Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell

Uwe Remme

Band 99

Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell

Von der Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Uwe Remme
geboren in Ibbenbüren

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. E. Göde
Tag der Einreichung:	13. September 2004
Tag der mündlichen Prüfung:	01. Dezember 2005

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)
Dr. rer. pol. U. Fahl

2006

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Betreuung der Arbeit sowie für die Möglichkeit, an seinem Institut diese Arbeit durchführen zu können. Gleichermaßen danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Eberhard Göde für die Übernahme des Korreferats und die wertvollen Anregungen.

Weiterhin gebührt Herrn Dr. rer. pol. Ulrich Fahl besonderen Dank für die fachliche Betreuung, Unterstützung und kritische Durchsicht der Arbeit. Für die freundschaftliche Zusammenarbeit, die zahlreichen fruchtbaren Diskussionen und Anregungen möchte ich mich ganz herzlich bei meinen ehemaligen und jetzigen Kolleginnen und Kollegen der Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analyse bedanken, besonders erwähnt seien hier Herr Dr.-Ing. Markus Blesl, Herr Dipl.-Vw. Ingo Ellersdorfer, Herr M. Sc. Jussi Mäkelä und Herr Dipl.-Ing. Oliver Mayer-Spohn. Darüber hinaus gilt mein Dank allen nicht namentlich genannten Kolleginnen und Kollegen am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei meinen Eltern sowie meiner Schwester für ihr Verständnis und ihre Unterstützung während der Fertigstellung der Arbeit bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... **i**

Abbildungsverzeichnis ..... **v**

Tabellenverzeichnis ..... **ix**

Abkürzungsverzeichnis ..... **xiii**

Formelverzeichnis ..... **xvii**

Kurzfassung ..... **xxiii**

Abstract ..... **xxv**

1 Einleitung **1**

1.1 Problemstellung und Zielsetzung 1
1.2 Methodik und Aufbau der Arbeit 3

2 Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft **7**

2.1 Entwicklungen in der deutschen Energieversorgung 8
2.1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 8
2.1.2 Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft 12
2.1.3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft 18
2.1.4 Fazit 24
2.2 Heutiger Stand und Perspektiven bei der Nutzung erneuerbarer Energien 24
2.2.1 Wasserkraft 24
2.2.2 Windkraft 27
2.2.3 Solarthermie 34
2.2.4 Photovoltaik 37
2.2.5 Umgebungswärme und oberflächennahe Erdwärme 41
2.2.6 Geothermie 44
2.2.7 Biomasse 49
2.2.8 Potenziale erneuerbarer Energieträger 59
2.3 Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien 65
2.3.1 Theoretische Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien 65
2.3.2 Existierende Rahmenbedingungen in Europa und Deutschland 67
2.4 Erneuerbarer Energien aus dem Blickwinkel der Systemanalyse 70
2.4.1 Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems 71
2.4.2 Konkurrenz alternativer Nutzungsmöglichkeiten der Ressourcen 73
2.4.3 Regionale und zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit 74
2.4.4 Vergleichssystem 75
2.4.5 Fazit 76

3 Das Energiesystemmodell TIMES - Ein Instrument zur langfristigen Planung in der Energiewirtschaft **77**

3.1 Energiesystemanalyse 77
3.2 Energiemodelle 78
3.2.1 Klassifizierung von Energiesystemmodellen 79
3.2.2 Vertreter von Energiesystemmodellen 81
3.3 Beschreibung des Energiesystemmodells TIMES 84

3.3.1 Modellstruktur ... 85
3.3.2 Implementierung ... 90
3.3.3 Mathematische Beschreibung ... 92

4 Methoden der Sensitivitätsanalyse und der parametrischen Programmierung ... 119

4.1 Dualität in der Linearen Programmierung ... 120
4.1.1 Das primale und das duale Optimierungsproblem ... 120
4.1.2 Kernaussagen der Dualität ... 122
4.1.3 Graphentheoretische Betrachtung des primalen und dualen Problems ... 126
4.1.4 Duale Gleichungen und Variablen im Energiesystemmodell ... 131
4.2 Sensitivitätsanalyse ... 139
4.2.1 Sensitivität bezüglich der rechten Seite ... 140
4.2.2 Sensitivität bezüglich der Kostenparameter ... 143
4.2.3 Sensitivität bezüglich der Matrixkoeffizienten ... 145
4.3 Parametrische Programmierung ... 147
4.3.1 Variation der rechten Seite ... 147
4.3.2 Variation der Kostenparameter ... 149
4.3.3 Variation mehrerer unterschiedlicher Parameter ... 151

5 Quantitative Analyse der zukünftigen Rolle erneuerbarer Energien ... 153

5.1 Das TIMES Deutschland Modell ... 153
5.2 Rahmenannahmen ... 154
5.2.1 Sozioökonomische Rahmenannahmen ... 155
5.2.2 Energiepolitische Annahmen ... 157
5.2.3 Annahmen hinsichtlich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen ... 158
5.3 Technisch-ökonomische Beschreibung der Technologien ... 159
5.3.1 Fossile und nukleare Stromerzeugungstechnologien ... 159
5.3.2 Wasserstoffbereitstellung und -nutzung ... 162
5.4 Charakterisierung der Szenarien und Variationsrechnungen ... 166
5.5 Das Referenzszenario ... 168
5.5.1 Endenergieverbrauch ... 168
5.5.2 Strombereitstellung ... 170
5.5.3 Primärenergieverbrauch ... 171
5.5.4 Emissionen ... 172
5.5.5 Kosten und Strompreise ... 176
5.6 Das Zielszenario Treibhausgasminderung (THG-Minderung) ... 186
5.6.1 Endenergieverbrauch ... 186
5.6.2 Strombereitstellung ... 188
5.6.3 Primärenergieverbrauch ... 190
5.6.4 Emissionen ... 191
5.6.5 Kosten und Strompreise ... 197
5.6.6 THG-Minderungskostenkurve ... 202
5.6.7 Variante CO2-Abtrennung und -Deponierung (THG-DEP) ... 207
5.6.8 Variante THG-Minderung und Kernenergiezubau (THG-KE) ... 210
5.7 Das Zielszenario Erneuerbare Energien (EE) ... 214
5.7.1 Endenergieverbrauch ... 214
5.7.2 Strombereitstellung ... 215
5.7.3 Primärenergieverbrauch ... 217
5.7.4 Emissionen ... 218
5.7.5 Kosten und Strompreise ... 220

5.7.6 Angebotskurve Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 227
5.7.7 Variation der Obergrenze der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen 230
5.8 Simultane Variation der EE-Quote, des Minderungsziels und des Erdgaspreises 231
5.8.1 Variation des Minderungsziels und der EE-Quote 232
5.8.2 Variation des Minderungsziels und des Erdgas-/Rohölpreises 236
5.9 Zusammenfassende Bewertung der Analysen 240
5.9.1 Regenerativer Endenergieverbrauch 240
5.9.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern 241
5.9.3 Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger 244
5.9.4 Emissionen und Systemkosten 245

6 Schlussbetrachtung 251

Literaturverzeichnis 255

Anhang A: Ergebnistabellen der Szenariorechnungen 279

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots 7
Abb. 2-2: Primärenergieverbrauch in Deutschland 1990-2002 10
Abb. 2-3: Nettostromerzeugung in Deutschland 1991-2002 in TWh 11
Abb. 2-4: Entwicklung der CO_2- und Treibhausgasemissionen in Deutschland 17
Abb. 2-5: Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Wasserkraft 27
Abb. 2-6: Entwicklung der installierten Kapazität an WKA und deren Stromerzeugung in Deutschland 33
Abb. 2-7: Entwicklung der solarthermischen Nutzung in Deutschland 37
Abb. 2-8: Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland 41
Abb. 2-9: Schaltungen einer Kompressions- und Absorptionswärmepumpe 42
Abb. 2-10: Neuinstallation von Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen in Deutschland 44
Abb. 2-11: Möglichkeiten zur Bereitstellung aus Biomasse 50
Abb. 2-12: Anlagenbestand bei Biomasseheizkraftwerken 54
Abb. 2-13: Kosten-Potenzial-Kurven für die Bereitstellung holzartiger und halmartiger Biomasse frei Konversionsanlage 62
Abb. 3-1: Referenzenergiesystem (RES) eines TIMES Modells 86
Abb. 3-2: Regionale Modellierungsmöglichkeiten im TIMES Modellschemata 87
Abb. 3-3: Zeitliche Disaggregation eines Jahres in TIMES. 89
Abb. 3-4: Zeitliche Auflösung der Flussvariablen am Beispiel eines Braunkohle-kraftwerkes 90
Abb. 3-5: Struktur des Modellgenerators TIMES 91
Abb. 3-6: Produktions- und Verbrauchsterme der Commodity-Bilanz 93
Abb. 3-7: Modellschemata einer atmosphärischen Destillationskolonne 99
Abb. 3-8: Strom- und Wärmeerzeugung bei einem Kraftwerk mit Entnahme-Kondensationsturbine 100
Abb. 3-9: Die zwei möglichen Formulierungsmöglichkeiten der Transformationsgleichung 101
Abb. 3-10: Definition des Reservefaktors und des Spitzenlastfaktors 107
Abb. 3-11: Annuisierung der Investitionen und Stilllegungskosten in MARKAL (oben) und TIMES (unten) im Vergleich 114
Abb. 3-12: Gleichungssystem zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten für Commodities und Prozessoutputflüsse anhand eines Beispiels 115
Abb. 4-1: Beispiele für eine (a) primal und (b) dual degenerierte Lösung 125
Abb. 4-2: Beispiel des fundamentalen Digraphs für ein Energiesystem bestehend aus zwei Prozessen 127
Abb. 4-3: Fundamentaler Digraph für die Zubauvariable und die verbundenen Gleichungen 135
Abb. 4-4: Fundamentaler Digraph für die Aktivitätsvariable einer fossilen Stromerzeugungstechnologie und die verbundenen Gleichungen 137
Abb. 4-5: Zielfunktionswert bei Variation der rechten Seite 148
Abb. 4-6: Zielfunktionswert bei Variation der Kostenparameter 150
Abb. 5-1: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle 164
Abb. 5-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Referenzszenario 169
Abb. 5-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenzszenario 170

Abb. 5-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario 171
Abb. 5-5: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern im Referenzszenario 172
Abb. 5-6: Entwicklung der sektoralen Treibhausgasemissionen im Referenzszenario . 173
Abb. 5-7: Bandbreite der Grenzkosten der CO_2-Vermeidung für verschiedene Technologien im Referenzszenario 174
Abb. 5-8: Dekomposition der Änderung der CO_2-Emissionen im Stromsektor gegenüber dem Jahr 2000 im Referenzszenario 175
Abb. 5-9: Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Referenzszenario 177
Abb. 5-10: Entwicklung des Strompreises im Referenzszenario 178
Abb. 5-11: Notwendige Vergütung zur Erreichung der Mindeststromerzeugungsmengen für erneuerbare Energien im Referenzszenario 181
Abb. 5-12: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Referenzszenario 182
Abb. 5-13: Dekomposition des Strompreises für ein Erdgas-GuD-Heizkraftwerk im Referenzszenario 183
Abb. 5-14: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (5-6 m/s) im Referenzszenario 184
Abb. 5-15: Deckungsbeiträge für die Investition und die fixen Betriebskosten eines Steinkohlekraftwerkes über die Lebensdauer 185
Abb. 5-16: Deckungsbeiträge für die Investition und die fixen Betriebskosten eines Windkraftwerkes über die Lebensdauer an unterschiedlichen Standorten ... 186
Abb. 5-17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario 187
Abb. 5-18: Änderung des Endenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario 188
Abb. 5-19: Entwicklung der Nettostrombereitstellung im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario 189
Abb. 5-20: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario 190
Abb. 5-21: Änderung des Primärenergieverbrauchs im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario 191
Abb. 5-22: Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger im Zielszenario THG-Minderung und Referenzszenario 192
Abb. 5-23: Änderung der THG-Emissionen im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren 193
Abb. 5-24: Dekomposition der Änderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario 193
Abb. 5-25: Dekomposition der marginalen THG-Vermeidungskosten nach Sektoren im Zielszenario THG-Minderung 196
Abb. 5-26: Entwicklung des Strompreises im Zielszenario THG-Minderung 199
Abb. 5-27: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Zielszenario THG-Minderung 200
Abb. 5-28: Dekomposition des Strompreises für ein Erdgas-GuD-Kraftwerk im Zielszenario THG-Minderung 201
Abb. 5-29: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (> 6 m/s) im Zielszenario THG-Minderung 202
Abb. 5-30: THG-Zertifikats- und Strompreis bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 203

Abb. 5-31: Nettostrombereitstellung bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 ..204
Abb. 5-32: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 ..205
Abb. 5-33: Regenerative Stromerzeugung als Funktion des THG-Zertifikatspreises bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 ..206
Abb. 5-34: Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger als Funktion des THG-Zertifikatspreises bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 ..207
Abb. 5-35: Änderung der THG-Emissionen in der Variante CO_2-Deponierung gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren ..208
Abb. 5-36: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung in der Variante CO_2-Deponierung ..209
Abb. 5-37: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 in der Variante CO_2-Deponierung ..209
Abb. 5-38: Entwicklung der Nettostrombereitstellung in der Variante Kernenergie-zubau ..211
Abb. 5-39: Sektorale Änderung der THG-Emissionen in der Variante Kernener-giezubau und dem Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario ..212
Abb. 5-40: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 in der Variante Kernenergiezubau ..213
Abb. 5-41: Entwicklung der Nettostrombereitstellung im Zielszenario Erneuerbare Energien ..216
Abb. 5-42: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien ..217
Abb. 5-43: Änderung der THG-Emissionen im Zielszenario Erneuerbare Energien gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren ..219
Abb. 5-44: Dekomposition der Änderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien gegenüber dem Referenzszenario ..219
Abb. 5-45: Entwicklung des Strompreises im Zielszenario Erneuerbare Energien ..222
Abb. 5-46: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Zielszenario Erneuerbare Energien ..223
Abb. 5-47: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (4-5 m/s) im Zielszenario Erneuerbare Energien ..223
Abb. 5-48: Dekomposition des Strompreises für ein Holz-GuD-Heizkraftwerk im Zielszenario Erneuerbare Energien ..224
Abb. 5-49: Dekomposition des Zertifikatspreises für Strom aus erneuerbaren Energien nach Sektoren im Zielszenario Erneuerbare Energien ..225
Abb. 5-50: Sensitivität der CO_2-Emissionen im Zielszenario Erneuerbare Energien bezüglich einer Erhöhung der EE-Quote um 1 Prozent ..226
Abb. 5-51: Sensitivität des zeitlich gemittelten Strompreises bezüglich der EE-Quote im Zielszenario Erneuerbare Energien ..227
Abb. 5-52: THG-Emissionen, EE-Zertifikats- und Strompreis bei Variation der EE-Quote im Jahr 2050 ..228
Abb. 5-53: Nettostrombereitstellung als Funktion des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Quote) im Jahr 2050 ..229
Abb. 5-54: Regenerative Stromerzeugung als Funktion des EE-Zertifikatspreises im Jahr 2050 ..230
Abb. 5-55: EE-Zertifikatspreis und THG-Emissionen im Jahr 2050 als Funktion des maximal möglichen Anteils der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen im Zielszenario EE ..231

Abb. 5-56: Nettostrombereitstellung im Jahr 2050 nach Energieträgern als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 233
Abb. 5-57: THG-Zertifikatspreis im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 234
Abb. 5-58: Regenerative Stromerzeugung im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 235
Abb. 5-59: Zeitlich gemittelter Strompreis im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 235
Abb. 5-60: Nettostrombereitstellung im Jahr 2050 nach Energieträgern als Funktion der prozentualen Gas-/Ölpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 236
Abb. 5-61: THG-Zertifikatspreis im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 237
Abb. 5-62: Zeitlich gemittelter Strompreis im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 238
Abb. 5-63: Regenerative Stromerzeugung im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen 239
Abb. 5-64: Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergieverbrauchs erneuerbarer Energieträger als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 für unterschiedliche Preisentwicklungen 240
Abb. 5-65: Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern im Szenarienvergleich 241
Abb. 5-66: Regenerative Stromerzeugung im Szenarienvergleich 242
Abb. 5-67: Durchschnittliche CO2-Emissionen der Stromerzeugung im Szenarienvergleich 244
Abb. 5-68: Primärenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern im Szenarienvergleich 245
Abb. 5-69: Entwicklung der THG-Emissionen im Szenarienvergleich 246
Abb. 5-70: Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 im Szenarienvergleich 247
Abb. 5-71: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten im Szenarienvergleich 248

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Technische und ökonomische Daten von Laufwasserkraftwerken unterschiedlicher Nennleistung 26
Tabelle 2-2: Technische und ökonomische Daten der WKA-Referenzanlagen im Festland für das Jahr 2000, 2010 und 2050....31
Tabelle 2-3: Volllastbenutzungsstunden von WKA in Abhängigkeit von der Küstenentfernung im Bereich der Deutschen Bucht 32
Tabelle 2-4: Ökonomische Daten der WKA-Referenzanlagen im Offshore-Bereich 33
Tabelle 2-5: Technische und ökonomische Daten von Solarkollektor-Referenzanlagen 36
Tabelle 2-6: Technische und ökonomische Daten von vier PV-Referenzanlagen im Jahr 1999 39
Tabelle 2-7: Technische und ökonomische Daten vier PV-Referenzanlagen im Jahr 2050 40
Tabelle 2-8: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten einer oberflächennahen Erdwärmesonde für ein Einfamilienhaus und für die Objektversorgung....43
Tabelle 2-9: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten einer hydrothermalen Dublette zur Nahwärmeerzeugung 45
Tabelle 2-10: Technische und ökonomische Charakterisierung tiefer Erdsonden für die Nahwärmeversorgung....46
Tabelle 2-11: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten eines HDR-Systems zur geothermischen Stromerzeugung 49
Tabelle 2-12: Technische und ökonomische Daten für biomassebefeuerte Zentralheizungsanlagen und Heizwerke 52
Tabelle 2-14: Technische und ökonomische Daten für BHKW mit Holzvergaser und GuD-HKW mit Biomassevergaser 53
Tabelle 2-13: Technische und ökonomische Daten für Holzheizkraftwerke mit Gegendruckturbine und ein Holz-Kondensationskraftwerk 53
Tabelle 2-15: Technische und ökonomische Daten eines Rapsöl-, und RME-BHKW sowie RME- und CGH2-Pkw 56
Tabelle 2-16: Technische und ökonomische Daten ausgewählter Bereitstellungspfade für RME, Wasserstoff und Methanol aus Biomasse 57
Tabelle 2-17: Technische und ökonomische Daten für Bio-, Klär- und Deponiegas-BHKW 58
Tabelle 2-18: Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und der Stand der Nutzung im Jahr 2002 60
Tabelle 2-19: Theoretische und technische Potenziale einer Windstromerzeugung in Deutschland 63
Tabelle 2-20: Konfliktarme Flächen in Nord- und Ostsee....64
Tabelle 2-21: Technisches Stromerzeugungspotenzial in Nord- und Ostsee 64
Tabelle 2-22: Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien gemäß EEG....69
Tabelle 3-1: Übersicht der commoditybezogenen Bounds in TIMES....98
Tabelle 3-2: Zinskosten während der Bauzeit 113
Tabelle 4-1: Entsprechungen zwischen dem primalen und dualen linearen Optimierungsproblem....122
Tabelle 5-1: Sozioökonomische Rahmenannahmen....156
Tabelle 5-2: Regenerative Stromimportpotenziale aus verschiedenen Ländern....157

Tabelle 5-3: Entwicklung der mindestens zu erwartenden regenerativen Stromerzeugung ... 158
Tabelle 5-4: Technische und ökonomische Charakterisierung von Kondensations- und KWK-Kraftwerken für den Zeitraum 2000-2030 ... 160
Tabelle 5-5: Technische und ökonomische Charakterisierung von Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung für den Zeitraum 2010-2030 ... 161
Tabelle 5-6: Technische und ökonomische Charakterisierung des EPR (European Pressurized Reactor) für den Zeitraum 2000-2030 ... 162
Tabelle 5-7: Technische und ökonomische Daten eines alkalischen Elektrolyseurs ... 163
Tabelle 5-8: Technische und ökonomische Daten für die Verdichtung und Verflüssigung von Wasserstoff ... 164
Tabelle 5-9: Charakteristika unterschiedlicher Brennstoffzellentypen ... 165
Tabelle 5-10: Prognose der technischen und ökonomischen Daten unterschiedlicher Brennstoffzellentypen im Jahr 2010 ... 166
Tabelle 5-11: Szenarienübersicht ... 167
Tabelle 5-12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Referenzszenario in PJ ... 169
Tabelle 5-13: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Referenzszenario ... 176
Tabelle 5-14: Entwicklung der jährlichen Energiesystemkosten im Referenzszenario ... 176
Tabelle 5-15: Dekomposition des Strompreises auf Hochspannungsebene im Zeitsegment Wintertag in Cent/kWh ... 179
Tabelle 5-16: Änderungen des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Zielszenario THG-Minderung relativ zum Referenzszenario ... 187
Tabelle 5-18: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung ... 194
Tabelle 5-17: Dekomposition der CO_2-Emissionen in den Endenergiesektoren im Zielszenario THG-Minderung im Jahr 2050 ... 194
Tabelle 5-19: Marginale THG-Vermeidungskosten im Zielszenario THG-Minderung ... 195
Tabelle 5-20: Sensitivität der marginalen THG-Vermeidungskosten bezüglich des Gaspreises im Zielszenario THG-Minderung ... 197
Tabelle 5-21: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten und durchschnittlichen Vermeidungskosten im Zielszenario THG-Minderung gegenüber der Referenz ... 197
Tabelle 5-22: Entwicklung der Stromgestehungskosten im Zielszenario THG-Minderung 198
Tabelle 5-23: Sensitivität des zeitlich gemittelten Strompreises bezüglich des Gaspreises im Zielszenario THG-Minderung ... 200
Tabelle 5-24: Entwicklung der jährlichen Energiesystemmehrkosten und der marginalen THG-Vermeidungskosten in der Variante Kernenergiezubau gegenüber dem Referenzszenario ... 213
Tabelle 5-25: Änderungen des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario Erneuerbare Energien relativ zum Referenzszenario ... 215
Tabelle 5-26: Änderungen des Primärenergieverbrauchs nach Sektoren im Zielszenario Erneuerbare Energien relativ zum Referenzszenario ... 218
Tabelle 5-27: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien ... 220
Tabelle 5-28: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten gegenüber der Referenz, der durchschnittlichen THG-Vermeidungskosten und der Stromgestehungskosten im Zielszenario Erneuerbare Energien ... 221
Tabelle A-1: Ergebnistabelle des Referenzszenarios (REF) ... 279
Tabelle A-2: Ergebnistabelle des Zielszenarios THG-Minderung (THG) ... 282

Tabelle A-3: Ergebnistabelle des Zielszenarios Erneuerbare Energien (EE) 285
Tabelle A-4: Ergebnistabelle der Variante CO_2-Abscheidung und -Deponierung (THG-DEP) 288
Tabelle A-5: Ergebnistabelle der Variante THG-Minderung und Kernenergiezubau (THG-KE).....291

Abkürzungsverzeichnis

µm	Mikrometer
a	Jahr
AC	Alternate Current (Wechselstrom)
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Wärme und Heizkraftwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BvS	Bundesanstalt für vereinigungsbedingte Sonderausgaben
bzw.	beziehungsweise
CDM	Clean Development Mechanism
CdS	Cadmium-Sulfit
CER	Certified Emission Reduction
CGH_2	Compressed Gas Hydrogen
CH_4	Methan
CIS	Kupfer-Indium-Di-Selenid
cm	Centimeter
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
CO_2*	CO_2 Äquivalent
COP	Conference of Parties
DDR	Deutsche Demokratische Republik
DEWI	Deutsches Windenergie Institut
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFOM	Energy Flow Optimization Model
el.	elektrisch
EnEV	Energieeinsparverordnung
EPR	European Pressurized Reactor
ERU	Emission Reduction Unit
ET	Emission Trading
EU	Europäische Union
FCCC	Framework Convention on Climate Change
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoff
GaAs	Gallium-Arsenid
GAMS	General Algebraic Modelling System
GDX	GAMS Data Exchange
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Gt	Gigatonne

GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWP	Global Warming Potential
h	Stunde
H_2O	Wasser
ha	Hektar
HDR	Hot-Dry-Rock
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke
HKW	Heizkraftwerk
Hz	Hertz
Hzg	Heizung
IEA	Internationale Energieagentur
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IIASA	International Institute of Applied Systems Analysis
IMA	Interministrielle Arbeitsgruppe
inkl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPM	Interior-Point-Method
J	Joule
JI	Joint Implementation
kg	Kilogramm
km	Kilometer
km^2	Quadratkilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWP	Kilowattpeak
l	Liter
Laubag	Lausitzer Braunkohle AG
LP	Linear Programming
m	Meter
m/s	Meter pro Sekunde
MARKAL	Market Allocation Model
max.	maximal
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MCP	Mixed Complementarity Problem
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impact
min	Minute
Mio.	Millionen
MIP	Mixed Interger Programming
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt

N_2O	Distickstoffoxid
NH_3	Ammoniak
NLP	Nonlinear Programming
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds
NO_x	Stickoxide
O_3	Ozon
ºC	Grad Celsius
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ORC	Organic Rankine Cycle
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
PERSEUS	Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PV	Photovoltaik
RES	Referenzenergiesystem
RME	Rapsölmethylester
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SF_6	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleeinheiten
SO_2	Schwefeldioxid
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
sog.	so genannt
spez.	spezifisch
STC	Standard Test Conditions
t	Tonne
t.v.F.	Tonnen verwertbare Förderung
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
therm.	thermisch
TIMES	The Integrated Markal Efom System
Tkm	Tonnenkilometer
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
U	Umdrehung
u. a.	unter anderem
UdSSR	Union der Sozialistischen Sowjet Republiken
UNCED	United Nations Conference on Environment and Development
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VEDA	Versatile Data Analyst
vgl.	vergleiche

W_p	Wattpeak
Ww	Warmwasser
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

Formelverzeichnis

Indizes

B	Indexmenge innerhalb der optimalen Basispartition
c	Commodity
cg	Commodity-Gruppe
$CGin$	Commodity-Gruppe der Brennstoffe
$CGout$	Commodity-Gruppe bestehend aus Strom und Heizwärme
com	Commodity
com_grp	Commodity-Gruppe
i	Index der Gleichungen von 1 bis m
j	Index der Variablen von 1 bis n
max	maximal
min	minimal
N	Indexmenge außerhalb der optimalen Basispartition
p	Prozess
prc	Prozess
r	Region
rr	Region
s	Zeitsegment
t	Modellperiode
ts	Zeitsegment
v	Baujahr (engl. vintage year)

Lateinische Formelzeichen

A	Matrix des primalen Problems
A^T	Matrix des dualen Problems
a_{ij}	Koeffizient der Variablen x_j in der Gleichung i
$ACT_{r,v,t,p,s}$	Variable für die Aktivität der in der Periode v zugebauten Kapazität in der Periode t
$af_{r,v,p,s}$	Verfügbarkeit der in der Periode v zugebauten Kapazität des Prozesses p im Zeitsegment s
$afbpt_{r,v,p}$	jährliche Verfügbarkeit im Gegendruckbetrieb
$afcon_{r,v,p}$	jährliche Verfügbarkeit im Kondensationsbetrieb
b	Vektor der rechten Seite
b_0	Ausgangsvektor der rechten Seite
b_i	rechte Seite der Gleichung i
c	Kostenvektor
c_j	Kosten der Variablen x_j
c_P	Leistungsbeiwert

$cap2act_{r,p}$	Umrechnungsfaktor der Kapazitätseinheit in die Aktivitätseinheit eines Prozesses
$cdem$	Menge der Nachfrage-Commodities
$cele_p$	Stromcommodity des KWK-Prozesses p
$cheat_p$	Heizwärmecommodity des KWK-Prozesses p
$com_fr_{r,t,c,s}$	Anteil der im Zeitsegment s nachgefragten Menge an der jährlichen Nachfragemenge $com_proj_{r,t,c}$
$com_ie_{r,t,c,s}$	Wirkungsgrad der Commodity c
$com_pkflx_{r,t,c,s}$	Spitzenlastfaktor für die Commodity c in Zeitsegment s
$com_pkrsv_{r,t,c,s}$	Reservefaktor für die Commodity c in Zeitsegment s
$com_proj_{r,t,c}$	jährlich nachgefragte Menge der Commodity c in Periode t
$cpt_{r,v,t,p}$	in Periode t zur Verfügung stehender Anteil der in Periode v zugebauten Kapazität des Prozesses p
d_{rot}	Rotordurchmesser einer Windkraftanlage
D_t	Dauer der Periode t
E	Emissionen
$EQE_CAPACT_{r,v,t,p,s}$	Kapazität-Aktivität-Restriktion mit fester Verfügbarkeit für einen Prozess p mit Bauperiode v in der aktuellen Periode t und dem Zeitsegment s
$EQE_COMBAL_{r,t,c,s}$	Commodity-Bilanz, die mit Gleichheit erfüllt ist, für die Commodity c in der Periode t im Zeitsegment s
$EQE_FLOFR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur Vorgabe des Anteils des Flusses der Commodity c des Prozesses p im Zeitsegment s am gesamten jährlichen Fluss in der Periode t
$EQE_FLOSHAR_{r,v,t,p,c,CG,s}$	Gleichung zur Vorgabe des Anteils einer Flussvariable des Prozesses p und der Commodity c an der Summe aller Flüsse in der Commodity-Gruppe CG in der Periode t und im Zeitsegment s des in der Periode v zugebauten Prozesses
$EQE_MRKSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur Vorgabe des Anteils des Flusses der Commodity c des Prozesses p im Zeitsegment s an der gesamten jährlichen Produktion der Commodity c in der Periode t
$EQE_PRDSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur Vorgabe des Anteils des Flusses der Commodity c des Prozesses p im Zeitsegment s am gesamten jährlichen Verbrauch der Commodity c in der Periode t
$EQG_COMBAL_{r,t,c,s}$	Commodity-Bilanz, die mit Ungleichheit erfüllt ist, für die Commodity c in der Periode t im Zeitsegment s
$EQG_FLOFR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur unteren Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity c des Prozesses p im Zeitsegment s am gesamten jährlichen Fluss in der Periode t
$EQG_FLOSHAR_{r,v,t,p,c,CG,s}$	Gleichung zur unteren Beschränkung des Anteils einer Flussvariable des Prozesses p und der Commodity c an der Summe aller Flüsse in der Commodity-Gruppe CG in der Periode t und im Zeitsegment s des in der Periode v zugebauten Prozesses

$EQG_MRKSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur unteren Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* an der gesamten jährlichen Produktion der Commodity *c* in der Periode *t*
$EQG_PRDSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur unteren Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* am gesamten jährlichen Verbrauch der Commodity *c* in der Periode *t*
$EQL_CAPACT_{r,v,t,p,s}$	Kapazität-Aktivität-Restriktion mit einer oberen Grenze der Verfügbarkeit für einen Prozess *p* mit Bauperiode *v* in der aktuellen Periode *t* und dem Zeitsegment *s*
$EQL_FLOFR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur oberen Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* am gesamten jährlichen Fluss in der Periode *t*
$EQL_FLOSHAR_{r,v,t,p,c,CG,s}$	Gleichung zur oberen Beschränkung des Anteils einer Flussvariable des Prozesses *p* und der Commodity *c* an der Summe aller Flüsse in der Commodity-Gruppe *CG* in der Periode *t* und im Zeitsegment *s* des in der Periode *v* zugebauten Prozesses
$EQL_MRKSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur oberen Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* an der gesamten jährlichen Produktion der Commodity *c* in der Periode *t*
$EQL_PRDSHR_{r,t,p,c,s}$	Gleichung zur oberen Beschränkung des Anteils des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* am jährlichen Verbrauch der Commodity *c* in der Periode *t*
$EQ_CHPBPT_{r,t,p}$	Gleichung zur Beschränkung der Volllaststundenzahl, in denen eine Entnahme-Kondensations-/Anzapf-KWK-Anlage *p* in der Periode *t* im Gegendruckbetrieb gefahren werden kann
$EQ_CHPCON_{r,t,p}$	Gleichung zur Beschränkung der Volllaststundenzahl, in denen eine Entnahme-Kondensations-/Anzapf-KWK-Anlage *p* in der Periode *t* im Kondensationsbetrieb gefahren werden kann
$EQ_IPSTG_{r,t,p}$	Gleichung zur Beschreibung des Speicherprozesses *p* zwischen den Perioden *t-1* und *t*
$EQ_PEAK_{r,t,c,s}$	Spitzenlastgleichung für die Commodity *c* in der Periode *t* im Zeitsegment *s*
EQ_PTRANS	Transformationsgleichung
$EQ_TSSTG_{r,t,p,s}$	Gleichung zur Beschreibung des Speicherprozesses *p* zwischen den Zeitsegmenten *s-1* und *s* in der Periode *t*
F	Fläche
$FLO_{r,v,t,p,c,ts}$	Fluss der Commodity *c* des Prozesses *p* mit Bauperiode *v* in der aktuellen Periode *t* und dem Zeitsegment *ts*
$flofunc_{r,v,p,cg,com_grp,s}$	Wirkungsgrad eines Prozesses *p* zwischen den Commodity-Gruppen *cg* und *com_grp*
$flofr_{r,t,p,c,s}$	Anteil des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* am gesamten jährlichen Fluss
$flo_mrkshr_{r,t,p,c,s}$	Anteil des Prozesses *p* an der gesamten Produktion der Commodity *c*

$flo_prdshr_{r,t,p,c,s}$	Anteil des Prozesses *p* am gesamten Verbrauch der Commodity *c*
$floshar_{r,t,p,c,CG,s}$	Anteil des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* an der Summe der Flüsse der Commodity-Gruppe *CG* in der Periode *t* für die in der Periode *v* zugebauten Kapazität
$flosum_{r,v,p,cg,c,com_grp,s}$	Commodity-spezifischer Wirkungsgrad für den Fluss der Commodity *c* des Prozesses *p* zwischen den Commodity-Gruppen *cg* und *com_grp*
$inp_bpt_{r,v,p}$	Umrechnungsfaktor der brennstoffbezogenen Kapazität der KWK-Anlage *p* in dessen elektrische Gegendruckkapazität
$inp_con_{r,v,p}$	Umrechnungsfaktor der brennstoffbezogenen Kapazität der KWK-Anlage *p* in dessen elektrische Kondensationskapazität
$IPSIN_{r,v,t,p,c,ts}$	Input-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Perioden dient
$IPSOUT_{r,v,t,p,c,ts}$	Output-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Perioden dient
$ire_flosumin_{p,com,c}$	Menge der vom Austauschprozess *p* benötigten Menge an dem Hilfsstoff *c* pro ausgetauschte Einheit *com*
$ire_flosumout_{p,com,c}$	Menge der vom Austauschprozess *p* freigesetzten Menge an dem Hilfsstoff *c* pro ausgetauschte Einheit *com*
$IRE_{r,v,t,p,c,ts,rr}$	Import der Commodity *c* aus Region *rr* in Region *r* über Austauschprozess *p* mit Bauperiode *v* in der aktuellen Periode *t* und dem Zeitsegment *ts*
k_A	Abstandsfaktor ohne bevorzugte Windrichtung
k_{Ax}	Abstandsfaktor in Hauptwindrichtung
k_{Ay}	Abstandsfaktor quer zur Hauptwindrichtung
L_B	Vektor der Untergrenzen von x_B
$\dot{m}$	Massenfluss
M_t	Mittleres Jahr der Periode *t*
$NCAP_{r,v,p}$	in Periode *v* zugebaute Kapazität des Prozesses *p*
$ncap_af_{r,v,p,s}$	Verfügbarkeit der in der Periode *v* zugebauten Kapazität des Prozesses *p* im Zeitsegment *s*
$ncap_afa_{r,v,p}$	durchschnittliche jährliche Verfügbarkeit der in der Periode *v* zugebauten Kapazität des Prozesses *p*
$ncap_afs_{r,v,p,s}$	durchschnittliche Verfügbarkeit der in der Periode *v* zugebauten Kapazität des Prozesses *p* in der Jahreszeit *s*
$ncap_com_{r,v,p,c,'in'}$	Verbrauchte Menge der Commodity *c* pro Kapazitätseinheit des Prozesses *p*
$ncap_com_{r,v,p,c,'out'}$	Erzeugte Menge der Commodity *c* pro Kapazitätseinheit des Prozesses *p*
$ncap_icom_{r,t,p,c}$	während der Bauzeit des Prozesses *p* benötigte Menge der Commodity *c* (pro Kapazitätseinheit),
$ncap_ocom_{r,t,p,c}$	bei der Stilllegung des Prozesses *p* freiwerdende Menge der Commodity *c* (pro Kapazitätseinheit)
P	Produktion
P_{WKA}	Leistung einer WKA

$pasti_{r,v,p}$	Altkapazitäten, die vor Beginn des Modellzeitraums zugebaut wurden (sog. *sunk investments*)
$pkcnt_{r,v,p,s}$	Prozentsatz der Kapazität des Prozesses *p* mit Baujahr *v*, die zur Reservekapazität beitragen kann
$prcts_{r,p}$	Menge der Zeitsegmente, in denen der Prozess *p* eingesetzt werden kann
$\Re$	Menge der reelen Zahlen
$reh_{r,v,p}$	Verhältnis Strom- zu Heizwärmeerzeugung
$stgchrg_{r,v,p,s}$	Zufluss des Speichers
$stgeff_{r,v,p}$	Wirkungsgrad der Einspeicherung
$stgloss_{r,v,p}$	Verlust des Speichers
$topin_{p,c}$	Menge der Prozesse *p* mit der Input-Commodity *c*
$topire_{rr,r,c}$	Menge der Austauschprozesse für Commodity *c* zwischen Region *rr* und Region *r*
$topout_{p,c}$	Menge der Prozesse *p* mit der Output-Commodity *c*
$ts_{p,c}$	Zeitsegment des zum Prozess *p* gehörigen Flusses der Commodity *c*
$TSSIN_{r,v,t,p,c,ts}$	Input-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Zeitsegmenten dient
$TSSOUT_{r,v,t,p,c,ts}$	Output-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Zeitsegmenten dient
$tsstor_p$	Zeitsegmente des Speicherprozesses *p*
U_B	Vektor der Obergrenzen von x_B
v_{Wind}	Windgeschwindigkeit
v_j	duale Variable der Obergrenze U_j der primalen Variable x_j
$vintyr_{r,v,t,p}$	Menge der Prozesse *p* mit Bauperiode *v*, die in Periode *t* noch existieren
w_i	Überschussvariable des primalen Problems
x_j	primale Variable
$\tilde{x}_j$	transformierte primale Variable
y_i	duale Variable
z_j	Schlupfvariable des dualen Problems (oder reduzierten Kosten der primalen Variablen)

Griechische Formelzeichen

α	Skalarer Parameter
Δb	Änderungsvektor der rechten Seite
Δc	Änderungsvektor der Kostenparameter
Δ_s	Dauer des Zeitsegmentes *s* als Bruchteil eines Jahres
π	Schattenpreis
ρ	Dichte
σ	Zielfunktionswert

$\tau_{ts,s}$	Anteil des Zeitsegmentes *s* an *ts*, wenn *s* unterhalb des Knotens *ts* im Zeitsegmentbaum liegt, im umgekehrten Fall ist der Wert 1

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden globalen Energiebedarfs und der Gefahr einer anthropogenen Störung des Klimasystems durch die Emission von Treibhausgasen gilt es, tragfähige Strategien und Perspektiven für eine nachhaltige Energieversorgung zu entwickeln. Der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien wird dabei vielfach eine Schlüsselrolle zur Bewältigung dieser Herausforderungen zugesprochen. Einer weit verbreiteten Ausschöpfung der auch in Deutschland in großem Maße verfügbaren Potenzialen an regenerativen Energieträgern stehen jedoch häufig noch die damit verbundenen hohen Kosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern entgegen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher zu untersuchen, welchen Beitrag erneuerbare Energieträger in einem wettbewerblichen Marktumfeld langfristig zur Energieversorgung leisten können und in welchem Umfang erneuerbare Energieträger durch die Internalisierung der Treibhausgasvermeidungskosten in den Energiepreisen profitieren können.

Zur Bewertung der Rolle erneuerbarer Energieträger sind mit Blick auf das Gesamtenergiesystem Interdependenzen zwischen der Nutzung erneuerbarer Energieträger und den übrigen Sektoren des Energiesystems zu berücksichtigen. Neben der Vernetzung des Energiesystems in horizontaler Richtung durch Prozessketten über Sektoren hinweg und in vertikaler Richtung durch die Konkurrenz regenerativer mit fossilen Energietechnologien sind dabei auch Kopplungen über Energiepreise, deren Höhe über die Wettbewerbsfähigkeit einer regenerativen Energietechnologie entscheidet, sowie die energie- und preisseitigen Effekte durch Einführung energiepolitischer Instrumente zu beachten. Aufgrund dieser Systemzusammenhänge wird daher ein auf dem Ansatz der linearen Programmierung basierendes intertemporales Energiesystemmodell verwendet, in dem die Energiewirtschaft Deutschlands von der Primär- bis zur Nutzenergie technologisch detailliert abgebildet und hinsichtlich der Systemkosten optimiert wird. Um die Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems aufzuzeigen, werden sich z. T. ergänzende methodische Verfahren entwickelt und eingesetzt. Neben einem Bilanzierungsmodell zur Ermittlung von die Prozessvorketten berücksichtigender Indikatoren zählen hierzu ein auf der Dualitätstheorie beruhendes Verfahren zur Dekomposition der Energie- und Zertifikatspreise, Methoden der Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung der fundamentalen preisbestimmenden Faktoren und Techniken der parametrischen Programmierung, um neben Variationen der Modelleingangsdaten Treibhausgasvermeidungskostenkurven und Angebotskurven regenerativ erzeugten Stroms unter Berücksichtigung der systemaren Zusammenhänge im Energiesektor abzuleiten.

Mit Hilfe des entwickelten Energiesystemmodells und der Analysemethoden werden die zukünftigen Entwicklungsperspektiven erneuerbarer Energien im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050 szenariogestützt untersucht. In den Szenarien werden einerseits die mit einer Quote erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung verbundenen energie-, kosten- und emissionsseitigen Auswirkungen betrachtet und andererseits der Beitrag erneuerbarer Energien in Konkurrenz mit alternativen Minderungsoptionen zur Erreichung von Treibhausgasminderungszielen dargestellt. Weiterhin werden in simultanen Variationen die Wechselwirkungen zwischen beiden Instrumenten und ihre Auswirkungen speziell auf die Stromerzeugungsstruktur und die Strompreise beleuchtet.

Abstract

Against the background of an increasing global energy demand and the danger of an anthropogenic disturbance of the climate system by the emission of greenhouse gases, it is necessary to develop sustainable strategies and perspectives for the future energy system. The increased usage of renewable sources is identified from many sides as a key element in strategies to overcome these challenges. However, a widely utilisation of the also in Germany large existing potentials of renewable energy carriers is currently still opposed by the associated high costs relative to fossil energy sources.

The intention of the submitted thesis is to analyse the contribution of renewable energy sources in the long-run under competitive market conditions to the energy supply and to study the extent to which renewable energy sources can benefit from the internalisation of greenhouse gas abatement costs in the energy prices.

To assess the role of renewable energy sources in the context of the entire energy system, interdependencies between the utilisation of renewable energy sources with other aspects and sectors of the energy system have to be taken into account. In addition to the interconnectedness of the energy system in the horizontal direction by process chains across sectors and in the vertical direction by the competition of renewable with conventional fossil technologies also the linkage by energy prices, which serve as benchmark for the competitiveness of a renewable energy technology, and the energy and price related effects caused by the introduction of policy instruments have to be considered. Due to these interactions within the system, a linear programming based dynamic energy system model is used, which depicts technologically detailed the German energy sector from the primary energy supply to the end-use energy demand side and optimises the energy system with respect to its total costs. In order to reveal the interactions and dependencies within the energy system, several partially complementary methodologies have been developed and applied to the model. Apart from a balance model that allows the calculation of specific indicators under consideration of previous process chains, the methodology comprises a method for decomposing energy and certificate prices based on the duality theory, the method of sensitivity analysis to identify the fundamental price-determining activities and parametric programming techniques to derive greenhouse gas abatement cost curves and renewable electricity supply cost curves.

With the help of the developed energy system model and analysis tools, the future development perspectives of renewable energy in the German energy system until the year 2050 are studied in various scenarios. In these scenarios, on the one side the energy-, cost- and emission related effects associated with a quota for the electricity production from renewable sources are studied, on the other side the contribution of renewable energy sources to given greenhouse gas abatement targets in competition with alternative abatement measures is examined. Furthermore the interdependencies between these two policy instruments on each other and their effects on the structure of the electricity sector and on the electricity prices are highlighted.

1 Einleitung

Die europäische und deutsche Energieversorgung sieht sich in der Zukunft vor neue Herausforderungen gestellt. Von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages werden die Globalisierung und Liberalisierung der Energiemärkte, der anthropogene Klimawandel und die Entwicklung der weltweiten Energienachfrage und Ressourcenverfügbarkeit unter Berücksichtigung ihrer geographischen Verteilung und der daraus erwachsenen geopolitischen Implikationen als die wichtigsten neuen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für die Energiepolitik und Energiewirtschaft genannt /Enquete 2001/.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen sind große Hoffnungen mit dem zukünftigen Beitrag erneuerbarer Energien in der Energieversorgung verknüpft. Trotz des durch die Liberalisierung ausgelösten erhöhten ökonomischen Drucks auf die größtenteils heute ohne Förderung nicht wirtschaftlich nutzbaren regenerativen Energien werden sie als ein wichtiger Bestandteil zukünftiger Strategien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und insbesondere zur Erreichung von Klimaschutzzielen angesehen. So erklärten die Minister der Mitgliedsländer der Internationalen Energieagentur (IEA) im Jahr 2001 im Zusammenhang mit den Aspekten Energieversorgungssicherheit und nachhaltiger Entwicklung „We intend that renewable energy should play an increasing role....“ /IEA 2001/. Im Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ der Europäischen Union /EU 1997/ werden erneuerbaren Energien als ein wichtiger Baustein zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung bezeichnet. Im Zusammenhang mit der Vision einer so genannten Wasserstoffwirtschaft (engl. *hydrogen economy*) werden erneuerbare Energien als eine Quelle zur Bereitstellung des Wasserstoffs angesehen /Shell 2002/. Von der aktuellen Bundesregierung werden erneuerbare Energien neben dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der Energieeinsparung durch Effizienzverbesserungen als ein Weg zur Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele protegiert. Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion von 6,3 % im Jahr 2000 auf 12,5 % im Jahr 2010 zu erhöhen. Darüber hinaus hat die Bundesregierung erklärt, dass in der Mitte des Jahrhunderts die Hälfte des Energieverbrauchs Deutschlands aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll /BMU 2002b/. Zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in Deutschland mit dem Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) im April 2000 eine Abnahmeverpflichtung bei gleichzeitig garantierter Einspeisevergütung eingeführt. Neben solchen Garantiepreismodellen werden als weitere Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Quotenmodelle, Ausschreibungsmodelle und Angebote für sog. grünen Strom diskutiert bzw. in einigen Ländern bereits angewandt.

Neben dieser sehr optimistischen Einschätzung bezüglich der Zukunft regenerativer Energieträger in der Energieversorgung gibt es jedoch auch Stimmen /WEC 2003/, die zu Bedenken geben, dass erneuerbare Energien zwar eine bedeutsame Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen können, sie jedoch nicht ein Allheilmittel zur Lösung der Energieversorgungsprobleme darstellen, da z. B. bei der von Natur aus fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie Reservekapazität vorzuhalten ist sowie überschüssige Erzeugung, mit ent-

sprechenden Umwandlungsverlusten begleitet, zwischengespeichert werden muss. Es wird ebenfalls eingewandt, dass die ökologische Bewertung einer erneuerbare Energieträger nutzenden Technologie über ihren gesamten Lebenszyklus zu erfolgen hat, da die Herstellung der Technologie unter Umständen, wie im Falle der Solarzellen, mit einem nicht zu vernachlässigenden Energieverbrauch und Ausstoß von Emissionen verbunden sein kann. Von /Bossel und Eliasson 2003/ wird der Einwand erhoben, dass in der vielfach propagierten auf regenerativen Energieträgern basierenden Wasserstoffwirtschaft im Vergleich zu anderen Energieträgern der Energiebedarf für den Transport und die Verteilung des Wasserstoffs sehr hoch ist, so dass Lösungen zur Verbesserung der Transport- und Verteilungseffizienz gefunden werden müssen (z. B. durch Umwandlung des Wasserstoffs in Methanol).

Vor dem Hintergrund dieser divergierenden Einschätzungen im Hinblick auf die Zukunft erneuerbarer Energien soll in dieser Arbeit quantitativ untersucht werden, welche Rolle erneuerbare Energien in der deutschen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 spielen können. Hierbei soll das Energiesystem aus zwei Blickwinkeln betrachtet werden, einerseits soll analysiert werden, welche energie-, kosten- und emissionsseitigen Auswirkungen eine forcierte Nutzung erneuerbarer Energien hat, andererseits soll untersucht werden, wie sich die Verfolgung einer Klimaschutzpolitik auf die Nutzung regenerativer Energieträger auswirkt, d. h., die Frage beantwortet werden, welche regenerativen Energieträger einen positiven Beitrag zum Erreichen von Klimaschutzzielen in Deutschland leisten können.

Zu den Aspekten, die bei der Analyse zu berücksichtigen sind, zählt die Vernetzung innerhalb des Energiesystems. In vertikaler Richtung existieren innerhalb des Energiesystems alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung eines Energieträgers, so dass, wie im Stromsektor, verschiedene Technologien miteinander konkurrieren. In horizontaler Richtung sind Technologien und Energieträger zu Prozessketten verknüpft. Durch diese beiden Dimensionen der Verknüpfung ergibt sich selbst bei kleineren Energiesystemen eine Vielzahl komplexer, kombinatorischer Möglichkeiten zur Deckung einer Energienachfrage. Bei der Bewertung einer regenerativen Technologie sind diese Zusammenhänge zu berücksichtigen. So wird zum Betrieb einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe im Haushaltssektor Strom benötigt, dessen Bereitstellung mit Emissionen im Stromerzeugungssektor verbunden sein kann. Ob durch die Nutzung einer Wärmepumpe Emissionen vermieden werden, hängt somit neben den Emissionen der substituierten Wärmebereitstellungssysteme im Haushaltssektor auch von der Struktur des Stromerzeugungssektors ab.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass alternative Verwendungsmöglichkeiten für einen regenerativen Energieträger existieren. So kann Biomasse auf vielfältige Weise im Energiesystem genutzt werden, sie kann z. B. in einem Heizkraftwerk verbrannt oder aber auch nach einer Vergasung und Reinigung als Wasserstoff in einer Brennstoffzelle genutzt werden. Eine Konkurrenzsituation besteht z. T. auch bei den Flächenpotenzialen für regenerative Energieträger. Auf einer landwirtschaftlichen Fläche können beispielsweise Energiepflanzen angebaut oder aber auch Photovoltaikanlagen oder Solarkollektoren installiert werden.

Der Einsatz regenerativer Energieträger stellt eine Möglichkeit zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen dar. Daneben können Treibhausgasminderungen auch durch Energieeinsparungen im Gebäudebereich, Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzung der Kernenergie oder Ausbau der Kohleverstromung in Kombination mit einer CO_2-Abtrennung sowie -Deponierung im Bereich der Stromerzeugung erreicht werden. Als Maßstab zum Vergleich und zur Bewertung der Kosteneffektivität einer Minderungsmaßnahme können die marginalen

Treibhausgasminderungskosten herangezogen werden. Bei der Ermittlung dieser Kosten ist jedoch zu berücksichtigen, dass sie neben den Kosten der betrachteten regenerativen Technologie sehr stark vom Zustand des Energiesystems (z. B. Kosten alternativer Technologien, Emissionsintensität des Energiesystems), das sich zudem dynamisch im Zeitverlauf verändert, abhängen.

Zur Beantwortung der Frage, ob eine regenerative Stromerzeugungstechnologie kostendeckend betrieben werden kann, entscheidet bei gegebenen Gestehungskosten letztlich der Strompreis, der, wenn man zusätzliche Einnahmen ausschließt, der Vergütung entspricht, die der Betreiber der Technologie für den regenerativ erzeugten Strom erhält. Liegen die Gestehungskosten unterhalb des Strompreises, ist der Betrieb kostendeckend. Übersteigen dagegen die Kosten den Strompreis, wäre ohne eine zusätzliche Vergütung oder Subvention der Betrieb nicht wirtschaftlich. Die Entwicklung des Strompreises ist daher eine wichtige Größe zur Bewertung der Einsatzchancen von Stromerzeugungstechnologien. Ein weiterer wichtiger zu untersuchender Aspekt ist somit die Frage, wie sich langfristig der Strompreis entwickelt und welche Faktoren ihn zukünftig beeinflussen.

Vielfach ist der Betrieb regenerativer Stromerzeugungstechnologien heute noch nicht wirtschaftlich, so dass, wenn energiepolitisch ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erwünscht ist, Förderinstrumente notwendig sind, wie z. B. durch eine Einspeisevergütung (EEG) oder die Einführung eines Quotenhandelssystems (sog. *green certificates*). Werden noch andere energiepolitische Ziele verfolgt, beispielsweise Minderung der Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz, stellt sich die Frage, wie sich die zu den verschiedenen Zielen gehörigen Instrumente, z. B. Quotensystem für erneuerbare Energien und Zertifikatshandelsystem für Treibhausgase, gegenseitig beeinflussen und welche Implikationen die gleichzeitige Anwendung dieser Instrumente auf das Energiesystem hat.

1.2 Methodik und Aufbau der Arbeit

Aufgrund der zahlreichen Alternativen zur Bereitstellung und Umwandlung eines Energieträgers, der Verknüpfung des Energiesystems über verschiedene Technologieketten und Sektoren sowie der Wechselwirkungen zwischen verschiedenen umweltpolitischen Maßnahmen und Zielen stellt sich die Energiewirtschaft eines Landes als ein sehr komplexes System dar. Zu einer fundierten Analyse der oben angeführten Fragen ist daher eine modellgestützte Vorgehensweise empfehlenswert. Da unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen und energiepolitischen Vorgaben, wie die eines Treibhausgasminderungsziels oder die einer Mindestnutzung erneuerbarer Energien, eine möglichst kostengünstige Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems aus der Vielzahl von möglichen Alternativen gesucht ist, wird ein analytischer Optimierungsansatz gewählt, der zudem den Vorzug bietet, dass im Rahmen der Optimierung auch eine monetäre Bewertung knapper Ressourcen, Energieträger oder Restriktionen in Form von Preisen vorgenommen wird.

Im Kapitel 2 dieser Arbeit wird zunächst ein Überblick über die deutsche Energiewirtschaft und ihrer politischen Rahmenbedingungen gegeben, bevor detailliert auf die Nutzung erneuerbarer Energien, die hierfür eingesetzten Technologien und die zur Verfügung stehenden Potenziale eingegangen wird. Unterschiedliche Modelle und in Deutschland bereits umgesetzte Maßnahmen zur Förderung regenerativer Energien werden diskutiert und systemanalytische Aspekte bei der Untersuchung erneuerbarer Energien in einem Energiesystem beleuchtet.

Anschließend wird in Kapitel 3 ein Überblick über die Modellbildung in der Energiewirtschaft gegeben. Darauf aufbauend wird das in dieser Arbeit entwickelte und verwendete Optimierungsmodell TIMES (The Integrated Markal Efom System) in seiner Struktur und mathematischen Formulierung vorgestellt. Zusätzlich wird für die Ergebnisanalyse ein Bilanzierungsmodell zur Ermittlung durchschnittlicher spezifischer Größen für die Energieträger, z. B. spezifischer Primärenergieverbrauch oder spezifische Emissionen der Bereitstellungskette, dargestellt.

Im Kapitel 4 werden Verfahren entwickelt, die dazu dienen, die Wechselwirkungen und Zusammenhänge innerhalb des Energiesystemmodells sowie zwischen den Eingabedaten und der Lösung des Modells aufzuzeigen. Insbesondere der letzte Punkt, die vermeintlich geringe Transparenz der sich ergebenden Lösung, ist ein häufiger im Zusammenhang mit optimierenden Energiesystemmodellen geäußerter Vorwurf. Zur Modellanalyse werden zu Beginn des Kapitels 4 die Grundlagen der Dualität in der linearen Programmierung und die Beziehungen zwischen dem so genannten linearen und dualen Optimierungsproblem vorgestellt. Handelt es sich bei dem primalen Optimierungsproblem um die kostenminimale Ausgestaltung eines Energiesystems unter Berücksichtigung diverser technischer und politischer Nebenbedingungen, beschreibt das zugehörige duale Optimierungsproblem dasselbe Energiesystem mit Hilfe von Beziehungen zwischen Schattenpreisen und Kosten. Die Entscheidungsvariablen des primalen Problems (im Falle des Energiesystemmodells Energieflüsse und Zubauvariablen) werden als primale Variablen bezeichnet, analog werden die Entscheidungsvariablen des dualen Problems (im Fall des Energiesystemmodells Energieträgerpreise und Opportunitätskosten) als duale Variablen bezeichnet. Darauf aufbauend wird eine graphische Darstellung des primalen und dualen Problems vorgestellt, um anschließend die Interpretation der dualen Variablen und dualen Gleichungen im Energiesystemmodell TIMES zu diskutieren. Weiterhin werden Verfahren der Sensitivitätsanalyse entwickelt, mit deren Hilfe sich der Einfluss von Eingangsdaten des Modells auf die Lösung untersuchen lässt. Insbesondere lässt sich mit den entwickelten Methoden bestimmen, welche Aktivitäten für eine duale Variable, z. B. für den Strompreis, verantwortlich sind und welche Kostenparameter den größten Einfluss auf diese duale Variable haben. Analog kann für die primalen Verfahren bestimmt werden, welche Restriktionen, z. B. Energienachfrage oder Emissionsobergrenze, den größten Einfluss auf den Wert einer primalen Variablen haben. Ebenso kann der Einfluss von Matrixkoeffizienten der Modellgleichungen, z. B. einer Quote für die regenerative Stromerzeugung, auf die primalen und dualen Variablen bestimmt werden. Abschließend werden in Kapitel 4 Verfahren der parametrischen Programmierung behandelt, mit denen sich die Auswirkungen von Änderungen in den Eingangsdaten auf die dualen und primalen Variablen über größere Wertebereiche in einer systematischen und effizienten Weise analysieren lässt.

Mit Hilfe des in Kapitel 3 vorgestellten Energiesystemmodells TIMES und der in Kapitel 4 erarbeiteten Analysemethoden wird in Kapitel 5 die zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland quantitativ untersucht. Hierbei werden zunächst die Rahmenannahmen und die technisch-ökonomische Charakterisierung der Technologien vorgestellt. Aufbauend auf einem Referenzszenario wird zuerst untersucht, welchen Beitrag erneuerbare Energien ohne eine direkte Förderung zur Energieversorgung leisten können. Es wird insbesondere dargelegt, wie der Einsatz regenerativer Energieträger und damit deren Wettbewerbsfähigkeit durch Klimaschutzziele und durch die Preise fossiler Energieträger beeinflusst wird. In diesem Zusammenhang wird mit Hilfe des dualen Optimierungsproblems eine detaillierte Analyse der

langfristigen Strompreise durchgeführt. Die Zusammenhänge zwischen den Schattenpreisen und Kosten innerhalb des Energiesystems werden aufgezeigt. Weiterhin werden Bandbreiten für die marginalen Treibhausgasvermeidungskosten unterschiedlicher Technologien abgeleitet, Angebotskurven für regenerativ erzeugten Strom erstellt sowie das Energiesystem und speziell der Einsatz regenerativer Energien als Funktion eines Treibhausgasminderungsziels dargestellt. Im zweiten Teil des Kapitels werden die Effekte einer Förderung erneuerbarer Energien auf die Energiewirtschaft erörtert. Hierbei werden einerseits die Effekte auf den Energieverbrauch, die Versorgungssicherheit, die Emissionen sowie die Preise der Energieträger und Emissionsrechte untersucht, andererseits wird analysiert, wie die Fördermaßnahmen von anderen Größen im Energiesystem, z. B. Importpreise, Klimaschutzziele, beeinflusst werden.

Schlussfolgerungen bezüglich des Beitrags erneuerbarer Energien in der zukünftigen Energieversorgung werden in Kapitel 6 zusammengefasst. Weiterhin wird dort ein Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf gegeben.

2 Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft

Das auf der Erde durch den Menschen nutzbare erneuerbare oder auch als regenerativ bezeichnete Energieangebot wird aus drei Primärenergiequellen gespeist /Kleemann und Meliß 1993/:

- dem Isotopenzerfall im Erdinnern (Erdwärme),
- der Planetenbewegung in Verbindung mit der Massenanziehung (Gezeitenenergie) und
- der thermonuklearen Umwandlung in der Sonne (Sonnenenergie).

Den weitaus größten Anteil besitzt das solare Energieangebot mit einem geschätzten jährlichen Energiestrom von ca. $5{,}6 \cdot 10^{24}$ J (= 178 000 TW). Dieser solare Energiestrom wird zum Teil an der Erdatmosphäre und der Erdoberfläche reflektiert. Ein weiterer Teil verursacht eine Erwärmung der Atmosphäre und der Erdoberfläche, was wiederum die Verdampfung von Wasser (Wolkenbildung) bewirkt. Ein geringer Anteil wird in Biomasse umgewandelt, wovon ein kleiner Teil sich über einen mehrere Millionen Jahre dauernden Prozess in die heute überwiegend genutzten fossilen Energieträger Öl, Kohle und Gas umwandelt. Der geothermische Wärmestrom wird durch Isotopenzerfallsprozesse im Erdinnern gespeist, er ist jedoch um fast vier Größenordnungen kleiner als der solare Energiestrom. Das Potenzial der Gezeitenenergie, die durch die Massenanziehungskräfte zwischen Erde, Mond und Sonne hervorgerufen wird, ist um den Faktor 10 geringer als das der geothermischen Energie.

Die drei regenerativen Primärenergiequellen können entweder direkt (z. B. Photovoltaik) oder nach natürlichen Umwandlungsprozessen (z. B. Biomasseproduktion) indirekt genutzt werden. Die verschiedenen regenerativen Energiequellen und ihre Nutzungsmöglichkeiten sind in Abb. 2-1 aufgezeigt.

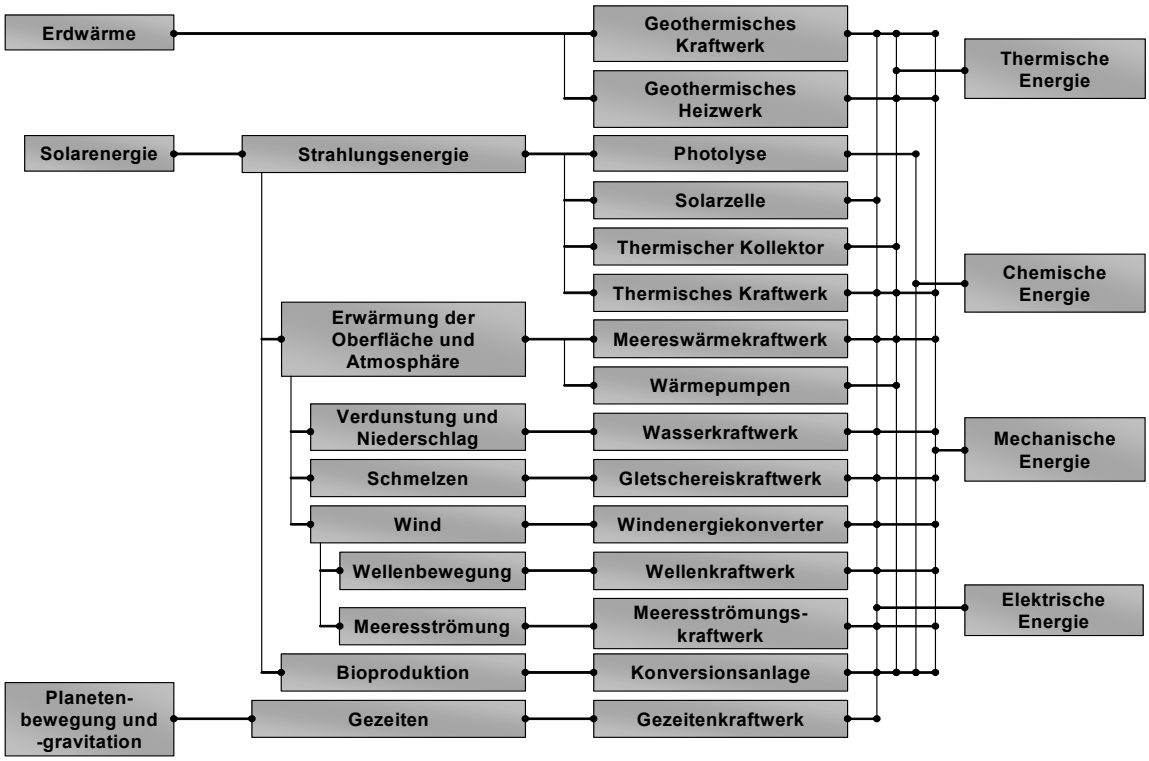


Abb. 2-1: Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots (/Kaltschmitt, et al. 2003a/)

Regenerative oder erneuerbare Energien lassen sich als Energiepotenziale definieren, deren Nutzung ihren Vorrat nicht verringert, da sie sich ständig erneuern oder nachwachsen, und somit in menschlichen Zeitdimensionen als unerschöpflich angesehen werden können /Kaltschmitt, et al. 2003a/. In diesem Sinne werden folgende Energieträger als regenerative oder erneuerbare Energien bezeichnet:

- Wasserkraft,
- Windkraft,
- Solare Strahlung,
- Umgebungswärme und oberflächennahe Erdwärme,
- geothermische Erdwärme und
- biogene Brennstoffe.

Unter biogenen Brennstoffen oder Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft verstanden. Hierzu zählen also Pflanze und Tiere, ihre Abfälle und Rückstände sowie im weiteren Sinne auch durch Umwandlung entstehende Stoffe wie Papier- und Zellstoff, organische Rückstände der Lebensmittelindustrie, organische Haus- und Industrieabfälle, Pflanzenöle, Alkohol, etc. /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/.

Zur besseren Einordnung der Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien im deutschen Energieversorgungssystem soll hier zunächst ein Überblick über die Entwicklung und die heutige Situation der deutschen Energiewirtschaft gegeben werden. Es werden die Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft und relevante energiepolitische Maßnahmen der jüngeren Vergangenheit vorgestellt. Danach wird ein Überblick über die heutige Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in Deutschland gegeben sowie die Technologien zur ihrer Nutzung und die verfügbaren Potenziale beschrieben. Des Weiteren wird auf unterschiedliche Fördermodelle für erneuerbare Energien eingegangen. Abschließend werden verschiedene Aspekte, die bei einer Beurteilung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im Kontext des Gesamtenergiesystems zu beachten sind, diskutiert und es wird darauf aufbauend dargelegt, warum eine systemanalytische Vorgehensweise zur Beurteilung der zukünftigen Nutzung erneuerbarer Energien empfehlenswert ist.

2.1 Entwicklungen in der deutschen Energieversorgung

Nach einer Analyse des Energieverbrauchs in Deutschland werden hier die zukünftigen energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beleuchtet sowie auf bereits umgesetzte umwelt- und energiepolitische Maßnahmen auf deutscher und europäischer Ebene eingegangen.

2.1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

In der deutschen Energiewirtschaft lassen sich seit dem Ende des Zweiten Weltkriegs grob drei Phasen oder Entwicklungen unterscheiden. Die erste Phase bis zur ersten Ölkrise 1973/74 ist gekennzeichnet durch ein stetiges Wachstum des Energieverbrauchs und eine Verdrängung der in den 50er Jahren dominanten Stein- und Braunkohle durch das Mineralöl. Die zweite Phase, eingeleitet durch die beiden Ölpreisschocks, führt zu einer Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstums und ist charakterisiert durch eine Abkehr vom Öl. Die Wiederver-

einigung 1990 stellt einen weiteren Markstein im deutschen Energiesystem dar. Die dann folgende Phase ist gekennzeichnet durch die Veränderungen in den neuen Bundesländern.

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

In den alten Bundesländern hat sich der Primärenergieverbrauch nach der Substitutionsmethode[1] von 3 970 PJ in 1950 auf 11 495 PJ in 1990 fast verdreifacht /Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2003/. Während in den 50er Jahren die Energieversorgung weitgehend durch Braun- und Steinkohle gedeckt wurde, war Mitte der 60er Jahre das Mineralöl der wichtigste Primärenergieträger. Der Erfolg des Erdöls basierte auf niedrigen Preisen und Verbraucherfreundlichkeit durch komfortable Handhabung. Der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch erreichte mit 55 % im Jahr 1972 einen Höchstwert. In der Folgezeit ging der Anteil, bedingt durch die beiden Ölkrisen, bis auf 41 % im Jahr 1990 in den alten Bundesländern zurück. Das Erdöl wurde zum größten Teil durch Kernenergie und Erdgas ersetzt. Die heimische Steinkohleförderung nahm, bedingt durch die im Vergleich zu Importkohle aus Übersee um den Faktor 2-3 teureren Förderkosten, von 149 Mio. t.v.F. (Tonnen verwertbare Förderung) in 1957 auf 70 Mio. t.v.F. in 1990 ab /Schiffer 2002/.

In der ehemaligen DDR stieg der Primärenergieverbrauch von 2 378 PJ in 1960 bis auf 3 751 PJ in 1987 mit einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von 1,6 %, wobei die jährlichen Zuwachsraten jedoch kontinuierlich abnahmen /Winje und Witt 1991/. Der Primärenergieverbrauch in der DDR wurde von der Braunkohle aus dem Mitteldeutschen Revier und dem Lausitzer Revier beherrscht. Der Erdölverbrauch stieg durch Lieferungen aus der ehemaligen UdSSR bis 1979 an, nahm in den Folgejahren jedoch wieder ab, da in allen Bereichen versucht wurde, das Erdöl durch Braunkohle zu substituieren, um so das eingesparte Erdöl devisenbringend zu exportieren. Mit dem Beginn der 70er Jahre kam es zu einem kontinuierlich steigenden Anstieg des Erdgasimports der DDR aus der UdSSR.

Im Zeitraum von 1990 bis 2002 ist der Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode in Deutschland von 14 915 PJ auf 14 305 PJ leicht zurückgegangen (Abb. 2-2), wobei in dem früheren Bundesgebiet der Verbrauch von 1990 auf 1995 um 4,4 % anstieg, während in den neuen Bundesländern im selben Zeitraum durch den wirtschaftlichen Rückgang und den damit einhergehenden Einbruch des Braunkohleverbrauchs der Primärenergieverbrauch um 35 % zurückging. Der stärkste Anstieg ist zwischen 1990 und 2002 beim Erdgas mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 2,9 % zu verzeichnen /AGEB 2003/. Die heimische Steinkohleförderung hatte sich mit einer Förderung von 27 Mio. t.v.F. in 2001 seit 1990 mehr als halbiert /Schiffer 2002/. Mineralöl war mit einem Anteil von 37,4 % der wichtigste

[1] Bei der Bewertung des Außenhandel mit Strom sowie der Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, Wind und Sonnenenergie, Kernenergie und Müll, für die es alle keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt, wurde bei den deutschen Energiebilanzen bis 1995 der Substitutionsmethode gefolgt. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass durch Nutzung dieser Strombereitstellungsoptionen entsprechende Stromerzeugung in konventionellen Wärmekraftwerken substituiert wird. Als vereinfachende Hilfsgröße für die primärenergetische Bewertung wurde der durchschnittliche spezifische Brennstoffverbrauch in konventionellen öffentlichen Wärmekraftwerken herangezogen. Bei der seit der Energiebilanz 1995 verwendeten Wirkungsgradmethode wird die Stromerzeugung aus Kernenergie mit einem Wirkungsgrad von 33 %, die übrigen genannten Energieträger sowie der Stromaußenhandel mit einem Wirkungsgrad von 100 %, bewertet. Im Vergleich zu dem früher üblichen Substitutionsansatz führt dies bei der Kernenergie zu einem höheren, bei den anderen Energieträgern zu einem niedrigeren Primärenergieverbrauch /AGEB/.

Primärenergieträger. Erdgas besaß einen Anteil von 21,7 %, während Steinkohle und Kernenergie mit jeweils rund 13 % und Braunkohle mit 11,6 % zum Primärenergiebedarf beitrugen. Erneuerbare Energieträger besaßen einen Anteil von ungefähr 3 % am Primärenergieverbrauch.

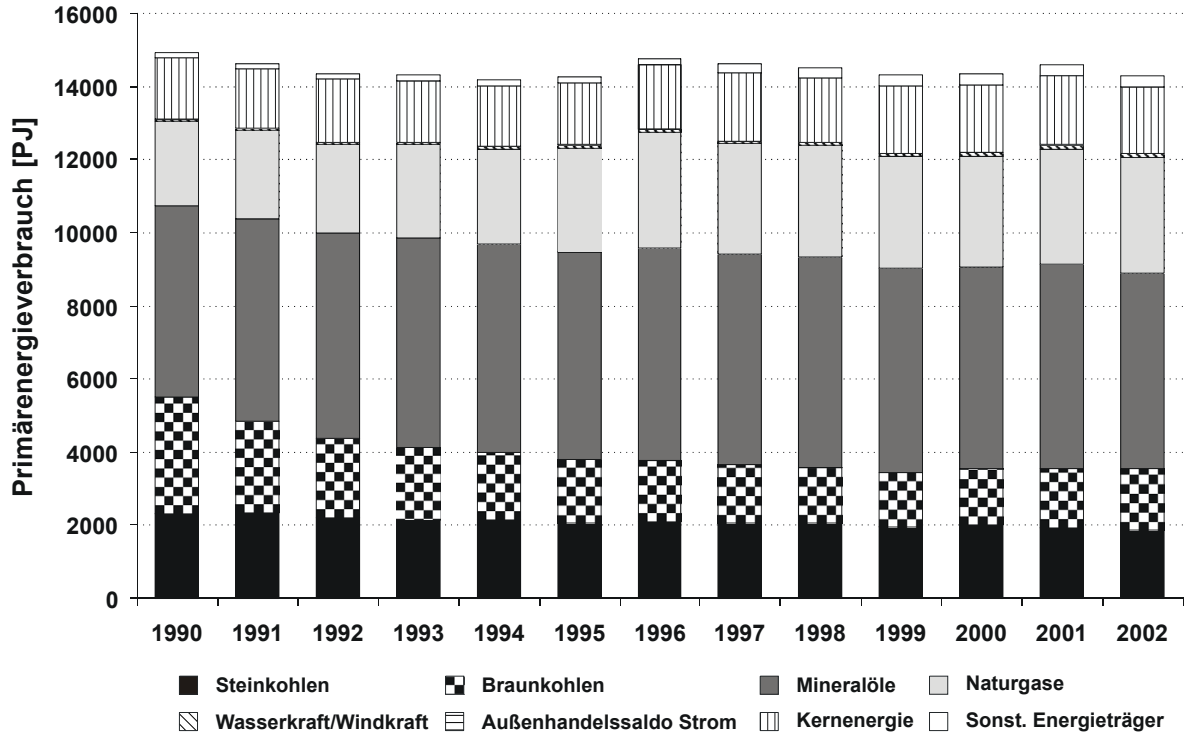


Abb. 2-2: Primärenergieverbrauch in Deutschland 1990-2002 (/AGEB 2003/)

Entwicklung des Umwandlungssektors

Die Entwicklung der Stromerzeugung in den alten und neuen Bundesländern zwischen 1990 und 2003 ist in Abb. 2-3 dargestellt. In der alten Bundesrepublik änderte sich der Beitrag der Braunkohle und Wasserkraft in dieser Zeit nur leicht. In den 70er Jahren ist ein Rückgang der Erzeugung aus Erdgas und Heizöl zu beobachten, der durch die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken und den in den 70er und den 80er Jahren zugebauten Kernkraftwerken mehr als kompensiert wird.

Der Stromverbrauch in der ehemaligen DDR hatte sich seit dem Jahr 1950 nahezu auf 120 TWh in 1989 versechsfacht. Die Stromerzeugung wurde zum überwiegenden Teil durch Braunkohlekraftwerke gedeckt, deren installierte Leistung mit 19 GW einen Anteil von 80 % an der gesamten installierten Leistung im Jahr 1988 besaß. Die Kernkraftwerkskapazität betrug in 1988 etwa 7,7 %, während Wasserkraftwerke einen Anteil von 7,5 % an der gesamten installierten Kapazität und der Anteil von Gasturbinenkraftwerken bei 4,4 % lag. Bei den Wasserkraftwerken handelte es sich mit 1 715 MW fast ausschließlich um Pumpspeicherkraftwerke mit einer jährlichen Einspeisung zur Spitzenlastdeckung von 1 400 bis 1 500 GWh. Kleine Laufwasserkraftwerke, deren Kapazität 51 MW umfasste, trugen in 1989 nur mit 0,35 % zur Stromerzeugung bei /Winje und Witt 1991/.

Der veraltete Braunkohlekraftwerkspark in den neuen Bundesländern mit niedrigen Wirkungsgraden (im Mittel bei 29 %) und einer hohen Umweltverschmutzung wurde durch den Bau neuer hochmoderner Kraftwerke, die Ertüchtigung und Ausrüstung mit Rauchgasanlagen von bestehenden Kraftwerken und die Stilllegung von Kraftwerken bis zum Jahr 2000 vollständig erneuert /Dubslaff 1999/. Das Kernkraftwerk Greifswald wurde im Jahr 1990 außer Betrieb genommen /Deutsches Atomforum 2002/. Im Jahr 2002 betrug die Nettostromerzeugung in Deutschland 555,7 TWh. Die drei Hauptsäulen der Stromerzeugung waren dabei die Kernenergie mit einem Anteil von 28 %, die Braunkohle mit 26 % und die Steinkohle mit 24 %. Erdgas besaß einen Anteil von 10 %, während Heizöl nur noch mit einem Anteil von 0,9 % zur Stromerzeugung beitrug. Die Wasserkraft war im Jahr 2002 mit einem Anteil von 4,5 % die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in der Stromerzeugung /VWEW 2002/.

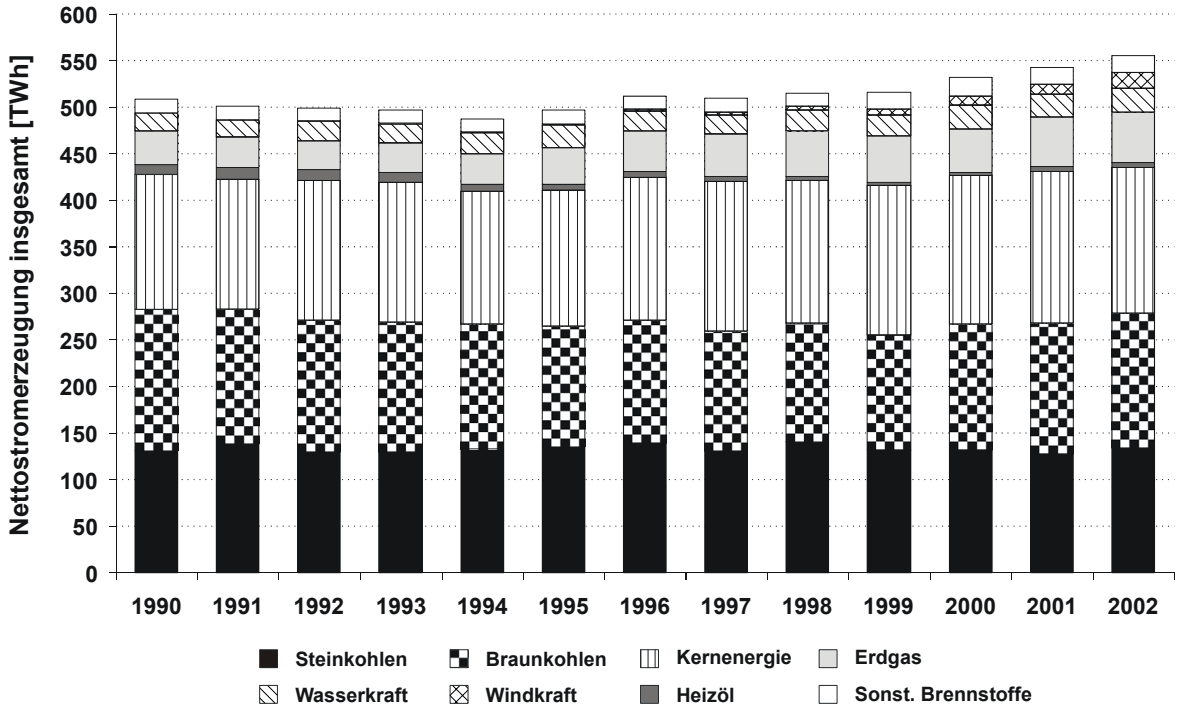


Abb. 2-3: Nettostromerzeugung in Deutschland 1991-2002 in TWh (/VWEW 2002/)

Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Der Endenergieverbrauch sank in Deutschland im Zeitraum von 9 488 PJ im Jahr 1990 auf 9 225 PJ im Jahr 2002 /AGEB 2003/. Die Entwicklung in den einzelnen Nachfragesektoren verlief jedoch zum Teil unterschiedlich. So stieg der Endenergieverbrauch im Haushaltssektor durch den Anstieg der Wohnfläche pro Kopf von 2 383 PJ im Jahr 1990 bis zum Jahr 2002 um 316 PJ an. Wichtigster Energieträger im Haushaltssektor ist mit einem Anteil von 38,1% im Jahr 2002 das Erdgas, es folgen das Heizöl mit einem Anteil von 28,7 %, Strom mit einem Anteil von 17,9 % und Fernwärme mit einem Anteil von 6 %.

Im Gegensatz zum Haushaltssektor sank der Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) trotz steigender Bruttowertschöpfung im Zeitraum 1990-2002 von 1 749 PJ auf 1 518 PJ /AGEB 2003/. Dies ist im Raumwärmebereich auf energetisch bessere Gebäudehüllen bei Neubauten und Sanierungsmaßnahmen im Altbaubestand zurück-

zuführen. Weitere Faktoren, die für den Rückgang verantwortlich sind, sind die zunehmende Bedeutung des Dienstleistungssektors, der Rückgang des Kraftbedarfs und der sinkende Kraftstoffverbrauch in der Landwirtschaft und beim Militär. Erdgas und Strom wurden zwischen 1990 und 2002 mit Anteilen von 32,1 % bzw. 31,8 % am Endenergieverbrauch im Jahr 2002 zu den wichtigsten Energieträgern im Sektor GHD. Der Anteil des Mineralöls sank im selben Zeitraum auf 27,5 %. Kohlen trugen im Jahr 2002 mit einem Anteil von 0,8 % zum Endenergieverbrauch bei, der Anteil der Fernwärme belief sich in diesem Jahr auf 7,3 %.

Der Endenergieverbrauch in der Industrie sank aufgrund von Effizienzverbesserungen und einem Strukturwandel von energieintensiven Industriezweigen (z. B. Eisenschaffende Industrie) zu weniger energieintensiven Branchen (z. B. Investitionsgüterindustrie) von 2 977 PJ im Jahr 1990 auf 2 334 PJ im Jahr 2002. Bedeutendster Energieträger in der Industrie war im Jahr 2002 mit einem Anteil von 32,7 % das Erdgas, gefolgt von Strom mit einem Anteil von 32,3 %, Kohlen mit einem Anteil von 16,9 %, Mineralölen mit einem Anteil von 4,6 % und Fernwärme mit 2,6 %.

Im Jahr 2002 betrug der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors 2 674 PJ, wovon der Hauptanteil mit knapp 86 % auf den Straßenverkehr, 11 % auf den Luftverkehr, 3 % auf den Schienenverkehr und 0,4 % auf die Binnenschifffahrt entfielen /Schiffer 2002/. Der Energieverbrauch des Verkehrssektors wurde im Jahr 2002 zu 97 % durch Mineralölprodukte und zu 2 % durch Strom gedeckt. Der Anteil von Biodiesel lag mit 20,5 PJ bei 0,8 %.

2.1.2 Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft

Die europäische und deutsche Energieversorgung sieht sich in der Zukunft vor neue Herausforderungen gestellt. Von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ werden die Globalisierung und Liberalisierung der Energiemärkte, der anthropogene Klimawandel und die Entwicklung der weltweiten Energienachfrage und Ressourcenverfügbarkeit unter Berücksichtigung ihrer geographischen Verteilung und der daraus erwachsenen geopolitischen Implikationen als die wichtigsten neuen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für die Energiepolitik und Energiewirtschaft genannt /Enquete 2001/. Diese Herausforderungen und die Rolle, die erneuerbare Energien in diesem Umfeld spielen können, werden im Folgenden erörtert.

Liberalisierung der Energiemärkte

Durch die Liberalisierung der Märkte für die leitungsgebundenen Energieträger in Europa sind ökonomische Aspekte bei der Energieversorgung in den Vordergrund gerückt. Mit den beiden EU Binnenmarktrichtlinien für Strom /EU 1996/ und Gas /EU 1998/ wurde begonnen, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Verteilungsnetzen, vorgeschriebene Mindestquoten sukzessiver Marktöffnung für die Belieferung der Endkunden sowie das sog. *unbundling*[2] von vertikal integrierten Unternehmen sicherzustellen. Mit den im Jahr 2003 in Kraft getretenen Nachfolgeregelungen sollen die europäischen Strom- und Gasmärkte bis Mitte 2007 vollständig geöffnet werden /EU 2003b/, /EU 2003c/.

---

[2] Unter *unbundling* (Entflechtung) wird die buchhalterische Trennung der Bereich Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb bei vertikal integrierten Unternehmen verstanden.

Die deutsche Energiepolitik setzt bei der Umsetzung der Richtlinien auf freiwillige Verbändevereinbarungen der Marktpartner, die durch gesetzliche Maßnahmen (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts /Bundesgesetzblatt 1998a/ und Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen /Bundesgesetzblatt 1998b/) flankiert werden. Für die Stromwirtschaft gilt seit dem 13. Dezember 2001 die sog. Verbändevereinbarung VV Strom II plus /BDI, et al. 2001b/. Sie regelt basierend auf dem Prinzip des verhandelten Netzzugangs die Netznutzung und die Festlegung der Durchleitungsgebühren. In der Gaswirtschaft gilt seit dem 3. Mai 2003 die Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II /BDI, et al. 2002/). Die Vereinbarung regelt den Zugang der bestehenden Transport- und Verteilnetze für Dritte und die Kalkulation entsprechender Netznutzungsentgelte. In der VV Gas II gilt für die Endverteilungsstufe ein Briefmarkentarif, während für die Fernverteilungsstufe die Leitungsabschnitte mit Punkten bewertet werden, die Grundlage der leistungsabhängigen Preisbildung sind. Verhandlungen für eine Folgevereinbarung VV Gas III sind im Mai 2003 vorerst gescheitert, so dass das Bundeswirtschaftsministerium derzeit eine umfassende staatliche Regelung für den Gasmarkt vorbereitet /BMWA 2003/. Die staatliche Regulierung der Strom- und Gasmärkte, die in den entsprechenden EU-Richtlinien verlangt wird, soll in Deutschland der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post übertragen werden.

Ausgelöst durch die Liberalisierung der Energiemärkten hat sich aufgrund sinkender Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien, die bereits vor der Liberalisierung nicht kostendeckend betrieben werden konnten, unter Vernachlässigung von Förderinstrumenten weiter verschlechtert. Abhängig von zukünftigen Kostendegressionen bei den erneuerbaren Technologien sowie der langfristigen Entwicklung der Strompreise, die, bedingt durch eine ab dem Jahr 2010 zu erwartende altersbedingte Außerbetriebnahme eines Großteils der heutigen Kraftwerke /Jäger 2002/ und durch Klimaschutzmaßnahmen ausgelöste steigende fossile Brennstoffpreise, wieder steigen könnten, würde sich im Gegenzug die Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energien verbessern. Zu den auf den liberalisierten Energiemärkten wichtigen Pluspunkten erneuerbarer Technologien hinsichtlich ihrer Wettbewerbsfähigkeit zählen geringe oder keine Brennstoffkosten, eine kurze Bauzeit, leichte Erweiterbarkeit durch modulare Bauweise und ebenso einfache Rückbaubarkeit verbunden mit vergleichsweise hohen Restwerten /Hoff 1997/.

Versorgungssicherheit

Bei energiepolitischen und -wirtschaftlichen Entscheidungen sind die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage und deren räumliche Verteilung einerseits sowie die Ressourcenverfügbarkeit zur Deckung dieser Nachfrage und deren geographische Verteilung andererseits zu berücksichtigen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Energieressourcen in Europa und der damit heute schon vorhandenen und in Zukunft noch zunehmenden Importabhängigkeit ist der letzte Punkt, die Frage der Versorgungssicherheit, von besonderer Bedeutung für Europa und wird im EU-Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ /EU 2000/ intensiv diskutiert. Nach einer Konsultationsphase hat die EU-Kommission am 11. September 2002 Richtlinienvorschläge zur Versorgungssicherheit bei Öl und Gas vorgelegt /EU 2002b/. Für Erdöl sieht die Richtlinie eine Vorratshaltung für jeden Mitgliedsstaat vor, die seinem durchschnittlichen Verbrauch von 90 Tagen entspricht. Die Richtlinie für Erdgas sieht aufgrund der unterschiedlichen geologischen Bedingungen keine Mindestbevorratung vor,

sondern verpflichtet die Staaten Maßnahmen zu ergreifen, die gewährleisten, dass bei Unterbrechung der größten Lieferquelle auf dem Markt die Versorgung nichtunterbrechbarer Verbraucher für mindestens 60 Tage gesichert ist. Ähnliche Vorschriften sind in der Richtlinie für den Fall extremer Witterungsverhältnisse vorgesehen.

Die heimischen Energieressourcen beschränken sich in Deutschland weitgehend auf Kohlen mit geschätzten Reserven von 21,6 Gt SKE Steinkohle und 21,8 Gt SKE Weichbraunkohle /BGR 2003/, wobei die Steinkohle aufgrund der hohen Gewinnungskosten derzeit auf dem Weltmarkt nicht wettbewerbsfähig ist (vgl. "Steinkohlebeihilfen" auf Seite 18). Die deutschen Reserven an Erdöl beliefen sich im Jahr auf ungefähr 47 Mio. t SKE, während die Erdgasreserven im Jahr 2001 ca. 343 Mrd. m^3 umfassten. Die Importabhängigkeit Westdeutschlands hat sich in Deutschland seit den 50er Jahren durch den Wechsel von Kohle zu Öl und nach den Ölpreisschocks in den 70er Jahren durch die Substitution von Öl durch Gas kontinuierlich erhöht. Nach der Wiedervereinigung hat die Importabhängigkeit Gesamtdeutschlands durch den weitgehenden Wegfall der Braunkohlenutzung in den Endenergiesektoren Ostdeutschlands noch weiter zugenommen. Im Jahr 2002 wurden knapp drei Viertel des deutschen Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt.

Im Stromsektor ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, dass zwar momentan noch Überkapazitäten vorhanden sind. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung ist es aber bereits im Umfang von mehr als 10 000 MW in den vergangenen Jahren zu Stilllegung von Kraftwerken gekommen bzw. sind Stilllegungen von Kraftwerken bis 2004 geplant /VDEW 2002b/, so dass die Kraftwerksreserve mittelfristig abnehmen wird. Des Weiteren müssen in Deutschland spätestens ab 2010 Kraftwerke in großem Stil ersetzt werden, die in den 60er und 70er Jahren in Betrieb genommen wurden. Es wird davon ausgegangen, dass zwischen 2010 und 2020 rund 40 000 MW an neuer Kraftwerksleistung installiert und in Betrieb genommen werden müssen. Diese Situation kann auch durch Stromimporte aus dem benachbarten Ausland nicht abgemildert werden, da dort die Altersstruktur ähnlich ist und europaweit mit einem altersbedingten Ersatz einer Kapazität von 200 000 MW zu rechnen ist /Jäger 2002/. Berücksichtigt ist bei dieser Betrachtung noch nicht, dass der Kapazitätsbedarf abhängig von der Stromnachfrage zusätzlich ansteigen könnte.

Wie im EU-Grünbuch zur Versorgungssicherheit /EU 2000/ dargelegt wird, könnte die verstärkte Nutzung erneuerbare Energieträger, falls genügend wirtschaftlich nutzbare Potenziale vorhanden sind und fossile Importenergieträger substituiert werden könnten, zu einer Verringerung der Importabhängigkeit der Mitgliedsländer der Europäischen Union führen. Mit den beiden EU-Richtlinien zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen und zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (vgl. Abschnitt 2.3.2) wird dieses Ziel unter anderem verfolgt.

Klimawandel

Unter dem Treibhausgaseffekt wird die Eigenschaft der Erdatmosphäre verstanden, Sonnenstrahlung weitgehend ungehindert hindurchzulassen, aber die von der Erdoberfläche wieder abgestrahlte Wärmestrahlung zu einem gewissen Anteil zu absorbieren. Zu den natürlichen Treibhausgasen zählen Wasserdampf (H_2O), Kohlendioxid (CO_2), Ozon (O_3), Distickstoffoxid (N_2O) und Methan (CH_4). Ohne den natürlichen Treibhauseffekt läge die mittlere Oberflächentemperatur der Erde heute nicht bei 15 °C, sondern um ungefähr 30 °C niedriger /Enquete

1988/. Durch menschliche Aktivitäten erhöht sich die Konzentration der Treibhausgase in der Erdatmosphäre. Die hierdurch hervorgerufene Klimaerwärmung wird als anthropogener Treibhauseffekt bezeichnet. Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts sind die Energiewirtschaft und der Verkehr mit einem Anteil von ungefähr 50 %. Direkte Emissionen an FCKW (Fluorchlorkohlenwasserstoffe), Halonen und weiteren Spurengasen im Chemiesektor werden für 20 % des Treibhauseffekts verantwortlich gemacht. Die Vernichtung des Regenwaldes trägt mit 15 % zum anthropogenen Treibhauseffekt bei, während die restlichen 15 % der Landwirtschaft und anderen Bereichen zugeordnet werden /LfU 2001/. Auf internationaler Ebene hat das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in seinem dritten Bericht festgestellt, „There is new and and stronger evidence that most of the warming observed over the last 50 years is attributable to human activities." /IPCC 2001/. Als Folge des vom Menschen verursachten Treibhauseffekts werden ein Anstieg des Meeresspiegels und Verschiebungen der Klimazonen prognostiziert. Deutschland war eines der ersten Länder, das sich intensiv mit der Klimaproblematik auseinander setzte. In den zwei Enquete Kommissionen des Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" /Enquete 1990/ und „Schutz der Erdatmosphäre" /Enquete 1994/ hat die deutsche Politik erste Handlungsempfehlungen zur Bekämpfung des Treibhauseffekts erarbeitet.

Internationaler Klimaschutz. Auf internationaler Ebene wurde im Juni 1992 in Rio de Janeiro auf der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung (United Nations Conference on Environment and Development, UNCED) das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Framework Convention on Climate Change, FCCC) von 154 Staaten und der Europäischen Union verabschiedet. Darin haben sich die nach Annex I der Konvention bezeichneten Industrieländer (die Mitglieder der OECD sowie die mittel- und osteuropäischen Staaten sog. Annex I-Staaten) verpflichtet, Maßnahmen zu ergreifen, um ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2000 auf das Niveau von 1990 zu senken. Als oberstes Gremium der Klimarahmenkonvention wurde die Conference of Parties (COP), der alle Unterzeichner der Klimarahmenkonvention angehören, ins Leben gerufen /FCCC 1992/.

Auf bisher neun Vertragsstaatenkonferenzen (COP1-9) wurden im Zeitraum von 1995 bis 2003 Vereinbarungen bezüglich der Minderungsziele, der Zeithorizonte und der möglichen Maßnahmen zur Erreichung der Minderungsziele verhandelt bzw. getroffen. Auf der COP-3, die im Dezember 1997 in Kyoto stattfand, wurde das sog. Kyotoprotokoll verabschiedet, in dem sich die Annex I-Staaten verpflichten, die Emissionen eines Korbs aus sechs Treibhausgasen bzw. Treibhausgasgruppen um im einzelnen festgelegte Prozentsätze zu senken /FCCC 1997/. Erfasst sind dabei die Treibhausgase CO_2, CH_4, N_2O, zwei Gruppen von Kohlenwasserstoffen sowie Schwefelhexafluorid (SF_6), die gemäß ihrem Treibhausgaspotenzial[3] gewichtet werden. Basisjahr ist 1990 bzw. 1995 für die drei letztgenannten Gase. Zielperiode für die zu erreichende Minderung ist die Periode 2008-2012. Die von den einzelnen Staaten übernomme-

[3] Das Treibhausgaspotenzial kann durch die dimensionslose Kennzahl GWP (engl. *global warming potential*) beschrieben werden, die das auf die Klimawirksamkeit eines Stoffes bezogene Treibhausgaspotenzial bezeichnet. Das GWP eines Stoffes ist ein Maß für die zeitlich integrierte Strahlungswirkung einer bestimmten Menge des Stoffes relativ zu derselben Menge an CO_2. Der zahlenmäßige Wert des GWP hängt einerseits von der Verweilzeit des Gases in der Atmosphäre und andererseits von dem Absorptionsverhalten ab. Die aktuellsten Angaben für die GWP-Werte finden sich in /IPCC 2001/. Für einen Zeithorizont von 100 Jahren entspricht beispielsweise das GWP von CH_4 einem Wert von 23 (Summe aus direkten und indirekten Effekten) und das GWP von N_2O einem Wert von 296.

nen unterschiedlichen Verpflichtungen entsprechen in der Summe einer Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Annex I-Staaten um 5,2 %. Zu einer möglichst kostengünstigen Erfüllung des Ziels besteht neben nationalen Minderungsanstrengungen in den Annex I-Staaten die Möglichkeit, sog. flexible Mechanismen zu nutzen. Hierzu zählt der Handel mit Emissionsrechten (Emission Trading ET), die gemeinsame Durchführung von Projekten zur Minderung zwischen Annex I-Staaten (Joint Implementation JI) sowie die Möglichkeit, Projekte zur Treibhausgasminderung in Entwicklungsländern zu finanzieren (Clean Development Mechanism CDM). Im Zuge des Kyotoprotokolls hat sich die Europäische Union als Staatengemeinschaft zu einer Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen um 8 % bis zur Periode 2008-2012 gegenüber dem Basisjahr 1990 verpflichtet. Der Rat der Umweltminister hat am 4. März 2002 die Treibhausgas-Reduktionsziele der EU gebilligt. Darin wird das Minderungsziel der EU im Rahmen der Lastenaufteilung (engl. *burden sharing*) auf die Mitgliedsstaaten aufgeteilt, wobei sich Deutschland zu einer Treibhausgasreduktion von 21 % verpflichtet hat /EU 2002a/.

Auf den Folgekonferenzen COP-4 bis COP-6 wurde die Ausgestaltung des Kyotoprotokolls konkretisiert. So ist die Schaffung eines Erfüllungskontrollsystems, das die Einhaltung der Verpflichtung überprüft und bei Nichteinhaltung Strafen ausspricht, vorgesehen. Weiterhin wurde die Möglichkeit, die Verpflichtungen durch Senkenaktivitäten (z. B. durch Aufforstung von Wäldern) zu erfüllen, durch Obergrenzen eingeschränkt. Man hat sich darauf verständigt, dass ein Teil der Minderungsmaßnahmen der Industrieländer im Ausland erbracht werden kann, wobei ein bedeutender Teil zu Hause geleistet werden muss. Des Weiteren ist durch die Einrichtung einer unabhängigen Stelle zur Überwachung des Emissionshandels sicherzustellen, dass der Handel mit Emissionen nicht zu einem Anstieg der weltweiten Emissionen führt (/FCCC 1999/, /FCCC 2000/, /FCCC 2001a/, /FCCC 2001b/).

Auf der COP-7 in Marrakesch im November wurde das Regelwerk zur Ausgestaltung des Kyotoprotokolls verabschiedet /FCCC 2002/. Auf der Vertragsstaatenkonferenz COP-8 in Neu-Dehli im Herbst 2002 einigten sich die Delegierten auf ein Berichts- und Kontrollsystem für die Treibhausgasemissionen, das auch jene Länder einschließt, die nicht unter das Kyotoprotokoll fallen /FCCC 2003/. Die Vertragsstaatenkonferenz in Mailand (COP-9) schloss letzte Regelungslücken zur Ausgestaltung des Kyotoprotokolls /FCCC 2004/.

Der Bundesrat hat am 26. April 2002 das Gesetz zur Ratifizierung des Kyotoprotokolls gebilligt. Bis November 2003 hatten 120 Staaten das Protokoll ratifiziert, die gleichzeitig für 44,2 % der Welt-CO_2-Emissionen verantwortlich sind. Die neue US-Regierung erklärte Anfang 2001, dass sie das von ihrer Vorgänger-Regierung unterzeichnete Kyotoprotokoll nicht mehr mittragen werde. Mit dem Beitritt Russlands, der durch die erklärte Weigerung der Vereinigten Staaten für das Inkrafttreten des Protokolls notwendig ist und der immer noch aussteht, könnte das Abkommen auch ohne die Vereinigten Staaten in Kraft treten, da der Kreis der Beitrittsländer dann die zum Inkrafttreten erforderlichen 55 % der CO_2-Emissionen der Annex I-Staaten repräsentieren würde[4]. Für den Zeitraum nach Kyoto haben die jetzigen Regierungsparteien in ihrer Koalitionsvereinbarung vom Oktober 2002 vorgeschlagen, dass die Europäische Union sich in der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyotoprotokolls zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 30 % (bezogen auf das Basisjahr 1990) bis zum Jahr 2020 ver-

[4] Das Kyotoprotokoll tritt in Kraft, sobald es von mehr als 55 Staaten ratifiziert ist und diese Staaten einen Anteil von mehr als 55 % der CO_2-Emissionen der Annex I-Staaten darstellen (Artikel 25 des Kyotoprotokolls /FCCC 1997/).

pflichtet. In diesem Fall werde Deutschland sich bereit erklären, seine Emissionen um 40 % zu senken /Bundesregierung 2002/.

Entwicklung der CO_2- und Treibhausgasemissionen in Deutschland. Die Entwicklung der sektoralen CO_2- und Treibhausgasemissionen für Deutschland im Zeitraum von 1990 bis 2002 ist in Abb. 2-4 dargestellt. Während es zu Beginn der 90er Jahre vereinigungsbedingt noch zu deutlichen Reduktionen im Umwandlungssektor und in der Industrie kam, haben die Emissionen in der zweiten Hälfte der 90er Jahre nur noch langsam abgenommen.

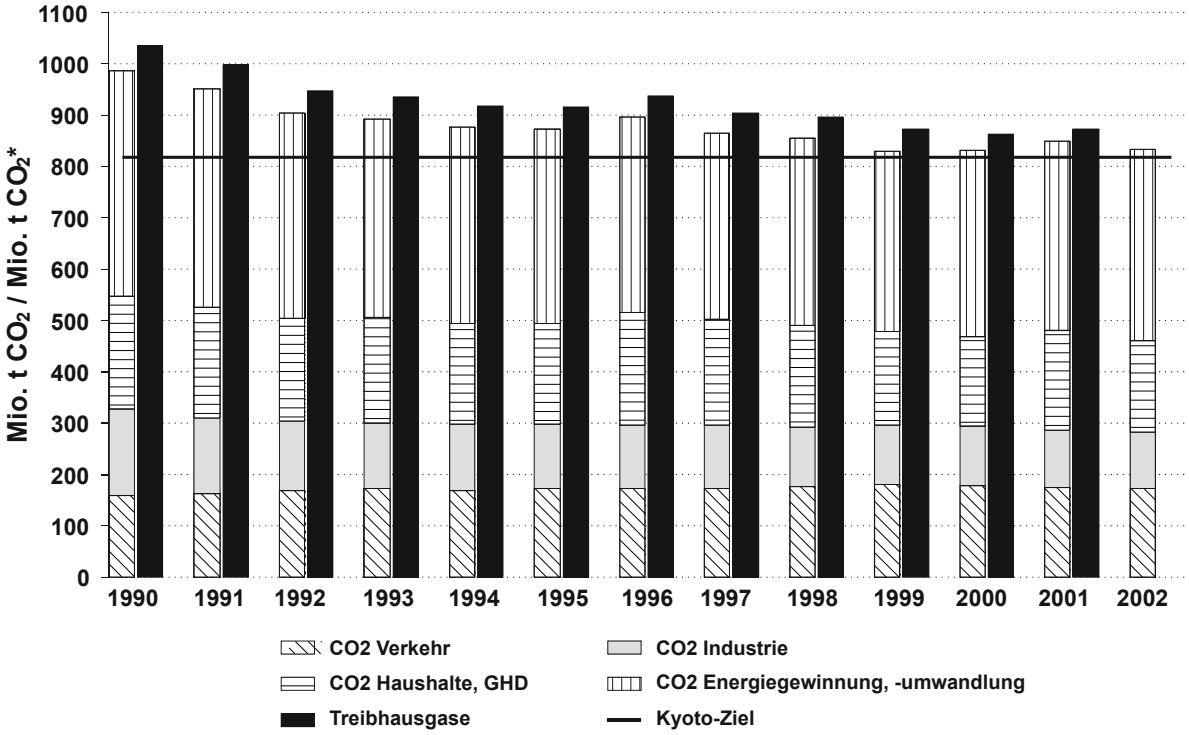


Abb. 2-4: Entwicklung der CO_2- und Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990-2002 (/Wittke und Ziesing 2004/, /UBA 2003/)

Betrachtet man die sektorale Entwicklung der CO_2-Emissionen, erkennt man, dass die Minderungen in der ersten Hälfte der 90er Jahre im Energiesektor und in der Industrie erreicht wurden. In beiden Sektoren kommt es in den Jahren 2000 und 2001 dagegen sogar zu einem Anstieg der CO_2-Emissionen gegenüber dem Vorjahr. Die temperaturbereinigte Entwicklung des Haushaltssektors zwischen 1990 und 2001 ist eher uneinheitlich, insgesamt kommt es zu einer Reduktion der CO_2-Emissionen von 2 % gegenüber dem Jahr 1990. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ist für denselben Zeitraum ein temperaturbereinigter Rückgang von 7 % zu beobachten. Im Verkehrssektor ist nach einer stetigen Zunahme der CO_2-Emissionen bis 1999 in den Jahren 2000, 2001 und 2002 ein Rückgang der Emissionen zu verzeichnen, der fast ausschließlich dem Pkw-Verkehr zuzuschreiben ist. Zwischen den Jahren 1990 und 1999 haben die neben CO_2 fünf weiteren Treibhausgase um 70,76 Mio. t CO_2 Äquivalent abgenommen, was 7 % der gesamten Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1990 entspricht. Deutschland profitiert also von der Betrachtung eines Korbs von sechs Treibhausgasen im Kyotoprotokoll gegenüber einer reinen CO_2-Politik.

Mit Blick auf die Zukunft kann festgestellt werden, dass die Umsetzung des Kyoto-Ziels einer 21 %igen Minderung der Treibhausgase unter der Voraussetzung einer Fortschreibung der emissionsbestimmenden Einflussfaktoren wie in den Jahren von 1998 bis 2002 für die nächsten acht Jahre nicht erreicht werden würde /Ziesing 2003/.

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger stellt eine Option zur Vermeidung von Treibhausgasen dar. Durch die Umsetzung von Maßnahmen zur Treibhausgasminderung, beispielsweise durch die mengenmäßige Begrenzung der Emissionen in einem Emissionsrechtehandelssystem oder durch Besteuerung der Emission von Treibhausgasen, verteuert sich die Energienutzung mit Technologien, die Treibhausgase freisetzen, so dass ein Anstieg der Energieträgerpreise (z. B. des Strompreises) zu erwarten ist. Durch diese Internalisierung der Vermeidungskosten könnten sich die Einsatzchancen von auf regenerativen Energieträgern basierenden Technologien, die derzeit aufgrund hoher Kosten noch nicht wettbewerbsfähig sind, verbessern. Es ist jedoch zu beachten, dass neben der Nutzung erneuerbare Energieträger weitere Möglichkeiten zur Treibhausgasminderung bestehen (beispielsweise Energieeinsparung im Gebäudebereich, Nutzungsgradverbesserungen in Kondensationskraftwerken, Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzung der Kernenergie oder Ausbau der Kohleverstromung in Kombination mit einer CO_2-Abtrennung sowie -Deponierung im Bereich der Stromerzeugung), die unter Umständen niedrigere Vermeidungskosten aufweisen. Ob die Nutzung einer regenerativen Energiequelle zur Erreichung eines THG-Minderungsziels aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist, hängt somit neben der Höhe des Minderungsziels auch von den Vermeidungskosten und den Minderungspotenzialen alternativer Minderungsmaßnahmen ab.

2.1.3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft

Aus dem umfangreichen rechtlichen und administrativen Rahmen der Energiewirtschaft auf Bundes- und EU-Ebene sollen hier die wichtigsten Gesetze und Programme kurz vorgestellt werden. Ein Großteil der Maßnahmen bezieht sich dabei speziell auf einzelne Energieträger oder Technologien (z. B. Steinkohlebeihilfe oder Kraft-Wärme-Kopplung). Auf Maßnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien wird in Abschnitt 2.3.2 gesondert eingegangen.

Steinkohlebeihilfen

Steinkohle wird in Deutschland ausschließlich unter Tage gefördert. Dadurch sind die Förderkosten mit ca. 165 Euro pro Tonne durchschnittlich dreimal so teuer wie importierte Kohle aus Übersee, die dort in geringeren Tiefen oder auch im Tagebau abgebaut wird. Bis Mitte der neunziger Jahre waren die deutschen Energieversorger gezwungen, auferlegte Kohlekontingente zu verbrauchen, was zum Bau von Kohlekraftwerken führte, von denen sich einige unter den heutigen Bedingungen des liberalisierten Marktes als wenig konkurrenzfähig erweisen. Von Seiten der Politik wird die deutsche Steinkohle weiterhin als Beitrag zur nationalen Energiesicherheit angesehen und ihr Einsatz in Kraftwerken und in der Stahlerzeugung mit staatlichen Zuschüssen subventioniert. Die im Wärmemarkt, also beispielsweise im Haushaltssektor, eingesetzte Steinkohle wird nicht bezuschusst. Durch den Steinkohlekompromiss aus dem Jahr 1997, der einen Abbau der Subventionen von 5 Mrd. Euro im Jahr 1996 auf 2,7 Mrd. Euro im Jahr 2005 und eine Reduzierung der Fördermenge auf 26 Mio. Tonnen pro Jahr bis zum Jahr 2005 vorsieht, ist die Förderung der heimischen Steinkohle bis 2005 gesichert /Bundesgesetz-

blatt 1997/. Für den Zeitraum nach 2005 wurde bis zum Jahr 2010 die Steinkohleförderung in Deutschland von der EU unter der Voraussetzung der Schließung weiterer Zechen gebilligt /Gutberlet und Hilligweg 2003/. Als langfristiges Ziel sind bis zum Jahr 2012 eine Reduzierung der Förderung auf 16 Mio. Tonnen, verteilt auf maximal sechs Bergwerke, und ein Abbau der Beschäftigten von heute 44 000 auf grob 20 000 geplant /FAZ 2003c/.

Braunkohleverstromung

Das im Februar 2002 aus der Vattenfall-Tochter Hamburgische Electricitäts-Werke (HEW), der Vereinigten Energiewerken (VEAG), der Lausitzer Braunkohle (Laubag) und der Berliner Bewag gebildete Energieunternehmen Vattenfall Europe AG hat im Zuge der Verhandlungen mit der Bundesanstalt für vereinigungsbedingte Sonderausgaben (BvS) über die Abgeltung der Ansprüche des Bundes aus den Privatisierungsverträgen die Verstromung von jährlich mindestens 50 TWh Strom aus Braunkohle bis zum Jahr 2011 garantiert /VWD 2002/.

Im rheinischen Braunkohlerevier wurden für den geplanten Tagebau Garzweiler II, der den allmählich auslaufenden Tagebau Garzweiler I ersetzen soll, die genehmigungsrechtlichen Planungsverfahren des Bundesbergrechts und des Landesrechts abgeschlossen, so dass vorgesehen ist, ab dem Jahr 2006 mit dem Kohleabbau zu beginnen, der eine Kohlemenge von 1,3 Mrd. t umfasst und bis zum Jahr 2044 reichen soll /Schiffer 2002/.

Im April 2004 hat der sächsische Landtag erneut das sog. „Heuersdorf Gesetz („Gesetz zur Inanspruchnahme der Gemeinde Heuersdorf für den Braunkohlenabbau und zur Eingliederung der Gemeinde Heuersdorf in die Stadt Regis-Breitingen“) beschlossen, das, nachdem ein erstes Gesetz als nicht verfassungsgemäß erklärt worden war, planungsrechtliche Grundlage zur Räumung der Gemeinde Heuersdorf schafft. Unter der Gemeinde im mitteldeutschen Braunkohlerevier befinden sich 52 Mio. t Braunkohle, die zur Verstromung im Kraftwerk Lippendorf vorgesehen sind /HeudG 2003/.

Ausstieg aus der Kernenergie

Im Juni 2000 wurden zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen die grundlegenden Inhalte einer Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergie paragraphiert und im Juni 2001 unterzeichnet. In der Atomgesetznovelle vom 27. April 2002 wurde der Ausstieg gesetzlich geregelt /Bundesgesetzblatt 2002b/. Die Schwerpunkte der Vereinbarung begrenzen den Betrieb der bestehenden Anlagen durch eine Reststrommenge, die auf der Grundlage einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ermittelt wurde. Danach wird das Kernkraftwerk Neckarwestheim II als letztes Kernkraftwerk im Jahr 2022 vom Netz gehen. Die Bundesregierung gewährleistet bei Einhaltung der Sicherheitsstandards den ungestörten Betrieb und die Entsorgung. Die Energieversorgungsunternehmen sind verpflichtet, standortnahe Zwischenlager für den radioaktiven Abfall zu errichten. Dessen Entsorgung ist ab dem 1. Juli 2005 auf die direkte Endlagerung beschränkt, so dass die Möglichkeit der in der Vergangenheit genutzten Wiederaufbereitung in Frankreich und Großbritannien entfällt.

Nationales Klimaschutzprogramm

Im Nationalen Klimaschutzprogramm der Bundesregierung, das im Oktober 2000 im Rahmen des Fünften Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe (IMA) „CO_2-Reduktion“ vorgelegt

wurde, werden verschiedene Maßnahmen zur Erreichung des im Rahmen der EU-Lastenaufteilung eingegangenen Kyoto-Ziels einer 21 %igen Minderung der Treibhause bis zum Zeitraum 2008-2012 aufgelistet /IMA 2000/. Zu den dort vorgelegten Maßnahmen zählen der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Energieeinsparung im Gebäudebereich, die Ökologische Steuerreform, Minderungen im Verkehr durch Ausbau der Schieneninfrastruktur, Einführung einer Autobahnbenutzungsgebühr, Vereinbarungen mit der Automobilindustrie über Beiträge zur Verbrauchsminderung. Weiterhin wurde im Zuge des Nationalen Klimaschutzprogramms die freiwillige Selbstverpflichtung der deutschen Industrie zur Minderung ihrer spezifischen CO_2-Emissionen erneuert. Bereits im Jahr 1995 hatten sich 14 Industriesektoren unter Federführung des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) gegenüber der deutschen Bundesregierung zur Minderung ihrer spezifischen CO_2-Emissionen verpflichtet. Einige Sektoren wie die Automobilindustrie fehlten, es war auch kein unabhängiges Monitoring vorgesehen, das spezifische Minderungsziel von 20 % bis zum Jahr 2005 bezogen auf 1987 war zum größten Teil bereits durch den Zusammenbruch der Industrie in Ostdeutschland erreicht /Michaelowa 2003/. Ein Jahr später kam es daher zu Nachbesserungen, in denen sich die deutsche Industrie zu einer Minderung ihrer spezifischen CO_2-Emissionen um 20 % bis 2005 gegenüber 1990 verpflichtet. Ein unabhängiges Monitoring wird vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) durchgeführt, das im Jahr 2000 seinen dritten Bericht vorlegte /Buttermann und Hillebrand 2000/. Demnach reduzierten sich die CO_2-Emissionen bis 1998 um 78 Mio. t, was einer Minderung der spezifischen Emissionen von 23 % entspricht. In der Vereinbarung zur Klimavorsorge verpflichtete sich die deutsche Industrie im November 2000 zu einer Reduktion der spezifischen CO_2-Emissionen um 25 % bis zum Jahr 2005 und um eine Minderung der spezifischen Treibhausgasemissionen um 35 % bis zum Jahr 2012 /BDI, et al. 2000/. Im Nationalen Klimaschutzprogramm wird der gegenüber dem Jahr 1990 durch die Nutzung erneuerbarer Energien zu erzielende Minderungsbeitrag mit insgesamt 13-15 Mio. t CO_2 bis zum Jahr 2005 und mit etwa 20 Mio. t CO_2 bis zum Jahr 2010 beziffert.

Ökologische Steuerreform

Mit der ökologischen Steuerreform, die in fünf Stufen zwischen 1999 und 2003 umgesetzt wurde[5], verteuerten sich fossile Energieträger, um im Gegenzug die Steuereinnahmen zur Reduzierung der Lohnnebenkosten und zur Förderung erneuerbarer Energien zu verwenden. Insgesamt verteuerten sich durch die ökologische Steuerreform zwischen 1999 und 2003

- Kraftstoffe um 15,35 Cent/l,
- Erdgas um 0,363 Cent/kWh,
- schweres Heizöl um 0,71 Cent/kg,
- leichtes Heizöl um 2,05 Cent/l und
- Strom um 1,04 Cent/kWh.

[5] Durch das Gesetz zum Einstieg in die Ökologische Steuerreform vom April 1999, das Gesetz zur Fortführung der Ökologischen Steuerreform vom Dezember 1999 und dem Gesetz zur Fortentwicklung der Ökologischen Steuerreform wurden die Mineralölsteuer für Kraftstoffe, leichtes und schweres Heizöl und Erdgas sowie die Stromsteuer schrittweise erhöht /BMF 2003/.

Für das Produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft gilt ein ermäßigter Steuersatz von 60 % der Ökosteuerregelsätze, falls ein Sockelbetrag der steuerlichen Belastung von 511 € je Energieträger überschritten wird. Um die Wettbewerbssituation energieintensiver Betriebe Rechnung zu tragen, wird Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, deren Belastung durch die Ökosteuer die Entlastung durch die verminderten Lohnnebenkosten übersteigt, 95 % der übersteigenden Steuer erstattet. Die Mineralölsteuersätze für Erdgas im Verkehrsbereich liegen bis zum Jahr 2020 deutlich unter denen für Benzin und Diesel. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, deren Nutzungsgrad[6] 70 % übersteigt, sind vollständig von der Mineralölsteuer befreit. Gaskraftwerke mit einem elektrischen Nettowirkungsgrad ab 57,5 %, die nach dem 31. Dezember 1999 fertig gestellt und vor dem 11. März 2006 in Betrieb gehen, sind für fünf Jahre ab der Inbetriebnahme von der Mineralölsteuer befreit. Durch die zeitliche Beschränkung soll ein befürchteter Wettbewerbsnachteil für die Kohle vermieden werden. Der Eigenverbrauch an Strom aus erneuerbaren Energieträgern, der ausschließlich aus einem aus solchen Energieträgern gespeistem Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird, ist ebenfalls von der Stromsteuer befreit[7]. Der in das öffentliche Netz eingespeiste Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist nicht von der Stromsteuer befreit, da der Herkunftsnachweis im Verlauf der Verkaufskette schwieriger wird und somit die Missbrauchsgefahr wächst. Ebenso müssten aus wettbewerbsrechtlichen Gründen aus dem Ausland importierter Strom aus erneuerbaren Energieträgern bei noch schwierigerer Überprüfbarkeit der Herkunft von der Stromsteuer befreit werden. Zur Förderung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) wird Strom für den öffentlichen Schienenverkehr nur mit der Hälfte des Regelsteuersatzes belastet. Zudem wird der ÖPNV nur mit einem halbierten Steigerungssatz für die Mineralölsteuer belastet. Von der Mineralölsteuer ausgenommen sind bis Ende 2008 Biokraftstoffe im Verkehrsbereich, zu denen Biogas, synthetisches Benzin oder Diesel aus fester Biomasse, Bioethanol, Biomethanol und Wasserstoff aus Biomasse zählen /NN 2002/. Für das Jahr 2003 wurden Einnahmen von 18,8 Mrd. € aus der ökologischen Steuerreform erwartet, die zu einer geschätzten Entlastung des Beitragssatzes der Rentenversicherung von 1,7 % führen.

Maßnahmen zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen ist heute vielfach aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes nicht mehr wettbewerbsfähig. Um sog. *stranded investments* insbesondere bei den kommunalen KWK-Betreibern zu vermeiden und mit der Nutzung der KWK, wie schon im Energiewirtschaftsgesetz betont, einen Beitrag zur Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit zu leisten, wurde mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom April 2002 /Bundesgesetzblatt 2002a/ ein Bonussystem zur Förderung von Erhalt und Modernisierung bestehender KWK-Anlagen sowie des Zubaus von Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellenanlagen eingeführt. Das KWK-Gesetz löste das bisher geltende KWK-Vorschaltgesetz ab. Die Förderung, die auf den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten in KWK erzeugten Strom beschränkt wird, ist degressiv gestaltet und bis 2010 befristet. Allerdings werden kleine KWK-Anlagen bis 50 kW und Brennstoffzellen-Anlagen für einen Zeitraum von zehn

---

6 Von der Wahlmöglichkeit zwischen Monats- und Jahresnutzungsgrad profitieren insbesondere Stadtwerke, die ihre KWK-Anlagen überwiegend im Winter im effizienten Gegendruckbetrieb fahren.

7 Bei Wasserkraft sind nur Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 10 MW befreit.

Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage gefördert. Das Gesamtfördervolumen ist auf 4,45 Mrd. € begrenzt und wird durch einen Aufschlag auf den Strompreis erbracht. Für das Jahr 2003 wird ein Aufschlag auf den Strompreis von 0,31 Cent/kWh für die Letztverbraucher prognostiziert /VDN 2003a/. Die Zertifizierung der Anlagen und die Ermittlung der KWK-Stromerzeugung wird durch das Arbeitsblatt FW 308 der Arbeitsgemeinschaft Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW) geregelt /AGFW 2002/. Bereits durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz subventionierter KWK-Strom wird nicht gefördert. Durch die verstärkte Nutzung der KWK soll eine Minderung der CO_2-Emissionen gegenüber dem Jahr 1998 von 10 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2005 und von 20-23 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2010 erzielt werden.

Auf europäischer Ebene wurde im Jahr 2004 eine Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen verabschiedet /EU 2004/. Die Nutzung der KWK wird aufgrund ihrer hohen Energieeffizienz als Instrument zur Erreichung des europäischen Kyoto-Ziels und als Beitrag zur Versorgungssicherheit der EU angesehen. Die Richtlinie enthält aufgrund der in den Mitgliedsstaaten unterschiedlichen Potenziale zur Nutzung der KWK keine konkreten oder gar verbindlichen Ziele für die KWK-Nutzung. Zweck der Richtlinie ist es vielmehr die Rahmenbedingungen für die KWK zu verbessern. Im einzelnen beschäftigt sich die Richtlinie mit der Definition von KWK-Strom und der Hocheffizienz-KWK, einem Herkunftsnachweis für KWK-Strom, Methoden zur Bewertung der Effizienz von Anlagen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme, der Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Dokumentation ihres KWK-Potenzials, der regelmäßigen Beurteilung nationaler KWK-Fördermaßnahmen durch die Kommission und Aspekten des Netzzugangs für KWK-Betreiber.

Energieeinsparverordnung (EnEV)

Mit der im Februar 2002 in Kraft getretenen Energieeinsparverordnung (EnEV) /Bundesgesetzblatt 2001b/ wurden die bisher gültige Wärmeschutzverordnung von 1995 und die Heizungsanlagen-Verordnung von 1994 abgelöst. Ziel der neuen Verordnung ist es, den Energiebedarf bei Neubauten um durchschnittlich 30 % gegenüber dem bisherigen Niveau auf den sog. Niedrigenergiestandard abzusenken, was einem Heizenergiebedarf von höchstens 7 l Heizöl pro m^2 Wohnfläche und Jahr entspricht. Mit der EnEV werden die energetischen Anforderungen an das Gebäude und an die Anlagentechnik zusammen betrachtet. Dieser ganzheitliche Ansatz ermöglicht eine Gesamtbilanzierung der Gebäudehülle und der Anlagentechnik. Ein weniger hoher Standard im baulichen Wärmeschutz kann zukünftig durch eine effizientere Gebäudetechnik ausgeglichen werden und umgekehrt.

Während die Wärmeschutzverordnung bisher auf den Heizwärmebedarf eines Gebäudes abgestellt war, betrachtet die EnEV den Primärenergiebedarf eines Neubaues und begrenzt diesen. Dabei muss aber ein baulicher Mindestwärmeschutz eingehalten werden, der in seinem Niveau mit den bisherigen Anforderungen der Wärmeschutzverordnung vergleichbar ist. Für Neubauten wird zudem als Fortführung des Wärmebedarfsausweises ein Energiebedarfsausweis eingeführt, der neben dem Endenergieverbrauch auch den Primärenergiebedarf enthält. Für den Gebäudebestand sind keine Energieverbrauchskennwerte vorgeschrieben.

Bei Altbauten ist eine Verschärfung der energetischen Anforderungen bei wesentlichen Änderungen an Gebäudeaußenteilen oder Gebäuden vorgeschrieben. Besonders alte Heizkessel, die vor 1978 eingebaut worden sind, sind bis Ende 2005 bzw. 2008 außer Betrieb zu nehmen. Von dieser Regelung sind ungefähr drei Millionen Heizungen in Deutschland betroffen.

Weiterhin ist für Altbauten die Dämmung von obersten Geschossdecken und von ungedämmten Rohrleitungen für die Wärme- und Warmwasserverteilung bis Ende 2005 verpflichtend.

Zur Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Heizung, Lüftung und Warmwasserbereitung ist in der Berechnungsvorschrift zur Ermittlung des Primärenergiebedarfs von Heizungsanlagen (DIN V 4701-10) eine Begünstigung von erneuerbaren Energien vorgesehen. Daneben entfällt die Begrenzung des Primärenergiebedarfs, wenn mehr als 70 % der Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung oder aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.

Emissionshandel in Europa

Das Europäische Parlament hat am 3. Juli 2003 eine Richtlinie zur Einführung eines europaweiten Handels mit Treibhausgasemissionszertifikaten gebilligt /EP 2003/. Die Möglichkeit des Emissionshandels wird als flexibles Instrument in Artikel 17 des Kyotoprotokolls zur Erreichung der Minderungsverpflichtung aufgeführt. Unternehmen, die besonders umweltfreundlich produzieren, erhalten dabei eine entsprechende Emissionsgutschrift, die sie dann an andere Unternehmen, die ihre Emissionsfracht überschreiten, verkaufen können. Die EU-Richtlinie sieht zunächst zwei Handelsphasen vor, die den Zeitraum von 2005 bis 2007 bzw. von 2008 bis 2012 umfassen. Ab 2008 besteht die Möglichkeit der Einbeziehung weiterer Treibhausgase neben dem Kohlendioxid und der Ausdehnung auf weitere Bereiche der Wirtschaft. Wer ohne entsprechende Emissionsrechte die Atmosphäre belastet, wird bestraft: in der ersten Phase mit 40 Euro pro Tonne Kohlendioxid, danach mit 100 Euro pro Tonne. In den Handel einbezogen werden Anlagen des Energiesektors mit einer thermischen Leistung von mehr als 20 MW sowie Unternehmen verschiedener Industriesektoren[8], wobei den Mitgliedsländern die Möglichkeit gegeben wird, einzelne Unternehmen vom Emissionshandel zu befreien. Für die Zuteilung der Emissionszertifikate an die Unternehmen sind von den Mitgliedsstaaten nationale Allokationspläne zu erstellen, die von der EU Kommission geprüft werden. In Deutschland bildet das im März 2004 vom Bundestag beschlossene Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) die Rechtsgrundlage für den Handel mit Emissionszertifikaten /Bundestag 2004/. Hinsichtlich der Zuteilung der Emissionsrechte verweist das TEHG auf den nationalen Allokationsplan, der im April 2004 vom Bundeskabinett verabschiedet worden ist /BMU 2004a/. Für die Sektoren Energie und Industrie beträgt das jährliche Emissionsbudget in der Periode 2005-2007 503 Mio. t CO_2. Für die Periode 2008-2012 wurde das vorläufige und im Jahr 2006 wieder zu überprüfende Emissionsbudget auf 495 Mio. t CO_2 festgesetzt. Die Zuteilung der Zertifikate erfolgt für alle Anlagen kostenlos und basiert bei Bestandsanlagen auf den durchschnittlichen Emissionen der Jahre 2000-2002 multipliziert mit einem Erfüllungsfaktor (0,9765 für nicht prozessbedingte und 1 für prozessbedingte Emissionen). Neue Anlagen erhalten die Emissionen auf Grundlage von Benchmarks zugeteilt, die sich an der besten verfügbaren Technik orientieren.

Eine Richtlinie, die es Unternehmen ermöglichen soll, sich auch Emissionsminderungen anrechnen zu lassen, die im Rahmen von JI- oder CDM-Projekten außerhalb des eigenen Lan-

[8] Hierzu zählen Raffinerien, Hochöfen, Unternehmen der Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, Unternehmen der mineralverarbeitenden Industrie (Zement-, Glas- und Keramikindustrie) und Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie. Die chemische Industrie und die Aluminiumindustrie sind in der ersten Handelsphase ausgenommen.

des erzielt werden, wurde im April 2004 vom Europäischen Parlament endgültig verabschiedet /EP 2004/. Die Richtlinie sieht vor, dass die Mitgliedsstaaten selbst festlegen, in welchem Umfang CER-Zertifikate (Certified Emission Reduction), die aus CDM-Projekten resultieren, und ERU-Zertifikate (Emission Reduction Unit), die aus JI-Maßnahmen stammen, genutzt werden können, wobei mindestens 50 % der Minderungsverpflichtung in dem Mitgliedsstaat selbst zu erbringen ist.

2.1.4 Fazit

Durch die angeführten rechtlichen Rahmenbedingungen wird die Nutzung erneuerbarer Energieträger nur indirekt beeinflusst. Die ökologische Steuerreform führt zu einer Verteuerung der Mineralöle, des Erdgases und des Stroms. Diese Mehrkosten sind in den meisten Fällen jedoch im Vergleich zu den Kosten, die mit einer Substitution durch erneuerbarer Energieträger verbunden sind, zu gering, so dass, wenn man von der Verwendung eines Teils des Aufkommens aus der Ökosteuer für Projekte zur Förderung regenerativer Energien absieht, aus dieser Verteuerung nur geringe Auswirkungen für die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu erwarten sind. Von der im Zuge der ökologischen Steuerreform gewährten Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe sind dagegen größere Impulse zu erwarten, da durch die Steuerbefreiung bereits heute die Preise für Biodiesel unter denen herkömmlichem Diesels liegen.

Indirekte Effekte sind durch Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes (Nationales Klimaschutzprogramm, EU-Emissionshandel) zu erwarten, da die Berücksichtigung der THG-Vermeidungskosten in den Gestehungskosten von THG-Emissionen freisetzenden Umwandlungstechniken die heute in vielen Fällen noch die mit der Nutzung erneuerbarer Energien verbundenen Mehrkosten gegenüber der fossilen Energiebereitstellung reduziert.

2.2 Heutiger Stand und Perspektiven bei der Nutzung erneuerbarer Energien

Im Folgenden soll für die einzelnen, erneuerbaren Energieträger ein Überblick über die derzeitige Nutzung in Deutschland, über die zu erwartende zukünftige Entwicklung der technischen und ökonomischen Parameter der in Verbindung mit den erneuerbaren Energien eingesetzten Technologien und über die verfügbaren Potenziale gegeben werden. Abschließend werden verschiedene umweltpolitische Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien vorgestellt.

2.2.1 Wasserkraft

Die Wasserkraft trug im Jahr 2002 mit einer Erzeugung von 23,9 TWh (Lauf- und Speicherwasserkraft ohne Erzeugung aus gepumpten Wasser in Pumpseicherkraftwerken) und einem Anteil von 4,3 % an der Nettostromerzeugung zur Stromversorgung in Deutschland bei /Falkenberg, et al. 2003/. Geographisch wird sie insbesondere in Süddeutschland mit Anteilen von 9 % in Baden-Württemberg und 19 % in Bayern zur Deckung des dortigen Stromverbrauchs genutzt.

Physikalische Grundlagen

In Wasserkraftwerken wird die potenzielle Energie von Wasser zwischen zwei Spiegelhöhen zunächst in kinetische Energie umgewandelt, die dann in einer Turbine in mechanische Energie

und schließlich in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Im Vergleich zu Gas- und Dampfturbinen weisen Wasserturbinen wegen der höheren Dichte des Wassers wesentlich höhere Leistungsdichten auf. Da die in Wasserturbinen abzubauende spezifische Arbeit vergleichsweise gering ist, benötigen Wasserturbinen nur eine Stufe.

Abhängig von der im Wasserkraftwerk genutzten Fallhöhe kann zwischen Hoch-, Mittel- und Niederdruckanlagen unterschieden werden. Hochdruckanlagen mit einer Fallhöhe von 150 bis 1 000 m finden sich nur im Gebirge. Mitteldruckanlagen haben eine Fallhöhe von 15 bis 150 m, während Niederdruckanlagen eine Fallhöhe bis zu 15 m besitzen. Zu den Komponenten eines Wasserkraftwerks zählen die Wasserspeicheranlage (Oberwasser), die Entnahmeanlage (Rechen, Überlauf, Schütz), Druckleitung, Maschinenhaus mit Turbine und Generator sowie die Rückgabeanlage (Unterwasser).

Arten von Wasserkraftwerken

Bei Wasserkraftwerken kann unterschieden werden zwischen Laufwasserkraftwerken (Niederdruckanlagen), Speicherkraftwerken (Mitteldruckanlagen) und Pumpspeicherkraftwerken (Hochdruckanlagen).

Bei den eingesetzten Turbinen stellen die Kaplan-, Francis- und Peltonturbine die am weitesten verbreiteten Bauarten dar. Die Kaplanturbine besitzt verstellbare Leit- und Laufräder, so dass die Turbine an Volumenstromschwankungen gut angepasst werden kann und daher hohe Teillastwirkungsgrade besitzt. Die Zuströmung der Turbine kann radial über eine Wasserspirale oder axial erfolgen. Für Fallhöhen um 150 m ist die Francisturbine am besten geeignet. Diese Turbinenart besitzt verstellbare Leiträder und wird von außen nach innen durchströmt, was die höchste Umfangsarbeit ergibt. Die Peltonturbine eignet sich für höhere Fallhöhen und geringe Volumenströme. Das Laufrad besitzt als Doppelbecher ausgeführte Schaufeln, auf die ein Wasserstrahl trifft, der durch die halbkreisförmige Schaufel um nahezu 180 º umgelenkt wird, so dass ein Impuls auf das Laufrad übertragen wird. Je nach Turbinenleistung besitzt die Peltonturbine eine oder mehrere radial angeordnete Freistrahldüsen, aus denen das Wasser auf die Laufschaufeln trifft. Durch Steuerung der Wasserstrahlmenge aus der Düse wird die Leistung der Turbine geregelt.

Laufwasserkraftwerke. Laufwasserkraftwerke sind in Flussläufe integriert. Ein sog. Stauwerk dient zum Aufstauen des Wassers und soll den Oberwasserspiegel unabhängig von der Wasserführung auf einem konstanten Niveau halten. Das Stauwerk besitzt einen Überlauf, über den das überschüssige Wasser, das nicht von der Turbine genutzt werden kann, abfließt. Bei Hochwasser sinkt die Leistungsabgabe, da der Wasserspiegel des Unterwassers ansteigt, während der Spiegel des Oberwassers konstant bleibt. Die Leistungsabgabe eines Laufwasserkraftwerkes ist verbrauchsunabhängig, so dass es sich um ein Grundlastkraftwerk handelt. Aufgrund des hohen Volumenstroms und des geringen Gefälles wird die Kaplanturbine in Laufwasserkraftwerken eingesetzt. Der Gesamtwirkungsgrad eines Laufwasserkraftwerkes (also das Produkt aus Zuströmungswirkungsgrad, Turbinenwirkungsgrad und Generatorwirkungsgrad) liegt zwischen 85 und 95 %. Die technischen und ökonomischen Daten für Laufwasserkraftwerke unterschiedlicher Leistungsgrößen sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

Tabelle 2-1: Technische und ökonomische Daten von Laufwasserkraftwerken unterschiedlicher Nennleistung (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Nennleistung [MW]				
		0,070	**0,300**	**1,0**	**10**	**100**
Volllaststunden	h/a	4 000	4 300	5 000	5 500	5 700
Neubaukosten	€/kW	8 750	7 500	5 250	4 500	4 000
Modernisierungskosten	€/kW	5 000	4 500	4 000	3 500	3 500
Betriebskosten Neubau[a]	%/Inv./a	2,5	2,5	2	1,5	1,5

a.Jährliche Aufwendungen für Betrieb und Reparaturen in Prozent der Anlagenkosten

Speicherkraftwerke. Speicherkraftwerke besitzen einen natürlichen Zufluss, der zu einem Wasserreservoir aufgestaut wird. Dadurch ermöglichen Speicherkraftwerke bis zu einem gewissen Grad die verbrauchsabhängige Stromerzeugung. Es variiert der Oberwasserspiegel, wobei sich diese Änderung bei der hohen Fallhöhe von ca. 100 m kaum auf die Leistung auswirkt. Bei Fallhöhen bis ca. 500 m ist die Francis-Turbine am besten geeignet.

Pumpspeicherkraftwerke. Bei Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss in Gebirgen wird das zufließende Wasser aufgestaut und nur kurzfristig zur Deckung einer Spitzenlast über die Turbine abgelassen. Da der Wasserzufluss häufig zu gering für den Stausee ist, wird Wasser in den Stausee zurückgepumpt. Auf diese Weise können Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden, um Bedarfsspitzen abzudecken und Verbrauchstäler zu füllen. Liegt kein natürlicher Zufluss vor, wird das Wasserreservoir ausschließlich durch Pumpen wieder gefüllt. Für Pumpspeicherkraftwerke sind drei verschiedene Konfigurationen hinsichtlich Turbine, Pumpe, Motor und Generator möglich: separate Turbine/Pumpe und separater Generator/Pumpe, separate Turbine/Pumpe und gemeinsamer Motor-Generator, gemeinsame Pump-Turbine und gemeinsamer Motor-Generator. Bei hohen Fallhöhen und geringen Volumenströmen wird die Pelton-Turbine eingesetzt, während bei mittleren Fallhöhen die Francis-Turbine Vorteile besitzt. Beide Turbinen erlauben ein schnelles Anfahren auf Volllast. Der Gesamtwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks liegt zwischen 70 % und 80 %[9].

Stand der Nutzung

Die Entwicklung der in Deutschland installierten Leistung und Stromerzeugung aus Wasserkraft ist in Abb. 2-5 dargestellt. Die Schwankungen in der Stromerzeugung sind auf meteorologische Einflüsse zurückzuführen. Der langjährige Durchschnitt der Wasserkrafterzeugung wird als Normaljahr definiert. Im Jahr 2002 überstieg die Netzeinspeisung aus Wasserkraftwerken dieses Mittel um ungefähr 20 %.

Während die Erzeugung aufgrund des in den Jahren unterschiedlichen Wasserangebots deutlich schwankt, hat die Leistung nur geringfügig zugenommen. Der Leistungszuwachs in den Jahren 2000 und 2001 mit jeweils 20 - 30 MW ist hauptsächlich auf die Revitalisierung ehemaliger Wasserkraftwerke zurückzuführen, die aber eine vergleichsweise geringe durch-

9 Der Wirkungsgrad des im Jahr 2003 in Betrieb gegangenen Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal beträgt ca. 80 %.

schnittliche Leistung aufweisen. Der Großteil der Wasserkraftwerke (90 % der Leistung) befindet sich im Besitz von Energieversorgungsunternehmern und der Deutschen Bahn /Staiß 2003/. Da das Potenzial der Wasserkraft in Deutschland schon weitgehend ausgeschöpft ist, dem Neubau von Wasserkraftwerken häufig Umweltschutzgründe entgegenstehen und die Investitionen eine lange Amortisationszeit verlangen, ist in Deutschland nur mit einem sehr geringen Ausbau der Wasserkraft, der sich weitestgehend auf die Revitalisierung von Altanlagen oder Modernisierung bestehender Kraftwerke beschränkt, zu rechnen /Kaltschmitt, et al. 2003a/. So ist der Ersatz des ältesten Wasserkraftwerks Europas, dem Laufwasserkraftwerk Rheinfelden, durch einen Neubau mit einer vierfach höheren Leistung geplant.

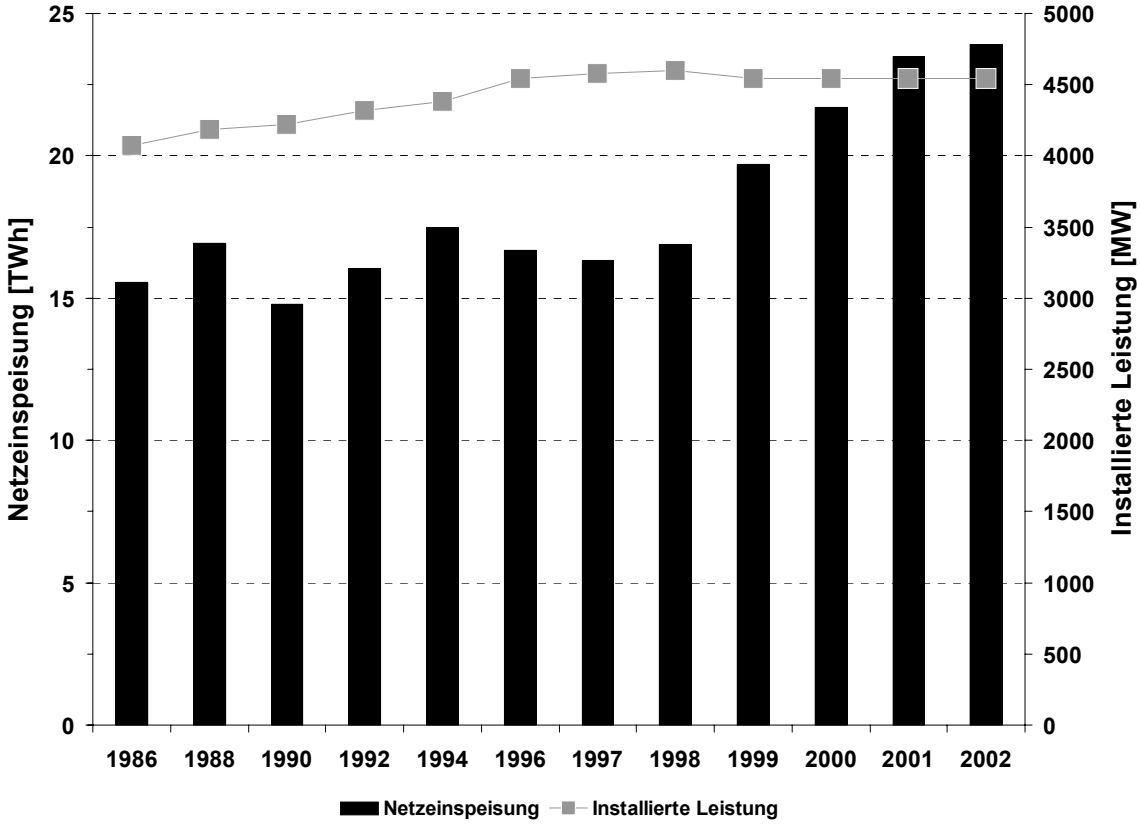


Abb. 2-5: Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Wasserkraft (/Falkenberg, et al. 2003/, /Böhmer 2003/)

2.2.2 Windkraft

Luftströmungen in der Atmosphäre werden durch Temperatur- und Druckunterschiede in der Atmosphäre hervorgerufen. Die Solarstrahlung führt je nach Oberflächenstruktur zur lokal und regional unterschiedlichen Erwärmung der Erdoberfläche und der darüber liegenden Luftschichten. Die entstehenden Temperaturunterschiede rufen über Auftriebseffekte eine Strömung und Druckdifferenzen hervor, die ausgleichende Luftströmungen, Wind, zur Folge haben.

Physikalische Grundlagen

Die einer Windströmung durch eine Windkraftanlage (WKA) entzogene Leistung berechnet sich bei einer Rotorfläche F gemäß

$$P_{\mathrm{WKA}} = \frac{1}{2} \cdot c_{\mathrm{P}} \cdot \rho \cdot F \cdot v_1^{\,3}, \tag{2-1}$$

wobei v_1 der Geschwindigkeit des Windes weit vor dem Rotor, ρ der Dichte des Luftmassenstroms und c_{P} dem sog. Leistungsbeiwert entspricht. Durch den Leistungsentzug verringert sich die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor auf v_2. Wäre v_2 gleich Null, würde dem Wind keine Leistung entzogen, da der Luftstrom durch die WKA Null wäre. Im anderen Extremfall v_2 gleich v_1 würde dem Wind ebenfalls keine Leistung entzogen. Daraus kann gefolgert werden, dass es bei gegebenem v_1 eine Windgeschwindigkeit v_2 gibt, bei der die Leistung P_{WKA} und damit auch der Leitungsbeiwert c_{P} maximal werden. Dieser maximale Leistungsbeiwert wird als Betz-Faktor bezeichnet und ist unabhängig vom Rotor 0,593 /Kaltschmitt, et al. 2003a/. Dies bedeutet, dass dem Wind maximal knapp 60 % seiner Leistung in einer WKA entzogen werden können. Der Leistungsbeiwert realer WKA ist aufgrund von Reibungs-, Ablöse-, Widerstandsverlusten der Strömung und mechanischen Verlusten in der WKA geringer.

Prinzipiell lässt sich dem Wind die Energie auf zwei Arten, dem Widerstands- und dem Auftriebsprinzip, entziehen. Beim Widerstandsprinzip wird der Strömungswiderstand eines Körpers genutzt, um dem Wind Leistung zu entziehen. Beispiel hierfür ist der Savonius-Rotor. Durch das Widerstandsprinzip kann dem Wind jedoch maximal nur ungefähr 30 % seiner Leistung entzogen werden. Aufgrund dieses geringen Wirkungsgrades haben Widerstandsläufer keine praktische Bedeutung. Beim Auftriebsprinzip werden die Flügel unter einem Winkel zur Anströmrichtung angestellt, so dass aufgrund der unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten an der Unter- und Oberseite des Flügelprofils eine Druckdifferenz und damit eine Auftriebskraft entsteht, deren Tangentialkomponente ein Drehmoment an die Rotorachse liefert, aus dem sich mit der Drehzahl die Leistung des Rotors ergibt.

Komponenten einer Windkraftanlage

Für die Stromerzeugung sind derzeit und in absehbarer Zukunft WKA mit horizontaler Achse und Dreiblattrotoren marktbestimmend. Bei den Anlagen kann unterschieden werden zwischen Anlagen auf dem Festland (onshore) und auf See (offshore). Die Hauptkomponenten einer WKA umfassen:

- Rotor,
- Getriebe,
- Generator,
- Turm,
- Fundament und
- Netzanbindung.

Der Rotor dient der Umwandlung der Windenergie in Rotationsenergie mittels des Auftriebsprinzips. Zur Vermeidung hoher Getriebeübersetzungen werden die Rotoren so ausgelegt, dass sie hohe Drehzahlen aufweisen, um konventionelle Generatoren (1 000 bis 1 500 U/min) nutzen zu können. Die meisten WKA besitzen einen Blattverstellmechanismus, der es ermöglicht, die Leistung über den Anstellwinkel zu regeln oder auch bei zu starkem Wind die Rotoren aus dem Wind zu nehmen (Pitch-Regelung). Bei Rotoren mit fester Drehzahl kann die Leistung auch durch die Stall-Regelung begrenzt werden. Hierbei kommt es bei zu hohen Windgeschwindigkeiten zum Strömungsabriss (engl. *stall*) am Flügelprofil, so dass der Rotor abgebremst wird.

Das Getriebe dient zur Umwandlung der Rotordrehzahl (10 bis 15 U/min) in eine Drehzahl, die von der Polzahl (in der Regel vier oder sechs) des angetriebenen Generators abhängt. In zunehmendem Maße kommen auch getriebelose Anlagen mit einem Gleichstromzwischenkreis und einem Wechselrichter zum Einsatz. In diesen Fällen kann der Rotor drehzahlvariabel betrieben werden und es wird kein Getriebe benötigt.

Der Generator wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. Als Generatoren können Synchron- oder Asynchrongeneratoren eingesetzt werden. Während Synchrongeneratoren nur starr mit der Drehzahl des Stromnetzes (50 Hz) betrieben werden können, können Asynchrongeneratoren abhängig von der Leistung auch Abweichungen der Drehzahl von bis zu 10 % hinnehmen. Bei den heute üblichen Leistungen ist dieser Schlupf jedoch sehr gering, so dass sich die Asynchrongeneratoren wie Synchrongeneratoren verhalten. Die Drehzahl zum Betrieb des Rotors im Punkt des maximalen Leistungsbeiwertes ändert sich mit der Windgeschwindigkeit. Daher ist es wünschenswert, den Rotor möglichst drehzahlvariabel betreiben zu können. Aus diesem Grund erfolgt vielfach die Netzanbindung nicht direkt, sondern über einen Gleichstromzwischenkreis und einen Wechselrichter, wobei ein Synchrongenerator zum Einsatz kommt.

Der Turm soll die Windenergieerzeugung in ausreichender Höhe ermöglichen sowie die statischen und dynamischen Belastungen des Rotors und der Gondel aufnehmen und über das Fundament an den Untergrund ableiten. Da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe zunimmt, steigt die Stromerzeugung mit der Turmhöhe, es steigen jedoch auch die Turmkosten.

Das Fundament soll den Turm fest mit dem Boden verankern. Bei Offshore-Anlagen werden verschiedene Gründungstechniken diskutiert. Hierzu zählen Gewichtsfundamente, Einpfahlfundamente (Monopile) und Dreibeinfundamente (Tripod). Bei Gewichtsfundamenten wird das Fundament aus Beton oder Stahl auf den Seeboden ohne Verankerung mit dem Boden abgesetzt. Der Einsatzbereich reicht bis zu einer Wassertiefe von 20 m. Beim Monopile wird ein Gründungspfahl (3 bis 4 m Durchmesser) in den Seeuntergrund gerammt und über ein Zwischenstück mit dem Turm verbunden. Die maximale Wassertiefe beträgt ungefähr 25 m. Beim Tripod werden im Gegensatz zum Monopile drei Gründungspfähle verwendet, die aber geringere Durchmesser (ca. 0,9 m) aufweisen. Die Gründungspfähle sind über ein Stahlfachwerk mit dem Turm verbunden. Sinnvoll erscheint der Einsatz bei Wassertiefen ab 20 m.

Windparks

Windkraftanlagen werden abgesehen von exponierten Stellen, wie Hügeln, in Gruppen angeordnet, um das an einer Stelle verfügbare Windpotenzial möglichst optimal auszuschöpfen und auch die Kosten für Netzanschluss, Wartung, etc. zu minimieren. Bei der Anordnung der WKA

in Windparks sind Abschattungseffekte zu vermeiden, d. h., der Mindestabstand zwischen den Anlagen sollte so groß sein, dass die Strömungsverhältnisse (Windgeschwindigkeit, Turbulenzen) im Abstrom zwischen zwei Anlagen sich wieder normalisieren können. Liegt keine bevorzugte Windrichtung am Standort vor, erfolgt die Anordnung der WKA in Form von regelmäßigen Sechsecken. Die für eine WKA mit Durchmesser d_{rot} benötigte Fläche A_{WKA} berechnet sich zu

$$A_{\mathrm{WKA}} = \sqrt{\frac{3}{4}} \cdot (k_{\mathrm{A}} \cdot d_{\mathrm{rot}})^2, \tag{2-2}$$

wobei der Abstandsfaktor k_{A} den Mindestabstand als Vielfaches des Rotordurchmessers angibt und abhängig von den lokalen Gegebenheiten zwischen 6 und 15 liegt. Im Falle einer bevorzugten Windrichtung kann der Abstand quer zur Hauptwindrichtung geringer sein. Die Anordnung erfolgt dann in jeweils um die Hälfte versetzte Reihen. Der Flächenbedarf einer WKA beträgt dann

$$A_{\mathrm{WKA}} = k_{\mathrm{Ax}} \cdot k_{\mathrm{Ay}} \cdot {d_{\mathrm{rot}}}^2, \tag{2-3}$$

mit den Abstandsfaktoren k_{Ax} von 8 bis 10 in Hauptwindrichtung und k_{Ay} zwischen 4 und 5 quer zur Hauptwindrichtung. Die trotz der Mindestabstände gegenüber einer Einzelaufstellung in einem Windpark auftretenden Verluste werden durch den Parkwirkungsgrad beschrieben, der zwischen 90 und 98 % liegen kann.

Bei der Auslegung von Offshore-Parks ist zu berücksichtigen, dass die Abminderung der mittleren Windgeschwindigkeit im Abstrom länger bestehen bleibt und dass die Turbulenzen im Abstrom einer WKA stärker sind /NEA 2001/. Beide Effekte legen größere Abstände zwischen den Anlagen nahe. In /Cockerill, et al. 1998/ wird von einem Abstandsfaktor von 10 und einem Parkwirkungsgrad von 96 % ausgegangen.

Technische und ökonomische Charakterisierung von Windkraftanlagen

Onshore-WKA. Die technischen und ökonomischen Daten für drei Onshore-WKA der Leistungsklassen 1 500 kW, 2 000 kW und 2 500 kW sind in Tabelle 2-2 dargestellt. Zu den Anlagenkosten kommen noch Nebenkosten für Fundament, Netzanbindung, Geländeerschließung, Planung und sonstige Aufwendungen. Betriebskosten fallen für Wartung und Instandhaltung, Flächenpacht, Versicherung, etc. an. In den ersten fünf Betriebsjahren, in denen kaum Ersatzteile ausgetauscht werden müssen, reichen durchschnittlich jährlich rund 5-6 % der Anlagenkosten zur Deckung der Betriebskosten, wobei der Prozentsatz mit der WKA-Betriebsdauer tendenziell leicht zunimmt /BMU 2001/. Nach einer ebenfalls in /BMU 2001/ durchgeführten Umfrage des Deutschen Windenergie Instituts (DEWI) ist jedoch bei länger werdender Betriebsdauer mit der Notwendigkeit des kompletten Austausches mehrerer WKA-Anlagenteile zu rechnen. Für diese Reparaturkosten werden zusätzliche Rückstellungen erforderlich, die sich über die Lebensdauer verteilt mit 1,3 % der Anlagenkosten bemessen.

Die aufgrund der Windverhältnisse an einem bestimmten Standort erzielbaren Stromerträge aus dem Betrieb von WKA sind sehr regionenspezifisch. Die deutsche Windkarte (z. B. in /Allnoch 1993/) zeigt sehr große Unterschiede der gemessenen Windgeschwindigkeiten zwischen Küsten- und Binnenlandsbereich, Flachland- und Berglandregionen.

Tabelle 2-2: Technische und ökonomische Daten der WKA-Referenzanlagen im Festland für das Jahr 2000, 2010 und 2050 (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Referenzanlage 1			Referenzanlage 2			Referenzanlage 2		
Inbetriebnahme		2000			2010			2050		
Leistung	kW	1 500			2 000			2 500		
Rotordurchmesser	m	65			75			80		
spez. Leistung	W/m^2	450			450			490		
Nabenhöhe	m	65			70			75		
Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s	4,0	5,0	6,0	4,0	5,0	6,0	4,0	5,0	6,0
Volllastbenutzungs-stunden	h/a	1180	2100	2900	1250	2200	3000	1300	2300	3200
Anlagenkosten	$€_{00}/kW$	1 000-1 050			900			710		
Nebenkosten	$€_{00}/kW$	250-300			255			240		
Gesamte Investitions-kosten	$€_{00}/kW$	1 250-1.350			1 155			950		
Betriebskosten[a]	%Inv./a	7,3			7,3			7,3		

a.Jährliche Aufwendungen für Betrieb und Reparaturen in Prozent der Anlagenkosten

Mit den heute installierten WKA werden mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von 4,0 bis 5,1 m/s[10] im Binnenland und von 4,5 bis 7,5 m/s im Küstenbereich ausgenutzt, wie aus der langjährigen Erfassung von Winddaten einzelner WKA an verschiedenen deutschen Standorten hervorgeht /ISET 2003/. Der Spitzenwert von 7,5 m/s wurde allerdings nur bei einem einzigen Standort und in einem Jahr erzielt.

Für die Ermittlung der zukünftig erwartbaren Investitionskosten von Technologien, die in einer frühen Phase ihrer Markteinführung und technischen Entwicklung stehen, wird häufig der Lernkurven-Ansatz /Wene, et al. 1999/ zu Rate gezogen. Lernkurven stellen die spezifischen Investitionskosten einer Technologie als Funktion der kumulierten Kapazität dar. Wichtiger Parameter der Lernkurve ist der sog. Lernfaktor, der angibt, um welchen Faktor die Investitionskosten bei Verdopplung der kumulierten Kapazität sinken. In /IER 2002/ werden die längerfristigen Kostentrends für WKA auf Basis der weltweit installierten Windenergiekapazität gemäß den Szenarien für die Weltenergiekonferenz /Nakicenovic, et al. 1998/ abgeschätzt. Zur Ermittlung von Anlagenkosten werden dabei Lernfaktoren von 0,1 bis 2020 und von 0,05 in der langfristigen Perspektive bis 2050 angenommen. Bei den Nebenkosten wird ein Lernfaktor von 0,05 bis zum Jahre 2010 und 0,01 im Zeitraum 2010-2050 unterstellt, da es nur in geringem Umfang möglich sein wird, diese weitgehend als Fixkosten anfallenden Kostenpositionen zu reduzieren.

Mit diesen Annahmen ergeben sich bei Ausgangswerten von 1 300 $€_{00}/kW$ (darunter 1 030 $€_{00}/kW$ Anlagen- sowie 270 $€_{00}/kW$ Nebenkosten) Investitionskosten von 1 155 $€_{00}/kW$ für 2010, 1 050 $€_{00}/kW$ für 2020, 1 005 $€_{00}/kW$ für 2030 und 950 $€_{00}/kW$ für 2050. Bei den

[10] Die hier und im Folgenden angegebenen Windgeschwindigkeiten beziehen sich auf eine Höhe von 10 m.

Betriebskosten wird ein im Zeitverlauf gleich bleibendes Verhältnis zu den Anlagenkosten angenommen.

Offshore-WKA. Die Windenergienutzung im Meer steht noch am Anfang. Bei bisherigen realisierten Projekten (zwei in Dänemark, eines in Schweden /BMU 2002c/) handelt es sich um Windparks nahe der Küste, so dass die dort gemachten Erfahrungen nur begrenzt auf küstenferne Anlagen übertragen werden können. In Deutschland wurde bisher vom Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie die Errichtung von vier Windparks genehmigt[11]. Aussagen zur endgültigen Offshore-Anlagentechnik wie auch zu deren Wirtschaftlichkeit sind daher gegenwärtig noch mit großen Unsicherheiten behaftet.

In Tabelle 2-3 sind die in Abhängigkeit von der Küstenentfernung aufgrund von Langzeitdaten des Deutschen Wetterdienstes verschiedener meteorologischer Stationen an der Küste sowie von Feuerschiffen ermittelten Volllastbenutzungsstunden wiedergegeben /NEA 2001/. Bei den Benutzungsstunden handelt es sich um so genannte Bruttobenutzungsstunden ohne Berücksichtigung der Netzanbindungsverluste, der technischen Verfügbarkeit der WKA und des Parkwirkungsgrades. Hinsichtlich des Parkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit werden im Folgenden Werte von je 95 % angenommen, wodurch sich entsprechend reduzierte Netto-Volllastbenutzungsstunden ergeben. Die Netzanbindungsverluste sind zusätzlich zu berücksichtigen.

Tabelle 2-3: Volllastbenutzungsstunden von WKA in Abhängigkeit von der Küstenentfernung im Bereich der Deutschen Bucht (/NEA 2001/)

Küstenentfernung	**Wassertiefe**	**Volllastbenutzungsstunden (h/a)**	
(km)	(m)	brutto	netto
10	7	3 980	3 592
20	22	4 060	3 664
30	29	4 130	3 727
40	35	4 190	3 781
50	37	4 250	3 836
>60	37	4 300	3 881

Bei den Investitionskosten sind die wesentlichen Bestandteile die Kosten der WKA-Herstellung, Kosten der Fundamentierung, Kosten der Netzanbindung und Montagekosten. Die Kosten für eine 2 MW und 5 MW wurden in /IER 2002/ unter Verwendung von Lernkurven für den Zeitraum von 2010-2050 untersucht und sind in Tabelle 2-4 dargestellt. Die jährlichen Betriebskosten sind als Prozentsatz der WKA-Herstellungskosten (9,5 %) angegeben und beinhalten auch Instandhaltungs- und Ersatzteilkosten (2 %).

[11] Hierbei handelt es sich um den Windpark „Borkum West“ (208 WKA, Jahresenergieertrag ca. 3 500 GWh, Betrieb ab 2010) 45 km nördliche der Insel Borkum, dem Windpark „Butendiek“ (80 WKA, 3 MW Nennleistung, Betrieb ab 2008) 34 km westlich von Sylt, dem Windpark „Borkum Riffgrund West“ (80 WKA, Gesamtleistung 250 bis 400 MW) 50 km nördliche von Borkum und dem Windpark „Borkum Riffgrund“ (77 WKA, ca. 300 MW Gesamtleistung) 34 km nördlich der Insel Juist.

Tabelle 2-4: Ökonomische Daten der WKA-Referenzanlagen im Offshore-Bereich

Parameter	Einheit	2010	2020	2030	2050
Leistung der Einzelanlage	kW	2 000	5 000	5 000	5 000
Rotordurchmesser	m	75	110	110	110
Nabenhöhe	m	70	100	100	100
Anlagenkosten	€$_{99}$/kW	960-1 020	850	810	760
Fundamentkosten	€$_{99}$/kW	310-410	360	350	320
Netzanbindungskosten	€$_{99}$/kW	370-530	330-470	310-450	290-420
Gesamte Investitionskosten	€$_{99}$/kW	1 640-1 960	1 540-1 680	1 470-1 610	1 370-1 500
Betriebskosten[a]	%Inv./a	9,5	9,5	9,5	9,5

a.Jährliche Aufwendungen für Betrieb und Reparaturen in Prozent der Anlagenkosten

Stand der Nutzung

Ende des Jahres 2002 waren in Deutschland 13 759 WKA mit einer Leistung von 12 001 MW installiert /Ender 2003/. Die Stromerzeugung im Jahr 2002 betrug ca. 16,5 TWh, was 3,5 % des Nettostromverbrauchs von 491,24 TWh des Jahres 2002 entspricht. Die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland, die sich bisher auf das Festland beschränkt, ist in Abb. 2-6 wiedergegeben.

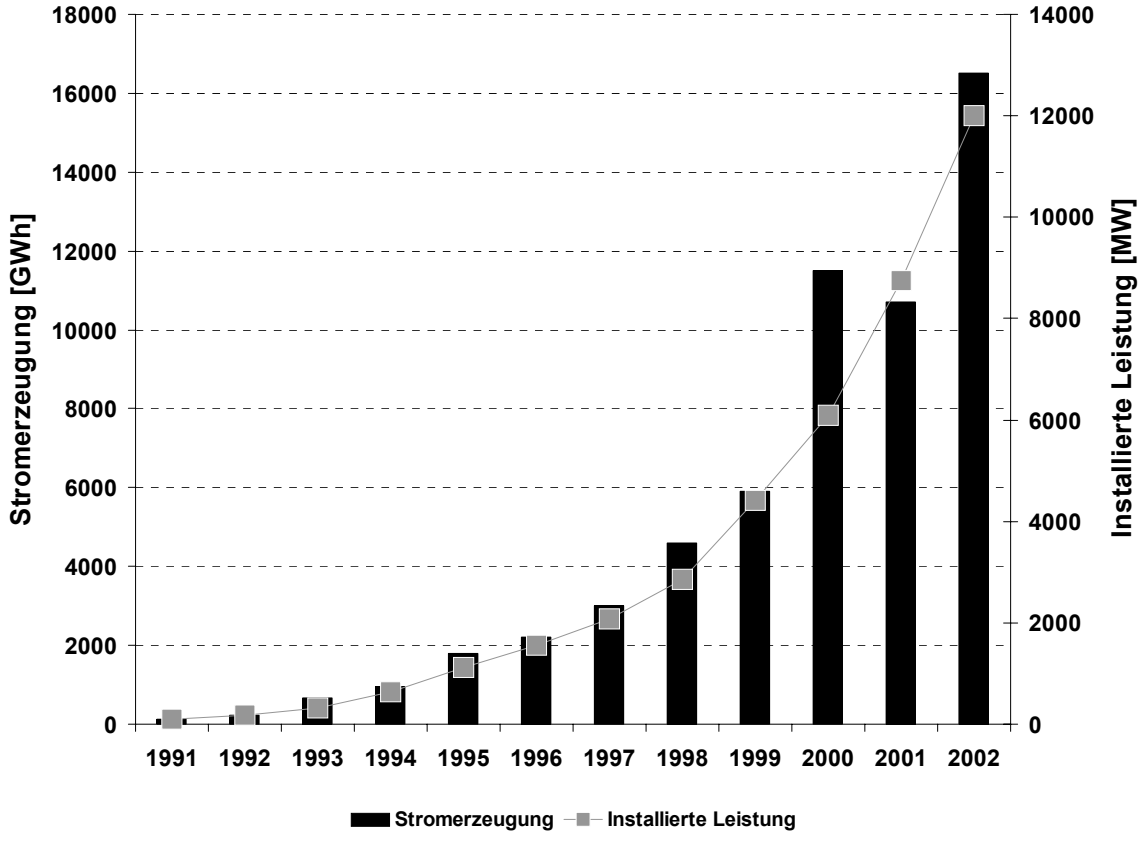


Abb. 2-6: Entwicklung der installierten Kapazität an WKA und deren Stromerzeugung in Deutschland (/Ender 2003/, /Staiß 2003/, /BMU 2003e/)

Die Windenergienutzung konzentriert sich in Deutschland in den Küstenbundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Schleswig-Holstein besitzt mit 28,7 % den höchsten Anteil der Windenergie am Nettostromverbrauch /Ender 2003/. In den Küstenländern ist die Windenergienutzung an guten Standorten jedoch schon weitgehend ausgeschöpft, so dass sich der Ausbau nun auf das Binnenland verlagert /BMU 2003e/. In Sachsen-Anhalt und Brandenburg wird erwartet, dass der Anteil der Windenergie am Nettostromverbrauch im Jahr 2003 durch die bis Ende 2002 installierten Anlagen bereits 19,2 % bzw. 14,9 % beträgt, und somit höher als in Niedersachsen (14,08 %) sein wird /Ender 2003/. Daneben ist zu erwarten, dass die Erneuerung bzw. der Ersatz von alten WKA, das sog. Repowering, an Bedeutung gewinnen wird, da die durchschnittliche Leistung aller deutschen WKA bei 872 kW liegt, während die Leistung der im Jahr 2002 neu installierten Anlagen im Mittel 1 395 kW beträgt. Somit kann durch den Ersatz alter Anlagen an bestehenden Standorten durch neue Anlagen höherer Leistung das Erzeugungspotenzial besser ausgeschöpft werden.

2.2.3 Solarthermie

Die auf die Erde treffende solare Strahlung treibt die atmosphärischen Prozesse wie Verdunstung, Wind, Wellen und Meeresströmungen der Erde an und ist somit unmittelbare (Solarthermie, Photovoltaik) und mittelbare Energiequelle (Wind, Biomasse) für regenerative Energieträger bzw. -technologien aber auch Quelle der über Millionen Jahre aus Biomasse gebildeten fossilen Energieträger.

Nicht die gesamte auf die Erdatmosphäre auftreffende Solarstrahlung erreicht die Erdoberfläche. Ein Teil der Strahlung wird an der Atmosphäre und der Erdoberfläche reflektiert, ein weiterer Teil der Strahlung wird von Molekülen (O_3, H_2O, CO_2) in der Atmosphäre absorbiert. Weiterhin kommt es an Luft-, Wasser- und Staubmolekülen zu Streueffekten. Ein Teil der gestreuten Strahlung geht in den Weltraum verloren, während die übrige gestreute Strahlung in der Erdatmosphäre absorbiert wird oder nach eventueller Mehrfachreflexion die Erdoberfläche erreicht. Die auf die Erdoberfläche auftreffende Sonnenstrahlung setzt sich somit aus der direkten Solarstrahlung und aus der gestreuten oder auch diffusen Himmelstrahlung zusammen. Die Summe dieser beiden Strahlungen wird als Globalstrahlung bezeichnet.

Die räumliche Verteilung der Globalstrahlung, die natürliche Schwankungsbreite der Einstrahlung und die Ausrichtung zur Sonne bestimmen die örtlichen Einstrahlungsverhältnisse. Für die deutschen Klimaverhältnisse kann von einer im langjährigen Mittel eingestrahlten Energie von rund 1 000 kWh/(m^2 a) mit einer Schwankungsbreite von +/-50 kWh/(m^2 a) ausgegangen werden, d. h., die Einstrahlung beträgt 950-1 050 kWh/(m^2 a).

Solarthermische Systeme dienen der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme. Sie werden vor allem für die Gebäudeheizung, für die Trinkwassererwärmung oder auch die Schwimmbadwassererwärmung genutzt. Da das solare Energieangebot im Sommer, der Heizenergiebedarf jedoch im Winter am höchsten ist und der Warmwasserbedarf weitgehend konstant im Jahresverlauf ist, ist bei der solarthermischen Nutzung eine Zusatzheizungsanlage oder ein saisonaler Speicher vorzusehen.

Funktionsweise eines Solarkollektors

Ein Solarkollektor besteht aus einem Gehäuse mit einer transparenten Kollektorabdeckung und einer wärmeisolierten Rückseite. Die einfallende Sonnenstrahlung erwärmt die schwarze, metallisch, gut leitende Absorberplatine. Über Flüssigkeitskanäle, die sich entweder in oder auf der Absorberplatine befinden, wird die Wärme abgeführt. Die Kollektorabdeckung sollte möglichst geringe Reflexions- und Absorptionsverluste aufweisen. Zu weit verbreiteten Kollektorbauarten gehören Flachkollektoren mit großflächigen Absorberplatinen, die in einem Gehäuse untergebracht sind, und Vakuumröhrenkollektoren, in denen U-förmige Kupferrohre durch ein evakuiertes Doppelrohr umgeben sind.

Technische und ökonomische Charakterisierung von Solarkollektorsystemen

Technische und ökonomische Daten unterschiedlicher Referenzanlagen sind basierend auf /IER 2002/ in Tabelle 2-5 zusammengefasst. Anlage 1 stellt eine typische Brauchwasseranlage zur Deckung eines Teils des Warmwasserwärmebedarfs eines Einfamilienhauses dar. Da die Anlage nur 50 % des Wärmebedarfs abdeckt, ist ein konventionelles Backup-System erforderlich. Die angegebenen Kosten beinhalten nicht das konventionelle System. Gegenüber Anlage 1 dient Anlage 2 auch zur Raumwärmeversorgung, so dass eine größere Kollektorfläche und ein größeres Speichervolumen erforderlich sind. Auch hier ist ein konventionelles System erforderlich. Anlage 3 und 4 dienen zur Warmwasser- bzw. Warmwasser- und Raumwärmeversorgung eines Nichtwohngebäudes. Aufgrund des sehr viel größeren Systems sind die spezifischen Anlagenkosten deutlich geringer als die des entsprechenden Systems für das Einfamilienhaus. Anlage 5 ist eine Solaranlage mit einem solaren Nahwärmenetz und saisonalem Wärmespeicher für die Warmwasser- und Heizenergieversorgung einer Neubausiedlung mit 570 Einfamilienhäusern. Anlage 6 ist baugleich zu Anlage 5, sie wird jedoch nicht in einem Neubau- sondern in einem Altbaugebiet eingesetzt.

Durch technische Verbesserungen sind veränderte Anlagenkosten (z. B. Entwicklung von vormontierten Dach-Kollektor-Modulen, Entwicklung kostengünstiger Regler) und verbesserte Jahreserträge (z. B. Verbesserung der Transmissionseigenschaften, Verbesserung der saisonalen Speichersysteme) zukünftig zu erwarten.

In Tabelle 2-5 wird unterstellt, dass die spezifischen Erträge um 15 % bis zum Jahr 2050 steigen, woraus sich bei gleich bleibender Dachfläche höhere solare Deckungsanteile ergeben. Für die zukünftige Entwicklung der Investitionskosten wird wiederum ein Lernkostenansatz gewählt. Für die kumulierte Produktion wurde unterstellt, dass sie sich analog zu der weltweiten Solarkollektorkapazitäten im Szenario B des World Energy Council /Nakicenovic, et al. 1998/ entwickelt.

Als Untergrenze für die Investitionskosten kleiner Warmwasseranlagen (Anlage 1) wird bis 2030 ein Lernfaktor von 10 % unterstellt, danach beträgt er nur noch 5 %. Dies entspricht einer Kostenreduktion von 36 %. Als Obergrenze wird für den gesamten Zeitraum von 2000-2050 ein Lernfaktor von 5 % angenommen. Für kleine Kombianlagen (Anlage 2) sowie für die Nichtwohngebäudeanlagen (Anlage 3 und 4) werden dieselben Annahmen getroffen. Für die Nahwärmeanlagen wird langfristig eine Kostenreduktion von 25 % erwartet. Legt man einen Lernfaktor von 0,9 bis 2030 und 0,95 bis 2050 für die Schätzung zukünftiger Kosten nach der Lernkurvenmethode zugrunde, so wird diese Kostenreduktion im Jahre 2020 erreicht. Als obe-

rer Pfad der Kostenentwicklung wird ein Lernfaktor von 0,95 für den gesamten Zeitraum 2000-2050 unterstellt. Wie für das Ausgangsjahr 1999 wird für den gesamten Zeitraum der Zukunftsprojektionen angenommen, dass bei der Installation von solaren Nahwärmeanlagen in einer Altbausiedlung aufgrund der aufwendigeren Integration in eine bestehende Struktur Mehrkosten von 20 % anfallen werden.

Tabelle 2-5: Technische und ökonomische Daten von Solarkollektor-Referenzanlagen (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Referenzanlagen ohne saisonalen Speicher			Referenzanlagen mit saisonalen Speicher[a]		
		1[b]	2[c]	3[d]	4[e]	5[f]	6[g]
Wärmebedarf	MWh/a	3,5	16	141	1456	3220	3220
Sol. Deckung 2000	%	50	20 - 25	34	25 - 30	40 - 60	40 - 60
Sol. Deckung 2010	%	53	21 - 16	26 - 30	26 - 32	42 - 62	42 - 62
Sol. Deckung 2050	%	58	23 - 29	29 - 35	29 - 35	46 - 68	46 - 68
Kollektorfläche	m^2	5	13	140	1.300	5.600	5.600
Speichervolumen	Liter	350	910	5.000	91.000	12.000	12.000
Spez. Ertrag 2000	kWh/(m^2a)	350	250 - 280	343	280 - 336	230 - 342	230 - 342
Spez. Ertrag 2010	kWh/(m^2a)	368	263 - 294	294 - 353	294 - 353	242 - 359	242 - 359
Spez. Ertrag 2050	kWh/(m^2a)	403	288 - 322	322 - 386	322 - 386	265 - 393	265 - 393
Spez. Investitionskosten 2000	€$_{99}$/m^2	1.150	1.150	550	400	700	850
Spez. Investitionskosten 2010	€$_{99}$/m^2	1.020 - 1.090	1.020 - 1.090	490 - 520	360 - 380	620 - 660	750 - 790
Spez. Investitionskosten 2050	€$_{99}$/m^2	710 - 870	710 - 870	340 - 420	250 - 300	430 - 530	520 - 640
Betriebskosten[h]	%Inv./a	1,5	2,0	1,5	2,0	2,0	2,0

a.Die von den lokalen Bedingungen abhängigen Kosten für das Nahwärmenetz sind nicht erfasst.
b.Einfamilienhaus Ww
c.Einfamilienhaus Ww+Hzg
d.Nichtwohngebäude Ww
e.Nichtwohngebäude Ww + Hzg
f.Neubausiedlung Ww + Hzg
g.Altbausiedlung Ww + Hzg
h.Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionskosten

Stand der Nutzung

Die Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche in Deutschland ist in Abb. 2-7 dargestellt. Der Zuwachs in den Jahren 2000 bis 2002 ist auf die Förderung durch das Marktanreiz-

programm zur Förderung erneuerbarer Energien zurückzuführen. Insgesamt waren im Jahr 2002 an Solarkollektoren in Deutschland ca. 4,7 Mio. m^2 installiert, die mit ungefähr 1,6 TWh zur Wärmedeckung beitrugen /Falkenberg, et al. 2003/. Flachkollektoren dominieren den Markt mit 85 % Marktanteil, während der Rest auf Vakuumröhrenkollektoren entfällt, die durch ihre bessere Isolierung 15-20 % höhere Erträge gegenüber Flachkollektoren aufweisen, aber auch etwa um 20 % teurer sind /Staiß 2003/.

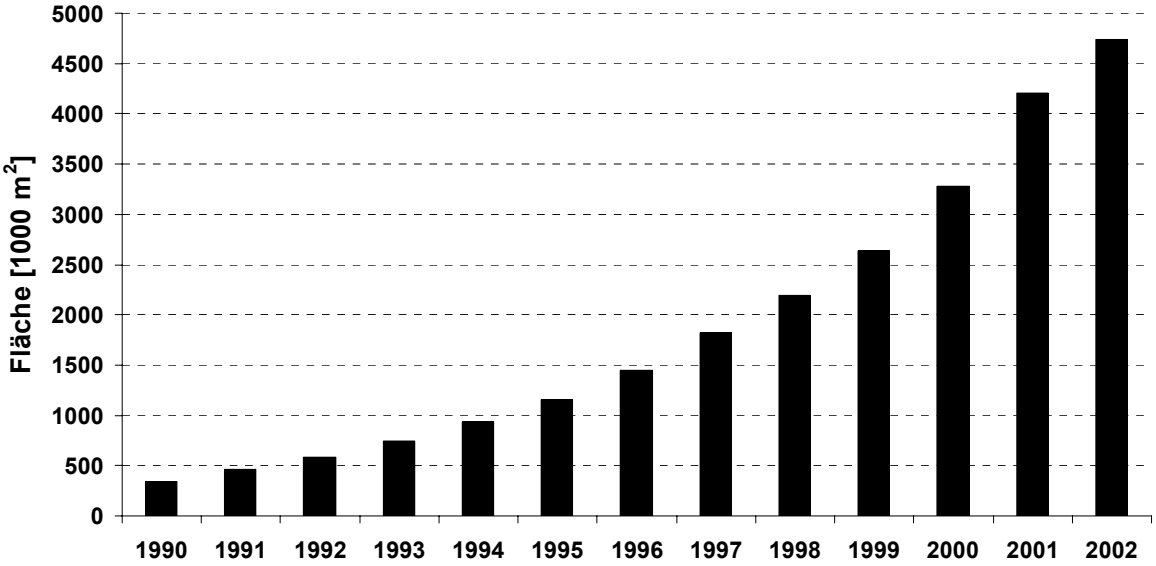


Abb. 2-7: Entwicklung der solarthermischen Nutzung in Deutschland (/Staiß 2003/, /BSi 2004/)

2.2.4 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) bietet die Möglichkeit, solare Strahlung direkt in elektrischen Strom umzuwandeln.

Funktionsweise einer Solarzelle

Eine Solarzelle besteht meist aus zwei Silizium-Halbleiterschichten, einer n-Schicht und einer p-Schicht, die durch gezielte Zugabe von Verunreinigungen in Form von z. B. Arsen in der n-Schicht und Bor in der p-Schicht bewegliche Ladungsträger besitzen. In der Grenzschicht baut sich ein elektrisches Feld auf. Durch Lichtenergie werden Elektronen in der p-Schicht aus ihrem Valenzband gelöst, werden von der Raumladungszone der p-n-Schicht erfasst und in die n-Schicht gezogen. Durch diesen Effekt kommt es zu einer negativen Ladung in der n-Schicht und einer positiven Ladung in der p-Schicht. Diese Spannung kann über Metallkontakte abgegriffen und an einen Verbraucher angeschlossen werden. Durch den Stromfluss wandern die Elektronen wieder zurück in die p-Schicht.

Siliziumsolarzellen lassen sich nach der Struktur in monokristalline, polykristalline und amorphe Solarzellen unterscheiden. Bei der Herstellung monokristalliner Solarzellen wird aus der Schmelze ein Einkristall mit einem Durchmesser von ca. 10 cm gezogen, der in dünne Scheiben von 300 bis 500 µm Dicke, den sog. Wafern, zersägt wird. Der maximale Zellwirkungsgrad bei Serienfertigung beträgt 15-17,5 % /BINE 2003/. Polykristallines Silizium wird in Blöcke gegossen, die durch Trennschleifen in Wafer zerlegt werden. Durch die höheren Ver-

unreinigungen weisen polykristalline Solarzellen niedrigere Wirkungsgrade gegenüber monokristallinen Zellen auf (14-15 % bei Serienfertigung /BINE 2003/). Amorphe Siliziumzellen besitzen keine Kristallstruktur. Das Silizium wird hier als eine wenige Mikrometer dünne Schicht auf ein Substrat wie Glas aufgetragen (Dünnschichtsolarzellen). Der Wirkungsgrad liegt zwischen 5 bis 7 % bei Serienfertigung /BINE 2003/. Zu den Dünnschichtsolarzellen zählen auch Solarzellen, die nicht Silizium, sondern direkte Halbleiter, wie Gallium-Arsenid (GaAs) oder Chalkopyriten (Kupfer-Indium-Di-Selenid $CuInSe_2$, kurz CIS) als p-Halbleiter und beispielsweise Cadmium-Sulfit (CdS) als n-Leiter nutzen. Die hocheffiziente GaAs-Zelle (bis zu 26 % Wirkungsgrad im Labor /BINE 2003/) wird in Satelliten oder der Raumfahrt eingesetzt. Die CIS-Zelle mit einem Wirkungsgrad von 10-13 % in der Pilotfertigung wird für den Konsumentenmarkt produziert /BINE 2003/.

Technische und ökonomische Charakterisierung von Solarzellensystemen

Eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage besitzt neben dem Solarzellenmodul noch einen Wechselrichter zur Umwandlung der Gleich- in Wechselspannung mit der Netzfrequenz und ein Montagegestell zur Befestigung auf dem Dach oder Elemente zur Integration des Moduls in das Dach oder in die Fassade. Die technischen und ökonomischen Daten für vier Referenzanlagen sind in Tabelle 2-6 wiedergegeben /IER 2002/. Anlage 1 mit 2 kW_{AC} ist eine typische Schrägdachanlage für Einfamilienhäuser, während die Anlagen 2 bis 4 mit Leistungen von 20, 100 und 500 kW_{AC}[12] auf Dächern von Großgebäuden integriert (z. B. Akademie Mont Cenis in Herne, Messe Essen) oder als Freiflächenanlagen (z. B. Neurather See in Nordrhein-Westfalen) ausgeführt sind. Die für die gewählten Leistungen erforderlichen Flächen der vier Referenzanlagen lassen sich mit Hilfe der spezifischen Ertragsdaten für die jeweiligen Standorte bestimmen und sind in Tabelle 2-6 mit ausgewiesen. Als durchschnittlicher Modulwirkungsgrad wurden 13 % angesetzt. Der Systemwirkungsgrad berücksichtigt weitere Verluste wie durch den Wechselrichter oder aufgrund erhöhter Temperatur. Diese Verluste können bis zu 30 % der Modulleistung betragen /Kaltschmitt, et al. 2003a/, so dass sich Systemwirkungsgrade von ungefähr 10 % ergeben. Eine wichtige Kenngröße für PV-Anlagen ist die auf die installierte Spitzenleistung bezogene jährliche Stromausbeute in $kWh_{AC}/(kW_P\ a)$.

Die Investitionskosten für PV-Anlagen schwanken wegen der unterschiedlichen Systemauslegung in einem weiten Bereich. In der Regel entfallen heute nur rund 50-55 % der Investitionskosten (vgl. auch /Staiß 2003/) netzgekoppelter Anlagen auf die Solarmodule, die restlichen Anteile werden für die Systemtechnik und Installation verwendet. In /BINE 1999/ sind die Investitionskosten netzgekoppelter PV-Anlagen z. B. wie folgt angegeben:

- Modulkosten 50,7 %,
- Wechselrichter 13,7 %,
- Montagegestell 7,2 %,
- Elektrik, Verkabelung 9 % und
- Planung, Installation 19,4 %.

[12] Es ist hier die Wechselstromleistung angegeben (der Index AC steht für „Alternate Current“).

Tendenziell nehmen die spezifischen Investitionskosten mit wachsender Einheitsleistung ab, da bei größerer Modulzahl im Markt günstigere Preise erzielbar sind und zum Teil auch Kosteneinsparungen bei der Systemtechnik möglich werden. Daher sind die PV-Investitionskosten nach Leistungen zu staffeln. Für die jährlichen Betriebskosten wird 1 % der Investitionskosten angenommen. Die zukünftige Entwicklung der technischen und ökonomischen Daten basierend auf /IER 2002/ ist in Tabelle 2-7 dargestellt.

Tabelle 2-6: Technische und ökonomische Daten von vier PV-Referenzanlagen im Jahr 1999 (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Technische Daten					
Wechselstrom-Nennleistung	kW_{AC}	2	20	100	500
Modulleistung (DC, STC)	kW_P[a]	2,7	26,1	130	649
Modulwirkungsgrad	%	13	13	13	13
Systemwirkungsgrad	%	10	10	10	10
Kollektorfläche	m^2	20/22	205/226	1 053/1.153	5 250/5 785
Ökonomische Daten					
Investitionen (bez. auf kW_{AC})	€$_{99}$/kW_{AC}	9 400	8 400	7 400	6 650
Investitionen (bez. auf kW_P)	€$_{99}$/kW_P	7 200	6 400	5 700	5 100
davon Module	€$_{99}$/kW_P	3 700	3 500	3 300	3 100
davon Systemtechnik	€$_{99}$/kW_P	3 500	2 900	2 400	2 000
Betriebskosten	%Inv./a	1	1	1	1
Energieausbeute					
Jahresenergieertrag	MWh_{AC}/a	2,13	21,4	110	551
Spezifische Ausbeute	kWh_{AC}/(kW_P*a)	800	820	850	850

a.Die Spitzenleistung einer Solarzelle wird daher bei Normbedingungen (STC - Standard Test Conditions, DC - Direct Current) gemessen und in $Watt_{peak}$ (W_p) angegeben.

Es wird unterstellt, dass es durch Verbesserung der vorhandenen Module und Systemkomponenten, Verbesserungen der Fertigungsverfahren sowie Markteinführung neuer Zelltypen (insbesondere Dünnschichtzellen) gelingt, den Modul- und Systemwirkungsgrad von PV-Anlagen in Zukunft weiter zu erhöhen und die Investitionskosten zu reduzieren. Aus physikalischen Gründen ist eine weitere Steigerung des Modulwirkungsgrades allerdings nur begrenzt erreichbar. Auch wenn der Wirkungsgrad monokristalliner Zellen langfristig auf bis zu 15-20 % ansteigen sollte, weisen doch die polykristallinen und amorphen Zellen z. T. viel niedrigere Wirkungsgrade auf. Deren relativer Anteil an den verkauften Zelltypen wird wegen der niedrigeren Herstellkosten im Zeitverlauf zunehmen. Im Durchschnitt aller verwendeten Zellen wird daher langfristig eine Steigerung des Modulwirkungsgrads auf 15 % unterstellt. Unter der Annahme, dass die Wechselrichterwirkungsgrade sich langfristig auf 90 % verbessern, ergeben sich Systemwirkungsgrade von 13,5 %.

Bei der Abschätzung der zukünftigen Investitionskosten für PV-Anlagen wurde in /IER 2002/ ein Lernkostenansatz unterstellt. Der hierbei angenommene Lernfaktor von 20 % beschreibt die Reduzierung der Investitionskosten bei Verdopplung der kumulierten Produktion. Für die kumulierte Produktion wurde unterstellt, dass sie sich analog zu der weltweiten Solarenergienutzung im Szenario B des World Energy Council /Nakicenovic, et al. 1998/ entwickelt.

Tabelle 2-7: Technische und ökonomische Daten vier PV-Referenzanlagen im Jahr 2050 (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Technische Daten					
Wechselstrom-Nennleistung	kW_{AC}	2	20	100	500
Modulleistung (DC, STC)	kW_P	2,3	22,2	111	555
Modulwirkungsgrad	%	15	15	15	15
Systemwirkungsgrad	%	13,5	13,5	13,5	13,5
Kollektorfläche	m^2	13,9/15,4	137/152	701/777	3 502/3 900
Ökonomische Daten					
Investitionen (bez. auf kW_{AC})	$€_{99}/kW_{AC}$	3 480	3 050	2 670	2 360
Investitionen (bez. auf kW_P)	$€_{99}/kW_P$	3 136	2 743	2 404	2 120
Betriebskosten[a]	%Inv./a	1	1	1	1
Energieausbeute					
Jahresenergieertrag	MWh_{AC}/a	1,97	19,4	100	500
Spezifische Ausbeute	$kWh_{AC}/(kW_P*a)$	875	875	900	900

a.Jährliche Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung, Versicherung in Prozent der Investitionskosten.

Stand der Nutzung

Die Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung und der installierten Kapazitäten in Deutschland ist in Abb. 2-8 wiedergegeben. Die photovoltaische Stromerzeugung betrug im Jahr 2002 ca. 206 GWh, was 0,03 % der gesamten Stromerzeugung Deutschlands entspricht. Insgesamt dürften Ende 2003 rund 350 MW_P installiert sein /BMU 2003e/. Der starke Anstieg seit dem Jahr 2000 ist auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (“Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)” auf Seite 68) und das 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm[13] zurückzuführen.

[13] Die Bundesregierung hatte ein 100.000-Dächer-Programm aufgelegt, mit dem Investitionen in Photovoltaikanlagen auf Dächern oder an Fassaden unterstützt wurden. Das im Rahmen des Programms definierte Ziel von 350 MW installierter Leistung ist seit Beginn 2003 überschritten und das Programm lief somit Mitte 2004 aus.

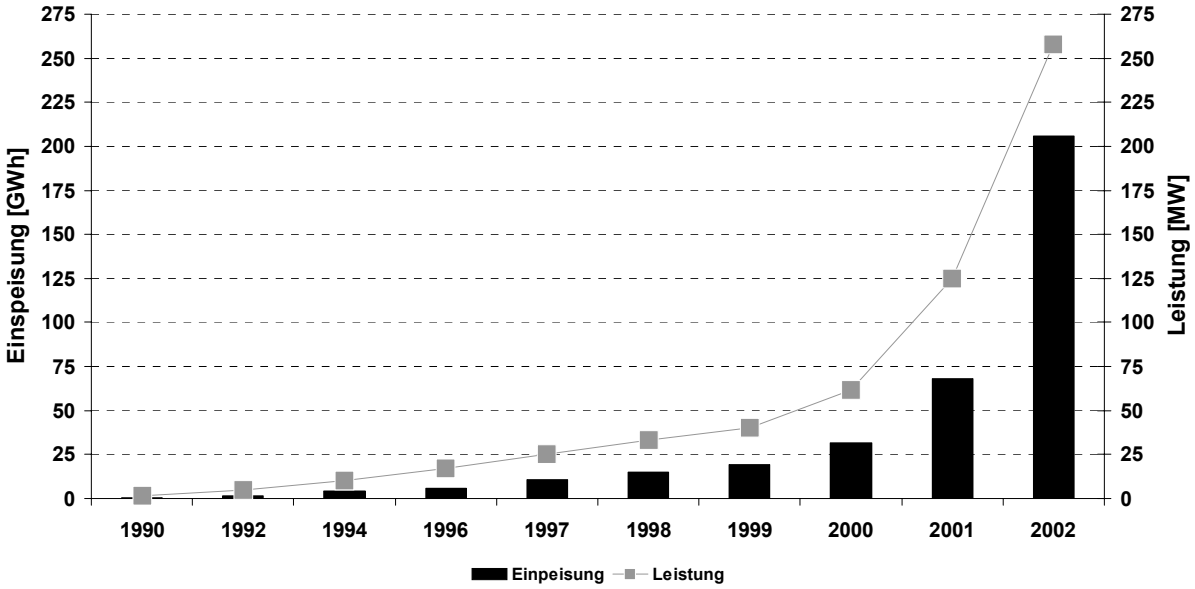


Abb. 2-8: Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland (/Böhmer 2003/, /Falkenberg, et al. 2003/)

2.2.5 Umgebungswärme und oberflächennahe Erdwärme

Die Wärme, die in der Umgebungsluft, dem Erdreich oder dem Grundwasser enthalten ist, besitzt ein vergleichsweise sehr niedriges Temperaturniveau. Der größte Teil dieser Wärme ist auf die Einstrahlung und Erwärmung durch die Sonne zurückzuführen. Bei der Erdwärme kann abhängig von der Tiefe und den geologischen Gegebenheiten ein Teil des Wärmestroms auch aus der geothermischen Energie im Erdinnern stammen. Bis zu einer Tiefe von 400 Metern wird in der Regel von oberflächennaher Erdwärme gesprochen, die Wärme aus tieferen Erdschichten wird als geothermische Energie (vgl. Abschnitt 2.2.6) bezeichnet (siehe VDI-Richtlinie 4640 /VDI 2000/). Da die Umgebungswärme und die oberflächennahe Erdwärme auf einem Temperaturniveau von meist unter 20 ºC anfällt, wird in der Regel eine elektrisch oder mit Brennstoffen (z. B. Erdgas, Biogas oder Kraftstoffe) betriebene Wärmepumpe eingesetzt, um die Wärme auf ein Temperaturniveau anzuheben, so dass diese zur Brauchwassererwärmung oder Heizzwecken genutzt werden kann.

Grundlagen

Während in einem rechtslaufenden Kreisprozess, wie z. B. in einem Dampf- oder Gasturbinenkraftwerk, dem System Wärme zugeführt und Arbeit gewonnen wird, liegt einer Wärmepumpe ein linkslaufender Kreisprozess zugrunde, in dem Arbeit zugeführt und Wärme nach außen abgegeben wird. Hierbei wird Wärme bei einer tiefen Temperatur zugeführt und nach Arbeitszufuhr bei einer höheren Temperatur abgegeben, so dass die Exergie der Wärme, also ihre Arbeitsfähigkeit, erhöht wird[14].

[14] Linkslaufende Kreisprozesse können auch zur Kühlung verwendet werden. Das Ziel des Prozesses ist dann nicht die Anhebung von Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau, sondern die Kühlung durch Wärmeentzug bei niedrigeren Temperaturen. Die entzogenen Wärme wird als „Abfallprodukt“ dann auf einem höheren Temperaturniveau, z. B. der Umgebungstemperatur, abgeführt.

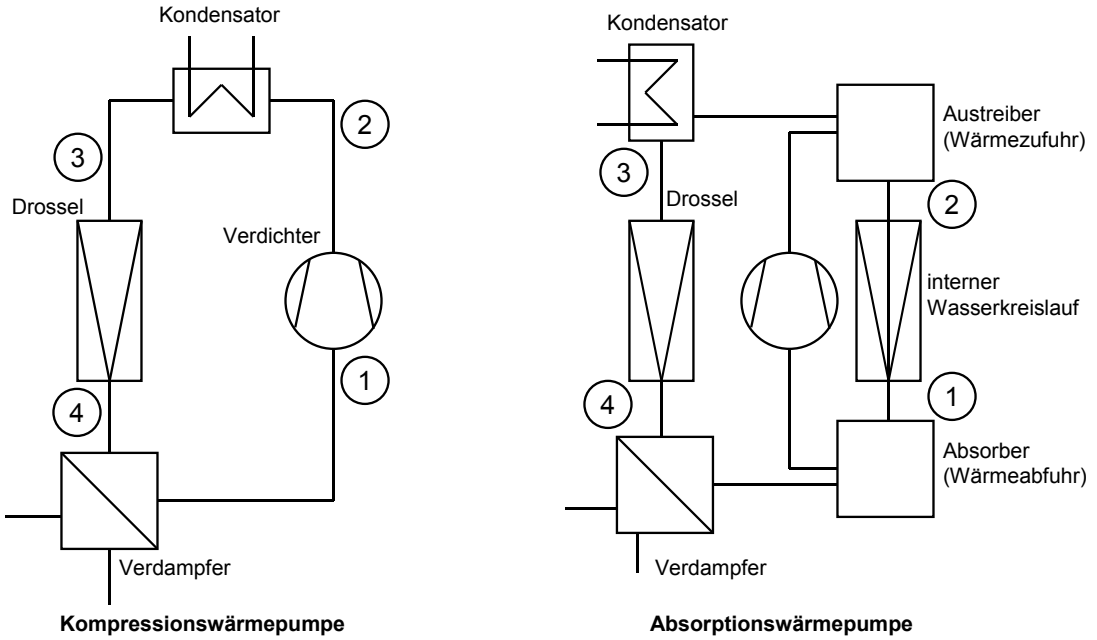


Abb. 2-9: Schaltungen einer Kompressions- und Absorptionswärmepumpe

Als Wärmequellen kommen die Umgebungsluft, das oberflächennahe Erdreich oder grundwasserführende Gesteinsschichten in Betracht. Bei Wärmepumpen kann zwischen Kompressions- und Absorptionswärmepumpen unterschieden werden.

Kompressionswärmepumpen. Das Schaltbild einer Kompressionswärmepumpe ist in Abb. 2-9 wiedergegeben. Das Arbeitsfluid wird im Zweiphasengebiet durch Aufnahme der Umgebungswärme isobar verdampft (Änderung $4 \rightarrow 1$), in einem Kompressor polytrop verdichtet (Änderung $1 \rightarrow 2$). Im Kondensator wird das Arbeitsfluid bei hoher Temperatur unter Abgabe der Nutzwärme isobar verflüssigt (Änderung $2 \rightarrow 3$) und anschließend in einem Expansionsventil polytrop verflüssigt (Änderung $3 \rightarrow 4$). Der theoretisch maximale Wirkungsgrad eines idealen Carnot-Prozesses kann in der Praxis nicht realisiert werden, da dies die Verdichtung eines Gas-Dampf-Gemischs erfordern würde. Stattdessen wird gesättigter Dampf oder leicht überhitzter Dampf verdichtet. Die Hauptkomponenten sind der Verdampfer, der Verdichter bzw. Kompressor, der Kondensator und das Expansionsventil. Der Verdichter wird durch einen Elektro- oder Verbrennungsmotor angetrieben. Im Falle eines Verbrennungsmotors kann dessen Abwärme ebenfalls zu Heizzwecken genutzt werden. Als Arbeitsfluid könnte prinzipiell Wasser eingesetzt werden, aus Dichtigkeitsgründen werden jedoch in der Regel Kältemittel mit höheren Dampfdrücken bevorzugt, z. B. teilfluorierte oder teilchlorierte Kohlenwasserstoffe.

Absorptionswärmepumpe. In Kompressionswärmepumpen (vgl. Abb. 2-9) wird das dampfförmige Arbeitsfluid verdichtet. Wenn das Arbeitsfluid jedoch im flüssigem Zustand auf höheren Druck gebracht wird, ist die mechanische Arbeit deutlich geringer. Daher wird in Absorptionswärmepumpen bei tiefen Temperaturen das Arbeitsfluid in ein flüssiges Trägermedium absorbiert und danach auf ein höheres Druckmedium gepumpt. Auf dem höheren Druckniveau werden das Arbeitsfluid und die Trägerflüssigkeit wieder getrennt. Dies geschieht im sog. Austreiber, wo durch Wärmezufuhr das Arbeitsfluid verdampft. Geeignete Stoffpaare für Absorptionswärmepumpen sind beispielsweise Ammoniak oder Lithiumbromid als Arbeitsfluid und

Wasser als Trägerflüssigkeit. Die Wärme der im Austreiber erhitzten Trägerflüssigkeit kann zur Wärmerückgewinnung in einem Wärmeübertrager zur Vorwärmung des Arbeitsfluid-Trägerflüssigkeit-Gemisches nach der Pumpe genutzt werden.

Zur Beurteilung der Güte einer Wärmepumpe dienen verschiedene Kennzahlen. Die Leistungszahl einer Elektrowärmepumpe ist definiert als das Verhältnis der abgeführten Nutzleistung und der im Elektromotor des Verdichters zugeführten Leistung. Verwendet man statt der Leistungszahl das Verhältnis der über einen bestimmten Zeitraum ermittelten Nutzwärme zur Verdichterarbeit, erhält man die Arbeitszahl. Die Arbeitszahl beschreibt die Effizienz einer Wärmepumpe im praktischen Betrieb über einen bestimmten Zeitraum, z. B. über ein Jahr mittels der Jahresarbeitszahl, während die Leistungszahl unter bestimmten vorgegebenen Bedingungen ermittelt wird. Die Arbeitszahl stellt somit eine aussagekräftigere Größe für die Beurteilung einer Wärmepumpe dar.

Für verbrennungsmotorisch betriebene Kompressionswärmepumpen und Absorptionswärmepumpen wird statt der Leistungszahl die Heizzahl bzw. arbeitsbezogene Jahresheizzahl verwendet, die dem Verhältnis der Nutzleistung zum Energiegehalt der eingesetzten Brennstoffe entspricht.

Technische und ökonomische Charakterisierung

Die Daten für die Nutzung oberflächennaher Erdwärme mittels Erdwärmesonden sind in Tabelle 2-8 für ein Einfamilienhaus und für gewerbliche Zwecke aufgeführt. Für Einfamilienhäuser werden meist Sonden bis 100 m eingesetzt. Für gewerbliche Zwecke kommen tiefere Sonden oder Sondenfelder zum Einsatz.

Tabelle 2-8: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten einer oberflächennahen Erdwärmesonde für ein Einfamilienhaus und für die Objektversorgung (Industrie, GHD) (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Einfamilienhaus			Objektversorgung		
		2005	2010	2020	2005	2010	2020
Typische Leistung	kW_{th}	8	8	8	100	100	100
Arbeitszahl	kWh_{th}/kWh_{el}	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Investitionen	$€/kW_{th}$	2000	1600	1200	2000	1600	1200
Betriebskosten	%Inv./a[a]	3	3	3	3	3	3

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Stand der Nutzung

Die Nutzung der Wärmepumpe erlebte Anfang der achtziger Jahre nach dem zweiten Ölpreisschock mit einer Anlagenzahl von ca. 27 000 Heizungswärmepumpen einen Boom in Deutschland. Probleme in der Zuverlässigkeit brachten die Technik jedoch in Misskredit und führten ebenso wie die wieder sinkenden Ölpreise in der Folgezeit zu einem starken Rückgang in der Zahl der installierten Anlagen. Seit 1994 steigt die Zahl der installierten Wärmepumpen wieder an.

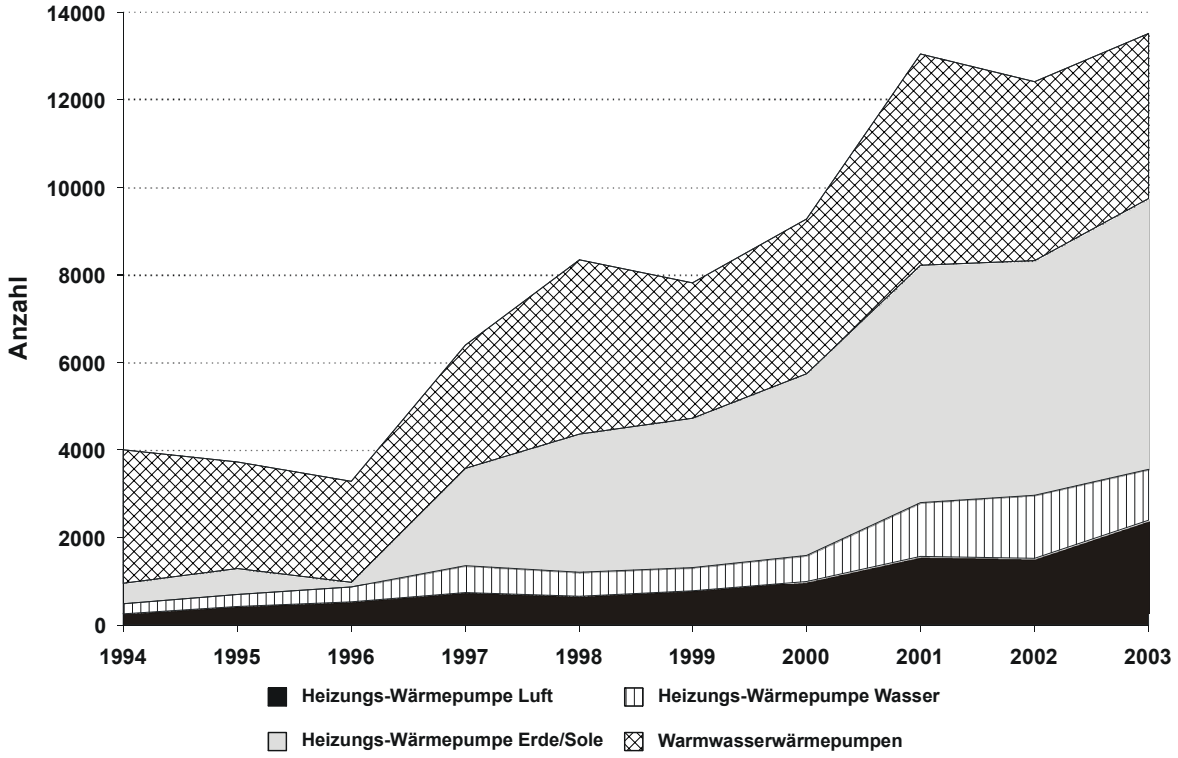


Abb. 2-10: Neuinstallation von Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen in Deutschland (/BWP 2004/)

So waren im Jahr 2002 in Deutschland ungefähr 70 000 bis 80 000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 430 bis 490 MW in Betrieb (nur Heizwasser), die mit ungefähr 15 bis 17 PJ zur Deckung der Nutzenergie beitragen /Falkenberg, et al. 2003/. Die Entwicklung der neu installierten Anlagenzahlen ist in Abb. 2-10 wiedergegeben.

Der überwiegende Teil der Neuanlagen wird in Neubauten installiert (95 %) und monovalent elektrisch betrieben (87 %) /Leven, et al. 2001/. Im Jahr 2003 wurden 9 745 Heizungs-Wärmepumpen und 3 776 Warmwasser-Wärmepumpen in Deutschland installiert /BWP 2004/. Bei den Heizungs-Wärmepumpen entfielen 63,6 % auf Erdwärmepumpen, 11,8 % auf Grundwasserwärmepumpen und 24,6 % auf Umgebungsluft-Wärmepumpen. Wurden zu Beginn der Wärmepumpennutzung häufig Wärmepumpen mit Umgebungsluft oder mit dem Grundwasser genutzt, geht der Trend heute aufgrund des geringeren Platzbedarfs zu Erdwärmesondenanlagen.

2.2.6 Geothermie

Mit zunehmender Tiefe nimmt die Erdtemperatur zu. Im flüssigen Erdinnern, in dem durch den reaktiven Zerfall von Elementen (im wesentlichen Thorium, Kalium und Uran) Wärme entsteht, herrschen Temperaturen zwischen 3 000 bis 6 000 K. Durch Wärmeleitung entsteht ein Wärmestrom zur Erdoberfläche von ca. 60 mW/m^2 im globalen Mittel. Der mittlere Temperaturgradient beträgt 29 K/m, in Gegenden mit geothermischen Anomalien kann der Temperaturgradient aber auch deutlich über 100 K/m liegen, so dass unter Umständen auch heißes Wasser oder heißer Dampf an die Oberfläche tritt, wie in Island oder der Toskana /Zahoransky 2002/. Die Geothermie ist eine stetig, von tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen, unab-

hängige Energiequelle. Bei der Nutzung der Geothermie kann unterschieden werden zwischen der hydrothermalen Erdwärmenutzung, der Wärmegewinnung durch tiefe Erdwärmesonden und der geothermischen Stromerzeugung. Im Folgenden wird auf die Möglichkeiten der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland näher eingegangen.

Hydrothermale Erdwärmenutzung

Bei der hydrothermalen Erdwärmenutzung wird das energetische Potenzial niedrigthermaler (40 bis 100 ºC) oder hochthermaler (über 100 ºC) Tiefenwässer zur Bereitstellung von Nutzwärme genutzt. Bei einer sog. hydrothermalen Dublette werden zwei Bohrlöcher verwendet. Über ein Bohrloch wird das Thermalwasser an die Oberfläche gefördert, es gibt seine Wärme in der sog. geothermischen Heizzentrale in einem Wärmeübertrager an das Nah- oder Fernwärmenetz ab und wird anschließend über eine zweite Bohrung in den Untergrund verbracht, um die Mengenbilanz im Untergrund zu erhalten und damit hydraulische Probleme zu vermeiden. Nach der Nutzung eines Wärmeübertragers kann zur weiteren Auskühlung des Thermalwassers auch eine Wärmepumpe zum Einsatz kommen und dessen Nutzwärme in das Nah-/Fernwärmenetz eingespeist werden. Oftmals wird in einer geothermischen Heizzentrale ein Blockheizkraftwerk zur Erzeugung des Stroms für die Thermalwasserförderung und -injektion installiert. Für die Spitzenlast wird in der Regel ein Spitzenlastkessel in das Wärmenetz integriert. Daneben kommen zum Ausgleich von Nachfragespitzen und -tälern häufig auch Wärmespeicher in Form von wärmeisolierten Wassertanks zum Einsatz.

Technische und ökonomische Charakterisierung. Die Entwicklung der technischen und ökonomischen Daten einer hydrothermalen Dublette für den Zeitraum bis 2020 sind in Tabelle 2-9 wiedergegeben. Es wird unterstellt, dass das Fördervolumen 60 l/s und die Fördertemperatur des Thermalwassers 110 ºC beträgt. Kosten für einen Spitzenlastkessel und die Nahwärmeverteilung sind in den Angaben nicht berücksichtigt.

Tabelle 2-9: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten einer hydrothermalen Dublette zur Nahwärmeerzeugung (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	2005	2010	2020
Typische Leistung	MW_{th}	10	10	10
Volllaststunden	h/a	1 900	1 900	1 900
Investitionen	€/kW	750	675	625
Betriebskosten	%Inv./a[a]	8	8	8

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Stand der Nutzung. Ende 2001 waren geothermische Anlagen zur Nutzung hydrothermaler Vorkommen mit einer thermischen Leistung des Erdwärmeanteils von insgesamt 36 MW (ohne Leistung der Spitzenlastkessel) in Deutschland installiert. Die installierten Anlagen trugen mit geschätzten 0,6 PJ/a zum Endenergiebedarf bei /Kaltschmitt, et al. 2003a/.

Wärmegewinnung durch tiefe Erdwärmesonden

Liegen keine thermalwasserführenden Schichten vor, kann auch durch eine tiefe Erdwärmesonde die im Untergrund gespeicherte Wärme genutzt werden. Das Prinzip ist dem bei der Nutzung oberflächennaher Erdwärme durch Sonden ähnlich (vgl. Abschnitt 2.2.5). In einer Tiefbohrung, die Tiefen von 1 000 bis 4 000 m erreicht, befindet sich eine doppelte, koaxiale Verrohrung. In dem Ring zwischen den beiden Rohren strömt ein Wärmeträgermedium (in der Regel Wasser) nach unten. Auf dem Weg erwärmt sich das Wärmeträgermedium durch das umgebende Gestein. Der Wärmestrom kann bis zu 200 W/m betragen. Langfristig kann dem Gestein nur so viel Wärme entzogen werden, wie infolge des natürlichen Wärmestroms nachfließt. Im Innern des Doppelrohres strömt das Wärmeträgermedium wieder an die Oberfläche. Der Kreislauf wird durch eine Pumpe angetrieben. Das an der Oberfläche ankommende Wärmeträgermedium besitzt eine Temperatur von weniger als 40 ºC, so dass für Heizzwecke auch hier eine Wärmepumpe erforderlich ist (vgl. Abschnitt 2.2.5). Aufgrund der hohen Kapitalkosten für die Bohrung der tiefen Erdwärmesonde sollte die Anlage möglichst mit hohen Volllaststunden und damit für die Grundlast betrieben werden, die Spitzenlast wird dann durch einen Heizkessel gedeckt.

Technische und ökonomische Charakterisierung. Die technischen und ökonomischen Daten zweier Wärmegewinnungsanlagen mit tiefen Sonden für ein Nahwärmesystem sind in Tabelle 2-10 zusammengefasst. Es wird die Abteufung einer neuen Bohrung und die Nutzung einer vorhandenen Altbohrung betrachtet. Aufgeführt sind auch die benötigte Wärmepumpe und die Ölkessel für die Spitzenlast.

Stand der Nutzung. Aufgrund der hohen Kosten werden tiefe Erdwärmesonden in Deutschland bisher nur in einem Demonstrationsprojekt in Prenzlau genutzt. Die Bohrtiefe beträgt dort 2 800 m. Die thermische Leistung beträgt 300 - 500 kW, so dass sich bei einer Volllaststundenzahl von 4 000 Stunden im Jahr eine Wärmemenge von etwa 5,8 TJ/a ergibt.

Tabelle 2-10: Technische und ökonomische Charakterisierung tiefer Erdsonden für die Nahwärmeversorgung (/Kaltschmitt, et al. 2003a/)

Parameter	Einheit	Altbohrung	Neubohrung
Gesamtwärmenachfrage	GJ/a	26 000	26 000
geoth. Deckungsgrad	%	43,6	43,6
Lebensdauer	a	30	30
Investitionen			
Förderbohrung	Mio. €	1,7	3,0
Wärmepumpe	Mio. €	0,22	0,22
Spitzenlastanlage	Mio. €	0,36	0,36
Gebäude, Sonstiges	Mio. €	0,8	0,8
Summe[a]	Mio. €	3,08	4,38

a.ohne Nahwärmenetz

Geothermische Stromerzeugung

Weltweit sind derzeit geothermische Kraftwerke mit einer Leistung von ungefähr 8 000 MW_{el} installiert. Hierbei werden häufig Heißdampfvorkommen mit einer Temperatur oberhalb von 150 ºC und einer Tiefe unterhalb von 1 000 m genutzt. In Deutschland sind keine Heißdampfvorkommen zu verzeichnen, so dass hier die Nutzung thermaler Vorkommen auf vergleichsweise niedriger Temperatur (Heißwasseraquifere), die Nutzung von geologischen Störungszonen und die Nutzung von Gesteinswärme aus großen Tiefen im kristallinen Gestein Möglichkeiten zur geothermischen Stromerzeugung darstellen /Jung 2002/.

Heißwasseraquifere sind hochpermeable Gesteinsschichten, z. B. poröser Sandstein, und finden sich in Deutschland im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken. Sie werden in Deutschland bereits zur Wärmegewinnung genutzt. Um höhere Fließraten für die geothermische Stromerzeugung zu erzielen, können Ertüchtigungsmaßnahmen durchgeführt werden. Hierzu zählen das Hydraulic-Fracturing (Risserzeugung durch Verpressen hochviskoser Flüssigkeiten), die Säure-Injektion (Beseitigung von während der Bohrung verursachten Störungen in der Gesteinsformation durch Einleiten von Säure) und das Richtbohrverfahren (horizontale Bohrstrecken von mehreren Kilometern Länge) /Kaltschmitt, et al. 2003a/.

Störungszonen sind durch tektonische Kräfte verursachte Bruchzonen oder Bruchflächen in der Erdkruste und stellen potenzielle Fließwege für Thermalwasser dar. Störungszonen werden bisher in Deutschland nicht zur Energieversorgung genutzt, können aber ähnlich wie bei Heißwasseraquiferen durch eine sog. hydrothermale Bohrloch-Dublette erschlossen werden.

Bei kristallinen Gesteinen handelt es sich meist um Granit oder Gneise. Kristallingesteine bilden meist Gebirgskörper von mehreren Kilometern bis zu einigen Dekakilometern Mächtigkeit. Die Permeabilität des Gesteins ist für die Wärmegewinnung viel zu gering, sie werden daher als „Hot-Dry-Rock“ (HDR) bezeichnet /Jung 2002/. Zur Nutzung der Gesteinswärme ist durch Hydraulic-Fracturing ein Riss-System als Wärmeaustauscherfläche künstlich zu schaffen, das mindestens zwei Bohrlöcher miteinander verbindet. Durch das Riss-System wird Wasser gepresst, das als Heißwasser an der zweiten Bohrung gefördert wird.

Geothermische Kraftwerkskonzepte. Im Folgenden werden die verschiedenen Kraftwerkskonzepte zur geothermischen Stromerzeugung kurz vorgestellt.

Bei der direkten Dampfentspannung wird der geothermische trockene Dampf direkt in einer Turbine entspannt. Nach einem Kondensator wird das Wasser wieder in das Erdreich zurückgepumpt. Problematisch sind nicht-kondensierbare Gasbestandteile, die im Kondensator einen Unterdruck erzeugen, sowie aggressive Verbindungen und Partikel im Dampf, die in der Turbine zu Korrosion und Erosion führen können. Die Dampfentspannung spielt aufgrund der fehlenden Heißdampfvorkommen keine Rolle für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland /Zahoransky 2002/.

Steht Nassdampf für die geothermische Stromerzeugung zur Verfügung, wird der Dampf zunächst in einem Abscheider unter Teilentspannung zur Erhöhung des Dampfanteils abgetrennt und in einer Hochdruckturbine entspannt. Die Wasserphase aus dem Abscheider steht unter Druck und kann in einem Flash weiter entspannt werden, wobei ein Teil des Wassers verdampft. Der entstandene Dampf wird im Niederdruckteil der Turbine genutzt. Durch die Nut-

zung der zweifachen Entspannung (Double-Flash-System) lassen sich auch niedrigere Ressourcentemperaturen nutzen.

Beim Binärprinzip gibt das heiße geothermische Fluid in einem Dampferzeuger an einen geschlossenen Dampfkreislauf seine Wärme ab. Da das niedrige Temperaturniveau der geothermischen Wärmequelle bei Wasser als Arbeitsmedium im Dampfkreislauf Unterdruck erfordern würde, wird meist ein höhersiedender Kohlenwasserstoff als Arbeitsfluid, z. B. Isobutan, verwendet. Der Dampfkreislauf wird als Organic Rankine Cycle (ORC) bezeichnet. Vorteile der binären ORC-Anlagen sind kleinere und preiswertere Turbinen im Vergleich zur direkten Nutzung des geothermischen Dampfes, der ein niedriges spezifisches Volumen besitzt, höhere Prozesswirkungsgrade, da durch die geschlossene Anlage ein Kondensatorvakuum genutzt werden kann, keine Erosions- oder Korrosionsprobleme in der Turbine und die Möglichkeit zur Nutzung geringerer Temperaturen. Als Nachteile sind die höheren Kosten durch den Wärmeübertrager sowie Korrosions- und Fouling-Probleme am Wärmeübertrager zu nennen /Zahoransky 2002/.

Anstelle des ORC-Prozesses kann auch der sog. Kalina-Prozess als Dampfkreislauf verwendet werden. Das Arbeitsmedium in diesem Prozess ist ein Ammoniak-Wasser Gemisch. Vorteil der Mischung ist, dass im Gegensatz zu einem Reinstoff die Temperatur bei der Verdampfung nicht konstant bleibt, sondern ansteigt. Hierdurch ist die Temperaturdifferenz zwischen dem Thermalfluid und dem Gemisch im Wärmetauscher niedriger, was die Verluste während der Wärmeübertragung verringert. Weiterhin kann die mittlere Wärmezufuhrtemperatur erhöht und die Temperatur im Kondensator verringert werden, so dass sich der Wirkungsgrad des Prozesses verbessert. Als Nachteile sind die höheren Wärmetauscherkosten aufgrund der niedrigen Temperaturdifferenz und der damit notwendigen größeren Wärmetauscherflächen zu erwähnen /Kaltschmitt, et al. 2003a/.

Es sind auch Kombinationen der vorgestellten Prozesse möglich. So kann die Wärme der Flüssigkeit aus einem Flash-Prozess im Verdampfer eines ORC-Prozesses genutzt werden. Neben einer reinen Stromerzeugung kann das Thermalfluid auch zur Fernwärmeversorgung verwendet werden. Bei einem ORC-Prozess kann so Niedertemperaturwärme auf einem Niveau von ungefähr 60 - 70 ºC bereitgestellt werden.

Technische und ökonomische Charakterisierung. Tabelle 2-11 gibt die Entwicklung der technischen und ökonomischen Daten für ein geothermisches Kraftwerk zur Stromerzeugung nach dem HDR-Prinzip und der Verwendung eines ORC-Kreislaufes wieder. Für die Bohrkosten, die in Abhängigkeit von den geologischen Verhältnissen stark variieren können, sind hier 6,25 Mio. € für eine Bohrung in 5 000 m Tiefe unterstellt.

Stand der Nutzung. Im Jahr 2003 ist Deutschlands erstes Geothermiekraftwerk in Neustadt-Klewe in Betrieb gegangen. Das auf einen ORC-Prozess mit Perfluorpentan als Arbeitsfluid basierende Kraftwerk nutzt Thermalwasser aus 2 200 m Tiefe mit einer Temperatur von 98 ºC und besitzt eine elektrische Leistung von 210 kW. Neben der Stromerzeugung dient das Kraftwerk auch zur Heizwärmeversorgung /FAZ 2003d/. Weitere geothermische Kraftwerke befinden sich derzeit in Unterhaching, Offenbach, Berlin, Bremerhaven, Groß-Schönebeck in der Planung bzw. im Bau /Staiß 2003/.

Tabelle 2-11: Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten eines HDR-Systems zur geothermischen Stromerzeugung (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	2005	2010	2020
Typische Leistung	MW_{el}	5[a]	10	50
Volllaststunden	h/a	5 500	6 500	7 000
Nutzungsgrad	%	12	12	12
Lebensdauer	a	30	30	30
Investitionen	€/kW	5 000	4 300	3 400
Betriebskosten	%Inv./a[b]	5,5	4,5	4

a.Prototyp
b.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

2.2.7 Biomasse

Unter Biomasse versteht man die in der Natur lebende Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere) und die daraus resultierenden Abfallstoffe (z. B. tierische Exkremente). Zur Biomasse zählen also Pflanzen und Tiere, ihre Abfälle sowie durch Umwandlung entstandene Stoffe wie Papier und Zellstoff, organische Rückstände der Lebensmittelindustrie, organische Haus- und Industrieabfälle, Pflanzenöle und Alkohole /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/.[15] Bei der Biomasse kann unterschieden werden zwischen Primär- und Sekundärprodukten. Primärprodukte sind durch direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie entstanden, also im Wesentlichen die Pflanzenmasse. Sekundärprodukte entstehen durch Umwandlung von organischen Substanzen in höheren Organismen, z. B. tierische Exkremente oder Biogas. Die Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse sind vielfältig (vgl. Abb. 2-11). Im einfachsten Fall kann die Biomasse nach dem Ernten, der eventuellen mechanischen Aufbereitung und dem Transport als Festbrennstoff genutzt werden, z. B. Verbrennung von Holzpellets[16] aus Restholz in einer Heizungsanlage. In vielen Fällen kann es jedoch sinnvoll oder notwendig sein, aus der Biomasse flüssige oder feste Sekundärenergieträger herzustellen. Die Umwandlungsverfahren lassen sich in thermochemische, physikalisch-chemische und biochemische Verfahren einteilen. Im Folgenden werden die energetischen Nutzungsmöglichkeiten für feste, flüssige und gasförmige Bioenergieträger näher beschrieben.

---

15 Abweichend zu dieser Definition zählen im Sinne des Geltungsbereichs der Biomasseverordnung /Bundesgesetzblatt 2001a/ Papier, Pappe, Karton, Klärschlamm und Tierkörper, die unter das Tierkörperbeseitigungsgesetz fallen, nicht zur Biomasse.

16 Holzpellets sind genormte, zylindrische Presslinge aus getrocknetem, naturbelassenem Restholz und werden in erster Linie in den Holzheizungsanlagen von Ein- oder Mehrfamilienhäusern eingesetzt.

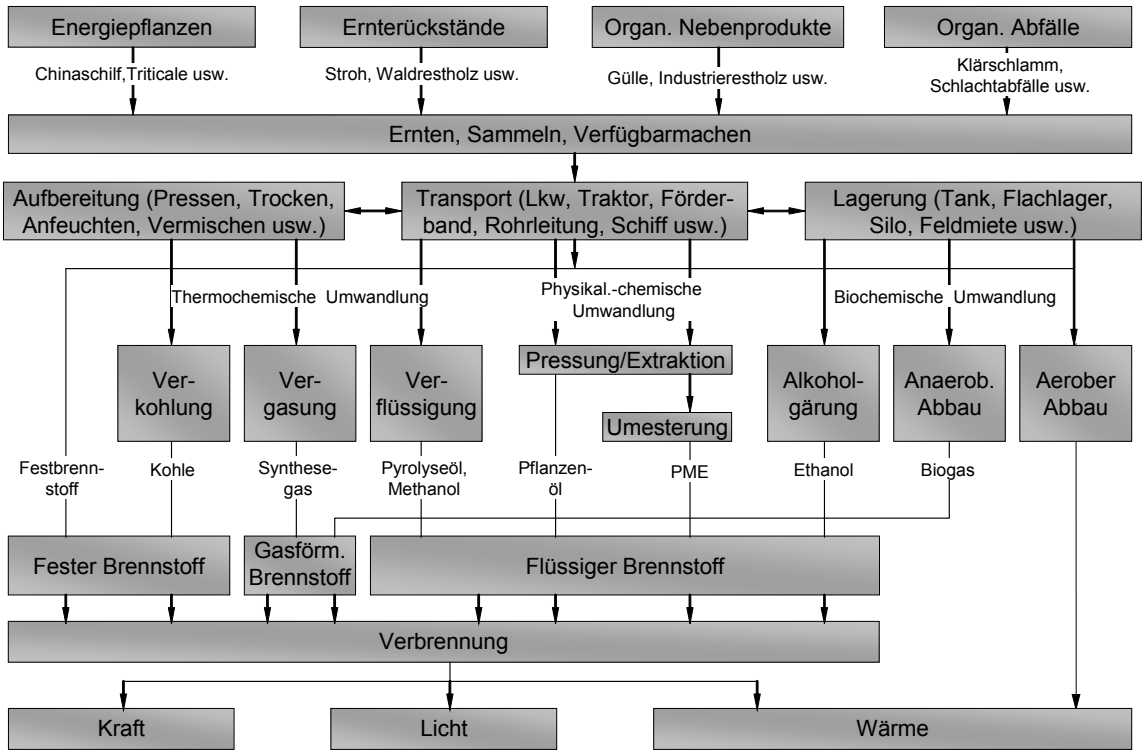


Abb. 2-11: Möglichkeiten zur Bereitstellung aus Biomasse (/Kaltschmitt, et al. 2003a/)

Feste Bioenergieträger

Die festen Bioenergieträger lassen sich unterscheiden in holzartige und halmartige Biomasse sowie organische Rest- und Abfallstoffe. Unter dem Begriff Holz fallen die Holzfraktionen /Fischer 2002a/:

- Durchforstungs- und Waldrestholz,
- Altholz unterschieden nach:
  - Gebrauchtholz,
  - Industrierestholz,
- Landschaftspflegeholz und
- Holzartige Energiepflanzen.

Durchforstungsholz, auch Schwachholz genannt, fällt bei Durchforstungsmaßnahmen im Waldbestand an. Unter Waldrestholz werden Holzrückstände zusammengefasst, die beim Fällen von Bäumen anfallen, z. B. Kronenmaterial, Rinde, kurze Astabschnitte oder Sägespäne. Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) fällt dort an, wo Holz aus dem Nutzungsprozess ausscheidet, z. B. bei Baumaßnahmen (Gebäudeabbrüche, Neubauten, Renovierungen) oder am Ende einer bestimmten stofflichen Nutzung (Altmöbel, Verpackungsmaterial). Als Industrierestholz werden die in der Holzbe- oder -verarbeitung anfallenden Holzreste sowie die in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallenden Holzwerkstoffe bezeichnet. Landschaftspflegeholz beinhaltet das bei der Unterhaltung u. a. von Windschutzhecken, Ufergehölzen und Straßenrandhölzern anfallende Holz. Unter dem Begriff Energiepflanzen werden generell ein- oder mehrjährige

Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur ausschließlichen energetischen Verwertung angebaut werden. Die erzeugte Biomasse kann grundsätzlich als Festbrennstoff, als flüssiger Energieträger oder als Kosubstrat zur Biogasgewinnung eingesetzt werden. Zu schnellwachsenden Hölzern, die als Energiepflanzen genutzt werden können, gehören z. B. Pappeln oder Korbweiden.

Zu der halmgutartigen Biomasse zählen Stroh und halmgutartige Energiepflanzen. Stroh fällt bei der Pflanzenproduktion (Getreideanbau, Mais, Raps) an. Beispiele für halmgutartige Energiepflanzen sind Getreideganzpflanzen, bei denen die gesamte Pflanze (Korn und Stroh) energetisch genutzt werden, und Miscanthus sinsensis (Chinaschilf), der im Vergleich zu den in Europa beheimateten Pflanzen ein sehr hohes Massenwachstum besitzt.

Zu den Rest- und Abfallstoffen organischer Zusammensetzung, die ebenfalls energetisch genutzt werden können, sind

- Bio- und Grünabfälle,
- Landschaftspflegeheu,
- Klärschlamm sowie
- Rest- und Abfallstoffe aus der Lebens-/Futtermittelindustrie

zu rechnen. Bio- und Grünabfälle fallen in der Gastronomie und in Privathaushalten als Nahrungsmittelreste oder als Rasenschnitt und Laub an. Neben der bisher überwiegenden Kompostierung können Bio- und Grünabfälle auch in Vergärungs-, Kofermentations- oder Verbrennungsanlagen genutzt werden. Unter Landschaftspflegeheu versteht man den bei der Landschaftspflege (z. B. Straßenränder oder Parks) anfallenden Grünschnitt. Klärschlamm fällt bei der Reinigung kommunaler und industrieller Abwässer an und wird neben der Deponierung (10 %) als Dünger in der Landwirtschaft (40 %), als Brennstoff (20 %), als Baumaterial im Landschaftsbau (10 %) und zur Kompostierung (20 %) genutzt /BMU 2000b/. Rest- und Abfallstoffe aus der Lebens- und Futtermittelindustrie können zu Tiermehl verarbeitet in Müllverbrennungsanlagen oder auch in Zementwerken genutzt werden. Weiterhin können Tierfette zu Biodiesel verestert werden /Nitsch, et al. 2001/.

Nutzungsmöglichkeiten. Feste Bioenergieträger können als Brennstoffe in Kaminen und Kachelöfen für den Hausgebrauch, in Zentralheizungsanlagen von Gebäuden, in Heizwerken für dezentrale Nahwärmenetze, in Biomassekraftwerken zur Stromerzeugung oder in Biomasseheizkraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Biomasse in Stein- oder Braunkohlekraftwerken zu zufeuern. Für die unterschiedlichen Zwecke und Leistungsbereiche werden verschiedene Feuerungsanlagen genutzt. Hauptbestandteile der Feuerungsanlage sind die Brennstofflagerung, die Brennstoffaufbereitung (z. B. stationärer Hacker, Ballenauflösung), die Feuerung (z. B. Brennstoffbeschickung, Feuerraum, Wärmeübertrager), die Komponenten der Stromerzeugung im Falle eines Biomasse(heiz)kraftwerkes (z. B. Dampfturbine) und die Rauchgasreinigung /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/.

Neben handbeschickten Feuerungen (Kachel- oder Kaminöfen) kann im Haushaltssektor feste Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln oder Pellets in speziellen Zentralheizungsanlagen genutzt werden. Die Handelspreise von Hackschnitzel bewegen sich zwischen 0,51 Cent/kWh (Sägewerksabfälle) und 2,00 Cent/kWh (Kurzumtriebsplantagen), während die

Preise für Holzpellets zwischen 3,32 und 5,22 Cent/kWh liegen /BMVEL 2004/. Hier werden primär automatisch betriebene Vorschub- oder Unterschubfeuerungen eingesetzt. Die technischen und ökonomischen Daten für biomassebefeuerte Zentralheizungssysteme sind exemplarisch für ein Einfamilien- und Mehrfamilienhaus in Tabelle 2-12 zusammengestellt.

Tabelle 2-12: Technische und ökonomische Daten für biomassebefeuerte Zentralheizungsanlagen und Heizwerke (/Neubarth und Kaltschmitt 2000/)

Parameter	Einheit	Einfamilien-haus	Mehrfamilien-haus	Holzheizwerk	Strohheiz-werk
Brennstoff		Pellets	Waldhackgut	Waldhackgut	Stroh/Heizöl
Wärmenachfrage	GJ/a	120	500	26 000	26 000
Fossiler Wärmeanteil	%	0	0	0	15
Kesselfeuerungsleistung	kW	20	67	4 500	1 800/3 000
Kesselnutzungsgrad	%	80	80	85	85/92
Investitionskosten	€/kW	880	600	392	630/125
Betriebskosten	%Inv./a[a]	1,8	1,8	2,5	2,5

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Im Leistungsbereich von 1 bis 5 MW_{th} handelt es sich meist um dezentrale Heizwerke, die zur Deckung der Wärmegrundlast in Nahwärmenetzen oder kleinen Industriebetrieben eingesetzt werden. Für Holzbrennstoffe ist die Vorschubrostfeuerung optional mit einer Späneeinblasung für die Verbrennung feiner Biomasse der weit verbreiteteste Feuerungstyp. Dadurch kann ein weites Spektrum an Brennstoffen von Holzhackschnitzeln bis zu Spänen genutzt werden /Kaltschmitt und Reinhardt 1997/. Für halmgutartige Brennstoffe eignet sich der Zigarrenbrenner, in dem die Quaderballen ohne weitere Verarbeitung verbrannt werden. Diese Technik ist in Dänemark weit verbreitet. In Tabelle 2-12 sind die technischen und ökonomischen Eigenschaften von Holz- und Strohheizwerken wiedergegeben.

In biomassebefeuerten Heizkraftwerken mit einer thermischen Leistung größer 10 MW_{th} kommen überwiegend Wirbelschichtfeuerungssysteme zum Einsatz, die für ein breites Brennstoffband (hinsichtlich Feuchte, Zusammensetzung und Form des Brennstoffes) geeignet sind. Aufgrund des apparativen Aufwandes ist die Wirbelschichtfeuerung nur in größeren Leistungseinheiten wirtschaftlich (stationäre Wirbelschicht ab 10 MW_{th}, zirkulierende Wirbelschicht ab 30 MW_{th}) /Nitsch, et al. 2001/. Für die Stromerzeugung in den Heizkraftwerken können ein Dampfprozess (Dampfturbine, Dampfmotor), ein ORC-Prozess oder ein Heißgasprozess (Stirlingmotor, Heißgasturbine) eingesetzt werden. Am weit verbreitetsten ist jedoch die Dampfturbine. Tabelle 2-13 stellt die technisch-ökonomischen Eigenschaften von Holz-Heizkraftwerken (HKW) mit Gegendruckturbine und die eines Biomasse-Kondensationskraftwerkes dar, während Tabelle 2-14 die Daten für Heizkraftwerke mit Holzvergaser enthält.

Tabelle 2-13: Technische und ökonomische Daten für Holzheizkraftwerke mit Gegendruckturbine und ein Holz-Kondensationskraftwerk (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Holz-HKW	Holz-HKW	Holz-HKW	Holz-HKW	Holz-KW
Nennleistung elektrisch	kW_{el}	500	1 000	3 000	10 500	19 900
Nennleistung thermisch	kW_{th}	3 500	7 500	14 000	25 500	-
Nutzungsgrad elektrisch	%	10	10	10	30	31
Gesamtnutzungsgrad	%	80	85	85	85	31
Investitionskosten	€/kW_{el}	7 000	5 000	3 475	2 600	1 850
Betriebskosten	%Inv./a[a]	4,7	4,2	4,1	4,1	4,1

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Biogene Festbrennstoffe können in bestehenden Stein- und Braunkohlenkraftwerken mitverbrannt werden. Vorteile sind hier die vergleichsweise niedrigen zusätzlichen Investitionskosten und die höheren Wirkungsgrade (um 6 - 10 % höher) als bei alleiniger Verbrennung in Biomasseheizkraftwerken /Nitsch, et al. 2001/. Durch die bisher nicht betriebene Mitverbrennung könnte insbesondere das bisher kaum genutzte Potenzial an Stroh (125 PJ) energetisch genutzt werden. Unterstellt man einen prozentualen Anteil der Zufeuerung von 10 % in Stein- und Braunkohlekraftwerken, könnten theoretisch basierend auf dem heutigen Kraftwerkspark in Deutschland in Steinkohlekraftwerken 62,1 PJ und in Braunkohlekraftwerken 131,7 PJ zugefeuert werden /IE 2003/.Um die Biomasse in Kohlekraftwerken, die überwiegend eine Staubfeuerung besitzen, mitzuverbrennen, ist eine Feinmahlung der Biomasse notwendig.

Tabelle 2-14: Technische und ökonomische Daten für BHKW mit Holzvergaser und GuD-HKW mit Biomassevergaser (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	Holz-BHKW	Holz-BHKW	Holz-GuD Wirbelschichtvergaser	Holz-GuD Druckvergaser
Vergaserleistung	kW_{gas}	320	5 200	22 500	15 350
Vergaserwirkungsgrad	%	70	70	85	85
Nennleistung elektrisch	kW_{el}	100	2 100	8 000	7 600
Nennleistung thermisch	kW_{th}	180	2 530	12 600	6 500
Nutzungsgrad elektrisch	%	31	40	36	50
Gesamtnutzungsgrad BHKW bzw. HKW	%	88	88	92	92
Gesamtnutzungsgrad der Anlage	%	62	62	78	78
Investitionskosten	€/kW_{el}	4 825	2 080	2 150	2 500
Betriebskosten	%Inv./a[a]	8,2	7,5	10	7,5
zusätzl.Vollwartungskosten	€/kWh_{el}	0,02	0,01	-	-

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Die zusätzlichen Investitionen für die Biomassemitverbrennung liegen bei 75 bis 150 €/kW_{el} /Nitsch, et al. 2001/. Alternativ kann die Biomasse auch extern vergast und das entstehende Produktgas in den Feuerraum des Kohlekraftwerks eingeblasen werden. Die räumliche Verteilung der Biomasse wurde hier nicht berücksichtigt und kann eine weitere Einschränkung darstellen, da ein weiter Transport der Biomasse nicht wirtschaftlich erscheint.

Stand der Nutzung. In Deutschland wurden nach /Merten, et al. 2004/ im Jahr 2002 259-277 PJ an fester Biomasse genutzt. Der überwiegende Teil (154 PJ) wurde zu Heizzwecken im Haushaltssektor verwendet. Die gesamte Wärmeerzeugung betrug 168-182 PJ, während die Stromerzeugung bei 1,4 TWh lag. Eine Abschätzung aus /IE 2002/ des heutigen Anlagenbestands an Biomasseheizkraftwerken sowie eine Prognose ist in Abb. 2-12 dargestellt.

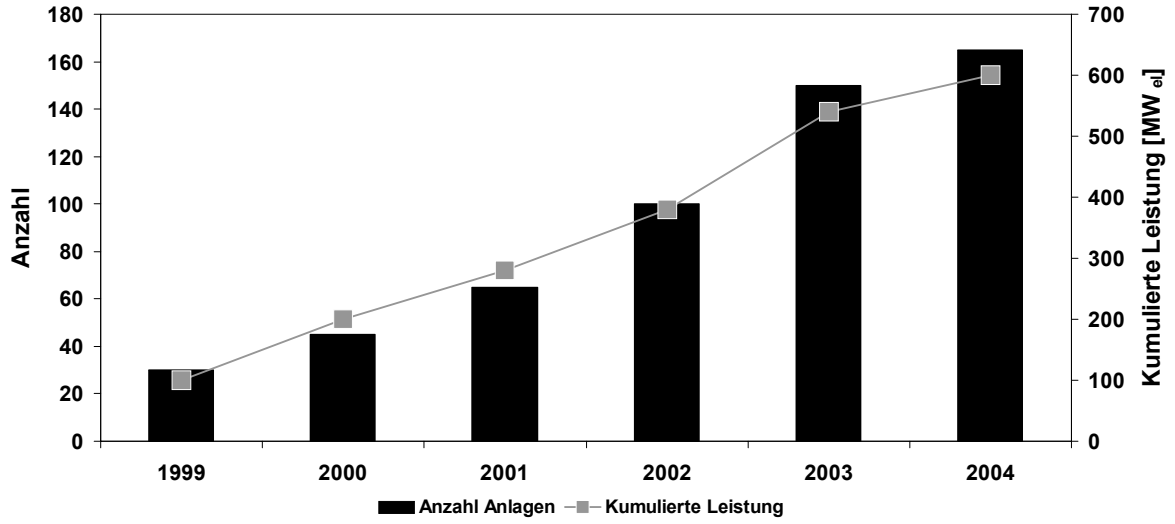


Abb. 2-12: Anlagenbestand bei Biomasseheizkraftwerken (/IE 2002/)

Heute dominieren noch Anlagen mit einer Leistung von 5 MW_{el}, jedoch ist aufgrund der Obergrenze von 20 MW_{el} bei der EEG-Förderung zu erwarten, dass diese Obergrenze bei Neuanlagen ausgeschöpft wird. Die Stromerzeugung aus fester Biomasse (vorwiegend Altholz) betrug im Jahr 2002 ca. 1,3 TWh /Falkenberg, et al. 2003/. Der Holzeinsatz zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung wird auf 40 PJ im Jahr 2002 geschätzt. Die Stromerzeugung aus dem erneuerbaren Anteil des Mülls in Müllverbrennungsanlagen umfasste im Jahr 2002 ungefähr 1,86 TWh. Stroh wird in Deutschland in Heiz- oder Heizkraftwerken kaum genutzt. Die in den neunziger Jahren in Deutschland errichteten Strohheizwerke (z. B. Schkölen, Jena) sind durch erhebliche technische und ökonomische Probleme gekennzeichnet /IE 2002/. Eine Möglichkeit zur zukünftigen Ausschöpfung des Strohpotenzials könnte die Zufeuerung in Kohlekraftwerken darstellen.

Flüssige Bioenergieträger

Flüssige Bioenergieträger lassen sich durch Pressung und Extraktion aus Ölpflanzen (z. B. Raps, Sonnenblumen, Soja) durch Vergärung zucker- oder stärkehaltiger Pflanzen oder durch Vergasung fester Biomasse, wie Holz oder Stroh gewinnen. In Deutschland ist vor allem die Rapsölgewinnung von Bedeutung. Durch Pressung und Extraktion wird das Rapsöl von der

Saat getrennt und teil- oder vollraffiniert. Das so gewonnene Rapsöl kann in Spezialmotoren genutzt werden. Zur Angleichung der Eigenschaften des Rapsöls an der von Mineralöldiesel wird durch Umesterung der dreiwertige Glycerin-Alkohol im Rapsöl durch einen einwertigen Alkohol (Methanol oder Ethanol) ersetzt. Als Produkt erhält man Rapsölmethylester (RME), der auch als Biodiesel bezeichnet wird und in Dieselfahrzeugen als Kraftstoff eingesetzt werden kann. Bei der RME Herstellung fallen als Nebenprodukte der sog. Presskuchen, das Extraktionsschrott, das Rapsstroh und Glycerin aus der Veresterung an. Der Presskuchen und das Rapsextraktionsschrott können im gewissen Umfang als Futtermittel verwendet[17] oder wie das Rapsstroh energetisch genutzt werden. Das Rohglycerin kann zu hochreinem Glycerin weiterverarbeitet werden, das in der Industrie (z. B. Kosmetika, Pharmazeutika) Anwendung findet /Nitsch, et al. 2001/.

Neben RME lassen sich auch Wasserstoff und Methanol aus Biomasse gewinnen. Ausgangspunkt bei beiden ist die Vergasung der Biomasse zu einem Synthesegas. Die Eigenschaften des Synthesegases sind abhängig von der Zusammensetzung des eingesetzten Brennstoffs und der Wahl des Vergasungsmittels, vom Temperaturniveau, der Reaktionszeit und den Druckverhältnissen im Vergasungsreaktor. Als Vergasungsmittel kommen Luft, Sauerstoff oder Dampf in Frage, wobei die Wasserstoffkonzentration zwischen 5 und 60 % schwanken kann. Für die Vergasung sind hohe Temperaturen erforderlich, die entweder von außen (allotherm) oder durch Brennstoffoxidation (autotherm) erzielt werden können. Als Vergasungsreaktor können Festbett- oder Wirbelschichtvergaser eingesetzt werden. Letztere kommen insbesondere bei Leistungen über 100 MW_{th} zum Einsatz und sind kommerziell erprobt. Da sich bei der Vergasung mit Luft zu geringe Wasserstoffkonzentrationen ergeben, ist für die Wasserstoffgewinnung und die Methanolsynthese nur die autotherme Vergasung mit Sauerstoff und Wasserdampf oder die allotherme Vergasung mit Wasserdampf sinnvoll. Bei der Vergasung entstehen Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2) und Wasserdampf. Daneben entstehen bei der Vergasung von Biomasse auch hochsiedende Aromate und Teer, die vor weiteren Reaktionsschritten aus dem Synthesegas entfernt werden müssen. Um die Wasserstoffkonzentration (20 bis 60 %) im Synthesegas zu erhöhen bzw. das für die Methanolsynthese notwendige stöchiometrische Verhältnis von Wasserstoff H_2 zu Kohlenmonoxid CO zu erreichen, wird in einer exothermen sog. Shift-Reaktion CO mit Wasserdampf zu CO_2 und H_2 umgesetzt. Für die Methanolsynthese wird ein Teilstrom des Synthesegases an den Shift-Reaktor vorbeigeführt, da Kohlenmonoxid für die mit H_2 im nachfolgenden Methanolreaktor stattfindende Reaktion zu Methanol (CH_3OH) benötigt wird. Das Produkt Methanol lässt sich leicht transportieren und kann in Verbrennungsmotoren oder nach Reformierung zu Wasserstoff auch in Brennstoffzellen (z. B. MCFC) eingesetzt werden. Für die Nutzung in Brennstoffzellen ist das den Shift-Reaktor verlassende wasserstoffreiche Gas noch zu reinigen. Dies kann in Druckwechseladsorptionsanlagen, die z. B. mit Aktivkohle als Adsorber arbeiten, geschehen. Die technischen und ökonomischen Daten für die RME-, Wasserstoff- und Methanol-Bereitstellungspfade aus Biomasse sind in Tabelle 2-16 zusammengestellt.

Die Kosten für die RME-Bereitstellung liegen demnach bei 10,8 Cent/kWh. Für die Methanolerzeugung ergeben sich unter den gemachten Annahmen Kosten von 8,2 Cent/kWh,

[17] Im Blair-House Abkommen zwischen der EU und den USA hat sich die EU verpflichtet, die im Futtermittelsektor verwendeten Produkte aus den Anbau von Ölsaaten auf Stilllegungsflächen auf 1 Mio. t Sojaschrottäquivalent zu begrenzen /Heinrich und Jahraus 2002/.

während die Wasserstoffproduktion bei einer Verdichtung zu Kosten von 7,4 Cent/kWh führt. Neben des heimischen Rapsölanbaus und Weiterverarbeitung zu RME kann RME auch aus dem Ausland importiert werden. Die Importkosten für RME betragen ungefähr 7,7 Cent/kWh /Blesl, et al. 2004b/.

Nutzungsmöglichkeiten. Im Verkehrssektor kann RME als Kraftstoff in Dieselfahrzeugen eingesetzt werden. Im stationären Bereich können Rapsöl oder RME im Kraft-Wärme-Kopplungsbereich vornehmlich in BHKW zum Einsatz kommen. Durch weitgehende Ausnutzung der BHKW-Motorenabwärme können abhängig von der Leistung Gesamtwirkungsgrade von 79 % bis 91 % erreicht werden /ASUE 2001/. BHKW-Motoren, die direkt mit Rapsöl und nicht RME betrieben werden, weisen einige technische Besonderheiten auf, so dass die Investitionskosten höher ausfallen. Zudem ist aufgrund der höheren Viskosität des Rapsöls im Vergleich zu Diesel in einigen Fällen eine Beheizung des Vortanks nötig, was ebenfalls die Kosten erhöht und den Wirkungsgrad schmälert /AGFW 2000/. Die Investitionskosten eines RME-BHKW sind mit denen eines Heizöl-BHKW vergleichbar. Die technischen und ökonomischen Daten eines Rapsöl-, RME-BHKW, RME-Pkw und eines Pkw mit einem Wasserstoffverbrennungsmotor (CGH_2(Compressed Gas Hydrogen)-Pkw) sind in Tabelle 2-15 zusammengefasst.

Tabelle 2-15: Technische und ökonomische Daten eines Rapsöl-, und RME-BHKW sowie RME- und CGH_2-Pkw (/AGFW 2000/, /Blesl 2002/, /Krüger 2002/)

Parameter	Einheit	Rapsöl-BHKW	RME-BHKW	RME-Pkw	CGH_2-Pkw
Mehrkosten je Fahrzeug	€	-	-	256	3 579
Nennleistung elektrisch	kW_{el}	1 000	1 000	-	-
Nutzungsgrad elektrisch	%	38	42	-	-
Nutzungsgrad thermisch	%	46	48	-	-
Investitionskosten	€/kW_{el}	550	500	-	-
Vollwartungskosten	€/kWh_{el}	0,0125	0,01	-	-

Stand der Nutzung. Im Jahr 2001 wurden auf insgesamt 460 000 ha (davon waren 325 000 ha Stilllegungsfläche) Raps zur energetischen Nutzung angebaut. Ende 2001 war eine technische Kapazität für die Herstellung von etwa 568 000 t/a Biodiesel vorhanden. Die Biodieselproduktion im Jahr 2002 entsprach 20,5 PJ /BMU 2003a/. Durch die Realisierung der in Bau befindlichen Anlagen wird die Kapazität bis Ende 2002 um voraussichtlich ca. 305 000 t/a erweitert und beträgt dann insgesamt 873 000 t/a. Der Anteil dieser Produktionskapazität am gesamten Dieselabsatz in Deutschland (ca. 27 Mio. t) entspricht 3 % /IE 2002/.

Pflanzenöle und Biodiesel spielen derzeit keine Rolle in der Versorgung mit Wärme und Strom. Es existieren nur einige wenige stationäre Anlagen in Deutschland (z. B. BHKW im Deutschen Reichstag /Heinz, et al. 2002/).

Tabelle 2-16: Technische und ökonomische Daten ausgewählter Bereitstellungspfade für RME, Wasserstoff und Methanol aus Biomasse (/LBST 2002a/, /Blesl, et al. 2004b/)

RME			
Brennstoffbereitstellung	Kosten Rapsöl	€/MWh	65,6
Umesterung	Wirkungsgrad	%	90,0
	Investition	€/kW	501,0
	Methanolbedarf	MWh_{Meth}/MWh_{RME}	0,056
	Kosten Methanol	€/MWh	260,0
Gestehungskosten		**€/MWh**	**107,5**
Druckwasserstoff			
Biomassebereitstellung	Kosten Holz	€/MWh	15
Biomassevergasung (allotherm), Shift-Reaktor	Wirkungsgrad	%	75
	Investition	€/kW	1250
	Strombedarf	MWh_{Strom}/MWh_{H2}	0,063
Gasreinigung (Druckwechseladsorption)	Wirkungsgrad	%	75
	Investition	€/kW	220
Verdichtung	Investition	$€/kW_{el}$	1000
	Strombedarf	MWh_{Strom}/MWh_{H2}	0,066
	Kosten Strom	€/MWh	30
Gestehungskosten		**€/MWh**	**74,3**
Methanol			
Biomassebereitstellung	Kosten Holz	€/MWh	15
Biomassevergasung (allotherm), Shift-Reaktor	Wirkungsgrad	%	75
	Investition	€/kW	1250
Gasreinigung	Investition	€/kW	220
Methanolsynthese	Investition	€/kW	358
	Wirkungsgrad	%	68
Gestehungskosten		**€/MWh**	**81,8**

Gasförmige Bioenergieträger

Zu den gasförmigen Sekundärenergieträgern aus Biomasse zählen Biogas, Deponiegas, Klärgas[18] und Synthesegas aus der Vergasung fester Biomasse.

Biogas entsteht durch die anaerobe Zersetzung von Biomassesubstrat mit einem Feuchtegehalt von mindestens 90 %. Geeignet hierfür sind Exkremente und Einstreu aus der Nutztierhaltung, Ernterückstände aus der Landwirtschaft, Abfälle aus Gewerbe und Industrie (z. B. aus Fleischverarbeitung, Verarbeitung von Früchten), Landschaftspflegematerial, das bei der Pflege von Grünflächen, Straßenrändern etc. anfällt, organische Abfälle aus privaten Haushalten oder dem gewerblichen Sektor und Energiepflanzen /IE 2002/. Die Gasproduktion findet in

[18] Klär- und Deponiegas fallen nicht unter die Biomasseverordnung, sondern werden gesondert im EEG berücksichtigt (siehe auch “Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)” auf Seite 68).

einem Faulbehälter bei Temperaturen von 30 bis 55 ºC statt, in dem die Hydrolyse (Zersetzung komplexer Moleküle in niedermolekulare Verbindungen), Säureaufschluss (Umwandlung der niedermolekularen Verbindungen zu einfachen Molekülen) und Synthese (Umwandlung zu CH_4) ablaufen /Zahoransky 2002/. Es entsteht ein methanreiches Faulgas (Methangehalt 55 bis 85 %), das außer Methan noch Kohlendioxid (30 - 40 %), Schwefelwasserstoff (H_2S), Stickstoff, Wasserstoff und Kohlenmonoxid enthält.

Klärgase entstehen bei der biologischen Abwasserbehandlung nur bei der anaeroben Schlammstabilisierung. Für die motorische Nutzung sind die im Klärgas vorhandenen Siliziumverbindungen durch eine Ölabsorptionsanlage zu entfernen.

Deponiegas entsteht in Mülldeponien durch anaerobe Gärungsprozesse. Deponiegas besteht aus einem Methan-CO_2 Gemisch und Anteilen von Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff und Kohlenmonoxid. Das in der Deponie entstehende Gas wird in sog. Gasbrunnen gesammelt und ist aufgrund der ozonschädigenden Wirkung und des Treibhausgaspotenzials des Methans abzufackeln oder in Heizanlagen oder BHKW zu nutzen /TA Siedlungsabfall 1993/. Die Deponiegasproduktion ändert sich mit dem Alter der Deponie. Steigt die Deponiegasproduktion während der Deponienutzung zunächst an, sinkt sie nach der Schließung wieder, was bei der Auslegung der BHKW durch eine modulare Bauweise zu berücksichtigen ist.

Das durch die Vergasung fester Biomasse erzeugte Synthesegas kann neben der Weiterverarbeitung zu Methanol oder hochreinem Wasserstoff (siehe “Flüssige Bioenergieträger” auf Seite 54) nach einer Gasreinigung (Korrosion durch Chlor-, Fluor- und Schwefelanteile sowie Teerablagerungen) auch in Gasmotoren oder Gasturbinen genutzt werden, in denen sich höhere Wirkungsgrade (22 bis 37 %) als bei der Nutzung in Gegendruckanlagen (10 bis 20 %) erzielen lassen /Nitsch, et al. 2001/. Hohe Wirkungsgrade lassen sich auch durch die Mitverbrennung des Synthesegases in einem Kohlekraftwerk erzielen.

Nutzungsmöglichkeiten. Bio-, Klär- und Deponiegas werden vornehmlich in Blockheizkraftwerken (Gasmotoren oder Gasturbinen) zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Die technischen und ökonomischen Kosten (ohne Nahwärmeverteilung) für ein Bio- und ein Klär-/Deponiegas-BHKW sind in Tabelle 2-17 zusammengefasst. Bio-, Klär- und Deponiegas können durch Dampfreformierung wie Erdgas auch zu Wasserstoff weiterverarbeitet und in Brennstoffzellen genutzt werden.

Tabelle 2-17: Technische und ökonomische Daten für Bio-, Klär- und Deponiegas-BHKW (/Neubarth und Kaltschmitt 2000/, /Ohl 2004/)

Parameter	Einheit	Biogas-BHKW[a]	Klärgas-/Deponiegas-BHKW
Nennleistung elektrisch	kW_{el}	50	200
Nennleistung thermisch	kW_{th}	110	294
Nutzungsgrad elektrisch	%	0,30	0,36
Nutzungsgrad thermisch	%	0,55	0,53
Investitionskosten	€/kW_{el}	3920	2510
Vollwartungskosten	€/kWh_{el}	4,5	1,3

a.Biogasanlage für 100 Großvieheinheiten mit Co-Fermentation von Gülle und Speiseresten

Stand der Nutzung. Laut /Staiß 2003/ haben sich die Biogasanlagen seit Ende 1999 mit 850 Anlagen bis Ende 2002 auf über 1 600 Anlagen annähernd verdoppelt, die entsprechende installierte Leistung wuchs von 45 MW_{el} auf ca. 150 MW_{el}. Zukünftig wird der Hauptausbau im Bereich von Anlagen der Größe 70 - 500 kW_{el} erwartet.

Anlagen zur Verwertung von Deponie- und Klärgas werden in der Abfallwirtschaft eingesetzt. Die installierte Leistung in Deponiegasanlagen stieg von 227 MW_{el} im Jahr 2000 auf ungefähr 250 MW_{el} im Jahr 2001. Die Stromerzeugung wird in /Merten, et al. 2004/ für das Jahr 2001 mit 1,1 TWh abgeschätzt. Die installierte Leistung im Jahr 2001 wird auf 160 kW geschätzt.

2.2.8 Potenziale erneuerbarer Energieträger

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Potenziale in Deutschland für die in den Abschnitten 2.2.1 bis 2.2.7 betrachteten erneuerbaren Energieträger (Wasserkraft, Windenergie, Solarthermie, Photovoltaik, Umgebungswärme und oberflächennahe Erdwärme, Geothermie, Biomasse) gegeben. Am Beispiel der Windstromerzeugung wird dann beispielhaft die Vorgehensweise bei der Ableitung der Potenziale erläutert.

Potenzialbegriffe

Bei dem Potenzialbegriff kann zwischen dem theoretischen Potenzial, dem technischen Potenzial und dem wirtschaftlichen Potenzial unterschieden werden /Kaltschmitt, et al. 2003a/. Das theoretische Potenzial entspricht dem physikalischen Angebot innerhalb einer gegebenen Region zu einer bestimmten Zeit, z. B. die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie. Das technische Potenzial umfasst den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter technischen Randbedingungen genutzt werden kann. Bei der Photovoltaik werden hier z. B. die verfügbare Fläche und die Wirkungsgrade berücksichtigt. Das technische Potenzial kann noch differenziert werden in das technische Erzeugungspotenzial (oder Angebotspotenzial) und das technische Endenergiepotenzial (oder Nachfragepotenzial). Das technische Angebotspotenzial beschreibt die nur unter Berücksichtigung angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie, während im Endenergiepotenzial nachfrageseitige Restriktionen und Transportverluste berücksichtigt werden, z. B. die Begrenzung der solarthermisch bereitstellbaren Niedertemperaturwärme in Deutschland durch die gesamte Nachfrage nach Niedertemperaturwärme. Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den Teil des technischen Potenzials, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbar ist.

Überblick der Potenziale in Deutschland

In Tabelle 2-18 sind die Flächenpotenziale (nur für Solarthermie, Photovoltaik, Windenergie, Energiepflanzenanbau), die technischen Brennstoffpotenziale (nur für Biomasse), die technischen Erzeugungs- und Endenergiepotenziale zur Bereitstellung von Strom und Wärme sowie der Stand der Nutzung im Jahr 2002 zusammengefasst. Es ist zu beachten, dass die angegebenen Potenziale sich nicht addieren lassen, da verschiedene Nutzungsalternativen um die vorhandenen Flächen konkurrieren (z. B. Solarthermie, Photovoltaik, Energiepflanzenanbau um die landwirtschaftlichen Freiflächen).

Tabelle 2-18: Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und der Stand der Nutzung im Jahr 2002

Erneuerbare Energieträger	Technische Potenziale						Stand der Nutzung (Jahr 2002)	
	Brennstoff	Flächen	Erzeugung		Endenergie			
	[PJ]	[Mio. ha]	Strom [TWh]	Wärme [PJ]	Strom [TWh]	Wärme [PJ]	Strom [TWh]	Wärme [PJ]
Wasserkraft			24,7[a]		23,7[b]		19,9[c]	
Windenergie								
Onshore		2,61	247,3		35-172[d]		16,5	
Offshore		0,285	129,0				0	
Solarthermie								
Dachflächen		0,08[e]		864[f]		148-770[j]		6
Freiflächen		0,40[g]		4 340[f]				
Photovoltaik								
Dach-, Fassadenflächen		0,1[h]	131[i]		35-218[d]		0,21	
Freiflächen		0,40[g]	543[i]					
Oberflächennahe Erdwärme[j]				1 880		3 052[k]		15-17
Umgebungsluft[j]				unbegrenzt[l]		1 800		
Geothermie								
Hydrothermale Dublette				5 140[j]		1 175[j]		0,6
Tiefe Sonden				3 010[j]		2 061[j]		
Stromerzeugung			321[j]		8,7-321[m]			
Biomasse								
fest	873-956[n]		70-80[p]	419-478[p]	67-76[b]	398-454[q]	1,3	168-182
flüssig	34[r]	2,0[o]	4[s]	16[s]	3[b]	15[q]	0,04	0,06[t]
gasförmig	263-323[u]		22-27[v]	145-177[v]	20-25[b]	138-168[q]	1,0	3,0

a.Lauf- und Speicherwasserkraft ohne Erzeugung aus gepumptem Wasser /Kaltschmitt, et al. 2003a/
b.bei Berücksichtigung von Netzverlusten von ungefähr 4 %
c.Regelarbeitsvermögen
d.Aus Gründen der Frequenz- und Spannungsstabilität wird davon ausgegangen, dass nur ein Anteil von 7 % der Stromerzeugung Deutschlands direkt in das Netz einspeisbar (35 TWh), durch zusätzliche Zwischenspeicherung (Elektrolyse, Brennstoffzelle) mit einem Gesamtwirkungsgrad von 40 % ergibt sich ein Nachfragepotenzial von 172 TWh (nach /Kaltschmitt, et al. 2003a/).

e.aus /Kaltschmitt und Fischedick 1995/
f.bei einem spezifischen Ertrag des Solarkollektors von 300 kWh/(m^2*a)
g.ausgehend von einer nutzbaren landwirtschaftlichen Fläche von 2 Mio. ha und unter Verwendung von Abschlagsfaktoren (Abschattung, Nordorientierung, Platzbedarf Servicewege, etc.) aus /Kaltschmitt und Fischedick 1995/
h.Dachflächen von 0,08 Mio. ha /Kaltschmitt und Fischedick 1995/ und Fassadenflächen von 0,1 Mio. ha /Kaltschmitt, et al. 2003a/, /Quaschning 2000/
i.bei einem Systemwirkungsgrad von 13,5 %, einer spez. Leistung von 120 W_{AC}/m^2 und einer mittleren Bestrahlung von 1 000 $kWh_{AC}/(m^2*a)$ bei Dach- und Freiflächen und 850 $kWh_{AC}/(m^2*a)$ bei Fassaden
j.aus /Kaltschmitt, et al. 2003a/
k.Potenzial wird somit durch Erzeugungspotenzial von 1 880 PJ bestimmt.
l.unbegrenzt, da der Umgebungsluft beliebig viel Energie entzogen werden kann
m.Oberer Wert entspricht Abschätzung Grundlaststromerzeugung im Jahr 2003, während die Untergrenze auf der Abschätzung beruht, dass die gesamte Fernwärmeerzeugung des Jahres 2002 (316 PJ) durch geothermische Heizkraftwerke bereitgestellt wird.
n.nach /IE 2002/, /Nitsch, et al. 2001/ bei einem Anbau von Energiepflanzen auf maximal 0,67 Mio. ha und einem Anbaumix zu gleichen Teilen für Festbrennstoff-, Pflanzenöl- und Biogasgewinnung
o.Landwirtschaftliche, verfügbare Fläche für Energiepflanzenanbau /IE 2002/
p.Nutzung in einem HKW mit einem Stromnutzungsgrad von 30 % und einem Wärmenutzungsgrad von 50 %
q.bei Berücksichtigung von Netzverlusten von ungefähr 5 %
r./IE 2002/ bei einem Anbau von Raps auf 0,67 Mio. ha. Daneben fallen noch 21,6 PJ/a Schrot und 28 PJ/a Stroh an. Nach Umesterung ergeben sich 33 PJ oder 0,9 Mio. l Dieseläquivalent.
s.bei Nutzung in einem Rapsöl-BHKW mit einem Stromnutzungsgrad von 38 % und einem Wärmenutzungsgrad von 46 %
t.Strom- und Wärmeerzeugung für das Jahr 2001 nach /Merten, et al. 2004/. Die Biodieselproduktion betrug im Jahr 2020 20,5 PJ.
u.nach /IE 2002/ bei einem Energiepflanzenanbau zur Biogasproduktion auf 0,67 Mio. ha
v.bei Nutzung in einem Biogas-BHKW mit einem Stromnutzungsgrad von 30 % und einem Wärmenutzungsgrad von 55 %

Die Kosten-Potenzialkurven für die Nutzung holzartiger und halmgutartiger Biomasse sind in Abb. 2-13 wiedergegeben. Hierbei wurden der Waldholzzuwachs sowie Schwachholz, das bei Durchforstungsmaßnahmen anfällt und in der Regel im Wald verbleibt, nicht berücksichtigt. Die in Abb. 2-13 dargestellten Potenziale für den Energiepflanzenanbau von Getreideganzpflanzen, Miscanthus und Holz aus Kurzumtriebsplantagen unterstellen jeweils eine nutzbare landwirtschaftliche Fläche von 2 Mio. ha /IE 2002/, wobei alternative Nutzungsmöglichkeiten dieser Fläche für die Gewinnung von Pflanzenöl oder Biogas sowie der solarthermischen oder photovoltaischen Nutzung nicht berücksichtigt wurden. Stilllegungsprämien sind in den Brennstoffkosten der Energiepflanzen nicht enthalten.

Bei den Kosten der Biogasproduktion kann angenommen werden, dass Gülle als Abfallprodukt der Tierhaltung anfällt und kostenlos bereitgestellt wird. Ähnliches kann für organische Siedlungsabfälle/Landschaftspflegematerial unterstellt werden, während für die Gewinnung von Maissilage aus dem Energiepflanzenanbau 26 € pro Tonne Frischmasse von /Heinrich und Jahraus 2002/ genannt werden. Das jährliche Klärgaspotenzial in Deutschland beträgt ungefähr 16,9 PJ /Ohl 2004/. Für Deponiegas wird in /Kaltschmitt, et al. 2003b/ unter der Annahme eines zukünftigen Rückgangs der zu deponierenden Müllmengen ein energetisch nutzbares Deponiegasaufkommen von 15-21 PJ/a im Jahr 2000, 11-15 PJ/a im Jahr 2010 und 2-4 PJ/a im Jahr 2020 abgeschätzt. Da Deponie- und Klärgas in jedem Fall gesammelt und entsorgt werden müssen, können die Brennstoffkosten zu Null genutzt werden.

Unterstellt man, dass die gesamte feste Biomasse (837 PJ aus Tabelle 2-18) zur Methanolherstellung (vgl. Tabelle 2-16) genutzt würde, ergäbe sich eine potenzielle jährliche Metha-

nolproduktion von 492 PJ/a /LBST 2002a/. Eine analoge Betrachtung der Bereitstellungskette für Wasserstoff aus fester Biomasse ergäbe eine jährliche Wasserstoffproduktion von 471 PJ/a /LBST 2002a/.

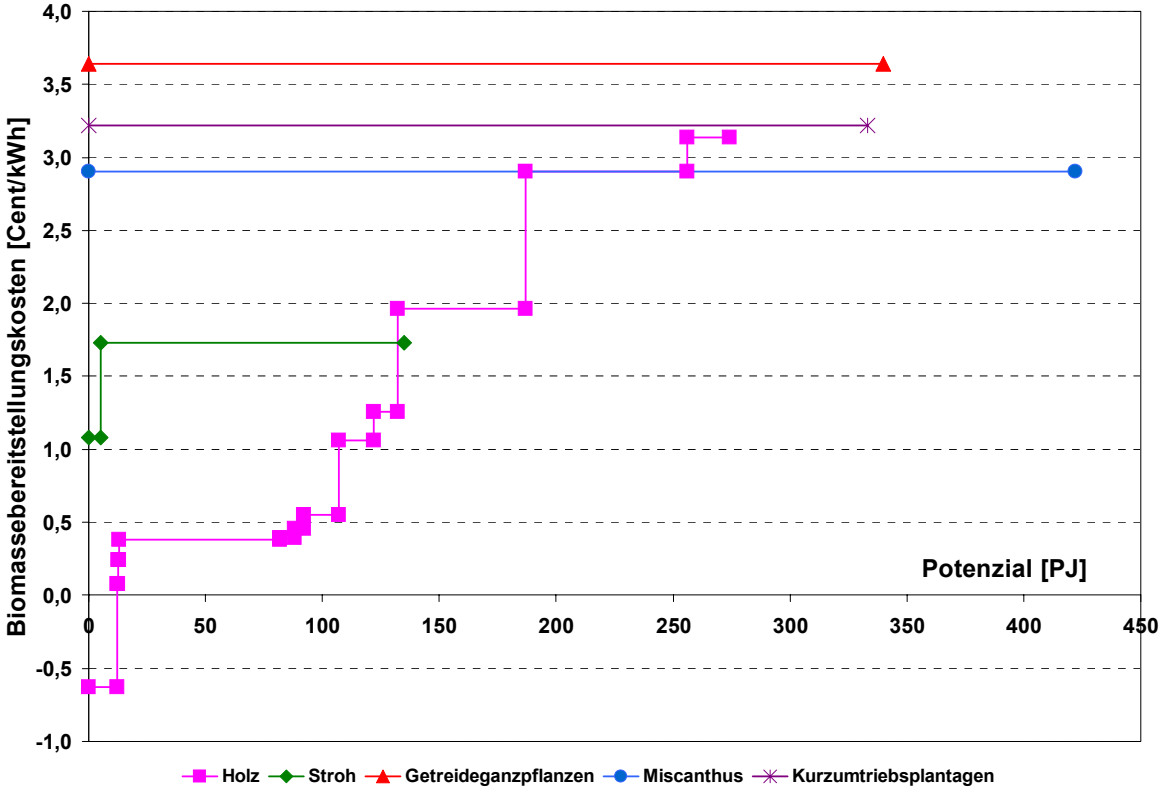


Abb. 2-13: Kosten-Potenzial-Kurven für die Bereitstellung holzartiger und halmartiger Biomasse frei Konversionsanlage (/IER 2001/, /FNR/, eigene Berechnungen)

Ableitung des Potenzials der Windstromerzeugung

Exemplarisch soll hier für den Fall der Windenergienutzung auf dem Festland und dem Meer die Vorgehensweise bei der Ableitung der Potenziale näher erläutert werden.

Windkraft auf dem Festland. Das technische Onshore-Flächenpotenzial beschreibt die für die Windenergienutzung auf dem Festland zur Verfügung stehenden Flächen in Deutschland. Hiervon entfallen 0,05 Mio. ha auf Flächen mit Windgeschwindigkeiten über 6 m/s in 10 m Höhe, 0,35 Mio. ha auf Flächen mit 5-6 m/s Windgeschwindigkeit, 2,21 Mio. ha auf Flächen mit 4-5 m/s und 5,99 Mio. ha auf Flächen mit 3-4 m/s Windgeschwindigkeit /Kaltschmitt und Wiese 1997/. Wirtschaftlich sinnvoll ist die Windenergienutzung an Standorten mit Windgeschwindigkeiten über 4 m/s. Der Flächenbedarf einer WKA kann gemäß den Gleichungen (2-2) bzw. (2-3) berechnet werden. Der Zusammenhang zwischen der Leistung einer WKA und ihrem Rotordurchmesser kann /Ender 2003/ entnommen werden. Unterstellt man einen Abstandsfaktor von 9, eine Aufstellung ohne bevorzugte Windrichtung und eine WKA des Jahres 2010 mit einer Leistung von 2 MW (vgl. Tabelle 2-2), ergibt sich ein spezifischer Flächenbedarf von knapp 20 ha pro MW. Damit lassen sich die installierbaren technischen Leistungen für die unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsklassen in Tabelle 2-19 berechnen. Insgesamt kann die technisch installierbare Leistung auf dem Festland auf 130,5 GW abgeschätzt werden. Mit den

in Tabelle 2-2 angegebenen Volllaststundenzahlen beträgt das technische Stromerzeugungspotenzial 247 TWh. Das Endenergiepotenzial ergibt sich aus dem Erzeugungspotenzial unter Berücksichtigung von Netzverlusten (von ca. 5 %) und Netzrestriktionen hinsichtlich der Einspeisung fluktuierenden Stroms aus WKA oder Photovoltaikanlagen. Aus Gründen der Frequenz- und Spannungsstabilität kann nur ein gewisser Prozentsatz der Stromerzeugung in Deutschland aus fluktuierenden Quellen stammen. In /Kaltschmitt, et al. 2003a/ wird von 7 % des Endenergieverbrauchs an Strom (494 TWh in 2002 /VDEW 2003/) ausgegangen.

Tabelle 2-19: Theoretische und technische Potenziale einer Windstromerzeugung in Deutschland (/Kaltschmitt und Wiese 1997/, /Kaltschmitt, et al. 2003a/, eigene Berechnungen)

Parameter	Einheit	Windgeschwindigkeitsklassen[a]		
	m/s	4 - 5	5 - 6	> 6
Theoretisches Potenzial	EJ/a	47 - 76		
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	PWh/a	8 - 12		
Technisches Flächenpotenzial	Mio. ha	2,21	0,35	0,05
Technisch installierbare Leistung	GW	110,0	17,4	2,5
Technisches Stromerzeugungspotenzial	TWh/a	193,4	46,4	7,5
Technisches Angebotspotenzial Ansatz I[b]	TWh/a		35	
Technisches Angebotspotenzial Ansatz II[c]	TWh/a		120	

a. Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund.
b. Einspeisung Windstrom auf 7 % des Endenergieverbrauchs an Strom begrenzt.
c. Über 35 TWh hinausgehende Anteil an Windstrom wird in Wasserstoffspeichern mit einem Gesamtwirkungsgrad von 40 % zwischengespeichert.

Damit ergibt sich das Nachfragepotenzial der Onshore-Stromerzeugung von ungefähr 35 TWh in Ansatz I. Erfolgt zusätzlich eine Zwischenspeicherung des Stroms durch Elektrolyse und eine Nutzung in Brennstoffzellen mit einem Gesamtwirkungsgrad von 40 %, ergibt sich das Angebotspotenzial von ca. 120 TWh des Ansatzes II.

Windkraft auf dem Meer. In Tabelle 2-20 sind die für die Windenergienutzung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zur Verfügung stehenden Flächen in Nord- und Ostsee abhängig von der Wassertiefe und der Entfernung vom Festland dargestellt /Durstewitz, et al. 2001/. Hierbei wurde berücksichtigt, dass Flächen für Verkehrswege, Pipelines, Seekabel, Plattformen, Naturschutzgebiete (existierende und geplante), militärische Nutzungszonen und Sand- und Kiesgewinnungsgebiete nicht für die Windenergienutzung genutzt werden können. Weiterhin sind nur Flächen ab einer Entfernung von 20 km berücksichtigt, um visuelle Beeinträchtigungen durch WKA für Betrachter auf dem Festland zu vermeiden. Von den zur Verfügung stehenden Flächen kommen nur Flächen mit einer Wassertiefe bis zu 40 m in Betracht, da für größere Wassertiefen bisher keine wirtschaftlich darstellbaren Gründungstechniken zur Verfügung stehen. Bis zu einer Entfernung von 100 km von der Küste beträgt das technische Flächenpotenzial somit ungefähr 2 820 km^2. Mit einer 5 MW-WKA (vgl. Tabelle 2-2) und einer Aufstellungsgeometrie mit einem Abstandsfaktor von 7 in der Hauptwindrichtung und einem Abstandsfaktor von 5 quer zur Hauptwindrichtung ergibt sich ein Flächenbedarf von

8,5 ha pro MW. Damit lassen sich die installierbaren Leistungen berechnen (vgl. Tabelle 2-21). Insgesamt besteht ein technisches installierbares Leistungspotenzial von 33,4 GW bis zu einer Wassertiefe von 40 m. Das sich unter Berücksichtigung der Volllaststunden aus Tabelle 2-3 ergebende technische Stromerzeugungspotenzial ist in Tabelle 2-21 dargestellt. Insgesamt beträgt das technische Stromerzeugungspotenzial bis zu einer Wassertiefe von 40 m und bis zu einer Entfernung von 100 km in Nord- und Ostsee ca. 128 TWh.

Tabelle 2-20: Konfliktarme Flächen in Nord- und Ostsee in km^2 (/Durstewitz, et al. 2001/)

Entfernung vom Land [km]	Wassertiefe 0 - 10 m	Wassertiefe 10- 20 m	Wassertiefe 20 - 30 m	Wassertiefe 30 - 40 m	Wassertiefe > 40 m
20 - 30	38	0	25	457	530
30 - 40	0	0	0	0	380
40 - 50	0	0	0	150	0
50 - 60	0	0	0	150	0
60 - 70	0	20	0	450	0
70 - 80	0	0	0	600	20
80 - 90	0	0	0	600	200
90 - 100	0	0	0	330	650
> 100	0	0	30	1 350	9 200
Summe	**38**	**20**	**55**	**4 087**	**10 980**

Tabelle 2-21: Technisches Stromerzeugungspotenzial in Nord- und Ostsee (/Durstewitz, et al. 2001/, eigene Berechnungen)

Entfernung vom Land [km]	Wassertiefe 0 - 10 m		Wassertiefe 10- 20 m		Wassertiefe 20 - 30 m		Wassertiefe 30 - 40 m	
	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
20 - 30	2	449	0	0	1	295	20	5396
30 - 40	0	0	0	0	0	0	0	0
40 - 50	0	0	0	0	0	0	7	1 771
50 - 60	0	0	0	0	0	0	7	1 771
60 - 70	0	0	1	236	0	0	21	5 313
70 - 80	0	0	0	0	0	0	27	7 084
80 - 90	0	0	0	0	0	0	27	7 084
90 - 100	0	0	0	0	0	0	15	3 896
Summe	**2**	**449**	**1**	**236**	**1**	**295**	**124**	**32 315**

2.3 Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

Wie im vorherigen Abschnitt 2.2 gezeigt wurde, können erneuerbare Energieträger auf vielfältige Art und Weise zur Deckung des Energiebedarfs (z. B. zur Strom-, Warmwasser- und Raumwärmeversorgung) beitragen. Deutschland besitzt auch ausreichend technische Potenziale, so dass prinzipiell ein Großteil der fossilen durch regenerative Energieträger ersetzt werden könnte. Ursache für die in den meisten Fällen vergleichsweise geringe Ausschöpfung der erneuerbaren Energiepotenziale in Deutschland sind die gegenüber den fossilen Alternativen hohen Mehrkosten der regenerativen Energietechnologien. Da sich in den heutigen Marktpreisen der fossilen Energieträger die mit deren Nutzung verbundenen Umweltbelastungen (z. B. Gesundheitsschäden, Klimaveränderungen) in Form von Schadenkosten, den sog. externen Kosten, noch nicht widerspiegeln, kann eine Förderung erneuerbarer Energien gerechtfertigt erscheinen[19]. In verschiedenen Ländern existieren daher Instrumente zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien. Bei den Förderkriterien ist jedoch auch zu berücksichtigen, in welchem Umfang bei der Herstellung der Technologien zur Nutzung regenerativer Energien Energie verbraucht bzw. Emissionen freigesetzt werden (z. B. energieintensive Herstellung von Solarzellen). Die Förderung durch Quoten/Zertifikatsmodelle, Einspeisetarife und Ausschreibungsmodelle werden hier näher betrachtet. Zu weiteren Förderinstrumenten für regenerativen Strom können daneben folgende Maßnahmen /BMU 2003b/ gerechnet werden:

- Investitionskostenzuschüsse (z. B. Förderung von Solarkollektoranlagen im Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien),
- Steuervergünstigungen (z. B. Mineralölsteuerbefreiung von Biodiesel),
- zinsverbilligte Kredite (z. B. 100.000 Dächer Solarstromprogramm) oder
- Energie- oder CO_2-Steuern (z. B. Ökosteuer).

In diesem Abschnitt werden zunächst verschiedene theoretische Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien in Anlehnung an /Madlener 2001/ vorgestellt, bevor ein Überblick über die in Deutschland derzeit existierenden Förderinstrumente gegeben wird.

2.3.1 Theoretische Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien

Die in verschiedenen Ländern implementierten Förderinstrumente lassen sich in die Gruppen von Quoten-/Zertifikatsmodellen, Einspeisetarifen und Ausschreibungsmodelle einteilen.

Quoten-/Zertifikatshandelsregelungen (Green certificates)

In einem Quoten-/Zertifikatshandelsmodell werden die Endverbraucher oder Lieferanten dazu verpflichtet, einen gewissen Anteil des Stromverbrauchs durch regenerativ erzeugten Strom zu decken. Alternativ können auch die Stromerzeuger als Verpflichtete in Betracht kommen. Ne-

[19] Statt einer Förderung erneuerbarer Energieträger könnten auch die mit Umweltbelastungen verbundene Nutzung fossiler Energieträger verteuert werden, z. B. durch eine preisorientiertes Instrument wie der Besteuerung schädlicher Emissionen in Höhe der zu erwartenden Schadenskosten. Die Vorgabe einer Emissionsobergrenze verbunden mit einem Handel von Emissionsrechten (mengenorientiertes Instrument) führt ebenfalls zu einer Verteuerung der die Emissionen freisetzenden Energienutzung durch die Internalisierung der Vermeidungskosten.

ben einer eigenen regenerativen Stromerzeugung besitzt der Verpflichtete auch die Möglichkeit, die Quote durch den Kauf von Zertifikaten (engl. *green certificates*), die eine bestimmte Menge regenerativ erzeugten Stroms verbriefen, zu erfüllen. Die Zertifikate können von Erzeugern regenerativ erzeugten Stroms verkauft werden, die so neben der Vergütung durch den Strompreis eine zusätzliche Vergütung erhalten, um damit die Mehrkosten des Regenerativstroms gegenüber dem am Markt herrschenden Strompreis zu decken. Der regenerative Strom wird somit in zwei Produkte getrennt: den physischen Strom und die Zertifikate. Beide werden getrennt voneinander vermarktet. Erfüllt der Verpflichtete seine Quote nicht, ist ein Pönale vorzusehen, das den Zertifikatspreis nach oben begrenzt. Die Möglichkeit des Handels mit Zertifikaten führt zu einem Zertifikatsmarkt und zu Wettbewerb, was im Falle unterschiedlicher Erzeugungskosten effizienzsteigernd wirkt. Zertifikate stellen einen für die Marktteilnehmer flexiblen und wettbewerbsorientierten Ansatz dar, der sich auch leicht internationalisieren lässt. Weiterhin besteht die Gefahr, dass bei starker Kostenheterogenität bzw. einer zu niedrigen Quote nur eine, nämlich die günstigste, regenerative Energiequelle zum Zuge kommt, während andere teurere regenerative Erzeugungstechnologien vom Markt verdrängt werden. Für den Zertifikatsanbieter besteht also ein Preisrisiko, wobei der Zertifikatspreis negativ mit dem regenerativen Stromangebot korreliert ist, so dass ein WKA Betreiber in einem günstigen Windjahr geringere Erlöse durch die Zertifikate erzielt, aber aus dem Verkauf der größeren Strommenge höhere Einnahmen erzielt (vorausgesetzt das insgesamt höhere Windstromangebot beeinflusst nicht den Strompreis) /Lemming 2003/. Es liegen jedoch bisher kaum Erfahrungen mit diesem Instrumentarium vor. Angewandt wurde das Quotenmodell bisher in den Niederlanden, jedoch fehlte dort ein Sanktionsmechanismus bei Nichterfüllung der Quote. Neben einigen Bundesstaaten in den Vereinigten Staaten ist die Einführung eines Quotenmodells in verschiedenen europäischen Staaten (Flandern (Belgien), Italien, England/Wales, Österreich, Dänemark) beschlossen worden /Nielsen und Jeppesen 2003/.

Garantierte Einspeisetarife (Green pricing)

Bei einem System mit festen Einspeisetarifen, wie es in Deutschland, Spanien, Frankreich und Dänemark[20] angewandt wird /Drillisch, et al. 2001/, erhalten die Erzeuger regenerativ erzeugten Stroms für eine feste Zeitspanne eine Mindestvergütung von den Stromversorgungsunternehmen, die zur Abnahme des regenerativen Stroms verpflichtet sind und wiederum die durch die Mindestvergütung entstandenen Kosten an ihre Kunden weitergeben. Für die einzelnen Energieträger und Erzeugungstechnologien können jeweils spezielle Einspeisetarife definiert werden, so dass unterschiedlichen Gestehungskosten Rechnung getragen werden kann, um eine heterogene Erzeugungsstruktur zu gewährleisten. Die Mindestvergütungen schaffen Planungssicherheit und verlangen einen vergleichsweise geringen administrativen Aufwand. Nachteilig ist, dass durch die Mindestvergütung kein Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern und auch kein Innovationsdruck bei den Anlagenherstellern induziert werden, so dass die Gefahr von Mitnahmeeffekten besteht. Weiterhin ist es schwierig, das für die einzelnen Technologien jeweils optimale Förderniveau zu finden, das zudem im Laufe der Zeit angepasst werden muss.

[20] In Dänemark werden Einspeisevergütungen bis zur Einführung eines Quotenmodells gezahlt /Drillisch, et al. 2001/.

Des Weiteren kann bei diesem Preisinstrument keine bestimmte Menge an regenerativ erzeugtem Strom garantiert werden.

Ausschreibungsmodelle

In einem Ausschreibungswettbewerb wird eine regenerative Erzeugungskapazität oder -menge ausgeschrieben, um die potenzielle Investoren durch Gebote für die erforderlichen Stromerlöse (Ausschreibung langfristiger Einspeiseverträge) oder die erforderlichen Prämien (Ausschreibung langfristiger Prämien) bieten. Im Falle einer Ausschreibung langfristiger Stromeinspeiseverträge erhalten die Gewinner der Ausschreibung eine befristete Garantie für die Abnahme ihres erzeugten Stroms. Die Vergütung kann durch den Netzbetreiber erfolgen, der die Mehrkosten auf seine Kunden umlegt. Bei einer Ausschreibung langfristiger Prämienzahlungen erhalten die Gewinner eine garantierte Prämie über eine feste Laufzeit. Ihren Strom müssen die Anlagenbetreiber selbst vermarkten, es besteht keine Abnahmeverpflichtung durch den Netzbetreiber. Die Finanzierung erfolgt durch einen Fonds, der durch die ausschreibende Institution verwaltet wird. Als Variante dieser beiden Ausschreibungsansätze wird in /Voß, et al. 2000/ ein Fördermodell vorgestellt, in dem statt einer Vergütung des Stroms eine Investitionsbeihilfe ausgeschrieben wird.

Der Anreiz, Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen, ist beim Ausschreibungswettbewerb sehr hoch. Nachteilig ist der vergleichsweise hohe Verwaltungsaufwand für die Ausschreibung. Ebenso besteht die Gefahr, dass die ausgeschriebenen Projekte letztlich nicht realisiert werden. Durch Sanktionen kann versucht werden, diese Gefahr zu bannen.

Ausschreibungen für regenerativen Strom fanden in den 90er Jahren in Großbritannien, Frankreich und Irland statt.

2.3.2 Existierende Rahmenbedingungen in Europa und Deutschland

EU-Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor

Ziel der EU Richtlinie 2003/30/EG ist es den Anteil von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor zu erhöhen /EU 2003a/. Hierdurch soll die Abhängigkeit von Energieeinfuhren verringert und ein Beitrag zur Einhaltung des europäischen Treibhausgasminderungsziels im Rahmen des Kyotoprotokolls geleistet werden. In der Richtlinie wird ein von den einzelnen Mitgliedsstaaten zu erreichender Anteil der Biokraftstoffe an allen Otto- und Dieselkraftstoffen im Verkehrssektor vorgegeben. Im Jahr 2005 muss der Anteil der Biokraftstoffe 2 % betragen, im Jahr 2010 sind 5,75 % zu erreichen. In der Richtlinie wird das bereits im EU-Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ /EU 2000/ avisierte, langfristige Ziel einer 20 %igen Substitution konventioneller Kraftstoffe durch alternative Kraftstoffe im Bereich des Straßenverkehrs wiederholt.

EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Im Oktober 2001 trat die EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Kraft /EU 2001/. Ziel der Richtlinie ist es, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von knapp 14 % im Jahr 1997 auf 22 % im Jahr 2010 zu steigern. Hierzu werden in der Richtlinie für die einzelnen Mitgliedsstaaten indikative,

also nicht verbindliche, für den zu erreichenden Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2010 festgelegt. Für Deutschland lautet dieses Ziel 12,5 % bei einem Anteil von 6,2 % im Jahr 2000. Mit dem Ziel für den Stromverbrauch soll auch das im EU-Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ formulierte Ziel einer Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energieträger am gesamten europäischen Bruttoinlandsenergieverbrauch auf 12 % bis zum Jahr 2010 erreicht werden /EU 1997/. Die von den Mitgliedsstaaten verwendeten Instrumente zur Erreichung ihrer jeweiligen Richtziele sind in der Richtlinie weitgehend offen gelassen. Es ist jedoch in der Richtlinie festgelegt, dass dem aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom beim Netzzugang ein Vorrang einzuräumen ist, soweit es der Betrieb des nationalen Elektrizitätsversorgungssystem zulässt[21]. Für den Handel mit Strom erneuerbaren Energieträgern müssen die Mitgliedsstaaten innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten der Richtlinie dafür sorgen, dass die Herkunft des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms garantiert werden kann. In einem regelmäßigen Monitoring durch die Kommission soll die Umsetzung der Richtlinie überprüft werden.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im April 2000 ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten /Bundesgesetzblatt 2000/ und hat das bisher geltende Stromeinspeisegesetz abgelöst. Ziel des EEG ist die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, um so einen Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen zu leisten und auch das auf europäischer Ebene eingegangene Ziel eines Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms von 12,5 % am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2010 zu erreichen. Langfristiges Ziel der Bundesregierung ist es, dass in der Mitte des Jahrhunderts die Hälfte des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll /BMU 2002b/.

Das EEG sieht eine Mindesteinspeisevergütung für den aus Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Windkraft und Photovoltaik (PV) erzeugten Strom vor (vgl. Tabelle 2-22). Die Biomasseverordnung /Bundesgesetzblatt 2001a/ regelt, welche Stoffe als Biomasse und welche technische Verfahren als Stromerzeugung im Sinne des EEG gelten. Die Lenkungswirkungen des EEG und der Biomasseverordnung werden durch ein wissenschaftliches Monitoring begleitet[22]. Die in Tabelle 2-22 angegebenen Vergütungssätze werden für eine Laufzeit von maximal 20 Jahren mit Ausnahme der Wasserkraft gewährt, für die eine längere Laufzeit gilt. Anlagen, die im Besitz von Energieversorgungsunternehmen sind, fallen im Gegensatz zum früheren Stromeinspeisegesetz auch unter das EEG. Ab 2002 setzt eine Kostendegression der Vergütung ein, so dass die Vergütung für Biomasse, Windkraft und Photovoltaik auch vom Kalenderjahr der Inbetriebnahme abhängt. Durch diese Degression der Einspeisevergütung sollen die Hersteller der Anlagen zu kontinuierlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit angehalten werden.

Das EEG verpflichtet den nächstgelegenen Netzbetreiber zur Aufnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien. Die Netzanschlusskosten muss der Anlagenbetreiber

---

[21] In Deutschland muss Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetz /Bundesgesetzblatt 2000/ ein uneingeschränkter Netzzugang eingeräumt werden.

[22] Zwei Zwischenberichte zur Biomasseverordnung (/IE 2002/, /IE 2003/) und ein Erfahrungsbericht zum EEG liegen mittlerweile vor /BMU 2002a/.

entrichten, während die Netzverstärkungskosten vom Netzbetreiber zu tragen sind. Um eine im Stromeinspeisegesetz von 1991 noch vorhandene ungleichmäßige Kostenbelastung der Netzbetreiber aufgrund ihrer geographischen Lage zu vermeiden, ist im Rahmen des EEG ist ein Ausgleichsmechanismus für die durch die Vergütung anfallenden Kosten vorgesehen. Die Übertragungsnetzbetreiber, die zur Aufnahme und Vergütung der in ihrer jeweiligen Regelzone liegenden Netzbetreiber verpflichtet sind, ermitteln jährlich den nach EEG in ihre Regelzone eingespeisten Strom und gleichen Strommengen und Vergütungen untereinander so aus, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber den gleichen Anteil an Strom gemäß EEG trägt. Die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber verteilen die Vergütungen und Strommengen dann wiederum anteilig auf die Energieversorgungsunternehmen, die Endkunden beliefern, und die Stromhändler. Durch dieses Verfahren ergibt sich eine bundesweit einheitliche Quote an EEG-Strom und einheitliche Durchschnittsvergütung.

Tabelle 2-22: Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien gemäß EEG (/Thöne und Fahl 2004/)

	Vergütungssatz gemäß EEG[a] (Cent/kWh)						**Vergütungssatz gemäß EEG[b] (Cent/kWh)**			
	[%][c]	2000	2001	2002	2003	2004	[%][d]	2004	2005	2006
Wasserkraft										
bis 500 kW	0,0	7,67					1,0	9,67	9,57	9,47
ab 500 kW bis 5 MW	0,0	6,65					1,0	6,65	6,58	6,52
ab 5 MW bis 150 MW	0,0	-					1,0	3,7-7,67[e]	3,66-7,59	3,62-7,51
Biomasse										
kleiner als 500 kW	1,0	10,23		10,1	10,0	9,93	2,0	9,90	9,70	9,51
kleiner als 5 MW	1,0	9,21		9,12	9,03	8,94	2,0	8,90	8,72	8,55
größer als 5 MW	1,0	8,70		8,61	8,53	8,44	2,0	8,40	8,23	8,07
Geothermie										
kleiner als 20 MW	0,0	8,95					0,0	8,95		
größer als 20 MW	0,0	7,16					0,0	7,16		
Windenergie										
ersten 5 Jahre ab Inbetriebnahme	1,5	9,10		8,96	8,83	8,70	2,0	8,70	8,53	8,36
nach dem 5. Jahr	1,5	6,19		6,10	6,01	5,92	2,0	5,50	5,39	5,28
Photovoltaik	5,0	50,62		48,0	45,6	43,4	5,0	45,7	43,4	41,2

a.vom 1. April 2000 /Bundesgesetzblatt 2000/
b.vom Bundestag am 2. April 2004 verabschiedete Novelle des EEG /BMU 2004b/
c.jährliche Degression ab 1.Januar 2002
d.jährliche Degression ab 1.Januar 2005
e.Differenzierung abhängig von der Leistung

Den die Endkunden beliefernden Versorgungsunternehmen ist es überlassen, wie sie die durch das EEG entstehenden Mehrkosten auf ihre Kunden umlegen. Aufbauend auf den ersten Erfahrungsbericht zum EEG und den beiden Monitoringberichten zur Biomasseverordnung wurde im April 2004 eine Novelle des EEG vom Bundestag verabschiedet (vgl. Tabelle 2-22). Die Vergütungssätze für Strom aus Biomasse steigen abhängig von der Biomasseart und der verwendeten Erzeugungstechnologie auf bis zu 17,50 Cent/kWh. Die Vergütung für Wasserkraftanlagen bis 500 kW wurde auf 9,67 Cent/kWh angehoben, ebenso wurde die Vergütung für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas um zwei Cent bei Verwendung innovativer Technologien (z. B. Brennstoffzellen, Gasturbinen, ORC-Anlagen) erhöht /BMU 2004b/. Die Grundvergütung wurde auf 45,7 Cent/kWh abgesenkt, wobei PV-Anlagen auf Gebäuden, an Fassaden oder Lärmschutzwänden eine Zusatzvergütung erhalten. Für andere Anlagen gelten erschwerte Anforderungen. Damit soll der Inanspruchnahme anderweitig nutzbarer Flächen durch PV-Anlagen entgegengewirkt werden /Leuschner 2003/. In einer Novelle hat der Bundestag bereits am 27. November 2003 die Vergütung für Solarstrom geändert, um dem Auslaufen des 100 000-Dächer-Programms Rechnung zu tragen. Eine im Juni 2003 gebilligte Härtefallregelung /BMU 2003c/ ermöglicht es besonders stromintensiven Betrieben des produzierenden Gewerbes, ihre Belastung durch das EEG zu begrenzen.

Im Jahr 2001 wurde ein Gesamtvolumen von 17,820 Mrd. kWh EEG-Strom mit rund 1,54 Mrd. € vergütet. Daraus ergibt sich eine EEG-Quote von 3,90 % und eine Durchschnittsvergütung von 8,64 Cent/kWh /BMU 2002a/. Für das Jahr 2002 wird die EEG-Stromerzeugung auf 21 Mrd. kWh geschätzt. Mittelfristig erwartet der Verband der Netzbetreiber (VDN) eine EEG-Quote von 12,57 % im Jahr 2008 /VDN 2003b/. Berücksichtigt man, dass der eingespeiste EEG-Strom konventionell erzeugten Strom verdrängt, ergeben sich laut /BMU 2002a/ abhängig von der Preisbewertung des ersetzten konventionellen Stroms im Jahr 2001 durch das EEG verursachte Mehrkosten von 0,18 - 0,26 Cent/kWh der gesamten Stromerzeugung. In dieser Berechnung fehlt jedoch auf der einen Seite eine Gutschrift für vermiedene Netzkosten und Netzverluste auf der Hochspannungsebene, da erneuerbare Energien in der Regel in die Mittelspannungsebene einspeisen. Auf der anderen Seite werden Kosten der Netzbetreiber durch zusätzlichen Regelenergiebedarf für fluktuierende regenerative Stromerzeugung (Wind, Photovoltaik) und die Netzausbaukosten infolge der Vorrangregelung nach dem EEG nicht berücksichtigt.

2.4 Erneuerbarer Energien aus dem Blickwinkel der Systemanalyse

Zur adäquaten Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in einem Energiesystem sind die Einbettung der erneuerbaren Energien in das Gesamtenergiesystem und die damit verbundenen Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Technologien und Sektoren sowie intertemporale Zusammenhänge aufgrund der langfristigen Natur von Investitionsentscheidungen insbesondere bei leitungsgebundenen Energieträgern und deren Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen. Bei der Bilanzierung der Potenziale einiger regenerativer Energien muss beachtet werden, dass unterschiedliche Nutzungsformen existieren und miteinander konkurrieren. Weiterhin müssen bei einer deutlichen Zunahme der Stromeinspeisung aus regenerativen Energieträgern mit fluktuierender Erzeugungscharakteristik in das öffentliche Stromnetz Maßnahmen zur Gewährleitung der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems ergriffen werden. Bei der Bewertung beispielsweise der kosten- oder emissionsseitigen Auswirkungen einer verstärkten Nutzung er-

neuerbarer Energien oder von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien stellt sich - wie auch generell bei der Bewertung von energiepolitischen Maßnahmen oder Instrumenten - die Frage nach einem Vergleichsmaßstab, so dass sich der mit einer Maßnahme oder einem Instrument verbundene Aufwand und Nutzen quantifizieren lässt. Die angeführten Aspekte werden im Folgenden näher erläutert.

2.4.1 Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems

Erneuerbare Energien sind ein Teil des gesamten Energiesystems. Bei der Analyse ihrer Rolle in der Energieversorgung können sie daher in der Regel nicht isoliert betrachtet werden, sondern es sind Wechselwirkungen oder Kopplungen mit anderen Bereichen oder Aspekten der Energieversorgung in Betracht zu ziehen.

Energetische und sektorale Kopplung

Verschiedene Technologien oder Sektoren im Energiesystem sind durch Energieflüsse miteinander verbunden. Dies kann einerseits in der Form geschehen, dass unterschiedliche Technologien denselben Energieträger als Endprodukt besitzen, wie dies beispielsweise bei Stromerzeugungstechnologien der Fall ist. In solch einer Situation stehen mehrere Alternativen zur Erzeugung desselben Energieträgers zur Verfügung. Zum Vergleich der verschiedenen alternativen Technologien, z. B. bezüglich der Emissionen, reicht es jedoch nicht aus, nur die direkt mit dem Prozess verbundenen Auswirkungen zu betrachten, es sind vielmehr die vorgelagerten Technologien, die den Eingangsenergieträger bereitstellen, mit in die Bewertung einzubeziehen. Durch diese Form der Vernetzung ergeben sich Ketten oder Pfade von Technologien. Ein Beispiel hierfür ist eine elektrisch betriebene Wärmepumpe im Haushaltssektor. Zur Beurteilung der mit der Wärmeerzeugung verbundenen Emissionen muss auch die Herstellung des Stroms im Umwandlungssektor betrachtet werden. Für die Stromerzeugung stehen verschiedene alternativer Erzeugungstechnologien zur Verfügung, die im Prinzip in beliebiger Kombination zur Stromerzeugung beitragen können. Die Bereitstellung der in den Stromerzeugungstechnologien verwendeten Brennstoffe kann wiederum mit energiebedingten Emissionen, z. B. bei der Aufbereitung und dem Transport von Holz zum Heizkraftwerk, verbunden sein. An diesem an sich einfachem Beispiel wird deutlich, dass sich sehr schnell durch die Vernetzung der Energieflüsse auch über Energiesektoren hinweg eine Vielzahl von Alternativen und damit ein komplexes System ergeben kann. Diese Form der Interdependenzen sind bei der Untersuchung von erneuerbaren Energien entweder direkt, wie im Fall des Stromverbrauchs der Wärmepumpe, oder indirekt im Zuge des Vergleichs mit anderen fossilen Technologien, z. B. erdgasbefeuerter Heizkessel oder Nachtspeicherheizung, zu berücksichtigen.

Kopplung durch Energieträgerpreise

Neben den Flüssen von Energie werden zwischen verschiedenen Bereichen eines Energiesystems auch Informationen in Form von Preisen der unterschiedlichen Energieträger ausgetauscht. Der Strompreis beispielsweise beschreibt unter der Annahme des vollkommenen und vollständigen Wettbewerbs[23] die Grenzkosten zur Deckung der Stromnachfrage. Der Strompreis ergibt sich idealerweise als Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage und hängt somit

von den Gestehungskosten auf der Angebotsseite aber auch von Substitutions- oder Einsparmöglichkeiten auf der Nachfrageseite ab.

Unterstellt man, dass die Stromnachfrage fest vorgegeben und preisunelastisch ist, wird der Strompreis durch die Gestehungskosten der Technologie bestimmt, die gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Eine regenerative Stromerzeugungstechnologie wird nur dann genutzt, wenn ihre Stromgestehungskosten niedriger oder gleich dem Strompreis sind. Ist dies nicht der Fall und soll die regenerative Erzeugungstechnologie aus umweltpolitischen Gründen dennoch genutzt werden, muss die Differenz zwischen den Gestehungskosten und dem Strompreis durch Förderinstrumente, z. B. Subventionen, gedeckt werden. Veränderungen auf der Erzeugungsseite, wie die altersbedingte Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten oder Veränderungen der Brennstoffpreise, können zu einer Änderung der marginalen Gestehungskosten und damit des Strompreises führen, was wiederum die Wirtschaftlichkeit regenerativer Erzeugungstechnologien beeinflusst.

Lässt man die Annahme der preisunelastischen Nachfrage fallen, können auch Veränderungen auf der Nachfrageseite den Strompreis beeinflussen. Beispielsweise können Situationen auftreten, in denen der Strompreis von den marginalen Kosten der Einsparmaßnahmen bestimmt wird. In einem solchen Fall sind also die Grenzkosten zur Einsparung günstiger als diejenigen zur Erhöhung der Stromerzeugung. Neben Einsparmaßnahmen können Veränderungen in der Stromnachfrage auch durch Substitutionsvorgänge von Strom durch andere alternative Endenergieträger, die zur Bereitstellung derselben Nutzenergienachfrage genutzt werden können, verursacht werden. In diesen Fällen wird der Strompreis durch die Gestehungskosten der alternativen Erzeugungsmöglichkeiten zur Bereitstellung einer Nutzenergienachfrage, z. B. Erdgasheizung im Raumwärmebereich in Konkurrenz zur Elektronachtspeicherheizung, bestimmt. Durch beide Effekte, Stromeinsparung und Stromsubstitution, kann die Stromnachfrage und somit auch der Strompreis beeinflusst werden,

Die hier am Beispiel des Strompreises dargelegten Zusammenhänge gelten in ähnlicher Weise auch für die Preise anderer Energieträger, beispielsweise der Raumwärme. Insgesamt ergibt sich dadurch im Energiesystem neben einer Kopplung durch Energieflüsse auch eine Kopplung der Energieträgerpreise, wenn man unterstellt, dass das Verhalten der Marktteilnehmer im Energiesektor sich nur an Kostengesichtspunkten orientiert. Die Wirtschaftlichkeit und damit die Frage, ob eine regenerative Erzeugungstechnologie genutzt wird, hängen von dem Verhältnis der Gestehungskosten des erzeugten Energieträgers zum Marktpreis des Energieträgers ab. Der Marktpreis des Energieträgers kann dabei von alternativen Erzeugungstechnologien aber auch durch Technologien und Technologien auf der Nachfrageseite des Energieträgers abhängen.

Kopplung durch umweltpolitische Instrumente

Die Nutzung erneuerbarer Energien kann durch umweltpolitische Instrumente beeinflusst werden. Dies kann durch Instrumente geschehen, die, motiviert aus Klimaschutzgesichtspunkten,

[23] Ein vollkommener und vollständiger Wettbewerbsmarkt weist folgende Eigenschaften auf: eine Anzahl von Anbietern, die so groß ist, dass der einzelne keinen Einfluss auf den Marktpreis ausüben kann, Homogenität des betrachteten Produktes, das Fehlen persönlicher Präferenzen zwischen Anbietern und Nachfragern, die Unerheblichkeit räumlicher Unterschiede zwischen Anbietern und Nachfragern sowie vollständige Marktübersicht der Teilnehmer /Schumann 1992/.

oder aus Gründen der Versorgungssicherheit, primär die Förderung erneuerbarer Energien im Blickpunkt haben. Verschiedene Fördermodelle wurden in Abschnitt 2.3 vorgestellt. Handelt es sich um preisbasierte Fördermodelle, wie beispielsweise eine Einspeisevergütung oder einen Investitionskostenzuschuss, sollte sich die Förderung an dem Betrag orientieren, um den die Gestehungskosten einer erneuerbaren Erzeugungstechnologie den Marktpreis des erzeugten Energieträgers übersteigen. Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, kann dieser Marktpreis von Faktoren auf der Angebots- oder Nachfrageseite beeinflusst werden. Dadurch werden indirekt auch die Wirtschaftlichkeit der zu fördernden regenerativen Technologie und der notwendige Förderbetrag beeinflusst. Bei mengenbasierten Fördermodellen sind auch Wechselwirkungen mit der übrigen Energiewirtschaft zu beachten. Betrachtet man z. B. eine Quote für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien, so wird zum einen kostengünstigere nicht-regenerative Stromerzeugung aus dem Markt gedrängt und durch den regenerativ erzeugten Strom ersetzt, zum anderen führt die Umlage des notwendigen Förderbetrages für die Erzeugung der regenerativen Quotenmenge an Strom zu einer Erhöhung des Strompreises. Diese Strompreiserhöhung kann nachfrageseitige Gegenreaktionen in Form von Substitution oder Einsparung von Strom zur Folge haben, was wiederum die nachgefragte gesamte Strommenge und damit auch die gemäß der Quote zu erzeugende regenerative Strommenge verändert.

Auch andere energie- und umweltpolitische Instrumente, die nicht direkt auf die Förderung erneuerbarer Energien abzielen, können die Nutzung erneuerbarer Energien beeinflussen. Beispiel hierfür ist die Begrenzung der energiebedingten Treibhausgasemissionen im Zuge des Klimaschutzes. Wird zur Umsetzung dieses Ziels ein System zum Handel mit Treibhausgaszertifikaten eingeführt, führt dies zu einer Verteuerung fossil befeuerter Erzeugungstechnologien, so dass sich die relative Vorteilhaftigkeit treibhausgasfreier Technologien (erneuerbare Energien, Kernenergie) verbessert. Ein weiteres Beispiel ist der Ausstieg aus der Kernenergie, der den Ersatz der außer Betrieb gehenden Kernkraftwerke durch Kraftwerksneubauten oder durch Stromimport erforderlich macht, so dass ein Anstieg des Strompreises zu erwarten ist, der wiederum die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Stromerzeugungsoptionen verbessert. An den beiden Beispielen wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit und die Nutzung erneuerbarer Energien auch durch energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen, die zu einer Veränderung der Energiepreise führen, indirekt beeinflusst werden kann, was bei der Ausgestaltung von Förderinstrumenten zu berücksichtigen ist.

2.4.2 Konkurrenz alternativer Nutzungsmöglichkeiten der Ressourcen

Bei der Betrachtung einer erneuerbaren Energiequelle kann es wie im Fall der Windenergie nur eine Nutzungsmöglichkeit in Form einer Windkraftanlage zur Stromerzeugung geben. Bei dem regenerativen Energieträger Biomasse sind jedoch, wie Abb. 2-11 zeigt, verschiedene Nutzungsformen in unterschiedlichen Sektoren denkbar. So kann feste Biomasse im Stromsektor direkt als Brennstoff in Kondensations- oder Heizkraftwerken zugefeuert werden. Durch eine Vergasung kann auch ein gasförmiger Brennstoff erzeugt werden, der entweder direkt durch Verbrennung genutzt werden kann oder zu Wasserstoff weiterverarbeitet werden kann, der schließlich in Brennstoffzellen im Verkehrssektor zum Einsatz kommen kann. Bei der Nutzung von Dachflächen existieren ebenfalls konkurrierende Nutzungsmöglichkeiten in Form der solarthermischen Niedertemperaturwärmeerzeugung oder der photovoltaischen Stromerzeugung. Betrachtet man nichtlandwirtschaftliche genutzte Freiflächen sind abhängig von der Boden-

und Standortqualität der Anbau von Energiepflanzen, die solarthermische oder die photovoltaische Nutzung denkbar.

In den hier aufgeführten Fällen sind also konkurrierende Nutzungsmöglichkeiten zu beachten. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass das für alternative Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung stehende Dach- oder Freiflächenpotenzial begrenzt ist, so dass bei einer Potenzialermittlung die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten nicht isoliert voneinander betrachtet werden können.

2.4.3 Regionale und zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit

Die Potenziale erneuerbarer Energien können aufgrund ihres natürlichen Ursprungs aber auch aufgrund der Besiedlung regional unterschiedlich verteilt sein. Bedingt durch jahres- und tageszeitlichen Veränderungen und witterungsbedingten Schwankungen kann es zu einer zeitlichen Variation der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen kommen.

Regionale Unterschiede

Regionale Unterschiede in den Potenzialen können natürlichen Ursprungs sein. So sind die Nutzungsmöglichkeiten der Windkraft an der Ost- und Nordseeküste deutlich besser als im Süden Deutschlands. Umgekehrt konzentriert sich das Wasserkraftpotenzial vor allem in den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern. Ebenso ist ein Großteil der hydrothermalen Vorkommen in diesen beiden Bundesländern anzutreffen. Unterschiede in der geographischen Verteilung der Potenziale können aber auch siedlungsbedingt sein. Dies trifft für die Nutzung der Sonnenenergie und der Biomasse zu. Bei der Nutzung der Sonnenenergie sind die Angebotspotenziale durch die geringere Bebauungsdichte in ländlichen Gebieten besser als in Großstädten, jedoch ist das Nachfragepotenzial z. B. für Niedertemperaturwärme in ländlichen Regionen begrenzt. Ebenso ist die Nutzung von Photovoltaik durch die Einspeisung in die Niederspannungsebene auf die lokale Umgebung beschränkt.

Die regionalen Unterschiede in den Potenzialen können besondere Anforderungen bei der Nutzung mit sich bringen. So kann bei einem weiterem Ausbau der Windenergie in den Küstenländern und mit dem Beginn der Nutzung von Offshore-Windkraftanlagen ein Ausbau der Netzinfrastruktur in diesen Regionen selbst, um thermische Überlastungen im Mittelspannungsnetz zu vermeiden, aber auch zum Weitertransport des Stroms in andere Regionen erforderlich sein.

Zeitliche Schwankungen

Jahreszeitliche Schwankungen, die beispielsweise bei der Wasserkraft und bei der Biomassenutzung auftreten, stellen aufgrund ihrer vergleichsweise guten Vorhersehbarkeit keine größeren Probleme für die Energieversorgung dar. Problematischer ist die Situation bei schwer prognostizierbaren Schwankungen innerhalb kurzer Zeiträume von Stunden oder Minuten, wie sie bei der Stromerzeugung mit Windkraft- oder Photovoltaikanlagen auftreten können. Gewisse Ausgleichseffekte können durch eine großflächige Nutzung insbesondere bei der Photovoltaik erreicht werden. Weiterhin kann die Speicherung in Form von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff eine Möglichkeit zur Dämpfung der Fluktuationen auf der Angebotsseite darstellen.

Will man größere Mengen an fluktuierender Stromerzeugung in das Stromnetz integrieren, wie dies bei der Windkraft zu erwarten oder z. B. in Niedersachen und Schleswig-Holstein bereits heute der Fall ist, sind jedoch Schritte zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit und der Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems notwendig. Dies betrifft die Erzeugungszuverlässigkeit, d. h., es muss bei stochastischem Wegfall einer Erzeugungseinheit eine ausreichende Reserve vorhanden sein. Die Reserven sind notwendig zur Aufrechterhaltung der Frequenz- und Spannungsstabilität. Mit zunehmender Einspeisung von WKA in das Netz, die gemäß der Vorrangregelung des EEG zu gewähren ist (vgl. "Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)" auf Seite 68), wird der Bedarf an bereitzustellender Regelleistung ansteigen /Luther, et al. 2003/. Durch die Reserveleistung ist sicherzustellen, dass Erzeugung und Verbrauch stets im Gleichgewicht sind. Treten Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch in der Leistungsbilanz auf, hat dies Abweichungen von der Sollfrequenz von 50 Hz zur Folge. Diese Frequenzschwankungen sind zu vermeiden, da bereits geringe Abweichungen von der Sollfrequenz zu Notabschaltungen und dem Zusammenbruch des Systems führen können.

Ein weiteres Qualitätsmerkmal des Stroms ist die Spannungsqualität, die sich in Einhaltung von gewissen Grenzen der Spannungsamplitude, der Begrenzung kurzfristiger Spannungseinbrüche (Flicker) und der möglichst konstanten Sinusform des Spannungsverlaufs ohne Oberschwingungen äußert. Die Spannungsqualität ist eng verbunden mit dem Blindleistungshaushalt der Netze. In den heutigen Kraftwerksgeneratoren kann neben der eigentlichen Erzeugung in Form der Wirkleistung auch die Blindleistung in weiten Bereichen variiert werden, um einen Blindleistungsmangel oder -überschuss zu kompensieren. Netzkuppeltransformatoren oder so genannte Blindleistungs-Kompensationsanlagen sind weitere technische Möglichkeiten zur Steuerung der Spannung. Treten Netzfehler auf, die zu einem Spannungseinbruch an den Generatorklemmen der WKA unter 80 % der Netzspannung führen, ist zu vermeiden, dass sich die Windparks innerhalb des Ausfallgebiets vom Netz trennen und so ein massiver Leistungsabfall eintritt. Im gewissen Umfang können WKA sich auch an die Spannungs- und Frequenzregelung beteiligen. Durch Änderung in der Regelung des Windgenerators kann bei einer Netzstörung ein Spannungseinbruch begrenzt und damit die Trennung der WKA vom Netz verhindert werden /Luther, et al. 2003/.

2.4.4 Vergleichssystem

Will man die Auswirkungen einer energiepolitischer Maßnahme, z. B. des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung, auf das Energiesystem untersuchen, stellt sich die Frage, mit welchem Vergleichsmaßstab man die sich einstellenden Änderungen, z. B. energie-, kosten- und emissionsseitige Veränderungen innerhalb des Energiesystems, ermittelt.

Ein einfacher Ansatz stellt die Verwendung einer Referenztechnik dar, die beschrieben durch einen durchschnittlichen Nutzungsgrad sowie durchschnittliche Gestehungskosten und Emissionsfaktoren beispielsweise den deutschen Kraftwerkspark repräsentiert. Bei diesem Ansatz wird unterstellt, dass beispielsweise eine Kilowattstunde an regenerativem Strom eine Kilowattstunde des durchschnittlichen Stromerzeugungsmixes ersetzt. Kritisch anzumerken ist bei dieser Vorgehensweise, dass durch eine verstärkte regenerative Stromerzeugung nicht alle Erzeugungsoptionen gemäß ihrer Anteile an der Stromerzeugung gleichmäßig substituiert werden, sondern die teuersten konventionellen Erzeugungsoptionen verdrängt werden. Des Weiteren bleibt unberücksichtigt, dass Wind- und Photovoltaikstrom aufgrund ihrer diskontinuierli-

chen Erzeugung nicht ohne Backup-Maßnahmen die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, die eine sehr viel höhere Verfügbarkeit besitzen, ersetzen können. Durch die Verwendung einer Referenztechnik als Vergleichsmaßstab werden also Unterschiede in den technischen und ökonomischen Eigenschaften der durch die Referenztechnik repräsentierten Einzeltechnologien nur ungenügend abgebildet. Weiterhin werden andere Bereiche des Energiesystems, die nicht durch die Referenztechnik abgedeckt werden, ausgeklammert. So können beispielsweise Nachfrageänderungen in den Endenergieverbrauchssektoren, die durch eine Verteuerung der Stromerzeugung aufgrund einer erhöhten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hervorgerufen wird, durch eine Referenztechnik für den Stromerzeugungssektor nicht abgebildet werden.

Wegen dieser Unzulänglichkeiten ist als Vergleichsmaßstab nicht eine einzelne Technologie, sondern ein System aus verschiedenen Technologien notwendig, so das zum einen die Charakteristika der einzelnen Technologien abgebildet werden können und zum anderen auch die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren des Energiesystems berücksichtigt werden können. Ausgehend von dem realen Energiesystem wird also ein Referenzsystem entwickelt, mit dem untersucht werden kann, welche Auswirkungen eine energiepolitische Maßnahme auf das heutige Energiesystem hat.

Noch nicht berücksichtigt bei diesem Referenzsystem sind jedoch dynamische Veränderungen über der Zeit, z. B. Entwicklung der Importpreise für Energieträger oder Ersatzmaßnahmen für außer Betrieb gehende Kraftwerke. Da viele Maßnahmen in der Energiewirtschaft, insbesondere im Bereich des Klimaschutzes, von langfristiger Natur sind, ist die Betrachtung des Referenzsystems über einen längeren Zeitraum notwendig. Berücksichtigt man die zeitliche Entwicklung des Referenzsystems, indem man Annahmen für die zukünftige Entwicklung trifft, ergibt sich ein Referenzszenario. Das Referenzszenario beschreibt also eine in sich konsistente Entwicklung des Energiesystems und kann als Vergleichsmaßstab zur Bewertung von energiepolitischen und -wirtschaftlichen Zielen oder Instrumenten dienen.

2.4.5 Fazit

Die in den Abschnitten 2.4.1 bis 2.4.4 vorgestellten Aspekte lassen erkennen, dass wegen der Vielzahl der technologischen Alternativen und der verschiedenartigen Wechselwirkungen innerhalb eines Energiesystems eine systemanalytische und modellgestützte Vorgehensweise bei der Untersuchung und Bewertung eines Energiesystems zu empfehlen ist. Dies gilt insbesondere für die Nutzung erneuerbarer Energien. Das Modell sollte dabei in der Lage sein, die technologischen und ökonomischen Aspekte des Energiesystems detailliert abzubilden. Da die zur Erreichung von energiepolitischen Zielen notwendigen Maßnahmen ermittelt werden sollen, ist aufgrund der kombinatorischen Vielfalt der möglichen Lösungen ein Optimierungskalkül in die Entscheidung einzubeziehen, so dass sich der Einsatz eines Optimierungsmodells anbietet. Im folgenden Kapitel wird daher zunächst die Definition des Begriffs Systemanalyse nachgeholt, bevor dann auf die Modellbildung in der Energiewirtschaft eingegangen wird. Im weiteren Verlauf wird dann das im Rahmen dieser Arbeit verwendete und erweiterte Energiesystemmodell TIMES vorgestellt.

3 Das Energiesystemmodell TIMES - Ein Instrument zur langfristigen Planung in der Energiewirtschaft

Um eine Einordnung des in dieser Arbeit verwendeten Energiesystemmodells TIMES in die zahlreichen existierenden Modellansätze in der Energiewirtschaft zu erleichtern, wird zunächst, nachdem bereits in Abschnitt 2.4 die Notwendigkeit einer modellgestützten Analyse zur Bewertung der Rolle erneuerbarer Energien im Energiesystem betont wurde, der Begriff der Systemanalyse im Kontext der Energiewirtschaft definiert. Nachfolgend wird der Versuch unternommen, die verschiedenen Modellansätze und ihre Anwendungsgebiete zu klassifizieren. Im weiteren Verlauf wird dann der Modellgenerator TIMES im Detail vorgestellt sowie die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Erweiterungen des Modellgenerators zur verbesserten Ergebnisanalyse diskutiert.

3.1 Energiesystemanalyse

Die Systemanalyse bedeutet nach /Voß 1997/ die Untersuchung der „Strukturmerkmale eines Systems, d. h., die deskriptive Darstellung der Funktionsweise des Systems“. Das System lässt sich dabei als eine abgegrenzte Menge von Elementen definieren, die miteinander und mit der Umwelt des Systems in Wechselwirkungen stehen. Das System kann wiederum in Subsysteme gegliedert werden. Die Wahl und Detaillierung der Systemelemente sowie die Abgrenzung des Systems zur Umwelt hängt vom Zweck der Systemanalyse ab. Eng verbunden mit dem Begriff System ist der Modellbegriff. Während es sich bei dem System um einen Bestandteil der realen Welt handelt, versteht man unter einem Modell eine abstrahierte Darstellung des realen Systems, in dem versucht wird, das Verhalten und die Wechselwirkungen der Systemelemente qualitativ oder quantitativ zu beschreiben.

Die modellgestützte Systemanalyse dient häufig als Werkzeug der Entscheidungsfindung oder als Planungshilfe, d. h., es wird in der zielgerichteten Planung und Entscheidung ein Entscheidungskalkül berücksichtigt, das aus der Vielzahl von Entscheidungsalternativen Hinweise auf Entscheidungen liefert, die das Planungskriterium am besten erfüllen. Es ist anzumerken, dass eine modellgestützte Analyse häufig die einzige Planungsmöglichkeit darstellt, da Experimente am realen System nicht durchführbar sind (z. B. Klimamodelle). Wird das System durch mathematische Gleichungen beschrieben, ergibt sich ein mathematisches Modell, das die Systemzusammenhänge quantitativ beschreibt und auch quantitative Ergebnisse liefert. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bereits der Prozess der Modellbildung zu einem verbesserten qualitativen Verständnis des realen Systems führt, so dass dieser Lernprozess mindestens als genauso wertvoll wie die eigentliche Problemlösung oder Entscheidungsfindung angesehen werden kann. Bei dem in dieser Arbeit untersuchten Planungshorizont von mehreren Jahrzehnten ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass die Modellergebnisse aufgrund der komplexen Systemzusammenhänge als auch aufgrund der Unsicherheit bezüglich vieler zu treffender Rahmenannahmen nicht eine Prognose der zukünftigen Entwicklung liefern können, sondern das Modell vielmehr als ein in sich konsistentes Werkzeug dient, um zu untersuchen, wie sich das System unter bestimmten Bedingungen entwickeln würde /Voß 1982/. Insbesondere in der langfristigen Planung, die einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten umfassen kann, sind die Rahmenannahmen, z. B. die Wirtschafts- oder Energiepreisentwicklung, singuläre Ereignisse, für deren Ermittlung im Gegensatz zur kurzfristigen Planung nicht auf histori-

sche Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Daher wird anstelle von Prognose der Begriff Szenario verwendet, um deutlich zu machen, dass die in dem Szenario abgeleiteten Modellergebnisse nur eine mögliche zukünftige Entwicklung unter einer Vielzahl anderer möglicher Entwicklungen widerspiegelt. Erweisen sich dieselben Maßnahmen in verschiedenen Szenarien als sinnvolle Entscheidungen, können diese Entscheidungen als robust bezüglich der unterschiedlichen Zukunftsentwicklungen angesehen werden.

3.2 Energiemodelle

In der energiewirtschaftlichen Systemanalyse werden Modelle zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen verwendet, was zur Entwicklung einer Vielzahl unterschiedlicher Energiemodelle geführt hat. Abhängig vom betrachteten Planungszeitraum lassen sich die Energiemodelle in Modelle der kurzfristigen und der mittel- bis langfristigen Planung einteilen. Während kurzfristige Energiemodelle häufig der Kraftwerkseinsatzplanung oder dem Portfolio- und Risikomanagement eines Unternehmens dienen und hierfür einen Zeitraum von mehreren Stunden bis zu einem Jahr bei einem exogen vorgegebenen Kraftwerksbestand betrachten, werden in mittel- und langfristigen Energiemodellen Investitionsentscheidungen in das Planungskalkül miteinbezogen. Neben der Investitionsplanung innerhalb eines Energieversorgungsunternehmens /Göbelt 2001/ werden mit der letztgenannten Gruppe von Energiemodellen auch Fragestellungen im Bereich der Energie- und Umweltpolitik untersucht (/Forum 1999/, /Forum 2002a/). Da in dieser Arbeit die längerfristigen Entwicklungsperspektiven des deutschen Energiesektors im Allgemeinen und der erneuerbaren Energien im Besonderen untersucht werden sollen, beschränkt sich die hier gemachte Klassifizierung auf Modelle der langfristigen Energie- und Umweltplanung. Der Begriff Energiemodell bezieht sich daher im Folgenden, falls nicht explizit darauf hingewiesen wird, stets auf Modelle im Bereich der mittelbis langfristigen Planung. Anzumerken ist, dass die eingesetzten mathematischen Methoden und Verfahren im Bereich der operativen und strategischen Planung jedoch vielfach dieselben sind. Für eine Übersicht von Modellen der operativen Planung sei auf /Bagemihl 2003/ oder /Smeers 1997/ verwiesen.

Aufgrund der vielfältigen Mischformen bestehender methodischer Ansätze kann eine Charakterisierung der Modellschemata in der Energiewirtschaft nur eine verallgemeinerte Kategorisierung und keine exakte Klassifizierung darstellen. Eine Unterscheidung der Energiemodelle kann in die Kategorien Bottom-up und Top-down Ansätze getroffen werden.

Bottom-up Ansätze beschreiben das Wirtschaftssystem „von unten“ aus der technologischen Perspektive anhand seiner prozesstechnischen Strukturen. Eine geläufige Definition des Bottom-up Ansatzes lautet „a modeling approach which arrives at economic conclusions from an analysis of the effect of changes in specific parameters on narrow parts of the total system “ /WEC 1986/. Die Möglichkeit der Substitution von Prozessen oder Energieträgern erfolgt detailliert über explizite Modelltechnologien. Die Abbildung des Energiesystems wird über eine prozessanalytische Parametrisierung erzielt. Typische Vertreter der Bottom-up Ansätze in der Energiewirtschaft sind die Energiesystem- und Energieversorgungsmodelle.

Top-down Ansätze dagegen betrachten die Energiewirtschaft auf einem aggregierten Niveau. Sie beschreiben die Energiewirtschaft aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive („von oben“). Sie werden als „a modeling approach that proceeds from broad, highly aggregated generalizations to regionally and/or functionally disaggregated details“ /WEC 1986/ cha-

rakterisiert. Die technischen Produktionsbedingungen im Energiesektor werden auf einer aggregierten Ebene in Form von Produktionsfunktionen beschrieben, wobei die Möglichkeiten der Prozess- oder Energieträgersubstitution meist über Substitutionselastizitäten und Faktorwertanteile bestimmt werden. Eine Beschreibung diskreter Einzeltechnologien erfolgt in der Regel nicht. Die Elastizitäten beruhen auf empirischen Schätzungen aus Vergangenheitswerten, die für die Zukunft fortgeschrieben werden. Allgemeine Gleichgewichtsmodelle ohne technologische Fundierung des Energiesektors sind typische Vertreter für Top-down Ansätze.

3.2.1 Klassifizierung von Energiesystemmodellen

Energiesystemmodelle (oder auch Bottom-up Ansätze) sind prozessanalytische Modelle des Energiesektors. Als Partielle Gleichgewichtsmodelle beschränken sich die Energiesystemmodelle auf die Betrachtung eines Gleichgewichtszustands in einem Teilmarkt der Volkswirtschaft. Der Schwerpunkt der Modellbildung liegt dabei in der technologischen Abbildung des Energiesektors von der Primärenergie bis zur Ebene der Nutzenergie oder Energiedienstleistung (Gewinnung, Import, Umwandlung, Transport und Verteilung von Endenergie sowie die Umwandlung in Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsformen). Die Darstellung der Aktivitäten des Realsystems erfolgt im Modell anhand von Energiemengenflüssen oder Güterflüssen. Die Verbindung der Aktivitäten wird über die Abbildung von technischen Anlagen hergestellt, die in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften funktional beschrieben und im Modell parametrisiert werden. Die Verknüpfung spiegelt sich in Form eines Netzwerkdiagramms von Prozessen und Gütern, dem sog. Referenzenergiesystem (RES), wider /Beller 1975/.

In der technologischen Beschreibung des Energiesystems werden die bestehenden Anlagen des Realsystems (in der Regel, aber nicht notwendigerweise) zu diskreten Modelltechnologien aggregiert. Der Aggregationsgrad ist eng verknüpft mit der sektoralen und geographischen Auflösung des Modells. Die Energiesystemmodelle beschreiben damit den Wettbewerb unterschiedlicher Energieträger und Energietechnologien auf dem Energiemarkt in der abgebildeten Region.

Die Energiesystemmodelle geben die letztendliche Nachfrage der Konsumenten nach Nutzenergie oder Energiedienstleistungen exogen vor. Sie repräsentieren somit einen Spezialfall der Partiellen Gleichgewichtsmodelle, da zwar ein Marktgleichgewicht auf einem Teilmarkt abgebildet wird, die schließlich nachgefragten Mengen jedoch in der Regel preisunelastisch bleiben. Eine Veränderung der Nutzenergienachfrage der Verbraucher kann ausschließlich durch technologische Optionen inklusive Energiesparen hervorgerufen werden. Typischerweise werden das Wirtschaftswachstum und andere makroökonomischen Indikatoren als fixe Einflussgrößen angenommen und eine Quantifizierung der wechselseitigen Effekte von Energiewirtschaft und dem wirtschaftlichen Gesamtsystem bleibt aus. Prinzipiell sind die Energiesystemmodelle auch um die Abbildung von Produktionsketten und Nachfragestrukturen von Gütern oder Stoffen aus anderen Sektoren (z. B. Eisen- und Stahlerzeugung) erweiterbar.

Aus der Fragestellung und der Zielsetzung des jeweiligen Entscheidungsproblems resultiert das mathematische Format der Modellformulierung. Es kann eine Unterscheidung in die Formate Optimierung und Simulation erfolgen. Die Methode der Optimierung ist dabei besonders für Systemanalysen geeignet, die kosteneffiziente Handlungsoptionen bei vorgegebenen Randbedingungen (z. B. Vorgabe von Treibhausgasminderungszielen) ermitteln sollen. Das

System besitzt im Optimierungsfall Freiheitsgrade, so dass es eine Vielzahl von erlaubten Lösungen gibt, aus denen diejenige gesucht wird, die das Optimalitätskriterium am besten erfüllt. Die Methode der Simulation ist dagegen für Untersuchungen geeignet, in denen die Handlungsoptionen (z. B. Umsetzung einer Energieeinsparverordnung) vorgegeben sind und vornehmlich deren Auswirkungen analysiert werden sollen. Im Fall der Simulation besitzt das System keine Freiheitsgrade, was mathematisch bedeutet, dass die Anzahl der Variablen gleich der Anzahl der Gleichungen ist.

Die Energiesystemmodelle können weiterhin nach dem sektoralen Betrachtungsbereich unterschieden werden. Neben Modellen, die alle Sektoren der Energiewirtschaft abbilden, kommen für detaillierte Untersuchungen innerhalb eines Energiesektors sektorale Modelle zum Einsatz. Als Beispiele lassen sich Strommodelle /Forum 2002a/, Verkehrsmodelle /Krüger 2002/ oder Haushalts-/Raumwärmemodelle /Schuler 2000/ nennen.

Neben der sektoralen Betrachtungsebene lassen sich die Energiesystemmodelle nach ihrer geographischen Auflösung unterscheiden. Die Modelle können die Energieversorgung einer einzelnen Kommune oder Region detailliert abbilden (siehe /Jank 2000/ für Beispiele). In aggregierter Form lassen sich auch die Energiesysteme eines Bundeslandes (z. B. für Baden-Württemberg in /Rüffler 2001/) oder eines gesamten Landes mittels eines Modells abbilden (verschiedene nationale Anwendungsfälle sind in /ETSAP 1999/, /ETSAP 2002/ aufgeführt). Nationale oder regionale Modelle lassen sich auch miteinander koppeln, so dass sich sog. multi-regionale Modelle ergeben, um beispielsweise Aspekte des Stromaustausches /Hoster 1996/, des Emissionszertifikatehandels im Rahmen des Kyotoprotokolls /Bahn, et al. 1998/, /Bahn, et al. 2001/ oder auch die Entwicklungsperspektiven neuer Energietechnologien auf globaler Ebene zu untersuchen (/Barreto 2001/, /Nakicenovic und Riahi 2002/).

Der Modellzeitraum in Energiesystemmodellen kann mehrere Jahre bis Jahrzehnte umfassen. Um die Modellgröße zu reduzieren, wird üblicherweise nicht jedes Jahr innerhalb des Modellzeitraums als einzelner Zeitschritt betrachtet, sondern mehrere Jahre zu einer Periode zusammengefasst, die durch ein repräsentatives Jahr der Periode dargestellt wird. Nach der Behandlung der Zeit lassen sich die Energiesystemmodelle in statische, dynamisch-rekursive und dynamische Modelle einteilen. Statische Modelle betrachten das System nur für einen einzigen Zeitpunkt bzw. der Modellzeitraum besteht nur aus einer einzelnen Periode. In dynamisch-rekursiven Modellen wird der Modellzeitraum in mehrere Perioden unterteilt und das Energiesystem für jede Periode einzeln optimiert, wobei die Entscheidungen aus der Vorperiode als exogene Vorgaben in die Optimierung der aktuellen Periode einfließen, während die Entwicklungen in der Zukunft vollständig ausgeklammert werden. In dynamischen Modellen wird vollständige Voraussicht für den gesamten Modellzeitraum unterstellt, so dass das Energiesystem über alle Modellperioden innerhalb eines Modelllaufs optimiert wird.

Zur Abbildung von Schwankungen der Nachfrage innerhalb eines Jahres (z. B. Strom und Fernwärmenachfrage) sowie der dadurch induzierten unterschiedlichen Aktivitätsniveaus der zur Nachfragedeckung verwendeten Technologien werden in der Regel in Energiesystemmodellen typische Zeitsegmente eingeführt, beispielsweise Differenzierungen zwischen Jahreszeiten und zwischen Tag und Nacht. Die Energiesystemmodelle lassen sich nach ihrer Flexibilität hinsichtlich der unterjährigen Auflösung differenzieren. Einige Modelle verwenden Lastganglinien, während in anderen Lastdauerlinien zum Einsatz kommen. Weiterhin gibt es bei einigen Modellen Beschränkungen hinsichtlich der Zahl der unterjährigen Zeitsegmente so-

wie hinsichtlich der Art der Energieträger und Technologien, die eine unterjährige Auflösung besitzen können.

Die Energiesystemmodelle lassen sich auch nach den in ihnen verwendeten mathematischen Methoden unterscheiden. Viele diese Verfahren zielen darauf ab, Annahmen, die exogen vom Modellierer getroffen werden, durch eine mathematische Beschreibung im Modell zu ersetzen, so dass die bisher exogenen Annahmen Teil des Modells und somit endogenisiert werden. Beispiele für solche methodische Erweiterungen sind die Verwendung preiselastischer Nachfragekurven /Läge 2001/, die Verwendung von Lernkurven, um die Investitionskosten einer Technologie als Funktion der kumulierten installierten Kapazität zu beschreiben (/Barreto 2001/, /Wene, et al. 1999/), oder Verfahren der stochastischen Programmierung (/Kanudia und Loulou 1998/, /Fragnière und Haurie 1996/), um z. B. Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Energieträgerpreisentwicklung im Modell zu endogenisieren.

Andere methodische Erweiterungen ergeben sich aus der untersuchten Fragestellung und dem Detaillierungsgrad des Modells. Vereinfachungen, die bei einer aggregierteren Betrachtung als noch zulässig erachtet werden, können bei detaillierterer Analyse als zu ungenau oder nicht problemgerecht erscheinen. Beispiele hierfür sind die Modellierung des blockweisen Zubaus von Kraftwerken (/Schulz 2003/) oder die Abbildung der Fixkostenproblematik bei Investitionsentscheidungen (/Blesl 2002/, /Williams 1990/).

Viele der genannten Erweiterungen in den Optimierungsmodellen führen von einem vielfach verwendeten linearen Optimierungsansatz (Linear Programming (LP) Problem) zu nichtlinearen (NLP Nonlinear Programming) oder gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen (MIP Mixed Integer Programming). Diese unterschiedlichen Optimierungsprobleme erfordern jeweils eigene mathematische Lösungsverfahren. Charakteristikum der LP- und MIP- Probleme ist, dass in diesen Fällen garantiert werden kann, dass die gefundene optimale Lösung ein globales Optimum darstellt, d h., es gibt keine Lösung, deren Zielfunktionswert im Falle der Minimierung niedriger bzw. im Falle der Maximierung größer ist. Es kann jedoch bei diesen Optimierungsproblemen die Situation auftreten, dass mehrere optimale Lösungen mit demselbem Zielfunktionswert existieren, bei LP-Problemen gibt es in dieser Situation sogar stets unendlich viele Lösungen. Bei nichtlinearen Optimierungsproblemen stellt die gefundene Lösung ein lokales Optimum dar, kann also nur in der näheren Umgebung als optimal betrachtet werden. Es können weitere lokale Optima existieren, die die Zielfunktion besser erfüllen. Nur im Fall von konvexen Modellgleichungen und konvexer Zielfunktion kann bei NLP-Problemen garantiert werden, dass auch ein globales Optimum vorliegt.

3.2.2 Vertreter von Energiesystemmodellen

Zu vielfach verwendeten Energiesystemmodellen zählen die Modelle MARKAL, EFOM, MESSAGE und PRIMES. In einer kurzen Übersicht, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt, werden die verschiedenen Modellansätze vorgestellt.

MARKAL

Das Energiesystemmodell MARKAL (**MARK**et **AL**location model) wurde Anfang der 80er Jahre innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelt /Fishbone, et al. 1983/, /EIA 2003/. Ursprünglich für

Mainframe-Systeme entwickelt, wurde eine PC-Version in der Modellierungssprache GAMS (**G**eneral **A**lgebraic **M**odeling **S**ystem) entwickelt /Brooke, et al. 1996/. Eine Windows-basierte grafische Benutzeroberfläche zum Aufbau des Modells, zur Dateneingabe und -pflege, zur Szenariodefinition sowie Ergebnisauswertung ist verfügbar /Noble 1999/. Zur detaillierteren Ergebnisauswertung und Tabellengenerierung steht das Programm VEDA zur Verfügung /Kanudia 2003/.

MARKAL kann zur Ermittlung kosten-, versorgungs- und umweltoptimaler Energiesysteme eingesetzt werden. Das Modell erlaubt die quantitative Analyse des möglichen Beitrags neuer Energietechnologien sowie die Darstellung von Substitutions- und Einspareffekten. MARKAL ist ein dynamisches Modell, wobei der Modellzeitraum in gleichlange Perioden unterteilt wird. Die Unterteilung innerhalb eines Jahres ist auf sechs Zeitsegmente beschränkt. Durch konsequente Verfolgung des Modellgeneratorkonzepts, das die Anwendung eines allgemeinen Modellschemata für unterschiedliche Energiesysteme ermöglicht, hat MARKAL eine vergleichsweise große Verbreitung im Bereich der Energiesystemanalyse gefunden. Anwendungen von MARKAL reichen von Fallstudien für lokale Energiesysteme über nationale Analysen bis hin zu multi-regionalen Untersuchungen (siehe z. B. /ETSAP 2002/). Unterschiedliche MARKAL-Varianten wurden im Laufe der Zeit entwickelt. Hierzu zählen z. B. die Kopplung mit einem einsektoralen neoklassischen Gleichgewichtsmodell (MARKAL-MACRO /Manne und Wene 1992/), die Behandlung von Unsicherheiten durch die stochastische Programmierung (/Kanudia und Loulou 1998/), die Integration von Verfahren der multikriteriellen Optimierung (/Goldstein und Greening 2001/) oder die Verwendung von Lernkurven zur Endogenisierung technologischen Fortschritts. Eine Übersicht über die unterschiedlichen Anwendungen und Varianten gibt /Goldstein, et al. 1999/.

EFOM

Das EFOM-Modell (**E**nergy **F**low **O**ptimization **M**odel) ist ein in FORTRAN programmiertes Analyseinstrument, das im Rahmen der Forschungsprogramme der Kommission der Europäischen Gemeinschaft entwickelt wurde, um die Energiesysteme der Mitgliedsländer abzubilden. Das EFOM-Modell ist ein technisch-ökonomisches Energiesystemmodell, das den Primärenergiebedarf und die damit verbundenen Investitionen im Energiesystem zur Befriedigung eines exogen vorgegebenen Nutz- oder Energiebedarfs optimiert /van der Voort, et al. 1984/. Das Energiesystem wird in EFOM im Gegensatz zu prozessorientierten Modellen wie MARKAL als ein gerichteter Graph bestehend aus Knoten und Zweigen dargestellt. Durch Kombination mehrerer Knoten und Zweige lassen sich Technologien in EFOM darstellen. Das Modell ist dynamisch. Der Modellzeitraum kann hierzu in Perioden beliebiger und auch unterschiedlicher Länge eingeteilt werden. Das repräsentative Stützjahr wird in EFOM in vier unterjährige Zeitabschnitte eingeteilt.

Basierend auf der EFOM-Philosophie sind in der Vergangenheit verschiedene Modellgeneratoren entwickelt worden, um methodische Erweiterungen einzuführen bzw. Unzulänglichkeiten im EFOM-Ansatz (beispielsweise Einführung einer dynamischen Zeitbetrachtung) zu korrigieren. Zu diesen Weiterentwicklungen zählen die in GAMS realisierten Modelle E^3Net /Rüffler 1998/ oder PERSEUS /Fichtner, et al. 1999/, in denen beispielsweise Unsicherheiten durch Verfahren der stochastischen Programmierung endogenisiert wurden /Göbelt 2001/ oder Kopplungen mit einem einsektoralen, neoklassischen Gleichgewichtsmodell hergestellt wur-

den (E^3Net-MACRO /Läge 2001/). Des Weiteren wurde eine prozessorientierte EFOM Version in GAMS entwickelt /Van Oostvoorn, et al. 1991/. Als Anwendungsbeispiele der EFOM Familie von Modellen können nationale Studien zur Untersuchung von Treibhausgasminderungsstrategien für verschiedene europäische Länder (z. B. für Finnland /Lehtilä und Sami 1999/ oder für Deutschland /Schaumann, et al. 1994/) sowie die Ausbauplanung für Energieversorgungsunternehmen /Göbelt 2001/ genannt werden.

MEASSAGE

Das Energiesystemmodell MESSAGE (**M**odel for **E**nergy **S**upply **S**trategy **A**lternatives and their **G**eneral **E**nvironmental impact) wurde basierend auf einem gleichnamigen Energieumwandlungsmodell im Rahmen der Entwicklung des IIASA Global Energy Model konzipiert /Schrattenholzer 1981/. Bei dem Programm handelt es sich um einen dynamischen LP-Modellgenerator, dessen Zielfunktion üblicherweise die Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten zur Befriedigung einer vorgegebenen Energienachfrage über einen definierten Zeitraum ist. Charakteristische Eigenschaften des Modellgenerators sind die Einteilung der elektrischen Last in Lastbereiche, die Disaggregation der Ressourcen in Kostenkategorien und die Berücksichtigung von Umwelteinflüssen durch die Deckung der Nachfrage. Die aktuelle Modellversion MESSAGE III /Messner und Strubegger 1995/ bietet darüber hinaus die Möglichkeit der Aufspaltung in infrastrukturelle, geographische, administrative oder ökonomische Regionen. Zusätzlich wurde die Modellierung von Ganzjahresspeichern und Speicherverlusten, die Modellierung von Nachfrageelastizitäten in Form von Stufenfunktionen und die nichtenergetische Verwendung von Energieträgern ergänzt. Die zeitliche Disaggregation innerhalb eines Jahres wurde auf maximal 10 Zeitsegmente erweitert. Als weitere methodische Erweiterungen sind die Möglichkeiten zur Formulierung mehrstufiger stochastischer Optimierungsprobleme für Investitionskosten /Messner, et al. 1996/, zur Formulierung multikriterieller Optimierungsproblem, zur Verwendung ganzzahliger Variablen sowie die Kopplung mit einem einsektoralen neoklassischen Gleichgewichtsmodell /Messner und Schrattenholzer 2000/ zu nennen. Mit MESSAGE wurden Modelle unterschiedlicher Energiesysteme realisiert, Beispiele sind ein Weltmodell unterteilt in 11 Regionen /Nakicenovic und Riahi 2002/, ein Modell des deutschen Energiesektors /Gerking 1989/ oder die Modellierung der Energieversorgung von Kommunen /Messner und Strubegger 1996/.

PRIMES

PRIMES ist ein mehrregionales Energiesystemmodell, das die Energieversorgung und -nachfrage der Mitgliedstaaten der Europäischen Union abbildet. Es wurde im Rahmen des JOULE II Programms der Europäischen Kommission entwickelt /EC 1995/. Die aktuelle Modellversion PRIMES V.2 ist in /Capros, et al. 1998/ beschrieben. Das Modell ist modular aufgebaut, bestehend aus einzelnen Modulen, die Sektoren im Versorgungs- und Nachfragebereich beschreiben. Die Versorgungssektoren versuchen die Kosten zur Bereitstellung der nachgefragten Energie zu minimieren, während der Energieverbrauch der Nachfragesektoren als Funktion der Preise der von den Versorgungssektoren bereitgestellten Energie beschrieben wird. Nachfrage- und Umwandlungssektoren sind durch Preise und Nachfrage miteinander gekoppelt. Der Gleichgewichtszustand wird durch ein nichtlineares MCP (Mixed Complementarity Problem)

Problem beschrieben und durch ein entsprechendes Lösungsverfahren ermittelt. Im Hinblick auf die Zeitbehandlung ist das Modell dynamisch-rekursiv. PRIMES wurde in verschiedenen Studien auf europäischer Ebene eingesetzt (z. B. im Rahmen des europäischen Shared Analysis Projektes /EC 1999/ oder des Ausblicks „European Energy and Transport Trends to 2030“ der Europäischen Kommission /EC 2003/).

3.3 Beschreibung des Energiesystemmodells TIMES

Wie in Abschnitt 2.4 erläutert wurde, ist zur Bewertung der Entwicklung erneuerbarer Energien im deutschen Energiesystem eine systemanalytische modellgestützte Betrachtung mit einem optimierenden Energiesystemmodell notwendig.

Die im vorherigen Abschnitt vorgestellten existierenden Modellansätze weisen jedoch zum Teil Schwächen auf. So zählen zu den Unzulänglichkeiten in MARKAL:

- begrenzte unterjährige Auflösung innerhalb eines Jahres (maximal sechs Zeitsegmente auf der untersten Ebene (Tag-/Nachtebene)),
- Modellierung flexibler, d. h., nicht a priori festzulegender, sondern durch die Optimierung zu ermittelnder Verhältnisse von Inputflüssen der Prozesse (z. B. Brennstoffmix eines Kraftwerkes) erfordert die Verwendung zusätzlicher Hilfsprozesse und -commodities,
- keine bauzeitabhängige Beschreibung der Technologiedaten möglich,
- keine Berücksichtigung der Bauzeiten von Technologien möglich,
- keine Differenzierung zwischen technischer und ökonomischer Lebensdauer möglich,
- Eigenschaften der Prozesse und Energieträger abhängig von Einordnung in Klassen, was die Modellierungsmöglichkeiten z. T. deutlich einschränkt, so können beispielsweise nur Strom und Fernwärme mit einer unterjährigen Auflösung abgebildet werden.

Der EFOM Ansatz weist die folgenden Schwächen auf:

- begrenzte unterjährige Auflösung innerhalb eines Jahres (maximal vier Zeitsegmente auf der untersten Ebene (Tag-/Nachtebene)),
- unübersichtliche Darstellung des Energiesystems als ein Netzwerk von Knoten und Zweigen,
- keine bauzeitabhängige Beschreibung der Technologiedaten möglich,
- keine Berücksichtigung der Bauzeiten von Technologien möglich.

Zwar wurde in der Vergangenheit ein Teil der beobachteten Mängel behoben und bedingt durch die sich ändernden Fragestellungen die methodischen Grundlagen der beiden Modellansätze erheblich erweitert (z. B. multi-regionale Modelle, preiselastische Nachfragekurven oder Verwendung von Lernkurven). Diese Erweiterungen ließen sich in die bestehenden Ansätze integrieren, führten jedoch über der Zeit zu einer schwer überschaubaren und wartungsunfreundlichen Struktur des Modellcodes.

Aufgrund dieser Unzulänglichkeiten wird in dieser Arbeit daher das Energiesystemmodell TIMES (**T**he **I**ntegrated **M**ARKAL **E**FOM **S**ystem) verwendet. TIMES ist ein prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell und wurde innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme der IEA entwickelt (/ETSAP 1999/, /ETSAP 2002/, /Remme, et al. 2001/). Ziel bei der Entwicklung war es, die Stärken bestehender Energiesystemmodelle,

wie MARKAL bzw. EFOM und E^3Net, in einem Ansatz zu vereinen und gleichzeitig die genannten Schwächen in diesen Modellansätzen zu beseitigen. Daneben bietet TIMES aufgrund seiner flexiblen Modellstruktur die Möglichkeit, zukünftige Erweiterungen leicht in das Modell zu integrieren.

TIMES verfolgt ebenso wie MARKAL und EFOM das Prinzip des Modellgenerators, d. h., es erfolgt eine Trennung zwischen der Modellstruktur (Referenzenergiesystem und zeitliche Struktur), den quantitativen Modelleingabedaten (technisch ökonomische Daten der Technologien, Energienachfrage, Importpreise etc.), den mathematischen Modellgleichungen und dem mathematischen Lösungsverfahren. Die Trennung zwischen den Modellgleichungen und dem Lösungsverfahren ist bereits durch Verwendung der auf diesem Prinzip beruhenden Modellierungssprache GAMS sichergestellt, so dass unterschiedliche Lösungsalgorithmen für dasselbe Problem getestet werden können. Die Trennung von anwendungsspezifischen Informationen (Struktur des Energiesystems und quantitativen Informationen) und den Modellgleichungen ermöglicht es, durch Spezifizierung fallstudienspezifischer Informationen Modelle unterschiedlicher Energiesysteme mit TIMES zu erzeugen. Der Anwender muss nicht die einzelnen Modellgleichungen selbst erzeugen, sondern es werden abhängig von der Spezifikation der Prozesse und Commodities, die benötigten Gleichungen aus einem Pool von generischen Gleichungen ermittelt, auf den spezifischen Fall angepasst und in das Gleichungssystem eingefügt. Aufgrund dieser Flexibilität werden Energiesystemmodelle wie TIMES als Modellgeneratoren bezeichnet.

Der Modellgenerator TIMES wurde für Untersuchungen auf regionaler und nationaler Ebene eingesetzt. Hierzu zählen Energiemodelle für ländliche Gebiete (/Howells, et al./), für Regionen (Baden-Württemberg /Fahl, et al. 1999/, Bayern /Fahl, et al. 2000/, /IER und ATFA 2001/), für Energiesektoren (Stromsektor in Südafrika /Schulz 2003/ und in den nordischen Ländern /Mäkelä 2000/) und nationale Energiesysteme (Deutschland /Fahl, et al. 2002/).

In den folgenden Abschnitten werden die Modellstruktur, die mathematische Beschreibung und die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Erweiterungen vorgestellt.

3.3.1 Modellstruktur

Die Modellstruktur umfasst die Topologie des Energiesystems (beschrieben durch das sog. Referenzenergiesystem (RES) und die regionale Auflösung des Modells) sowie die zeitliche Strukturierung des Modells bezüglich der zeitlichen Auflösung des Betrachtungszeitraums in Modellperioden und der zeitlichen Dissaggregation innerhalb einer Modellperiode.

Referenzenergiesystem

Das Energiesystem wird in TIMES als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen) und Gütern (Energieträger, -formen, Material) abgebildet (Abb. 3-1). Die Prozesse und Güter sind durch Flüsse (z. B. Brennstoffverbrauch oder Stromerzeugung eines Kraftwerks) miteinander verbunden, so dass sich graphentheoretisch ein bipartiter, d. h., zweigeteilter Graph ergibt, der als Referenzenergiesystem bezeichnet wird. Die Prozesse im RES können bei einer detaillierten Betrachtung einzelne Kraftwerke oder Kraftwerksblöcke darstellen, in der Regel stellen die Prozesse jedoch einen Technologietyp dar.

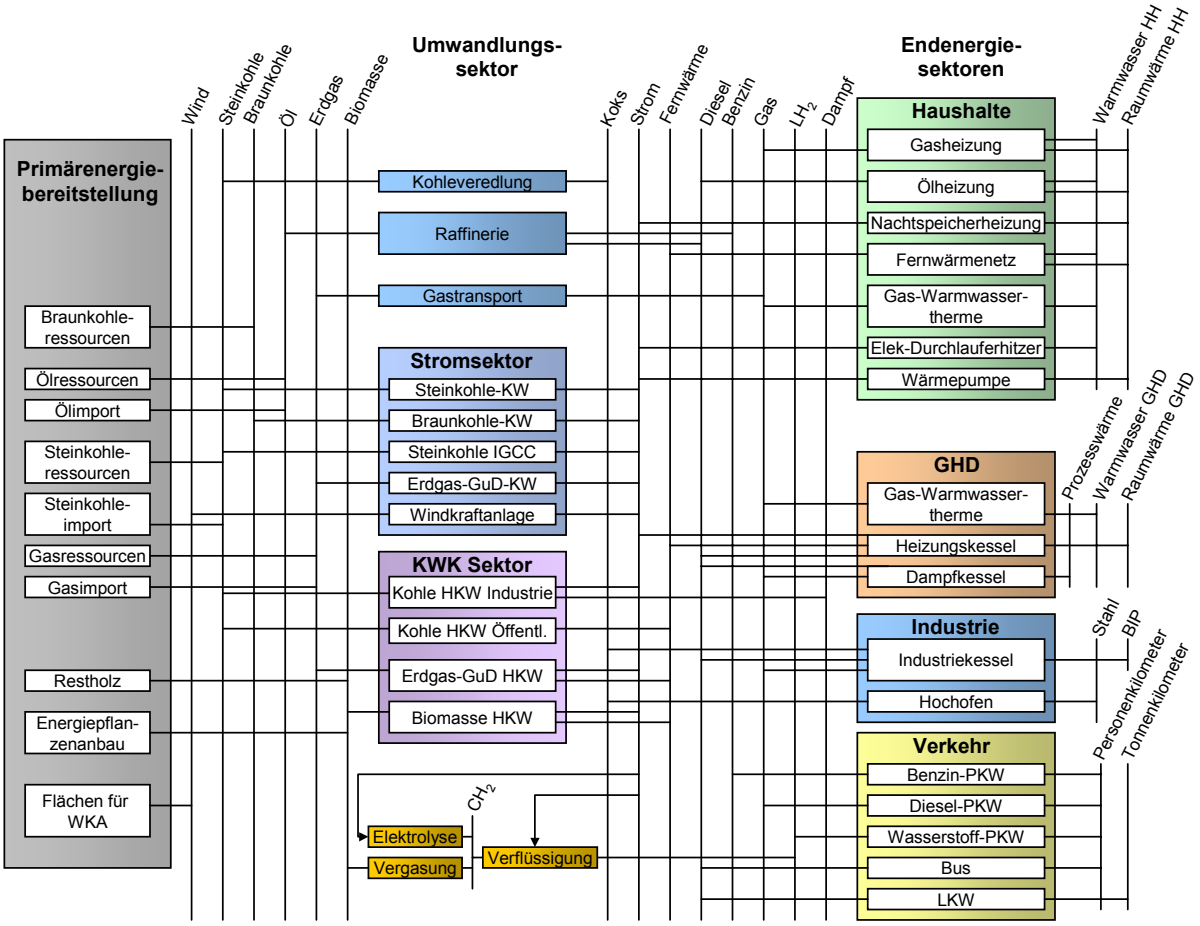


Abb. 3-1: Referenzenergiesystem (RES) eines TIMES Modells

Ein weiteres Merkmal des RES ist, dass es nicht nur bereits im Realsystem vorhandene Technologien, sondern auch weitere Technologien enthalten kann, deren Chancen für eine Aufnahme in das Energiesystem zu bewerten sind.

Regionale Auflösung

Ein Modell kann sich aus mehreren Regionen zusammensetzen, die jede durch ein eigenständiges RES charakterisiert sind. Der Handel zwischen den Regionen wird durch spezielle Prozesse sog. interregionale Austauschprozesse abgebildet. Bei den Austauschprozessen kann es sich um physikalische Prozesse, beispielsweise Pipelines oder Stromleitungen, handeln, die wie Prozesse innerhalb der Region durch technisch-ökonomische Parameter (z. B. Wirkungsgrad, Investitionskosten) beschrieben werden können. Daneben können über die Austauschprozesse auch abstrakte Güter wie Geldströme oder Umweltzertifikate zwischen den Regionen gehandelt werden. Der Austausch des Modells über die Systemgrenzen hinweg wird ebenfalls durch interregionale Austauschprozesse abgebildet. Zu diesem Zweck können beliebig viele sog. externe Regionen eingeführt werden, die den Ursprung bzw. Zielort von Import- bzw. Exportflüssen darstellen.

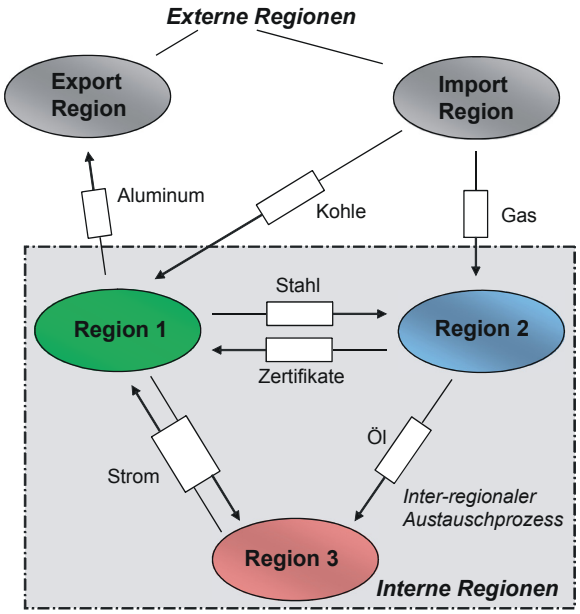


Abb. 3-2: Regionale Modellierungsmöglichkeiten im TIMES Modellschemata

Zeitliche Darstellung des Modellzeitraums

Der betrachtete Modellzeitraum kann einen Zeitraum von einem Jahr bis zu mehreren Jahrzehnten umfassen. Dieser Zeitraum kann in TIMES in beliebig viele Perioden beliebiger Dauer eingeteilt werden, die durch ein repräsentatives Jahr (dem sog. *milestoneyear*) repräsentiert werden. Die kürzeste Periodenlänge beträgt ein Jahr. Prinzipiell ließe sich also jedes einzelne Jahr im Betrachtungszeitraum durch eine Periode abbilden. Dies führt jedoch in den meisten Fällen zu sehr großen Modellen und entsprechend langen Rechenzeiten, so dass aus Praktikabilitätsgründen in der Regel mehrere Jahre zu einer Periode zusammengefasst werden.

Aufgrund der dynamischen Struktur des TIMES Modells bestehen zwischen den Perioden eines Modells im Allgemeinen intertemporale Beziehungen. Beispiele hierfür sind Kraftwerkskapazitäten, die in einer Periode zugebaut werden können und bei entsprechender Lebensdauer auch in den Folgeperioden noch zur Verfügung stehen. Entscheidungen, die in einer Periode getroffen wurden, wirken sich somit unter Umständen auf andere Perioden aus. Ein anderes Beispiel, das die zeitliche Komponente schon in der Fragestellung enthält, ist die Frage, wie sich kumulierte Treibhausgasminderungsziele, die aufgrund der Langlebigkeit der Treibhausgase einer atmosphärischen Konzentration dieser Gase entsprechen, am kostengünstigsten realisieren lassen. Diese zeitliche Komplexität muss daher bei langfristigen Planungen mit in die Analyse einbezogen werden.

Die technischen Eigenschaften einer Technologie können in TIMES als eine Funktion der Zubauperiode modelliert werden. Gibt man für eine Technologie sich über dem Modellzeitraum verbessernde technische Eigenschaften an (z. B. besserer Wirkungsgrad für Kraftwerke, die in späteren Perioden zugebaut werden), tritt in Modellen wie MARKAL oder EFOM der Effekt auf, dass alle zugebauten Kapazitäten unabhängig vom Baujahr von dieser Verbesserung profitieren. Nicht nur Anlagen, die in der aktuellen Periode zugebaut werden, weisen einen höheren Wirkungsgrad auf, sondern auch Anlagen, die in bereits zurückliegenden Perioden in Betrieb gegangen sind, werden dann durch einen verbesserten Wirkungsgrad charakterisiert. Zur

Vermeidung dieses unerwünschten Effekts muss in MARKAL und EFOM für jede Baualtersklasse einer Technologie, die andere technologische Eigenschaften aufweist, ein eigener Prozess eingeführt werden. In TIMES wurde daher eine von der Zubauperiode abhängige Charakterisierung der Technologien eingeführt, so dass die technischen Eigenschaften alleine von der Zubauperiode abhängen und über der Lebensdauer der installierten Kapazität konstant bleiben.

Zeitliche Disaggregation

Innerhalb eines Jahres kann der Energieverbrauch sehr starken zeitlichen Schwankungen unterworfen sein. Zum überwiegenden Teil sind diese Schwankungen durch die Nachfragesektoren hervorgerufen. So ist der Raumwärmebedarf der privaten Haushalte saisonalen Schwankungen unterworfen: an kalten Wintertagen erreicht der Wärmebedarf sein Maximum, während er im Sommer auf Null zurückgehen kann. Der Strombedarf der Haushalte ist ebenfalls durch saisonale Schwankungen gekennzeichnet, daneben treten aber insbesondere im Tagesverlauf erhebliche Schwankungen mit Stromspitzen zur Mittagszeit sowie den Abendstunden auf. Bei anderen Verbrauchern, beispielsweise Gewerbebetrieben, kann der Stromverbrauch zwischen Arbeitstagen und dem Wochenende erheblich schwanken. Da Strom nur bedingt speicherbar ist, muss der Stromerzeugungssektor zum einen über entsprechend hohe Strombereitstellungsoptionen (Eigenerzeugung oder Fremdbezug) verfügen, um selbst die höchste Last innerhalb eines Jahres decken zu können, zum anderen muss die Erzeugungsstruktur flexibel genug sein, um sich entsprechenden Änderungen im Belastungsverlauf anpassen zu können. Im Stromerzeugungssektor selbst können zeitliche Schwankungen durch den ungleichmäßigen Zufluss der Wasserkraftwerke im Jahresverlauf sowie der fluktuierenden Erzeugung der Windkraft und der Photovoltaik hervorgerufen werden.

Zur Abbildung dieser zeitlichen Änderungen des Energiesystems innerhalb eines Jahres wird der Modellzeitraum in typische Zeitsegmente eingeteilt. In MARKAL und EFOM ist die Anzahl der Zeitsegmente auf 6 bzw. 4 Zeitsegmente beschränkt. In TIMES ist der in Abb. 3-3 dargestellte Zeitsegment-Baum verfügbar, der aus den Ebenen „Jährlich“, „Saisonal“, „Wöchentlich“ und „Täglich“ besteht. Das Zeitsegment „Jährlich“ ist der oberste Knoten und stellt das gesamte Jahr dar. Dieses lässt sich in Jahreszeiten einteilen, die dann wiederum auf der darunter liegenden „Wöchentlich“ Ebene in unterschiedliche Typtage eingeteilt werden können. Auf der untersten Ebene schließlich kann der typische Tag in unterschiedliche Zeitsegmente eingeteilt werden, z. B. in die Segmente Grund- und Spitzenlast. Die Anzahl der Zeitsegmente auf jeder Ebene kann vom Benutzer beliebig gewählt werden. Ebenso müssen nicht alle Ebenen verwendet werden, so kann beispielsweise die wöchentliche Ebene übersprungen werden, wenn sie für die Fragestellung nicht von Bedeutung ist, und die täglichen Zeitsegmente direkt mit den saisonalen Zeitsegmenten verbunden werden. Weiterhin kann mit den zur Verfügung stehenden drei unterjährigen Zeitsegmentebenen auch eine andere Disaggregation des Jahres abgebildet werden, so könnten beispielsweise auf der ersten Ebene die 365 Tage eines Jahres betrachtet werden, die auf der zweiten Ebene in 24 Stunden aufgeteilt werden. Eine Stunde könnte wiederum auf der untersten Ebene in vier Viertelstunden dargestellt werden, so dass schließlich durch solch eine Wahl des Zeitsegmentbaums, sieht man von rechenleistungstechnischen Beschränkungen ab, es prinzipiell möglich wäre, ein Jahr in Viertelstundenwerten abzubilden.

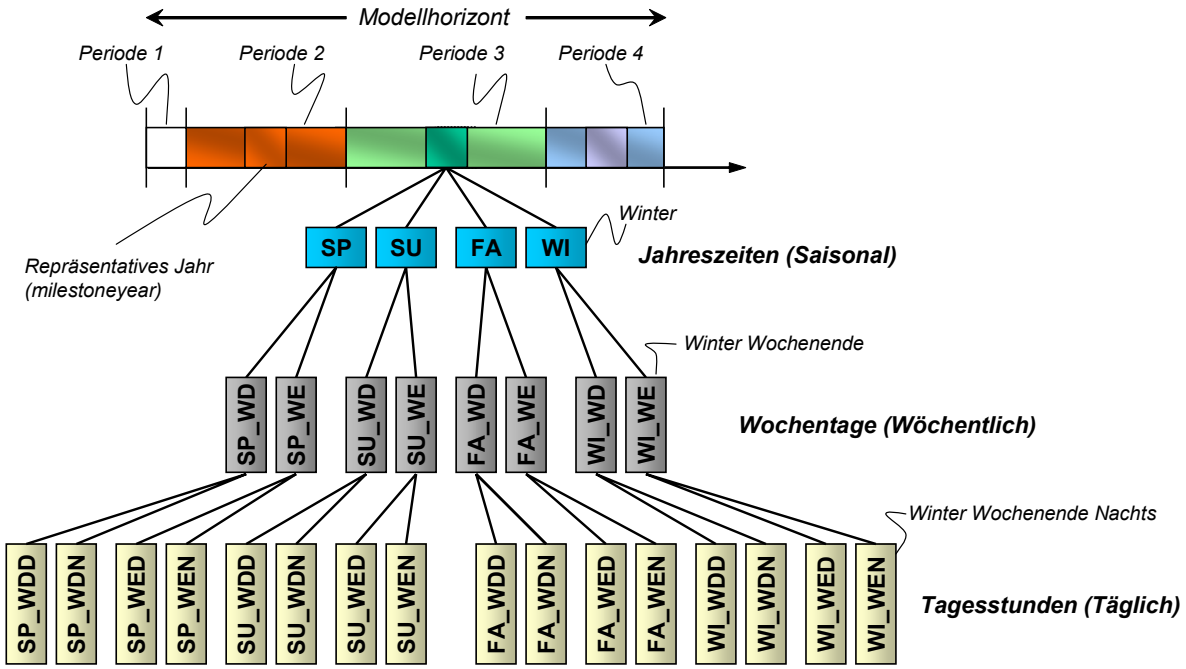


Abb. 3-3: Zeitliche Disaggregation eines Jahres in TIMES.

Nicht alle Prozesse und Commodities müssen mit der höchsten zeitlichen Auflösung beschrieben werden. Für jeden Prozess und jede Commodity kann die zeitliche Ebene („Jährlich“, „Saisonal“, „Wöchentlich“, „Täglich“) ausgewählt werden. Dies kann sinnvoll sein, wenn die zeitliche Differenzierung innerhalb des Jahres nicht von Bedeutung ist, wie z. B. im Verkehrssektor, oder die Fahrweise einer Technologie direkt vorgeben werden soll, z. B. gleichförmige Fahrweise eines Kraftwerks über das gesamte Jahr durch Wahl der Ebene „Jährlich“.

Da miteinander durch Flüsse verbundene Prozesse und Commodities eine unterschiedliche zeitliche Auflösung besitzen können, stellt sich die Frage, welche zeitliche Auflösung die Flussvariablen besitzen. Eine solche Situation ist für ein Braunkohlekraftwerk in Abb. 3-4 dargestellt. Ein Fluss oder auch eine Gruppe von Flüssen definiert die Aktivität des Prozesses. Die Prozessaktivität ist diejenige Größe, über die die Kapazitätsvariable definiert wird. Ist in dem Beispiel die Aktivitätsvariable über den Stromfluss definiert, bedeutet dies, dass die Leistung strombezogen gemessen wird, also in MW_{el}. Die aktivitätsdefinierenden Flüsse besitzen stets die zeitliche Auflösung des Prozesses, auch wenn die zugehörigen Commodities eine andere Auflösung besitzen. Hierdurch wird sichergestellt, dass durch die Prozessauflösung die zeitliche Flexibilität des Prozesses, die sich in der Flexibilität seiner Aktivität widerspiegelt, festgelegt werden soll. Alle übrigen Flüsse, die nicht die Aktivität definieren, werden mit derjenigen Auflösung abgebildet, die die feinste Auflösung unter allen übrigen nichtaktivitätsdefinierenden Commodities und der Prozessauflösung darstellt. In dem Beispiel bedeutet dies, dass der Braunkohlefluss auf der täglichen Ebene modelliert wird. Da die Commodity Braunkohle eine jährliche Auflösung besitzt, ist die tägliche Auflösung des Prozesses die feinere, so dass die tägliche Auflösung für diese Flüsse verwendet wird. Diese zweite Regel lässt sich dadurch begründen, dass, wenn der Prozess die feinere Auflösung besitzt (wie in dem Beispiel), dessen Flexibilität nicht durch eine eventuell gröbere Auflösung der Commodities behindert werden soll. In dem zweiten denkbaren Fall, dass eine der nichtaktivitätsdefinierenden Commodities eine feinere Auflösung als der Prozess besitzt, bleibt durch die Wahl der feineren Commodity-Auflö-

sung die Flexibilität der Commodity in der Versorgung des Prozesses erhalten. Durch diese beiden Regeln wird somit die zeitliche Auflösung der Flussvariablen in TIMES intern ermittelt.

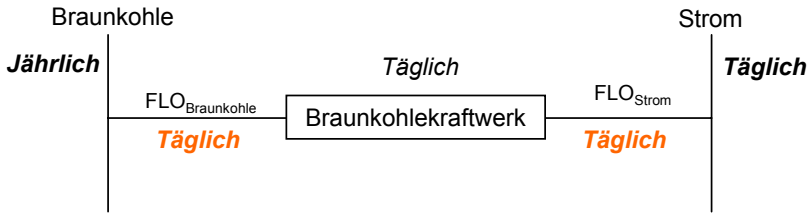


Abb. 3-4: Zeitliche Auflösung der Flussvariablen am Beispiel eines Braunkohlekraftwerkes

Bei der Analyse und Auslegung von Strom- und Fernwärmeerzeugungssystemen können Lastganglinien oder Lastdauerlinien verwendet werden. In EFOM werden beispielsweise im Umwandlungssektor Lastdauerlinien eingesetzt, während in MARKAL Lastganglinien verwendet werden. Bei Verwendung von Lastdauerlinien für Strom- und Fernwärme geht die Information des Zeitpunktes der Erzeugung verloren. Der Zeitpunkt der Stromhöchstlast muss nicht mit dem der Wärmehöchstlast zusammenfallen, so dass in Fällen, in denen in der Dauerliniendarstellung ein Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als ökonomisch sinnvoll erscheint, dies in der Realität nicht zwangsläufig der Fall sein muss, da die Strom- und Fernwärmehöchstlast nicht unbedingt zum selben Zeitpunkt auftreten. In ähnlicher Weise gilt für die fluktuierende Windkraft, dass Zeitpunkte hoher Windstromeinspeisung nicht mit Zeiten einer hohen Stromnachfrage zusammenfallen müssen. Aus diesen Gründen wird in TIMES das Konzept der Lastganglinien verwendet.

3.3.2 Implementierung

In Abb. 3-5 ist die Struktur des Modellgenerators TIMES dargestellt. Der Modellgenerator ist in der Modellierungsumgebung GAMS programmiert. Die benötigten Eingabedaten für ein TIMES Modell enthalten qualitative Informationen des Modells (topologische Struktur, Modellzeitraum, Zeitperioden, Zeitsegmentbaum etc.) in Form von Sets und quantitative Informationen (technisch-ökonomische Beschreibung der Prozesse, Nachfragevektor, Import-/Exportpreise) in Form von Parametern. Innerhalb von TIMES werden die Eingabedaten zunächst im Preprocessor weiterverarbeitet. Hier werden zusätzliche interne Sets und Parameter berechnet, fehlende Zeitreihenwerte inter- oder extrapoliert, Defaultwerte für eventuell vollständig fehlende Eingabedaten gesetzt. Falls nötig werden außerdem Parameter auf die benötigte Zeitsegmentebene im Zeitsegmentbaum aggregiert oder vererbt. Dies hat unter anderem den Vorteil, dass man zuerst ein Modell mit jährlicher Auflösung aufbauen kann, um dann, wenn genügend Erfahrungen mit dem jährlichen Modell vorliegen, die zeitliche Auflösung zu verfeinern, ohne alle Eingabeparameter anpassen zu müssen. Somit wird ein strukturierter Modellaufbau beginnend mit einem vergleichsweise einfachen Modell zu einer detaillierteren Darstellung unterstützt. Weitere Module im Preprocessor sind für die Berechnung der Zielfunktionskoeffizienten und die Setzung von Variablenbounds verantwortlich. Nach diesen vorbereitenden Schritten wird das Gleichungssystem erzeugt und an einen Solver übergeben.

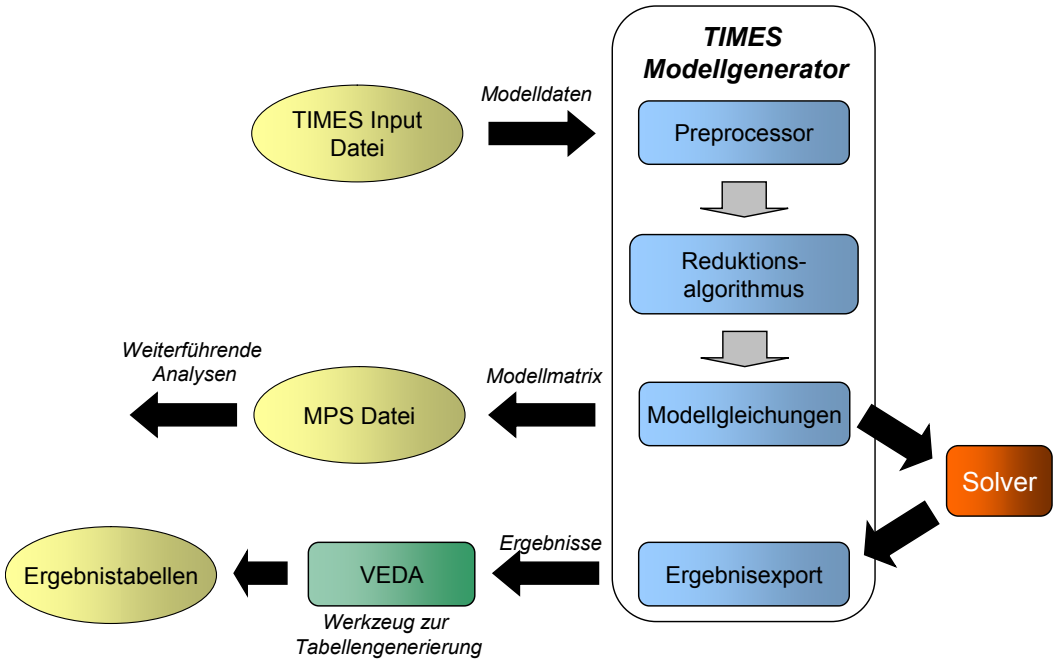


Abb. 3-5: Struktur des Modellgenerators TIMES

Die Lösung wird dann wieder in TIMES aufbereitet, indem Ausgabedateien erzeugt werden, die in VEDA, einem flexiblen Werkzeug zur Ergebnisanalyse /Kanudia 2003/, zum Szenariovergleich und zur Tabellen-/Reportgenerierung, importiert werden. Unterschiedliche TIMES Erweiterungen (z. B. Lernkurven, diskreter Kapazitätszubau, Ausgaberoutinen), die spezielle Gleichungen, Variablen oder Eingabeparameter erfordern, lassen sich zusätzlich zum Standard-Modellkern aktivieren und miteinander kombinieren.

Da in dieser Arbeit die Modellmatrix des Gleichungssystems analysiert werden soll, wurde ein Reduktionsalgorithmus innerhalb von TIMES entwickelt, der die Größe der Modellmatrix und damit auch die Rechenzeit für die nachfolgenden Analyseverfahren reduziert. Zu den Reduktionsschritten zählen:

- Ersatz der Flussvariable durch die Aktivitätsvariable, falls die Aktivität alleine durch diesen Prozessfluss definiert wird,
- Bei einem Prozess mit einem Energieträgerinput und -output Substitution aller Flussvariablen durch die Aktivitätsvariable,
- Substitution der Emissionsflüsse durch den Brennstoffffluss multipliziert mit dessen Emissionsfaktor,
- Elimination der Kapazitätszubauvariablen, falls der Prozess keine kapazitätsbezogenen Eingabeparameter besitzt (Kapazitätsbounds oder kapazitätsbezogene Kosten),
- Elimination von Gleichungen und Variablen, falls der Prozess (Aktivität und/oder Kapazität) durch vorgegebene Bounds in einer Periode nicht verfügbar ist.

Alternativ zur Lösung des reduzierten Modells kann vom Solver auch die Modellmatrix in MPS-Format /Murtagh 1981/ ausgegeben werden. Diese MPS-Matrix im Textformat wird in eine binäre GDX-Datei /McCarl 2003/ umgewandelt, die den Ausgangspunkt für die in Kapitel 4 beschriebenen Analyseverfahren darstellt.

3.3.3 Mathematische Beschreibung

Das mit Hilfe des RES abstrahierte Energiesystem lässt sich über den betrachteten Modellzeitraum durch ein mathematisches Gleichungssystem der Form (3-1) beschreiben.

Das lineare Optimierungsproblem besteht aus einer zu minimierenden Zielfunktion, die im Fall von TIMES die Gesamtkosten des Energiesystems bestehend aus den Investitionen, fixen und variablen Betriebskosten, Kosten für die Gewinnung bzw. den Import von Energieträgern sowie gegebenenfalls Steuern bzw. Subventionen beschreibt. Für Investitionen, deren Lebensdauer über das Ende des Modellzeitraums hinausreicht, wird ein entsprechend anteiliger Restwert der Investition in der Zielfunktion abgezogen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Exporterlöse und Subventionen als Gutschrift in der Zielfunktion zu berücksichtigen.

Zu den Gleichungen zählen u. a. die Mengenbilanz, die Transformationsgleichung eines Prozesses, die den Zusammenhang zwischen den Input- und Outputflüssen eines Prozesses beschreibt, sowie die Kapazität-Aktivität-Restriktion eines Prozesses, die die Aktivität eines Prozesses durch die verfügbare Kapazität begrenzt.

Zielfunktion: $Min \sum_{j=1}^{n} c_j x_j$

mit den Gleichungen:

$$\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j \geq b_i, \; i = 1, 2, \ldots, m, \tag{3-1}$$

den Variablen: $x_j \geq 0, \; j = 1, 2, \ldots, n$

und

i	Index der Gleichungen von 1 bis m,
j	Index der Variablen von 1 bis n,
x_j	primale Variable (Entscheidungsvariable des primalen Problems),
c_j	Kosten der Variablen x_j,
a_{ij}	Koeffizient der Variablen x_j in der Gleichung i,
b_i	rechte Seite der Gleichung i.

Das Verhältnis der Flüsse auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses kann eingeschränkt werden. Für Nachfragegüter mit einer unterjährigen Auflösung kann eine Lastcharakteristik vorgegeben werden. Ebenso kann jedem Prozessfluss mit unterjähriger Auflösung ein Lastverlauf zugeordnet werden. Der Anteil eines Prozesses an der Gesamterzeugung oder dem Gesamtverbrauch kann durch Markt- oder Produktallokationsgleichungen eingeschränkt werden. Die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der höchsten Last des Jahres wird durch die Spitzenlastgleichung beschrieben. Daneben existieren spezielle Gleichungen für Speicher- und interregionale Austauschprozesse sowie Entnahme- bzw. Anzapfkondensations-KWK-Anlagen. Die Werte für die Entscheidungsvariablen, deren Anzahl vom Detaillierungsgrad des RES so-

wie der gewählten zeitlichen und regionalen Strukturierung abhängig ist, werden im Zuge der Optimierung ermittelt. Zu den wichtigsten Entscheidungsvariablen zählen die Flussvariable FLO zwischen Prozess und Commodity, die Aktivitätsvariable ACT, die als Maßstab für die Produktion eines Prozesses dient, und die Zubauvariable $NCAP$, die die neu zu installierende Kapazität eines Prozesses beschreibt. Durch Unter- und Obergrenzen kann der Wertebereich einer Variablen eingeschränkt werden. Als Ergebnis erhält man also für das Energiesystem die Entwicklung des Technologiebestandes, d. h., Art und Umfang der Technologien, den Energieeinsatz differenziert nach Energieträgern sowie die prozessbezogenen Emissionen. Weiterhin werden für die Gleichungen des linearen Optimierungsproblems duale Variablen und für jede Variable, die sich an ihrer Unter- oder Obergrenze befindet, reduzierte Kosten ausgewiesen. Auf die Bedeutung der dualen Variablen und reduzierten Kosten wird in Kapitel 4 detailliert eingegangen.

Zu den Eingabedaten des Modells gehören die zu Beginn des Modellzeitraums vorhandenen Kapazitäten der Technologien, die Entwicklung der Energieeinstandspreise, der Energienachfrage sowie die technisch-ökonomische Charakterisierung der Prozesse. Politische Maßnahmen (z. B. Ausstieg aus der Kernenergie) oder Zielsetzungen (z. B. Treibhausgasminderungsziel, Quote erneuerbarer Stromerzeugung an gesamtem Stromverbrauch) lassen sich durch zusätzliche benutzerdefinierte Gleichungen in das Gleichungssystem integrieren. Im Folgenden werden die wichtigsten in TIMES verwendeten Modellgleichungen im Detail vorgestellt.

Mengenbilanzgleichungen

Für jede Commodity des Modells wird in jeder Periode und in jedem Zeitsegment, das zu der Zeitsegmentebene der Commodity gehört, eine Mengenbilanz $EQG(E)_COMBAL_{r,t,s}$ aufgestellt (vgl. Gleichung (3-2)), die gewährleistet, dass der gesamte Verbrauch der Commodity nicht deren Erzeugung übersteigt (vgl. Abb. 3-6).

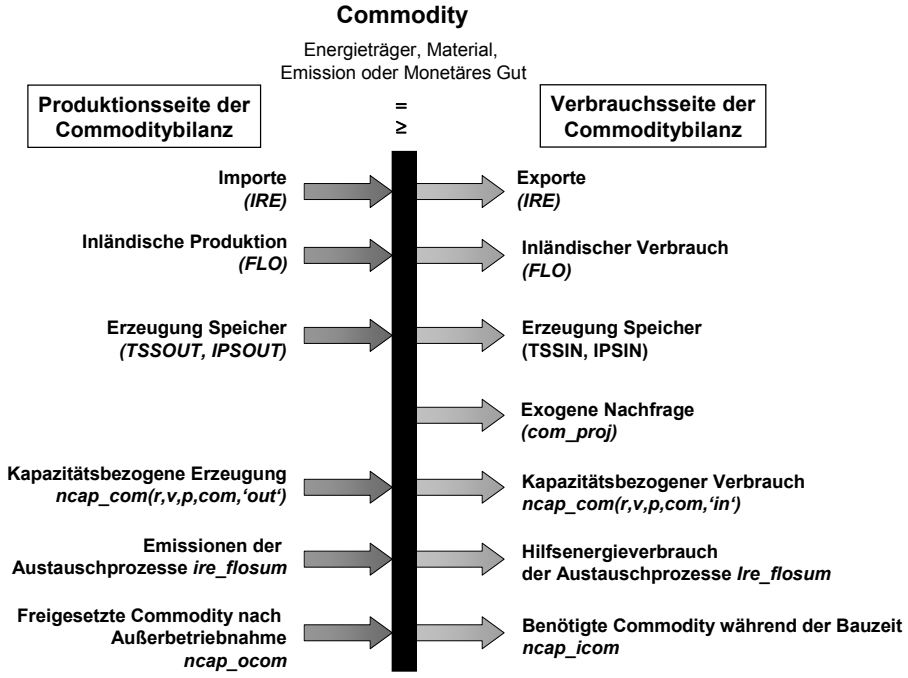


Abb. 3-6: Produktions- und Verbrauchsterme der Commodity-Bilanz

$EQG(E)_COMBAL_{r,t,s}$: (3-2)

Produktionsseite

$com_ie_{r,t,c} \times [$

Importflüsse

$$\sum_{p \in topire_{rr,r,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} IRE_{r,v,t,p,c,ts,rr} \tau_{ts,s} +$$

Erzeugung von Prozessen

$$\sum_{p \in topout_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} +$$

Speicherentnahme aus Jahres-, Wochen- oder Tagesspeichern

$$\sum_{p \in topout_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in tsstor_{p}} TSSOUT_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} +$$

Speicherentnahme aus Speichern zwischen Perioden (Bunker, Lagerhaltung)

$$\sum_{p \in pstor_{c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} IPSOUT_{r,v,t,p,c} \tau_{annual,s} +$$

Nebenprodukte der Exportflüsse

$$\sum_{p \in topire_{rr,r,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} (ire_flosumin_{p,com,c} \cdot IRE_{r,v,t,p,com,ts,rr}) \tau_{ts,s} +$$

Nebenprodukte der Importflüsse

$$\sum_{p \in topire_{r,rr,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} (ire_flosumin_{p,com,c} \cdot IRE_{rr,v,t,p,com,ts,r}) \tau_{ts,s} +$$

Kapazitätsbezogene Erzeugung

$$\sum_{(p,v) \in vintyr_{r,v,t,p}} ncap_com_{r,v,p,c,'out'} \cdot cpt_{r,v,t,p} \cdot NCAP_{r,v,p} +$$

Güter, die nach der Stilllegung einer Anlage frei gesetzt werden

$$\sum_{(p,v) \in vintyr_{r,v,t,p}} ncap_ocom_{r,t,p,c} \cdot NCAP_{r,v,p}$$

$]$

$\geq \quad (\quad = \quad)$

Verbrauchsseite

Exportflüsse

$$\sum_{p \in topire_{r,rr,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} IRE_{rr,v,t,p,c,ts,r} \tau_{ts,s} +$$

Verbrauch von Prozessen

$$\sum_{p \in topin_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} +$$

Speicherzufluss in Jahres-, Wochen- oder Tagesspeichern

$$\sum_{p \in topin_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in tsstor_{p}} TSSIN_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} +$$

Speicherzufluss in Speicher zwischen Perioden (Bunker, Lagerhaltung)

$$\sum_{p \in pstor_{c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} IPSIN_{r,v,t,p,c} \tau_{annual,s} +$$

Hilfsstoff/Hilfsenergieverbrauch der Exportflüsse

$$\sum_{p \in topire_{rr,r,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{ire}} (ire_flosumout_{p,com,c} \cdot IRE_{r,v,t,p,com,ts,rr}) \tau_{ts,s} +$$

Hilfsstoff/Hilfsenergieverbrauch der Importflüsse

$$\sum_{p \in topire_{r,rr,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{ire}} (ire_flosumout_{p,com,c} \cdot IRE_{rr,v,t,p,com,ts,r}) \tau_{ts,s} +$$

Kapazitätsbezogener Verbrauch

$$\sum_{(p,v) \in vintyr_{r,v,t,p}} ncap_com_{r,v,p,c,'in'} \cdot cpt_{r,v,t,p} \cdot NCAP_{r,v,p} +$$

Güter, die während der Bauzeit einer Anlage benötigt werden

$$\sum_{p} ncap_icom_{r,t,p,c} \cdot NCAP_{r,t,p} +$$

Exogene Nachfrage

$$\sum_{c \in cdem} com_fr_{r,t,c,s} \cdot com_proj_{r,t,c}$$

mit den Mengen und Parametern

$topout_{p,c}$	Menge der Prozesse p mit der Output-Commodity c,
$topin_{p,c}$	Menge der Prozesse p mit der Input-Commodity c,

$topire_{rr,r,c}$	Menge der Austauschprozesse für Commodity *c* zwischen Region *rr* und Region *r*,
$vintyr_{r,v,t,p}$	Menge der Prozesse *p* mit Bauperiode *v*, die in Periode *t* noch existieren,
cdem	Menge der Nachfrage-Commodities,
$ts_{p,c}$	Zeitsegment des zum Prozess *p* gehörigen Flusses der Commodity *c*,
$tsstor_{p}$	Zeitsegmente des Speicherprozesses *p*,
$ire_flosumin_{p,com,c}$	Menge der vom Austauschprozess *p* benötigten Menge an dem Hilfsstoff *c* pro ausgetauschte Einheit *com*,
$ire_flosumout_{p,com,c}$	Menge der vom Austauschprozess *p* freigesetzten Menge an dem Hilfsstoff *c* pro ausgetauschte Einheit *com*,
$ncap_com_{r,v,p,c,'out'}$	Erzeugte Menge der Commodity *c* pro Kapazitätseinheit des Prozesses *p*,
$ncap_com_{r,v,p,c,'in'}$	Verbrauchte Menge der Commodity *c* pro Kapazitätseinheit des Prozesses *p*,
$ncap_ocom_{r,t,p,c}$	bei der Stilllegung des Prozesses *p* freiwerdende Menge der Commodity *c* (pro Kapazitätseinheit),
$ncap_icom_{r,t,p,c}$	während der Bauzeit des Prozesses *p* benötigte Menge der Commodity *c* (pro Kapazitätseinheit),
$cpt_{r,v,t,p}$	in Periode *t* zur Verfügung stehender Anteil der in Periode *v* zugebauten Kapazität des Prozesses *p*,
$\tau_{ts,s}$	Anteil des Zeitsegmentes *s* an *ts*, wenn *s* unterhalb des Knotens *ts* im Zeitsegmentbaum liegt, im umgekehrten Fall ist der Wert 1
$com_proj_{r,t,c}$	jährlich nachgefragte Menge der Commodity *c* in Periode *p*,
$com_fr_{r,t,c,s}$	Anteil der im Zeitsegment *s* nachgefragten Menge an der jährlichen Nachfragemenge $com_proj_{r,t,c}$,
$com_ie_{r,t,c,s}$	Wirkungsgrad der Commodity *c*

sowie den Modellvariablen

$IRE_{r,v,t,p,c,ts,rr}$	Import der Commodity *c* aus Region *rr* in Region *r* über Austauschprozess *p* mit Bauperiode *v* in der aktuellen Periode *t* und dem Zeitsegment *ts*,
$FLO_{r,v,t,p,c,ts}$	Fluss der Commodity *c* des Prozesses *p* mit Bauperiode *v* in der aktuellen Periode *t* und dem Zeitsegment *ts*,
$NCAP_{r,v,p}$	in Periode *v* zugebaute Kapazität des Prozesses *p* (zur vereinfachten Darstellung bezieht sich *v* hier auch auf Baujahre von Investitionen, die vor dem Modellzeitraum getätigt wurden),
$TSSIN_{r,v,t,p,c,ts}$	Input-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Zeitsegmenten dient,
$TSSOUT_{r,v,t,p,c,ts}$	Output-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der

	Commodity *c* zwischen Zeitsegmenten dient,
$IPSIN_{r,v,t,p,c,ts}$	Input-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Perioden dient,
$IPSOUT_{r,v,t,p,c,ts}$	Output-Fluss in den Speicherprozess *p*, der zur Speicherung der Commodity *c* zwischen Perioden dient.

Die Commodities lassen sich in die vier Kategorien Energieträger, Materialien, Emissionen und Finanzgüter einteilen. Für die Kategorien Energieträger und Emissionen wird als standardmäßig die Mengenbilanz als Ungleichung (*EQG_COMBAL*) definiert, während für Materialien und Finanzgüter die Gleichheit von Erzeugung und Verbrauch verlangt wird (*EQE_COMBAL*). Unabhängig von dieser Konvention kann der Gleichungstyp aber auch vom Modellierer explizit angegeben werden. Die auf der Produktions- und Verbrauchsseite einer Commodity-Bilanz auftretenden möglichen Terme sind in Abb. 3-6 schematisch dargestellt.

Die Mengenbilanz wird jeweils für diejenigen Zeitsegmente *s* aufgestellt, die sich aus der zeitlichen Auflösung der Commodity ergeben. Da, wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, die Prozessflüsse eine von der Commodity unterschiedliche Auflösung besitzen können, wird dementsprechend in der Mengenbilanz entweder über Prozessflüsse feinerer Auflösung summiert oder bei Prozessflüssen gröberer Auflösung der der Dauer des Zeitsegmentes entsprechende Anteil des Flusses $\tau_{ts,s}$ in der Mengenbilanz berücksichtigt. Endet die Lebensdauer eines Prozesses in einer Periode oder besitzt ein Prozess eine Bauzeit, wird bei der Ermittlung von kapazitätsbezogenen Commodity-Flüssen der durchschnittlich während der gesamten Periode zur Verfügung stehende Anteil der Kapazität, beschrieben durch den Faktor $cpt_{r,v,t,p}$, berücksichtigt.

Handelt es sich bei der Commodity um eine Nachfragecommodity (*cdem*), tritt auf der Verbrauchsseite die jährliche Nachfragemenge multipliziert mit einer eventuell vorgegebenen Lastcharakteristik ($com_fr_{r,t,c,s}$) hinzu. Die zukünftige Nachfrage nach Energiedienstleistungen wird in der Regel exogen vorgegeben, so dass die aus den Modellergebnissen ableitbaren Preise der Energiedienstleistungen deren nachgefragte Menge nicht beeinflussen. Zur Berücksichtigung einer preisabhängigen Nachfrage kann ebenso wie in MARKAL oder E^{3}Net /Läge 2001/ für jedes Nachfragegut in TIMES eine durch eine Potenzfunktion beschriebene preiselastische Nachfragekurve eingeführt werden. Besitzt die hierbei verwendete inverse Nachfragefunktion einen konvexen Verlauf, kann die Fläche unter ihr stückweise linearisiert durch kontinuierliche Variablen abgebildet werden, so dass der LP Charakter des Modells erhalten bleibt /Williams 1990/. Dieser Ansatz ist derzeit in TIMES implementiert. Liegen diese Voraussetzungen nicht vor, ist dagegen eine gemischt-ganzzahlige oder nichtlineare Formulierung erforderlich.

Zur Abbildung von Transport- oder Verteilungsverlusten, die nicht explizit als Prozess modelliert werden, kann in TIMES ein Commodity-Wirkungsgrad $com_ie_{r,t,c,s}$ eingeführt werden.

Commodity bezogene Bounds

Die Erzeugung und der Verbrauch einer Commodity können durch unterschiedliche Parameter begrenzt werden. Die unterschiedlichen Bounds, bei denen es sich um eine Unter-, eine Obergrenze oder einen fix zu erfüllenden Wert handeln kann, sind in Tabelle 3-1 aufgelistet.

Tabelle 3-1: Übersicht der commoditybezogenen Bounds in TIMES

Parameter	Beschreibung	Beispiele
COM_BNDPRD	Bound auf die gesamte Erzeugung einer Commodity	Beschränkung des jährlich nutzbaren Holzpotenzials; Beschränkung der jährlichen CO_2-Emissionen
COM_BNDNET	Bound auf die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch einer Commdity	Jährliche Emissionsobergrenze für den Fall, dass durch den Kauf von Zertifikaten Emissionen auf der Verbrauchsseite der CO_2-Commodity abfließen
COM_CUMPRD	Bound auf die kumulierte Erzeugung einer Commodity zwischen zwei Perioden	Kumulierte Emissionsobergrenze zwischen zwei Jahren; Angabe der Reserven/Ressourcen eines heimischen Primärenergieträgers; Angabe der für die CO_2-Deponierung zur Verfügung stehenden Kapazität; zusätzliches Einsparpotenzial durch Wärmedämmung
COM_CUMNET	Bound auf die kumulierte Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch einer Commodity zwischen zwei Perioden	Kumulierte Emissionsobergrenze für den unter COM_BNDNET dargestellten Fall des Emissionshandels

Transformationsgleichungen

Die Transformationsgleichungen *EQ_PTRANS* beschreiben die Zusammenhänge zwischen Input- und Outputflüssen eines Prozesses. Beispiele sind die Wirkungsgradbeziehung zwischen Brennstoffverbrauch und Stromerzeugung oder der Zusammenhang zwischen Brennstoffverbrauch und Emissionen eines Kraftwerkes. In der Transformationsgleichung werden zwei unterschiedliche Parameter verwendet: *flofunc* und *flosum*. Der Parameter *flofunc* beschreibt eine Beziehung zwischen zwei Flüssen oder Gruppen von Flüssen, die auch als Commodity-Gruppen (CG) bezeichnet werden. Eine Commodity-Gruppe kann aus mehreren Flüssen auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses bestehen. Der Parameter *flosum* kann als Koeffizient einzelnen Flüssen innerhalb einer Commodity-Gruppe zugeordnet werden. An zwei Beispielen soll die Verwendungsweise dieser beiden Parameter zunächst veranschaulicht werden.

In Abb. 3-7 ist eine stark vereinfachte atmosphärische Destillationskolonne abgebildet, in der Rohöl in gasförmige Fraktion, Benzin, Kerosin, Mitteldestillat und in einen Rückstand aufgespalten wird.

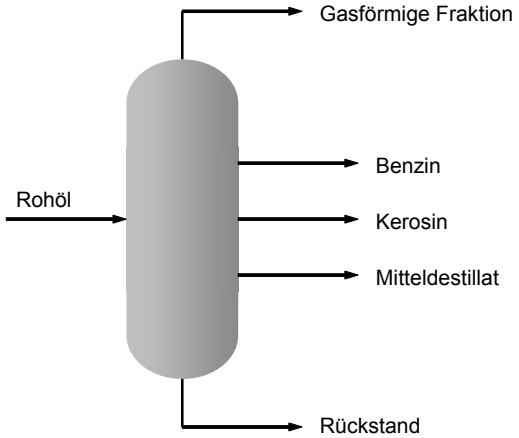


Abb. 3-7: Modellschemata einer atmosphärischen Destillationskolonne

Die Transformationsgleichung des als verlustfrei angesehenen Prozesses soll ausdrücken, dass die Energiemenge des eingesetzten Rohöls der Summe der Energiemengen der Destillationsprodukte entspricht. Hierzu werden die Destillationsprodukte zu einer Commodity-Gruppe CG_{prod} zusammengefasst. Durch Verwendung des Parameters $flofunc_{r,t,REF,OEL,CGprod,s}$ wird die folgende Gleichung im Modell erzeugt:

$$flofunc_{r,t,REF,OEL,CGprod,s} \cdot FLO_{r,v,t,REF,OEL,s} = \sum_{c \in CG_{prod}} FLO_{r,v,t,REF,c,s} \qquad (3\text{-}3)$$

mit

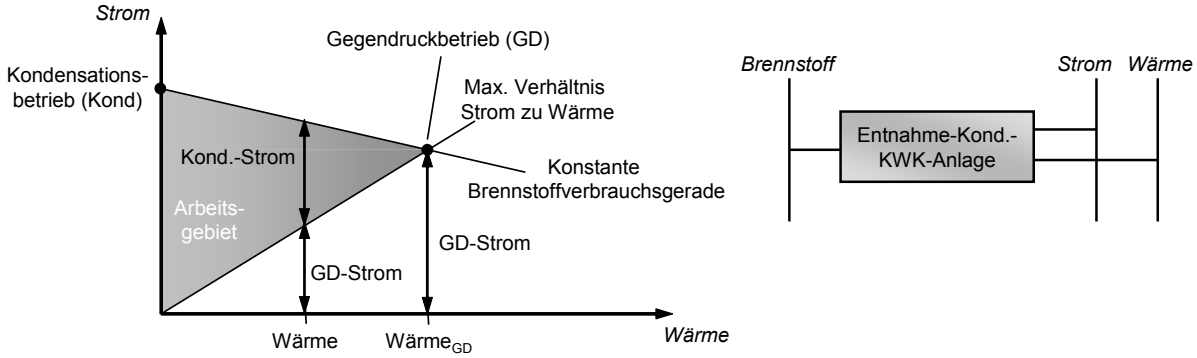
$flofunc_{r,t,REF,OEL,CGprod,s}$ Wirkungsgrad des Prozesses REF zwischen Rohöl und der Commodity-Gruppe CG_{prod} der Produkte,

$FLO_{r,v,t,REF,c,s}$ zum Prozess REF zugehöriger Fluss der Commodity c.

Der Parameter *flosum* wurde in diesem Beispiel nicht benutzt. Das zweite Beispiel beschreibt eine Entnahme-Kondensations-KWK (Kraft-Wärme-Kopplungs)-Anlage. In Abb. 3-8 ist der vereinfachte Betriebsbereich einer Entnahme-Kondensationsturbine dargestellt /Schaumann 1997/. Wird die elektrische Nennleistung erzeugt, kann keine Heizwärme FW ausgekoppelt werden und die Anlage operiert im Kondensationspunkt auf der Ordinate. Wird bei konstantem Brennstoffeinsatz Heizwärme ausgekoppelt, reduziert sich die Stromerzeugung ELE um die sog. Leistungseinbuße, die, bezogen auf die elektrische Nennleistung, meistens zwischen 0,1 und 0,2 liegt. Die maximal auskoppelbare Wärmeleistung wird zum einen durch die Strömungswiderstände von Entnahmeleitung sowie Heizkondensator und zum anderen durch eine zur Kühlung der hinter der Entnahmestelle liegenden Turbinenstufe notwendige Mindestdampfmenge begrenzt /Piller und Rudolph 1991/. Der sich ergebende Punkt der maximalen Wärmeauskopplung wird als Gegendruckpunkt bezeichnet. Die konstante Brennstofflinie lässt sich durch eine Geradengleichung (3-4) beschreiben.

$$FLO_{r,v,t,KWK,GAS,s} = flofunc_{r,v,KWK,CGoutput,GAS,s} \cdot (FLO_{r,v,t,KWK,ELE,s} + flosum_{r,v,KWK,FW,CGoutput,s} \cdot FLO_{r,v,t,KWK,ELE,s}) \quad (3\text{-}4)$$

Hierzu wird die aus Strom *ELE* und Fernwärme *FW* bestehende Commodity-Gruppe CG_{output} gebildet. Der Parameter $flofunc_{r,v,KWK,CGoutput,GAS,s}$ beschreibt den Kehrwert des Kondensationswirkungsgrades, während der Wärmestrom einen $flosum_{r,v,KWK,CGoutput,GAS,s}$ Koeffizienten besitzt, der die Stromverlustkennzahl (Stromverlust dividiert durch Fernwärmeerzeugung bzw. Prozessdampfauskopplung) beschreibt. Die Begrenzung der Fernwärmeauskopplung im Gegendruckpunkt wird durch den Parameter *floshar* angegeben, dessen zugehörige Gleichung im Abschnitt "Relative Beschränkung eines Flusses auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses" auf Seite 103 beschrieben wird.



Beschreibung der konstanten Brennstoffverbrauchsgerade

$$FLO_{Brennstoff} = \frac{1}{\eta_{cond}} \left(FLO_{Strom} + sk_e \cdot FLO_{Wärme} \right)$$

$$s_e \geq \frac{FLO_{Strom}}{FLO_{Wärme}}$$

η_{cond} : *Kondensationswirkungsgrad*
s_e : *Stromkennzahl*
sk_e : *Stromverlustkennzahl*

Abb. 3-8: Strom- und Wärmeerzeugung bei einem Kraftwerk mit Entnahme-Kondensationsturbine

Die verschiedenen Formulierungsmöglichkeiten der Transformationsgleichung sind in Abb. 3-9 zusammengefasst. Zu beachten ist, dass die Parameter *flofunc* und *flosum* stets auf derselben Seite der Gleichung erscheinen müssen, so dass sich die dargestellten beiden Fälle ergeben. Die Transformationsgleichung wird für jede Periode, in der der Prozess verfügbar ist, und für jedes Zeitsegment erzeugt, wobei die zeitliche Auflösung durch die niedrigste Auflösung aller Prozessflüsse bestimmt wird.

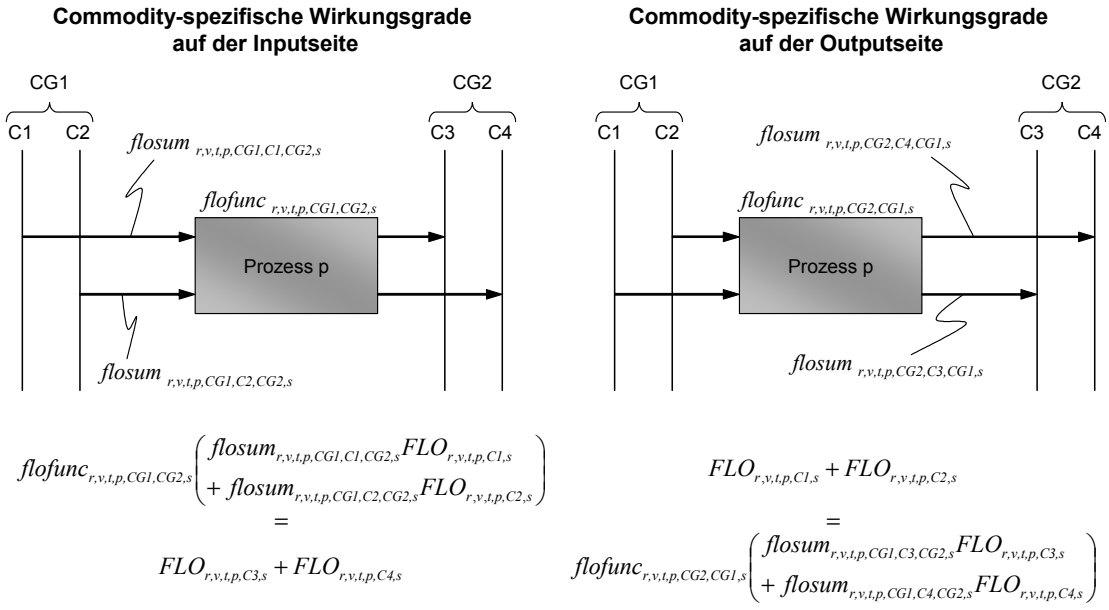


Abb. 3-9: Die zwei möglichen Formulierungsmöglichkeiten der Transformationsgleichung

Kapazität-Aktivität-Restriktion

Die Kapazität-Aktivität-Restriktion *EQL(E)_CAPACT* (vgl. Gleichung (3-5) bzw. (3-6)) stellt sicher, dass die Aktivität eines Prozesses durch dessen in einer Periode und Zeitsegment verfügbare Kapazität beschränkt wird.

$$EQL(E)_CAPACT_{r,v,t,p,s}:$$
$$ACT_{r,v,t,p,s} \leq (=)\ cpt_{r,v,t,p} \cdot cap2act_{r,p} \cdot (NCAP_{r,v,p} + pasti_{r,v,p}) \cdot af_{r,v,p,s} \cdot \Delta_s \qquad (3\text{-}5)$$
$$\forall vintyr_{r,v,t,p} \wedge \forall (s \in prcts_{r,p})$$

mit

$ACT_{r,v,t,p,s}$	Variable für die Aktivität der in der Periode *v* zugebauten Kapazität in der Periode *t*,
$NCAP_{r,v,p}$	in Periode *v* zugebaute Kapazität des Prozesses *p*,
$cpt_{r,v,t,p}$	in Periode *t* zur Verfügung stehender Anteil der in Periode *v* zugebauten Kapazität des Prozesses *p*,
$cap2act_{r,p}$	Umrechnungsfaktor der Kapazitäts- in die Aktivitätseinheit eines Prozesses,
$pasti_{r,v,p}$	Altkapazitäten, die vor Beginn des Modellzeitraums zugebaut wurden (sog. *sunk investments*),
$prcts_{r,p}$	Menge der Zeitsegmente, in denen der Prozess eingesetzt werden kann,
Δ_s	Dauer des Zeitsegmentes *s* als Bruchteil eines Jahres.

$$
\begin{aligned}
&EQL(E)_CAPACT_{r,t,p,s}: \\
&ACT_{r,t,t,p,s} \leq (=) \\
&\Delta_s \cdot \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,,p}} (cpt_{r,v,t,p} \cdot cap2act_{r,p} \cdot (NCAP_{r,v,p} + pasti_{r,v,p}) \cdot af_{r,v,p,s}) \\
&\forall (s \in prcts_{r,p})
\end{aligned}
\tag{3-6}
$$

Die Kapazität eines Prozesses setzt sich dabei zusammen aus Altanlagen $pasti_{r,v,p}$, die bereits zu Beginn des Modellzeitraums vorhanden waren und durch die im Baujahr v installierte Kapazität beschrieben werden, sowie Zubauten des Prozesses innerhalb des Modellzeitraums $NCAP_{r,v,p}$, ebenfalls charakterisiert durch Zubauperiode und Lebensdauer. Der modellintern berechnete Parameter $cpt_{r,v,t,p}$ gibt den Anteil der in der Periode v zugebauten Kapazität an, der in der Periode t aufgrund seiner Lebensdauer noch verfügbar ist.

Die Aktivitätsvariable $ACT_{r,v,t,p,s}$ beschreibt die Produktion eines Prozesses. Die Aktivität wird durch einen Fluss oder die Summe mehrerer Flüsse eines Prozesses gemessen.

Sind die technischen Charakteristika eines Prozesses eine Funktion der Bauperiode v, wird die Gleichung (3-5) für jede mögliche Kombination von Bauperiode v und aktueller Modellperiode t erzeugt. Diese Kombinationsmöglichkeiten werden durch die Menge $vintyr_{r,v,t,p}$ beschrieben. Sind die technischen Eigenschaften eines Prozesses keine Funktion der Bauperiode, ist die Differenzierung nach der Bauperiode nicht notwendig, so dass es ausreicht, die Kapazität-Aktivität-Restriktion nur für die betrachteten Perioden t aufzustellen (vgl. Gleichung (3-6)).

Bei der Verfügbarkeit $af_{r,v,p,s}$, die als Bruchteil des Jahres definiert ist, in denen der Prozess verfügbar ist, kann zwischen drei Typen unterschieden werden:

- der jährlichen Verfügbarkeit $ncap_afa_{r,v,p}$,
- der saisonalen Verfügbarkeit $ncap_afs_{r,v,p,s}$,
- der Verfügbarkeit $ncap_af_{r,v,p,s}$ für das Zeitsegment s.

Durch die jährliche Verfügbarkeit $ncap_afa_{r,v,p}$ wird die durchschnittliche Verfügbarkeit innerhalb des gesamten Jahres beschränkt. Das Modell besitzt hier die Freiheit, in einzelnen Zeitsegmenten des Jahres den Prozess mit einer höheren Auslastung zu nutzen, wenn dafür in anderen Zeitsegmenten eine niedrigere Auslastung gewählt wird. Eine analoge Aussage gilt für die saisonale Verfügbarkeit $ncap_afs_{r,v,p,s}$. Auch hier wird nur die durchschnittliche Auslastung innerhalb einer Jahreszeit vorgegeben. Operiert der Prozess auf einer feineren Zeitsegmentebene, kann die Auslastung in den einzelnen Zeitsegmenten höher oder niedriger ausfallen als die jahreszeitliche Obergrenze. Die Verfügbarkeit $ncap_af_{r,v,p,s}$ gibt schließlich die Verfügbarkeit für ein bestimmtes Zeitsegment s an. Sie wird in der Regel für die Zeitsegmente benutzt, die der zeitlichen Auflösung des Prozesses entsprechen. Werden sie auf einer höheren bzw. niedrigeren Ebene des Zeitsegmentbaums angegeben, werden die Verfügbarkeiten in die Ebene des Prozesses vererbt bzw. auf diese aggregiert. Werden vom Modellierer keine Angaben bezüglich $ncap_af_{r,v,p,s}$ gemacht, wird für alle Zeitsegmente der Prozessebene ein Wert von eins unterstellt. Die drei Arten von Verfügbarkeiten können für einen Prozess miteinander

kombiniert werden. Wird ein Wert von Null für ein Zeitsegment angegeben, kann die Aktivität des Prozesses für dieses Zeitsegment ausgeschaltet werden, z. B. photovoltaische Erzeugung in den Nachtstunden[24]. Bei der Kapazität-Aktivität-Restriktion handelt es sich um eine Ungleichung, wenn der Verfügbarkeitsparameter als Obergrenze angegeben wird. Wird der Parameter als fixer Wert definiert, wird die Kapazität-Aktivität-Restriktion mit einem Gleichheitszeichen aufgebaut, so dass die Anlage mit der angegebenen Verfügbarkeit betrieben werden muss.

Im Zusammenhang mit den Variablen Kapazität und Aktivität ist darauf hinzuweisen, dass die beiden Größen durch den Parameter $cap2act_{r,p}$, der die Erzeugung einer Kapazitätseinheit in einem Jahr in den Einheiten der Aktivität beschreibt, miteinander verknüpft sind. Wird die Kapazität eines Kraftwerkes in MW_{el} und die Stromerzeugung in GJ gemessen, beträgt der Umrechnungsparameter $cap2act_{r,p}$ 31.536 GJ/(MW_{el} a). Der Faktor $cap2act_{r,p}$ kann u. a. dazu verwendet, die Kapazität eines Windkraftanlagentyps, gemessen im Flächenverbrauch der Anlage, in dessen Stromerzeugung (Aktivität) umzurechnen, was im Rahmen dieser Arbeit genutzt wurde. Durch die Beschreibung der Kapazität einer Windkraftanlage (WKA) mittels ihrer Fläche lassen sich zur Beschreibung des Potenzials der verschiedenen Windgeschwindigkeitsklassen die jeweiligen in Abschnitt 2.2.8 ermittelten Flächen direkt im Modell verwenden. In der vielfach anzutreffenden Beschreibung des technischen Potenzials durch die elektrische Leistung oder Stromerzeugung fließen bereits Annahmen über den Technologietyp der WKA, insbesondere dessen Leistung und damit Flächenbedarf ein. Die dort gemachten Annahmen bezüglich der WKA-Leistung, die zudem häufig nicht dokumentiert ist, sind durch den in den letzten Jahren zu beobachtenden drastischen Anstieg der durchschnittlichen WKA Leistung vielfach bereits überholt. Zur besseren Transparenz wurde daher der Ansatz zur Beschreibung des Windpotenzials über Flächen gewählt. Gleichzeitig lassen sich dadurch auch sog. Repowering-Maßnahmen, d. h., der Ersatz einer alten WKA an einem Standort durch eine neue Anlage, realistischer abbilden. Bei Beschreibung des Windpotenzials über die elektrische Leistung könnte eine alte WKA nur durch eine neue WKA gleicher Leistung ersetzt werden, wohingegen bei Verwendung der Fläche als Potenzialmaßstab die Leistung am Standort ansteigen kann, da neuere Anlagen eine flächenspezifisch höhere Leistung aufweisen.

Relative Beschränkung eines Flusses auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses

Besitzt ein Prozess mehrere Input- oder Outputflüsse, kann der Anteil eines Flusses innerhalb einer Gruppe von Flüssen mit Hilfe der Gleichung $EQL(G/E)_FLOSHAR$ (3-7) beschränkt werden. Dazu wird zunächst eine Gruppe von Flüssen durch eine Commodity-Gruppe definiert. Der Parameter *floshar* beschreibt dann einen Bound für den Anteil eines Flusses an der Summe der Flüsse in dieser Commodity-Gruppe. Die Commodity-Gruppe muss nicht zwangsläufig alle Output- oder Inputflüsse des Prozesses umfassen, sie kann auch nur aus einem Teil bestehen. Es können auch verschiedene Commodity-Gruppen für einen Prozess definiert werden. Bei dem *floshar* Bound kann es sich um eine untere oder obere Schranke oder auch einen fest einzuhaltenden Anteil handeln:

[24] Alternativ kann in den Nachtstunden auch der obere Bound der Aktivitätsvariablen zu Null gesetzt werden.

$$EQL(G/E)_FLOSHAR_{r,v,t,p,c,CG,s}:$$

$$\frac{\sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s}}{\sum_{com \in CG} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,com,ts} \tau_{ts,s}} \leq (\geq =) \; floshar_{r,v,t,p,c,CG,s} \tag{3-7}$$

mit

$floshar_{r,v,t,p,c,CG,s}$ Anteil des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* an der Summe der Flüsse der Commodity-Gruppe *CG* in der Periode *t* für die in der Periode *v* zugebauten Kapazität.

Wird der Parameter *floshar* auf einer höheren bzw. niedrigeren Ebene angegeben, wird er auf die benötige Ebene vererbt bzw. aggregiert. Anwendungsbeispiele für die *floshar* Gleichung ist die Vorgabe von oberen und unteren Grenzen für die Anteile einzelner Fraktionen der Destillationskolonne in Abb. 3-7 am gesamten Output der Kolonne. Mit Hilfe des Parameters *floshar* wird ebenfalls der maximale Anteil der Wärme am gesamten Output der Entnahme-Kondensationsturbine in Abb. 3-8 vorgegeben. Bei einer Gegendruckturbine wird der *floshar* Parameter als fixer Bound vorgegeben.

Lastcharakteristik von Flussvariablen

Mit Hilfe der $flofr_{r,t,p,c,s}$ Gleichung $EQL(G/E)_FLOFR$ (3-8) kann für einen Prozessfluss die Verteilung des Flusses auf die einzelnen Zeitsegmente der entsprechenden Zeitsegmentebene des Prozessflusses beschränkt werden, also der Lastverlauf eines Flusses innerhalb eines Jahres beeinflusst werden.

$$EQL(G/E)_FLOFR_{r,t,p,c,s}:$$

$$\frac{\sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s}}{\sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts}} \leq (\geq =) \; flofr_{r,t,p,c,s} \tag{3-8}$$

mit

$flofr_{r,t,p,c,s}$ Anteil des Flusses der Commodity *c* des Prozesses *p* im Zeitsegment *s* am gesamten jährlichen Fluss.

Diese Gleichung wird vor allem dann verwendet, wenn der Lastverlauf einer nachgefragten Commodity von den eingesetzten Prozessen zur Deckung der Nachfrage abhängt. Ein Beispiel ist die Warmwasserbereitstellung im Haushaltssektor: ein elektrischer Durchlauferhitzer besitzt eine sehr viel ausgeprägteren Lastverlauf als ein Warmwasserboiler. In diesem Fall wird der Lastverlauf des Nutzenergiebedarfs zur Warmwasserbereitstellung nicht wie üblicherweise für Nachfragecommodities durch $comfr_{r,t,c,s}$ vorgegeben, sondern es wird die Lastcharakteristik der einzelnen Geräte zur Warmwasserbereitstellung vorgegeben. Der Lastverlauf des Nut-

zenergiebedarfs Warmwasser ergibt sich dann als Ergebnis der Optimierung (Durchlauferhitzer ohne Speicher müssen für die Höchstlast ausgelegt werden, während Warmwasserboiler durch den Speicher eine geringere Spitzenlast bereitstellen müssen).

Markt- und Produktallokationsgleichungen

Durch Marktallokationsgleichungen $EQL(G/E)_MRKSHR$ (3-9) lässt sich der Anteil eines Flusses an der gesamten Produktion einer Commodity durch Ober- und Untergrenzen einschränken bzw. durch einen fixen Bound fest vorgeben. Analog wird bei Produktallokationsgleichungen $EQL(G/E)_PRDSHR$ (3-10) der Anteil eines Flusses am Verbrauch einer Commodity eingeschränkt. Diese beiden Arten von Allokationsgleichungen werden häufig zur Kalibrierung von Bereichen der Nachfragesektoren eingesetzt, deren Nutzung nicht rein primär von den im Modell unterstellten ökonomischen Gesichtspunkten bestimmt wird, z. B. die Nutzung eines PKW (Statussymbol, hohes Maß an Flexibilität) anstelle öffentlicher Verkehrsmittel. Es ist anzumerken, dass Allokationsgleichungen ein Kernbestandteil von simulierenden Energiesystemmodellen sind.

$EQL(G/E)_MRKSHR_{r,t,p,c,s}$:

$$\frac{\sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s}}{\sum_{prc \in topout_{prc,c}} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,prc,c,ts} \tau_{ts,s}} \leq (\geq =) \quad flo_mrkshr_{r,t,p,c,s} \tag{3-9}$$

mit

$flo_mrkshr_{r,t,p,c,s}$	Anteil des Prozesses *p* an der gesamten Produktion der Commodity *c*,
$topout_{prc,c}$	Menge der Prozesse *prc*, die die Commodity *c* erzeugen.

$EQL(G/E)_PRDSHR_{r,t,p,c,s}$:

$$\frac{\sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s}}{\sum_{prc \in topin_{prc,c}} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,prc,c,ts} \tau_{ts,s}} \leq (\geq =) \quad flo_prdshr_{r,t,p,c,s} \tag{3-10}$$

mit

$flo_prdshr_{r,t,p,c,s}$	Anteil des Prozesses *p* am gesamten Verbrauch der Commodity *c*,
$topin_{prc,c}$	Menge der Prozesse *prc*, die die Commodity *c* verbrauchen.

Spitzenlastgleichung

Die Spitzenlastgleichung *EQ_PEAK* (3-11) stellt sicher, dass im Zeitsegment der höchsten Last der Nachfrage einer Commodity, z. B. der Stromnachfrage, neben der zur Nachfragedeckung notwendigen Kapazität ausreichend Reservekapazität zur Verfügung steht. Die linke Seite der Gleichung betrachtet die im Zeitpunkt der Höchstlast zur Verfügung stehende Kapazität, während die linke Seite der Gleichung den Verbrauch der Commodity beschreibt. Dieser Term ist daher nahezu identisch zu der Verbrauchsseite der Commodity-Bilanz in Gleichung (3-2).

Die Reservekapazität wird als Bruchteil der Nachfragelast $com_pkrsv_{r,t,c,s}$ angegeben. Bei den Kapazitäten der einzelnen Technologien kann durch Verwendung des Faktors $pkcnt_{r,v,p,s}$ berücksichtigt werden, dass nicht alle Technologien mit ihrer gesamten Leistung zur Spitzenlastdeckung beitragen können. Ein Beispiel hierfür ist die Windkraft, die aufgrund ihrer fluktuierenden Erzeugung in der Regel nur mit 15 % bis 20 % ihrer Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen kann (/Lux, et al. 1999/, /Sontow und Kaltschmitt 1999/). In der Spitzenlastgleichung kann zusätzlich durch den Spitzenlastfaktor $com_pkflx_{r,t,c,s}$ berücksichtigt werden, dass die im Zeitsegment auftretende Spitzenlast höher ist als die im Modell betrachtete durchschnittliche Last in diesem Zeitsegment. Die Zusammenhänge sind in Abb. 3-10 veranschaulicht.

$$
\begin{aligned}
&EQ_PEAK_{r,t,c,s}: \qquad (3\text{-}11)\\
&\frac{\Delta_s}{1+com_pkrsv_{r,t,c}} \cdot \sum_{p \in topout_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,,p}} cpt_{r,v,t,p} \cdot cap2act_{r,p} \cdot pkcnt_{r,v,p,s} \cdot (NCAP_{r,v,p} + pasti_{r,v,p})\\
&\geq\\
&[\\
&\sum_{p \in topire_{r,rr,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} IRE_{rr,v,t,p,c,ts,r} \tau_{ts,s} + \sum_{p \in topin_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} +\\
&\sum_{p \in pstor_c} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in tsstor_p} TSSIN_{r,v,t,p,c,ts} \tau_{ts,s} + \sum_{p \in pstor_c} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} IPSIN_{r,v,t,p,c} \tau_{annual,s} +\\
&\sum_{p \in topire_{rr,r,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{ire}} (ire_flosumout_{p,com,c} \cdot IRE_{r,v,t,p,com,ts,rr}) \tau_{ts,s} +\\
&\sum_{p \in topire_{r,rr,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{ire}} (ire_flosumout_{p,com,c} \cdot IRE_{rr,v,t,p,com,ts,r}) \tau_{ts,s} +\\
&\sum_{(p,v) \in vintyr_{r,v,t,p}} ncap_com_{r,v,p,c,'in'} \cdot cpt_{r,v,t,p} \cdot NCAP_{r,v,p} + \sum_{p} ncap_icom_{r,t,p,c} \cdot NCAP_{r,t,p} +\\
&\sum_{c \in cdem} com_fr_{r,t,c,s} \cdot com_proj_{r,t,c}\\
&] \cdot com_pkflx_{r,t,c,s}
\end{aligned}
$$

mit

$pkcnt_{r,v,p,s}$	Prozentsatz der Kapazität des Prozesses p mit Baujahr v, die zur Reservekapazität beitragen kann,
$com_pkrsv_{r,t,c,s}$	Reservefaktor für die Commoditiy c und
$com_pkflx_{r,t,c,s}$	Spitzenlastfaktor für die Commoditiy c.

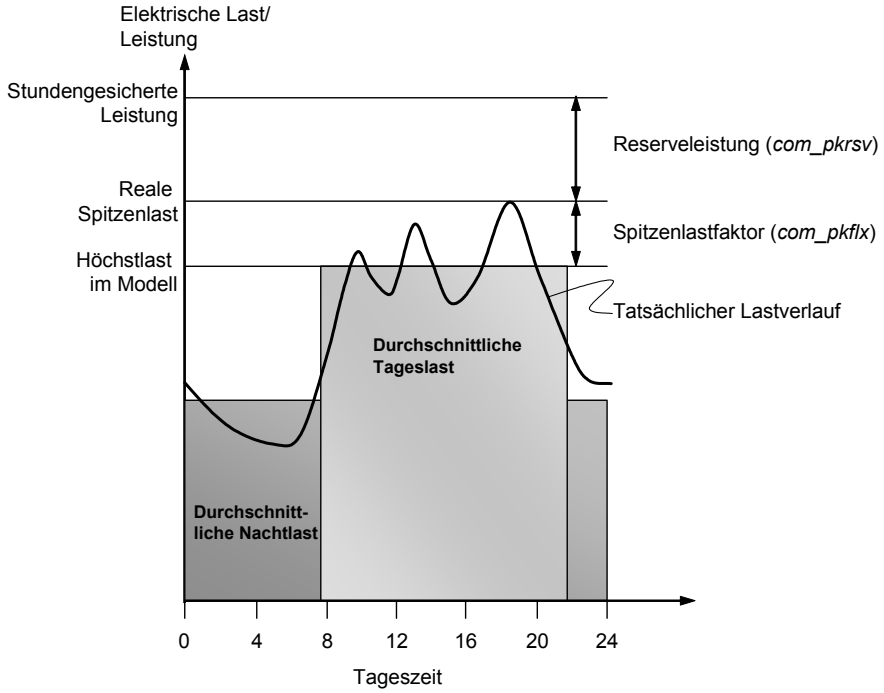


Abb. 3-10: Definition des Reservefaktors *com_pkrsv* und des Spitzenlastfaktors *com_pkflx*

Speicher

In TIMES werden zur Abbildung von Speichervorgängen zwei Arten von Speicherprozessen unterschieden: inter-temporale Speicher, die zur Speicherung einer Commodity zwischen Perioden dienen (*EQ_IPSTG* Gleichung (3-12)), und Speichern, die zur Speicherung zwischen Segmenten eines Jahres verwendet werden (*EQ_TSSTG* Gleichung (3-13)). Die erstgenannte Gruppe dient zur Abbildung von Lagerhaltung oder Bunkerung, z. B. Rohöl. Mit Hilfe der zweiten Gruppe lassen sich beispielsweise Speicherkraftwerke, Pumpspeicher, Erdgas- oder Wasserstoffspeicher abbilden. Speicher zwischen Zeitsegmenten operieren stets nur zwischen denjenigen Zeitsegmenten, die im Zeitsegmentbaum direkt unterhalb desselben Knoten liegen. Dies bedeutet in Anlehnung an den Zeitsegmentbaum in Abb. 3-3, dass ein Tagesspeicher zwischen Wintertag- und Winternacht operieren kann.

Soll auch die Möglichkeit modelliert werden, zwischen Jahreszeiten Energie zu speichern, ist ein zusätzlicher Jahresspeicher einzufügen, der auf saisonaler Ebene operiert (siehe /Mäkelä 2000/ für ein Beispiel der Stromerzeugung aus Wasserkraft). Im Gegensatz zu anderen Prozessen wird die Aktivität eines Speichers als dessen Speicherinhalt definiert. Demnach entspricht die Kapazität eines Speichers seinem maximalen Speichervolumen. Für einen Speicherprozess kann ein Wirkungsgrad $stgeff_{r,v,p}$ definiert werden, der dem Energieaufwand zur Einspeicherung beschreibt. Daneben kann noch ein vom Füllstand des Speichers abhängiger Ver-

lust $stgloss_{r,v,p}$, z. B. Verdunstung in Speicherkraftwerken, sowie ein Speicherzufluss $stgchrg_{r,v,p,s}$ vom Anwender angegeben werden. Bei Speichern, die zwischen Zeitsegmenten operieren, können die in den Speicher fließende und die aus dem Speicher austretende Commodity unterschiedlich sein. Ein Beispiel ist eine Nachtspeicherheizung, die Strom nachts aufnimmt und Wärme tagsüber abgibt.

$EQ_IPSTG_{r,t,p}$:

$$\begin{aligned}
&\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} IPSOUT_{r,v,t,p,c} - \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} stgeff_{r,v,p} \cdot IPSIN_{r,v,t,p,c} \\
&= \\
&\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,ANNUAL} - \sum_{v \in vintyr_{r,v,t-1,p}} ACT_{r,v,t-1,p,ANNUAL} + \\
&\left(\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,ANNUAL} + \sum_{v \in vintyr_{r,v,t-1,p}} ACT_{r,v,t-1,p,ANNUAL} \right) / 2 \cdot stgloss_{r,v,p,s}
\end{aligned} \tag{3-12}$$

mit

$stgeff_{r,v,p}$ Wirkungsgrad der Einspeicherung,

$stgloss_{r,v,p}$ Verlust des Speichers.

$EQ_TSSTG_{r,t,p,s}$:

$$\begin{aligned}
&\sum_{c \in topout_{p,c}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} TSSOUT_{r,v,t,p,c,s} - \sum_{com \in topin_{p,com}} \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} stgeff_{r,v,p} \cdot TSSIN_{r,v,t,p,com,s} \\
&= \\
&\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,s} - \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,s-1} + \\
&\left(\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,s} + \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} ACT_{r,v,t,p,s-1} \right) / 2 \cdot stgloss_{r,v,p,s} + stgchrg_{r,v,p,s}
\end{aligned} \tag{3-13}$$

mit

$stgchrg_{r,v,p,s}$ Zufluss des Speichers.

Modellierung interregionaler Austauschprozesse

Wie schon in Abschnitt 3.3.1 erläutert, dienen interregionale Austauschprozesse zur Abbildung von Import- und Exportvorgängen zwischen modellinternen Regionen sowie zwischen modellinternen und -externen Regionen. Interregionale Austauschprozesse können wie die übrigen Prozesse durch verschiedene technisch-ökonomische Parameter beschrieben werden, wobei die Kapazitäten und ihre zugehörigen Kosten auf die miteinander verbundenen Regionen aufgeteilt werden können. Darüber hinaus kann man für Importe bzw. Exporte aus externen Regionen einen Import- bzw. Exportpreis angeben. Weiterhin kann der gesamte Import bzw. Ex-

port in bzw. aus einer spezifischen Region durch den Parameter *IRE_BND* oder in bzw. aus allen Regionen durch den Parameter *IRE_XBND* in einer Periode und einem Zeitsegment begrenzt werden. Die Zeitsegmentebene der Austauschprozesse kann wie bei anderen Prozessen vom Benutzer gewählt werden. Hiermit lässt sich z. B. in Kombination mit dem Parameter *IRE_BND* die Flexibilität von Gasimportverträgen modellieren.

Ein Austauschprozess kann zum Transport verschiedener Commodities genutzt werden, so dass sich beispielsweise die alternative Verwendung einer Gaspipeline für Erdgas und Wasserstoff im Modell dargestellt werden kann. Durch Verwendung mehrerer Austauschprozesse für eine Commodity lassen sich Kosten-Potenzial-Kurven für erneuerbare Energieträger, z. B. für Holz unterteilt in Waldrestholz, Industrieholz etc., modellieren. Jeder Prozess entspricht dabei einer Stufe der Kosten-Potenzial-Kurve und besitzt die der Stufe entsprechenden Bereitstellungskosten sowie eine der Stufenbreite entsprechenden oberen Grenze, die der zu den Kosten verfügbaren Menge entspricht. Sollen erschöpfbare fossile Ressourcen modelliert, kann ähnlich vorgegangen werden. Es muss jedoch für jeden Austauschprozess eine eigene Importcommodity eingeführt werden, für die dann ein kumulierter Commodity-Bound (*COM_CUMPRD*) anzugeben ist. Im Gegensatz zur Definition des Potenzials erneuerbarer Energien ist für jede Stufe ein kumulierter Bound, der die gesamte zu den jeweiligen Kosten abbaubare Ressourcenmenge angibt, notwendig, da die Ressource innerhalb des Modellzeitraums nur einmal abgebaut werden kann. Alternativ zur Verwendung verschiedener Commodities mit unterschiedlichen kumulierten Obergrenzen können auch so genannte benutzerdefinierte Gleichungen (siehe “Benutzerdefinierte Gleichungen” auf Seite 111) formuliert werden, die die gesamte innerhalb des Modellzeitraums zur Verfügung stehende Ressourcenmenge einer Stufe begrenzen.

Durch Verwendung der Austauschprozesse lassen sich mit vergleichsweise geringem Aufwand bisher isoliert betriebene, regionale Modelle miteinander koppeln. Die Austauschprozesse ermöglichen dabei ein Mapping unterschiedlicher Commodity-Namen und auch die Verwendung unterschiedlicher Zeitsegmentbäume und -namen, so dass die regionalen Modelle unverändert bleiben können. Eine multi-regionale Anwendung von TIMES für den nordischen Strommarkt ist in /Mäkelä 2000/ beschrieben.

Prozessbezogene Bounds

Die einzelnen Modellvariablen (Aktivitätsvariable, Flussvariable, Kapazitätszubau, installierte Kapazität sowie bereits erläutert Export-/Importflüsse) können durch Ober- und Untergrenzen eingeschränkt oder durch Angabe fixer Bounds fest vorgegeben werden. Bounds für die Aktivitätsvariablen und Flussvariablen können auch auf Zeitsegmentebenen angegeben werden, die oberhalb der Zeitsegmentebene der Variablen liegen, so lässt sich beispielsweise die Mindesterzeugung einer Technologie in einem Jahr vorgeben, wobei dem Modell überlassen bleibt, zu entscheiden, in welchen Zeitsegmenten sich dies am kostengünstigsten realisieren lässt.

Verfügbarkeiten von Entnahme-Kondensationsturbinen

KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden (Entnahme-Kondensationsturbinen oder Anzapfturbinen) können im Gegendruckbetrieb, d. h., bei gleichzeitiger Strom- und Heizwärmeerzeugung, und im Kondensationsbetrieb, d. h., zur reinen Stromerzeugung, sowie in Betriebspunkten da-

zwischen betrieben werden (vgl. Abb. 3-8). Werden diese KWK-Anlagen in der Fernwärmeversorgung eingesetzt, werden sie, bedingt durch die Heizwärmenachfrage und aus ökonomischen Gründen, in der Regel nur bis zu ungefähr 2 500 Stunden im Jahr im Gegendruck betrieben. Den Rest des Jahres steht die Anlage zur Kondensationsstromerzeugung zur Verfügung. Will man dieses Verhalten im Modell erreichen, ist eine vergleichsweise hohe zeitliche Auflösung vonnöten, was ein entsprechend großes Modell zur Folge hat. Um die zeitliche Auflösung gering halten zu können, wurden in dieser Arbeit zusätzliche Gleichungen, die die jährliche Verfügbarkeit im Gegendruck- und Kondensationsbetrieb beschränken, eingeführt (*EQ_CHPBPT* Gleichung (3-14) und *EQ_CHPCON* Gleichung (3-16)). Die Kapazität des KWK-Prozesses ist auf den Brennstoffinput bezogen. Die Gegendruckkapazität erhält man durch Multiplikation der Brennstoffkapazität mit dem Faktor $inp_bpt_{r,v,t,p}$, die Kondensationsleistung durch Multiplikation mit dem Kondensationswirkungsgrad.

$$EQ_CHPBPT_{r,t,p}:$$

$$\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,,p}} [cpt_{r,v,t,p} \cdot capact_{r,p} \cdot inp_bpt_{r,v,p} \cdot (NCAP_{r,v,p} + pasti_{r,v,p}) \cdot afbpt_{r,v,p}] \geq \sum_{c \in cheat_p} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} reh_{r,v,p} \cdot FLO_{r,v,t,p,c,ts} \tag{3-14}$$

$$inp_bpt_{r,v,p} = \frac{\frac{1}{flo_func_{r,v,p,CGout,CGin,s}}}{1 + flo_sum_{r,v,p,cheat,CGout,s} \cdot \frac{1}{reh_{r,v,p}}} \tag{3-15}$$

mit

$cheat_p$	Heizwärmecommodity des KWK-Prozesses p,
$CGin$	Commodity-Gruppe der Brennstoffe,
$CGout$	Commodity-Gruppe bestehend aus Strom und Heizwärme,
$flo_func_{r,v,p,CGout,CGin,s}$	Kehrwert des Kondensationswirkungsgrads,
$flo_sum_{r,v,p,cheat,CGout,s}$	Stromverlustkennzahl,
$afbpt_{r,v,p}$	jährliche Verfügbarkeit im Gegendruckbetrieb,
$inp_bpt_{r,v,p}$	Umrechnungsfaktor der brennstoffbezogenen Kapazität des Prozesses p in dessen elektrische Gegendruckkapazität,
$reh_{r,v,p}$	Verhältnis Strom- zu Heizwärmeerzeugung.

$$EQ_CHPCON_{r,t,p}:$$

$$\sum_{v \in vintyr_{r,v,t,,p}} [cpt_{r,v,t,p} \cdot capact_{r,p} \cdot inp_con_{r,v,p} \cdot (NCAP_{r,v,p} + pasti_{r,v,p}) \cdot afcon_{r,v,p}] \geq \sum_{c \in cele_p} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} FLO_{r,v,t,p,c,ts} - \sum_{c \in cheat_p} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \sum_{ts \in ts_{p,c}} reh_{r,v,p} \cdot FLO_{r,v,t,p,c,ts} \quad (3\text{-}16)$$

$$inp_con_{r,v,p} = \frac{1}{flo_func_{r,v,p,CGout,CGin,s}} \quad (3\text{-}17)$$

mit

$cele_p$	Stromcommodity des KWK-Prozesses p,
$afcon_{r,v,p}$	jährliche Verfügbarkeit im Kondensationsbetrieb,
$inp_con_{r,v,p}$	Umrechnungsfaktor der brennstoffbezogenen Kapazität des Prozesses p in dessen elektrische Kondensationskapazität.

Benutzerdefinierte Gleichungen

Zusätzlich zu den von TIMES bereitgestellten Gleichungen und Bounds kann der Modellierer eigene benutzerdefinierte Gleichungen dem Modell hinzufügen, ohne den Modellcode verändern zu müssen. Dies wird durch das in TIMES implementierte Konzept der sog. *user constraints* erreicht, die eine Menge von sehr allgemein gehaltenen Gleichungen darstellen, aus denen durch Definition von Prozess- oder Commodity-Mengen und der Angabe von Variablenkoeffizienten sowie Gleichungskonstanten fallstudienspezifische Gleichungen generiert werden können. So lassen sich nicht nur Gleichungen für einzelne Perioden und Regionen erzeugen, sondern auch über Perioden oder Regionen kumulierte Bedingungen formulieren. Es besteht auch die Möglichkeit inter-temporale Bedingungen zu generieren, so dass sich z. B. der Zubau einer Technologie in einer Periode als Funktion der in der Vorperiode vorhandenen Kapazität begrenzen lässt. Weitere Beispiele für *user constraints* sind die Vorgabe von Quoten für den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Nettostromerzeugung oder die Formulierung von Treibhausgasminderungszielen für einzelne Sektoren, Regionen oder das gesamte System.

Zielfunktion

Das Optimierungskalkül besteht in TIMES in der Minimierung der gesamten Systemkosten abdiskontiert auf ein Basisjahr. Prinzipiell sind jedoch auch andere Zielfunktionen realisierbar, z. B. wie in MARKAL eine multikriterielle Optimierung /Goldstein und Greening 2001/, eine stochastische Optimierung /Kanudia und Loulou 1998/ oder eine Maximierung der Nutzenfunktion bei Kopplung des Energiesystemmodells mit einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell /Manne und Wene 1992/. Verwendet man in TIMES elastische Nachfragefunktionen, wird in der Zielfunktion der sog. *economic surplus* als Maß für die allgemeine Wohlfahrt maximiert /Remme, et al. 1999/. Die Zielfunktion setzt sich zusammen aus den abdiskontierten annuisier-

ten Kosten abzüglich etwaiger ebenfalls abdiskontierter annuisierter Einkünfte sowie im Falle der Verwendung preiselastischer Nachfragefunktionen Terme zur Beschreibung der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher. Durch die Annuisierung der Zielfunktionsterme wird eine detaillierte jährliche Betrachtung der Systemkosten ermöglicht. Die einzelnen Kostenterme der Zielfunktion lauten:

- Investitionen,
- fixe Betriebskosten,
- variable Prozesskosten ohne Brennstoffkosten (variable Kosten können aktivitäts- oder flussbezogen angegeben werden),
- Kosten für Güter, die während der Bauzeit benötigt werden und nicht bereits in den Investitionen mitenthalten sind,
- Kosten resultierend aus Energieträgerimporten oder heimischer Gewinnung,
- Steuern auf der Aktivität, dem Zubau oder der gesamten Kapazität eines Prozesses sowie auf Prozessflüsse,
- Abrisskosten,
- Bewachungskosten für den Zeitraum zwischen Außerbetriebnahme und Abriss einer Anlage,
- commoditybezogene Kosten oder Steuern auf die gesamte Erzeugung oder die Differenz zwischen Erzeugung oder Verbrauch, z. B. zur Abbildung externer Kosten der durch die Emission von Luftschadstoffen verursachten Gesundheitsschäden /Remme, et al. 2003/.

Die folgenden Terme gehen mit einem negativen Vorzeichen in die Zielfunktion ein:

- Subventionen auf der Aktivität, dem Zubau oder der gesamten Kapazität eines Prozesses sowie auf Prozessflüsse,
- commoditybezogene Subventionen auf die gesamte Erzeugung oder die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch,
- Erlöse durch den Export von Energieträgern,
- Restwert von Gütern, die nach der Stilllegung einer Anlage frei werden,
- Restwert von Investitionen, deren Lebensdauer über das Ende des Modellzeitraums hinausgeht,
- Zahlungsbereitschaft der Verbraucher bei Verwendung preiselastischer Nachfragefunktionen.

Zur Kostendokumentation werden auch die noch nicht abgeschriebenen Kosten von Investitionen betrachtet, die vor Beginn des Modellzeitraums getätigt wurden (sog. *sunk costs*). Es kann zwischen einer technischen und ökonomischen Lebensdauer unterschieden werden, wobei letztere für die Ermittlung der annuisierten Investitionen herangezogen wird. Weiterhin kann zwischen einer technologiespezifischen und einer allgemeinen Diskontrate unterschieden werden. Die technologiespezifische Diskontrate wird zur Ermittlung der annuisierten Investition herangezogen, während die allgemeine Diskontrate zur Abdiskontierung der annuisierten Kosten auf das Basisjahr dient. Durch die Verwendung der ökonomischen Lebensdauer oder der technologiespezifischen Diskontrate sollen unterschiedliche Erwartungen an die Rentabilität einer Investition modelliert werden (z. B. werden bei privaten Haushalte Erwartungen an die Amortisationsdauer von 1-5 Jahren beobachtet, während in der Industrie mit deutlich längeren

Zeiten gerechnet wird /Ruderman, et al. 1987/). Bei der Kostenermittlung wird eine etwaige Bauzeit für die Investition und eine mögliche Stillstandszeit vor dem Abriss mitberücksichtigt. Bei der Ermittlung der annuisierten kapazitätsbezogenen Kosten werden vier Fälle abhängig von der Investitionshöhe (niedrige oder hohe Investition) und der Tatsache unterschieden, ob eine Reinvestition in der Bauperiode nötig ist, wenn die Lebensdauer kürzer als die Periodendauer ist. Die Unterscheidung in große und kleine Investitionen erfolgt anhand der Bauzeit: ist das Verhältnis von Bauzeit zu Periodendauer der Bauperiode kleiner als ein Schwellenwert (in der Regel 10 %), wird die Investition als niedrig betrachtet und die Bauzeit in der Kostenermittlung vernachlässigt, andernfalls wird die Investition als hoch bezeichnet. Die vier Fälle lauten somit:

- niedrige Investition (Bauzeit vernachlässigbar), Lebensdauer größer als Bauperiodendauer,
- niedrige Investition (Bauzeit vernachlässigbar), Reinvestition in Bauperiode nötig,
- hohe Investition (Bauzeit nicht vernachlässigbar), Lebensdauer größer als Bauperiodendauer,
- hohe Investition (Bauzeit nicht vernachlässigbar), Reinvestition in Bauperiode nötig.

Nach dieser Unterscheidung werden in TIMES die kapazitätsbezogenen Kosten in der Zielfunktion annuisiert. Bei kleinen Investitionen wird unterstellt, dass der Zubau oder der Ersatz bestehender Kapazitäten kontinuierlich erfolgt. Daher wird die Investition dividiert durch die Periodendauer D_t auf die Jahre $M_t - D_t + 1$ bis M_t verteilt mit M_t als mittleres Jahr der Periode t und jede dieser Teilinvestitionen annuisiert. Bei großen Investitionen wird die Investitionssumme gleichmäßig auf die Bauzeit verteilt und jede dieser Teilinvestitionen annuisiert. Hierdurch wird berücksichtigt, dass bereits während der Bauzeit Kosten anfallen. Im unteren Teil der Abb. 3-11 ist dieser für Kraftwerke typische Fall (große Investition, Lebensdauer länger als Periodendauer) dargestellt. Gegenüber einer Annuisierung der gesamten Investitionssumme nach Ende der Bauzeit (oberer Teil in Abb. 3-11) verteuert sich die Investition dadurch um die während der Bauzeit anfallenden Zinskosten (Tabelle 3-2).

Für eine detaillierte Kostenanalyse werden in den Ergebnissen eines Modelllaufs die unterschiedlichen jährlichen prozessbezogenen Kosten jedes Prozesses einzeln und auch aggregiert nach Prozess oder Kostentyp ausgewiesen.

Tabelle 3-2: Zinskosten während der Bauzeit

Kraftwerk	**Jahr vor Inbetriebnahme**					**Zinskosten während der Bauzeit[a]**
	-5	-4	-3	-2	-1	
Erdgas-Kraftwerk				33,3 %	66,7 %	5,4 %
Steinkohlekraftwerk		10,0 %	20,0 %	30,0 %	40,0 %	8,2 %
Kernkraftwerk	6,7 %	13,3 %	20, 0 %	26,7 %	33,3 %	9,7 %

a.als Prozentsatz der Investition bei einer Diskontrate von 4 %

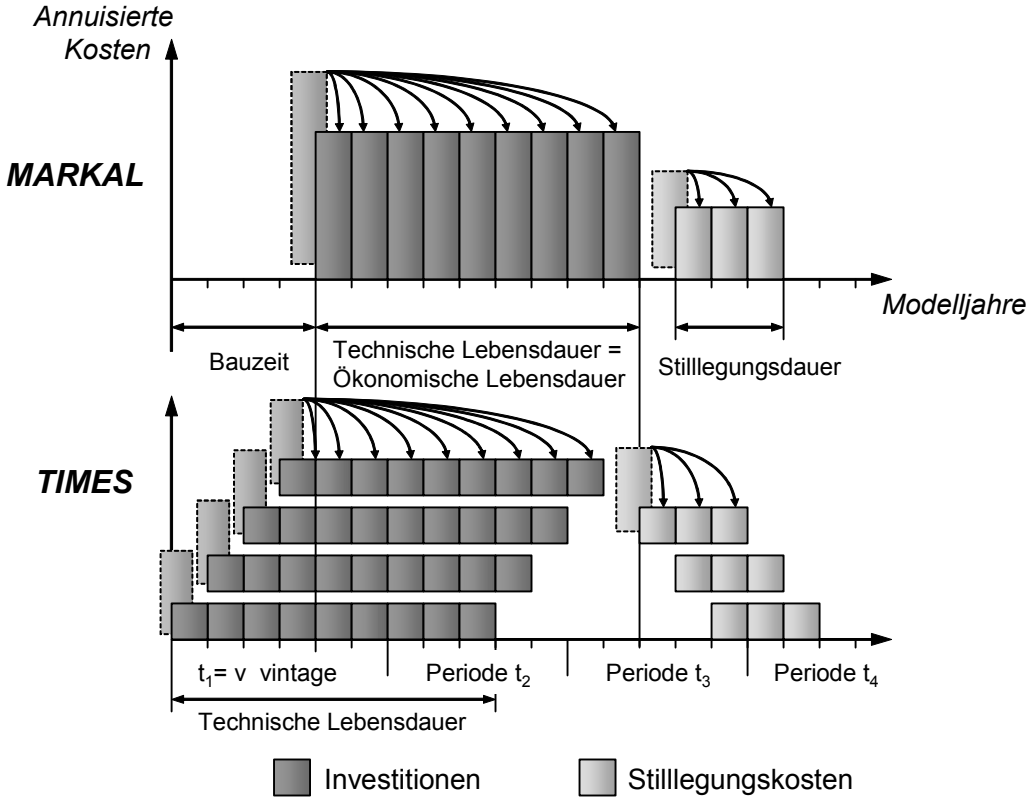


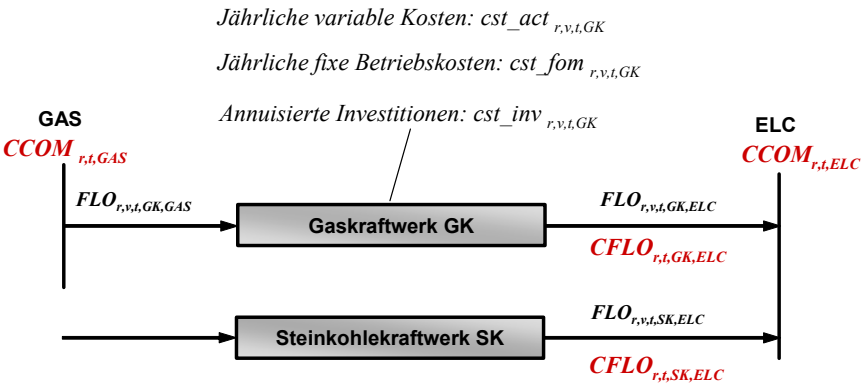
Abb. 3-11: Annuisierung der Investitionen und Stilllegungskosten in MARKAL (oben) und TIMES (unten) im Vergleich

Bilanzierungsmodell zur Berechnung spezifischer Commodity- und Fluss-Kenngrößen

Durch die Verwendung einer annuisierten Zielfunktion liefern die Modellergebnisse von TIMES detaillierte Informationen über die prozessbezogenen Kosten, so dass für jeden Prozess die Investitionen, die fixen und variablen Betriebskosten in absoluten oder spezifischen Werten angegeben werden können. Zur Ermittlung der Gestehungskosten eines Prozesses, z. B. die Stromgestehungskosten für einen bestimmten Kraftwerkstyp, fehlt jedoch die Information über die Brennstoffkosten. Diese Kosten können abhängig von der Brennstoffbereitstellungskette neben Kosten des Energieträgerimportes oder der Gewinnung noch weitere prozessbezogene Kosten der Prozessvorkette enthalten. Da es zudem häufig verschiedene Prozessketten für die Bereitstellung einer Commodity gibt und diese auch gleichzeitig genutzt werden können, lassen sich die Bereitstellungskosten für eine Commodity nicht ohne weiteres aus den Modellergebnissen ablesen. Es ist vielmehr nötig, eine Kostenbilanzierung für jeden Prozess und jede Commodity vorzunehmen.

Eingangsgrößen in diese Bilanzgleichungen, die nach einem Optimierungslauf basierend auf der optimalen Lösung erstellt werden, sind die Prozessflüsse, die Aktivitäten, die zugebauten Kapazitäten, die prozessbezogenen Kosten und die Import- oder Exportpreise. Als Variablen werden die durchschnittlichen spezifischen Gestehungskosten einer Commodity sowie die durchschnittlichen spezifischen Gestehungskosten der Prozessprodukte definiert. Wird die in Abb. 3-12 dargestellte Bilanzierung für jeden Prozess und jede Commodity durchgeführt, ergibt sich ein lineares Gleichungssystem mit derselben Anzahl von Variablen und Gleichungen,

dessen Lösung durch bekannte Verfahren zur Lösung linearer Gleichungssysteme bestimmt werden kann[25].



Durchschnittliche jährliche Flussgestehungskosten

$$CFLO_{r,v,t,GK,ELC} = \sum_{v \in vintyr_{r,v,t,p}} \frac{CCOM_{r,t,GAS} \sum_{s \in ts_{GK,GAS}} FLO_{r,v,t,GK,GAS,s} + cst_act_{r,v,t,GK} + cst_fom_{r,v,t,GK} + cst_inv_{r,v,t,GK}}{\sum_{s \in ts_{GK,ELC}} FLO_{r,v,t,GK,ELC,s}}$$

Durchschnittliche jährliche Commodity-Kosten

$$CCOM_{r,t,ELC} = \frac{CFLO_{r,v,t,GK,ELC} \sum_{s \in ts_{GK,ELC}} FLO_{r,v,t,GK,ELC,s} + CFLO_{r,v,t,SK,ELC} \sum_{s \in ts_{SK,ELC}} FLO_{r,v,t,SK,ELC,s}}{\sum_{s \in ts_{GK,ELC}} FLO_{r,v,t,GK,ELC,s} + \sum_{s \in ts_{SK,ELC}} FLO_{r,v,t,SK,ELC,s}}$$

- Flüsse *FLO* und die Kosten *cst_act, cst_fom, cst_inv* sind bekannt.
- Variablen : durchschnittliche jährliche Flussgestehungskosten *CFLO* und durchschnittliche jährliche Commodity-Kosten *CCOM*
- Lösung des bestimmten Gleichungssystem in GAMS durch Hinzufügen einer Dummy-Zielfunktion

Abb. 3-12: Gleichungssystem zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten für Commodities und Prozessoutputflüsse anhand eines Beispiels

Diese Vorgehensweise zur Berechnung der spezifischen Fluss- und Commodity-Kenngrößen ist der Kostenberechnung in Simulationsmodellen (z. B. in PlaNet /Schlenzig 1998/) sehr ähnlich. Bei Prozessen, die mehrere Produkte erzeugen, stellt sich die Frage, wie die Kosten auf die Produkte zu verteilen sind. Verschiedene Allokationsschemata (Restwertverfahren, Marktpreisverfahren, Kostenverteilungsverfahren) sind denkbar /Männel 1992/, es könnte beispielsweise eine Unterteilung in Haupt- und Nebenprodukte vorgenommen werden, und die Kosten nur den Hauptprodukten zugeordnet werden (Restwertverfahren). In dieser Arbeit wurde der Kostenverteilungsansatz gewählt, in dem die Kosten nach dem Energiegehalt auf alle Produkte verteilt werden, so dass die spezifischen Gestehungskosten aller Produkte gleich sind. Abgewichen wurde von dieser Vorgehensweise nur bei KWK-Anlagen. Bei ihnen werden die Kosten, Brennstoffeinsatz und Emissionen gemäß dem Exergiegehalt auf die beiden Produkte

[25] Hier wurde das Gleichungssystem durch Hinzufügen einer Zielfunktion, die nur aus einer Konstanten besteht, formal in ein Optimierungsproblem überführt und ein üblicher LP-Solver (CPLEX 9.0) zur Lösung verwendet. Dadurch konnte zum einen das Problem weiter in der Modellierungssprache GAMS bearbeitet werden, zum anderern konnten die Gleichungssysteme, die z. T. bis zu einer Million Gleichungen enthielten, sehr effektiv mit einem LP-Solver in einigen Fällen in einer einzigen Iteration gelöst werden.

Strom und Heizwärme verteilt. In /Piller und Rudolph 1991/ wird diese Vorgehensweise als ein kausal orientiertes Verfahren bezeichnet. Daneben werden häufig auch final orientierte Verfahren gewählt, in denen das als Nebenprodukt betrachtete Gut (abhängig von der Fahrweise Strom oder Wärme) exogen mit einer Gutschrift bewertet wird. Das zu wählende Verfahren hängt eng mit der Fragestellung zusammen. Da bei der Untersuchung eines nationalen Energiesystems Strom und Fernwärme interne Energieträger darstellen, ist eine Unterscheidung der Kuppelprodukte in Haupt- und Nebenprodukt nur schwer möglich. Es wurde daher hier das kausale Verfahren gewählt. Es ist anzumerken, dass für die Ermittlung des jeweiligen Brennstoffverbrauchs zur Strom- und Heizwärmeerzeugung dasselbe Verfahren gewählt wurde.

Das dargestellte Verfahren zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten kann auch auf andere Größen angewendet werden. In analoger Weise wurden in dieser Arbeit auch der spezifische Primärenergieverbrauch, gegliedert nach Energieträgern, der zur Bereitstellung einer Einheit der Commodity benötigt wird, und die spezifischen energiebedingten Emissionen, die durch die Bereitstellung einer Einheit der Commodity verursacht werden, ermittelt. Diese Größen stellen insbesondere für Güter in den Nachfragesektoren ein anschauliches Maß für die Ressourceninanspruchnahme dar, z. B. Primärenergieverbrauch oder CO_2-Emissionen pro Personenkilometer.

Kritisch anzumerken ist, dass die Betrachtung der spezifischen Gestehungskosten einer Technologie alleine nicht immer die Frage beantworten kann, warum eine spezielle Technologie ausgewählt wurde, da sich Restriktionen eines Szenarios nicht immer in den Gestehungskosten widerspiegeln. So lässt sich beispielsweise ein verstärkter Einsatz von Erdgas-GuD-Kraftwerken in einem Treibhausgasminderungsszenario gegenüber einem Szenario ohne Minderungsziel nicht aus den Gestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien erklären, da die Kosten der Technologie in beiden Szenarien gleich sind. Das Problem ist hier, dass das Treibhausgasminderungsziel sich bei der hier gemachten Betrachtung nicht in den Gestehungskosten einer Technologie widerspiegelt. In Abschnitt 4.1 wird ein Ansatz vorgestellt, wie sich solche Restriktionen kostenmäßig bewerten und dann in die Kostenbetrachtung einer Technologie integrieren lassen.

Dekompositionsanalyse der CO_2-Emissionen

Die Entwicklung energiewirtschaftlicher Indikatoren wird durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst. So wird z. B. die Entwicklung der CO_2-Emissionen der privaten Haushalte u. a. durch die Entwicklung der Bevölkerung, der Anzahl der Haushalte, der Wohnungsgröße, der Effizienz der verwendeten Geräte und der Emissionsintensität der eingesetzten Brennstoffe beeinflusst. Mit Hilfe der Dekompositionsanalyse wird der Versuch unternommen, die Änderungen in einem Indikator unterschiedlichen erklärenden Einflussfaktoren quantitativ zuzuordnen. Ein Überblick über die verschiedenen Methoden der Dekompositionsanalyse wird in /Diekmann, et al. 1999/ gegeben.

An einem einfachen Beispiel in Anlehnung an /Seibel 2003/ soll die Idee der Dekompositionsanalyse erläutert werden. Die Emissionen E eines Betriebes kann als Produkt der Anzahl der produzierten Einheiten P und den bei der Produktion einer Einheit auftretenden Emissionen E/P beschrieben werden.

$$E = \frac{E}{P} \cdot P \tag{3-18}$$

Eine beobachtete Änderung der Emissionen ΔE ist auf Änderungen in P oder E/P zurückzuführen und lässt sich beschreiben als:

$$\Delta E = c \cdot \Delta\frac{E}{P} + d \cdot \Delta P \tag{3-19}$$

mit den unbekannten Koeffizienten c und d. Diese beiden Koeffizienten lassen sich durch die folgenden Gleichungen (3-20) bzw. (3-21) ermitteln, wobei die Indizes 0 und 1 die Zeitpunkte beschreiben, zwischen denen die Änderung ΔE beobachtet wurde.

$$\begin{aligned}
\Delta E &= E_1 - E_0 \\
&= \frac{E_1}{P_1} \cdot P_1 - \frac{E_0}{P_0} \cdot P_0 \\
&= \frac{E_1}{P_1} \cdot P_1 - \frac{E_1}{P_1} \cdot P_0 + \frac{E_1}{P_1} \cdot P_0 - \frac{E_0}{P_0} \cdot P_0 \\
&= \frac{E_1}{P_1} \cdot (P_1 - P_0) + P_0 \cdot \left(\frac{E_1}{P_1} - \frac{E_0}{P_0}\right) \\
&= P_0 \cdot \Delta\frac{E}{P} + \frac{E_1}{P_1} \cdot \Delta P
\end{aligned} \tag{3-20}$$

$$\begin{aligned}
\Delta E &= E_1 - E_0 \\
&= \frac{E_1}{P_1} \cdot P_1 - \frac{E_0}{P_0} \cdot P_0 \\
&= \frac{E_1}{P_1} \cdot P_1 - \frac{E_0}{P_0} \cdot P_1 + \frac{E_0}{P_0} \cdot P_1 - \frac{E_0}{P_0} \cdot P_0 \\
&= P_1 \cdot \left(\frac{E_1}{P_1} - \frac{E_0}{P_0}\right) + \frac{E_0}{P_0} \cdot (P_1 - P_0) \\
&= P_1 \cdot \Delta\frac{E}{P} + \frac{E_0}{P_0} \cdot \Delta P
\end{aligned} \tag{3-21}$$

Der Koeffizient c ist also entweder gleich P_0 oder P_1, d entweder gleich E_1/P_1 oder E_0/P_0. In (3-20) betrachtet man zuerst die Emissionsänderung $\Delta E/P$ beim ursprünglichen Produktionsvolumen P_0 und dann die Volumenänderung bei veränderter Emissionsintensität in (3-21) ist es genau umgekehrt. Das Ergebnis hängt also von der Reihenfolge ab, mit der man die verschiedenen Effekte betrachtet.

Die Dekompositionsanalyse wird in dieser Arbeit zur Untersuchung der Modellergebnisse verwendet, um Änderungen in den Kohlendioxidemissionen sowohl zwischen Modellperioden als auch zwischen Szenarien zu erklären. Hierzu wird der vom Statistischen Bundesamt verwendete und in /Seibel 2003/ erläuterte Ansatz genutzt. Es handelt sich dabei einen vollständigen Dekompositionsansatz ohne Restglied (keine Betrachtung gemischter Effekte), bei dem alle möglichen kombinatorischen Dekompositionsschemata betrachtet werden (wie im obigen Beispiel mit (3-20) und (3-21)), aus deren Ergebnissen dann ein Mittelwert berechnet wird.

4 Methoden der Sensitivitätsanalyse und der parametrischen Programmierung

Optimierende Energiesystemmodelle liefern im Fall der Kostenminimierung als Lösung eine kostenoptimale Ausgestaltung des Energiesystems unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten sowie der getroffenen Rahmenbedingungen. Als häufiger Kritikpunkt an der sich ergebenden Lösung wird eine geringe Transparenz genannt /Schlenzig 1998/, da der Zusammenhang zwischen Modelleingangsdaten und der sich ergebenden Lösung nicht immer direkt ersichtlich ist. Ein Beispiel hierfür ist die Lösung eines Energiemodells mit und ohne Treibhausgasrestriktion. Im Falle des Szenarios mit Treibhausgasrestriktion können u. a. Brennstoffsubstitution, Effizienzverbesserungen, Energieeinsparung oder CO_2-Abtrennung mit Deponierung als Minderungsmaßnahmen zum Tragen kommen. Auf den ersten Blick ist nicht ersichtlich, warum bestimmte Maßnahmen Bestandteil der Minderungsstrategie sind, während andere Minderungsoptionen nicht genutzt werden. Die optimale Auswahl der Minderungsmaßnahmen hängt von der Relation der sich ergebenden marginalen Treibhausgasminderungskosten des Gesamtsystems zu den Vermeidungskosten der einzelnen Maßnahme ab. Nur solche Maßnahmen werden gewählt, deren Vermeidungskosten niedriger oder gleich den marginalen Minderungskosten des Gesamtsystems sind. Die marginalen Treibhausgasminderungskosten ergeben sich als sog. dualen Variablen (auch als marginale Grenzkosten, Schattenpreise oder Opportunitätskosten bezeichnet) aus der dualen Lösung des untersuchten linearen Optimierungsproblems. Das Konzept der Dualität ist daher der Schlüssel zum Verständnis der Lösung von linearen Optimierungsproblemen und wird im Abschnitt 4.1 dieses Kapitels vorgestellt. Weiterhin wird dort neben einer graphentheoretischen Betrachtung des dualen Problems die Bedeutung der zum dualen Problem gehörigen Gleichungen und Variablen aufgezeigt.

Eng verknüpft mit der Dualität ist die Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4.2), mit deren Hilfe sich die Auswirkung von marginalen Änderungen der Modelleingangsdaten auf die Modelllösung untersuchen lässt. Durch die Sensitivitätsanalyse lässt sich die Sensitivität oder Robustheit der Lösung gegenüber Parameteränderungen bezüglich der Modellparameter quantifizieren. Da der Einfluss der Parameter auf die Modelllösung somit dargestellt wird, kann die Sensitivitätsanalyse durch Beantwortung von Fragen des Typs „was wäre, wenn...?“ erheblich zum Modellverständnis beitragen. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse lassen sich weiterhin diejenigen Aktivitäten, die den Wert der dualen Variablen bestimmen, ermitteln. Im Fall der marginalen Treibhausgasminderungskosten sind dies diejenigen Minderungsmaßnahmen, die gerade noch benötigt werden, um die letzte Tonne Treibhausgas zu vermeiden. Die hierdurch verursachten Kosten sind gleich den Grenzkosten der Treibhausgasvermeidung. Weiterhin lassen sich durch die Sensitivitätsanalyse die Treibhausgasminderungskosten unterschiedlicher Technologien und Maßnahmen ermitteln.

Sollen nicht nur marginale Änderungen, sondern Parameteränderungen über einen größeren Wertebereich untersucht werden, kommen Verfahren der sog. parametrischen Programmierung zum Einsatz, die in Abschnitt 4.3 beschrieben werden. Neben der Untersuchung des Einflusses dieser Parametervariationen auf die Modelllösung und deren Stabilität wird die parametrische Programmierung in dieser Arbeit u. a. auch zur Durchführung von Kosteneffektivitätsanalysen der Treibhausgasminderung und zur Ableitung von Angebotskurven der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genutzt. Im letzteren Fall werden durch die Einbettung der regenerativen Energien in das gesamte Energiesystem Kosteneffekte, verursacht durch die

Wechselwirkungen der regenerativen Energien mit anderen Bereichen des Energiesystems (beispielsweise die Bereitstellung von Backup-Kapazitäten für eine fluktuierende Windenergieerzeugung oder eine etwaige Wärmegutschrift bei der Stromerzeugung aus Biomasse-KWK- Anlagen), bereits modellendogen berücksichtigt.

Alternativ zur parametrischen Programmierung kann der Einfluss von Parametervariationen, insbesondere bei gleichzeitiger Änderung mehrerer Parameter oder bei der Variation von Matrixkoeffizienten, häufig effektiver im Bezug auf die Rechenzeit durch die direkte Lösung der sich kombinatorisch ergebenden Szenarien analysiert werden. Das hierfür verwendete Verfahren, basierend auf einer reduzierten Modellmatrix, wird in Abschnitt 4.3.3 vorgestellt.

4.1 Dualität in der Linearen Programmierung

Ein wichtiges Konzept in der Linearen Programmierung stellt die Dualität dar. Verknüpft mit jedem linearen Optimierungsproblem ist das sog. duale Problem. Das ursprüngliche Problem wird als das primale Problem bezeichnet. In diesem Abschnitt werden das primale und das duale Problem vorgestellt, die Kernaussagen der Dualität erläutert, die Zusammenhänge innerhalb des primalen und dualen Problems durch eine graphentheoretische Betrachtung veranschaulicht und eine Interpretation der dualen Gleichungen und Variablen für das im vorherigen Kapitel vorgestellte Energiesystemmodell TIMES entwickelt.

4.1.1 Das primale und das duale Optimierungsproblem

Gegeben sei ein lineares Optimierungsproblem

$$Min \sum_{j=1}^{n} c_j x_j$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j \geq b_i,\ i = 1, 2, \ldots, m \qquad (4\text{-}1)$$

$$x_j \geq 0,\ j = 1, 2, \ldots, n$$

und

i	Index der Gleichungen von 1 bis m,
j	Index der Variablen von 1 bis n,
x_j	primale Variable (Entscheidungsvariable des primalen Problems),
c_j	Kosten der Variablen x_j,
a_{ij}	Koeffizient der Variablen x_j in der Gleichung i,
b_i	rechte Seite der Gleichung i.

Das zugehörige duale Problem lautet:

$$Max \sum_{i=1}^{m} b_i y_i$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\sum_{i=1}^{m} a_{ij} y_i \leq c_j,\ j = 1, 2, \ldots, n \qquad (4\text{-}2)$$

$$y_i \geq 0,\ i = 1, 2, \ldots, m.$$

mit

y_i duale Variable (Entscheidungsvariable des dualen Problems).

Betrachtet man die Koeffizienten a_{ij} des primalen Problems als Koeffizienten einer Matrix A mit Reihen i und Spalten j, ergeben sich die Gleichungen des dualen Problems als Spalten der Matrix A, die Matrix des dualen Problems ist also gleich der Transponierten A^T. Jeder primalen Variablen x_j ist somit eine duale Gleichung j zugeordnet, während umgekehrt jede Gleichung i des primalen Problems mit einer Variablen y_i des dualen Problems korrespondiert. Die Koeffizienten c_j der primalen Zielfunktion werden zu rechten Seiten des dualen Problems, während die rechten Seiten b_i des primalen Problems zu Zielfunktionskoeffizienten des dualen Problems werden.

Das primale Problem in (4-1), das nur aus Ungleichungen eines Typs sowie nichtnegativen Variablen besteht, entspricht der sog. *Von Neumann symmetric form*. Jedes lineare Optimierungsproblem lässt sich durch Umformungen in diese Form bringen, so dass sich dann das duale Problem gemäß (4-2) ergibt. Das duale Problem lässt sich jedoch auch direkt aus primalen Problemen, die nicht die *Von Neumann symmetric form* besitzen, ableiten. Hierzu werden die in Tabelle 4-1 dargestellten Entsprechungen zwischen dem primalen und dualen Problem verwendet /Dantzig und Thapa 1997/.

Die duale Variable, die in der Literatur häufig auch als Schattenpreis bezeichnet wird, beschreibt die Änderung des Zielfunktionswertes bei marginaler Änderung der rechten Seite einer primalen Gleichung um eine Einheit. Im Falle einer Treibhausgasminderungsrestriktion beschreibt die zugehörige duale Variable also die Kosten, die zur Minderung einer weiteren zusätzlichen Tonne Treibhausgas aufgewendet werden müssen. Stellt die rechte Seite eine Kapazitäts- oder Ressourcenobergrenze dar, können die Schattenpreise auch als Opportunitätskosten verstanden werden, die bei einer Erhöhung der rechten Seite, also einer Erhöhung der zur Verfügung stehenden Ressource, die sich ergebende Kostenminderung (gewonnene Opportunität) beschreiben /Williams 1990/.

Besteht die Nebenbedingung in dem Problem (4-1) nur aus einer Variablen mit einem Koeffizienten von eins, handelt es sich bei der Ungleichung um eine Unter- bzw. Obergrenze der Variablen. Für die zugehörige duale Variable wird auch der Begriff reduzierte Kosten (engl. *reduced costs*) verwendet. Die reduzierten Kosten beschreiben die sich ergebenden Kosten, wenn die Untergrenze um eine Einheit erhöht bzw. die Obergrenze um eine Einheit verringert würde. Hat eine nichtnegative primale Variable den Wert Null, befindet sie sich an ihrer Untergrenze. Die reduzierten Kosten lassen sich auch als den Betrag interpretieren, um den der

Kostenkoeffizient der primalen Variablen in der Zielfunktion reduziert werden müsste, damit die primale Variable einen Wert größer Null annimmt. Die reduzierten Kosten stellen für den Fall, dass sich die primale Variable an der Untergrenze befindet, ein Maß dar, wieweit die durch die primale Variable dargestellte Aktivität (z. B. Nutzung einer vorhandenen Technologie oder Zubau einer Technologie) kostenmäßig noch von der Wettbewerbsfähigkeit entfernt ist. Für den Fall, dass sich die Variable an ihrer Obergrenze befindet, lassen sich die reduzierten Kosten als denjenigen Betrag interpretieren, um den der Kostenkoeffizient der Variablen erhöht werden könnte, ohne dass die Variable die Obergrenze verlässt. Die reduzierten Kosten können demnach im Fall der Obergrenze als kostenmäßiger Wettbewerbsvorteil der mit der Variablen verbundenen Aktivität verstanden werden.

Tabelle 4-1: Entsprechungen zwischen dem primalen und dualen linearen Optimierungsproblem

Primales Problem	**Duales Problem**
Minimierung primale Zielfunktion	Maximierung duale Zielfunktion
Zielfunktionskoeffizient	Rechte Seite des dualen Problems
Rechte Seite des dualen Problems	Zielfunktionskoeffizient
Koeffizientenmatrix	Transponierte Koeffizientenmatrix
Primale Gleichungen: Gleichung vom Typ $\geq$ Gleichung vom Typ $\leq$ Gleichung vom Typ $=$	Duale Variablen: $y_i \geq 0$ $y_i \leq 0$ y_i keine Vorzeichenbeschränkung
Primale Variablen: $x_j \geq 0$ $x_j \leq 0$ x_j keine Vorzeichenbeschränkung	Duale Gleichungen: Gleichung vom Typ $\leq$ Gleichung vom Typ $\geq$ Gleichung vom Typ $=$

4.1.2 Kernaussagen der Dualität

Zwei der Kernsätze der Dualitätstheorie, das schwache bzw. starke Dualitätstheorem sowie das Komplementaritätstheorem (engl. *complementary slackness theorem*), sollen hier kurz vorgestellt werden. Sie beschreiben die Wechselwirkungen zwischen primaler und dualer Lösung eines linearen Optimierungsproblems und sind damit wichtig für die Analyse und Interpretation der Modellergebnisse.

Schwaches und starkes Dualitätstheorem

Das schwache Dualitätstheorem besagt, dass der Zielfunktionswert der dualen Lösung eine Obergrenze für die Zielfunktion des primalen Problems darstellt:

$$\sum_{j=1}^{n} c_j x_j \leq \sum_{i=1}^{m} b_i y_i, \tag{4-3}$$

wobei $(x_1, x_2, \ldots, x_n)$ eine zulässige (nicht notwendigerweise optimale) Lösung des primalen Problems und $(y_1, y_2, \ldots, y_n)$ eine zulässige Lösung des dualen Problems ist. Der Beweis des Theorems (4-3) beruht auf einer Kette von Ungleichungsbeziehungen /Vanderbei 1997/:

$$\sum_{j=1}^{n} c_j x_j \leq \sum_{j=1}^{n} \left(\sum_{i=1}^{m} y_i a_{ij} \right) x_j = \sum_{i=1}^{m} \left(\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j \right) y_i \leq \sum_{i=1}^{m} b_i y_i. \tag{4-4}$$

Bei der Lösung des primalen Problems können die Fälle auftreten, dass eine optimale Lösung existiert, dass der Zielfunktionswert gegen unendlich läuft oder dass das Problem unlösbar ist. Ist der Zielfunktionswert des primalen Problems unbegrenzt, ergibt sich aus Gleichung (4-3), dass das duale Problem unlösbar ist. Da das duale Problem des dualen Problems wieder das primale Problem ergibt, kann analog gefolgert werden, dass im Fall eines unlösbaren primalen Problems das zugehörige duale Problem unbegrenzt ist /Chvátal 1983/.

Das starke Dualitätstheorem sagt aus, dass für die optimale Lösung des primalen $(x_1^*, x_2^*, \ldots, x_n^*)$ und des dualen $(y_1^*, y_2^*, \ldots, y_n^*)$ Problems der Zielfunktionswert des primalen und des dualen Optimierungsproblems identisch sind:

$$\sum_{j=1}^{n} c_j x_j^* = \sum_{i=1}^{m} b_i y_i^*, \tag{4-5}$$

Der Beweis des Dualitätstheorems soll hier nicht dargestellt werden, für dessen Herleitung sei beispielsweise auf /Chvátal 1983/ verwiesen.

Komplementaritätstheorem

Führt man in die Problem (4-1) und (4-2) sog. Überschuss- bzw. Schlupfvariablen ein, ergeben sich folgende Darstellung des primalen und dualen Problems:

Primales Problem $\quad Min \sum_{j=1}^{n} c_j x_j$

mit den Nebenbedingungen:

$$\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j - w_i = b_i,\ i = 1, 2, \ldots, m \tag{4-6}$$
$$x_j \geq 0,\ j = 1, 2, \ldots, n$$
$$w_i \geq 0,\ i = 1, 2, \ldots, m$$

mit

w_i Überschussvariable des primalen Problems

und

Duales Problem $\quad Max \sum_{i=1}^{m} b_i y_i$

mit den Nebenbedingungen:

$$\sum_{i=1}^{m} a_{ij} y_i + z_j = c_j,\ j = 1, 2, \ldots, n \tag{4-7}$$
$$y_i \geq 0,\ i = 1, 2, \ldots, m$$
$$z_j \geq 0,\ j = 1, 2, \ldots, n$$

mit

z_j Schlupfvariable des dualen Problems (oder reduzierte Kosten der primalen Variablen).

Das Komplementaritätstheorem besagt nun:

Stellt $x = (x_1, x_2, \ldots, x_n)$ eine zulässige Lösung des primalen Problems und
$y = (y_1, y_2, \ldots, y_m)$ eine zulässige Lösung des dualen Problems, sowie
$w = (w_1, w_2, \ldots, w_m)$ die Überschussvariablen des primalen Problems und
$z = (z_1, z_2, \ldots, z_n)$ die Schlupfvariablen des dualen Problems dar, so handelt es sich bei x und y dann und nur dann um eine optimale Lösung, wenn gilt: (4-8)

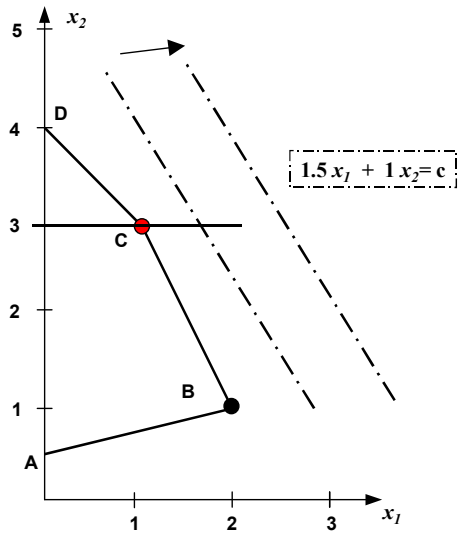
$$x_j z_j = 0,\ j = 1, 2, \ldots, n$$
$$w_i y_i = 0,\ i = 1, 2, \ldots, m.$$

Für einen Beweis sei z. B. auf /Vanderbei 1997/ verwiesen. Die Komplementarität besagt nun, dass, wenn die duale Variable y_i ungleich Null ist, die Überschussvariable w_i der zugehörigen primalen Gleichung Null ist, die Ungleichung also mit Gleichheit erfüllt ist. Umgekehrt

gilt, dass, wenn die Überschussvariable w_i größer Null ist, die zugehörige duale Variable y_i Null sein muss. Analoge Aussagen gelten für die Beziehungen zwischen x_j und z_j.

Das Komplementaritätstheorem bringt zum Ausdruck, dass ein Schattenpreise z. B. für eine Ressourcenbeschränkung nur dann existiert, wenn die vorhandene Menge der Ressource, repräsentiert durch die rechte Seite der Ungleichung, vollständig ausgeschöpft wird. In diesem Fall stellt der Schattenpreis die Zahlungsbereitschaft für eine zusätzliche Ressourceneinheit dar. Ist die Ressource dagegen im Überschuss vorhanden, besteht keine Notwendigkeit zusätzliche Ressourcen zu erwerben, so dass der interne Wert einer zusätzlichen Einheit den Wert Null besitzt, der Schattenpreis also Null ist.

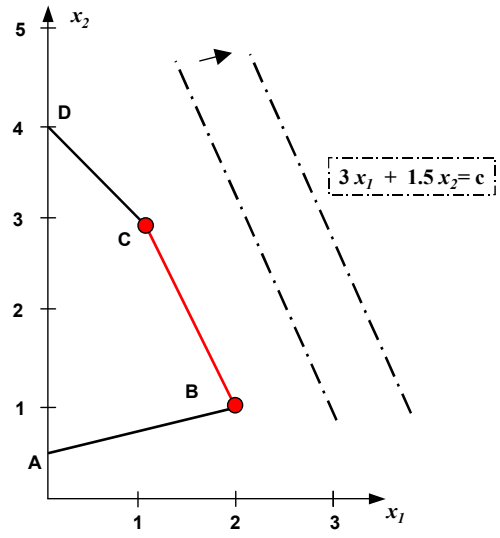
Sind beide Variablen einer Komplementaritätsbedingung gleich Null, bezeichnet man die zugehörige optimale Lösung als degeneriert. Tritt dieser Fall für $w_i y_i = 0$ bzw. $x_j z_j = 0$ ein, bedeutet dies, dass es unendlich viele primale bzw. duale Lösungen gibt /Williams 1990/. Beispiele für eine sog. primal und dual degenerierte Lösung sind in Abb. 4-1 dargestellt. Ist das primale Problem degeneriert, bedeutet dies, dass sich in einem Vertex des den primalen Lösungsraum beschreibenden Polyhedrons mit der Dimension n mehr als n der durch die Ungleichungen beschriebenen Hyperebenen schneiden. Der primale Lösungspunkt ist zwar eindeutig, aber es gibt unendlich viele duale Lösungen. Im umgekehrten Fall, dass sich im dualen Lösungsraum der Dimension m mehr als m Hyperebenen in einem Punkt schneiden, gibt es eine eindeutige duale Lösung aber unendlich viele primale Lösungen. Im in Abb. 4-1 (b) dargestellten zweidimensionalen Fall bedeutet dies, dass die Höhenlinien der primalen Zielfunktion parallel zu einer der den Lösungsraum begrenzenden Ungleichung verlaufen.



Unendlich viele duale Lösungen

$$\begin{aligned} MAX\ \ & 1.5\,x_1 + 1\,x_2 \\ s.t & \\ & x_1 + x_2 \le 4 \\ & 2\,x_1 + x_2 \le 5 \\ & -\,x_1 + 4\,x_2 \le 2 \\ & x_2 \le 3 \\ & x_1, x_2 \ge 0 \end{aligned}$$

(a)



Unendlich viele primale Lösungen

$$\begin{aligned} MAX\ \ & 3\,x_1 + 1.5\,x_2 \\ s.t & \\ & x_1 + x_2 \le 4 \\ & 2\,x_1 + x_2 \le 5 \\ & -\,x_1 + 4\,x_2 \le 2 \\ & x_1, x_2 \ge 0 \end{aligned}$$

(b)

Abb. 4-1: Beispiele für eine (a) primal und (b) dual degenerierte Lösung

Von einer strikt komplementären Lösung spricht man, wenn in allen Komplementaritätsbedingungen stets eine der Variablen ungleich Null ist. Wie von /Goldman und Tucker 1956/ gezeigt, existiert für jedes lineare Optimierungsproblem eine strikt komplementäre Lösung. So genannte Interior-Point-Methods (IPM), die im Gegensatz zu Simplex-Verfahren nicht die Grenze der zulässigen Region betrachten, sondern, ausgehend von einem Punkt im Innern der Region, die optimale Lösung bestimmen, liefern eine strikt komplementäre Lösung.

4.1.3 Graphentheoretische Betrachtung des primalen und dualen Problems

Als Grundlage der Modellbildung von Energiesystemmodellen wurde in Abschnitt 3.2.1 das Referenzenergiesystem (RES) vorgestellt. Das RES beschreibt die Zusammenhänge zwischen den Prozessen und Commodities des Energiesystems, d. h., zum einen wird bei der Betrachtung eines Prozesses ersichtlich, welche Commodities von einem Prozess erzeugt und verbraucht werden, zum anderen kann bei Betrachtung einer Commodity verfolgt werden, welche Prozesse die betrachtete Commodity erzeugen und verbrauchen. Informationen über die das Energiesystem beschreibenden Gleichungen und deren Variablen sind im RES nicht oder nur sehr begrenzt enthalten. So lässt sich aus dem RES ablesen, aus welchen Flussvariablen sich die Erhaltungsgleichungen einer Commodity zusammensetzen, Informationen über die technologischen Zusammenhänge eines Prozesses lassen sich aus dem RES jedoch z. B. nicht ablesen.

Zum besseren Verständnis von Modellen aus dem Bereich des Operations Research wurden in der Vergangenheit unterschiedliche Darstellungsformen entwickelt. Sie reichen von einer algebraischen Beschreibung des Gleichungssystems über schematische Darstellungen der Gleichungsmatrix bis hin zur Darstellung von Input/Output-Beziehungen für die Gleichungen und Variablen. Eine Übersicht über die unterschiedlichen Darstellungsformen von Optimierungsproblemen wird in /Jones 1998/ und /Greenberg und Murphy 1995/ gegeben. Die dort diskutierten unterschiedlichen graphischen Darstellungsformen können als Spezialfälle einer fundamentalen Graphendarstellung aufgefasst werden, auf die daher im Folgenden näher eingegangen werden soll. Diese Darstellung, zuerst von /Greenberg 1978/ für Energiemodelle angewandt, basiert auf einer Darstellung der Gleichungsmatrix als zwei Mengen von Knoten, Gleichungen und Variablen, die durch Kanten miteinander verbunden sind. Werden die Kanten des Graphen mit einer Orientierung versehen, ergibt sich ein fundamentaler Digraph (engl. *directed graph*). Eine ähnliche Darstellungsform wird in /Finnis, et al. 1984/ für das Gleichungssystem eines MARKAL Modells vorgestellt.

Fundamentaler Digraph

Der fundamentale Graph $D = (R, S, K)$ beschreibt die Zusammenhänge zwischen den Reihen R und Spalten S einer Gleichungsmatrix, also den Gleichungen und Variablen, in Form eines gerichteten Graphen bestehend aus den Knoten R, S und den Kanten K. Hierzu wird jeder positive Eintrag a_{ij} als eine Kante von der Spalte (primale Variable) j zur Reihe (primale Gleichung) i dargestellt, und umgekehrt für einen negativen Eintrag a_{ij} eine Kante, ausgehend von der Reihe i zur Spalte j, eingeführt /Greenberg 1993/. Als ein Beispiel ist in Abb. 4-2 für ein einfaches Modell, bestehend aus zwei Stromerzeugungsprozessen (Steinkohlekraftwerk und Windkraftanlage) mit nur einer Modellperiode, der sich ergebende fundamentale Digraph dargestellt.

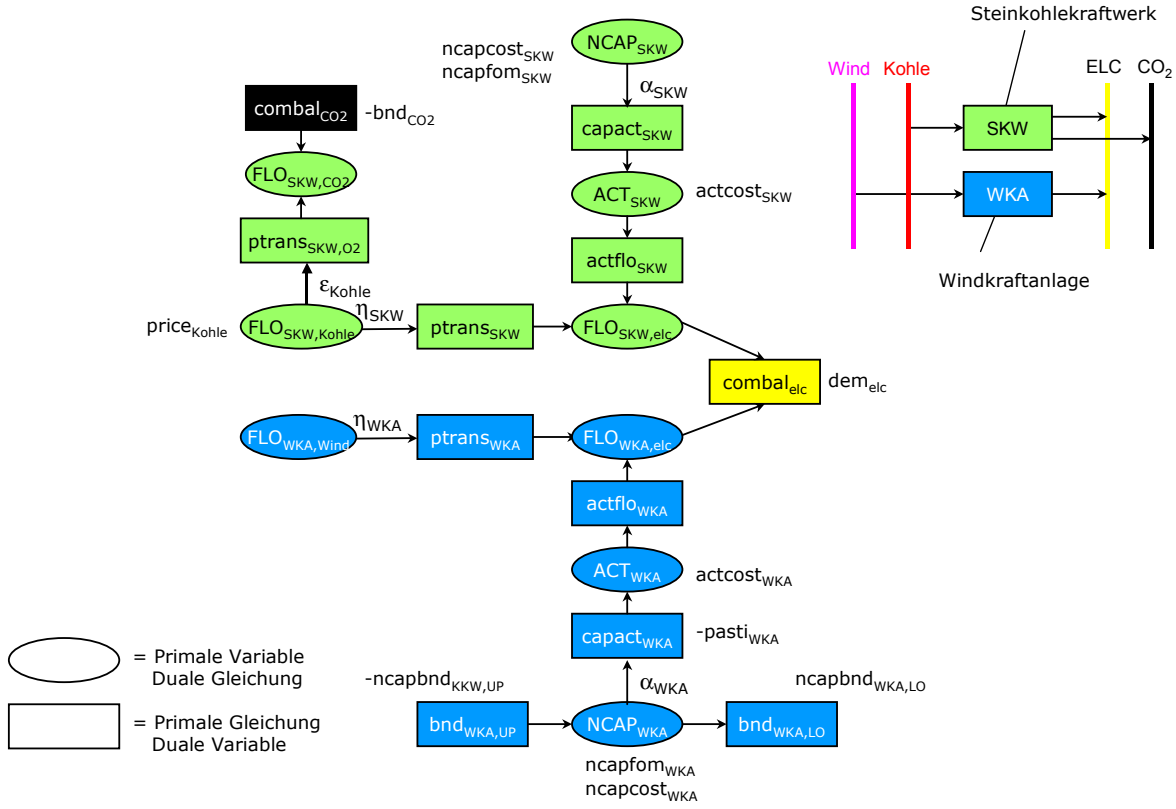


Abb. 4-2: Beispiel des fundamentalen Digraphs für ein Energiesystem bestehend aus zwei Prozessen

Bei den primalen Variablen sind zusätzlich die von Null verschiedenen Koeffizienten der Zielfunktion angegeben, während bei den primalen Gleichungen die rechte Seite angeführt ist, falls diese ungleich Null ist. Ist der Betrag des Koeffizienten a_{ij} ungleich 1, ist dessen Wert an der Kante vermerkt. Für jede der primalen Gleichungen können die in der Gleichung auftretenden Variablen aus dem Digraph entnommen werden, so dass die primale Modellformulierung aus dem Digraph gewonnen werden kann (vgl. Gleichung (4-9)).

Primales Problem des Beispiels aus Abb. 4-2: (4-9)

$$Min\ (actcost_{SKW}\, ACT_{SKW} + actcost_{WKA}\, ACT_{WKA}) +$$
$$(ncapcost_{SKW} + ncapfom_{SKW}) \cdot NCAP_{SKW} + (ncapcost_{WKA} + ncapfom_{WKA}) \cdot NCAP_{WKA} +$$
$$ncapfom_{WKA} \cdot \text{pasti}_{\text{WKA}} + price_{Kohle} \cdot FLO_{SKW,Kohle}$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned}
\varepsilon_{Kohle} \cdot FLO_{SKW,Kohle} - FLO_{SKW,CO2} &= 0 && ptrans_{SKW,CO2}\\
\eta_{SKW} \cdot FLO_{SKW,Kohle} - FLO_{SKW,ELC} &= 0 && ptrans_{SKW}\\
\alpha_{SKW} \cdot NCAP_{SKW} - ACT_{SKW} &\geq 0 && capact_{SKW}\\
ACT_{SKW} - FLO_{SKW,ELC} &= 0 && actflo_{SKW}\\
FLO_{SKW,ELC} + FLO_{WKA,ELC} &\geq \text{dem}_{\text{ELC}} && combal_{ELC}\\
-FLO_{SKW,CO2} &\geq -\text{bnd}_{\text{CO2}} && combal_{CO2}\\
\eta_{WKA} \cdot FLO_{WKA,Wind} - FLO_{WKA,ELC} &= 0 && ptrans_{WKA}\\
\alpha_{WKA} \cdot NCAP_{WKA} - ACT_{WKA} &\geq -\alpha_{WKA} \cdot \text{pasti}_{\text{WKA}} && capact_{WKA}\\
act_{WKA} - FLO_{WKA,ELC} &= 0 && actflo_{WKA}\\
-NCAP_{WKA} &\geq -\text{ncap_bnd}_{\text{WKA,UP}} && bnd_{WKA,UP}\\
NCAP_{WKA} &\geq \text{ncap_bnd}_{\text{WKA,LO}} && bnd_{WKA,LO}
\end{aligned}$$

$$FLO_{SKW,Kohle}, FLO_{SKW,CO2}, FLO_{SKW,ELC}, NCAP_{SKW}, ACT_{SKW}, FLO_{WKA,Wind}, FLO_{WKA,ELC},$$
$$ACT_{WKA}, NCAP_{WKA} \geq 0$$

Ebenso lassen sich die dualen Gleichungen aus dem Digraph ablesen, indem für jede primale Variable eine duale Gleichung erzeugt wird mit den dualen Variablen der verbundenen Gleichungen als Gleichungsbestandteile. Ist der Pfeil von der primalen Variablen zur primalen Gleichung gerichtet, besitzt der Schattenpreis der primalen Gleichung einen negativen Koeffizienten in der dualen Gleichung, im umgekehrten Fall einen positiven. Durch diese Vorgehensweise ergibt sich das duale Optimierungsproblem (vgl. Gleichung (4-10)).

Duales Problem des Beispiels aus Abb. 4-2: (4-10)

$$Max\ (-\pi_{combal,CO2} \cdot \mathrm{bnd}_{\mathrm{CO2}} + \pi_{combal,ELC} \cdot \mathrm{dem}_{\mathrm{ELC}} - \pi_{capact,WKA} \cdot \alpha_{WKA} \cdot \mathrm{pasti}_{\mathrm{WKA}} + \pi_{bnd,WKA,LO} \cdot \mathrm{ncapbnd}_{\mathrm{WKA,LO}} - \pi_{bnd,WKA,UP} \cdot \mathrm{ncapbnd}_{\mathrm{WKA,UP}})$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned}
-\pi_{ptrans,SKW,CO2} - \pi_{combal,CO2} &\le 0 && FLO_{SKW,CO2}\\
-\varepsilon_{Kohle}\pi_{ptrans,SKW,CO2}) - \eta_{SKW,ELC} \cdot \pi_{ptrans,SKW,ELC} &\le \mathrm{price}_{\mathrm{Kohle}} && FLO_{SKW,Kohle}\\
\pi_{ptrans,SKW,ELC} + \pi_{actflo,SKW} - \pi_{combal,ELC} &\le 0 && FLO_{SKW,ELC}\\
\pi_{capact,SKW} - \pi_{actflo,SKW} &\le \mathrm{actcost}_{\mathrm{SKW}} && ACT_{SKW}\\
-\alpha_{SKW} \cdot \pi_{capact,SKW} &\le \mathrm{ncapcost}_{\mathrm{SKW}} + \mathrm{ncapfom}_{\mathrm{SKW}} && NCAP_{SKW}\\
-\eta_{WKA,ELC} \cdot \pi_{ptrans,WKA,ELC} &\le 0 && FLO_{WKA,Wind}\\
\pi_{ptrans,WKA,ELC} + \pi_{actflo,WKA} - \pi_{combal,ELC} &\le 0 && FLO_{WKA,ELC}\\
\pi_{capact,WKA} - \pi_{actflo,WKA} &\le \mathrm{actcost}_{\mathrm{WKA}} && ACT_{WKA}\\
-\alpha_{SKW} \cdot \pi_{capact,SKW} - \pi_{\mathrm{WKA,LO}} + \pi_{\mathrm{WKA,UP}} &\le \mathrm{ncapcost}_{\mathrm{WKA}} + \mathrm{ncapfom}_{\mathrm{WKA}} && NCAP_{WKA}
\end{aligned}$$

$$\pi_{combal,CO2}, \pi_{combal,Kohle}, \pi_{capact,SKW}, \pi_{combal,Wind}, \pi_{capact,WKA},$$
$$\pi_{\mathrm{WKA,LO}}, \pi_{\mathrm{WKA,UP}} \ge 0$$
$$\pi_{ptrans,SKW,CO2}, \pi_{actflo,SKW}, \pi_{ptrans,WKA,ELC}, \pi_{actflo,WKA} \in \Re$$

Im fundamentalen Digraph erkennt man, dass der Strompreis $\pi_{combal,ELC}$ mit der Treibhausgasminderungsbedingung $\pi_{combal,CO2}$ über einen Pfad von Variablen und Gleichungen verknüpft ist. Dieser Pfad ist geschlossen, wenn die primalen und dualen Variablen entlang des Pfades ungleich Null sind. Wenn dies der Fall ist, kann der Einfluss des Zertifikatspreises $\pi_{combal,CO2}$ auf den Strompreis $\pi_{combal,ELC}$ bzw. der Teil des Strompreises, der zur Deckung des Zertifikatspreises aufgebracht werden muss, ermittelt werden. Ausgehend von $\pi_{combal,CO2}$ führt jede Kante zu einer Multiplikation mit dem ihr zugeordneten Koeffizienten, wobei entgegen der Pfadrichtung gerichtete Kanten einen negativen Multiplikator besitzen. Es ergibt sich somit der Einflussfaktor von $\pi_{combal,CO2}$ auf $\pi_{combal,ELC}$ als Produkt:

$$(1) \cdot (-1) \cdot (-\varepsilon_{Kohle}) \cdot (\eta_{SKW,ELC}) \cdot (1) = \varepsilon_{Kohle} \cdot \eta_{SKW,ELC}. \qquad (4\text{-}11)$$

In analoger Weise können die Pfade und Einflussfaktoren der Kostenparameter $\mathrm{price}_{\mathrm{Kohle}}$, $\mathrm{ncapcost}_{\mathrm{SKW}}$, $\mathrm{ncapfom}_{\mathrm{SKW}}$ und $\mathrm{actcost}_{\mathrm{SKW}}$ bestimmt werden. Addiert man diese Größen, multipliziert mit dem jeweiligen ermittelten Faktor, ergibt sich der Strompreis wie folgt:

$$(\varepsilon_{Kohle} \cdot \eta_{SKW,ELC}) \cdot \pi_{combal,CO2} + \eta_{SKW,ELC} \cdot \text{price}_{\text{Kohle}} + \alpha_{SKW} \cdot (\text{ncapcost}_{\text{SKW}} + \text{ncapfom}_{\text{SKW}}) + \text{actcost}_{\text{SKW}} = \pi_{combal,ELC} \cdot \tag{4-12}$$

Diese Gleichung ergibt sich ebenfalls, wenn man unterstellt, dass die ersten fünf Nebenbedingungen in (4-10) mit Gleichheit erfüllt sind, d. h., die zugehörigen primalen Variablen ungleich Null sind, und sie nach $\pi_{combal,ELC}$ auflöst. Handelt es sich bei dem Steinkohlekraftwerk um die marginale Erzeugungseinheit, die gerade noch zur Nachfragedeckung benötigt wird, kann man aus (4-12) ablesen, wie sich der Strompreis bei Änderung der gegebenen Größen $\pi_{combal,CO2}$, $\text{price}_{\text{Kohle}}$, $\text{ncapcost}_{\text{SKW}}$, $\text{ncapfom}_{\text{SKW}}$ oder $\text{actcost}_{\text{SKW}}$ verändert. Ist dagegen das Windkraftwerk der marginale Erzeuger, ist $\pi_{combal,ELC}$ gegeben und der Zertifikatspreis $\pi_{combal,CO2}$ kann aus (4-12) berechnet werden.

Für die Zubauvariable $NCAP_{WKA}$ der Windkraftanlage sind eine Unter- und Obergrenze in Abb. 4-2 vorgegeben. Es können drei Fälle auftreten, die im Folgenden näher betrachtet werden:

1. Ist die Zubauvariable positiv und weder an ihrer Ober- und Untergrenze, hat dies zur Folge, dass $\pi_{WKA,capact}$ gleich den gesamten Kapitalkosten (Investition plus jährliche Fixkosten) ist. Diese Kosten werden über $\pi_{WKA,actflo}$ vollständig zum Strompreis $\pi_{ELC,combal}$ weitergereicht. Der Strompreis muss also hoch genug sein, um die gesamten Investitionskosten zu decken.
2. Befindet sich die Zubauvariable $NCAP_{WKA}$ an ihrer Untergrenze, ist dies ein Zeichen dafür, dass die Technologie nicht wettbewerbsfähig ist. Der Strompreis $\pi_{ELC,combal}$ wird in diesem Fall durch das Kohlekraftwerk bestimmt. Die duale Variable $\pi_{WKA,actflo}$ beschreibt den Teil des Strompreises, der zur Deckung der Kapitalkosten beiträgt. Dieser Betrag reicht jedoch nicht aus, um die gesamten Kapitalkosten der zugebauten Kapazität zu decken, ansonsten wäre die Zubauvariable nicht an ihrer Untergrenze[26]. Der Schattenpreis der Zubauuntergrenze $\pi_{bnd,\,WKA,lo}$ deckt die fehlende Kostendifferenz zwischen $\pi_{WKA,capact}$ und den Kapitalkosten ($ncap_cost_{WKA}$, $ncap_fom_{WKA}$) ab und kann als notwendige Subvention zur Erreichung des vorgegebenen Zubaus $ncap_bnd_{WKA}$ verstanden werden.
3. Schließlich kann der Fall auftreten, dass sich die Zubauvariable an ihrer Kapazitätsobergrenze befindet. Dies bedeutet, dass die Technologie so kostengünstig ist, dass ohne die Obergrenze noch mehr Kapazität zugebaut würde. Da dies durch die Obergrenze nicht möglich ist, muss auch noch das in diesem Fall teurere Kohlekraftwerk genutzt werden, das damit preisbestimmend für den Strompreis ist. Die durch den Strompreis gedeckten Kapitalkosten $\pi_{WKA,capact}$ sind jetzt höher als die zum Zubau nötigen Kapitalkosten ($ncap_cost_{WKA}$, $ncap_fom_{WKA}$). Die Differenz entspricht dem Schattenpreis $\pi_{bnd,\,WKA,up}$ der Zubaubeschränkung und kann als ökonomische Rente interpretiert werden, die der Be-

[26] Wären die Kostenverhältnisse durch Zufall derart, dass die Zubauvariable sich an ihrer Untergrenze befindet und $\pi_{WKA,actflo}$ gerade die Kapitalkosten deckt, wäre der Schattenpreis der Zubauuntergrenze gleich Null, was einer degenerierten optimalen Lösung entspricht, da beide Terme der Komplementaritätsbedingung (4-8) Null sind.

sitzer der Windkraftanlage aufgrund des über den Gestehungskosten liegenden Strompreises einstreichen kann.

Auch wenn es in der Regel aufgrund der Modellgröße nicht möglich ist, den gesamten Digraph des Modells darzustellen, zeigt das erläuterte Beispiel, das auch Teil eines größeren Modells sein könnte, dass eine visuelle Darstellung eines Teiles der Modells hilfreich sein kann, um die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen dualen Variablen nachzuvollziehen.

4.1.4 Duale Gleichungen und Variablen im Energiesystemmodell

Im vorherigen Abschnitt wurden bereits Interpretationsmöglichkeiten für die dualen Variablen einiger Gleichungen vorgestellt. Hier soll nun eine vollständige Liste der ökonomischen Bedeutung der Schattenpreise der Modellgleichungen in TIMES sowie eine Interpretation der wichtigsten dualen Gleichungen gegeben werden.

Interpretation der dualen Variablen

Wie schon in Abschnitt 4.1.1 erläutert, kann die duale Variable als derjenige Betrag interpretiert werden, um den sich die Zielfunktion ändert, wenn die rechte Seite einer Gleichung um eine Einheit verändert würde. Für viele der dualen Variablen eines Energiesystemmodells lassen sich auch noch weitergehende ökonomischen Interpretationen finden:

- **Commodity-Bilanz:** Die duale Variable der Erhaltungsgleichung beschreibt die Grenzkosten der Erzeugung einer weiteren Commodityeinheit und lässt sich somit als Preis der Commodity interpretieren. Besitzt die Commodity eine unterjährige Auflösung (z. B. Strom), kann für jedes Zeitsegment ein Preis ermittelt werden.
- **Kapazität-Aktivität-Restriktion:** Die Kapazität-Aktivität-Restriktion begrenzt die Aktivität eines Prozesses durch dessen Kapazität. Wird die vorhandene Kapazität vollständig genutzt, beschreibt die duale Variable dieser Gleichung den Wert einer zusätzlichen verfügbaren Kapazitätseinheit und wird daher auch als Opportunitätskosten der Kapazität bezeichnet. Abhängig von der unterjährigen Auflösung des Prozesses wird die Gleichung für mehrere Zeitsegmente eines Jahres aufgebaut, sodass für jedes Zeitsegment eine Bewertung vorgenommen werden kann. Die duale Variable der Kapazität-Aktivität-Restriktion lässt sich auch als derjenige Beitrag des Preises der die Aktivität definierenden Commodity oder Commodity-Gruppe interpretieren, der zur Deckung der kapazitätsbezogenen Kosten verwendet werden kann. Damit kann die duale Variable auch als eine Annuität zur Dekkung der Kapitalkosten betrachtet werden.
- **Transformationsgleichung:** Der Schattenpreis der Transformationsgleichung entspricht der Zielfunktionsänderung bei Änderung der rechten Seite der Gleichung von Null auf Eins, was sich zunächst nicht sinnvoll interpretieren lässt. Hier helfen einige Umformungen weiter:

$$\begin{aligned} FLO_{r,v,t,p,c1,s} - \eta_{c2,c1} FLO_{r,v,t,p,c2,s} &= 1 \\ FLO_{r,v,t,p,c1,s} - \eta_{c2,c1} FLO_{r,v,t,p,c2,s} - 1 &= 0 \\ FLO_{r,v,t,p,c1,s} - FLO_{r,v,t,p,c2,s}\left(\eta_{c2,c1} + \frac{1}{FLO_{r,v,t,p,c2,s}}\right) &= 0 \end{aligned} \tag{4-13}$$

Durch die in (4-13) dargestellten Umformungen ist diese Änderung äquivalent zu einer Änderung des Wirkungsgrades um den Betrag $1/FLO_{r,v,t,p,c2,s}$, so dass sich der Schattenpreis als Zielfunktionsänderung bei Änderung des Wirkungsgrades um diesen Betrag interpretieren lässt. Da es sich bei der Transformationsgleichung um eine echte Gleichung handelt, kann die duale Variable nach Tabelle 4-1 positiv oder negativ sein.

- **Spitzenlastgleichung:** Die Spitzenlastgleichung stellt sicher, dass im Zeitsegment der höchsten Last ausreichend Kapazität inklusive einer Reserve vorhanden ist. Die Gleichung, die in der Regel für die Stromcommodities aufgestellt wird, kann daher nur im Zeitsegment der höchsten Last eines Jahres bindend sein, so dass es aufgrund der Komplementaritätsbedingung (4-8) auch nur für dieses Zeitsegment eine duale Variable geben kann. Die duale Variable der Spitzenlastgleichung beschreibt die durch die Erhöhung der Stromnachfrage um eine Einheit entstehenden zusätzlichen Kosten zur Gewährleistung einer ausreichenden Reservekapazität. Somit lässt sich die duale Variable als Preiskomponente des Strompreises zu Spitzenlastzeiten verstanden werden, der zur Systemstabilität von den Verbrauchern zu zahlen ist und daher als Regelenergiepreis interpretiert werden kann.
- **Relative Beschränkung eines Flusses auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses:** Der Anteil eines Flusses innerhalb eine Commodity-Gruppe von Flüssen auf der Input- oder Outputseite eines Prozesses kann durch Unter- und Obergrenzen beschränkt oder auch fest vorgegeben werden. Die duale Variable einer Untergrenze kann als Subvention für die betrachtete Flussvariable verstanden werden, die nötig wäre, damit die Flussvariable auch ohne die Vorgabe der Untergrenze denselben Anteil innerhalb der Commodity-Gruppe annehmen würde. Die Subvention wird durch Verteuerung bzw. Besteuerung der übrigen Flüsse innerhalb der Commodity-Gruppe finanziert. Analog lässt sich die duale Variable einer Obergrenze als Steuer auf die Flussvariable interpretieren, die nötig ist, um denselben Anteil der Flussvariablen zu erreichen. Die Steuer wird zur Subvention der übrigen Flüsse innerhalb der Gruppe verwendet. Ein Beispiel hierfür ist eine Entnahme-Kondensations-KWK-Anlage. Arbeitet die Anlage im Gegendruckpunkt, ist der maximale Anteil der Wärme am Gesamtoutput, bestehend aus Strom und Wärme, beschränkt. Der zugehörige Schattenpreis der Beschränkung kann als eine Wärmegutschrift für die Stromerzeugung interpretiert werden, die der Differenz zwischen den Wärmegestehungskosten und dem Wärmepreis entspricht. Der Wärmepreis ist gleich der dualen Variablen der Commodity-Bilanz für Wärme. Es ist zu beachten, dass die hier betrachtete Wärmegutschrift von der sonst in der Literatur zur Bewertung von stromgeführten KWK-Anlagen verwendeten Wärmegutschrift abweicht, da bei der Modellierung der KWK-Anlage die Kapazitätskosten auf den Brennstoffinput bezogen werden, so dass auch der Wärmepreis und nicht nur der Strompreis zur Deckung der Kapitalkosten beiträgt und somit die Wärmegut-

schrift hier nicht dem gesamten Wärmepreis, sondern dem um den Kapitalkostenanteil der Wärme verminderten Wärmepreis entspricht.

- **Ober- und Untergrenzen auf Variablen:** Die dualen Variablen von Unter- bzw. Obergrenzen der Variablen lassen sich als Subventionen bzw. Steuern interpretieren. Daneben lassen sich die dualen Variablen auch als sog. reduzierte Kosten (Abschnitt 4.1.1) betrachten, die angeben, um welchen Betrag der zu der Variable gehörige Zielfunktionskoeffizient verringert bzw. erhöht werden müsste, damit die Variable die Untergrenze verlässt bzw. unter die Obergrenze sinkt. Für die duale Variable der Untergrenze wird auch der Begriff reduzierte Kosten verwendet. /Kraft und Kleemann 1998/ verwenden beispielsweise reduzierte Kosten der Zubauvariablen um die akzeptablen Investitionskosten von Brennstoffzellensystemen zu berechnen, damit diese wettbewerbsfähig würden. Statt auf einzelne Variablen kann durch die in Abschnitt 3.3.3 vorgestellten benutzerdefinierten Gleichungen auch die Summe mehrerer Variablen durch Unter- und Obergrenzen begrenzt werden, z. B. eine Vorgabe einer Mindeststromerzeugung für die Summe aller Photovoltaikanlagen. Der Schattenpreis dieser Bedingung entspricht dann der notwendigen Einspeisevergütung zur Erreichung der Zielvorgabe.
- **THG-Restriktion:** Die duale Variable einer Minderungsrestriktion für Treibhausgase entspricht deren marginalen Minderungskosten. Diese lassen sich auch als der sich einstellende Preis von gehandelten Treibhausgaszertifikaten interpretieren, wenn alle Sektoren des Energiesystems, die der THG-Restriktion unterliegen, an einem Handel teilnehmen. Wenn sich in einigen Sektoren Minderungsmaßnahmen günstiger als in anderen Sektoren realisieren lassen, würde dies in einem Handelssystem bedeuten, dass die Sektoren, die überdurchschnittlich zur Minderung beitragen, Zertifikate an andere Sektoren verkaufen, die höhere Minderungskosten aufweisen. Der sich ergebende Zertifikatspreis wird alleine durch die Gesamtmenge an Zertifikaten bestimmt und ist unabhängig von der Zuteilung der Zertifikate auf die Teilnehmer. Die duale Variable lässt sich ebenfalls als notwendiger Steuersatz zur Erreichung des Minderungsziels interpretieren. Ersetzt man in dem Energiesystemmodell die Minderungsrestriktion durch diesen Steuersatz, ergibt sich, sofern keine degenerierte Lösung vorliegt, dieselbe Lösung wie mit der Treibhausgasrestriktion.
- **Quoten:** Quoten lassen sich durch benutzerdefinierte Gleichungen in TIMES formulieren. Beispiele für Quoten sind die Vorgabe eines Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung oder die Forderung, dass ein gewisser Anteil der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen im Gegendruckbetrieb (KWK-Strom gemäß der Richtlinie FW 308 /AGFW 2002/) gedeckt werden muss. Der Schattenpreis einer solchen Quote entspricht der Differenz zwischen den Gestehungskosten der durch die Quote zu fördernden Technologien und dem Marktpreis und kann im Falle der Realisierung der Quote durch ein Zertifikatshandelssystem als der Zertifikatspreis interpretiert werden. Für die Quotenverpflichteten verteuert sich die Erzeugung um den Zertifikatspreis multipliziert mit der Quote q, während der Aussteller des Zertifikats zusätzlich zum Strompreis den Zertifikatspreis multipliziert mit dem Faktor $1 - q$ als Vergütung erhält. Der Unterschied zwischen einer Quote und der Vorgabe einer Mindestmenge beispielsweise für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besteht aus dualer Sicht darin, dass bei der Vorgabe einer Mindestmenge die notwendige Subvention zur Erreichung des Ziels nicht den Strompreis beeinflusst, sondern extern aufgebracht werden muss, während bei einer Quote die Vergütung durch eine Verteuerung des Strompreises finanziert wird. Als ein

weiterer Unterschied zwischen den beiden Arten von Restriktionen ist zu nennen, dass bei der Quote auch durch Strompreissteigerungen Maßnahmen zur Stromeinsparung bei den Stromverbrauchern indirekt zur Erfüllung der Quote beitragen können.

Interpretation der dualen Gleichungen

Jeder Variablen des primalen Problems entspricht eine Gleichung des dualen Problems. Die Gleichungen des dualen Problems beschreiben die Zusammenhänge zwischen den unterschiedlichen dualen Variablen sowie den rechten Seiten der dualen Gleichungen, die gleich den Kostenkoeffizienten der zugehörigen primalen Variablen sind. Bei der folgenden Analyse der dualen Gleichungen wird zur Veranschaulichung der Stromsektor betrachtet und zur Darstellung der dualen Gleichungen die im Abschnitt 4.1.3 vorgestellten fundamentalen Digraphen verwendet.

Duale Gleichung der Zubauvariable. Die duale Gleichung der Zubauvariablen $NCAP_{r,v,p}$ einer Stromerzeugungstechnologie p in der Zubauperiode v lautet:

$NCAP_{r,v,p}$:

$$\sum_{s \in prcts_{r,p}} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \alpha_{r,v,t,p,s} capact_{r,v,t,p,s} + \sum_{s \in comts_{r,c}} \sum_{vintyr_{r,v,t,p}} \beta_{r,v,t,p,s} peak_{r,t,c,s} + \tag{4-14}$$

$$ncaplo_{r,v,p} - ncapup_{r,v,p} \leq ncap_fom_d_{r,v,p} + ncap_cost_d_{r,v,p}$$

mit

$capact_{r,v,t,p,s}$	duale Variable der Kapazität-Aktivität-Restriktion,
$peak_{r,t,c,s}$	duale Variable der Spitzenlastgleichung,
$ncaplo_{r,v,p}$	duale Variable einer Untergrenze auf die Zubauvariable,
$ncapup_{r,v,p}$	duale Variable einer Obergrenze auf die Zubauvariable,
$ncap_fom_d_{r,v,p}$	auf das Basisjahr abdiskontierte fixe Betriebskosten für die gesamte Lebensdauer einer Kapazitätseinheit,
$ncap_cost_d_{r,v,p}$	auf das Basisjahr abdiskontierte Investitionskosten einer Kapazitätseinheit,
$prcts_{r,p}$	Menge der Zeitsegmente s auf der Zeitsegmentebene des Prozesses,
$comts_{r,c}$	Menge der Zeitsegmente s auf der Zeitsegmentebene der Commodity,
$vintyr_{r,v,t,p}$	Menge der Prozesse p mit Bauperiode v, die in Periode t noch existieren,
$\alpha_{r,v,t,p,s}$	Koeffizient der Zubauvariable in der Kapazität-Aktivität-Restriktion und
$\beta_{r,v,t,p,s}$	Koeffizient der Zubauvariable in der Spitzenlastgleichung.

Für die Koeffizienten $\alpha_{r,v,t,p,s}$ bzw. $\beta_{r,v,t,p,s}$ gilt gemäß (3-5), (3-6) bzw. (3-11):

$$\alpha_{r,v,t,p,s} = cpt_{r,v,t,p} \cdot cap2act_{r,p} \cdot af_{r,v,p,s} \cdot \Delta_s \text{ bzw.} \tag{4-15}$$

$$\beta_{r,v,t,p,s} = \frac{cpt_{r,v,t,p}\ cap2act_{r,p}\ pkcnt_{r,v,c,s}\ \cdot \Delta_s}{1 + com_pkrsv_{r,t,c}}. \tag{4-16}$$

Der zugehörige fundamentale Digraph der Zubauvariablen ist in Abb. 4-3 dargestellt. Bei den mit der Zubauvariablen verbundenen Gleichungen handelt es sich um Kapazität-Aktivität-Restriktionen, Spitzenlastgleichungen sowie direkte Beschränkungen der Zubauvariablen durch Ober- und Untergrenzen. Geht man davon aus, dass die Lebensdauer die Periodendauer der Zubauperiode übersteigt, existiert die zugebaute Kapazität auch noch in den nachfolgenden Perioden, so dass die Zubauvariable auch in den Kapazität-Aktivität-Restriktionen und Spitzenlastgleichungen der Folgeperioden auftritt und somit deren duale Variablen auch in der dualen Gleichung für $NCAP_{r,v,p}$ auftauchen.

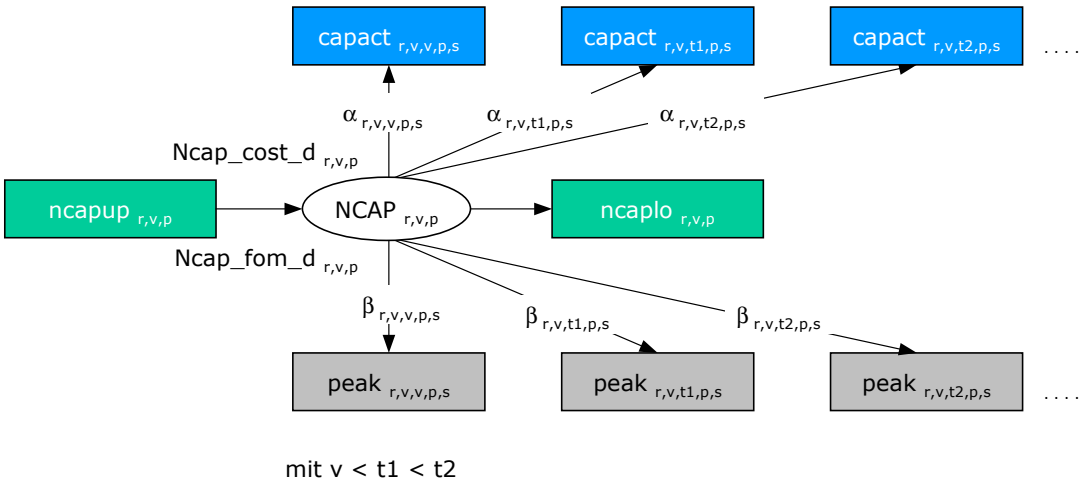


Abb. 4-3: Fundamentaler Digraph für die Zubauvariable und die verbundenen Gleichungen

Ist die Zubauvariable größer Null, muss Gleichung (4-14) mit Gleichheit erfüllt sein. Dies bedeutet, dass die Kapitalkosten $ncap_fom_d_{r,v,p} + ncap_cost_d_{r,v,p}$ auf der rechten Seite durch die dualen Variablen auf der linken Seite gedeckt werden müssen. Die duale Variable $capact_{r,t,p,s}$ beschreibt den Deckungsbeitrag durch die Nutzung der zugebauten Kapazität in den Perioden t. Im Fall der Stromerzeugung entspricht $capact_{r,t,p,s}$ dem durch den Strompreis in der Periode t und dem Zeitsegment s gedeckten Betrag der Kapitalkosten. Wenn die zugebaute Kapazität zur Spitzenlastdeckung genutzt werden kann, trägt auch der Regelenergiepreis $peak_{r,t,c,s}$ zur Deckung der Kapitalkosten bei. Tritt die Situation auf, dass die Technologie nur zur Bereitstellung von Reservekapazität (z. B. eine Gasturbine) zugebaut wird, sind die Variablen $capact_{r,t,p,s}$ gleich Null und die duale Variable $peak_{r,t,c,s}$ wird durch die Kapitalkosten der Technologie p bestimmt. Wird der Zubau durch Vorgabe eine Untergrenze erzwungen, entspricht die duale Variable $ncaplo_{r,v,p}$ der notwendigen kapazitätsbezogenen Subvention zur Deckung des verbleibenden nicht durch $capact_{r,t,p,s}$ oder $peak_{r,t,c,s}$ gedeckten Teils der Kapitalkosten. Umgekehrt kann auch die Situation auftreten, dass die Deckung durch die dualen Va-

riablen der Kapazität-Aktivität-Restriktion und der Spitzenlastgleichung die Kapitalkosten übersteigt. In dieser Situation wäre eine Kapazität lohnenswert, die über den durch die Zubau-Obergrenze vorgegebenen Wert hinausginge. Sie wird aber durch die Obergrenze verhindert[27]. Die duale Variable $ncapup_{r,v,p}$ der Obergrenze beschreibt die relative Vorteilhaftigkeit oder die ökonomische Rente, die sich durch die zugebaute Kapazität realisieren lässt. Insgesamt lässt sich also durch Analyse der dualen Gleichung der Zubauvariablen ermitteln, wie die Kapitalkosten des Zubaus gedeckt werden. Da die Deckungsbeiträge über den Perioden variieren können, ergibt sich im Gegensatz zu einer reinen Annuitätenbetrachtung ein über der Zeit veränderlicher Zahlungsplan der Investition, aus dem ersichtlich wird, in welchen Perioden z. B. durch hohe Strompreise besonders hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

Ist die Zubauvariable Null, befindet sie sich an ihrer Untergrenze. Die duale Variable $ncaplo_{r,v,p}$ beschreibt dann die kapazitätsbezogene notwendige Subvention oder Kostenreduktion, damit die Technologie wettbewerbsfähig und zugebaut würde.

Duale Gleichung der Fluss- bzw. Aktivitätsvariablen. Die vereinfachte duale Gleichung der Aktivitätsvariable einer fossilen bzw. regenerativen Stromerzeugungstechnologie ist in Gleichung (4-17) bzw. (4-18) dargestellt. Der zugehörige fundamentale Digraph für die fossile Erzeugungstechnologie ist in Abb. 4-4 wiedergegeben.

$$ACT_{r,v,t,p,s}: \tag{4-17}$$

$$act_cost_d_{r,t,p,s} + \frac{1}{\eta_{r,t,p,s}} \cdot combal_{r,t,BR,s} + capact_{r,v,t,p,s} + \frac{\varepsilon_{r,t,p,EMIS,BR}}{\eta_{r,t,p}} \cdot thg_min_{r,t,EMIS,s} +$$
$$q_{r,t} \cdot reg_quota_{r,t} - \zeta_{r,v,t,p,FW,UP,s} \cdot floshrup_{r,v,t,p,FW,s} + actlo_{r,t,p,s} - actup_{r,t,p,s} \geq combal_{r,t,ELC,s}$$

$$ACT_{r,v,t,p,s}: \tag{4-18}$$

$$act_cost_d_{r,t,p,s} + \frac{1}{\eta_{r,t,p,s}} \cdot combal_{r,t,BR,s} + capact_{r,v,t,p,s} - q_{r,t} \cdot (1 - reg_quota_{r,t}) -$$
$$\zeta_{r,v,t,p,FW,UP,s} \cdot floshrup_{r,v,t,p,FW,s} + actlo_{r,t,p,s} - actup_{r,t,p,s} \geq combal_{r,t,ELC,s}$$

mit

$combal_{r,t,BR,s}$	duale Variable der Commodity-Bilanz des Brennstoffs *BR* (Brennstoffpreis),
$thg_min_{r,t,EMIS,s}$	duale Variable der Commodity-Bilanz der Emission *EMIS*,
$combal_{r,t,ELC,s}$	duale Variable der Commodity-Bilanz des Stroms *ELC* (Strompreis),
$reg_quota_{r,t}$	duale Variable einer Quote der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung (Zertifikatspreis für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien),

[27] Ein über die Obergrenze hinausgehender Zubau der Technologie hätte zur Folge, dass andere teuere Technologien verdrängt würden, und die Deckungsbeiträge $capact_{r,t,p,s}$ oder $peak_{r,t,c,s}$ sinken würden, bis die linke Seite der dualen Gleichung (4-14) gleich der rechten Seite ist.

$floshrup_{r,v,t,p,FW,s}$	duale Variable der Beschränkung des maximalen Anteils der Wärmeerzeugung an der gesamten Erzeugung von Strom und Wärme für eine KWK-Anlage,
$actlo_{r,t,p,s}$	duale Variable der Untergrenze der Aktivitätsvariable,
$actup_{r,t,p,s}$	duale Variable der Obergrenze der Aktivitätsvariable,
$capact_{r,v,t,p,s}$	duale Variable der Kapazität-Aktivität-Restriktion,
$act_cost_d_{r,t,p,s}$	abdiskontierte variable Betriebskosten ohne Brennstoffkosten,
$\eta_{r,v,t,p,s}$	Kondensationswirkungsgrad der Stromerzeugungstechnologie p,
$\varepsilon_{r,t,p,EMIS,BR}$	Emissionsfaktor der Emission *EMIS* bezogen auf den Brennstoff *BR*,
$\zeta_{r,v,t,p,FW,UP,s}$	maximaler Anteil der Wärmeerzeugung an der Erzeugung von Strom und Wärme einer KWK-Anlage und
$q_{r,t}$	Quote der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Es wurde bereits die Flussvariable der Stromerzeugung, des Brennstoffsverbrauchs und der Emissionen durch die Aktivitätsvariable ersetzt, so dass die dualen Variablen der entsprechenden Transformationsgleichungen nicht mehr in Gleichung (4-17) auftauchen. Für KWK-Anlagen sind ebenso die ursprünglich auf den Brennstoff bezogene Aktivität und die damit verbundenen Größen auf den Strom umgerechnet. Ist die Aktivitätsvariable größer Null, muss die linke Seite der Gleichung (4-17) gleich dem Strompreis $combal_{r,t,ELC,s}$ sein. Dies bedeutet, dass die verschiedenen Kosten- und Preisterme durch den Strompreis gedeckt werden

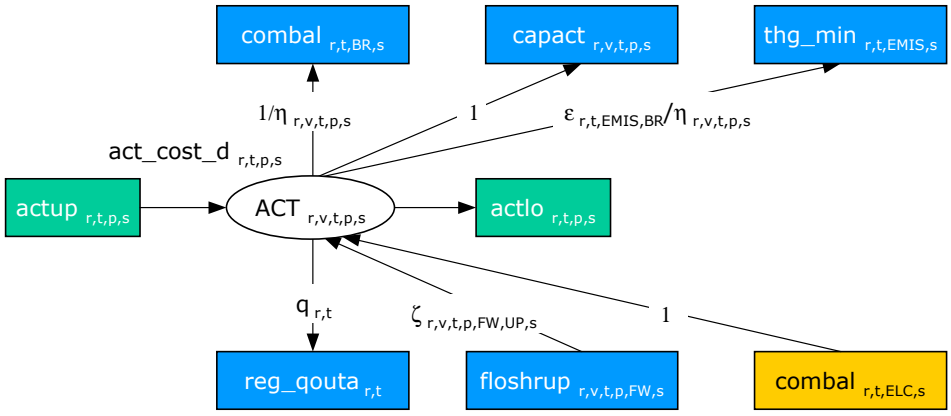


Abb. 4-4: Fundamentaler Digraph für die Aktivitätsvariable einer fossilen Stromerzeugungstechnologie und die verbundenen Gleichungen

Hierzu zählen die rein ökonomischen Größen der Technologie: die variablen Betriebskosten, die Kapitalkosten (repräsentiert durch die duale Variable $capact_{r,v,t,p,s}$) und der Brennstoffpreis. Daneben können noch weitere duale Variablen zusätzlicher Restriktionen auftreten, die zu einer Verteuerung oder Verringerung der Stromgestehungskosten[28] führen können. Ein

[28] Hier wird der Begriff Gestehungskosten verwendet. Da in den Term jedoch Preise und nicht Kosten einfließen (z. B. für den Brennstoff), müsste an sich der Begriff „Erzeugungspreis“ verwendet werden.

Beispiel ist die duale Variable einer THG-Minderungsrestriktion $thg_min_{r,t,EMIS,s}$, die sich als Besteuerung der THG-Emissionen oder den Kauf von THG-Zertifikaten für die Gesamtemission interpretieren lässt. Ist eine Quote für die Stromerzeugung für erneuerbare Energien (EE) an der gesamten Stromerzeugung vorgegeben, tritt bei fossilen Erzeugungstechnologien als zusätzlicher Kostenterm der Zertifikatspreis für die entsprechend der Quote zu kaufenden EE-Zertifikate auf. Handelt es sich um eine regenerative Stromerzeugungstechnologie, wird die linke Seite der Gleichung um die durch den Zertifikateverkauf sich ergebende Vergütung $(1 - q_{r,t}) \cdot reg_quota_{r,t}$ vermindert. Handelt es sich bei der Stromerzeugungstechnologie um eine KWK-Anlage, ergibt sich im Gegendruckbetrieb eine Vergütung aus der Wärmeerzeugung. Diese Wärmegutschrift entspricht der Differenz zwischen dem Wärmepreis und den Wärmegestehungskosten der KWK-Anlage. Eine Unter- bzw. Obergrenze auf die Aktivitätsvariable lässt sich als eine Subvention bzw. Besteuerung (oder ökonomische Rente) der Aktivität interpretieren.

Ist die Aktivitätsvariable an ihrer Untergrenze von Null, ist die Stromerzeugungstechnologie nicht wirtschaftlich. Dies bedeutet, dass die duale Variable der Aktivitätsuntergrenze, die gleich der Differenz zwischen den übrigen Termen der linken Seite und dem Strompreis ist, dem Betrag entspricht, um den die Gestehungskosten den Strompreis übersteigen. Damit die Technologie wirtschaftlich wird, müssten die reduzierten Kosten Null werden. Dies könnte dann eintreten, wenn entweder bei konstantem Strompreis die Terme mit positivem Vorzeichen auf der linken Seite der Gleichung (4-17) sinken, z. B. durch Verringerung der Investitionskosten, oder der Strompreis ansteigt, z. B. durch eine Erhöhung der Nachfrage oder Verteuerung konkurrierender, momentan den Strompreis bestimmender Technologien. Durch die Betrachtung der dualen Gleichung (4-17) kann also auch für nicht genutzte Technologien eine erste Abschätzung darüber gewonnen werden, welche Parameter sich wie ändern müssten, damit die Nutzung der Technologie sich lohnen würde.

Befindet sich die Aktivitätsvariable an ihrer Obergrenze, beschreibt die zugehörige duale Variable den Betrag, um den der Strompreis die Gestehungskosten übersteigt. Die duale Variable gibt also den Betrag an, um den sich die Stromerzeugung verteuern oder der Strompreis sinken könnte, ohne dass die Aktivitätsvariable unter die Obergrenze sinkt.

Die duale Gleichung für eine regenerative Stromerzeugungstechnologie (4-18) ist sehr ähnlich zu der Gleichung (4-17) für das fossile Kraftwerk. Der Unterschied besteht darin, dass der Betreiber der regenerativen Erzeugungsanlage seine Gestehungskosten durch den Verkauf der Zertifikate senkt. Da die regenerative Erzeugung Teil der gesamten Erzeugung ist, ist sie ebenfalls Teil der Gesamterzeugung und quotenpflichtig, was den Faktor $(1 - reg_quota_{r,t})$ des Zertifikatspreises erklärt. Es wurde weiterhin unterstellt, dass die regenerative Erzeugung treibhausgasfrei erfolgt, so dass der Term mit dem Schattenpreis der THG-Minderungsbedingung im Vergleich zur fossilen Erzeugung entfällt. Wird die Stromerzeugung einer ansonsten nicht wirtschaftlichen regenerativen Erzeugungstechnologie durch eine Untergrenze vorgegeben, lässt sich der Schattenpreis als die notwendige Einspeisevergütung für die regenerative Technologie interpretieren. Gibt man die regenerative Stromerzeugung durch eine absolute Untergrenze (für einzelne oder die Summe verschiedener Technologien) vor, ist jedoch zu beachten, dass sich der Strompreis im Gegensatz zu der Verwendung einer Quote nicht erhöht, da die notwendigen Vergütungen nicht wie bei einer Quote auf den Strompreis umgelegt werden, sondern die Kostendifferenz des regenerativen Stroms zum Strompreis durch die duale Variable der Untergrenze kompensiert werden. Die Gesamtkosten des Energiesystems und damit die

Zielfunktion verteuern sich zwar durch die erzwungene regenerative Stromerzeugung, aber bei dieser Art der Formulierung wird unterstellt, dass die notwendigen Mehrkosten außerhalb des Energiesystems aufgebracht werden, z. B. Subventionen aus dem Staatshaushalt. Bei einer sehr hohen Untergrenze ist es sogar möglich, dass der Strompreis sinkt, da von den fossilen Erzeugungsoptionen durch die Subventionierung regenerativer Technologien die teuersten aus dem Markt gedrängt werden. Will man absolute Untergrenzen für die regenerative Stromerzeugung eventuell differenziert nach Technologien modellieren, ist es empfehlenswert, die absolute Vorgabe in einer Quote umzuwandeln, um so die Auswirkungen auf den Strompreis und damit verbundene Reaktionen auf der Nachfrageseite im Modell berücksichtigen zu können[29].

Am Beispiel der dualen Gleichung (4-17) bzw. (4-18) der Aktivitätsvariable einer Stromerzeugungstechnologie wird deutlich, wie sich Restriktionen (THG-Minderung, EE-Quote) durch Preise bewerten und in die Betrachtung der Stromgestehungskosten integrieren lassen. Hierdurch wird es möglich, Technologien unter Berücksichtigung dieser Restriktionen kostenmäßig zu bewerten und miteinander zu vergleichen. Daneben lassen sich durch diese Betrachtungsweise auch die Ergebnisse des Optimierungsmodells besser nachvollziehen, so dass ein Beitrag zur besseren Transparenz der Modellergebnisse geleistet werden kann.

4.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse in der linearen Programmierung beschäftigt sich mit dem lokalen Einfluss von Änderungen der Eingangsdaten (rechte Seiten, Kostenkoeffizienten, Matrixkoeffizienten) auf die primale und duale Lösung des Problems. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse lassen sich die Änderungsraten oder, mathematisch formuliert, die partiellen Ableitungen der Zielfunktion sowie der primalen und dualen Lösung bei Änderung eines Modellparameters bestimmen. Des Weiteren kann der Parameterbereich, auch Stabilitätsbereich genannt, in dem diese Änderungsraten konstant bleiben, angegeben werden.

Die klassische Sensitivitätsanalyse /Gal 1995/ basiert auf dem Simplex-Algorithmus und der Betrachtung der optimalen Basis. Im Falle einer degenerierten optimalen Lösung (vgl. Abb. 4-1) kann die Verwendung der optimalen Basis jedoch zu Fehlschlüssen führen, wie in /Jansen, et al. 1992/, /Jansen, et al. 1993/, /Jansen, et al. 1997/, /Koltai und Terlaky 2000/ an Beispielen belegt wird. Es reicht nämlich im Fall einer degenerierten Lösung nicht aus, nur eine optimale Basis zu betrachten, sondern es existieren in diesem Fall mehrere optimale Basen, die alle für eine korrekte Sensitivitätsanalyse untersucht werden müssen. Erschwerend kommt hinzu, dass auch die in kommerziellen LP-Solvern verfügbaren Routinen zur Sensitivitätsanalyse auf der Betrachtung der optimalen Basis beruhen, und im Falle einer degenerierten Lösung fehlerhafte Ergebnisse liefern /Jansen, et al. 1997/. Weiterhin muss bei einer degenerierten Lösung beachtet werden, dass die sich ergebenden Änderungsraten in der Regel davon abhängig sind, ob der Parameter erhöht oder verringert wird /Akgül 1984/. Es ist zu betonen, dass die Degeneriertheit einer Lösung nicht ein theoretisches Problem ist, sondern insbesondere bei großen Problemen mit automatisch generierten Gleichungen, wie im Fall des hier betrachteten Modellgenerators TIMES, in der Praxis häufig anzutreffen ist.

---

[29] Da die Bezugsgröße der Quote (z. B. die Nettostromerzeugung oder der Nettostromverbrauch) sich als Reaktion auf die Quote ändern können, sind zur Erreichung der absoluten Vorgabe für die regenerative Erzeugung eventuell mehrere Iterationen notwendig.

Aufgrund der beschriebenen möglichen Probleme mit einem auf der optimalen Basis beruhenden Ansatz der Sensitivitätsanalyse wird hier ein auf der optimalen Partition der Lösung basierendes Verfahren der Sensitivitätsanalyse gewählt /Jansen, et al. 1992/. Die optimale Partition der primalen und dualen Lösung entspricht einer strikt komplementären Aufteilung der Variablen gemäß der Komplementaritätsbedingung (4-8), so dass stets eine der beiden Variablen in der Komplementaritätsbedingung ungleich Null ist. Durch Verwendung von Solvern, die auf der Interior Point Methode (IPM) /Vanderbei 1997/ basieren, kann eine strikt komplementäre Lösung gewonnen werden. Mit dem ersten von /Karmarkar 1984/ vorgestellten IPM-Algorithmus begann eine rasante Entwicklung auf dem Gebiet der IPM. Eine Einführung in verschiedene Algorithmen der IPM wird beispielsweise in /Vanderbei 1997/ gegeben.

Im Gegensatz zum Simplex-Algorithmus, der die Eckpunkte des Lösungsraums nach der optimalen Lösung absucht, startet die IPM von einem inneren Punkt des Lösungsraums und konvergiert gegen einen Punkt der Lösungsraumgrenze. Ist die optimale Lösung nicht degeneriert, konvergiert die Lösung gegen einen Eckpunkt des Lösungsraums. Die Lösung der IPM und des Simplex-Algorithmus sind in diesem Fall identisch. Im Falle einer degenerierten Lösung, in der es unendlich viele Lösungen gibt, konvergiert die IPM entlang eines sog. *central path* gegen die sog. *analytic center solution* /Holder 1998/ der optimalen Lösungsfläche des Simplex.

Der Vorteil der auf der optimalen Partition basierenden Sensitivitätsanalyse ist, dass sie nicht durch Effekte einer degenerierten Lösung beeinflusst wird, so dass bei der Ermittlung des Stabilitätsbereichs einer Parameteränderung direkt der gesamte Änderungsbereich in einer Iteration bestimmt werden kann, während bei einer degenerierten Lösung durch die Existenz mehrerer optimaler Basen für dieselbe Aufgabe in der Regel mehr als eine Iteration nötig ist.

Im Folgenden werden die in dieser Arbeit verwendeten Verfahren zur Sensitivitätsanalyse bezüglich Parameteränderungen der rechten Seite, der Kosten und der Matrixkoeffizienten vorgestellt.

4.2.1 Sensitivität bezüglich der rechten Seite

Für das primale Problem aus (4-6) entspricht die optimale Partition des primalen Lösungsvektors x einer Aufteilung der n primalen Variablen in zwei Vektoren x_B und x_N. x_B ist der Vektor aller positiver primalen Variablen, während der Vektor x_N alle primalen Variablen enthält, die Null sind. Eine analoge Partition in w_B und w_N wird für den Vektor w der m Schlupfvariablen durchgeführt.

Betrachtet man das primale Problem, so ist man daran interessiert, die Änderung der Lösung bei Variation der rechten Seite zu ermitteln. Die rechte Seite wird hierzu als Vektor b, der eine Funktion der skalaren Variablen α ist, beschrieben:

$$b(\alpha) = b_0 + \alpha \cdot \Delta b \tag{4-19}$$

mit

b_0	Ausgangsvektor der rechten Seite,
Δb	Änderungsvektor der rechten Seite und
α	skalare Variable.

Der minimale und maximale Wert von α, für den die optimale Partition noch gültig ist, lässt sich durch zwei Optimierungsprobleme (4-20) und (4-21) bestimmen /Jansen, et al. 1992/:

$$\alpha_{max} = Max\ \alpha$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} Ax - w &= b(\alpha) \\ x_B \geq 0\ ,\ x_N &= 0 \\ L_B \leq x_B &\leq U_B \\ w_B \geq 0\ ,\ w_N &= 0 \end{aligned} \tag{4-20}$$

$$\alpha_{min} = Min\ \alpha$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} Ax - w &= b(\alpha) \\ x_B \geq 0\ ,\ x_N &= 0 \\ L_B \leq x_B &\leq U_B \\ w_B \geq 0\ ,\ w_N &= 0 \end{aligned} \tag{4-21}$$

mit

A	Matrix des primalen Gleichungssystems,
L_B	Vektor der Untergrenzen von x_B und
U_B	Vektor der Obergrenzen von x_B.

Bounds der Variablen x werden dabei berücksichtigt, indem Variablen, die sich in der optimalen Lösung an der Unter- bzw. Obergrenze befinden, durch

$$x_j = \hat{x}_j + L_j \tag{4-22}$$

bzw.

$$x_i = U_i - \hat{x}_i \tag{4-23}$$

ersetzt werden. Die neu eingeführte Variable $\hat{x}_j$ ist dabei Null und somit nicht Bestandteil der optimalen Partition und kann daher nach Substitution von x_j durch L_j bzw. U_j in (4-20) und (4-21) vernachlässigt werden. Weiterhin können alle Variablen x_N und w_N ignoriert werden, da sie Null sind. Die Änderung der rechten Seite b ändert im zugehörigen dualen Problem nur die Zielfunktionskoeffizienten. Die Lösbarkeit des dualen Problems wird also durch die Änderung von b nicht beeinflusst, so dass das duale Problem hier nicht betrachtet werden muss.

Durch die Lösung der beiden Optimierungsprobleme ergibt sich der Bereich $[\alpha_{min}, \alpha_{max}]$, in dem die optimale Partition gültig ist und sich nicht ändert. Die zugehörigen minimalen und maximalen Werte der rechten Seite lassen sich mit der Gleichung (4-19) be-

rechnen. Innerhalb dieses Bereiches sind die Änderungsraten der primalen Lösung bezüglich α konstant. Insbesondere die dualen Variablen sind innerhalb dieses Bereichs konstant.

Betrachtet man den Spezialfall, dass der Änderungsvektor der rechten Seite Δb ein Einheitsvektor mit einem Eintrag in der Reihe *i* ist, kann der Einfluss der rechten Seite auf die primale Lösung wie folgt berechnet werden:

$$\frac{\partial x_{B,j}}{\partial b_i} = \frac{\Delta x_{B,j}}{\alpha_{max}} = \frac{x_{B,j} - x^*_{B,j}}{\alpha_{max}}, \; j \in \{j: \; x^*_j \geq 0\} \tag{4-24}$$

mit

$x_{B,j}$ Lösung der primalen Variablen *j* in (4-21), die Bestandteil der positiven Partition ist, und

$x^*_{B,j}$ optimale Lösung der primalen Variablen *j* im Originalproblem.

Der sich ergebende Vektor $\partial x_B / \partial b_i$ beschreibt die Änderungsraten der primalen Lösungsvariablen bei Änderung der rechten Seite b_i innerhalb des Intervalls $[\alpha_{min}, \alpha_{max}]$. Die durch die Änderung der Variablen $x_{B,j}$ induzierten Kosten betragen:

$$\frac{\partial x_{B,j}}{\partial b_i} \cdot \; c_j, \; j \in \{j: \; x^*_j \geq 0\}. \tag{4-25}$$

Addiert man diese Kosten für alle primalen Variablen der positiven Partition, ergibt sich die gesamte Änderung der Zielfunktion bei Änderung von b_i um eine Einheit. Diese Größe ist aber gleich der dualen Variablen y_i, so dass gilt:

$$y_i = \sum_j \frac{\partial x_{B,j}}{\partial b_i} \cdot c_j, \; j \in \{j: \; x^*_j \geq 0\}. \tag{4-26}$$

Durch Analyse von (4-25) lassen sich also diejenigen Aktivitäten identifizieren, die die größten Kostenänderungen verursachen und somit für den Schattenpreis y_i verantwortlich sind. Dadurch lässt sich z. B. die Frage beantworten, durch welche Aktivitäten der beobachtete Strompreis im Energiesystemmodell bestimmt wird oder welche Aktivitäten für die marginalen THG-Minderungskosten verantwortlich sind.

Gleichung (4-26) stellt einen Zusammenhang her zwischen dem Schattenpreis y_i und den Kostenparametern c_j des primalen Problems. Der Term $\partial x_{B,j} / \partial b_i$ kann somit auch als Änderung des Schattenpreises interpretiert werden, wenn sich der Kostenparameter c_j um eine Einheit ändert. Durch Betrachtung von Gleichung (4-26) kann daher abgeschätzt werden, welchen Einfluss beispielsweise die Änderung der Gasimportkosten auf den Strompreis, die marginalen Treibhausgasminderungskosten oder die reduzierten Kosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit einer bisher nicht genutzten Technologie hat. Betrachtet man umgekehrt eine bestimmte duale Variable, z. B. den Strompreis, lässt sich aus Gleichung (4-26) ablesen, welche Kostenterme den größten Einfluss auf diese Variable haben.

Führt man die Untergrenze der Aktivität einer Technologie explizit als Gleichung im Modell ein, kann untersucht werden, welche Auswirkungen die Nutzung einer Technologie auf das Energiesystem hat. Auf diese Art und Weise lassen sich z. B. die Kosten- und Emissionsänderungen, verursacht durch die Nutzung einer Technologie, bestimmen und daraus die marginalen technologiespezifischen THG-Vermeidungskosten berechnen.

4.2.2 Sensitivität bezüglich der Kostenparameter

Die Untersuchung des Einflusses der Änderung eines oder mehrerer Zielfunktionskoeffizienten in der primalen Lösung entspricht der Variation der rechten Seite im dualen Problem, so dass die Vorgehensweise ähnlich zu der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Variation der rechten Seite des primalen Problems ist.

Die optimale Partition der dualen Variablen y des Problems aus (4-7) ergibt die Vektoren y_B und y_N. Die entsprechende Partition der reduzierten Kosten z liefert z_B und z_N. Weiterhin wird ein Vektor v der Dimension n eingeführt, der den dualen Variablen der Obergrenzen entspricht. Besitzt die Variable x_j keine Obergrenze, wird v_j zu Null gesetzt.

Die Variation der Kostenparameter wird beschrieben durch:

$$c(\alpha) = c_0 + \alpha \cdot \Delta c \tag{4-27}$$

mit

c_0	Ausgangsvektor der Kostenkoeffizienten,
Δc	Änderungsvektor der Kostenkoeffizienten und
α	skalare Variable.

Da eine Änderung der Kostenparameter in der primalen Lösung nur den Zielfunktionswert, aber nicht die Lösbarkeit des primalen Problems beeinflusst, muss nur das duale Problem für die Ermittlung des Stabilitätsbereichs $[\alpha_{min}, \alpha_{max}]$ betrachtet werden. Der minimale und maximale Wert α_{min} und α_{max}, für die die optimale Partition der Variablen noch gültig ist, lässt sich dann durch die folgenden beiden Optimierungsprobleme bestimmen:

$$\alpha_{max} = Max\ \alpha$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} A^T y + z - v &= c(\alpha) \\ y_B \geq 0\ ,\ y_N &= 0 \\ z_B \geq 0\ ,\ z_N &= 0 \\ v_B \geq 0\ ,\ v_N &= 0 \end{aligned} \tag{4-28}$$

$$\alpha_{min} = Min\ \alpha$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} A^T y + z - v &= c(\alpha) \\ y_B \geq 0\ ,\ y_N &= 0 \\ z_B \geq 0\ ,\ z_N &= 0 \\ v_B \geq 0\ ,\ v_N &= 0 \end{aligned} \tag{4-29}$$

mit

A^T Matrix des dualen Gleichungssystems (Transformierte der primalen Matrix).

Tritt der Spezialfall auf, dass der Änderungsvektor Δc ein Einheitsvektor mit einem Eintrag in der Reihe *j* ist, berechnet sich die partielle Ableitung der dualen Variablen y_i, z_k und v_k nach c_j gemäß:

$$\begin{aligned} \frac{\partial y_{B,i}}{\partial c_j} &= \frac{\Delta y_{B,i}}{\alpha_{max}} = \frac{y_{B,i} - y^*_{B,i}}{\alpha_{max}},\ i \in \{i:\ y^*_i \geq 0\} \\ \frac{\partial z_{B,k}}{\partial c_j} &= \frac{\Delta z_{B,k}}{\alpha_{max}} = \frac{z_{B,k} - z^*_{B,k}}{\alpha_{max}},\ k \in \{k:\ z^*_k \geq 0\} \end{aligned} \tag{4-30}$$

$$\frac{\partial v_{B,k}}{\partial c_j} = \frac{\Delta v_{B,k}}{\alpha_{max}} = \frac{v_{B,k} - v^*_{B,k}}{\alpha_{max}},\ k \in \{k:\ v^*_k \geq 0\} \tag{4-31}$$

Hiermit lässt sich der Einfluss des Kostenparameters c_j auf die dualen Variablen quantifizieren. Ein Beispiel wäre der Einfluss der Gasimportkosten auf den Strompreis oder die marginalen THG-Minderungskosten. Setzt man die Gleichungen (4-30) in die duale Zielfunktion, ergibt sich die durch c_j hervorgerufene Änderung der Zielfunktion, die gleich der primalen Variable x_j sein muss. Es gilt also:

$$x_j = \sum_i \frac{\partial y_{B,i}}{\partial c_j} \cdot b_i + \sum_k \frac{\partial z_{B,k}}{\partial c_j} \cdot L_k + \sum_k \frac{\partial v_{B,k}}{\partial c_j} \cdot U_k \tag{4-32}$$

$$\text{mit } j = 1, 2, \ldots, n\ ,\ i = 1, 2, \ldots, m\ ,\ k = 1, 2, \ldots, n\ .$$

In Gleichung (4-32) wird die primale Variable durch die rechten Seiten *b* sowie die Unter- und Obergrenzen der primalen Variablen ausgedrückt. Die partiellen Ableitungen $\partial y_{B,i} / \partial c_j$ beschreiben die Änderung von x_j bei Änderung von b_i um eine Einheit, so dass beispielsweise der Einfluss einer Nachfrageänderung oder einer THG-Emissionsobergrenze auf den Gasimport beziffert werden kann. Vergleicht man für eine Variable x_j die einzelnen Summanden in Gleichung (4-32) miteinander, lässt sich auch feststellen, welche Summanden den größten Beitrag zu x_j liefern. Da jeder Summand ein Produkt aus einer partiellen Ableitung und einer rechten Seite bzw. Unter- oder Obergrenze ist, kann ein hoher Wert eines Summanden

durch eine hohe partielle Ableitung und damit hohe Sensitivität oder durch eine hohe rechte Seite bzw. Unter- oder Obergrenze hervorgerufen werden.

4.2.3 Sensitivität bezüglich der Matrixkoeffizienten

Die Änderung des Zielfunktionswertes bei Änderung eines Koeffizienten der Gleichungsmatrix A wird durch Mills' Minimax Theorem /Mills 1956/, das durch /Williams 1963/ erweitert wurde und hier in einer Formulierung aus /Greenberg 1997/ vorgestellt wird, beschrieben:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^{+}\sigma}{\partial a_{ij}} &= min_x max_y\{-y_i \cdot x_j\} = -y_i^{min} \cdot x_j^{max} \\ \frac{\partial^{-}\sigma}{\partial a_{ij}} &= -min_x max_y\{y_i \cdot x_j\} = -y_i^{max} \cdot x_j^{min} \end{aligned} \tag{4-33}$$

mit

σ Zielfunktionswert.

Mit den Gleichungen (4-33) lässt sich der Einfluss des Koeffizienten a_{ij} auf die Zielfunktion als Produkt der primalen Variablen x_j und der dualen Variablen y_i berechnen. Es lässt sich also beispielsweise ermitteln, welche Kosten durch eine Erhöhung der Quote erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung verursacht werden.

Ist die primale bzw. die duale Lösung degeneriert, ergeben sich abhängig davon, ob der Koeffizient erhöht oder verringert wird, unterschiedliche duale bzw. primale Lösungen. Anschaulich lässt sich das Theorem so interpretieren, dass die Änderung des Koeffizienten a_{ij} um eine Einheit eine Erhöhung der linken Seite der Gleichung i um x_j zur Folge hat. Damit die Gleichung gültig bleibt, müssen andere Terme der Gleichung reduziert werden. Reduziert man beispielsweise die rechte Seite der Gleichung i um x_j, ändert sich die Zielfunktion um den Betrag $-y_i \cdot x_j$, da die duale Variable y_i die Änderung der Zielfunktion bei Erhöhung der rechten Seite um eine Einheit beschreibt. Anstelle der rechten Seite hätten auch Summanden auf der linken Seite der Gleichung reduziert werden können. Da es sich um eine optimale Lösung handelt, müssen jedoch die hierdurch verursachten Änderungen der Zielfunktion alle gleich und zwar gleich y_i sein, ansonsten wäre die Lösung nicht optimal /Dixit 1976/.

In /Gal 1995/ wird ein Verfahren zur Ermittlung des Bereiches, in dem die optimale Basis bei Variation eines oder mehrerer Matrixkoeffizienten gültig bleibt, vorgestellt. Ein auf der optimalen Partition basierendes Verfahren wird in /Greenberg 1999/ diskutiert. Mit beiden Verfahren lässt sich ähnlich, wie bei der vorherigen Betrachtung der rechten Seiten und der Kostenparameter, der Einfluss einer Änderung eines Matrixkoeffizienten auf die primale und duale Lösung ermitteln. Gemein ist beiden Verfahren, dass im Zuge der Berechnung eine nicht-singuläre Teilmatrix der Gleichungsmatrix A benötigt wird. Bei größeren Problemen erwies sich die Ermittlung dieser Teilmatrix jedoch als sehr rechenzeitaufwendig, da ausgehend von einer singulären Teilmatrix eine nicht-singuläre Matrix durch Streichung redundanter Reihen und Spalten ermittelt werden musste. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird daher ein anderer Weg zur Ermittlung des Einflusses von Änderungen der Matrixkoeffizienten auf die primale und duale Lösung beschritten.

Ausgangspunkt ist wieder Mills' Minimax Theorem (vgl. Gleichung (4-33)). Betrachtet man zur besseren Übersichtlichkeit eine nicht degenerierte Lösung, gilt aufgrund des starken Dualitätstheorems (4-5):

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial \sigma}{\partial a_{ij}} = -y_i \cdot x_j \\
&= -\frac{\partial\left(\sum_l x_l \cdot c_l\right)}{\partial a_{ij}} = -\sum_l \frac{\partial x_l}{\partial a_{ij}} \cdot c_l,\ l = 1, 2, \ldots, m \\
&= -\frac{\partial\left(\sum_k y_k \cdot b_k\right)}{\partial a_{ij}} = -\sum_k \frac{\partial y_k}{\partial a_{ij}} \cdot b_k,\ k = 1, 2, \ldots, n
\end{aligned} \tag{4-34}$$

Mit den Gleichungen (4-26) und (4-32) kann $\partial o / \partial a_{ij}$ ebenfalls folgendermaßen dargestellt werden:

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial \sigma}{\partial a_{ij}} = -y_i \cdot x_j \\
&= -\left(\sum_l \frac{\partial x_l}{\partial b_i} \cdot c_l\right) \cdot x_j = -\sum_l \left(x_j \cdot \frac{\partial x_l}{\partial b_i} \cdot c_l\right) \\
&= -y_i \cdot \left(\sum_k \frac{\partial y_k}{\partial c_j} \cdot b_k\right) = -\sum_k \left(y_i \cdot \frac{\partial y_k}{\partial c_j} \cdot b_k\right).
\end{aligned} \tag{4-35}$$

Zur Übersichtlichkeit werden die Ober- und Untergrenzen aus Gleichung (4-32), die zudem ebenfalls als eigenständige Gleichungen betrachtet werden könnten, fortgelassen. Aus dem Vergleich der Gleichungen (4-34) und (4-35) ergeben sich die partiellen Ableitungen der primalen und dualen Variablen nach a_{ij}:

$$\frac{\partial x_l}{\partial a_{ij}} = -x_j \cdot \frac{\partial x_l}{\partial b_i},\ l = 1, 2, \ldots, m \tag{4-36}$$

$$\frac{\partial y_k}{\partial a_{ij}} = -y_i \cdot \frac{\partial y_k}{\partial c_j},\ k = 1, 2, \ldots, n. \tag{4-37}$$

Ähnlich wie die Zielfunktionsänderung lassen sich die Änderungen der primalen und dualen Variablen interpretieren. Der Einfluss einer Änderung von a_{ij} um eine Einheit auf die primale Lösung ist beispielsweise äquivalent zu den Auswirkungen einer Verringerung der rechten Seite der Gleichung *i* um den Betrag x_j. Die in Gleichung (4-36) bzw. (4-37) verwendeten

partiellen Ableitungen $\partial x_l / \partial b_i$ bzw. $\partial y_k / \partial c_j$ lassen sich mit den in den Abschnitten 4.3.1 bzw. 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermitteln. Ein Beispiel für die Anwendung von Gleichung (4-36) ist die Untersuchung des Einflusses einer EE-Quote auf die konventionelle und erneuerbare Stromerzeugung. Es wird gefragt, welche erneuerbare Stromerzeugungsoption bei einer Erhöhung der momentanen Quote zugebaut und welche konventionelle Stromerzeugungstechnologie im Gegenzug reduziert würde. Durch Gleichung (4-37) lässt sich der Einfluss einer Änderung der EE-Quote auf die dualen Variablen z. B. den Strompreis oder die marginalen Treibhausgasminderungskosten untersuchen.

4.3 Parametrische Programmierung

Mit Hilfe der parametrischen Programmierung lassen sich die Auswirkungen größerer Parameteränderungen auf die optimale Lösung untersuchen. Im Unterschied zur im vorherigen Abschnitt dargestellten Sensitivitätsanalyse werden hier auch Änderungen betrachtet, die zu einer Veränderung in der optimalen Partition der Lösung führen.

4.3.1 Variation der rechten Seite

Änderungen eines oder mehrerer Parameter der rechten Seite, bei denen die optimale Partition der Lösungsvariablen gültig bleibt, wurden in Abschnitt 4.2.1 vorgestellt. Durch die Randwerte α_{min} und α_{max} wird die Situation beschrieben, dass eine oder mehrere der bisher positiven Variablen Null werden, also die Menge der positiven Variablen x_B oder w_B verlassen und Mitglied von x_N oder w_N werden. Die Randpunkte des Intervalls sind also dadurch gekennzeichnet, dass dort eine neue optimale Partition vorliegt. Will man α darüber hinaus erhöhen bzw. vermindern, ist es nötig, dass eine oder mehrere Variablen aus x_N oder w_N, die bisher Null sind, einen positiven Wert annehmen und Bestandteil von x_B oder w_B werden. Zur Ermittlung der neuen Partition wird das folgende Optimierungsproblem bei Erhöhung bzw. Verringerung des Parameters α gelöst.

Problem zur Ermittlung der neuen Partition bei Erhöhung von α:

$$Min\ c^T x$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} Ax - w &= \Delta b \\ x_N &\geq 0\,, \\ w_N &\geq 0\,. \end{aligned} \tag{4-38}$$

Problem zur Ermittlung der neuen Partition bei Verminderung von α:

$$Min\ c^T x$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} Ax - w &= -\Delta b \\ x_N &\geq 0\,, \\ w_N &\geq 0\,. \end{aligned} \tag{4-39}$$

Variablen, die sich an einer Unter- oder Obergrenze befinden, werden dabei durch die Ausdrücke (4-22) oder (4-23) ersetzt und damit wie Variablen behandelt, die Bestandteil von x_N sind. Weiterhin ist zu beachten, dass Variablen, die zur positiven Partition x_B und w_B gehören, in (4-38) und (4-39) unbeschränkt sind, also auch negative Werte annehmen können. Ziel des Optimierungsproblems ist es, diejenigen Variablen x_N oder w_N zu bestimmen, die bisher Null sind, aber bei einer kleinen Änderung der rechten Seite um Δb einen positiven Wert annehmen. Daher ist es ausreichend, nicht das Originalgleichungssystem mit dem Vektor $b + \Delta b$ als rechte Seite zu betrachten, sondern nur die differenzielle Änderung Δb als Vektor der rechten Seite zu verwenden. Dadurch ist auch der Umstand begründet, dass für die Variablen x_B und w_B die Nichtnegativitätsbedingung entfällt.

Hat man das Problem aus (4-38) bzw. (4-39) gelöst, erhält man eine neue Partition. Für diese neue Partition kann dann wiederum die maximale bzw. minimale Änderung der rechten Seite durch Lösen von (4-20) bzw. (4-21) ermittelt werden. Durch abwechselndes Lösen dieser beiden unterschiedlichen Optimierungsprobleme kann daher die optimale Lösung x und y als Funktion der sich ändernden rechten Seite des primalen Problems beschrieben werden.

In Abb. 4-5 ist schematisch der Zielfunktionswert als Funktion des skalaren Parameters α dargestellt. Die Funktion ist konvex und besitzt einen stückweise linearen Verlauf (für einen Beweis sei auf /Jansen, et al. 1992/ verwiesen). Die linearen Intervalle entsprechen den Bereichen, in denen die optimale Partition gleich bleibt. Wie schon in Abschnitt 4.2.1 erläutert, sind innerhalb dieser auch als Stabilitätsbereiche bezeichneten Gebiete die dualen Lösungsvariablen konstant. Handelt es sich bei Δb um einen Einheitsvektor e_i, entspricht die Steigung im Intervall der dualen Variablen y_i. Die optimale Partition in den Knickpunkten unterscheidet sich von denen innerhalb der Intervalle dadurch, dass die Anzahl der positiven primalen Variablen geringer ist, da in den Knickpunkten Variablen, die innerhalb des Intervalls positiv sind, Null werden. An den Knickpunkten kommt es zu einer sprungartigen Änderung der dualen Lösung.

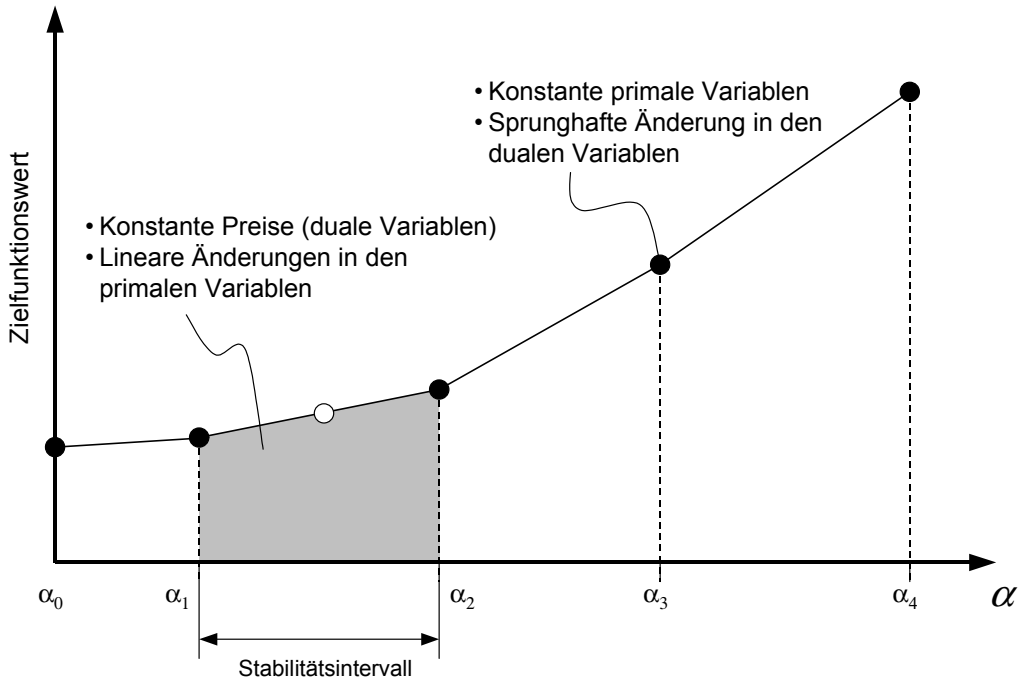


Abb. 4-5: Zielfunktionswert bei Variation der rechten Seite

Die Lösung in den Knickpunkten entspricht einer primal degenerierten Lösung, d. h., es gibt eine eindeutige primale Lösung aber unendlich viele duale Lösungen, die zwischen den Werten der dualen Lösung in den beiden benachbarten Intervallen liegen können. Anwendungen der parametrischen Programmierung liegen z. B. in der Ableitung von Angebotskurven der regenerativen Stromerzeugung. Hierbei fügt man eine benutzerdefinierte Ungleichung in das Modell ein, deren Terme auf der linken Seite die regenerative Stromerzeugung beschreiben, während die Mindesterzeugung über die rechte Seite mittels der parametrischen Programmierung variiert wird. Gegenüber einer reinen Betrachtung unterschiedlicher Szenarien mit unterschiedlichen Mindestmengen lässt sich hierdurch detailliert verfolgen, an welchen Punkten und zu welchen Kosten begonnen wird, bestimmte regenerative Technologien zu nutzen.

4.3.2 Variation der Kostenparameter

Die Variation der Kostenparameter entspricht der Variation der rechten Seite im dualen Problem. Die Vorgehensweise ist sehr ähnlich zu der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methodik und wird daher verkürzt dargestellt. An den in Abschnitt 4.2.2 bestimmten Randpunkten α_{min} und α_{max} ändert sich die optimale Partition der dualen Variablen, da mindestens eine der bisher positiven dualen Variablen zu Null wird. Somit ergibt sich eine neue optimale Partition im Randpunkt des Intervalls. Für eine weitere Variation der Kostenparameter müssen eine oder mehrere der Variablen y_N, z_N oder v_N, die bisher Null sind, einen positiven Wert annehmen. Die neue Partition ergibt sich durch die Lösung des folgenden Optimierungsproblems:

Problem zur Ermittlung der neuen Partition bei Erhöhung von α:

$$Max\ b^T y + L^T z - U^T v$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} A^T y + z - v &= \Delta c \\ y_N &\geq 0\ , \\ z_N &\geq 0\ , \\ v_N &\geq 0 \end{aligned} \tag{4-40}$$

bzw.

Problem zur Ermittlung der neuen Partition bei Verminderung von α:

$$Max\ b^T y + L^T z - U^T v$$

mit den Nebenbedingungen:

$$\begin{aligned} A^T y + z - v &= -\Delta c \\ y_N &\geq 0\ , \\ z_N &\geq 0\ , \\ v_N &\geq 0 \end{aligned} \tag{4-41}$$

Die neue optimale Partition ergibt sich durch Lösung des Problems (4-40) bzw. (4-41), wobei die positiven Variablen y_N, z_N oder v_N verlassen und Bestandteil von y_B, z_B oder v_B. werden. Für diese neue optimale Partition der dualen Lösung kann nun der neue Stabili-

tätsbereich durch Lösen des Problems (4-28) bzw. (4-29) ermittelt werden. Durch iteratives Lösen der Probleme (4-40) bzw. (4-41) und (4-28) bzw. (4-29) kann somit der Einfluss von Kostenänderungen auf die optimale Lösung über einen größeren Bereich analysiert werden.

In Abb. 4-6 ist der Zielfunktionswert als Funktion des skalaren Parameters α dargestellt. Die konkave Funktion ist stückweise linear. Innerhalb der Intervalle ist die optimale Partition und die primale Lösung x konstant. Handelt es sich bei Δc um einen Einheitsvektor e_j, entspricht die Steigung im Intervall der primalen Variablen x_j. Geringe Änderungsraten der Zielfunktion deuten darauf hin, dass der Einfluss der variierten Kostenparameter auf die Lösung gering ist. Extrapoliert man das Geradenstück über das gültige Intervall hinaus (strichpunktierte Linie in Abb. 4-6), entspricht dies den Kosten bei Beibehaltung der primalen Lösung. Handelt es sich bei den variierten Kosten um zukünftige mit Unsicherheiten behaftete Kosten, kann die Differenz der Kosten der suboptimalen Lösung zum Zielfunktionswert der jeweils optimalen Lösung als Maß dafür interpretiert werden, welche Kostenreduktion durch die vollständige Voraussicht der zukünftigen Kostenentwicklung gegenüber der derzeitigen Einschätzung zu erreichen sind. In den Knickpunkten werden eine oder mehrere der dualen Variablen Null, so dass dort eine neue optimale Partition existiert. An den Knickpunkten kommt es zu einer sprungartigen Änderung der primalen Lösung. Dieser Effekt, dass sich die optimale Lösung eines linearen Optimierungsproblems sehr stark sensitiv gegenüber geringen Parameteränderungen erweist, wird auch als sog. *penny switching* bezeichnet. Der Knickpunkt entspricht einer degenerierten dualen Lösung. Die duale Lösung ist dort eindeutig, aber es liegen unendlich viele primale Lösungen vor, die alle zwischen den primalen Lösungen der beiden benachbarten Intervalle liegen.

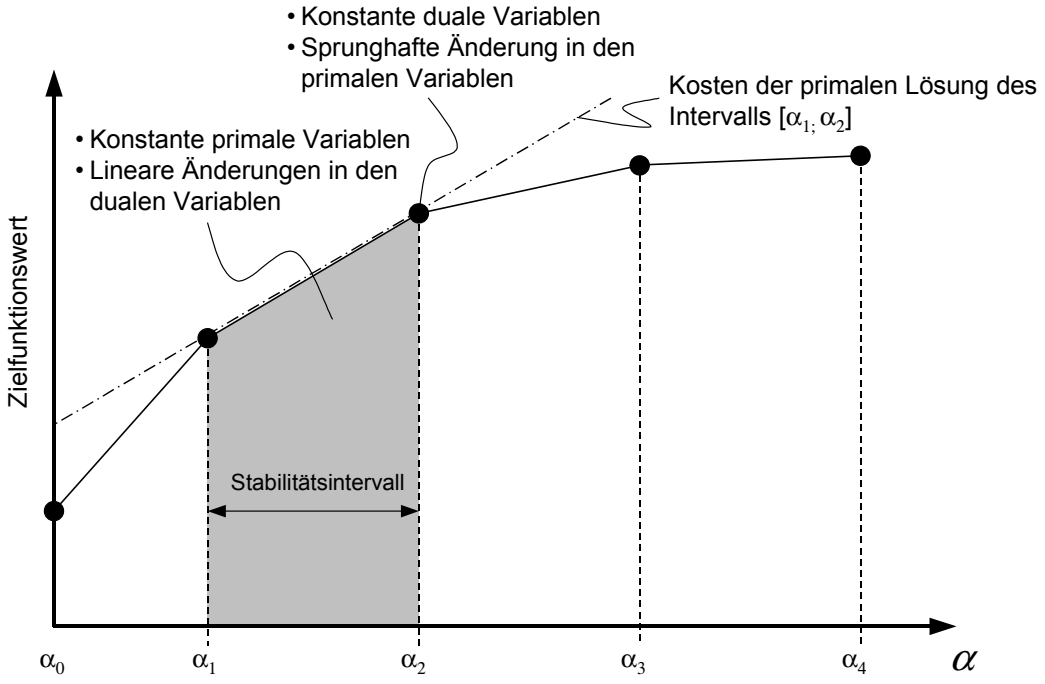


Abb. 4-6: Zielfunktionswert bei Variation der Kostenparameter

Ein Anwendungsbeispiel für eine Variation der Kosten mittels der parametrischen Programmierung ist die Frage, ab welchem THG-Zertifikatspreis und damit welchen marginalen Vermeidungskosten eine bestimmte Technologie oder Maßnahme, z. B. eine verbesserte Iso-

lierung der Gebäudehülle, genutzt wird. Des Weiteren kann dadurch über einen größeren Wertebereich der Einfluss des THG-Zertifikatspreises oder des Erdgaspreises auf duale Variablen, wie den Strompreis oder den Preis von EE-Zertifikaten, untersucht werden.

4.3.3 Variation mehrerer unterschiedlicher Parameter

Die Variation der Matrixkoeffizienten erwies sich bei größeren Optimierungsproblemen aufgrund des bereits in Abschnitt 4.2.3 angesprochenen Auftretens von singulären Teilmatrizen, aus denen erst nicht-singuläre Teilmatrizen gewonnen werden mussten, als sehr rechenintensiv. Um den Einfluss von Änderungen von Matrixkoeffizienten über einen größeren Bereich zu untersuchen, werden daher hier jeweils Szenarien mit unterschiedlichen Werten für die Matrixkoeffizienten gelöst. Um den Rechenaufwand zur Generierung des Gleichungssystem gering zu halten, wird dabei in jedem Szenario nicht die Modellmatrix neu erzeugt, sondern zunächst das LP-Problem im textbasierten MPS-Format /Murtagh 1981/ extrahiert. Zum schnelleren Einlesen in GAMS wird das LP-Problem vom MPS-Format in das binäre GDX (GAMS Date Exchange)-Format /van der Eijk 2002/ übertragen. Zusätzlich wird zur Verringerung der zum Einlesen, zur Generierung der Matrix in GAMS und der zum Herausschreiben benötigten Zeit eine reduzierte Modellmatrix verwendet. Zur Erzeugung der reduzierten Modellmatrix werden in /Gondzio 1994/ und /Andersen 1996/ beschriebene Verfahren verwendet. Hierzu zählen:

- Identifizierung von sog. *column singletons*, die einer Matrixspalte mit nur einem Eintrag ungleich Null entsprechen, und Entfernung der zugehörigen Reihe und Spalte,
- Ersetzen von sog. *row singletons*, die durch nur einen Eintrag in einer Matrixreihe charakterisiert sind, nämlich durch einen direkten Bound auf die entsprechende Variable,
- Identifizierung und Entfernung einfacher redundanter Ungleichungen, in denen alle Matrixkoeffizienten positiv sind, während die rechten Seiten der Ungleichungen vom Typ „ ≥ “ negativ sind,
- Identifizierung sog. *forcing constraints*, die nur dann erfüllt werden können, wenn sich alle Variablen an ihrer Ober- oder Untergrenze befinden, so dass die Variablen an ihre Grenzen gezwungen werden („*forcing*“) und daher durch den Wert der Grenze ersetzt werden können.

Mit Hilfe der reduzierten Modellmatrix wird auch die gleichzeitige Variation mehrerer unterschiedlicher Parameter beispielsweise des Importpreises für Erdgas, des THG-Minderungsziels und der Quote erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung untersucht.

5 Quantitative Analyse der zukünftigen Rolle erneuerbarer Energien

In diesem Kapitel soll quantitativ mit Hilfe des Energiesystemmodells TIMES Deutschland untersucht werden, welchen Beitrag erneuerbare Energien langfristig zum Klimaschutz und zur Energieversorgung in Deutschland leisten können. Hierbei werden erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer Kosteneffektivität mit anderen Vermeidungsoptionen, z. B. der Energieeinsparung, verglichen. Konkurrenzsituationen durch alternative Nutzungsmöglichkeiten einer regenerativen Energiequelle, wie im Falle der Biomasse, werden hierbei explizit berücksichtigt. Weiterhin wird analysiert, welchen Einfluss energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, z. B. Energiepreisentwicklung, oder politische Maßnahmen auf die Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien haben. Neben der Untersuchung, welche Faktoren die Nutzung und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energieträger beeinflussen, wird umgekehrt auch der Frage nachgegangen, welchen Einfluss eine energiepolitisch vorgegebene Mindestnutzung erneuerbarer Energien, z. B. durch eine Quote, auf das Energiesystem, die Kosten und die Energiepreise hat.

Zur Analyse dieser verschiedenen Aspekte wird das Energiesystemmodell TIMES Deutschland verwendet, dessen Struktur zu Beginn kurz vorgestellt wird. Folgend werden die wichtigsten Rahmenannahmen erläutert und die im Modell verwendeten Energietechnologien hinsichtlich ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften charakterisiert.

Neben einer detaillierten Analyse von Szenarien unter Verwendung der in Kapitel 4 entwickelten Methoden werden insbesondere auch die Übergänge zwischen verschiedenen Szenarien durch die Variation von Vorgaben wie Treibhausgasminderungsziel bzw. der Mindestnutzung erneuerbarer Energieträger untersucht. In einer weiteren Untersuchung werden die Einflussgrößen Treibhausgasminderung, Quote für Strom aus erneuerbaren Energien und Energiepreise simultan über einen größeren Parameterwertebereich variiert.

5.1 Das TIMES Deutschland Modell

In dem in dieser Arbeit entwickelten TIMES Deutschland Modell wird das gesamte Energiesystem in Abhängigkeit von der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet. Innerhalb des Modells werden sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch aller nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Energieträger betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einspartechnologien, und ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, Energienutzung und Energieeinsparung, wie z. B. alternative Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, im TIMES Deutschland Modell modelliert. Transport und Verteilungsverbindungen zwischen den Subsystemen gewährleisten die Berücksichtigung von damit verbundenen Kosten und Verlusten.

Für das Energiesystem wird in der Regel zunächst eine Hauptsektorierung nach Energiewirtschaftszweigen und Energieverbrauchergruppen vorgenommen. In dieser Arbeit erfolgt eine Aufschlüsselung der Nachfrage in TIMES in folgender Struktur:

- Haushalte,

- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD),
- Verkehr,
- Industrie.

Die Umwandlungssektoren dienen der Bereitstellung der Endenergie durch Umwandlung bzw. Transport von Primär- oder Sekundärenergieträgern zu Sekundärenergieträgern und werden in TIMES Deutschland jeweils in folgende Bereiche unterschieden:

- Strom- und Fern-/Nahwärmebereitstellung,
- Mineralölgewinnung und -verarbeitung,
- Kohlensektor,
- Gasversorgung,
- Erneuerbare Energiequellen,
- Wasserstoff,
- Nichtenergetischer Verbrauch.

Des Weiteren ist von Bedeutung, dass für den Transport der Primärenergieträger zu den Kraftwerken jeweils entsprechende Transportprozesse modelliert sind, die sowohl über Kosten sowie ggf. auch über Transportverluste charakterisiert sind. Bei der Steinkohle wird dabei zwischen küstennaher und küstenferner Verstromung (Schiffs-/Bahntransport) differenziert. Beim Erdgas ergeben sich die Transportkosten entsprechend der vorhandenen und zusätzlich benötigten Netzkapazitäten und den damit einhergehenden Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gasverbrauchs in den übrigen Sektoren.

Der Modellzeitraum umfasst den Zeitraum von 1995 bis 2050 und ist hierzu in 12 Perioden mit einer Dauer von jeweils 5 Jahren eingeteilt. Grundlage für die Kalibrierung waren die ersten beiden Perioden 1995 und 2000, so dass für diese Jahre die Modellergebnisse weitgehend mit der Energiebilanz Deutschlands übereinstimmen. Innerhalb eines Jahres wird zwischen zwei Jahreszeiten (Sommer, Winter) sowie zwei täglichen Zeitsegmenten (Tag, Nacht) unterschieden. Neben den Treibhausgasen CO_2, N_2O, CH_4 werden auch die Schadstoffe SO_2 (Schwefeldioxid), NO_x (Stickoxide), NMVOC (non-methane volatile organic compounds), CO (Kohlenmonoxid), Staub und NH_3 (Ammoniak) im Modell bilanziert.

5.2 Rahmenannahmen

Für die Szenarien sind verschiedene Größen hinsichtlich der langfristigen Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft und weiterer energiewirtschaftlich relevanter Faktoren vorzugeben. Des Weiteren sind Annahmen in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der technischen und ökonomischen Charakteristika von fossilen und regenerativen Energietechnologien zu treffen.

Die Szenariorechnungen werden unter einem gesamtwirtschaftlichen Blickwinkel angestellt. Dies bedeutet, dass indirekte Steuern (z. B. Mineralölsteuer, Ökologische Steuerreform) und Subventionen keine Rolle spielen. Durch sie werden die individuellen einzelwirtschaftlichen Kostenkalküle beeinflusst, gesamtwirtschaftlich bewirken sie „lediglich“ eine Umverteilung zwischen den Marktteilnehmern bzw. dem Staat. Im Sinne dieser gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird als Abschreibungszeitraum die jeweilige technische Nutzungsdauer verwendet bei einem vorgegebenen realen Diskontsatz von 4 %.

5.2.1 Sozioökonomische Rahmenannahmen

Die hier gewählten sozioökonomischen Rahmendaten richten sich nach den in der Szenarienanalyse für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages gemachten Annahmen /Enquete 2002/ (vgl. Tabelle 5-1). Langfristig wird von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland ausgegangen. Die Wohnbevölkerung wird von heute rund 82 auf 68 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinken. Im gleichen Zeitraum verdoppelt sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von gut 1,3 %/a das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu. Dies bedeutet, dass das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4 fache des Ausgangswertes steigen wird. Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So wird sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

Bei Fortsetzung des Trends einer zunehmenden Wohnfläche pro Einwohner (40,2 m^2 im Jahr 2000; 58,6 m^2 im Jahr 2050) steigt die gesamte Wohnfläche bis 2030 weiter an, um dann im Zusammenhang mit der rückläufigen Bevölkerungszahl auf 3 970 Mio. m^2 im Jahr 2050 zurückzugehen. Damit ist die gesamte Wohnfläche am Ende des Betrachtungszeitraumes um etwa 20 % größer als heute. Es wird unterstellt, dass die Sanierungsrate zunächst 1,0 % des Gebäudebestandes pro Jahr umfasst und danach schrittweise ansteigt (1,5 %/a im Jahr 2020, 2,0 %/a im Jahr 2030 und 2,5 %/a danach).

Für die Personenverkehrsleistung ist ähnlich wie bei der Wohnfläche die Bevölkerungsentwicklung von großer Bedeutung. Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm auf etwa 1 140 Mrd. Pkm (+18 %) im Jahr 2020 an, um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1 030 Mrd. Pkm zurückzugehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, so dass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte. So nimmt die Transportintensität einerseits wegen sich intensivierender nationaler und internationaler Arbeitsteilung zu, gleichzeitig bewirkt der wirtschaftliche Strukturwandel (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) für sich genommen einen Rückgang der Transportintensität. Im Zusammenspiel dieser Faktoren entwickelt sich die Güterverkehrsleistung parallel zum Bruttoinlandsprodukt.

Eine weitere wichtige Vorgabe betrifft die mittel- und langfristige Entwicklung der (realen) Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Vorgegeben wird hier ein kontinuierlicher Preisanstieg, der aufgrund der Ressourcensituation bei Erdöl und Erdgas mit durchschnittlich 1,7 bzw. 1,9 %/a etwa doppelt so hoch ausfällt wie bei der Steinkohle (0,9 %/a). Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegen die realen Importpreise von Erdöl bei 230 %, von Erdgas bei 260 % und von Steinkohle bei 150 % des heutigen Niveaus. Die Prognose der Importpreise über einen so langen Zeitraum wie bis zum Jahr 2050 ist mit großen Unsicherheiten behaftet.

Tabelle 5-1: Sozioökonomische Rahmenannahmen (/Enquete 2002/)

Bevölkerung	**2000**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt	**2000**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
BIP (Mrd. €)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (€)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung (p.a.)	**2005/200**	**2010/200**	**2020/201**	**2030/202**	**2050/203**	**2050/200**
BIP	1,9 %	1,9 %	1,7 %	1,3 %	1,0 %	1,4 %
BIP pro Kopf	1,9 %	1,9 %	1,8 %	1,7 %	1,7 %	1,8 %
Arbeitsmarktdaten (in Mio.)	**1998**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
Sektorale Wirtschaftsleistung (in %)	**1998**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	*100,0*	*k.A.*	*100,0*	*100,0*	*100,0*	*100,0*
Wohnflächen	**2000**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio. m^2)	1880	2016	2155	2425	2493	2356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohngebäude, Mio. m^2)	1428	1505	1578	1717	1738	1616
Summe	*3308*	*3521*	*3733*	*4142*	*4231*	*3972*
Wohnfläche pro Kopf (m^2)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung	**2000**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	968,1	1034,0	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr (Mrd. Tkm)	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (€/GJ)	**2000**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Die Preisentwicklung von Erdöl, Erdgas und Kohlen ist nicht nur für die fossile Energieträger nutzenden Technologien von Bedeutung, sondern sie beeinflusst indirekt auch die Einsatzchancen regenerativer Technologien, da beispielsweise ein hohes Preisniveau die Nutzung regenerativer Technologien begünstigt. Aus diesen Gründen wird durch Sensitivitäts- und Variationsrechnungen der Einfluss der Importpreise für Erdgas und Erdöl auf die Entscheidungen im Modell untersucht.

Weitere Annahmen betreffen die Einbindung Deutschlands in den internationalen Energiemarkt. So wird unterstellt, dass langfristig der Importsaldo für konventionell erzeugten Strom Null ist. Dieser Annahme liegt der Gedanke zugrunde, dass THG-Minderungen im Inland erbracht werden sollen und Emissionen nicht durch Importe ins Ausland verlagert werden können. Hierdurch lässt sich das Minderungspotenzial innerhalb Deutschlands abschätzen und kostenmäßig bewerten, ohne durch eventuell zu günstige Stromimportoptionen verfälscht zu werden. Regenerativer Stromimport, dessen Potenziale und Kosten in Tabelle 5-2 wiedergegeben sind, ist ab dem Jahr 2020 möglich. Der Anteil des regenerativen Stromimports am Nettostromverbrauch kann ausgehend von maximal 5 % im Jahr 2020 linear auf 20 % im Jahr 2050 ansteigen.

Tabelle 5-2: Regenerative Stromimportpotenziale aus verschiedenen Ländern (/IER 2002/)

	Potenzial	**ausschöpfbar bis 2050**	**Anlagenkosten 2020[a]**	**Transportkosten frei Grenze[b]**	**mittlere Auslastung**
	TWh	%	€/kW	€/kW$_{el}$	h/a
Wasserkraft Norden (z. B. Island, Norwegen)	90	20[c]	4 000	750	6 000
Wasserkraft Russland	850	< 5[d]	4 000	1 000	6 000
Windkraft Nachbarländer	> 550	10[c]	1 600	250	3 300
Biomasse	20	100[c]	1 750		6 000
Solarthermische Kraftwerke	> 5 000	5[c]	3 830 €/kW 3 % Inv./a 25 a[e]	1 250	5 100

a.Annahme europäischer Binnenmarkt, d. h., Anlagenkosten wie in Deutschland
b.je nach Beanspruchung entweder HGÜ-Seekabel oder Festlandverstärkung (inkl. Netzanbindung in Deutschland) zusätzlich zu Anlagenkosten
c.sukzessive ausschöpfbar ab 2020
d.sukzessive ausschöpfbar nach 2030
e.Parabolrinnenkraftwerk in Nordmarroko mit einer Gesamtinvestition von 3 830 €/kW, Betriebs- und Versicherungskosten von 3 % der Investition pro Jahr bei einer Lebensdauer von 25 Jahren

5.2.2 Energiepolitische Annahmen

Neben der sozioökonomischen Entwicklung und der Entwicklung auf den internationalen Energiemärkten sind im Modell auch Festlegungen im Hinblick auf die zukünftige Fortschreibung der heutigen energiepolitischen Rahmenbedingungen zu treffen. Hinsichtlich der heimischen Steinkohleförderung wird unterstellt, dass die Mindestförderung bis zum Jahr 2010 bei 300 PJ liegt. Für die Braunkohleförderung wird angenommen, dass unabhängig von Klimaschutzzielen die Mindestförderung im Jahr 2010 500 PJ beträgt und bis zum Jahr 2020 auf höchstens 200 PJ absinkt. Für die Zeit danach werden keine Vorgaben getroffen. Die Obergrenze der heimischen Braunkohleförderung wird auf 1 400 PJ/a geschätzt. Weiterhin wird davon ausgegan-

gen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie umgesetzt wird (vgl. auch "Ausstieg aus der Kernenergie" auf Seite 19).

Bei der regenerativen Stromerzeugung wird in allen Szenarien eine Mindesterzeugung für die unterschiedlichen Energieträger vorgegeben (vgl. Tabelle 5-3). Hiermit wird eine Fortsetzung des EEG unterstellt.

Tabelle 5-3: Entwicklung der mindestens zu erwartenden regenerativen Stromerzeugung

	Einheit	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Lauf- und Speicherwasser[a,b]	TWh	21,7	22,3	22,9	22,9	23,7	23,7
Windkraft[c]	TWh	9,5	35,7	48,3	59,6	61,5	63,3
Photovoltaik[d]	TWh	0,03	0,6	1,0	1,5	6,6	11,4
Feste Biomasse[e]	TWh	0,7	2,0	3,6	5,1	6,6	8,8
Bio-, Deponie-, Klärgas[f]	TWh	1,4	3,6	4,2	4,6	5,0	5,4
Summe	**TWh**	**33,3**	**64,2**	**80,0**	**93,7**	**103,4**	**112,6**

a.ohne Erzeugung aus Pumpspeicher
b.nach /Forum 2003/
c.bis zum Jahr 2040 nach /Prognos 2002/, danach eigene Fortschreibung
d.bis zum Jahr 2030 /Forum 2003/, danach eigene Fortschreibung
e.ohne Müllverwertung, bis zum Jahr 2030 /Forum 2002b/, danach eigene Fortschreibung
f.eigene Berechnungen

Für den Gebäudebereich wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass neu erstellte Gebäude ab 2002 der EnEV (vgl. "Energieeinsparverordnung (EnEV)" auf Seite 22) entsprechen, deren Anforderungen sukzessive verschärft werden und im Jahr 2050 um 40 % unter den heutigen Werten liegen. Für energetische Sanierungsmaßnahmen im Altbaubereich gelten analoge Anforderungen.

Weiterhin wird die Umsetzung der europäischen Richtlinie 2003/30/EG für Biokraftstoffe (/EU 2003a/) unterstellt, in der ein von den einzelnen Mitgliedsstaaten zu erreichender Anteil der Biokraftstoffe an allen Otto- und Dieselkraftstoffen im Verkehrssektor vorgegeben wird. Im Jahr 2005 muss der Anteil der Biokraftstoffe 2 % betragen, im Jahr 2010 sind 5,75 % zu erreichen. Zusätzlich zum heimischen Anbau von Rapsöl und zur Erzeugung von RME wird angenommen, dass Rapsöl und RME in Höhe von maximal 440 PJ Rapsöl äquivalent pro Jahr aus dem europäischen Ausland importiert werden können.

5.2.3 Annahmen hinsichtlich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen

Aufgrund ihrer fluktuierenden und nur schwer zu prognostizierenden Erzeugungscharakteristik kann nicht die gesamte installierte Leistung an Windkraft- und Photovoltaikanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zur gesicherten Leistung beitragen. In /Lux, et al. 1999/ und /Sontow und Kaltschmitt 1999/ wird am Beispiel eines norddeutschen Stromversorgungssystems der Beitrag der Windkraft zur gesicherten Leistung mit 15 bis 20 % der installierten Windenergieleistung abgeschätzt. In den hier untersuchten Szenarien wird unterstellt, dass 16 % der installierten Leistung an Windenergie und Photovoltaik zur gesicherten Leistung beitragen können.

Dieser Wert stellt somit eine eher konservative Abschätzung dar, wobei zu berücksichtigen ist, dass mit zunehmendem Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung der Beitrag zur gesicherten Leistung abnimmt. Die Abbildung dieses Zusammenhangs im Modell hätte jedoch ein aufwendiger zu lösendes nichtlineares Optimierungsproblem zur Folge, so dass hier ein über den Anteil der Windstromerzeugung konstanter, aber vergleichsweise niedriger Beitrag der Windenergie zur Reserveleistung gewählt wurde.

Erfahrungen, welcher Anteil an fluktuierender Stromerzeugung in das Netz eingespeist werden kann, ohne die Netzstabilität (Frequenz- und Spannungsstabilität) zu gefährden, liegen bisher nur im begrenzten Umfang vor. So betrug zwar der Anteil der Windstromerzeugung am Nettostromverbrauch in Schleswig-Holstein im Jahr 2003 bereits 28,7 % /Ender 2003/. Durch die Einbindung in das deutsche (und europäische) Verbundsystem mit einem deutlich größeren Stromerzeugungsvolumen als in Schleswig-Holstein lassen sich jedoch lokale Schwankungen in der Windstromerzeugung z. T. ausgleichen. Es wurde hier für das deutsche Stromversorgungssystem unterstellt, dass zu jedem Zeitpunkt maximal 15 % der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen stammen kann. Da die Wahl dieser Obergrenze mit großen Unsicherheiten behaftet ist, wird in einer Variationsrechnung (vgl. Abschnitt 5.7.7) der Einfluss der Obergrenze auf die Modelllösung über einen größeren Wertebereich untersucht.

5.3 Technisch-ökonomische Beschreibung der Technologien

Für den Untersuchungszeitraum bis 2050 sind Annahmen hinsichtlich der technischen Entwicklung und der Verfügbarkeit von Technologien zu treffen sowie deren Kosten abzuschätzen. Die Datenbasis des Modells basiert u. a. auf dem Energiereport III /Prognos und EWI 1999/, der Datenbank des IKARUS-Projektes (vgl. /Markewitz und Stein 2003/ für einen Überblick über das IKARUS-Projekt) und speziell im Verkehrssektor auf /Krüger 2002/, im Haushaltssektor auf /Blesl 2002/ und im Stromerzeugungssektor auf /IER 2002/. Da der überwiegende Teil der Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien im Stromerzeugungssektor liegt, konzentriert sich hier die Darstellung der datentechnischen Fundierung auf die fossilen Stromerzeugungstechnologien. Weiterhin wird ein Überblick über Technologien zur Wasserstoffbereitstellung und -nutzung gegeben, da die auf regenerativ erzeugtem Strom basierende Wasserstoffherstellung und -speicherung eine Möglichkeit zum Ausgleich der bei Wind- und Sonnenenergie meteorologisch bedingten Fluktuationen darstellt.

5.3.1 Fossile und nukleare Stromerzeugungstechnologien

Die erwartete Entwicklung der fossilen Stromerzeugungstechnologien ist in Tabelle 5-4 zusammengefasst. Bei Steinkohlekraftwerken wird für das Jahr 2010 eine Steigerung des Wirkungsgrades auf 47 % unterstellt, die mit den heutigen ferritischen/martensitischen Werkstoffen noch erreicht werden kann. Im Jahr 2020 wird davon ausgegangen, dass Nickel-Basis-Legierungen als Werkstoffe zur Verfügung stehen, so dass höhere Frischdampfzustände verwirklicht werden können, was den Wirkungsgrad auf 50 % anhebt, aber gleichzeitig auch die spezifischen Kosten ansteigen lässt. Bei den Braunkohlekraftwerken wird eine ähnliche Entwicklung wie bei den Steinkohlekraftwerken unterstellt, wobei brennstoffbedingt die Nutzungsgrade einige Prozentpunkte niedriger liegen.

Tabelle 5-4: Technische und ökonomische Charakterisierung von Kondensations- und KWK-Kraftwerken für den Zeitraum 2000-2030 (/IER 2002/)

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Kondensationskraftwerk					
Kapazität	MW_{el}	800	800	800	900
Nutzungsgrad	%	46	47	50	52
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	870	865	880	870
Braunkohle-Kondensationskraftwerk					
Kapazität	MW_{el}	965	1 050	1 050	1 050
Nutzungsgrad	%	44,5	45	50	50
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1 175	920	930	920
Erdgas-GuD					
Kapazität	MW_{el}	400	500	500	500
Nutzungsgrad	%	57,5	60	62	63
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	460	435	430	425
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
el. Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt	%	45	45	46	47
therm. Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
el. Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt	%	35	35	36	37
therm. Wirkungsgrad im Gegendruckpunkt	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1 110	1 105	1 100	1 095
Erdgas-GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	44	44	44	43,5
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	562	511	486	455
Steinkohle-GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1 227	1 222	1 217	1 212

a.inkl. Bauherreneigenleistungen ohne Zinskosten während der Bauzeit

Der apparative Aufwand für die Wärmeauskopplung schlägt sich bei den Heizkraftwerken im Vergleich zu den Kondensationskraftwerken in höheren Investitionskosten nieder.

Der unterstellte Zuwachs des Nutzungsgrades bei Erdgas-GuD-Kraftwerken ist auf eine Steigerung der Turbineneintrittstemperatur bei verbessertem Kühlverfahren und thermisch hochbelastbaren Werkstoffen zurückzuführen. Bei den Stein- und Braunkohle-IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)-Kraftwerken handelt es sich um kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, in denen aus der Kohle in einem der Turbine vorgeschaltetem Vergaser ein Synthesegas erzeugt wird. Die Technologie der IGCC-Kraftwerke befindet sich heute noch in der Demonstrationsphase, so dass im Modell unterstellt wird, dass erst ab dem Jahr 2010 dieser Kraftwerkstyp ohne und mit CO_2-Abtrennung kommerziell verfügbar sein wird. In Tabelle 5-5 sind die technisch-ökonomischen Annahmen für IGCC-Kraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CO_2-Abscheidung zusammengestellt. Der Energieaufwand für die CO_2-Abscheidung hat eine Minderung des Nettowirkungsgrades um 6 % zur Folge. Die Kosten für die CO_2-Abtrennung sind hierbei mitenthalten. In /Wildenborg 2000/ werden für die Verdichtung, den Transport und die Lagerung von CO_2 in Aquiferen oder Gasfeldern Kosten von 20-32 \$/t CO_2 angegeben. In Anlehnung daran werden hier Gesamtkosten für die CO_2-Deponierung von 30 €/t CO_2 unterstellt. Die Deponierung ist nur in der EU zulässig. Die Speicherkapazitäten für Deutschland werden in /Gerling und May 2001/ auf 4,4-11 Gt CO_2 und für Europa in /Enquete 2002/ auf 100 Gt CO_2 abgeschätzt

Tabelle 5-5: Technische und ökonomische Charakterisierung von Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung für den Zeitraum 2010-2030 (/IER 2002/)

	Einheit	**2010**	**2020**	**2030**
Steinkohle-IGCC-Kraftwerk mit CO_2-Abscheidung				
Kapazität	MW_{el}	425	425	425
Nutzungsgrad	%	45	48	48,5
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1 370	1 355	1 350
Braunkohle-IGCC-Kraftwerk mit CO_2-Abscheidung				
Kapazität	MW_{el}	425	425	425
Nutzungsgrad	%	43	46	47
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1 370	1 355	1 350
Erdgas-GuD-Kraftwerk mit CO_2-Abscheidung				
Kapazität	MW_{el}	450	450	450
Nutzungsgrad	%	54	56	57
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	925	870	815

a.inkl. Bauherreneigenleistungen ohne Zinskosten während der Bauzeit

Als Zubauoption für die Kernenergie wird der Europäische Druckwasserreaktor (EPR - European Pressurized Reactor) betrachtet. Der EPR ist ein gemeinsam von Siemens-Framatome konstruierter Druckwasserreaktor von 1756 MW_{el} Leistung, der auf der Basis der französischen N4-Reaktoren und der deutschen KONVOI-Reaktoren weiterentwickelt wurde. Er gehört damit zu den so genannten evolutionären Reaktortypen, die im Gegensatz zu völlig neuen

Bauprinzipien auf den Erfahrungen und Entwicklungen bewährter Anlagen aufbaut, diese jedoch in entscheidenden Punkten durch besondere Eigenschaften seiner Bauweise übertrifft. Diese beziehen sich besonders auf eine Verbesserung der sicherheitstechnischen Maßnahmen. Hier sind u. a. eine Kernschmelze-Auffang- und Kühleinrichtung, Druckentlastungssysteme für Primär- und Sekundärkreislauf, ein Doppelcontainment sowie Rekombinatoren zum Abbau von Wasserstoff im Normalbetrieb zu nennen. In Finnland wird mit dem Bau eines EPR, dem fünften Kernkraftwerk des Landes, im Jahr 2005 begonnen, in Frankreich ist vorgesehen, im Jahr 2007 mit dem Bau eines EPR zu beginnen. In Tabelle 5-6 sind die auf /IER 2002/ basierenden unterstellten technischen und ökonomischen Eigenschaften des EPR zusammengefasst.

Tabelle 5-6: Technische und ökonomische Charakterisierung des EPR (European Pressurized Reactor) für den Zeitraum 2000-2030 (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	2000	2010	2020	2030
Kapazität	MW_{el}	1 756	1 756	1 756	1 756
Nutzungsgrad	%	36	36	36	36
spez. Investitionskosten[a]	€/kW_{el}	1460	1360	1300	1250
fixe Betriebskosten	€/(kW_{el}*a)	40	40	40	40
variable Betriebskosten	Cent/kWh_{el}	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkreislaufkosten bei direkter Endlagerung	Cent/kWh_{el}	0,6	0,6	0,6	0,6

a.inkl. Bauherreneigenleistungen ohne Zinskosten während der Bauzeit

5.3.2 Wasserstoffbereitstellung und -nutzung

Das Angebot erneuerbarer Energien kann zeitlichen Schwankungen unterworfen sein sowie regional unterschiedlich ausfallen. Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie unterliegt natürlichen, zeitlichen Schwankungen, so dass, wenn das momentane Angebot an regenerativ erzeugtem Strom die Nachfrage übersteigt, eine Speicherung des Stroms erforderlich wird. Das regionale Angebot an Biomasse kann abhängig von den lokalen landwirtschaftlichen Gegebenheiten sehr unterschiedlich ausfallen. Da ein Transport von Biomasse aufgrund der geringen Energiedichte nicht wirtschaftlich ist, wird zur überregionalen Nutzung des Angebots eine Umwandlung der Biomasse in einen effektiver zu transportierenden Energieträger erforderlich. Wasserstoff könnte eine Möglichkeit zur Lösung dieser Probleme darstellen: er lässt sich aus Strom durch Elektrolyse oder aus Biomasse durch Vergasung gewinnen und kann mittels der Brennstoffzellentechnologie in stationären Anwendungen zur Strom- und Wärmebereitstellung (als KWK-Anlage oder BHKW in der öffentlichen Versorgung sowie der Industrie oder als Brennstoffzellenheizgerät in privaten Haushalten) oder in Kombination mit einem Elektromotor als Fahrzeugantrieb eingesetzt werden. Wasserstoff kann somit in der Zukunft ein wichtiger Energieträger in Kombination mit der Nutzung regenerativer Energieträger sein. Im Folgenden wird daher zunächst ein Überblick über die notwendigen Technologien zur Wasserstoffherstellung und -verteilung gegeben, um dann auf die Brennstoffzellentechnologie einzugehen.

Wasserstofferzeugung und -infrastruktur

Wasserstofferzeugung. Wasserstoff kann durch Elektrolyse, durch Dampfreformierung gasförmiger Energieträger (z. B. Erdgas oder Biogas), durch partielle Oxidation schwerer Kohlenwasserstoffe oder durch Vergasung von Biomasse hergestellt werden.

Bei der Elektrolyse wird Wasser durch Nutzung elektrischer Energie in Wasser- und Sauerstoff gespalten. Kommerziell eingesetzt wird die alkalische Elektrolyse, die für Leistungsbereiche von einigen Kilowatt bis Megawatt angewandt werden kann. Hier wird eine Gleichspannung an zwei durch ein für Ionen durchlässiges Diaphragma getrennte Elektroden angelegt. An den beiden anderen Seiten der Elektroden befindet sich eine wässrige Kalilauge als Elektrolyt. An der Kathode entstehen Wasserstoff und (OH^-)-Ionen, die zur Anode wandern und dort zu Sauerstoff und Wasser reagieren. Für kleine Leistungsbereiche existieren auch PEM-Elektrolyseure (Polymer Electrolyte Membran), die als Elektrolyt eine Proton leitende Membran besitzen und sich durch ein gutes Regelverhalten bei jedoch hohen Kosten für die Elektrolytmembran auszeichnen. Die technischen und ökonomischen Daten eines alkalischen Elektrolyseurs sind in Tabelle 5-7 wiedergegeben. Das Verfahren der Biomassevergasung zur Herstellung von Wasserstoff und Methanol wurde bereits im Abschnitt "Gasförmige Bioenergieträger" auf Seite 57 behandelt. Die biochemische Erzeugung von Wasserstoff aus Grünalgen befindet sich derzeit noch im Forschungsstadium.

Tabelle 5-7: Technische und ökonomische Daten eines alkalischen Elektrolyseurs (/VES 2001/)

Parameter	Einheit	Elektrolyse (Niederdruck)		Elektrolyse (Hochdruck)	
		2010	2020	2010	2020
Wirkungsgrad	%	64	64	67	67
Investition	€/kW_{el}	425	300	500	400
Betriebskosten	%Inv./a[a]	2,5	2,5	6	6

a.Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Wasserstoffinfrastruktur. Bei der Wasserstoffverteilung existieren unterschiedliche Konzepte, die sich dadurch charakterisieren lassen, ob der Wasserstoff zentral oder dezentral erzeugt wird.

Im Falle einer zentralen Erzeugung kann der Wasserstoff verdichtet oder verflüssigt werden, der Transport kann durch Pipelines (verdichtet) oder Tankwagen (verflüssigt) erfolgen. Die zentrale Speicherung von Wasserstoff kann wie im Falle von Erdgas in Untertagspeichern erfolgen. Ebenso könnten Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport zu einem gewissen Anteil mitgenutzt werden.

Bei der dezentralen Variante wird der Wasserstoff beim Verbrauch, z. B. an der Tankstelle, durch Elektrolyse hergestellt. Hier wird also das bestehende Stromnetz für die Verteilung genutzt. Die dezentrale Erzeugungsstruktur erscheint, falls es zu einer verstärkten Wasserstoffnutzung kommt, als Einstieg in die Wasserstoffnutzung insbesondere im Verkehrssektor sinnvoller, da hier zunächst auf den Aufbau eines weit verzweigten Transportnetzes verzichtet werden kann /Nitsch 2002/. An der Tankstelle kann der Wasserstoff elektrolytisch hergestellt und je nach Speichertechnik im Fahrzeug verdichtet bzw. verflüssigt werden. Die technischen Pa-

rameter und die Kosten für die Verdichtung bzw. Verflüssigung von Wasserstoff sind in Tabelle 5-8 zusammengefasst.

Tabelle 5-8: Technische und ökonomische Daten für die Verdichtung und Verflüssigung von Wasserstoff (/VES 2001/, /LBST 2002b/)

Parameter	Einheit	Verdichtung[a]		Verflüssigung	
		2010	2020	2010	2020
Leistung	kWh_{el}/kWh_{H2}	1,4	1,4	60	60
Investition	€/kW_{el} / €/kW_{H2}	1 000	1 000	1 200	1 200
Strombedarf	kWh_{el}/kWh_{H2}	0,066	0,066	0,40	0,28
Betriebskosten	%Inv./a[b]	3	3	3	3

a. Wasserstoff aus Druckelektrolyseur wird von 30 auf 875 bar für die Befüllung von Fahrzeugtanks mit 700 bar Druckniveau verdichtet bei einer Jahresproduktion von 8 637 500 kWh_{H2}.
b. Prozentsatz der Investitionen, die jährlich als Betriebskosten anfallen.

Brennstoffzellen

In einer Brennstoffzelle wird die chemische Energie des Brennstoffes in elektrische Energie umgewandelt, indem der Brennstoff an den Elektroden mit oder ohne einen Katalysator in Ionen umgewandelt wird, die durch einen zwischen den Elektroden liegenden Elektrolyten wandern können. Hierdurch entsteht an den Elektroden eine Spannung, mit der ein elektrischer Verbraucher angetrieben werden kann (Abb. 5-1).

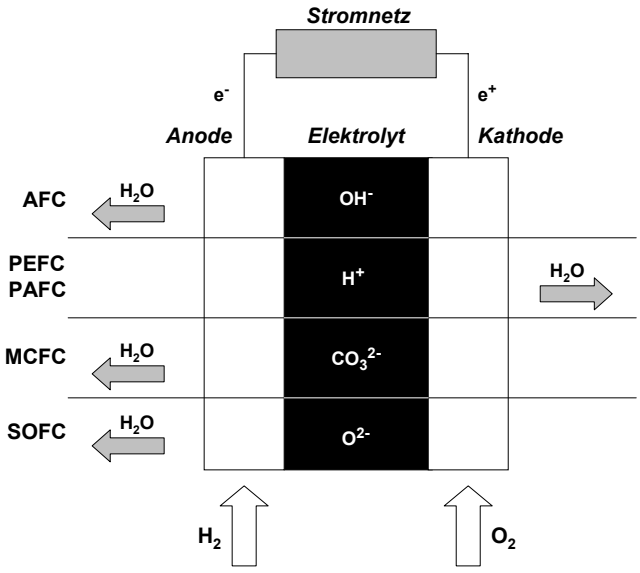


Abb. 5-1: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle

Die Elektroden müssen porös und leitend sein, um die Zu- und Abfuhr der gasförmigen Reaktanden und Reaktionsprodukte sowie den Transport der Elektronen zu ermöglichen. Der gasdichte Elektrolyt kann eine Flüssigkeit, eine Schmelze oder ein Festkörper sein. Der Elektrolyt bestimmt die notwendige Zelltemperatur, die zusammen mit dem Elektrolyten ein wich-

tiges Merkmal für die Charakterisierung von Brennstoffzellen ist /Zahoransky 2002/. Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellen[30] kann durch den thermodynamischen Wirkungsgrad, der die Änderung der sog. Gibbs'schen freien Enthalpie ins Verhältnis setzt zur Änderung der Brennstoffenthalpie, beschrieben werden. In der Praxis wird der elektrische Systemwirkungsgrad benutzt, der die elektrische Nutzenergie mit dem Brennstoffeinsatz vergleicht.

Vorteile der Brennstoffzelle sind neben ihrer Geräusch- und Emissionsarmut ihr hoher Wirkungsgrad selbst bei kleinen Leistungen, eine hohe Stromkennzahl und ihr gutes Teillastverhalten, das darauf zurückzuführen ist, dass ihr Wirkungsgrad bei sinkender Last steigt /Zahoransky 2002/. Die Charakterisierung verschiedener heute genutzter oder in der Erprobung befindlicher Brennstoffzellentypen ist in Tabelle 5-9 wiedergegeben. Der Name des jeweiligen Brennstoffzellentyps leitet sich aus dem verwendeten Elektrolyten ab, der die Betriebstemperatur der Zelle bestimmt (von 70 bis 1 000 ºC).

Tabelle 5-9: Charakteristika unterschiedlicher Brennstoffzellentypen (/Zahoransky 2002/)

Brennstoffzellentyp	Elektrolyt	Temperatur (Zelle)	Brenngas	Oxidator	Kommentar
Alkalische BZ (AFC)	KOH	60 - 100 ºC	H_2	O_2	CO_2-, CO-empfindlich
Membran BZ (PEMFC)	Protonenleitende Membran	60 - 80 ºC	H_2, Methanol	O_2, Luft	CO-empfindlich
Phosphorsaure BZ (PAFC)	H_3PO_4	160 - 220 ºC	H_2, Erdgas	O_2, Luft	CO-empfindlich
Karbonatschmelzen BZ (MCFC)	LI_2CO_3 + K_2CO_3	600 - 660 ºC	H_2, CO, Erdgas, Kohlegas	O_2, Luft	CO_2 muss im Kreislauf geführt werden
Oxidkeramische BZ (SOFC)	ZrO_2	800 - 1000 ºC	H_2, Erdgas, Kohlegas	O_2, Luft	evtl. ohne Reformierung von Brenngas

Die praktische Nutzung von Brennstoffzellen im stationären und mobilen Bereich beschränkt sich heute noch weitgehend auf Demonstrations- und Pilotprojekte. Neben zu lösenden technischen Problemen (z. B. Anlagengewicht, -dimensionierung, Reformierung des Erdgases) ist für den Markteintritt die Wirtschaftlichkeit und damit vor allem die Frage nach den zu erwartenden Kostendegressionen bei den Investitionskosten entscheidend. Trotz des kommerziellen Betriebs von ca. 250 Prototypen wurde die Entwicklung der PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) von der Firma United Technologies Corp. (ehemals ONSI) eingestellt, da das Potenzial zu weiteren notwendigen Kostensenkungen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeitsschwelle als gering im Vergleich zur PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) angesehen werden. Als Zielkostenwert für einen Markteintritt der PEMFC als Brennstoffzellenheizgerät im Haushaltssektor werden 1 000 bis 1 500 €/kW_{el} genannt, wobei zu beachten, dass nur rund ein Viertel der Kosten auf den Stack, also die Brennstoffzellentechnologie, entfallen /Seidel 2004/. Aufgrund der im Vergleich zur PEMFC deutlich höheren Betriebstemperaturen können Brennstoffzellen vom Typ SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) und MCFC (Molten Carbonate

[30] Der Carnot-Wirkungsgrad ist nicht relevant für Brennstoffzellen.

Fuel Cell) als Heizkraftwerke in der Fernwärmeversorgung und zur Bereitstellung von Prozessdampf in der Industrie eingesetzt werden. Die Entwickler dieser Hochtemperaturbrennstoffzellen erwarten, dass die Investitionskosten auf 1 000 bis 2 000 €/kW_{el} sinken. In /Blesl, et al. 2004a/ wird mit Hilfe eines komponentenbasierten Lernkurvenansatzes abgeschätzt, dass über diese Zielkosten hinaus nur noch mit geringen weiteren Kostenreduktionen zu rechnen ist, falls nicht Technologiesprünge in der Technik der SOFC und MCFC auftreten. Der zu erwartende Entwicklungsstand der verschiedenen Brennstoffzellentypen im Jahr 2010 ist in Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-10: Prognose der technischen und ökonomischen Daten unterschiedlicher Brennstoffzellentypen im Jahr 2010 (/IER 2002/)

Parameter	Einheit	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Leistungsgröße	kW_{el}	5	300	500	1 000
Investition	€/kW_{el}	1 500	1 510	1 250	1 500
Fixe Betriebskosten	€/(kW_{el}*a)	70	32	28	21
Variable Kosten inkl. Stackersatzkosten	€/MWh_{el}	10	15	9	10

5.4 Charakterisierung der Szenarien und Variationsrechnungen

In der Untersuchung werden drei Szenarien detailliert betrachtet:

- ein Referenzszenario, das die zukünftige Entwicklung des deutschen Energiesystems ohne besondere Maßnahmen im Klimaschutz oder im Bereich der erneuerbaren Energien beschreibt,
- das Zielszenario „THG-Minderung“, in dem Klimaschutzziele für Deutschland zu erfüllen sind,
- und das Zielszenario „Erneuerbare Energien“, in dem eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung vorgegeben wird.

In Tabelle 5-11 sind die Annahmen des Referenzszenarios und der beiden Zielszenarien zusammengefasst. Im Zielszenario „THG-Minderung“ wird ein THG-Minderungspfad vorgegeben, der, ausgehend von der Kyoto-Verpflichtung Deutschlands für das Jahr 2010, im Jahr 2050 in einer 80 %igen Emissionsminderung gegenüber dem Jahr 1990 mündet. Die Möglichkeit zur CO_2-Abtrennung und -Deponierung besteht in diesem Szenario nicht. Ebenso wird ein Auslaufen der Kernenergienutzung gemäß der Ausstiegsvereinbarung (vgl. auch “Ausstieg aus der Kernenergie” auf Seite 19) unterstellt. Im Zielszenario „Erneuerbare Energien“ wird ein Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Form einer Quote bezogen auf die Nettostromerzeugung vorgegeben. Im Jahr 2010 wird eine Quote von 12,5 % unterstellt, was dem deutschen Ziel in der europäischen Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht (“EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien” auf Seite 67). Bis zum Jahr 2050 soll der Anteil der regenerativen Stromerzeugung in diesem Szenario auf mindestens 50 % der Nettostromerzeugung ansteigen.

Tabelle 5-11: Szenarienübersicht

	Zeitpunkt	**Referenz-szenario**	**Zielszenario THG-Minderung**	**Zielszenario Erneuerbare Energien**
THG-Reduktionspfad	2010 2020 2030 2040 2050	keine Vorgabe	-21 % -35 % -50 % -65 % -80 %	keine Vorgabe
REG-Ausbau (Anteil an der Nettostromerzeugung)	2010 2020 2030 2040 2050	gemäß Tabelle 5-3	gemäß Tabelle 5-3	> 12,5 % > 20,0 % > 30,0 % > 40,0 % > 50,0 %
Import von REG-Strom (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010 2020 2030 2040 2050	0 % < 5 % < 10 % < 15 % < 20 %	0 % < 5 % < 10 % < 15 % < 20 %	0 % < 5 % < 10 % < 15 % < 20 %
Mindestanteile Biokraftstoffe am Kraftstoffverbrauch	2005 2010 2020 2030 2040 2050	> 2 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 %	> 2 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 %	> 2 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 % > 5,75 %
Energieeinsparung Gebäude				
Mindestanforderungen Neubau	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %
Mindestanforderungen Altbau	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %	gemäß EnEV EnEV -15 % EnEV -30 % EnEV -50 %
Umsetzungsrate Altbausanierung	bis 2010 bis 2020 bis 2030 nach 2030	1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a	1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a	1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a

In zwei Varianten des Zielszenarios „THG-Minderung“ wird untersucht, welchen Einfluss die Option zur CO_2-Abtrennung und -Deponierung (Variante THG-DEP) sowie die Möglichkeit zum Ausbau der Kernenergienutzung (Variante THG-KE) auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger hat.

In Variationsrechnungen wird der Einfluss des THG-Minderungsziels und der regenerativen Stromerzeugungsquote auf das Energiesystem untersucht, so dass beispielsweise eine THG-Minderungskostenkurve oder eine Angebotskurve für aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellten Strom abgeleitet werden können. Um die Wechselwirkungen zwischen dem THG-Minderungsziel, der Quote für regenerativen Strom und den fossilen Energieträgerprei-

sen zu analysieren, werden abschließend diese Größen über einen größeren Wertebereich variiert.

5.5 Das Referenzszenario

Das Referenzszenario beschreibt eine Entwicklung, in der keine expliziten Ziele hinsichtlich der THG-Minderung verfolgt werden. Mit Blick auf die Nutzung erneuerbarer Energien werden abgesehen von der in Tabelle 5-3 vorgegebenen Mindeststromerzeugung aus regenerativen Quellen keine weiteren Maßnahmen unterstellt. Somit steht die Verwirklichung einer möglichst kostengünstigen Energieversorgung in diesem Szenario im Vordergrund. Das Referenzszenario dient später als Vergleichsmaßstab zur Bewertung der Zielszenarien. In diesem Abschnitt wird zunächst die Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung, des Primärenergieverbrauchs und der Emissionen beschrieben. In Optimierungsproblemen stellen im Sinne der linearen Programmierung diese Größen die primale Lösung dar. Durch Hinzuziehen der dualen Lösung des Optimierungsproblems werden dann die Faktoren, die für die Entwicklung der primalen Lösung verantwortlich sind, näher beleuchtet. Hierzu werden die im Kapitel 4 dargestellten Verfahren der Sensitivitätsanalyse herangezogen.

5.5.1 Endenergieverbrauch

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Deutschland ist in Tabelle 5-12 wiedergegeben. Nach einem Anstieg des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2010 auf 9 688 PJ, für den vor allem der Haushaltssektor (steigende Wohnflächen, Temperatureffekt[31]) und der Verkehrssektor (zunehmende Verkehrsleistung) verantwortlich sind, sinkt der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 7 673 PJ, was einem Rückgang von 16,5 % gegenüber dem Jahr 2000 entspricht. Die Reduzierung des Endenergieverbrauchs ist auf wirtschaftliche Einsparmaßnahmen bei den Wohngebäuden und Effizienzverbesserungen im Verkehrssektor zurückzuführen.

In der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (vgl. Abb. 5-2) ist ein Rückgang des Heizöls von einem Anteil von 13,9 % im Jahr 2000 auf 4,4 % in 2050 zu beobachten. Der Kraftstoffverbrauch an Benzin und Diesel sinkt zwar in absoluten Zahlen um 523 PJ zwischen 2000 und 2050, der Anteil am Endenergieverbrauch bleibt jedoch mit ca. 30 % nahezu konstant. Bemerkenswert ist der Rückgang des Benzinverbrauchs in diesem Zeitraum um 68 % zugunsten des Diesels. Der Erdgasanteil am Endenergieverbrauch steigt leicht von 23,6 % in 2000 auf 26,8 % in 2050. Der Anteil der Nah- und Fernwärmeversorgung zum Endenergieverbrauch sinkt im Modellzeitraum geringfügig (2010: 3,6 %; 2050: 3,1 %). Bei den erneuerbaren Energieträgern nimmt der Biomasseverbrauch vor allem durch die Umsetzung der europäischen Biokraftstoffrichtlinie um 143 PJ auf 316 PJ zu. Die durch elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem im Haushaltssektor genutzte Erdwärme trägt mit 199 PJ zum Endenergieverbrauch im Jahr 2050 bei. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2050 beträgt somit insgesamt 6,7 %.

---

[31] Das Jahr 2000 war relativ warm, so dass der Raumwärme- und Warmwasserbedarf geringer als in einem durchschnittlichen Jahr ausfielen. Für die zukünftigen Modelljahre werden für die Gradtagszahlen langfristige Durchschnittswerte angenommen, so dass zunächst ein Teil des Endenergieverbrauchanstiegs nach dem Jahr 2000 auf diesen Temperatureffekt zurückzuführen ist.

Tabelle 5-12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Referenzszenario in PJ (/AGEB 2003/, eigene Berechnungen)

	1990	**1995**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	2 977	2 474	2 430	2 418	2 405	2 366	2 241	2 130
GHD	1 702	1 614	1 472	1 586	1 584	1 609	1 554	1 470
Haushalte	2 383	2 655	2 550	2 774	2 708	2 431	1 927	1 681
Verkehr	2 379	2 614	2 745	2 896	2 834	2 719	2 576	2 412
Gesamt	**9 441**	**9357**	**9 197**	**9 674**	**9 531**	**9 125**	**8 299**	**7 673**

Berücksichtigt man, dass ca. 127 PJ an Fernwärme und 357 PJ an Strom aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt werden, so erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf insgesamt 13 % im Jahr 2050.

Der Beitrag des Stroms zum Endenergieverbrauch steigt von 19 % in 2000 auf 23 % in 2050. Das Maximum des Endenergieverbrauchs an Strom wird mit 551,9 TWh im Jahr 2030 erreicht. Der Zuwachs erfolgt hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. durch zunehmende Automatisierung) und GHD (wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen) sowie im Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs und dem Einsatz von Elektromotoren als alternatives Antriebskonzept. Demgegenüber steht ein Rückgang des Stromverbrauchs im Haushaltssektor sowohl im Wärmemarkt (Elektronachtspeicherheizungen) als auch bei den Elektrogeräten, wobei die elektrisch betriebene Wärmepumpe gegen Ende des Betrachtungszeitraums an Bedeutung gewinnt.

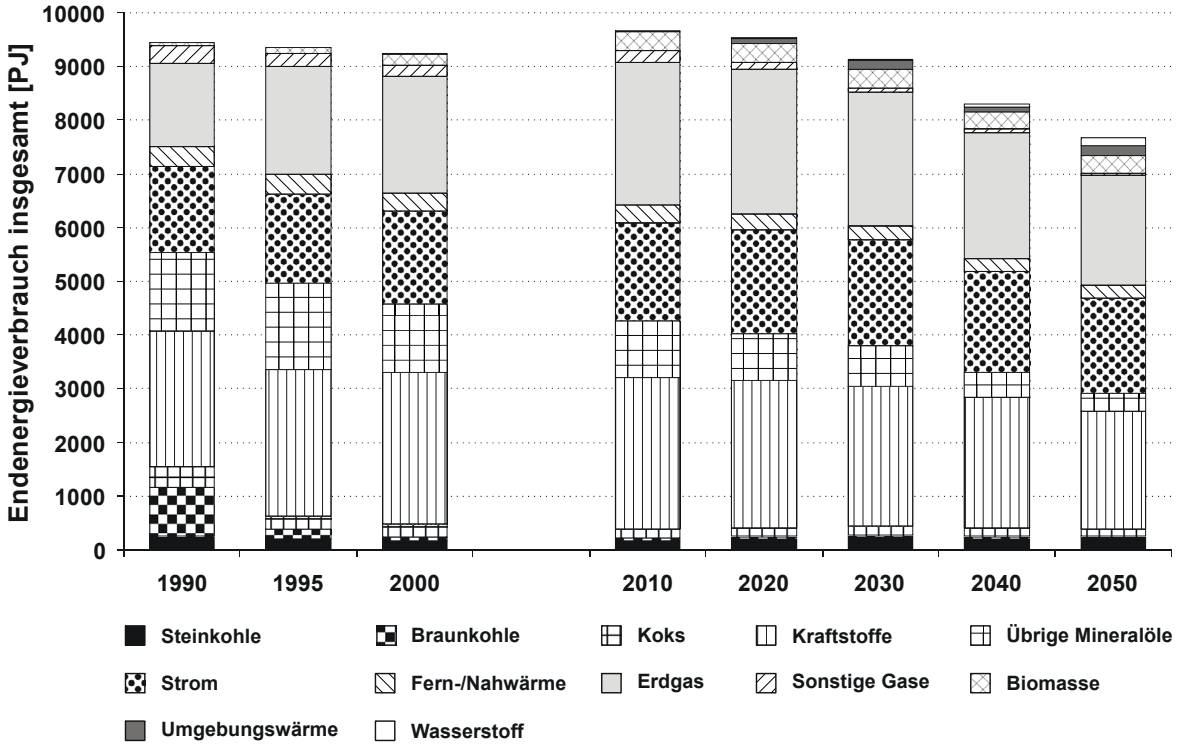


Abb. 5-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Referenzszenario (/AGEB 2003/, eigene Berechnungen)

5.5.2 Strombereitstellung

Im Referenzszenario ergibt sich die in Abb. 5-3 dargestellte Entwicklung der Nettostromerzeugung. Die Stromerzeugung steigt bis zum Jahr 2030 auf 598 TWh an und sinkt danach bis zum Jahr 2050 auf 553 TWh ab. Der Anstieg des Stromverbrauchs und der Ausstieg aus der Kernenergie werden bis 2030 durch den Zubau von Steinkohle- und im geringeren Umfang durch Braunkohlekraftwerke gedeckt. Der Verbrauchsrückgang nach 2030 geht dann jedoch zu Lasten der Steinkohleverstromung, während die Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2050 noch leicht ansteigt. Insgesamt wird im Jahr 2050 die Nettostromerzeugung zu 35 % durch Steinkohle, zu 37 % durch Braunkohle und zu 3,2 % durch Erdgas gedeckt. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien entspricht der vorgegebenen Mindesterzeugungsmengen aus Tabelle 5-3, so dass der Anteil der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung im Jahr 2050 20,2 % beträgt. Die Pumpstromerzeugung in Spitzenlastzeiten steigt bis Ende des Modellhorizonts auf 12,5 TWh an, während die Steinkohlekraftwerke mit einer Volllaststundenzahl von 5990 h im Jahr 2050 zunehmend als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden. Der Anteil der KWK-Stromerzeugung gemäß /AGFW 2002/ bleibt während des Betrachtungszeitraums mit rund 10 % ungefähr konstant.

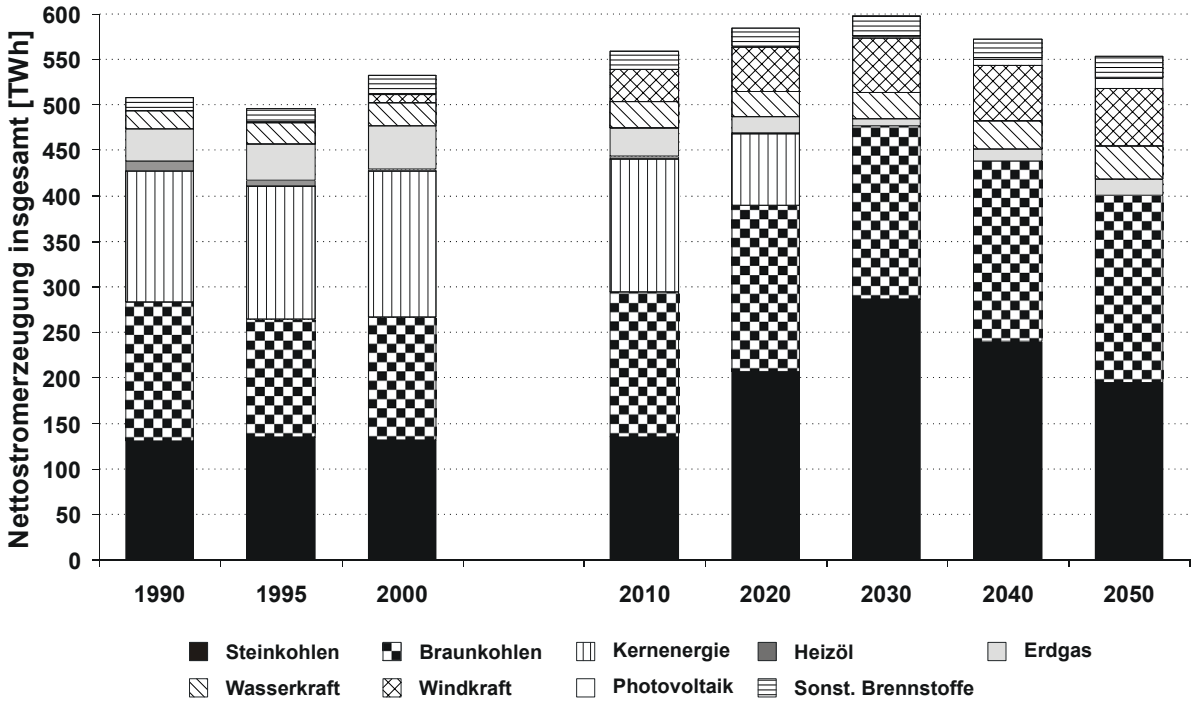


Abb. 5-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

5.5.3 Primärenergieverbrauch

Der Verlauf des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario ist durch einen deutlichen Rückgang bis zum Jahr 2050 geprägt (vgl. Abb. 5-4). Bis zum Jahr 2010 steigt der Primärenergieverbrauch zunächst noch geringfügig von 14 180 PJ im Jahr 2000 auf 14 264 PJ an.

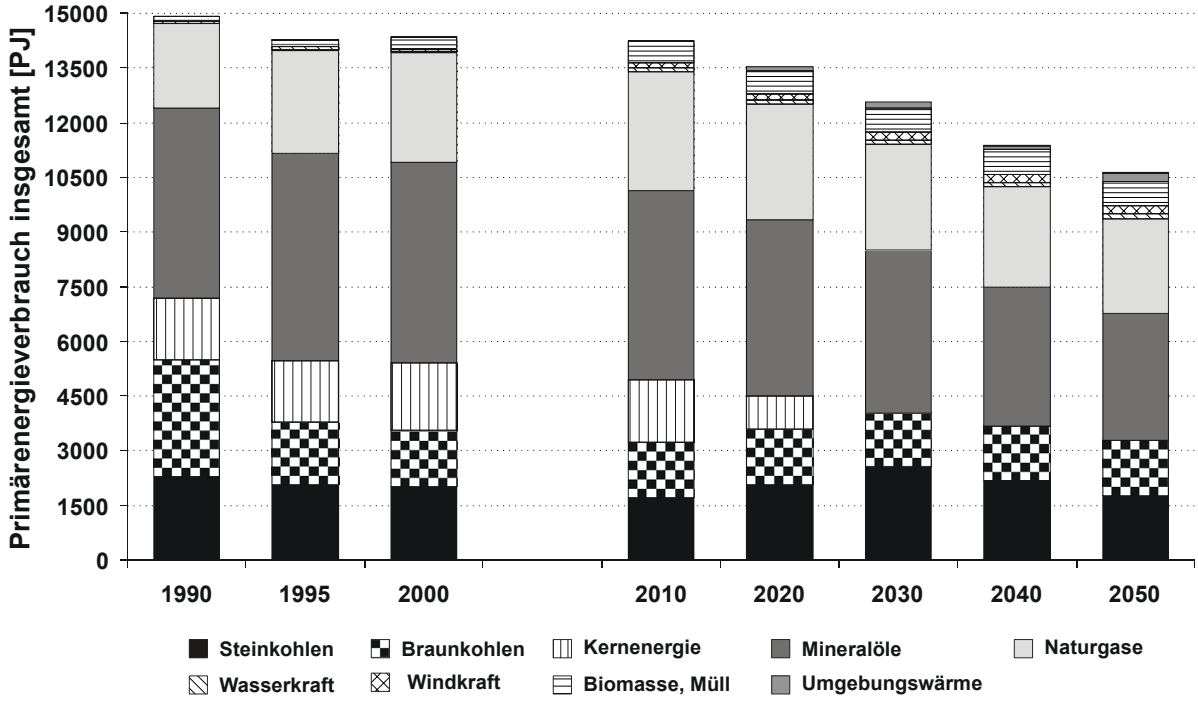


Abb. 5-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario (/AGEB 2003/, eigene Berechnungen)

In den darauf folgenden Jahren sinkt der Verbrauch jedoch bedingt durch Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, in der Stromversorgung und in den übrigen Umwandlungssektoren, trotz ansteigendem Bruttoinlandsprodukt um jährlich durchschnittlich 0,74 %, so dass er im Jahr 2050 10 642 PJ beträgt. Der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch steigt durch den zunehmenden Einsatz in der Stromerzeugung von 24,4 % im Jahr 2000 auf 30,9 % im Jahr 2050 an. Der Anteil der Mineralöle sinkt durch Verbrauchsverbesserungen im Verkehrssektor im selben Zeitraum von 38,6 % auf 31,6 %, während der Anteil des Erdgasverbrauches nur leicht von 21,3 % auf 23,1 % zunimmt. Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger inklusive des Biomasseanteils des Mülls liegt im Jahr 2050 bei 1 262 PJ, was einer Quote von 12 % entspricht (2000: 352 PJ bzw. 2,5 %). Biomasse und Müll tragen mit 660 PJ, Windenergie mit 230 PJ, Erdwärme und Umgebungswärme mit zusammen 200 PJ sowie Wasserkraft mit 130 PJ zum Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 bei (vgl. Abb. 5-5).

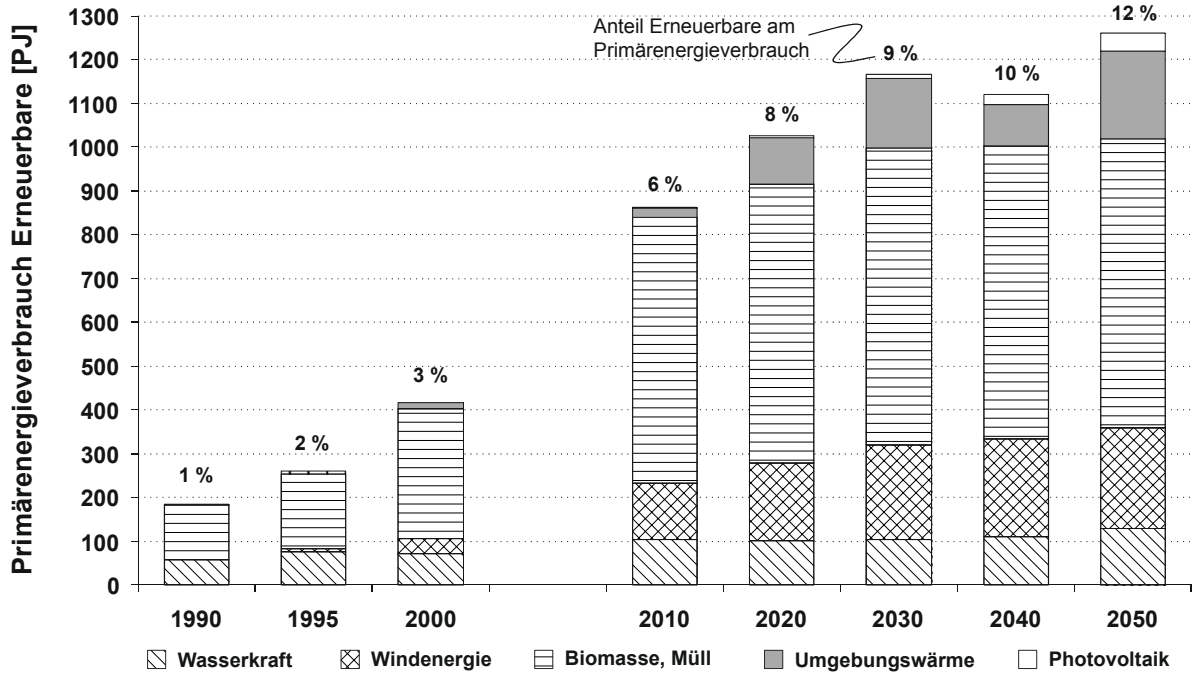


Abb. 5-5: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern im Referenzszenario (/AGEB 2003/, eigene Berechnungen)

5.5.4 Emissionen

Die Entwicklung der sektoralen Treibhausgasemissionen im Referenzszenario ist in Abb. 5-6 wiedergegeben. Insgesamt sinken die THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 auf 835 Mio. t CO_2*[32] ab, steigen im Jahr 2025 auf 856 Mio. t CO_2* und sinken bis zum Jahr 2050 auf 665 Mio. t CO_2* ab. Im Jahr 2010 wird eine THG-Minderung von 18,4 % gegenüber dem Jahr 1990 erreicht, so dass das 21 %-Ziel des Kyotoprotokolls für den Energiebereich verfehlt wird. Gegen Ende des Modellzeitraums in 2050 wird eine Minderung von 35,8 % gegenüber dem Jahr 1990 erreicht. Diese Minderung ist vor allem den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie zuzuschreiben, in denen sich die Emissionen zwischen 1990 und 2050 mehr als halbieren. Im Verkehrssektor ist trotz Zunahme der Verkehrsleistung bis zum Jahr 2050 ein Rückgang der Emissionen um 23 % gegenüber dem Jahr 1990 zu beobachten.

Bei der Bewertung der Rolle erneuerbarer Energien in der zukünftigen Energieversorgung stellt der Beitrag, den erneuerbaren Energien zum Klimaschutz leisten können, ein wichtiges Kriterium dar. Zu einer ersten Beurteilung der Kosteneffektivität werden daher die marginalen Vermeidungskosten erneuerbarer Energieträger mit den Vermeidungskosten anderer Maßnahmen verglichen. Die CO_2-Vermeidungskosten einer Technologie zur Energiebereitstellung beschreiben die verursachten Mehrkosten dieser Technologie zur Vermeidung einer Tonne CO_2 relativ zu einem ebenfalls durch Kosten und Emissionen beschriebenen Referenzzustand. Sind die Mehrkosten positiv und die Emissionen niedriger als in der Referenz, ergeben sich positive Vermeidungskosten.

---

[32] Die THG-Emissionen werden hier in der Einheit CO_2* als Kohlendioxid-Äquivalente angegeben. Hierzu werden die CH_4- und N_2O-Emissionen gemäß ihrem Treibhausgaspotenzial in Kohlendioxidmengen umgerechnet, die dieselbe Klimawirksamkeit wie Kohlendioxid besitzen (vgl. Fußnote auf S. 15).

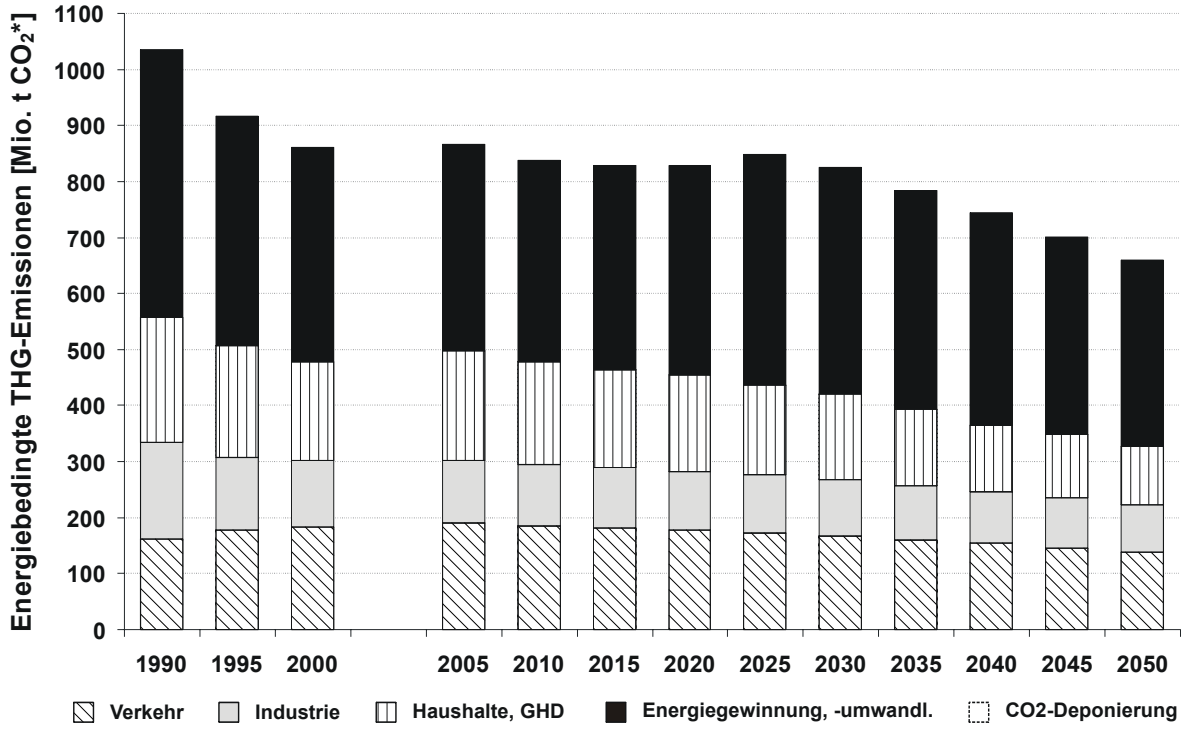


Abb. 5-6: Entwicklung der sektoralen Treibhausgasemissionen im Referenzszenario (/UBA 2003/, eigene Berechnungen)

Ist die Technologie bei niedrigeren Emissionen ökonomisch günstiger als der Referenzzustand, sind die Vermeidungskosten negativ, d. h., es handelt sich um eine sog. *no-regret* Maßnahme, die unabhängig von ihrer Emissionsvermeidung wirtschaftlich wäre, aber aufgrund von Informationsdefiziten, hohen Transaktionskosten oder anderen Hemmnissen im realen Energiesystem von den Energienutzern nicht ergriffen wird. Die CO_2-Vermeidungskosten einer Technologie im Referenzszenario werden hier mit Hilfe der in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Methode der Sensitivitätsanalyse bezüglich der rechten Seite bestimmt, wobei die rechte Seite hier die Untergrenze der Aktivitätsvariable der jeweiligen Technologie darstellt. Im Gegensatz zu einer statischen Betrachtung mit nur einer Vergleichstechnologie können so zum einen dynamische Effekte des Energiesystems über die Lebensdauer der Technologie (z. B. Entwicklung der Stromgestehungskosten und der Emissionen, Altersstruktur des Kraftwerksparks) konsistent berücksichtigt werden, zum anderen werden auch Systemeffekte, wie z. B. Kosten der Reservehaltung bei Vermeidungskosten der Windkraft oder auch Kosten und Emissionen der Wasserstoffbereitstellung für ein Wasserstofffahrzeug, hierbei mitbetrachtet. Die Vermeidungskosten einer in einem bestimmten Jahr zugebauten Technologie ergeben sich als Quotient aus den zukünftigen abdiskontierten Kostenänderungen und den ebenfalls abdiskontierten zukünftigen CO_2-Emissionsänderungen. Die Vermeidungskosten einer Technologie können abhängig vom Zubaujahr variieren. Ursachen hierfür sind zum einen auf unterstellte technische und ökonomische Verbesserungen der betrachteten Technologie, zum anderen aber auch auf emissions- und kostenseitige Veränderungen der substituierten Technologien zurückzuführen, wobei zu beachten ist, dass die Substitutionsentscheidungen hinsichtlich der zu ersetzenden Technologien abhängig von Zubaujahr ebenfalls unterschiedlich ausfallen können. Die so ermittelten Vermeidungskosten verschiedener Technologien sind in Abb. 5-7 dargestellt.

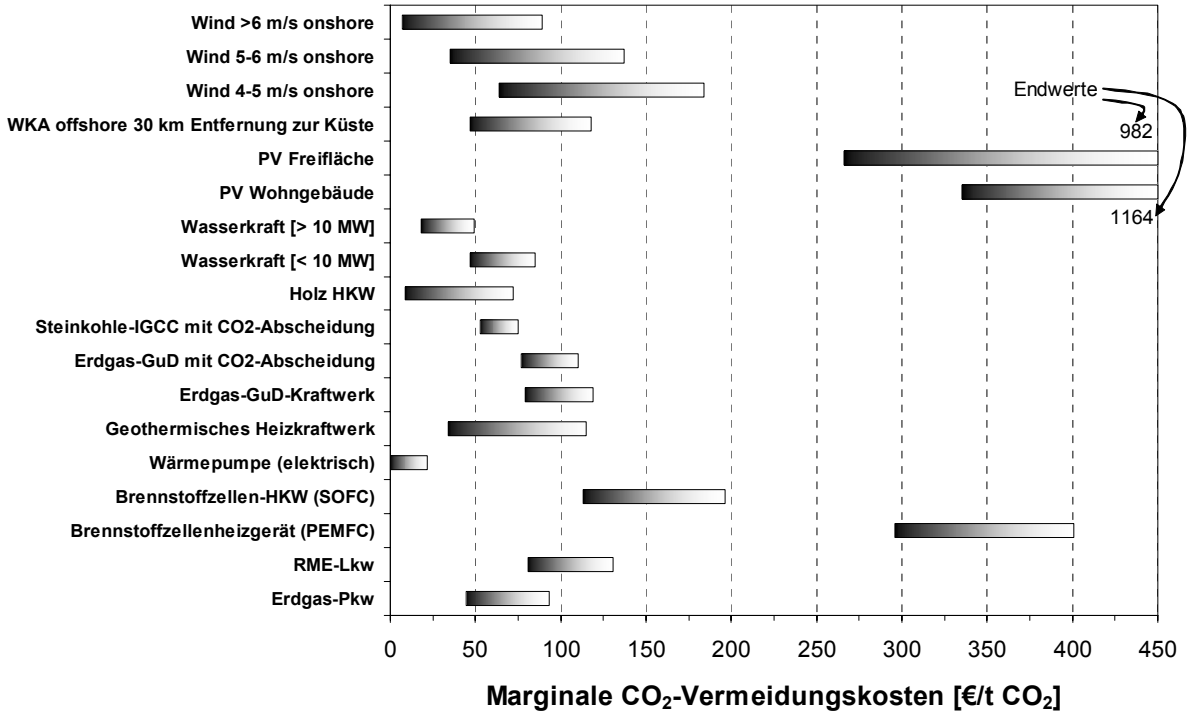


Abb. 5-7: Bandbreite der Grenzkosten der CO_2-Vermeidung für verschiedene Technologien im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Da die Vermeidungskosten der Technologien für verschiedene Zubaujahre ermittelt wurden, ergeben sich die dargestellten Bandbreiten. Von den betrachteten Technologien weist die elektrisch betriebene Wärmepumpe mit Vermeidungskosten von bis zu 16 €/t CO_2 die niedrigsten Kosten auf. Unterhalb von 50 €/t CO_2 liegen die Vermeidungskosten von Wasserkraftwerken, Holzheizkraftwerken, Erdgas-GuD-Kraftwerken, geothermischen Heizkraftwerken, erdgasbetriebene PKW und Windkraftanlagen. An Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten > 5 m/s liegen die Vermeidungskosten zwischen 11 und 137 €/t CO_2, während an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s die Kosten zwischen 64 und 184 €/t CO_2 liegen. Die Nutzung von Windenergie auf dem Meer (30 km Entfernung zur Küste) führt zu marginalen Vermeidungskosten von 47bis 118 €/t CO_2. Die photovoltaische Stromerzeugung weist von den betrachteten Optionen mit Kosten von 266 bis 1 164 €/t CO_2 die höchsten Vermeidungskosten auf.

Dekomposition der CO_2-Emissionen

Für den Anstieg der THG-Emissionen im Referenzszenario zwischen 2020 und 2025 ist der Umwandlungssektor verantwortlich (vgl. Abb. 5-6). Um diesen Anstieg zu erklären, wird mit Hilfe des im Abschnitt "Dekompositionsanalyse der CO_2-Emissionen" auf Seite 116 erläuterten Verfahrens eine Dekompositionsanalyse der Emissionen des Stromerzeugungssektors durchgeführt. Da der weitaus überwiegende Teil der THG-Emissionen des Stromerzeugungssektors auf den Ausstoß von CO_2 zurückgeht, beschränkt sich die Analyse hier auf diese Emissionen. Als erklärende Faktoren, die potenziell für Emissionsänderungen verantwortlich sein können, wurden die Emissionsintensität der fossilen Brennstoffe, Effizienzverbesserungen der Kraftwerke gemessen im spezifischen Brennstoffverbrauch, die Höhe der Stromerzeugung

(Stromverbrauch), der Ausstieg aus der Kernenergie und die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern angenommen. Die Aufteilung der Emissionsänderungen auf diese Faktoren ist in Abb. 5-8 dargestellt. Insgesamt steigen die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung zwischen 2000 und 2050 um 24,3 Mio. t mit einem Peak im Jahr 2025. Im Jahr 2050 ist der Ausstieg aus der Kernenergie für einen Anstieg der CO_2-Emissionen um 115,2 Mio. t verantwortlich, während der Einsatz emissionsintensiverer Brennstoffe einen Anstieg um 8,7 Mio. t und die Zunahme des Stromverbrauchs einen Anstieg um 17,3 Mio. t bewirkt. Der Einsatz effizienterer Kraftwerke verursacht einen Rückgang der CO_2-Emissionen um 80,4 Mio. t, während der verstärkte Einsatz regenerativer Energieträger die Emissionen zwischen 1990 und 2050 um 36,5 Mio. t mindert.

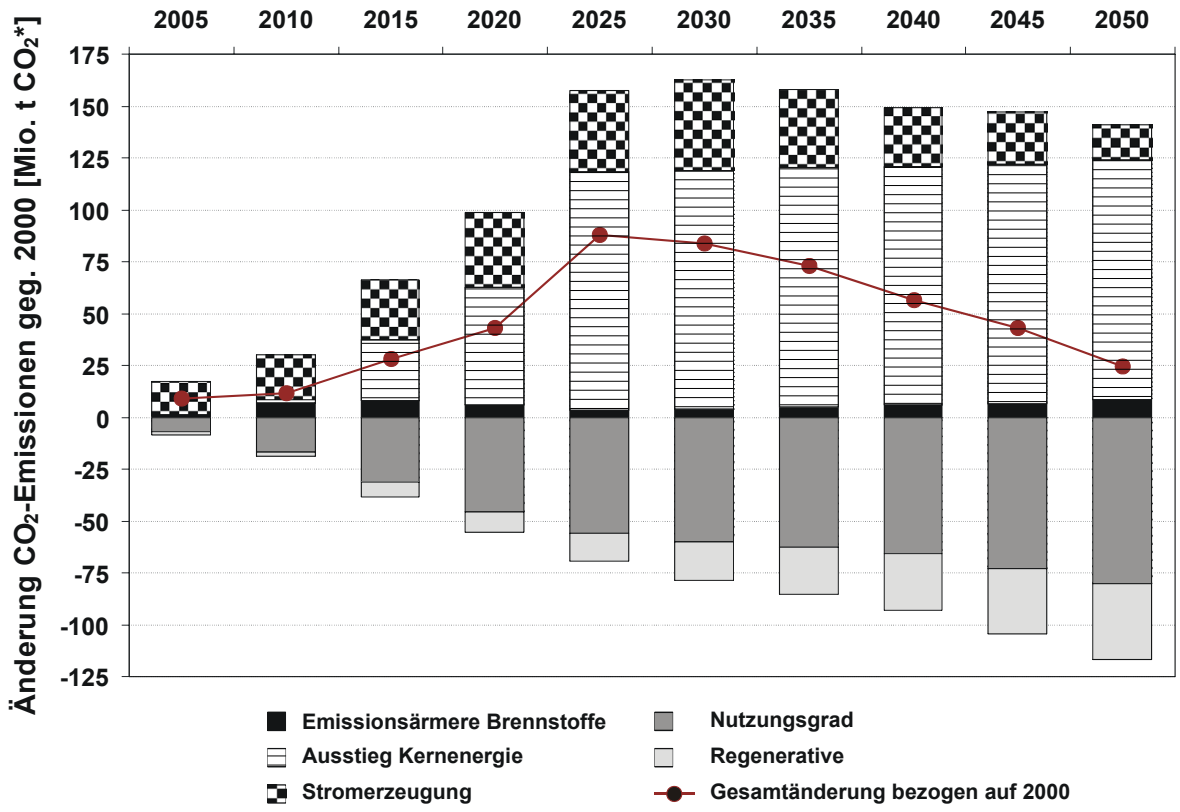


Abb. 5-8: Dekomposition der Änderung der CO_2-Emissionen im Stromsektor gegenüber dem Jahr 2000 im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen

Die Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung, die mit Hilfe der im Abschnitt "Bilanzierungsmodell zur Berechnung spezifischer Commodity- und Fluss-Kenngrößen" auf Seite 114 beschriebenen Methode bestimmt wurde, ist in Tabelle 5-13 für die Stromerzeugung aus fossilen Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen wiedergegeben. Die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen sinken gegen Ende des Betrachtungszeitraums deutlich ab (um 182 g CO_2/kWh). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die KWK-Stromerzeugung insgesamt deutlich zurückgeht, so dass deren spezifische Emissionen durch den Einfluss vergleichsweise niedriger CO_2-freier Stromerzeugungsmengen (Müll, Holz, Klär- und Deponiegas) beeinflusst werden. Weiterhin ist bei KWK-Anlagen zu beachten,

dass die Gesamtemissionen nicht allein der Stromerzeugung zugeteilt werden, sondern gemäß dem Exergiegehalt den Produkten Strom und Wärme zugeordnet werden ("Bilanzierungsmodell zur Berechnung spezifischer Commodity- und Fluss-Kenngrößen" auf Seite 114). Die spezifischen CO_2-Emissionen der gesamten Stromerzeugung sind bis 2020 durch die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken vergleichsweise niedrig. Die spezifischen CO_2-Emissionen der gesamten Stromerzeugung betragen im Jahr 2050 594 g CO_2/kWh und liegen somit nach einem durch den Kernenergieausstieg bedingten Anstieg, was mit Hilfe der Dekompositionsanalyse im vorherigen Abschnitt festgestellt wurde, über dem Niveau des Jahres 2000.

Tabelle 5-13: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

	Einheit	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Strom aus fossilen Kondensationskraftwerken	g CO_2/kWh	1 009	911	790	743	741	733
Strom aus KWK-Anlagen	g CO_2/kWh	596	508	416	412	383	365
Gesamtstromerzeugung	**g CO_2/kWh**	**547**	**552**	**581**	**646**	**621**	**594**

5.5.5 Kosten und Strompreise

Die Entwicklung der jährlichen nominalen Systemkosten im Referenzszenario ist in Tabelle 5-14 wiedergegeben. Die Systemkosten beinhalten die annuisierten Investitionen, die fixen und variablen Betriebskosten sowie die Kosten für den Import oder Abbau von Energieträgern. Die Kosten der Energieversorgung steigen zunächst bis zum Jahr 2030 durch den Ersatz außer Betrieb gehender fossiler Kraftwerke und der Kernkraftwerke sowie steigender Importpreise für Öl und Gas an. In den Folgejahren stagnieren sie aufgrund sinkender Mineralöl- und Erdgasimporte bei sinkendem Primärenergieverbrauch und gehen bis zum Jahr 2050 auf 340 Mrd. €$_{00}$ zurück.

Tabelle 5-14: Entwicklung der jährlichen Energiesystemkosten im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Einheit	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Mrd. €$_{00}$	266	290	309	326	337	345	346	349	347	340

Stromgestehungskosten

In Abb. 5-9 ist die Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten dargestellt. Die Gestehungskosten werden nach einem ähnlichen Verfahren wie die spezifischen CO_2-Emissionen berechnet, so dass Kosten der Brennstoffbereitstellung und des -transports durch die vorgelagerten Technologien, sofern im Modell abgebildet, in die Kostenermittlung einfließen. Bei innerhalb des Betrachtungszeitraums zugebauten Anlagen beinhalten die Gestehungskosten die Investitionskosten, während für Anlagen, die bereits vor dem Jahr 1995 existierten, nur die Erzeugungskosten berücksichtigt werden[33]. Für die Kernenergie ergeben sich dadurch niedrige Gestehungskosten von 0,38 Cent/kWh. Die Kosten der Windstromerzeugung (ohne Kosten für

Reservekapazität) sinken durch höhere Volllaststunden und abnehmende Investitionskosten von 11,6 Cent/kWh im Jahr 2000 auf 4,5 Cent/kWh im Jahr 2050. Ebenfalls bedingt durch technischen Fortschritt sinken die Stromgestehungskosten der Photovoltaik im selben Zeitraum von 81,8 Cent/kWh auf 29,0 Cent/kWh. Für die Gesamtstromerzeugung steigen die durchschnittlichen Gestehungskosten von 1,95 Cent/kWh im Jahr 2000 auf 3,97 Cent/kWh im Jahr 2050 an, wobei die Kostensteigerung durch den Ersatz der Kernkraftwerke und den Ersatz fossiler Kapazitäten bis zum Jahr 2025 höher als in den nachfolgenden Jahren bis 2050 ausfällt.

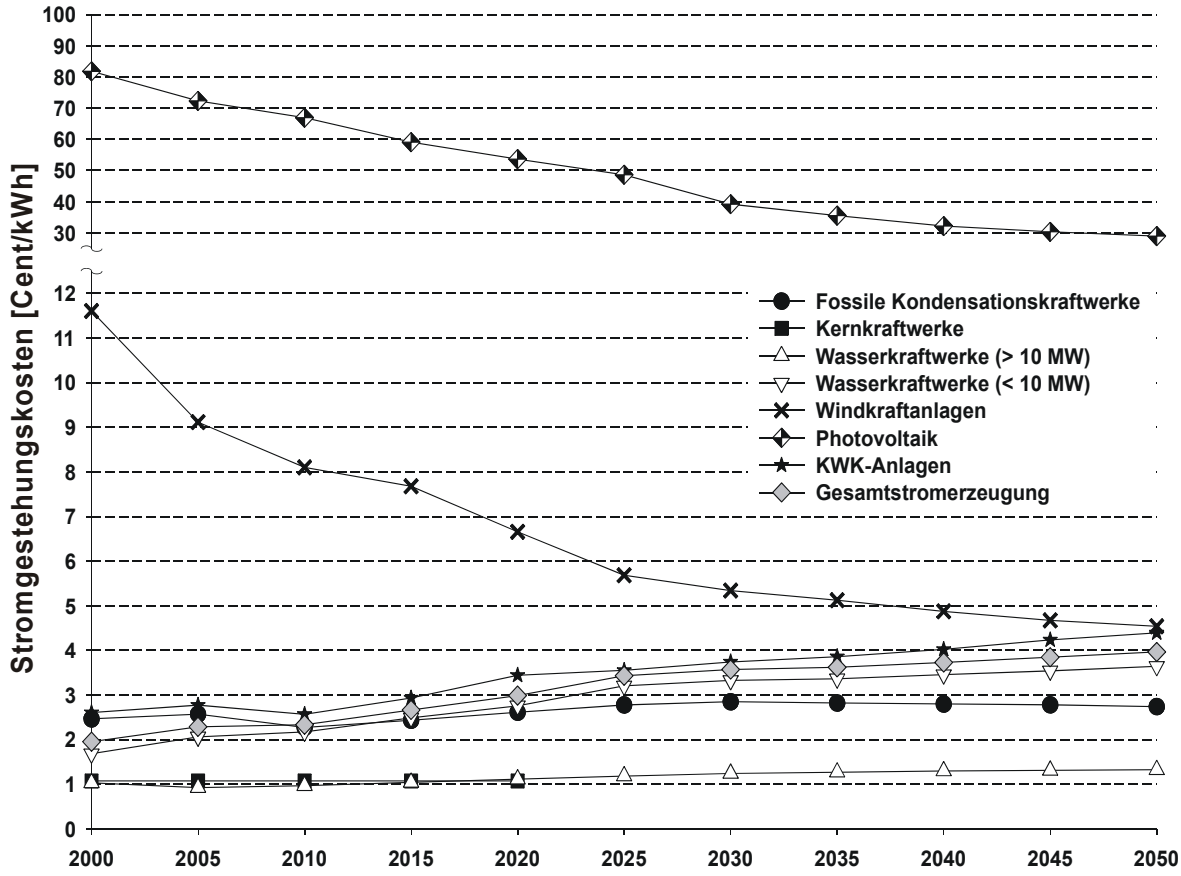


Abb. 5-9: Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Entwicklung der Strompreise

Die dualen Variablen der Commodity-Bilanz für Strom in den verschiedenen Zeitsegmenten entsprechen den jeweiligen langfristigen Strompreisen unter Berücksichtigung von Investitionen. Die Last ist innerhalb des Wintertags am höchsten, so dass in diesem Zeitsegment das Maximum des Strompreises auftritt. Der Strompreis zum Zeitpunkt der Höchstlast wird dabei neben den Stromgestehungskosten und weiteren Faktoren vor allem durch die Spitzenlastbedingung beeinflusst, die eine Vorhaltung von Reserveleistung verlangt. Der Schattenpreis dieser Bedingung entspricht dem Preis, den Stromverbraucher zu Spitzenlastzeiten zusätzlich zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität aufbringen müssen. Auf der Seite der Stromerzeuger,

[33] Unter Erzeugungskosten werden nur die variablen Kosten verstanden, während Gestehungskosten auch die Kapitalkosten berücksichtigen.

die mit ihrer Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen, trägt diese Preiskomponente gemäß Gl. (4-14) zur Deckung der Kapitalkosten bei. Auffallend in der zeitlichen Entwicklung des Strompreises innerhalb des Modellzeitraums ist der Peak von 12,0 Cent/kWh im Zeitsegment Wintertag im Jahr 2030 (vgl. Abb. 5-10). Im diesem Jahr erreicht die Stromnachfrage im Zeitsegment Wintertag innerhalb des Modellzeitraums mit einer Spitzenlast von 96 GW ihr Maximum, so dass in diesem Jahr die gesicherte Leistung am höchsten sein muss. In den vorhergehenden Perioden erfordert ein marginaler Anstieg der Stromnachfrage zwar auch einen entsprechenden Kapazitätszubau, dieser wird jedoch durch ein Vorziehen von Investitionen, die ursprünglich erst in der Folgeperiode anfallen, gedeckt, so dass nicht die vollen Investitionskosten in den Strompreis einfließen. Im Jahr 2030 ist dies jedoch nicht mehr im vollen Umfang möglich, da wegen des Maximums der Stromerzeugung in der direkten Folgeperiode die notwendigen Investitionen geringer ausfallen, die vorgezogen werden könnten. Aufgrund der Lebensdauer der im Jahr 2030 getätigten Investitionen lassen sich zwar noch Investitionen, die im Zeitraum 2040-2050 notwendig wären, reduzieren. Insgesamt ergeben sich jedoch höhere Kapitalkosten für die Stromerzeugung und Reservehaltung, die sich entsprechend in dem Strompreis des Jahres 2030 niederschlagen. In den Perioden 2035 und 2040 ist noch ausreichend gesicherte Leistung vorhanden, so dass die Schattenpreise der Spitzenlastbedingung Null sind. Erst in den letzten beiden Modellperioden steigt der Strompreis zur Spitzenlastzeiten wieder an. Aufgrund der Nachfragespitze im Jahr 2030 im Zeitsegment Wintertag ist zu den übrigen Zeiten des Jahres mehr als ausreichend Kapazität vorhanden, so dass der Strompreis in diesen Zeitsegmenten gegenüber der Vorperiode absinkt.

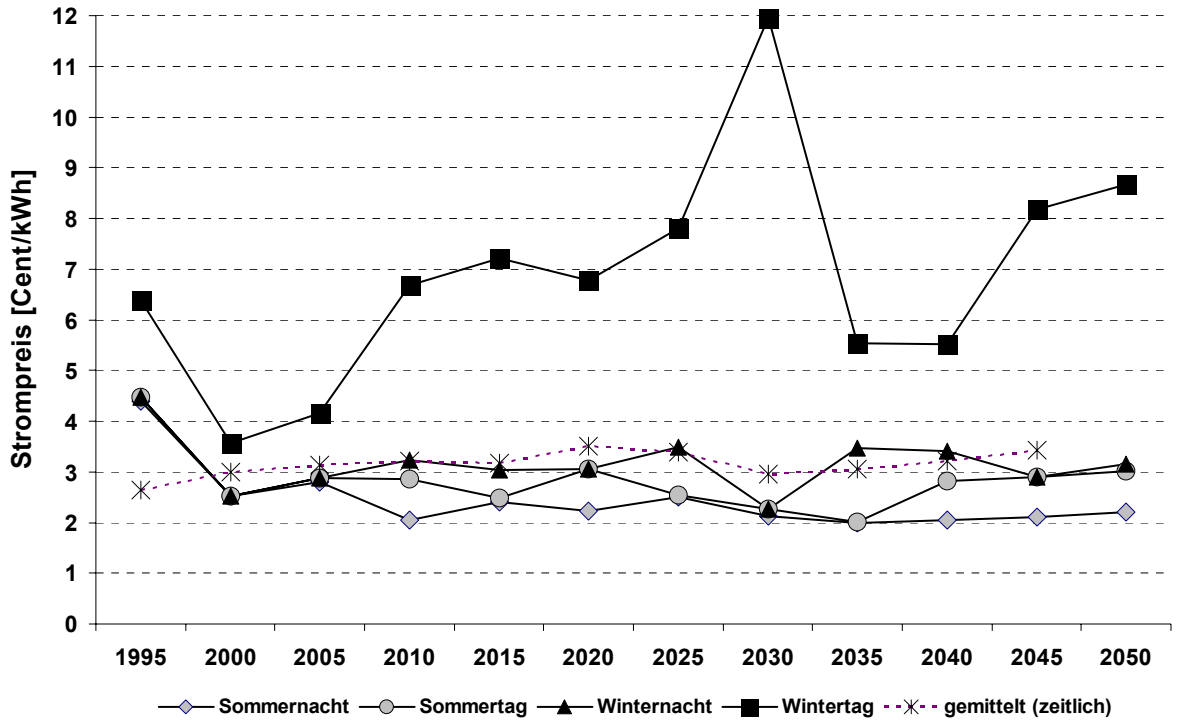


Abb. 5-10: Entwicklung des Strompreises im Referenzszenario (auf Hochspannungsebene[34], eigene Berechnungen)

[34] Die Strompreise auf Mittelspannungs- und Niederspannungsebene fallen durch zusätzliche Verteilungskosten und -verluste höher aus.

Die Strompreise innerhalb des Modells entsprechen somit einem sog. *peak load pricing* Tarifschema, in dem in Zeiten knapper Kapazität bzw. hohen Gestehungskosten die von den Stromverbrauchern zu zahlenden Preise ansteigen, während sie bei niedriger Nachfrage oder niedrigen Gestehungskosten wieder sinken. Zur Analyse der Aktivitäten, die für den Strompreis verantwortlich sind, wird Gleichung (4-26) für die Commodity-Bilanz in den verschiedenen Jahren und Zeitsegmenten angewandt. Die Komponenten der Gleichung ergeben sich durch eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der rechten Seite der Commodity-Bilanz, deren duale Variable dem Strompreis entspricht. Die Kosten werden durch diejenigen Aktivitäten verursacht, die notwendig sind, um eine zusätzliche Stromeinheit bereitzustellen. Dies kann zum einen durch eine Erhöhung der Erzeugung, zum anderen aber auch durch einen Rückgang der Stromnachfrage erreicht werden. Die Summe der hierdurch verursachten Kostenänderungen ergibt den Strompreis. Exemplarisch ist in Tabelle 5-15 die Dekomposition des Strompreises für das Zeitsegment Wintertag nach Kostenarten und Sektoren zusammengefasst.

Tabelle 5-15: Dekomposition des Strompreises auf Hochspannungsebene im Zeitsegment Wintertag in Cent/kWh (eigene Berechnungen)

Kostenart	Sektor	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Variable Kosten	Biomassebereitstellung					-0,73	
	Stromsektor	0,25	0,14	-1,38	0,09	-59,58	0,16
	Kohlesektor	0,99		-1,50	0,34	-21,47	
	Haushalte, GHD					10,50	
	Gassektor	1,73	3,29		0,30	126,77	3,70
	Ölsektor	0,60	0,83			-8,96	
Investition u. Fixe Kosten	Biomassebereitstellung					-0,47	
	Industrie					0,92	
	Stromsektor		0,12	9,67	11,23	-15,20	4,80
	Kohlesektor					-0,18	
	Haushalte, GHD					-83,47	
	Gassektor		2,30			57,38	
	Ölsektor					-0,04	
Summe		**3,57**	**6,68**	**6,78**	**11,96**	**5,48**	**8,66**

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier nur die sektoralen Werte dargestellt, die sich durch Summation der Kostenänderungen der einzelnen Prozesse ergeben. Es ist zu beachten, dass die Brennstoffkosten den Primärenergiebereitstellungssektoren (Biomasse-, Gas-, Kohle- und Ölsektor) zugeordnet sind. Weiterhin ist anzumerken, dass die Kostenänderungen nicht notwendigerweise nur in der Periode, deren Strompreis gerade betrachtet wird, auftreten, sondern durch Änderungen in den Investitionsentscheidungen auch aus früheren oder späteren Perioden herrühren können. Im Jahr 2000 führt eine marginale Erhöhung der Stromnachfrage im Zeitsegment Wintertag zu einer erhöhten Stromerzeugung aus Erdgas/Dieselturbinen und Pumpspeicherkraftwerken, wobei der Pumpstromverbrauch aus Steinkohlekraftwerken ge-

deckt wird. Die vorhandenen Kapazitäten reichen aus, so dass der Strompreis alleine durch die variablen Kosten und Brennstoffpreise der beschriebenen Aktivitäten bestimmt wird. In der Periode 2010 ist die Situation ähnlich, wobei hier Investitionen für den Ausbau des Strom- und Gasnetzes erforderlich sind. Im Jahr 2020 wird die marginale Nachfrageerhöhung durch das Vorziehen von Investitionen in das Stromnetz und in effizientere Braunkohlekraftwerke in Kombination mit der Nutzung von Pumpspeichern gedeckt. Der starke Anstieg des Strompreises im Jahr 2030 wurde bereits oben erläutert. In der Periode 2040 tritt die Situation auf, dass der Strompreis nicht durch die Produktionsseite, sondern durch die Nachfrageseite bestimmt wird. Eine Erhöhung des Strompreises führt zu einem Rückgang des Stromverbrauchs zur Brauchwassererwärmung im Haushaltssektor und zu einem verstärkten Einsatz von Erdgasheizkesseln zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Durch die hierbei anfallende Raumwärme aus Erdgas werden Ölkessel verdrängt. In der Periode 2050 schließlich wird der Strompreis im Zeitsegment Wintertag durch den Einsatz von Erdgasturbinen und Erdgas-GuD-Kraftwerken bestimmt.

Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien übersteigt im Referenzszenario nicht die in Tabelle 5-3 vorgegebenen Mindestmengen, so dass die zugehörigen Ungleichungen bindend ‚also mit Gleichheit erfüllt, sind. Deren duale Variablen beschreiben die Vergütungen, die zusätzlich zum Strompreis notwendig sind, um die Stromgestehungskosten zu decken. Diese Vergütungen werden somit durch die Stromgestehungskosten auf der einen Seite und dem Strompreis auf der anderen Seite beeinflusst. Die sich so innerhalb des Modellzeitraums ergebenden Bandbreiten für die auf die Stromerzeugung bezogenen Vergütungen sind für die unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger in Abb. 5-11 zusammengestellt. Hierbei ist zu beachten, dass zur Erreichung der Vorgabe zunächst jeweils die günstigsten Optionen ausgeschöpft werden. Im Fall der Windenergie bedeutet dies hier, dass die Potenziale an Festlandstandorten mit den Windgeschwindigkeitsklassen > 6 m/s ab dem Jahr 2010 und 5-6 m/s ab 2035 vollständig genutzt werden und die verbleibende Restmenge an Standorten mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s erzeugt wird. Ab dem Jahr 2035 bzw. 2040 können so an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s bzw. 5-6 m/s ökonomische Renten realisiert werden, da sich die Vergütung für Windstrom an den Gestehungskosten der Standorte mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s orientiert.

Vergleicht man die Mindestvergütungen aus Abb. 5-11 mit den Einspeisevergütungen gemäß der EEG-Novelle aus Tabelle 2-22 der Vergütungssätze, zeigt sich, dass die vorgegebenen Mindestmengen (vgl. Tabelle 5-3) mit der EEG-Vergütung für die Wasserkraft erreicht würden. Für die Stromerzeugung aus fester Biomasse würden die EEG-Vergütungssätze aufgrund der mit zunehmender Ausschöpfung der Potenziale ansteigenden Biomassekosten (Abb. 2-13) die Vergütungssätze nicht vollständig ausreichen. Dies trifft ebenfalls für die Stromerzeugung aus Biogasen zu. Bei der Photovoltaik sinkt die notwendige Einspeisevergütung von 184 Cent/kWh im Jahr 2000 aufgrund unterstellter Lerneffekte bis zum Jahr 2050 auf 24,4 Cent/kWh. Im Jahr 2010 ist zur Erreichung der Mindesterzeugung aus PV-Anlagen eine Vergütung von 71 Cent/kWh erforderlich, im Jahr 2020 ist immer noch eine Vergütung von 49 Cent/kWh erforderlich, so dass selbst mit der EEG-Vergütung von 45,7 Cent/kWh des Jahres 2004 die unterstellten Mindestmengen nicht erreicht werden könnten. Bei der Windenergie

auf dem Festland sinkt die notwendige Vergütung aufgrund technischer und ökonomischer Verbesserungen bei der Anlagentechnik zunächst von 11,6 Cent/kWh im Jahr 2000 auf 4,6 Cent/kWh im Jahr 2035. In den Folgejahren steigt sie jedoch wieder auf 7,4 Cent/kWh im Jahr 2040 an, da zur Erreichung der Mindesterzeugung nun auch schlechtere Standorte genutzt werden müssen. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Vergütung dann aufgrund des technischen Fortschritts auf 7,1 Cent/kWh. Mit einer durchschnittlichen über 20 Jahre gemittelten EEG-Vergütung von 6,3 Cent/kWh (bei Vernachlässigung einer Degression) könnten von der hier unterstellten Mindesterzeugung somit nur ein Teil durch Nutzung guter Windstandorte erreicht werden.

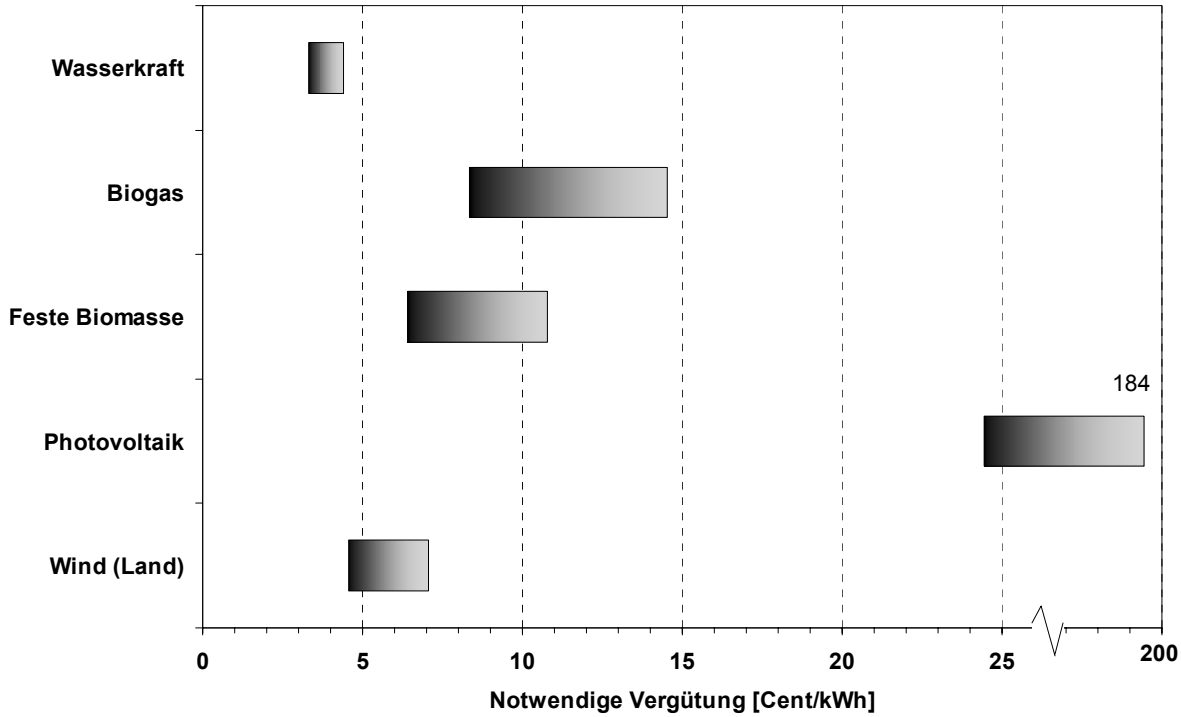


Abb. 5-11: Notwendige Vergütung zur Erreichung der Mindeststromerzeugungsmengen für erneuerbare Energien im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungstechnologien

Mit Hilfe der dualen Gleichung (4-17) bzw. (4-18) der Aktivitäts- oder Stromflussvariable einer Stromerzeugungstechnologie lässt sich untersuchen, wie sich der Strompreis auf die verschiedenen Preis- und Kostenkomponenten der Technologie verteilt. Exemplarisch wird dies hier für drei Technologien über deren Lebensdauer durchgeführt: einem Steinkohlekraftwerk (vgl. Abb. 5-12), einem Erdgas-GuD-Heizkraftwerk (vgl. Abb. 5-13) und einer WKA (vgl. Abb. 5-14).

Die variablen Betriebskosten des Steinkohlekraftwerkes und der Kohlepreis sind in allen vier Zeitsegmenten identisch (vgl. Abb. 5-12). Die Differenz zwischen dem Strompreis und den variablen Kosten (Betriebs- und Brennstoffkosten) dient zur Deckung der Investitionen und fixen Betriebskosten. Aufgrund des hohen Strompreises im Zeitsegment Wintertag können hier sehr hohe Deckungsbeiträge für diese kapazitätsbezogenen Kosten erwirtschaftet werden. Diese Deckungsbeiträge werden auch als Opportunitätskosten der verfügbaren Kapazität im

Zeitsegment Wintertag bezeichnet, da sie den Wert (Opportunität) einer verfügbaren Kapazitätseinheit beschreiben. Würde die verfügbare Kapazität um eine Einheit erhöht, würden die Gesamtkosten um den Betrag der Opportunitätskosten sinken (vgl. “Interpretation der dualen Variablen” auf Seite 131). Beim Strompreis ist zu beachten, dass es sich um den Strompreis auf Hochspannungsebene handelt, so dass Kosten für das Stromnetz und für die Reserveleistung sowie Verteilungsverluste hier noch nicht Berücksichtigung finden, wodurch sich der Unterschied zu den Strompreisen in Abb. 5-10 erklärt.

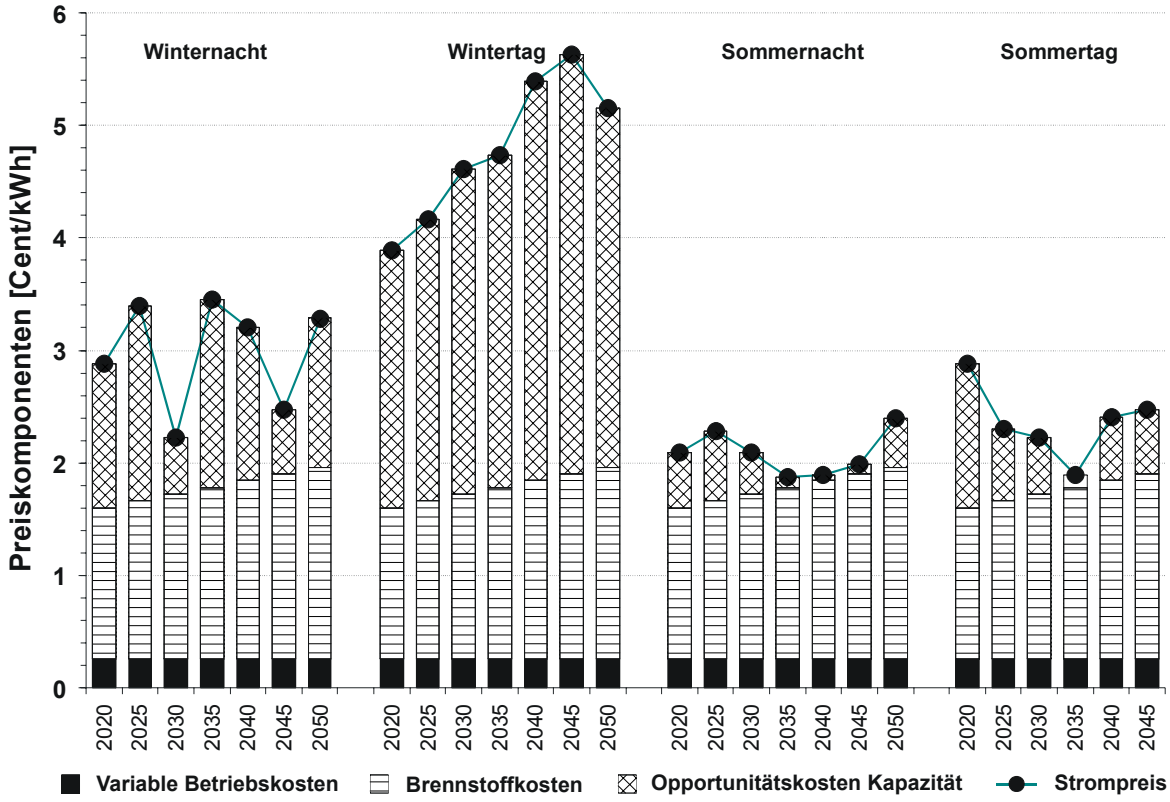


Abb. 5-12: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

In Abb. 5-13 ist die Dekomposition des Strompreises für ein Erdgas-GuD-Entnahme-Heizkraftwerk wiedergegeben. Die variablen Betriebskosten sind in allen Zeitsegmenten konstant, während die Brennstoffkosten durch den Erdgaspreis bestimmt werden. Aufgrund einer Nachfragespitze und des hierzu notwendigen Netzausbaus erreicht der Erdgaspreis frei Kraftwerk ähnlich wie der Strompreis im Jahr 2030 ein Maximum im Zeitsegment Wintertag. Für die erzeugte Wärme wird eine Wärmegutschrift berücksichtigt, die sich aus der dualen Variablen der Gleichung, die den Gegendruckpunkt des Heizkraftwerkes festlegt, ergibt (vgl. Abschnitt 4.1.4). Ist die Wärmegutschrift negativ, bedeutet dies, dass ein Teil des Erlöses aus der Wärmeerzeugung zur Subventionierung der Stromerzeugung dient, während bei positiven Vorzeichen (Zeitsegment Wintertag Jahr 2030) der umgekehrte Fall vorliegt. Für das Heizkraftwerk wurde eine jährliche Verfügbarkeit vorgegeben, so dass innerhalb des Jahres die Auslastung durch die Optimierung bestimmt wird. Die duale Variable dieser jährlichen Kapazität-Aktivität-Restriktion beschreibt den Deckungsbeitrag des Strompreises zu den Investitionen und fixen Betriebskosten (vgl. Abschnitt 4.1.4). Die duale Variable lässt sich aber auch als Oppor-

tunitätskosten oder den Wert der Kapazität interpretieren, d. h., würde die Kapazität vermietet, müsste der Anlagenbesitzer mindestens diesen Betrag als Miete verlangen. In dem Zeitsegment Sommernacht sowie in einigen Sommertagzeitsegmenten ist der Betrieb der KWK-Anlage nicht wirtschaftlich (fehlender Deckungsbetrag), da die variablen Betriebs-, Brennstoff- und Opportunitätskosten trotz der Wärmegutschrift den Strompreis (Erlös aus der Stromerzeugung) übersteigen. Hierbei sind nicht nur die variablen Kosten sondern auch die Opportunitätskosten der Kapazität zu berücksichtigen, da die jährlich verfügbare Kapazität eine knappe Ressource darstellt, die in einem anderen Zeitsegment den durch die Opportunitätskosten beschriebenen Erlös erwirtschaften könnte. Im Zeitraum 2035-2045 wird das Heizkraftwerk während des Wintertages voll ausgelastet, d. h., die Kapazität-Aktivität-Restriktion ist im Zeitsegment Wintertag bindend. Der Schattenpreis dieser Bedingung lässt sich wiederum zum einen interpretieren als der Anteil der Investition und fixen Betriebskosten, der zusätzlich zu dem jährlichen Deckungsbeitrag speziell durch den Betrieb in diesem Zeitsegment erzielt werden kann, zum anderen stellt er den Wert dafür dar, dass die Kapazität in diesen Zeitsegmenten verfügbar ist. Insgesamt können die Kosten für das Heizkraftwerk durch die Erlöse aus dem Strompreis und der Wärmegutschrift gedeckt werden, wobei zum Betrieb der Anlage im Sommer eine Quersubventionierung aus den Erlösen des Winters notwendig ist.

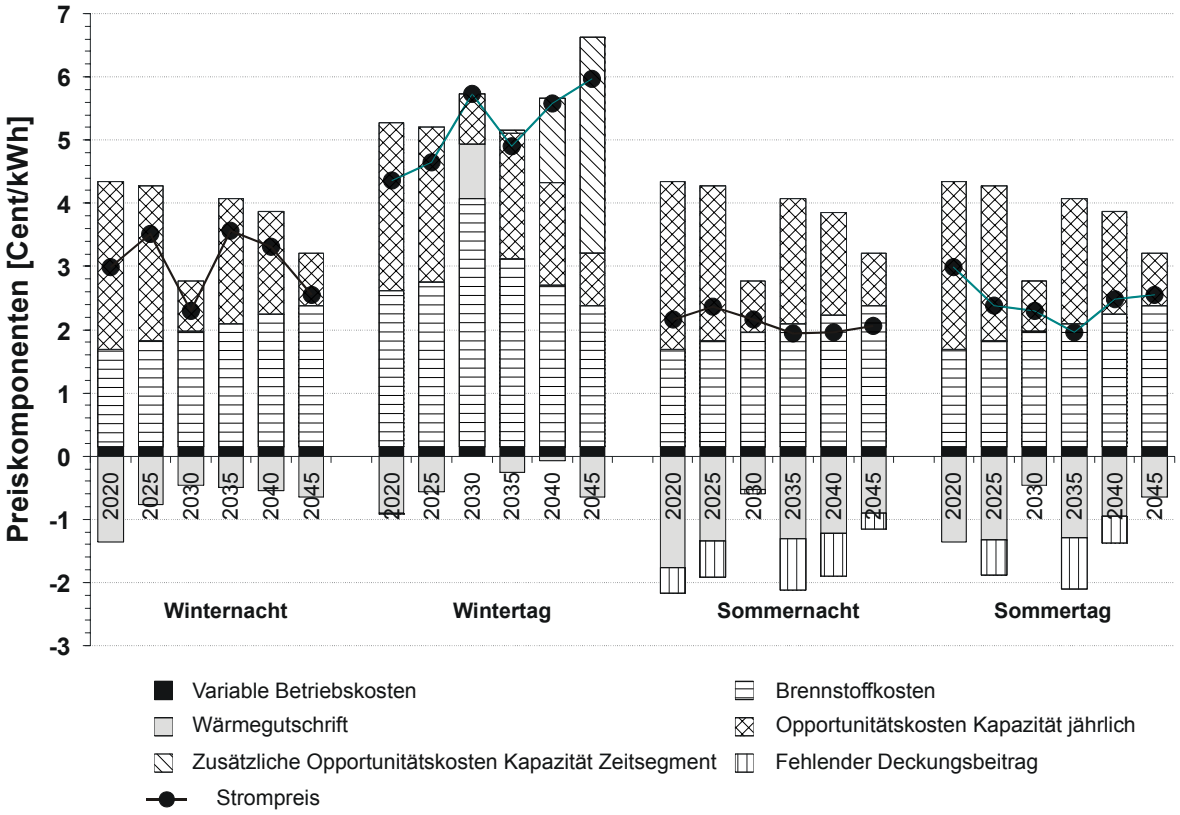


Abb. 5-13: Dekomposition des Strompreises für ein Erdgas-GuD-Heizkraftwerk im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Die Zerlegung des Strompreises für eine im Jahr 2035 zugebaute WKA an einem Standort mit Windgeschwindigkeiten von 5-6 m/s ist in Abb. 5-14 dargestellt. Wie schon oben erläutert, wird die zusätzlich zum Strompreis gezahlte Windstromvergütung durch die Gestehungskosten an Standorten mit 4-5 m/s Windgeschwindigkeit bestimmt. Ebenso ist der Strompreis

für die WKA eine fest vorgegebene Größe, so dass die Opportunitätskosten der Kapazität bzw. die Deckungsbeiträge für die Kapitalkosten der Differenz des Strompreises und der Vergütung (negativ) entsprechen. Aufgrund der durch Standorte mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s bestimmten Windstromvergütung übersteigt der Deckungsbeitrag die Kapitalkosten, so dass Anlagenbetreiber an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 5 m/s durch die Einspeisevergütung eine Subvention erhalten, die ihre Kosten übersteigt.

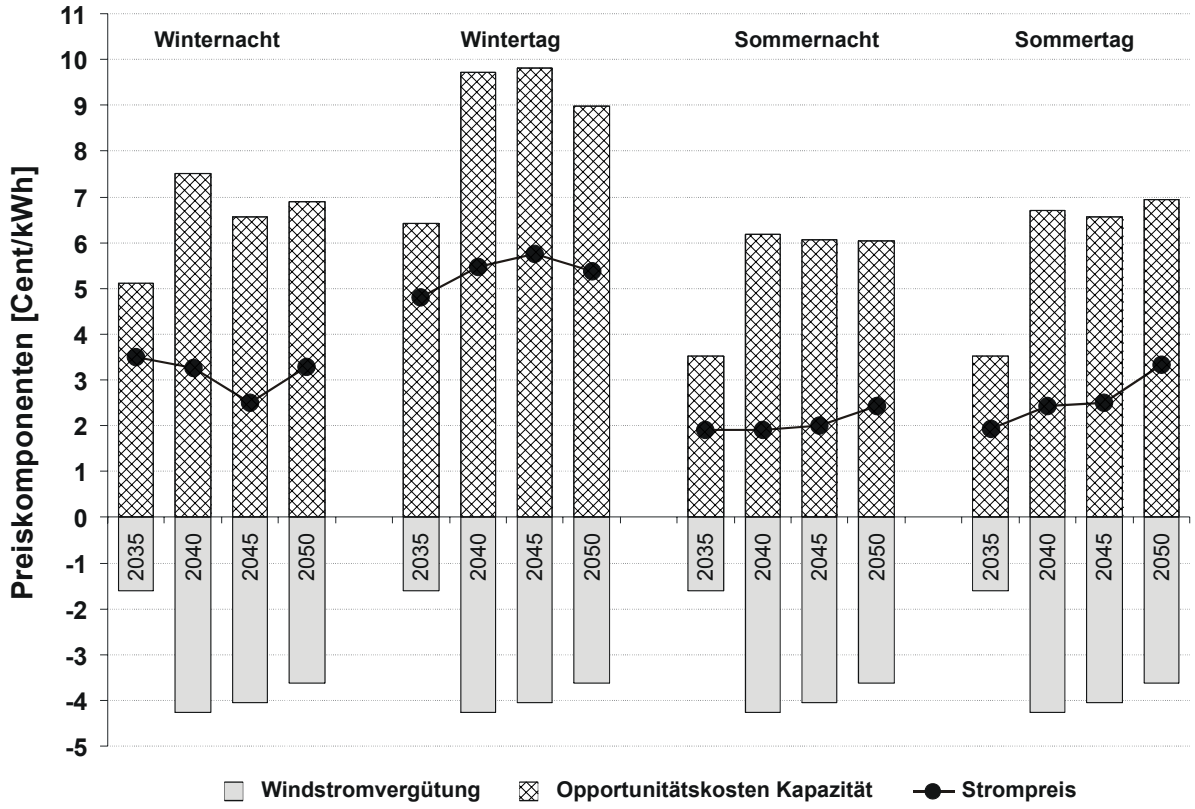


Abb. 5-14: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (5-6 m/s) im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Deckungsbeiträge für Investitionen

Die duale Gleichung einer Zubauvariablen (4-14) beschreibt, wie die Investitions- und fixen Betriebskosten zugebauter Kapazitäten gedeckt werden. Im Falle einer Stromerzeugungstechnologie können die Kapitalkosten durch den Erlös aus der Stromerzeugung (Strompreis) gedeckt werden. Weiterhin kann die Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen und erhält dafür einen Betrag gutgeschrieben, der dem Schattenpreis der Spitzenlastgleichung entspricht.

In Abb. 5-15 ist die Entwicklung der auf das Zubaujahr 2020 abdiskontierten spezifischen jährlichen Deckungsbeiträge für ein Steinkohlekraftwerk dargestellt. Die über die Lebensdauer konstante Annuität der annuisierten Investitions- und Betriebskosten beträgt 81 €/kW. Man erkennt in Abb. 5-15, dass sich abweichend von dieser Annuität insbesondere in den Perioden 2025 und 2050 aus dem Strompreis hohe Deckungsbeiträge erzielen, wohingegen der Erlös aus der Leistungssicherung aufgrund des Nachfragemaximums in der Periode 2030 am höchsten ausfällt. In den Perioden 2035 und 2040 ist ausreichend Reserveleistung vorhan-

den, so dass der Deckungsbeitrag aus der Bereitstellung von Reserveleistung zu Spitzenlastzeiten Null ist.

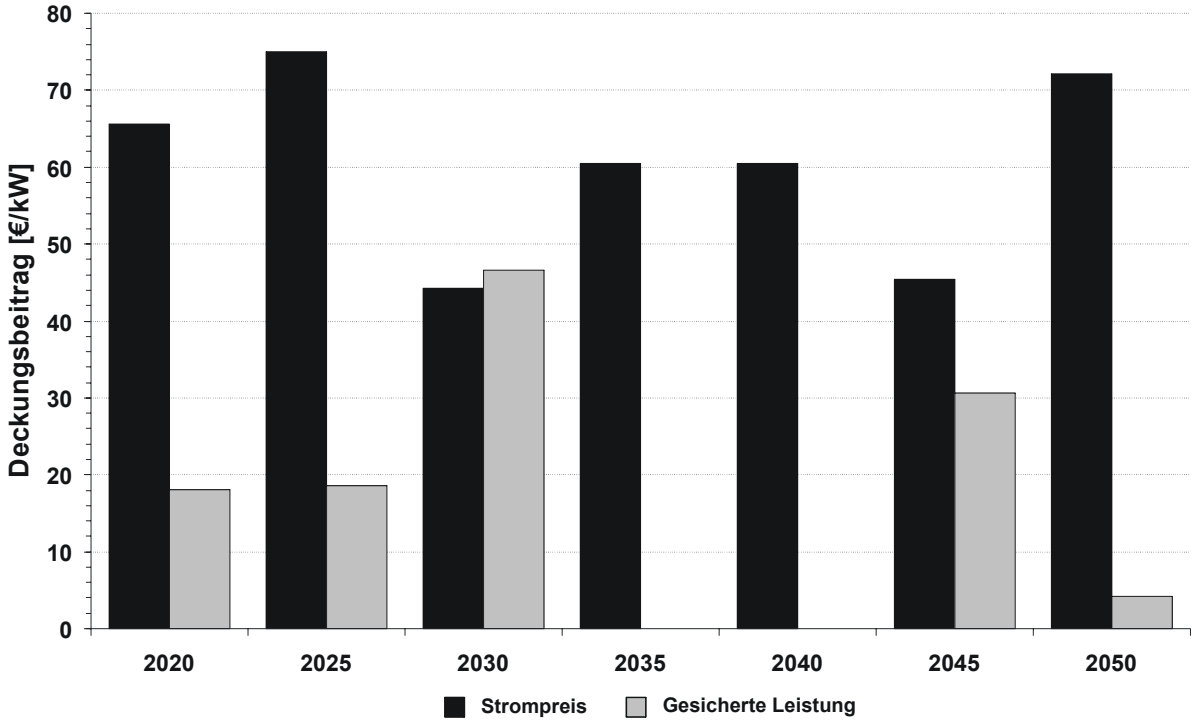


Abb. 5-15: Deckungsbeiträge für die Investition und die fixen Betriebskosten eines Steinkohlekraftwerkes über die Lebensdauer (eigene Berechnungen)

Für WKA an Festlandstandorten unterschiedlicher Windgeschwindigkeit sind die spezifischen jährlichen Deckungsbeiträge in Abb. 5-16 wiedergegeben. Die annuisierten Investitions- und Betriebskosten betragen 141,5 €/kW. Der Zubau an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s wird wegen der ansteigenden, vorgegebenen Mindesterzeugung erst in der Periode 2040 notwendig. Aufgrund ihrer fluktuierenden Erzeugung wurde unterstellt, dass nur 16 % der WKA-Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen können, entsprechend gering fällt der zugehörige Erlös an allen Standorten aus. Ab 2035 bzw. 2040 übersteigen an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von > 6 m/s bzw. 5-6 m/s die Erlöse aus Strompreis und zusätzlicher Windstromvergütung, die der notwendigen Subvention zur Erreichung der vorgegebenen Mindesterzeugung an Windstrom entspricht, die Kapitalkosten.

Die Differenz wird als die ökonomische Rente einer Kapazitätseinheit bezeichnet und tritt an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 5 m/s auf. Da die Höhe der Windstromvergütung durch Standorte mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten bestimmt wird, fällt an Standorten mit höheren Windgeschwindigkeiten die Windstromvergütung höher aus, als für einen kostendeckenden Betrieb an diesen Standorten notwendig wäre, so dass sich die in Abb. 5-16 dargestellten ökonomischen Renten ergeben. Summiert über die Lebensdauer ergibt sich eine auf das Baujahr abdiskontierte ökonomische Rente von 714 €/kW an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 5-6 m/s und von 1 083 €/kW an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s.

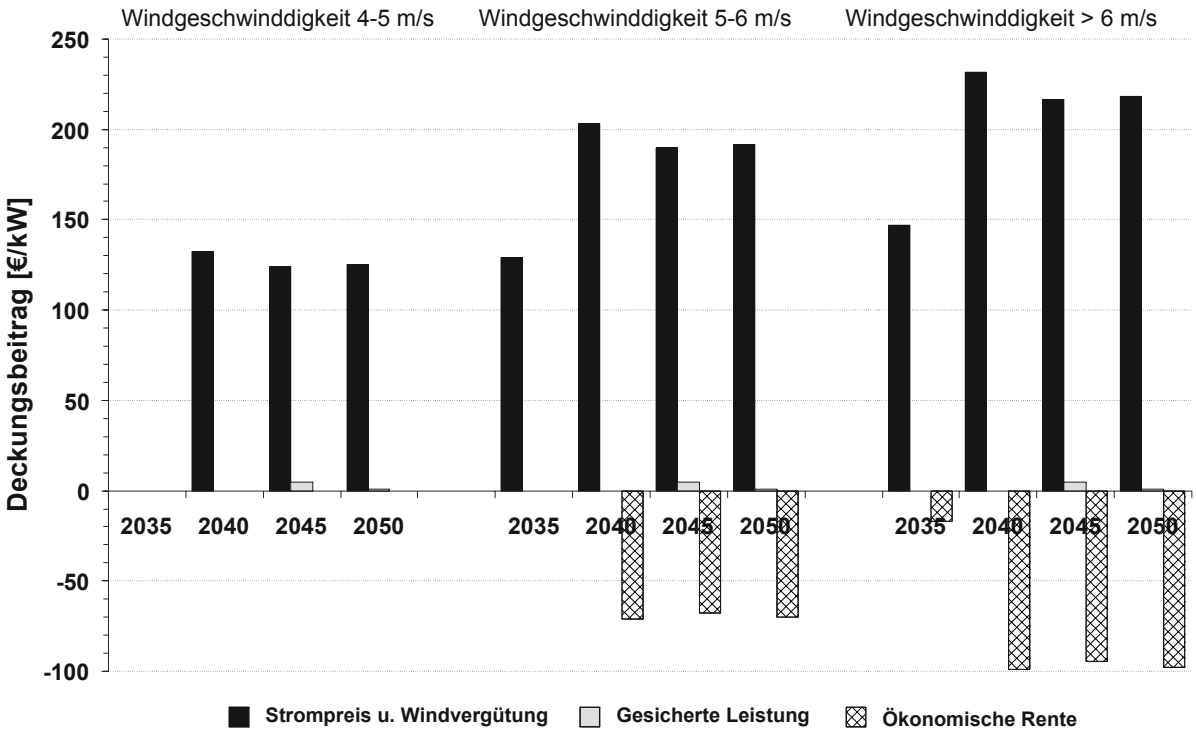


Abb. 5-16: Deckungsbeiträge für die Investition und die fixen Betriebskosten eines Windkraftwerkes über die Lebensdauer an unterschiedlichen Standorten (eigene Berechnungen)

5.6 Das Zielszenario Treibhausgasminderung (THG-Minderung)

Im Zielszenario Treibhausgasminderung (THG-Minderung) wird untersucht, welchen Beitrag erneuerbare Energien, insbesondere in der Stromerzeugung, zur Vermeidung von THG-Emissionen leisten können. Zunächst werden die Ergebnisse einer 80 %igen THG-Minderung im Jahr 2050 erläutert. Anschließend wird, ausgehend vom Referenzzustand, eine THG-Vermeidungskostenkurve für das Jahr 2050 abgeleitet sowie der Einfluss der THG-Minderung auf die Nutzung regenerativer Energieträger sowie weitere Kenngrößen des Energiesystems untersucht. Abschließend werden zwei Varianten des Zielszenarios betrachtet: die Variante THG-DEP, in der die CO_2-Abscheidung und -Deponierung als Minderungsoption zur Verfügung steht, und die Variante THG-KE, in der der Ausbau der Kernenergie zugelassen wird.

5.6.1 Endenergieverbrauch

Die Vorgabe der THG-Minderungsziele führt zu einer Verteuerung der Endenergieträger fossilen Ursprungs. Hierdurch werden Maßnahmen zur Brennstoffsubstitution und zur Effizienzverbesserung wirtschaftlich. Gegenüber der Referenzentwicklung fällt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um 1 220 PJ (-16 %) niedriger aus (vgl. Tabelle 5-16), wozu insbesondere Einsparungen in der Industrie von 746 PJ bzw. 35 % und im Verkehrssektor von 337 PJ bzw. 14 % beitragen. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern ist in Abb. 5-17 wiedergegeben. Während die Nutzung an Kohlen, Erdgas, Kraftstoffen und übrigen Mineralölprodukten sowohl im Zeitverlauf als auch gegenüber der Referenz abnimmt (Anteil Kohlen 1 %, Erdgas 16 %, Kraftstoffe 19 %, Mineralölprodukte 4 % am Endenergieverbrauch in 2050), steigt der Biomasseverbrauch bis 2050 auf 575 PJ an (9 % des Endenergieverbrauchs).

Tabelle 5-16: Änderungen des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Zielszenario THG-Minderung relativ zum Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Sektor	**Einheit**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Industrie	PJ	-74	-136	-293	-492	-746
GHD	PJ	-6	-2	-4	-2	-42
Haushalte	PJ	-10	-53	-92	-135	-94
Verkehr	PJ	0	0	23	50	-337
Gesamt	**PJ**	**-90**	**-191**	**-365**	**-578**	**-1 220**

Zum überwiegenden Teil (415 PJ) handelt es sich hierbei um Biokraftstoff, der aus dem Ausland importiert und im Verkehrssektor genutzt wird. Der Fernwärmeverbrauch verdreifacht sich von 334 PJ im Jahr 2000 auf 1 070 PJ im Jahr 2050 (18 %). Im Personenverkehr ist eine Substitution von Benzin durch Erdgas und im Güterverkehr im Zeitraum 2040 bis 2050 ein Ersatz von Diesel durch Biokraftstoff zu beobachten. Der Anteil fossiler Endenergieträger im Verkehrssektor liegt im Jahr 2050 bei 70 % (Referenzszenario 87 %). Der Endenergieverbrauch an Strom steigt bis zum Jahr 2020 auf 538,7 TWh an und sinkt bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 404,8 TWh.

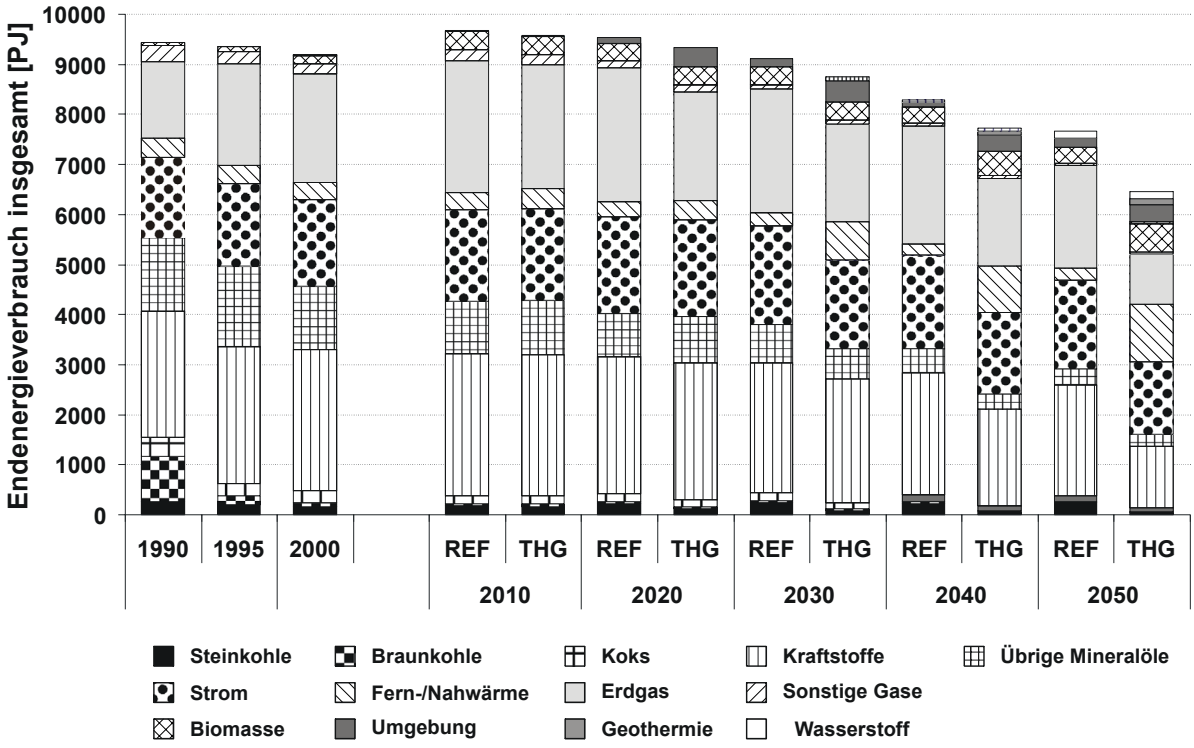


Abb. 5-17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario (/AGEB 2003/, eigene Berechnungen)

Der Rückgang ist dabei auf Einsparmaßnahmen der Industrie zurückzuführen, wobei der Anteil des Stromverbrauchs am industriellen Endenergieverbrauch mit 38 % im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzszenario (39 %) nur geringfügig abnimmt. In den übrigen Sektoren sinkt

der Stromverbrauch ebenfalls nur leicht bzw. steigt im Verkehrssektor gegenüber der Referenz an (+ 5,9 TWh in 2050).

Gegenüber dem Referenzszenario nimmt in den Sektoren Haushalte und GHD die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung aus Erdwärmepumpen zu (vgl. Abb. 5-18). Der Endenergieverbrauch an Umgebungswärme beträgt im Jahr 2050 insgesamt 451 PJ oder 7 % des Endenergieverbrauchs. Der erhöhte Endenergieverbrauch an Biomasse ist wie schon erläutert vor allem dem Verkehrssektor zu zuschreiben. Hierbei ist zu beachten, dass im Jahr 2050 durch den Einsatz von Biomasse im Umwandlungssektor 51 % des Fernwärme- und 16 % des Stromverbrauchs gedeckt werden. Der Einsatz der Biomasse in Heizkraftwerken erscheint hier aus Klimaschutzgesichtspunkten sinnvoller als deren Nutzung in Zentralheizungsanlagen. Regenerativer Energieträger tragen inklusive der regenerativen Anteile des Stroms und der Fernwärme im Jahr 2050 mit insgesamt 2594 PJ oder einem Anteil 40 % zum Endenergieverbrauch bei (Referenzszenario 999 PJ oder 13 %).

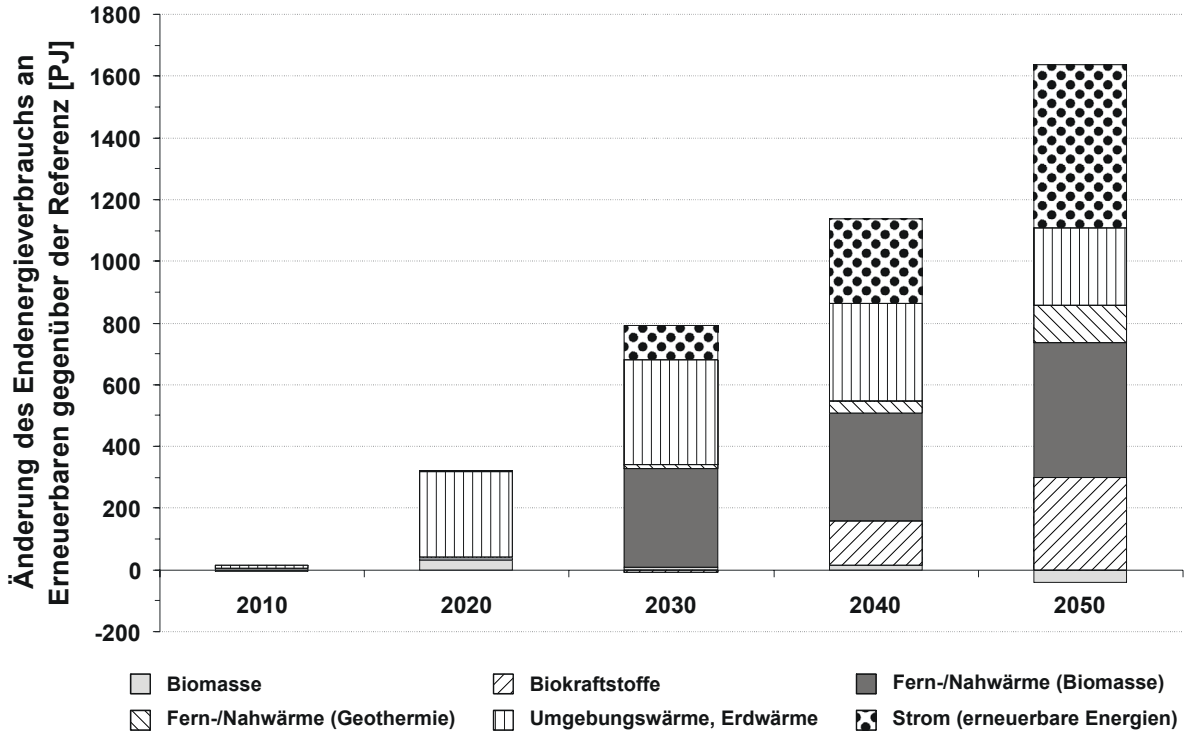


Abb. 5-18: Änderung des Endenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

5.6.2 Strombereitstellung

Die Nettostrombereitstellung im Zielszenario THG-Minderung ist in Abb. 5-19 wiedergegeben. Aufgrund des THG-Minderungsziels kommt es bis zum Jahr 2030 zu einem nahezu vollständigen Ersatz der Stein- und Braunkohlekraftwerke in der Stromerzeugung durch Erdgas-Kraftwerke. Hierbei handelt es sich überwiegend um Erdgas-GuD-Kraftwerke. Die Stromerzeugung aus Erdgas beträgt im Jahr 2030 366,4 TWh, was einem Anteil von 70 % an der Nettostromerzeugung entspricht. Ab dem Jahr 2030 führen die sich verschärfenden Minderungsziele zu einer Verdrängung der erdgasbetriebenen Kraftwerke durch regenerative Stromerzeugungstechnologien und den Import von regenerativ erzeugtem Strom.

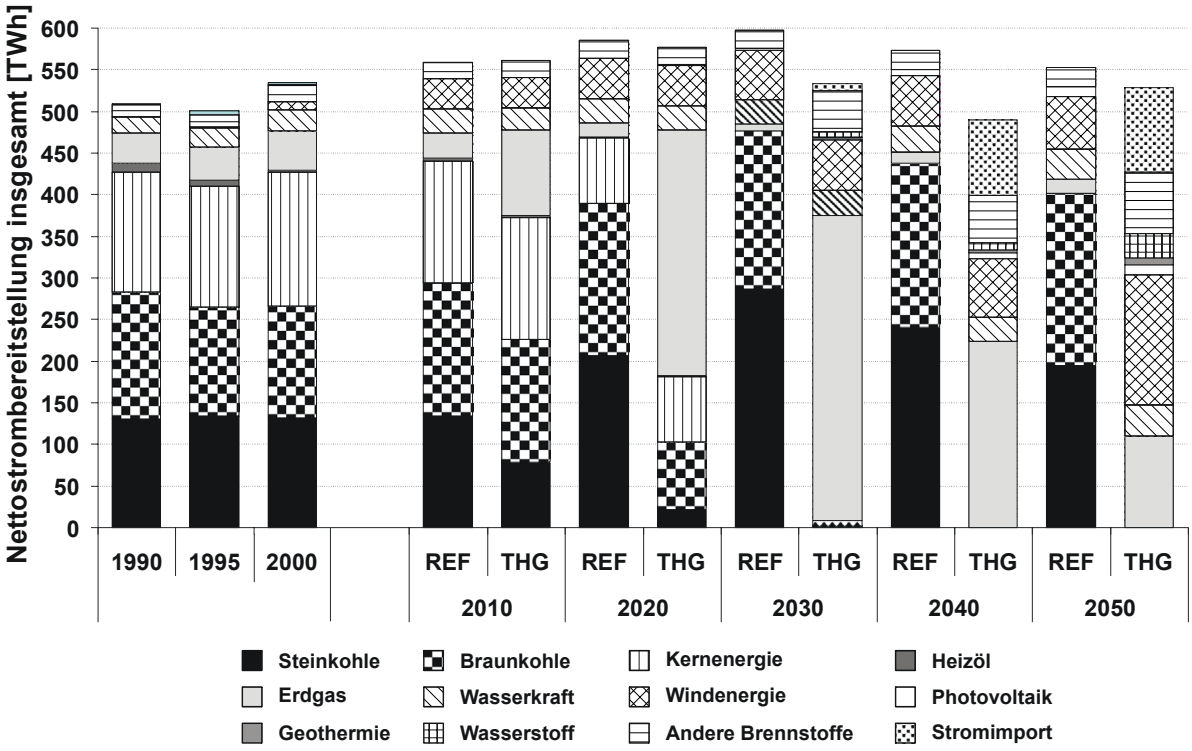


Abb. 5-19: Entwicklung der Nettostrombereitstellung im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von 31 TWh im Jahr 2000 auf 265 TWh im Jahr 2050, was 50 % des Nettostromverbrauchs entspricht (vgl. Abb. 5-20). Der zusätzliche regenerative Stromimport im Jahr 2050 umfasst 101 TWh. Der größte Anteil der regenerativen Erzeugung entfällt im Jahr 2050 mit 59,3 % auf die Windkraft, wobei 54,1 % auf dem Festland und 5,2 % auf dem Meer erzeugt werden. Auf dem Festland sind die Potenziale an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s und 5-6 m/s vollständig ausgeschöpft, während das Potenzial mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s zu gut einem Drittel genutzt wird. Die Offshore-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 findet auf Flächen mit einer Entfernung bis zu 30 km von der Küste statt. Der hohe Anteil der fluktuierenden Windstromerzeugung führt dazu, dass ein Teil des Windstroms in Wasserstoff umgewandelt wird, der in Brennstoffzellenkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird (30,1 TWh Stromerzeugung in 2050). Zur Absicherung der Windstromeinspeisung von 24,4 TWh im Zeitsegment der höchsten Last innerhalb des Jahres (Wintertag) im Jahr 2050 sind 31,5 GW an Leistung erforderlich. Da die installierte WKA-Leistung von 71 GW nur mit einem Anteil von 16 % zur gesicherten Leistung beitragen kann, sind 20,1 GW an Reservekapazität ausschließlich für die Windenergie im Jahr 2050 erforderlich. Die Reserveleistung wird dabei wegen der niedrigen Investitionskosten durch Erdgasturbinen bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus fester Biomasse umfasst im Jahr 2050 58,2 TWh oder ca. 81 % des Endenergiepotenzials (vgl. Tabelle 2-18), während 5,6 TWh an Strom in mit Biogas befeuerten BHKW bereitgestellt wird (ca. 19 % des Endenergiepotenzials in Tabelle 2-18). Der Anteil der Biomasse an der regenerativen Stromerzeugung beträgt somit im Jahr 2050 insgesamt 24,1 %.

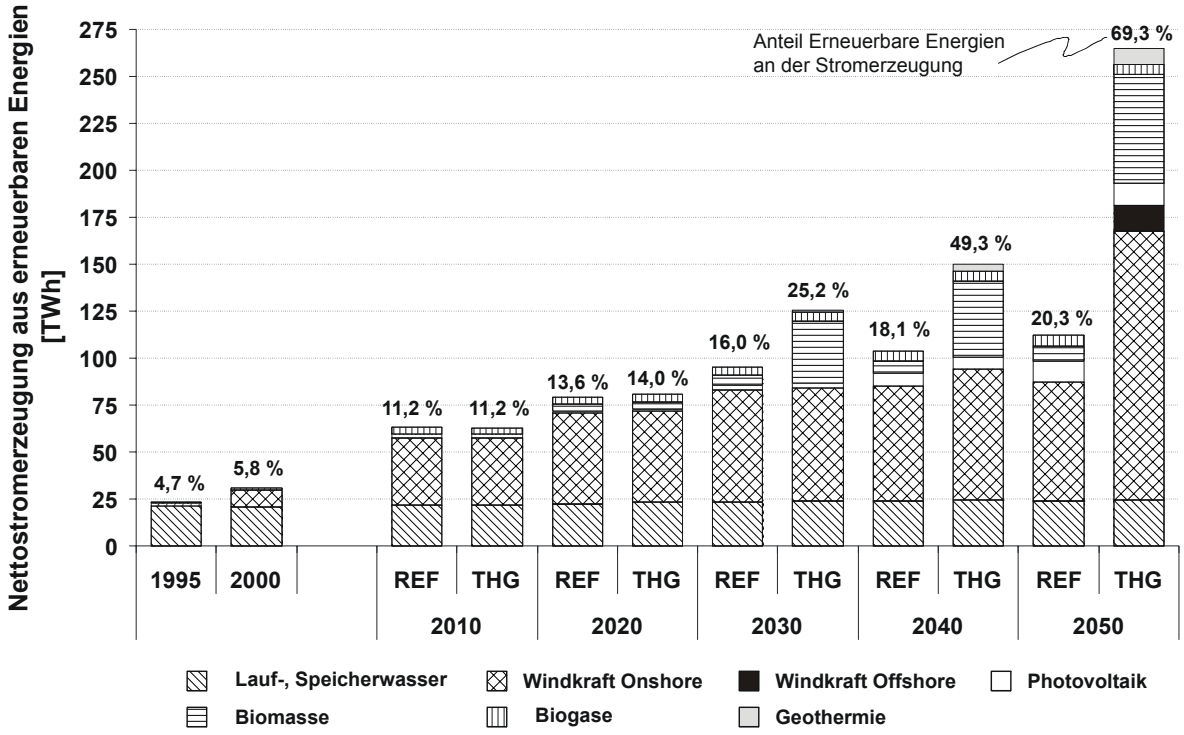


Abb. 5-20: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung und im Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Mit einer Stromerzeugung aus geothermischen Heizkraftwerken von 8,7 TWh im Jahr 2050 wird das unterstellte Potenzial für die geothermische Stromerzeugung fast vollständig ausgeschöpft (vgl. Tabelle 2-18). Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen beträgt im Jahr 2050 152 TWh (36 %), von denen 60 TWh aus Biomasse, 51 TWh aus Erdgas, 30 TWh aus Wasserstoff, 8,7 TWh aus Geothermie und 2,3 TWh aus sonstigen Energieträgern erzeugt werden.

5.6.3 Primärenergieverbrauch

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist im Szenario THG-Minderung im Vergleich zur Referenz zunächst bis zum Jahr 2030 durch eine Substitution von Stein- und Braunkohle durch Erdgas und erneuerbare Energieträger (hauptsächlich Biomasse) charakterisiert. Aufgrund des Minderungsziels wird in der Folgezeit auch der fossile Energieträger Erdgas durch regenerative Energieträger ersetzt bzw. durch Maßnahmen zur Effizienzverbesserung eingespart. Der Erdgasverbrauch im Jahr 2050 liegt mit 2 049 PJ (vgl. Abb. 5-21) sogar unterhalb des entsprechenden Wertes im Referenzszenario (vgl. Abb. 5-4). Das Maximum des Erdgasverbrauches wird mit 4 493 PJ im Jahr 2030 erreicht. Aufgrund des notwendigen Ausbaus des Erdgasnetzes und den damit verbundenen Kosten erreicht auch der Erdgaspreis in dieser Periode seinen Höchstwert, so beträgt der zeitlich gemittelte Erdgaspreis frei Kraftwerk im Jahr 2030 4,6 Cent/kWh.

Regenerative Energieträger tragen im Jahr 2050 mit 44 % (nach der Wirkungsgradmethode bewertet) zur Primärenergiebereitstellung bei. Bei den fossilen Energieträgern entfallen die Hauptanteile mit 28,2 % auf Mineralöle und mit 23,9 % auf Erdgas, während der Verbrauch an Kohlen mit einem Anteil von 2,2 % fast nur noch zur Deckung des nichtenergetischen Verbrauchs und zum Einsatz in Hochöfen dient.

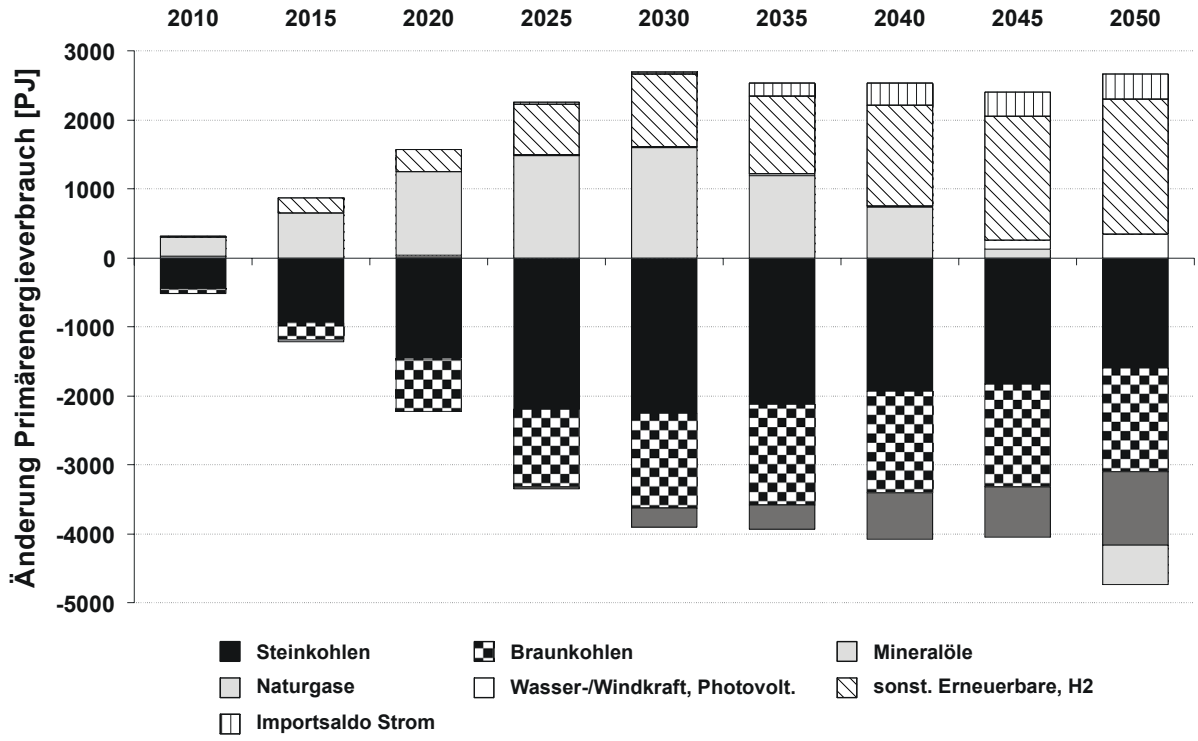


Abb. 5-21: Änderung des Primärenergieverbrauchs im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Wichtigster erneuerbarer Primärenergieträger im Szenario THG-Minderung ist die Biomasse, die zum überwiegenden Teil in KWK-Anlagen Verwendung findet (vgl. Abb. 5-21). Das maximale Potenzial an fester Biomasse von 1 201 PJ wird dabei mit einem Verbrauch von 1 034 PJ im Jahr 2050 zu 86 % ausgeschöpft[35]. Daneben werden im Jahr 2050 noch 396 PJ an importiertem Biokraftstoff und 150 PJ an Biogas (46 % des Potenzials aus Tabelle 2-18) eingesetzt. Im Jahr 2050 wird im Zielszenario THG das geothermische Stromerzeugungspotenzial fast vollständig genutzt, während in der Windstromerzeugung 58 % des Onshore-Potenzials (143 TWh) und 11 % des Offshore-Potenzials (14 TWh) ausgeschöpft werden.

5.6.4 Emissionen

Die Änderung der THG-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario ist in Abb. 5-23 wiedergegeben. Der überwiegende Teil der vorgegebenen 80 %igen THG-Minderung im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 wird im Umwandlungssektor geleistet (-273 Mio. t CO_2* im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzszenario), während die Emissionen in der Industrie um 47 Mio. t bzw. in den Sektoren Haushalte und GHD zusammen um 61 Mio. t sinken.

[35] Dieses maximale Potenzial ergibt sich, wenn anstelle des in Tabelle 2-18 verwendeten Anbaumixes für Festbrennstoff-, Pflanzenöl- und Biogasgewinnung zu gleichen Teilen die gesamte nutzbare landwirtschaftliche Freifläche von 2 Mio. ha zum Anbau fester Biomasse genutzt wird. Im Szenario THG werden 1,1 Mio. ha zur Festbrennstoffgewinnung genutzt.

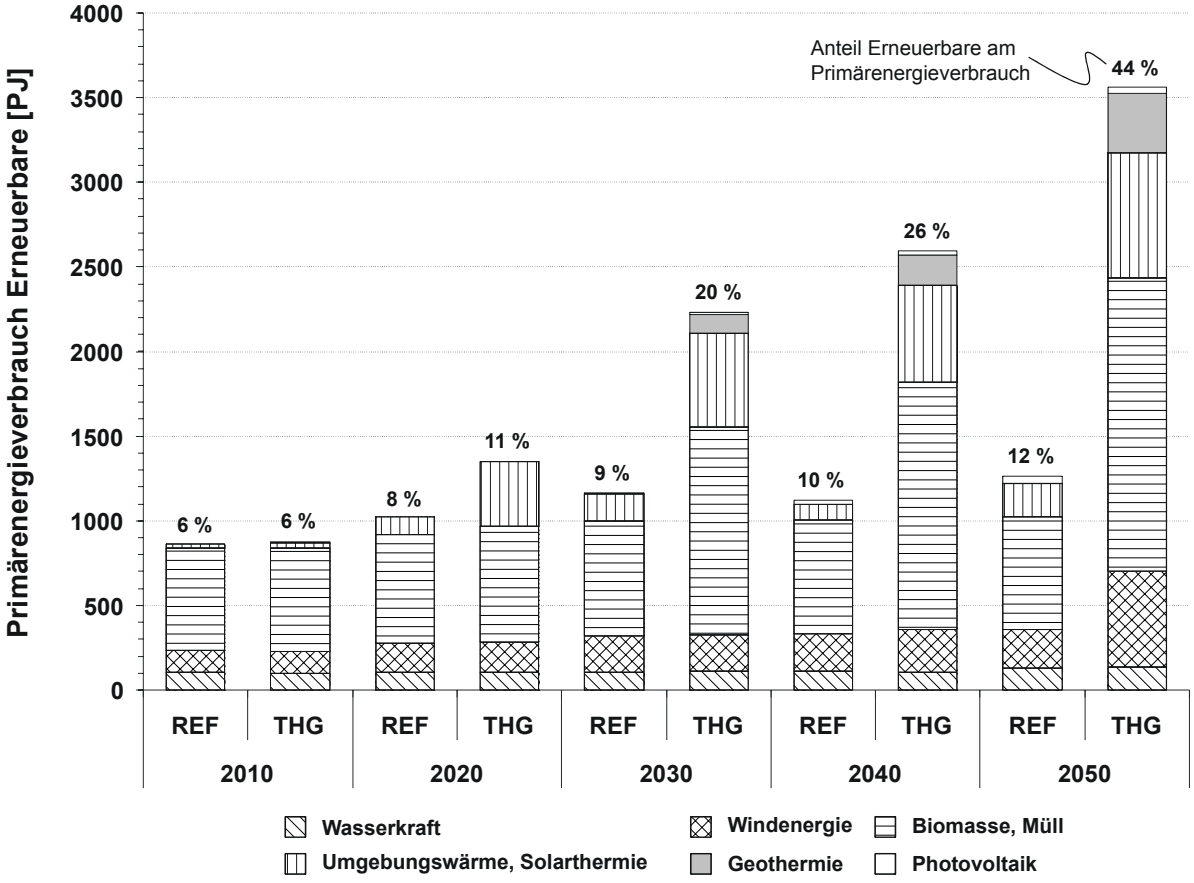


Abb. 5-22: Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger im Zielszenario THG-Minderung und Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Im Verkehrssektor kommt es ab dem Jahr 2030 zunächst durch Erdgaseinsatz später durch die Verwendung von Biokraftstoffen zu einer Minderung der THG-Emissionen (-73 Mio. t im Jahr 2050). Im Jahr 2010 wird das vorgegebene Kyoto-Ziel von 21 % mit einer Minderung von 22,3 % unterschritten, was auf Maßnahmen zurückzuführen ist, die bereits im Jahr 2010 ergriffen werden, um die Minderungsziele in den folgenden Jahren zu erreichen.

Führt man für die Veränderung der CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung eine Dekompositionsanalyse durch (vgl. Abschnitt "Dekompositionsanalyse der CO2-Emissionen" auf Seite 116), ergibt sich die in Abb. 5-24 dargestellte Verteilung auf die zugrunde gelegten Erklärungsfaktoren. Bis zum Jahr 2030 wird ungefähr die Hälfte der Minderung durch den Einsatz des im Vergleich zu den Kohlen emissionsärmeren Erdgases erzielt. Die verbleibende Veränderung der CO_2-Emissionen ist in abnehmender Reihenfolge der Verbesserung der Energieeffizienz, der Stromeinsparung und dem Einsatz regenerativer Energieträger zuzurechnen. Ab dem Jahr 2030 nimmt jedoch die CO_2-Minderung durch die Verstromung emissionsärmerer fossiler Brennstoffe ab, da sich durch den Erdgaseinsatz die weiter zunehmenden Minderungsziele nicht mehr erreichen lassen. Im Jahr 2050 wird eine Minderung von 95,4 Mio. t CO_2 durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung erreicht, 71,5 Mio. t sind der Energieeffizienz, 66,4 Mio. t der Brennstoffsubstitution und 32,2 Mio. t der verringerten Stromerzeugung zuzuordnen.

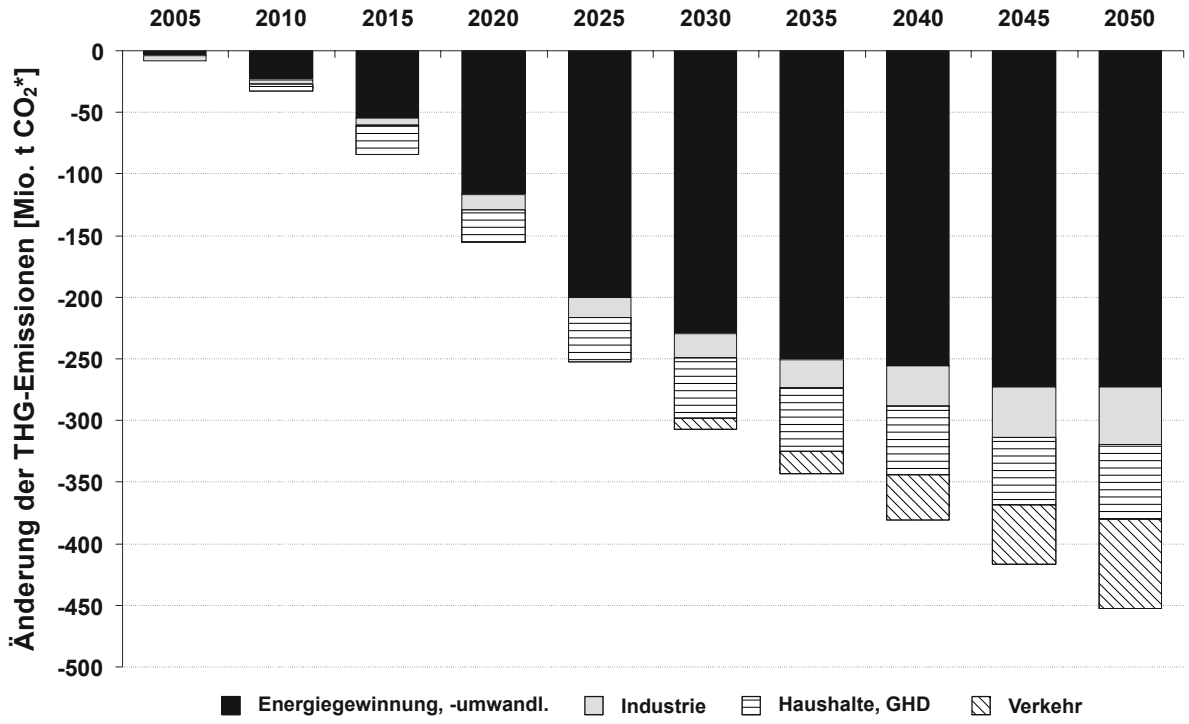


Abb. 5-23: Änderung der THG-Emissionen im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren (eigene Berechnungen)

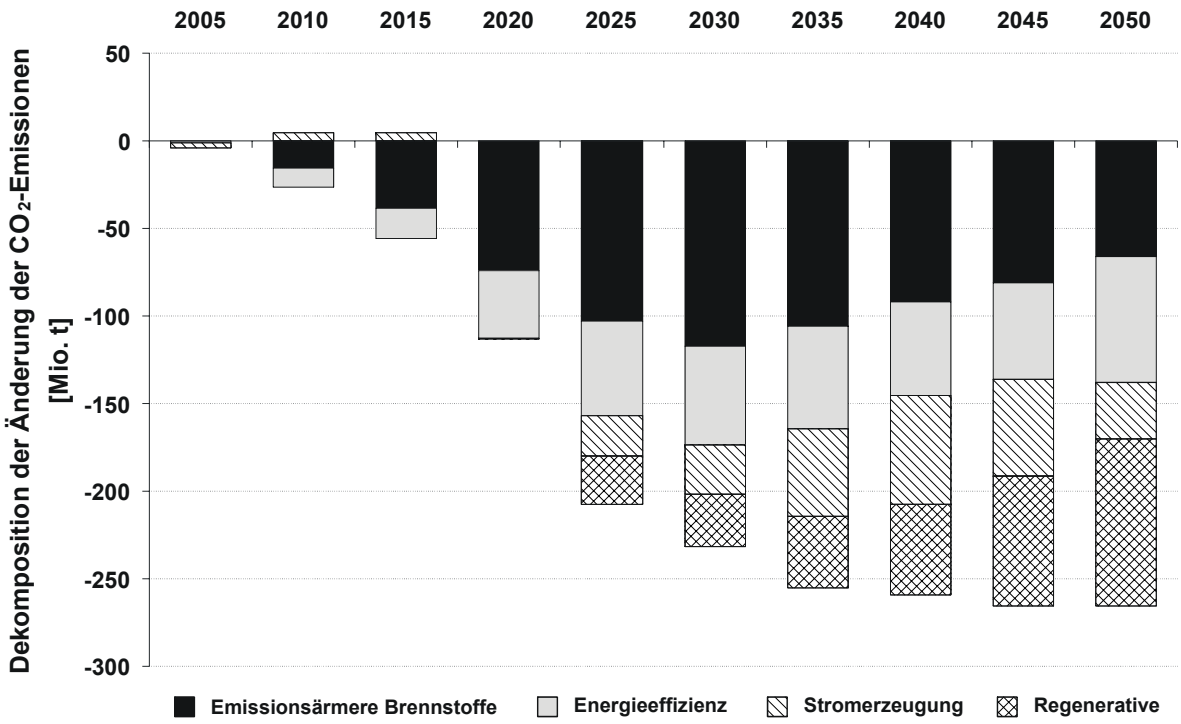


Abb. 5-24: Dekomposition der Änderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Auf gleiche Art und Weise wie für den Stromerzeugungssektor kann auch für die CO_2-Emissionen der Endenergiesektoren eine Dekompositionsanalyse durchgeführt werden, deren Ergebnisse in Tabelle 5-17 zusammengefasst sind.

Tabelle 5-17: Dekomposition der CO_2-Emissionen in den Endenergiesektoren im Zielszenario THG-Minderung im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Einflussfaktor	Einheit	Haushalte	GHD	Industrie	Personen- und Güterverkehr	Summe
Emissionsintensität	Mio. t	-16,3	-2,3	-0,5	-22,9	**-42,0**
Nutzung Strom	Mio. t	-17,3	-13,9	47,1	-2,1	**13,8**
Nutzung Fern-/Nahwärme	Mio. t	1,3	1,0	-69,0	-	**-66,7**
Nutzung Regenerative	Mio. t	-6,9	-3,6	0.7	-31,8	**-41,6**
Energieeffizienz	Mio. t	-2,4	-0,1	-24,8	-14,8	**-42,1**
Summe	**Mio. t**	**-41,6**	**-18,9**	**-46,5**	**-71,6**	**-178,6**

Die Gesamtminderung der Emissionen in den Endenergiesektoren umfasst im Jahr 2050 178,6 Mio. t CO_2. Hiervon entfallen 66,7 Mio. t auf eine erhöhte Fern- und Nahwärmenutzung und ungefähr jeweils 42 Mio. t auf die Nutzung emissionsärmerer Brennstoffe, der Erhöhung der Energieeffizienz sowie der Nutzung regenerativer Energieträger. Der Substitution des sich durch die THG-Minderung verteuernden Stroms kann ein Emissionsanstieg von 13,8 Mio. t zugeordnet werden. Insgesamt lässt sich also der Beitrag erneuerbarer Energieträger zu der gesamten CO_2-Minderung im Jahr 2050 (447 Mio. t) in der Stromerzeugung und den Endenergiesektoren auf 137 Mio. t CO_2 abschätzen.

Die Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Minderungsszenario ist in Tabelle 5-18 dargestellt. Die spezifischen Emissionen von 322 g CO_2/kWh der fossilen Kondensationskraftwerke im Jahr 2050 werden weitestgehend durch Erdgas-GuD-Kraftwerke bestimmt. Die CO_2-Emissionen der KWK-Anlagen stammen ebenfalls aus Erdgas-GuD-Anlagen, der Einsatz von CO_2-freien Anlagen wie Biomasse- und Geothermie-HKW führt jedoch im Vergleich zu den Kondensationskraftwerken zu deutlich geringeren spezifischen Emissionen (127 g CO_2/kWh im Jahr 2050). Durch die Berücksichtigung der CO_2-freien Windstromerzeugung ergeben sich die spezifischen CO_2-Emissionen der Gesamtstromerzeugung von 51 g CO_2/kWh im Jahr 2050.

Tabelle 5-18: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Spezifische CO_2-Emissionen	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Reine Stromerzeugungsanlagen	g CO_2/kWh	1 009	827	564	355	326	322
KWK-Anlagen	g CO_2/kWh	600	476	343	276	247	127
Gesamtstromerzeugung	**g CO_2/kWh**	**546**	**498**	**371**	**246**	**120**	**51**

Die marginalen THG-Vermeidungskosten eines THG-Minderungsziels entsprechen den Kosten, die zur Minderung einer weiteren über das Minderungsziel hinausgehenden Tonne THG notwenig sind. Diese Grenzkosten ergeben sich im linearen Optimierungsmodell aus der dualen Variable der Minderungsbedingung. Im Zielszenario THG-Minderung steigen die marginalen Vermeidungskosten zunächst bis zum Jahr 2030 auf 104 €/t CO_2* an, sinken in der Fol-

geperiode geringfügig und steigen bis zum Erreichen des Minderungsziels von 80 % im Jahr 2050 auf 631 €/t an (Tabelle 5-19). Im Jahr 2010 sind die marginalen Vermeidungskosten Null, da, wie bereits oben erläutert, das vorgegebene Minderungsziel im Jahr 2010 durch langfristige Maßnahmen (z. B. Investition in effizientere Kraftwerke) unterschritten wird, die bereits in diesem Jahr ergriffen werden müssen, um die Emissionsobergrenzen in den Folgejahren möglichst einzuhalten.

Tabelle 5-19: Marginale THG-Vermeidungskosten im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

	Einheit	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Minderungsziel geg. 1990	%	-21,0	-28,0	-35,0	-42,5	-50,0	-57,5	-65,0	-72,5	-80,0
Marg. Vermeidungskosten	$€_{00}$/ t CO_2*	0	7	26	75	104	99	184	293	631

Die marginalen THG-Vermeidungskosten lassen sich auch als Zertifikatspreise interpretieren, die sich einstellen, wenn die Menge der ausgegebenen Zertifikate dem Emissionsziel der Minderungsbedingung entspricht und alle Sektoren des Energiesystems in den Handel einbezogen werden (vgl. Abschnitt 4.1.4). Der sich ergebende Zertifikatspreis ist dabei unabhängig von der Verteilung der Zertifikate auf die Sektoren. Die Verteilung bestimmt alleine die Kosten bzw. Erlöse der Handelsteilnehmer durch den Kauf bzw. Verkauf von Zertifikaten sowie die Handelsströme zwischen den Sektoren. Würde man beispielsweise für alle Sektoren das gleiche prozentuale Minderungsziel von 80 % im Jahr 2050 unterstellen, würde der Energiegewinnungs- und Umwandlungssektor Zertifikate im Umfang von 35,6 Mio. t CO_2* verkaufen, die von der Industrie (3,5 Mio. t CO_2*) und vor allem vom Verkehrssektor (32,4 Mio. t CO_2*) nachgefragt würden.

Mit Hilfe der in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Sensitivitätsanalyse werden für die marginalen Vermeidungskosten die sie jeweils verursachenden Entscheidungsvariablen identifiziert. Es werden also diejenigen Technologien ermittelt, die benötigt werden, um die letzte Tonne THG zur Erreichung des Minderungsziels zu vermeiden. Die Summe der durch diese Technologien verursachten Kosten ist gleich den marginalen Vermeidungskosten. In Abb. 5-25 sind die auf diese Weise ermittelten Kostenkomponenten der marginalen THG-Vermeidungskosten aggregiert nach Sektoren dargestellt. Die Kosten müssen dabei nicht zwangsläufig in der Periode der betrachteten marginalen Vermeidungskosten auftreten, sondern können auch aufgrund der dynamischen Struktur des Modells in früheren oder späteren Perioden auftreten (z. B. durch das Vorziehen von Ersatzinvestitionen). In der Periode 2015 werden die marginalen Vermeidungskosten durch den Ersatz eines Steinkohlekraftwerkes durch ein Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk bestimmt. Da die Investitionskosten des Erdgas-Kraftwerkes niedriger sind als die des Kohlekraftwerkes, ist die Kostenkomponente der Stromerzeugung negativ. Aufgrund der eingesparten Kohle sind die Kosten im Kohlesektor negativ, während sie wegen des höheren Gasverbrauchs im Gassektor ansteigen.

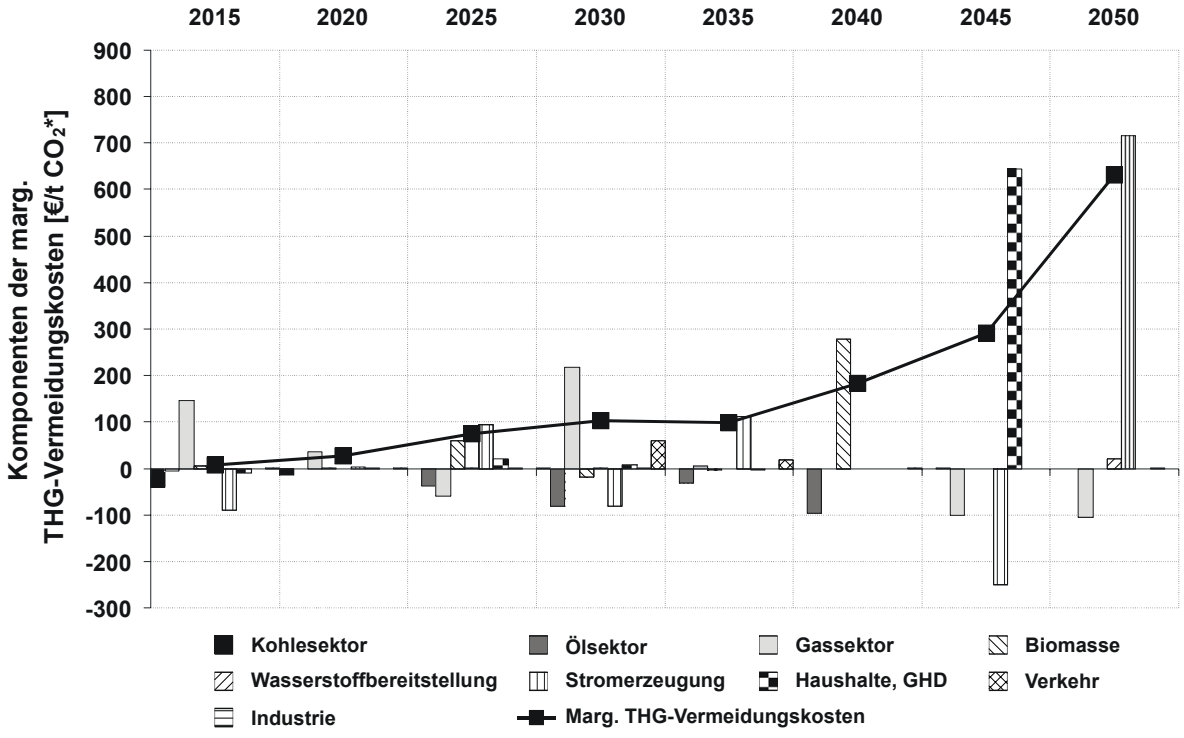


Abb. 5-25: Dekomposition der marginalen THG-Vermeidungskosten nach Sektoren im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

In der Periode 2020 werden die Vermeidungskosten durch die Substitution eines Steinkohle-HKW durch ein Erdgas-GuD-HKW bestimmt. Im Jahr 2025 stellt der Einsatz eines Gegendruck-Holz-HKW bei gleichzeitiger Substitution eines Erdgas-HKW die marginalen Vermeidungsaktivitäten dar. In der Periode 2030 beruhen die Vermeidungskosten auf der Substitution von mineralölbetriebenen Pkw und Omnibussen durch die entsprechenden erdgasbetriebenen Varianten. In der Periode 2035 werden die marginalen Kosten durch einen erhöhten regenerativen Stromimport aus Nordafrika bei reduzierter Stromerzeugung aus Erdgas-GuD-Kraftwerken determiniert. Das in der Stromerzeugung eingesparte Erdgas wird z. T. im Verkehrssektor in CNG-Fahrzeugen eingesetzt, was die positiven bzw. negativen Kostenkomponenten im Verkehrs- bzw. Ölsektor erklärt.

Im Jahr 2040 stellt die Substitution von Diesel durch Biodiesel im Verkehrssektor die marginale Grenzaktivität dar, während in der Folgeperiode die Stromeinsparung in den Sektoren Haushalte und GHD die marginalen Vermeidungskosten bestimmt. Im Jahr 2050 schließlich werden die marginalen Vermeidungskosten durch die Substitution von Erdgas-GuD-Kraftwerken durch Offshore-WKA bestimmt, die aufgrund ihrer schwankenden Erzeugungscharakteristik zusätzliche Investitionen für Backupkapazitäten und für Elektrolyseure zur Zwischenspeicherung in Form von Wasserstoff verlangen.

Der Einfluss des Gaspreises auf die marginalen THG-Vermeidungskosten wird mit Hilfe der in Abschnitt 4.2.2 dargestellten Methode der Sensitivitätsanalyse bezüglich der Kostenparameter analysiert. Während bis zum Jahr 2030 der Gaspreis und die marginalen Vermeidungskosten positiv miteinander korreliert sind, ist in der Folgezeit eine negative Korrelation zu beobachten, die sich daraus erklärt, dass ab dem Jahr 2030 in den marginalen Vermeidungsaktivitäten Erdgas substituiert wird, so dass durch einen steigenden Erdgaspreis die marginalen Vermeidungskosten sinken (vgl. Tabelle 5-20). Im Jahr 2040 ist die Sensitivität Null, da die

Vermeidungskosten in diesem Jahr durch den Ersatz von Diesel durch RME im Verkehrssektor bestimmt werden.

Tabelle 5-20: Sensitivität der marginalen THG-Vermeidungskosten bezüglich des Gaspreises im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
(€/t)/(€/GJ)	10,7	7,7	16,2	19,4	-17,9	0,0	-16,6	-17,9

5.6.5 Kosten und Strompreise

Die Minderung der THG-Emissionen führt im Vergleich zum Referenzszenario zu Mehrkosten, die in Tabelle 5-21 wiedergegeben sind. Im Jahr 2050 betragen die nicht abdiskontierten Mehrkosten 55,0 Mrd. $€_{00}$, was 0,7 % des für das Jahr 2050 unterstellten Bruttoinlandsproduktes entspricht. Bezieht man die Mehrkosten auf die vermiedenen THG-Emissionen, ergeben sich die durchschnittlichen THG-Vermeidungskosten, die im Jahr 2050 121 €/t CO_2* betragen.

Tabelle 5-21: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten und durchschnittlichen Vermeidungskosten im Zielszenario THG-Minderung gegenüber der Referenz (eigene Berechnungen)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mehrkosten im Bezugsjahr	Mrd. $€_{00}$	0,77	1,86	5,58	9,32	14,55	17,55	23,93	37,56	55,00
Kumulierte Mehrkosten	Mrd. $€_{00}$	-5,2	2,0	22,2	63,9	124,7	202,3	309,9	475,6	746,8
Durch. THG-Vermeidungskosten	$€_{00}$/t CO_2*	-23,9	22,2	36,2	37,0	47,5	51,5	63,0	89,8	120,7

Die Stromgestehungskosten ausgewählter Technologien, die im Szenario THG-Minderung genutzt werden, sind in Tabelle 5-22 aufgeführt. Im Bereich der fossilen reinen Stromerzeugungskraftwerke kommen gegen Ende des Betrachtungszeitraums fast nur Erdgas-GuD-Kraftwerke zum Einsatz. Die ausgewiesenen Gestehungskosten dieser fossilen Kraftwerke sind mit 6,33 Cent/kWh im Jahr 2050 jedoch höher als die der GuD-Kraftwerke (5,34 Cent/kWh im Jahr 2050), da in die durchschnittlichen Gestehungskosten auch noch die Investitionskosten der kaum genutzten Erdgasturbinen einfließen, die als Reserveleistung u. a. für die fluktuierende Windstromerzeugung dienen. Der Anstieg der Gestehungskosten bei den Biomasse-HKW ist auf die mit zunehmender Potenzialausschöpfung ansteigenden Kosten der Biomassebereitstellung zurückzuführen. Bei den vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten der Brennstoffzellen (23,67 Cent/kWh) ist zu beachten, dass diese durch die Zwischenspeicherung des Stroms aus fluktuierenden Quellen in Form von Wasserstoff auch von den Stromgestehungskosten der Windenergie, hier insbesondere der Offshore-WKA, abhängen.

Insgesamt steigen die jährlichen Stromgestehungskosten von 1,94 Cent/kWh im Jahr 2000 auf 8,32 Cent/kWh im Jahr 2050, wohingegen im Referenzszenario die Gestehungskosten gegen Ende des Betrachtungszeitraums nur 3,97 Cent/kWh betragen (vgl. Abb. 5-9).

Tabelle 5-22: Entwicklung der Stromgestehungskosten im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Stromerzeugungstechnologie	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Erdgas-GuD	Cent/kWh		2,84	3,28	3,74	4,44	5,34
Fossile Kraftwerke[a, b]	Cent/kWh	2,45	2,21	2,98	4,19	4,84	6,33
Wasserkraftwerke (> 10 MW)	Cent/kWh	1,07	2,14	3,02	4,66	6,03	6,65
Wasserkraftwerke (< 10 MW)	Cent/kWh	1,67	1,58	2,38	4,27	5,87	6,75
Wind Onshore	Cent/kWh	11,61	8,10	6,66	5,37	5,25	5,93
Wind Offshore	Cent/kWh					7,35	7,26
Photovoltaik	Cent/kWh	81,80	66,93	53,64	39,24	32,18	28,98
Holz-HKW	Cent/kWh	3,56	4,91	6,03	8,24	8,45	8,81
Stroh-HKW	Cent/kWh	5,45	6,39	6,39	8,14	8,14	8,14
Brennstoffzelle (Elektrolyse)	Cent/kWh					24,66	23,67
Brennstoffzelle (Erdgasreformer)	Cent/kWh				10,63	11,26	
Erdgas-Entnahmekond.-HKW	Cent/kWh			3,62	4,13	4,68	5,39
KWK-Anlagen	Cent/kWh	2,60	2,63	3,78	4,83	5,33	9,14
Gesamtstromerzeugung[b]	**Cent/kWh**	**1,94**	**2,32**	**3,35**	**5,18**	**6,37**	**8,32**

a.Kraftwerke zur ausschließlichen Stromerzeugung
b.inklusive Kosten für Reserveleistung

Entwicklung der Strompreise

Die langfristige Entwicklung der Strompreise auf Hochspannungsebene ist in Abb. 5-26 dargestellt. Der zeitlich gemittelte Strompreis steigt zunächst bis zum Jahr 2025 auf 9,3 Cent/kWh, sinkt in der Folgezeit bis zum Jahr 2035 auf 7,9 Cent/kWh, um bis zum Ende des Untersuchungszeitraums auf 26,48 Cent/kWh anzusteigen. Wie schon im Referenzszenario besitzt der Strompreis des Zeitsegments Wintertag ein Maximum (vgl. Abb. 5-10), das jedoch im Szenario THG-Minderung mit 15,8 Cent/kWh im Jahr 2025 fünf Jahre früher auftritt. Analog wie für das Referenzszenario (vgl. Tabelle 5-15) wurde analysiert, welche Aktivitäten für den Strompreis in den verschiedenen Zeitsegmenten verantwortlich sind. Die Ergebnisse für das Zeitsegment Wintertag werden im Folgenden kurz erläutert. Im Jahr 2000 wird der Strompreis von 3,3 Cent/kWh durch die variablen Kosten eines Erdgaskraftwerkes sowie eines Pumpspeicherkraftwerkes bestimmt. In dem darauf folgenden Zeitraum 2005-2020 sind weitgehend die Investition und der Betrieb einer Erdgas-KWK-Anlage preisbestimmend. Der Strompreis im Jahr 2025 ist zum einen auf Stromeinsparungen im Haushaltssektor zurückzuführen, zum anderen wird der Preispeak durch notwendige Investitionen in Reserveleistung ausgelöst.

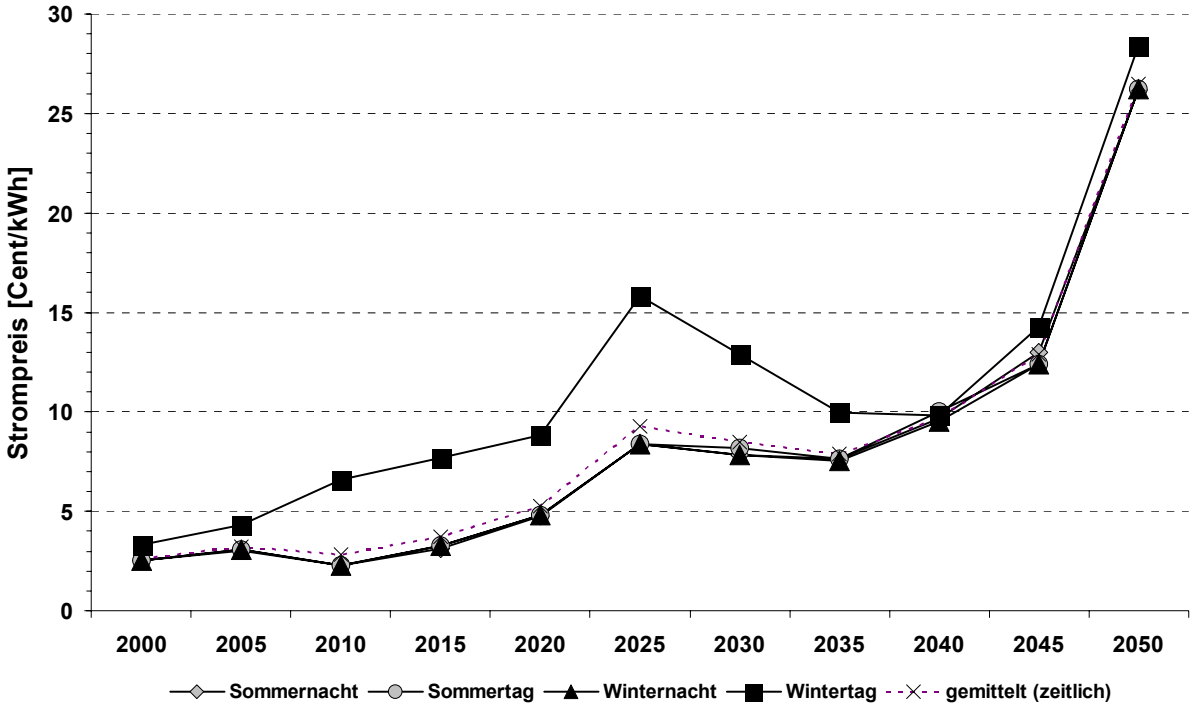


Abb. 5-26: Entwicklung des Strompreises im Zielszenario THG-Minderung (auf Hochspannungsebene, eigene Berechnungen)

Während in den Vorperioden diese Investitionen jeweils aus der nachfolgenden Periode vorgezogen wurden, so dass sich nur die dabei auftretenden Differenzkosten in den Preisen niederschlugen, müssen im Jahr 2025 nahezu die gesamten Investitionen durch den Strompreis gedeckt werden. Erst ab dem Jahr 2040 kann ein Teil der dann notwendigen Reserveleistung durch die Investition des Jahres 2025 ersetzt werden. Der Überschuss an Reserveleistung ab dem Jahr 2025 wird durch die THG-Minderungsbedingung verursacht, da die Volllaststundenzahl der vorhandenen Braun- und Steinkohlekraftwerke abnimmt, so dass der nicht mehr genutzte Teil ihrer Kapazität zur Reservehaltung verwendet werden kann.

Ab dem Jahr 2035 wird der Bedarf an Reserveleistung ebenfalls durch den deutlich zunehmenden regenerativen Stromimport gemindert (vgl. Abb. 5-19). Der Wintertag-Strompreis im Jahr 2030 wird durch die Investition und den Einsatz von Erdgas-GuD-Kraftwerken bestimmt. Im Jahr 2035 ist der regenerative Stromimport aus Nordafrika preisbestimmend. In der darauf folgenden Periode 2040 wird der Strompreis durch Erdgas- und Biomasse-HKW bestimmt. Im Jahr 2045 sind Einsparmaßnahmen im Sektor GHD preisbestimmend, während im Jahr 2050 der Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Kombination mit Wasserstoffherstellung und Nutzung in Brennstoffzellen-HKW sowie der Ausbau der Reserveleistung für den Strompreis verantwortlich sind.

Erdgas wird aufgrund des Ziels der THG-Minderung in diesem Szenario ein wichtiger Energieträger in der Stromerzeugung. Innerhalb des Betrachtungszeitraums werden zeitweilig bis zu 70 % (2030) der Nettostromerzeugung aus Erdgas gedeckt, so dass die Importabhängigkeit Deutschlands aufgrund geringer heimischer Erdgasreserven deutlich zunimmt. Die Auswirkungen einer Änderung des Gaspreises auf den Strompreis sind in Tabelle 5-23 dargestellt. So führt beispielsweise eine Änderung des Erdgaspreises um 1 Cent/kWh im Jahr 2030 zu einer Erhöhung des zeitlich gemittelten Strompreises um 3,54 Cent/kWh. Erst im Jahr 2050 wird die

Stromerzeugung so stark von Erneuerbaren dominiert, dass der Einfluss des Gaspreises auf den Strompreis verschwindet.

Tabelle 5-23: Sensitivität des zeitlich gemittelten Strompreises bezüglich des Gaspreises im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
(Cent/kWh)/(Cent/kWh)	1,83	2,54	3,54	1,60	0,00

Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungstechnologien

Die duale Gleichung (4-17) bzw. (4-18) wurde für ein Steinkohlekraftwerk, ein Erdgas-GuD-Kraftwerk und eine WKA ermittelt. Die Preiskomponenten für die jeweiligen Technologien sind in Abb. 5-27, Abb. 5-28 und Abb. 5-29 geordnet nach Zeitsegmenten über die Lebensdauer einer Investition dargestellt. Es ist zu beachten, dass der vom Verbraucher zu zahlende Spitzenlastpreis (duale Variable der Spitzenlastgleichung) im Zeitsegment Wintertag hier bei der Betrachtung der Stromerzeuger noch nicht berücksichtigt ist. Hieraus erklärt sich der im Vergleich zu Abb. 5-26 unterschiedliche Zeitpunkt, zu dem der Strompreispeak im Zeitsegment Wintertag auftritt. Die Beschränkung der direkten Netzeinspeisung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie auf 15 % der Nettostromerzeugung führt zu einer Vergütung, die von den Betreibern der fluktuierenden Stromerzeugungstechnologien an die Betreiber nicht-fluktuierender Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Systemstabilität zu zahlen ist.

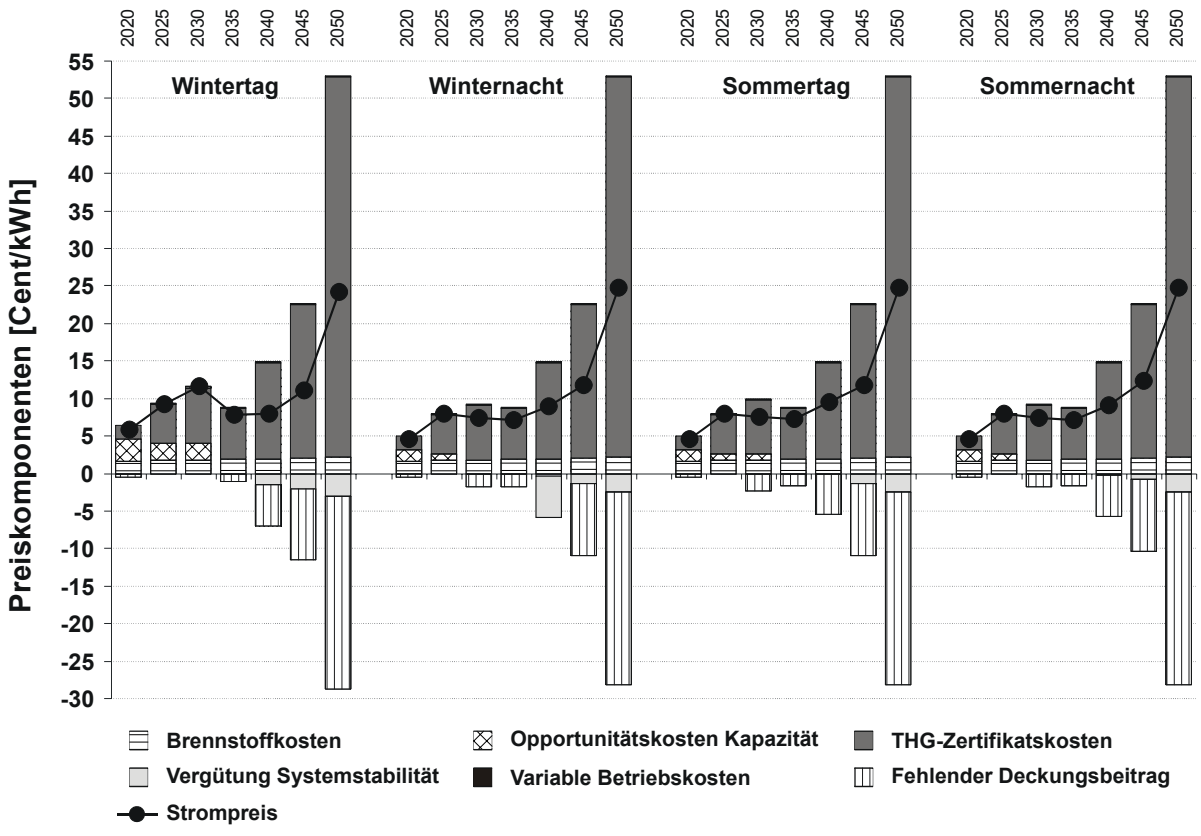


Abb. 5-27: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Der Betrieb eines im Jahr 2020 zugebauten Steinkohlekraftwerkes ist aufgrund fehlender Deckungsbeiträge, die aus den von 1,8 Cent/kWh im Jahr 2020 auf 50,7 Cent/kWh im Jahr 2050 ansteigenden Kosten für THG-Zertifikate herrühren, nicht wirtschaftlich.

Wegen der im Vergleich zu Braun- und Steinkohlekraftwerken geringeren THG-Zertifikatskosten, die von 0,8 Cent/kWh im Jahr 2000 auf 23,6 Cent/kWh im Jahr 2050 ansteigen, ist der Betrieb des Erdgas-GuD-Kraftwerkes trotz der höheren Brennstoffkosten bis zum Jahr 2045 wirtschaftlich (vgl. Abb. 5-28). Der Erdgaspreis erreicht dabei im Jahr 2030 aufgrund des Nachfragemaximums und des damit verbundenen Netzausbaus einen Maximalwert von 4,7 Cent/kWh frei Kraftwerk. Im Jahr 2050 würde der Betrieb des Kraftwerkes einen Verlust von 0,12 Cent/kWh im Zeitsegment Wintertag bzw. 0,22 Cent/kWh in den übrigen Zeitsegmenten ergeben. Die Deckungsbeiträge für die fixen Kosten (Investition und fixe Betriebskosten) werden im Zeitraum 2020-2035 und hier insbesondere in der Periode 2025 erwirtschaftet, während in den Jahren 2035 und 2040 gerade noch die variablen Kosten für den Betrieb gedeckt werden können.

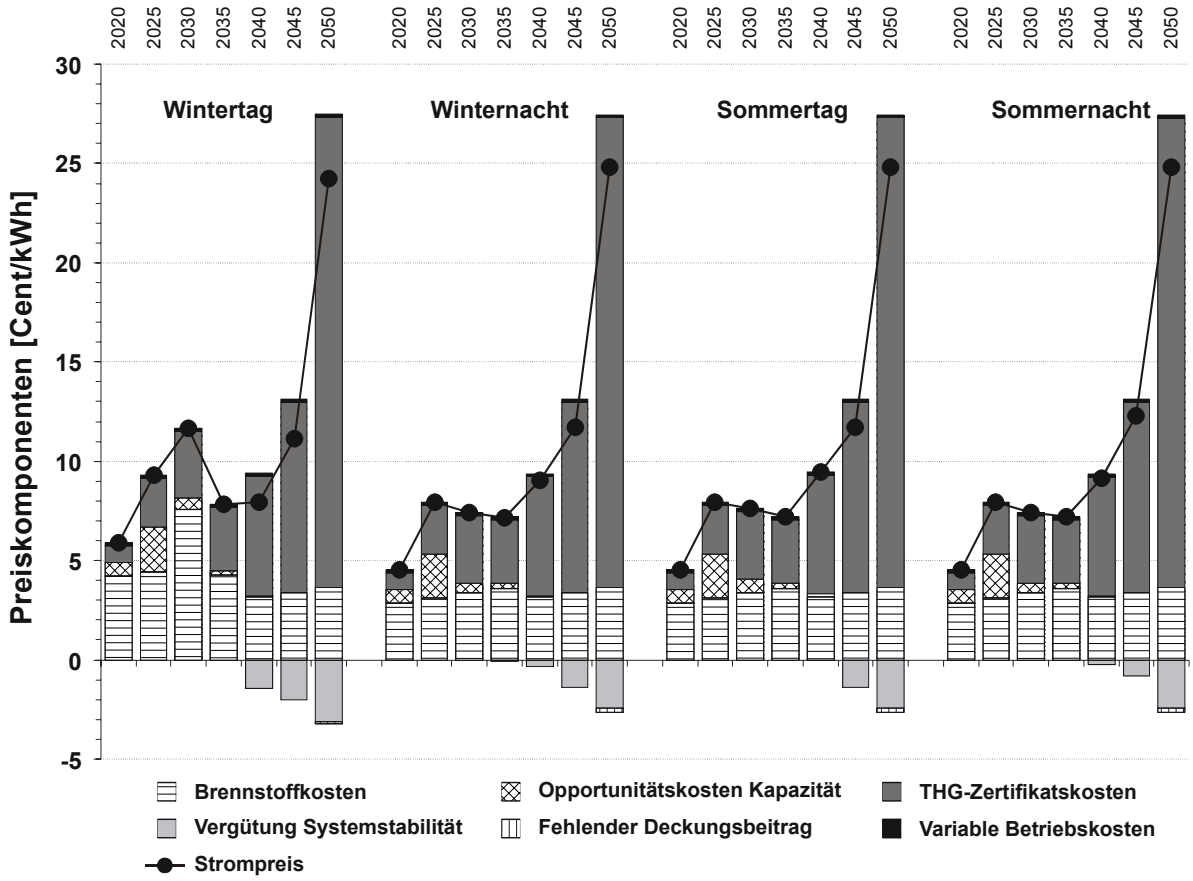


Abb. 5-28: Dekomposition des Strompreises für ein Erdgas-GuD-Kraftwerk im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

Zum Erreichen der vorgegebenen Mindesterzeugung an Windstrom ist im Jahr 2020 noch eine Vergütung von 1,0 Cent/kWh nötig (vgl. Abb. 5-29). Die Verteuerung der fossilen Stromerzeugung durch die THG-Zertifikate führt dazu, dass ab dem Jahr 2025 bzw. 2035 der Betrieb von WKA an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten größer 5 m/s bzw. 4 m/s wirtschaftlich ist. Ab dem Jahr 2040 wird die 15 %-Grenze der Netzeinspeisung aus fluktuierenden

Quellen erreicht, so dass sich die Windstromerzeugung durch Kosten zur Sicherstellung der Systemstabilität verteuert. Diese Kosten hängen von den Kosten und Potenzialen der Alternativen zur Netzeinspeisung, z. B. Pumpspeicherung oder elektrolytische Umwandlung in Wasserstoff, ab. Diese Kosten zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität belaufen sich im Jahr 2050 auf 17,5 Cent pro Kilowattstunde aus Windstrom.

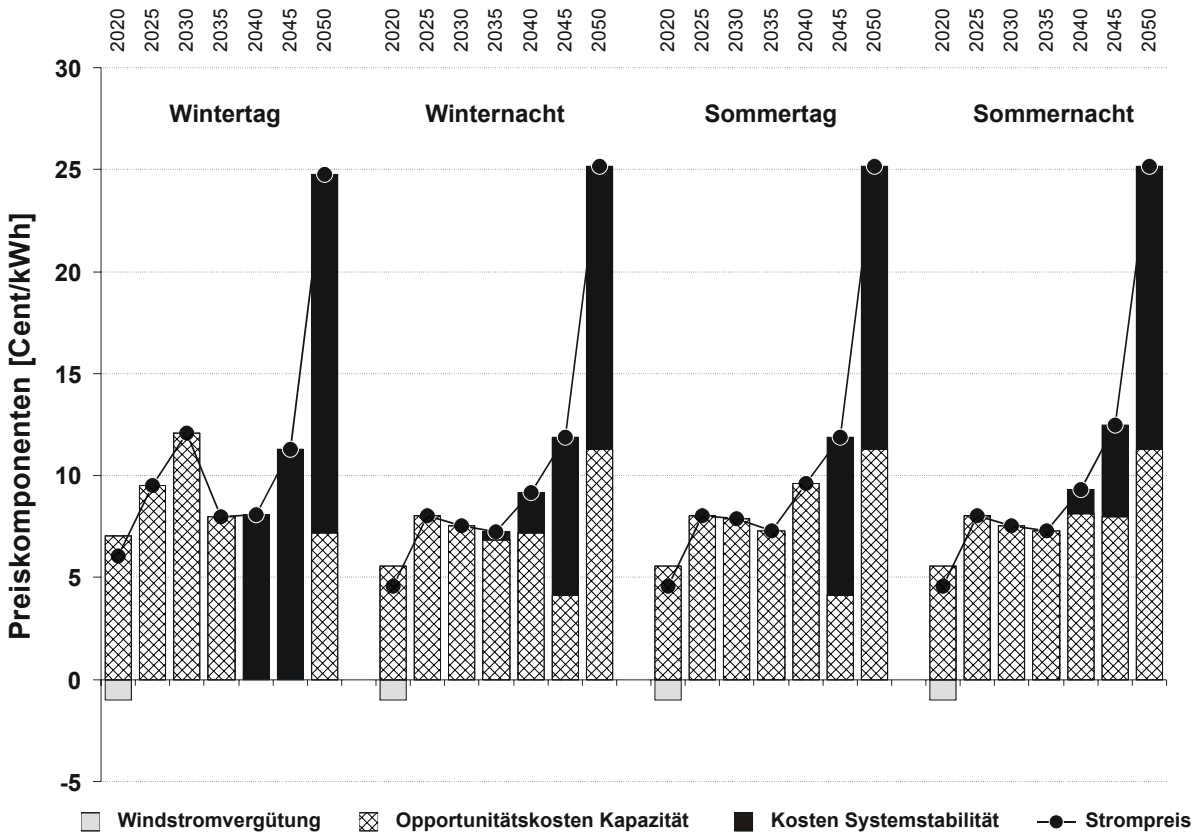


Abb. 5-29: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (> 6 m/s) im Zielszenario THG-Minderung (eigene Berechnungen)

5.6.6 THG-Minderungskostenkurve

Basierend auf dem in Abschnitt 4.3.1 vorgestelltem Verfahren der parametrischen Programmierung wurde das THG-Minderungsziel im Jahr 2050 variiert, um den Einfluss des Minderungsziels auf das Energiesystem und insbesondere auf den Stromerzeugungssektor zu untersuchen. Für die übrigen Jahre wurde kein Minderungsziel unterstellt, so dass die sich ergebenden Systemänderungen eindeutig der Minderungsvorgabe im Jahr 2050 zugeordnet werden können. Hierbei wurden im Gegensatz zum Zielszenario THG-Minderung keine Mindesterzeugungsmengen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern vorgegeben, so dass ohne Verfälschung durch Subventionen der Einfluss des THG-Minderungsziels auf die regenerative Stromerzeugung analysiert werden kann.

In Abb. 5-30 sind die marginalen THG-Vermeidungskosten und der zeitlich gemittelte Strompreis im Jahr 2050 als Funktion der THG-Minderung bezogen auf das Jahr 1990 dargestellt. Bis zu einer Minderung von ungefähr 63 % steigen beide Preise vergleichsweise linear auf Werte von 8,1 Cent/kWh bzw. 110 €/t CO_2* an.

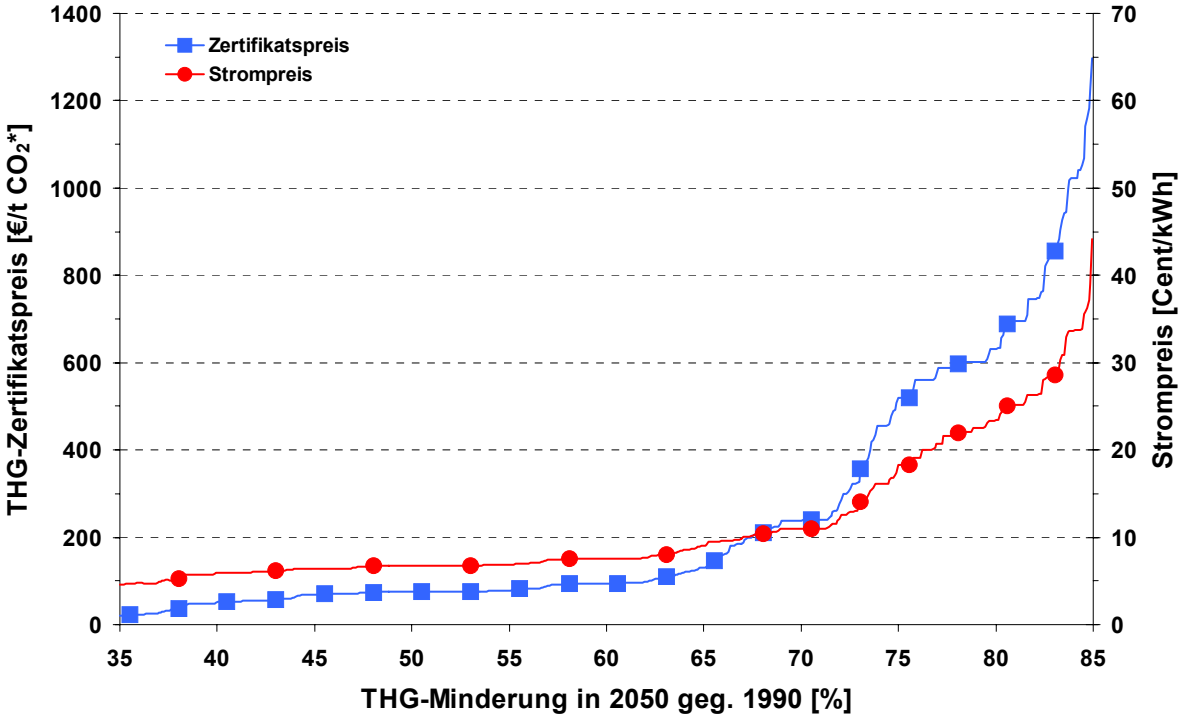


Abb. 5-30: THG-Zertifikats- und Strompreis bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Bei einer darüber hinausgehenden Minderung nehmen die Werte drastisch zu. Die maximal mögliche THG-Minderung im Jahr 2050 beträgt 89,3 %. In diesem Punkt belaufen sich die marginalen Vermeidungskosten auf 19 575 €/t CO_2, während eine Kilowattstunde Strom 78,4 Cent/kWh kostet. Die THG-Emissionen im Jahr 2050 betragen dann 110 Mio. t CO_2*, von denen 19 Mio. t auf den Umwandlungssektor, 30 Mio. t auf Haushalte sowie GHD, 18 Mio. t auf die Industrie und 43 Mio. t auf den Verkehrssektor entfallen. Die Quote der regenerativen Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung beträgt hier 80 %, während sich der nach der Wirkungsgradmethode bewertete regenerative Anteil am Primärenergieverbrauch auf 60 % beläuft. Die auf das Jahr 1998 abdiskontierten kumulierten Mehrkosten betragen bei einer Minderung von 89,3 % dann 209,8 Mrd. €.

In der Stromerzeugung wird mit zunehmender THG-Minderung zunächst die Steinkohleverstromung zurückgefahren, während die Stromerzeugung aus Erdgas und die Windstromerzeugung an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s zunehmen (vgl. Abb. 5-31). Bei einem Minderungsziel von 38,5 % wird begonnen, auch die Braunkohleverstromung durch Strom aus Erdgas und Biomasse zu ersetzen. Bei einer Minderung von 62 % ist der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung gleich Null. Für die Steinkohle tritt dieser Zustand bei 66 % Minderung ein. In der Stromerzeugung kommt es bis zu einer Minderung von 66 % zu einer massiven Substitution der Stromerzeugung aus Kohlen durch Erdgas. Die regenerative Stromerzeugung steigt bis zu diesem Minderungsziel auf 159 TWh an, wobei die Zunahme hauptsächlich der Windenergie und der Biomasse zuzuschreiben ist. Bei einer weitergehenden THG-Minderung wird nun das Erdgas durch die regenerative Stromerzeugung verdrängt, zunächst durch die Biomasse und ab einem Minderungsziel von 77 % durch die vollständige Nutzung des Windenergiepotenzials mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s.

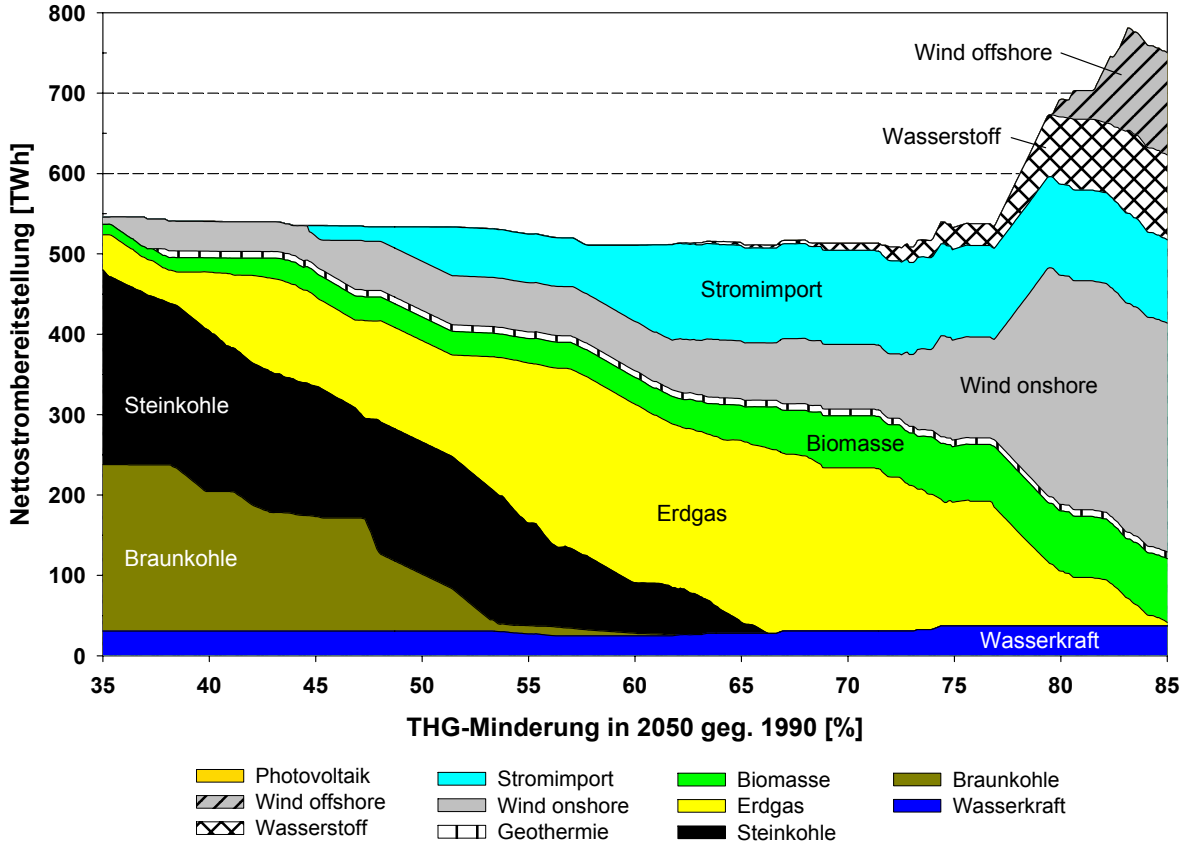


Abb. 5-31: Nettostrombereitstellung bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Die Offshore-Windenergienutzung wird ab einem Minderungsziel von 80 % genutzt, während die photovoltaische Stromerzeugung erst bei einem Minderungsziel von 85,5 % einsetzt. In diesem Punkt geht auch die Stromerzeugung aus Erdgas auf Null zurück. Die zunehmende Stromerzeugung aus der fluktuierenden Windenergie führt ab einem Minderungsziel von 59 % zur Zwischenspeicherung in Form von Wasserstoff, der in Brennstoffzellen genutzt wird.

In Abb. 5-32 sind die sektoralen THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises aufgetragen. Man erkennt, dass bis zu einem Zertifikatspreis von 100 €/t der Großteil der Minderungsanstrengungen im Umwandlungssektor unternommen wird. Daneben kommt es in den Sektoren Industrie, Haushalte und GHD durch Brennstoffsubstitution und Energieeinsparung ebenfalls zu Minderungen, die aber aufgrund der geringeren Ausgangsemissionen in diesen Sektoren absolut gesehen sehr viel geringer ausfallen. Bei einem Zertifikatspreis von 12 €/t wird beispielsweise die Nutzung von Umgebungswärmepumpen im Haushaltssektor ausgeweitet. Im Verkehrssektor wird bei einem Zertifikatspreis von 110 €/t Erdgas als Kraftstoff eingesetzt, bei ca. 240 €/t wird der Einsatz von Biodiesel wirtschaftlich, während bei einem Preis von 560 €/t Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden.

Stellt man die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als Funktion der marginalen THG-Vermeidungskosten bzw. des THG-Zertifikatspreises dar, ergibt sich die in Abb. 5-33 dargestellte Entwicklung. Bei einem Preis von 4 €/t wird begonnen, die günstigen aber im Umfang geringen Holzpotenziale in Heizkraftwerken zu nutzen. Das geringe Ausbaupotenzial der Wasserkraft von 0,8 TWh wird bei einem Zertifikatspreis von 6 €/t genutzt.

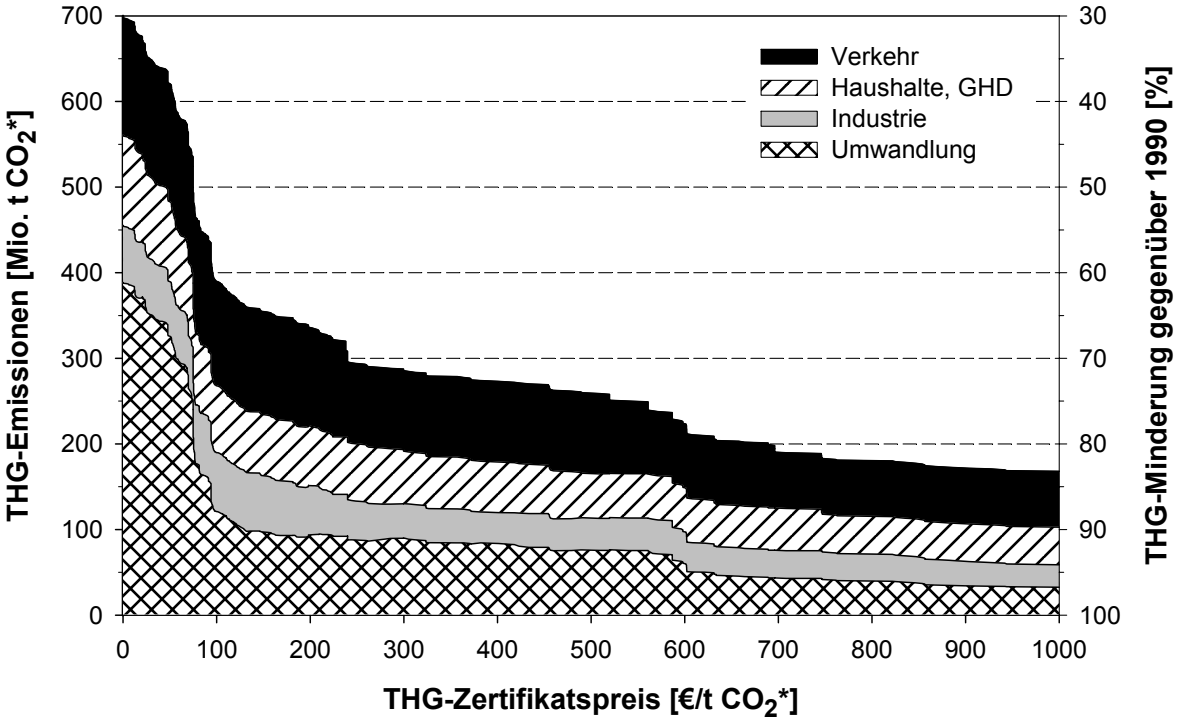


Abb. 5-32: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Als nächste regenerative Erzeugungsoption erreicht die Windkraft an guten Festlandstandorten (Windgeschwindigkeit > 6 m/s) bei einem Preis von 13 €/t die Wirtschaftlichkeitsschwelle, gefolgt von Stroh und Geothermie bei 16 bzw. 31 €/t. Der Anbau von Energiepflanzen und deren Nutzung in Heizkraftwerken wird ab einem Zertifikatspreis von 79 €/t genutzt. Das Potenzial zur Windstromerzeugung an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten von 5-6 m/s ist bei marginalen Vermeidungskosten von 100 €/t vollständig ausgeschöpft. Biogas wird ab einem Preis von 213 €/t in BHKW genutzt. Der Kosten zum Betrieb einer Offshore-WKA werden erst bei einem Zertifikatspreis von 622 €/t durch den dann entsprechend hohen Strompreis (vgl. Abb. 5-30) gedeckt. Die Nutzung der Photovoltaik setzt erst ab einem noch höheren Preis von 1 762 €/t ein. Bei den hier ausgewiesenen Zertifikatspreisen ist zu berücksichtigen, dass die Preisschwelle, bei der die Nutzung einer regenerativen Erzeugungstechnologie beginnt, neben den Kosten der betrachteten Technologie auch von der THG-Intensität des Energiesystems und damit auch von den Minderungspotenzialen der bereits bei niedrigeren Preisen aktivierten Vermeidungsoptionen abhängt. Da die THG-Intensität mit zunehmendem Zertifikatspreis sinkt, ergeben sich daher die Unterschiede zu den marginalen Vermeidungskosten in Abschnitt 5.5.4 des Referenzszenarios. Dort wurden die Vermeidungskosten auf Basis der deutlich höheren Emissionsintensität des Referenzszenarios ermittelt, was niedrigere Vermeidungskosten zur Folge hat.

In Abb. 5-34 ist für das Jahr 2050 der Primärenergieverbrauch an regenerativen Energieträgern sowie der gesamte Primärenergieverbrauch als Funktion des THG-Zertifikatspreises dargestellt. Bei den erneuerbaren Energieträgern Biomasse und Umgebungswärme/Geothermie ist zwischen der Nutzung zu Heizzwecken in den Endenergiesektoren und dem Umwandlungssektor, d. h., der Nutzung zur Strom- oder Fern-/Nahwärmeerzeugung zu unterscheiden.

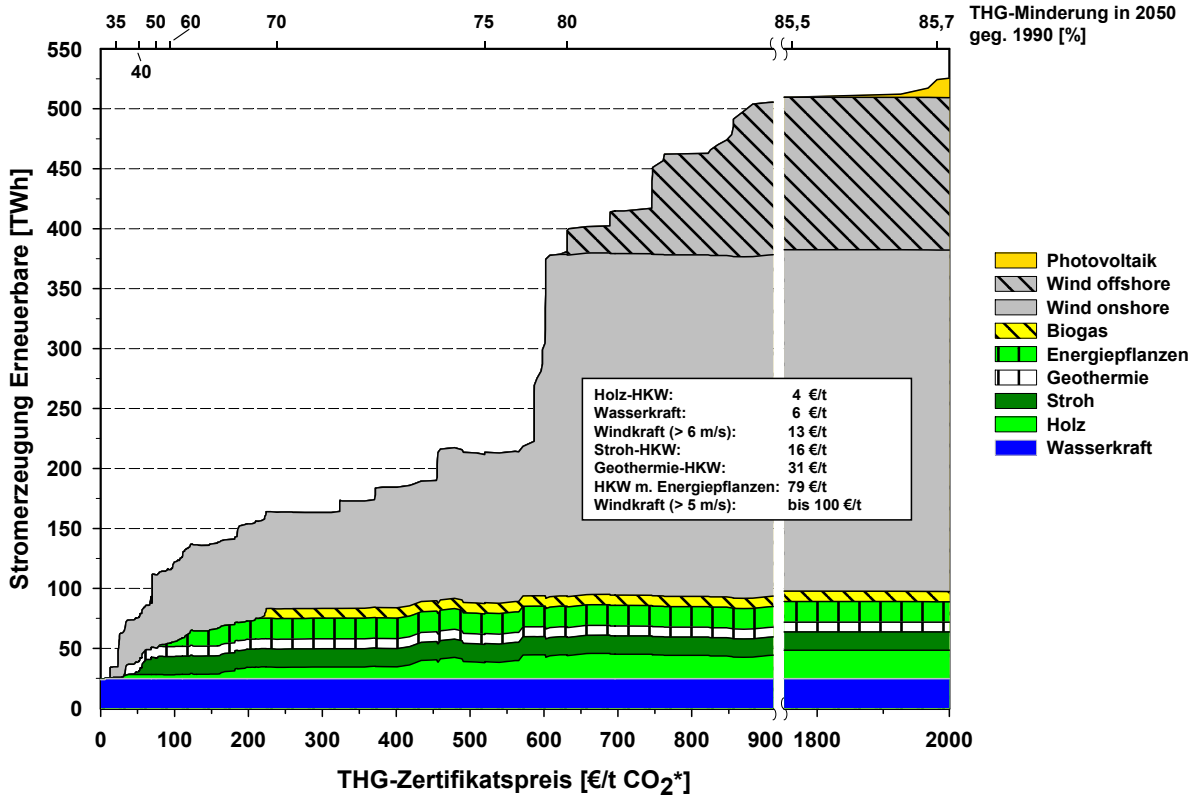


Abb. 5-33: Regenerative Stromerzeugung als Funktion des THG-Zertifikatspreises bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Betrachtet man die Nutzung erneuerbarer Energieträger außerhalb der Strom- und Fernwärmeerzeugung, wird bei einem Zertifikatspreis von 20 €/t CO_2* mit einem Ausbau der Nutzung von Wärmepumpen im Haushaltssektor begonnen. Eine deutliche Zunahme der Biomassenutzung in Zentralheizungsanlagen ist ab einem Zertifikatspreis von 197 €/t CO_2* zu beobachten. Die Nutzung von importierten Biokraftstoff, der zu Kosten von 4,4 Cent/kWh für Rapsöl und 7,8 Cent/kWh für RME importiert werden kann, wird bei Zertifikatspreisen von 230 €/t CO_2* wirtschaftlich. Solarkollektoren schließlich werden erst bei einem extrem hohen Zertifikatspreis von 1760 €/t CO_2* einsetzt. Insgesamt lässt sich im Vergleich zur Stromerzeugung feststellen, dass in den Endenergiesektoren besonders die Nutzung von Wärmepumpen eine kosteneffektive Minderungsmaßnahme darstellt. Bei der Nutzung von Biomasse erweist sich hinsichtlich der Vermeidungskosten der Einsatz in Heizkraftwerken gegenüber der Nutzung in Heizungsanlagen als effektivere Maßnahme.

Bei dem in Abb. 5-34 dargestellten maximalen Zertifikatspreis von 3 000 €/t CO_2* wird ein Anteil der regenerativen Energieträger am Primärenergieverbrauch von 60 % nach der Wirkungsgradmethode und 73,6 % nach der Substitutionsmethode erreicht. Der überwiegende Teil der erneuerbaren Energieträger wird dabei mit 76 % im Umwandlungssektor und hier insbesondere zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.

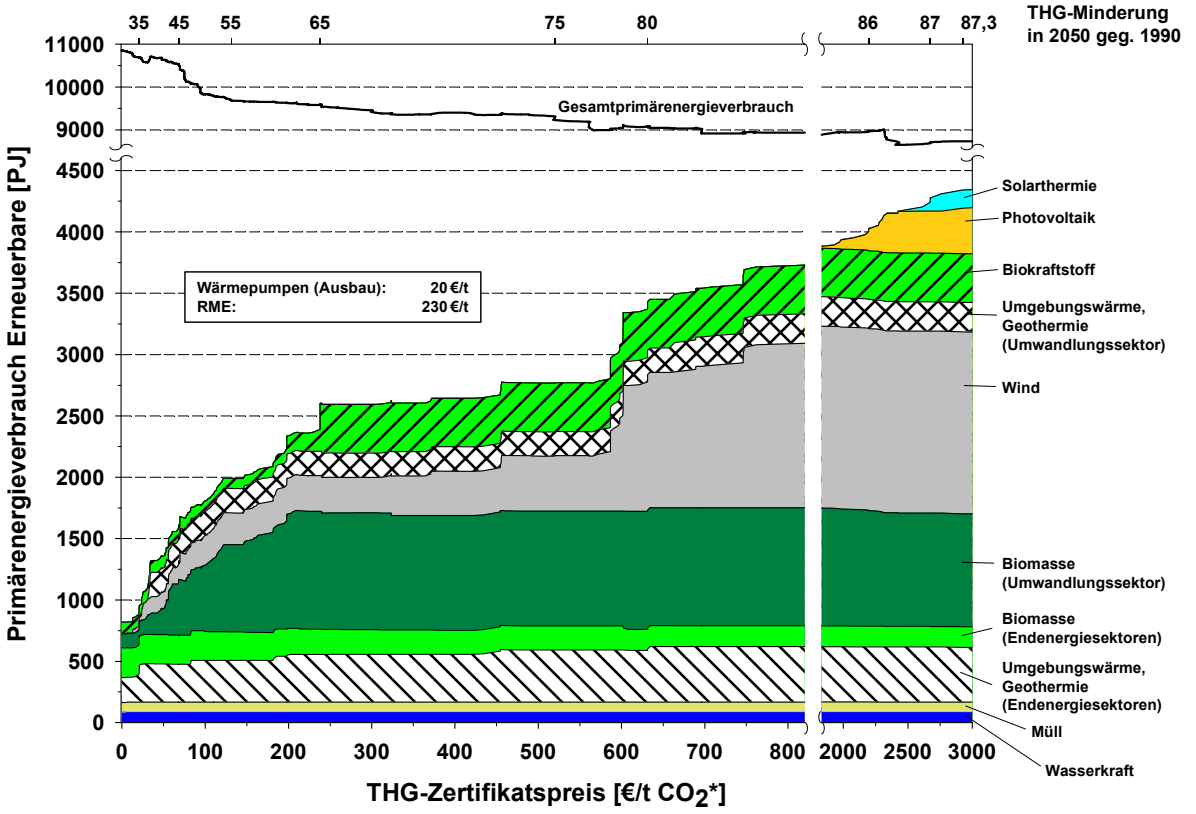


Abb. 5-34: Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger als Funktion des THG-Zertifikatspreises bei Variation des Minderungsziels im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

5.6.7 Variante CO_2-Abtrennung und -Deponierung (THG-DEP)

In der hier betrachteten Variante THG-DEP des Zielszenarios THG-Minderung wird die Abtrennung von Kohlendioxid in Stein- und Braunkohle-IGCC-Kraftwerken sowie Erdgas-GuD-Kraftwerken bzw. -Heizkraftwerken und die anschließende Deponierung zugelassen. Im Zielszenario THG-Minderung waren diese Minderungsoptionen nicht zugelassen. Die detaillierten Ergebnisse der Variante sind im Anhang A wiedergegeben.

Durch die Einführung von Kraftwerken mit CO_2-Abtrennung werden Erdgaskraftwerke ohne Abtrennung in der Stromerzeugung verdrängt, was zunächst sinkende CO_2-Emissionen und damit auch sinkende THG-Zertifikatspreise zur Folge hat. Hierdurch sinkt der Strompreis, so dass ein Teil der Windenergieanlagen an Standorten mit Windgeschwindigkeiten < 5 m/s nicht mehr kostendeckend betrieben werden kann. Die wegfallende Stromerzeugung kann wegen der erwähnten Emissionsminderung wiederum durch fossile Kraftwerke ausgeglichen werden. Da der Strompreis gesunken ist, werden z. T. auch Maßnahmen zur Stromeinsparung oder -substitution nicht mehr genutzt, so dass unter Berücksichtigung des Minderungsziels der Stromverbrauch und dadurch auch der Strompreis wieder solange ansteigen, bis der Strompreis, der auch die THG-Vermeidungskosten für die durch die Ausweitung der Stromerzeugung entstehenden Emissionen beinhaltet, gleich den marginalen Kosten der Stromeinsparung bzw. -substitution ist.

Die Nutzung der CO_2-Abtrennung in Steinkohle-HKW sowie Erdgas-Kraftwerken trägt im Jahr 2050 mit 197 Mio. t CO_2 zur THG-Minderung bei (vgl. Abb. 5-35). Diese kostengünstige Minderungsoption führt zu gegenüber dem Zielszenario THG-Minderung deutlich niedri-

geren marginalen THG-Vermeidungskosten bzw. Zertifikatspreisen von 341 €/t CO_2* im Jahr 2050 gegenüber 631 €/t CO_2* im Zielszenario THG-Minderung. In der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2050 der Anteil des Erdgases an der Nettostromerzeugung 29,4 % und der der Steinkohle 36,7 %. Durch die niedrigeren Zertifikatspreise sinken auch die Strompreise (7,5 Cent/kWh zeitlich gemittelt im Jahr 2050) im Vergleich zum Zielszenario, was wiederum die Einsatzchancen der erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen verschlechtert, so dass die regenerative Stromerzeugung in der Variante nur noch 171 TWh umfasst (Abb. 5-36), während sie im Zielszenario 265 TWh beträgt. Der Anteil der regenerativen Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung liegt im Jahr 2050 bei 31 % (Zielszenario 62 %), wobei zu berücksichtigen ist, dass der Nettostromverbrauch aufgrund des niedrigeren Strompreises mit 609 TWh in der Variante höher als im Zielszenario mit 528 TWh ausfällt. Der Rückgang der regenerativen Stromerzeugung geht insbesondere zu Lasten der Windkraft, so nimmt die Windstromerzeugung an schlechten Binnenlandstandorten (4-5 m/s Windgeschwindigkeit) ab. Ebenso wird die Offshore-Windstromerzeugung in der Variante nicht mehr genutzt. Die abdiskontierten kumulierten auf 1998 Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario betragen in der Variante 88,6 Mrd. $€_{00}$ (Zielszenario 150,9 Mrd. $€_{00}$).

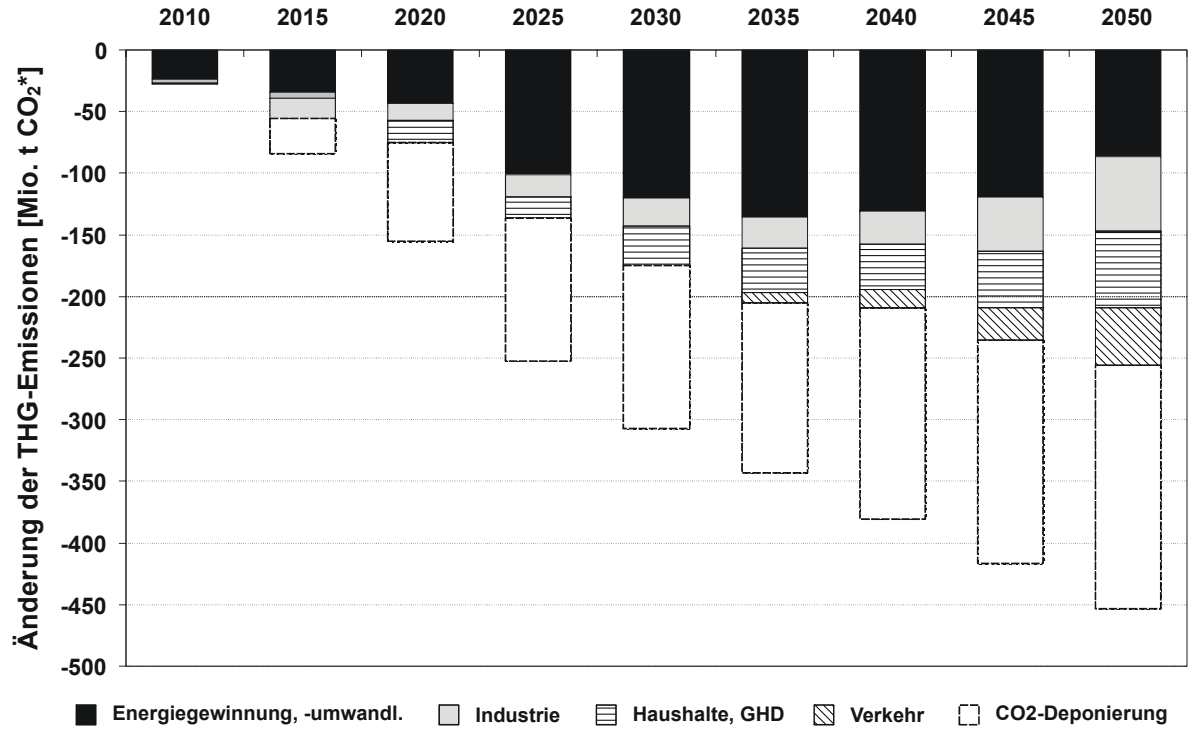


Abb. 5-35: Änderung der THG-Emissionen in der Variante CO_2-Deponierung gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren (eigene Berechnungen)

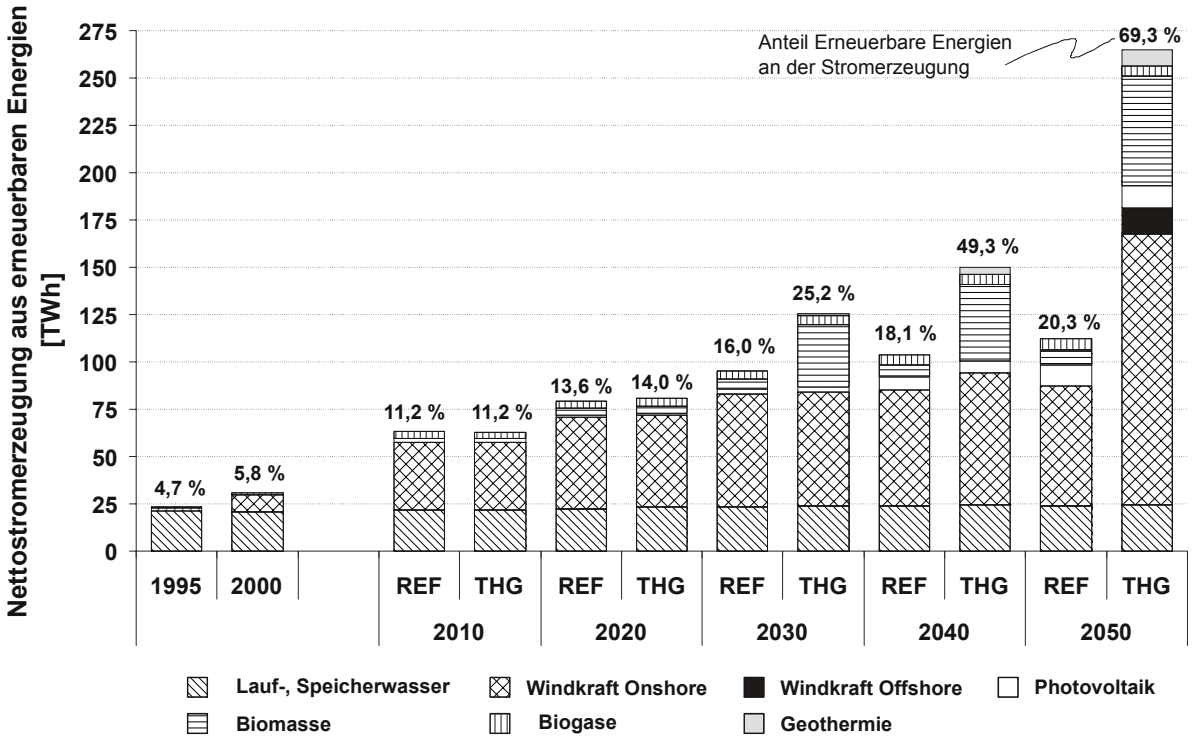


Abb. 5-36: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung in der Variante CO_2-Deponierung (eigene Berechnungen)

Für den Fall, dass die Möglichkeit der CO_2-Abtrennung und -Deponierung besteht, sind in Abb. 5-37 die sektoralen THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises dargestellt.

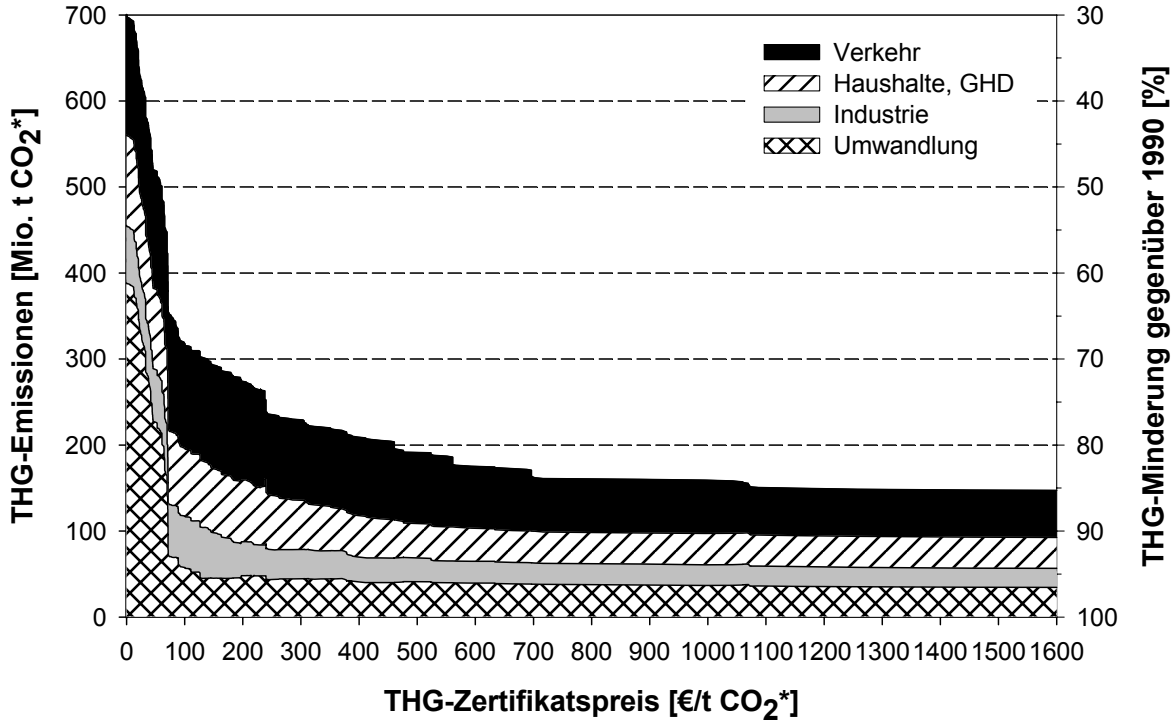


Abb. 5-37: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 in der Variante CO_2-Deponierung (eigene Berechnungen)

Vergleicht man die THG-Minderungskostenkurve in dieser Variante mit der ohne CO_2-Abtrennung in Abb. 5-32, erkennt man, dass durch die Minderungsmaßnahme der CO_2-Abtrennung die THG-Emissionen im Umwandlungssektor bis zu einem Zertifikatspreis von 80 €/t CO_2* deutlich stärker zurückgehen, als dies im Fall ohne Abtrennung und Deponierung der Fall ist. Weiterhin ist ersichtlich, dass durch die in der Variante verfügbare CO_2-Deponierung Minderungsmaßnahmen im Umwandlungssektor, die ohne CO_2-Deponierung bei ungefähr 600 €/t CO_2* ergriffen werden, zu höheren Zertifikatspreisen verdrängt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich durch die geringere THG-Intensität in der Variante die THG-Vermeidungskosten für Maßnahmen, die teurer als die CO_2-Abscheidung sind, verteuern und somit erst bei höheren Zertifikatspreisen ergriffen werden. Hier wird deutlich, dass die THG-Vermeidungskosten auch von der THG-Intensität der Energieversorgung abhängen.

5.6.8 Variante THG-Minderung und Kernenergiezubau (THG-KE)

In der Variante THG-Minderung und Kernenergiezubau (THG-KE) ist gegenüber dem Zielszenario THG-Minderung ab dem Jahr 2010 der Zubau von Kernkraftwerken des Typs EPR (vgl. Abschnitt 5.3.1) zugelassen. Die Zubaurate ist zwischen den Jahren 2010 und 2020 auf 1 300 MW/Jahr und ab dem Jahr 2020 auf 2 300 MW/Jahr begrenzt. Daneben wird bei den bestehenden Kernkraftwerken eine Nutzungsdauer von 40 Volllastjahren unterstellt. Die detaillierten Ergebnisse der Variante sind in tabellarischer Form im Anhang A wiedergegeben.

In der Variante THG-KE fällt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 mit 7 122 PJ um 669 PJ höher als im Zielszenario THG-Minderung aus. Dies ist vor allem auf einen geringeren Umfang an Einsparmaßnahmen in der Industrie zurückzuführen. Der industrielle Stromverbrauch steigt im Jahr 2050 um 193 TWh gegenüber dem Zielszenario an, während in den übrigen Sektoren gegen Ende des Betrachtungszeitraums mit jeweils +25 TWh in den Sektoren Haushalte und Verkehr sowie mit +31 TWh im Sektor GHD ebenfalls ein, wenn auch geringerer, Anstieg des Stromverbrauchs zu verzeichnen ist. Die Verbräuche an fossilen Endenergieträgern liegen in der Variante THG-KE in den meisten Perioden oberhalb der entsprechenden Verbräuche des Zielszenarios THG-Minderung (+245 PJ in 2050), was weitgehend durch höhere spezifische Dieselverbräuche im Güterfernverkehr verursacht wird. Der Fernwärmeverbrauch ist in der Variante mit insgesamt 881 PJ im Jahr 2050 bedingt durch die Sektoren Industrie und Haushalte insgesamt um 323 PJ niedriger als im Zielszenario THG-Minderung. Der Einsatz erneuerbarer Endenergieträger (inklusive der erneuerbaren Anteile der Strom- und Fernwärmeverbräuche) fällt in der Variante im Jahr 2050 ebenfalls um 304 PJ niedriger aus, wobei auf der einen Seite ein Rückgang des Einsatzes von Wärmepumpen in den Sektoren Haushalte und GHD zu beobachten ist (-134 PJ im Jahr 2050), während auf der anderen Seite der Einsatz der Biomasse im Raumwärme- und Warmwasserbereich (+45 PJ im Jahr 2050) zunimmt.

Die Entwicklung im Stromsektor ist durch einen deutlichen Ausbau der Kernenergie gekennzeichnet (vgl. Abb. 5-38). Die vorgegebenen maximalen jährlichen Zubauraten an Kernkraftwerkskapazität werden vollständig ausgeschöpft, so dass gegen Ende des Modellhorizonts die installierte Kernkraftwerksleistung 82,6 GW beträgt. Die Nettostromerzeugung aus Kernkraftwerken steigt dementsprechend kontinuierlich von 158 TWh im Jahr 2010 auf 614 TWh im Jahr 2050 an.

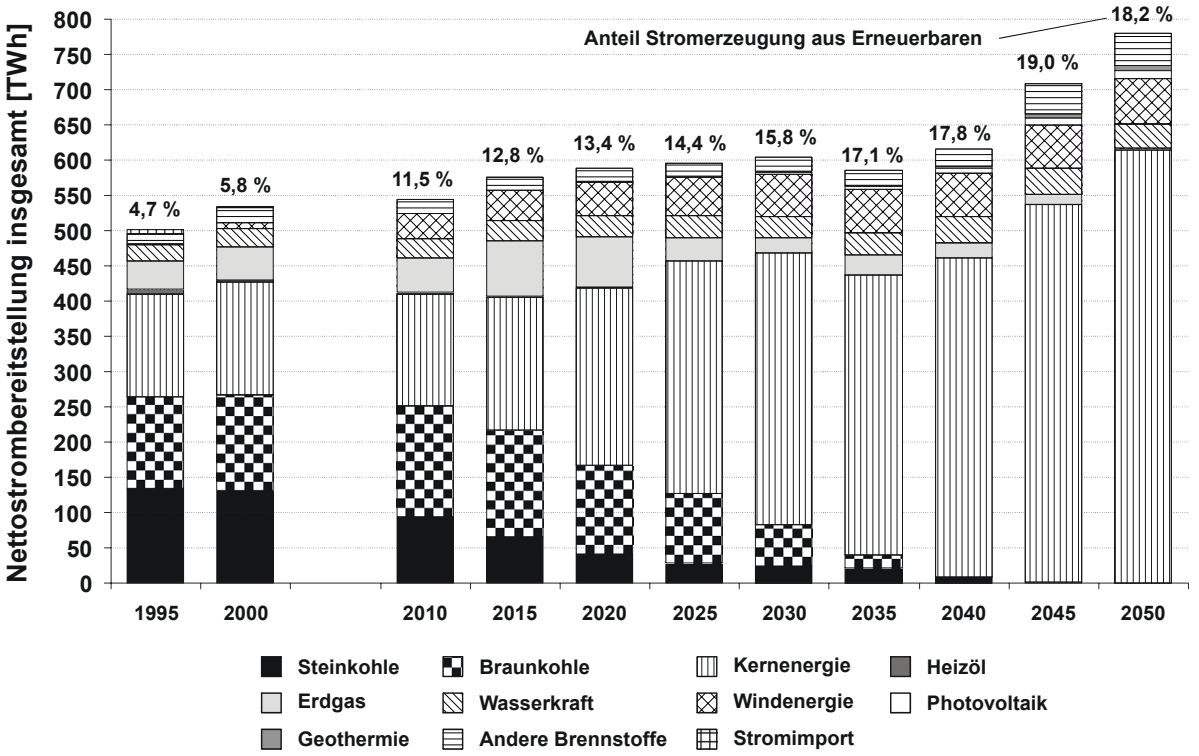


Abb. 5-38: Entwicklung der Nettostrombereitstellung in der Variante Kernenergiezubau (eigene Berechnungen)

Eine Variation der Investitionskosten für den EPR (vgl. Tabelle 5-6) zeigt, dass erst ab einer Kostensteigerung der Investitionskosten von ca. 135 % ein Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie zu beobachten wäre. Die Kernenergie stellt somit eine robuste Option zur THG-Minderung dar. Die Nettostromerzeugung ist insgesamt im Jahr 2050 in der Variante THG-KE um 226 TWh höher als im Referenzszenario. Stein- und Braunkohle verschwinden bis zum Jahr 2045 vollständig aus der Stromerzeugung. Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden entsprechend der in Tabelle 5-3 vorgegebenen Mindesterzeugungsmengen genutzt, während bedingt durch die THG-Minderungsbedingung die Biomasseverstromung im Jahr 2050 um 21,1 TWh höher als im Referenzszenario ausfällt. Das Potenzial der geothermischen Stromerzeugung wird mit einer Erzeugung von 8,2 TWh im Jahr 2050 fast vollständig ausgeschöpft. Insgesamt spielen die erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung in der Variante THG-KE nur eine untergeordnete Rolle. Ihr Anteil an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2050 18,3 % und liegt damit sogar noch unterhalb des Anteils von 20,3 % im Referenzszenario sowie deutlich unterhalb des Anteils von 62 % im Zielszenario THG-Minderung.

Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten auf Hochspannungsebene steigen von 2,2 Cent/kWh im Jahr 2010 auf 3,2 Cent/kWh im Jahr 2050 an. Die spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung sinken bis zum Jahr 2050 auf 2 g CO_2/kWh.

Der erhöhte Verbrauch an Uran zur Stromerzeugung spiegelt sich entsprechend im Primärenergieverbrauch der Variante wider. Sowohl im Zielszenario THG-Minderung als auch in der Variante THG-KE geht der Primärenergieverbrauch an Stein- und Braunkohle aufgrund ihrer Kohlenstoffengehalts und damit verbundenen CO_2-Ausstoßes im Jahr 2050 gegen Null. Der Primärenergieverbrauch an Erdgas sowie erneuerbaren Energieträgern fällt über den Modellzeitraum gegenüber dem Zielszenario deutlich niedriger aus, da mit der Kernenergienutzung

eine gegenüber der Nutzung von Erdgas und erneuerbaren Energieträgern deutlich kostengünstigere Option zur THG-Vermeidung zur Verfügung steht. Insgesamt werden im Jahr 2050 2 747 PJ an erneuerbaren Energieträgern verbraucht, was einem Anteil von 20,5 % am Primärenergieverbrauch entspricht. Der Hauptteil entfällt mit 1 461 PJ auf die Biomasse (inkl. Müll), von denen 398 PJ an importierten Biokraftstoff im Verkehrssektor, 220 PJ zur Wärmebereitstellung in den Sektoren Haushalten, GHD und Industrie sowie 841 PJ im Umwandlungssektor zur Stromerzeugung (390 PJ) und Fern- und Nahwärmeerzeugung (451 PJ) eingesetzt werden.

Bis zum Jahr 2035 wird der überwiegende Teil der THG-Minderung durch den Ausbau der Kernenergie im Umwandlungssektor erreicht (vgl. Abb. 5-39). Der Beitrag der übrigen Sektoren zum Erreichen der Minderungsziele ist bis zum Jahr 2035 gering. Im Jahr 2050 weisen die THG-Emissionen der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie in der Variante THG-KE und dem Zielszenario THG-Minderung vergleichbare Werte. Die Emissionen des Verkehrssektors liegen jedoch in der Variante um 23,6 Mio. t CO_2* über denen des Zielszenarios und werden durch eine entsprechend erhöhte Minderung im Stromsektor ausgeglichen.

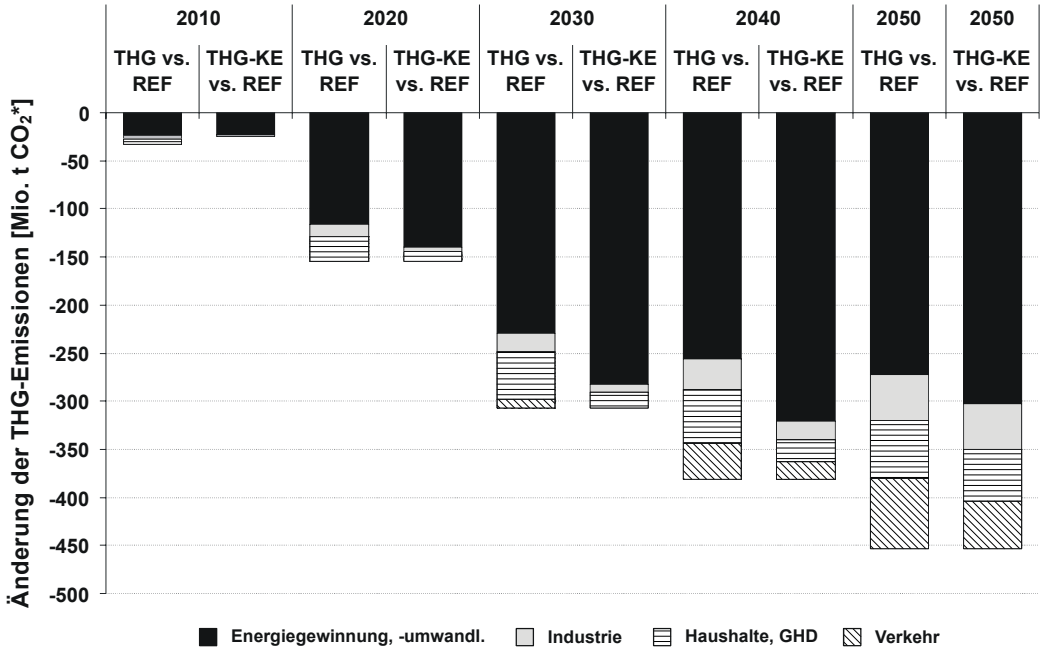


Abb. 5-39: Sektorale Änderung der THG-Emissionen in der Variante Kernenergiezubau und dem Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Die in Tabelle 5-24 wiedergegebenen jährlichen Mehrkosten der Variante THG-KE sind in allen Perioden negativ, was bedeutet, dass die Kosten des Energiesystems, falls die Option zur Nutzung der Kernenergie besteht, selbst bei Erfüllung einer THG-Minderungsbedingung im Vergleich zum Referenzszenario, in dem keine Minderungsvorgaben zu beachten sind, niedriger ausfallen. Die kumulierten Minderkosten gegenüber der Referenzentwicklung betragen gegen Ende des Modellzeitraums 571 Mrd. €$_{00}$, im Vergleich zum Zielszenario THG-Minderung beträgt der kumulierte Kostenvorteil sogar 1318 Mrd. €$_{00}$. Die maximalen marginalen Minderungskosten betragen in der Variante 191 €/t CO_2* im Jahr 2050 und sind damit deutlich niedriger als die entsprechenden Minderungskosten im Zielszenario THG-Minderung (631 €/t CO_2*) und in der Variante mit CO_2-Abtrennung und -Deponierung (341 €/t CO_2*).

Tabelle 5-24: Entwicklung der jährlichen Energiesystemmehrkosten und der marginalen THG-Vermeidungskosten in der Variante Kernenergiezubau gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mehrkosten im Bezugsjahr	Mrd. €$_{00}$	-9,0	-10,3	-11,8	-14,0	-13.7	-11.4	-9.4	-6.9	-0.4
Kumulierte Mehrkosten	Mrd. €$_{00}$	-159.7	-210.4	-269.0	-339.7	-411.2	-472.1	-524.2	-564.7	-571.1
Marg. THG-Vermeidungs-kosten	€$_{00}$/t CO_2*	0	15	15	13	22	34	79	148	191

In Abb. 5-40 sind die sektoralen THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 für die in dieser Variante unterstellten Annahmen hinsichtlich des Kernenergiezubaus dargestellt. Eine Mindestvorgabe hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wurde hier nicht unterstellt. Bereits ohne Vorgabe eines Minderungsziels ergibt sich im Jahr 2050 eine THG-Minderung von 65 % gegenüber dem Jahr 1990. Die auf fossilen Energieträgern basierende Stromerzeugung umfasst bei diesem THG-Zertifikatspreis von Null nur 63,6 TWh und verursacht Emissionen von 69 t CO_2*, so dass die theoretisch durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung zu erzielenden THG-Minderungsbeiträge einen sehr geringen Umfang aufweisen.

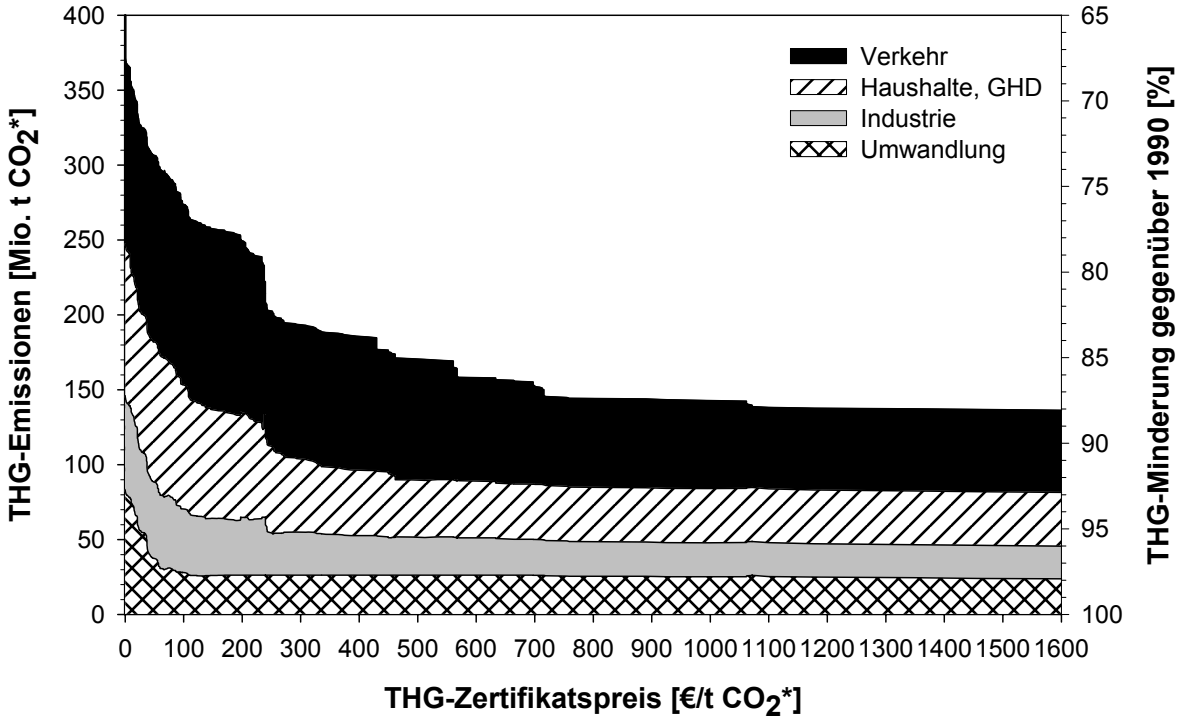


Abb. 5-40: Sektorale THG-Emissionen als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 in der Variante Kernenergiezubau (eigene Berechnungen)

Zu einer deutlichen Minderung der THG-Emissionen des Energiesystems sind somit Maßnahmen in den übrigen Sektoren erforderlich. Eine detaillierte Analyse der der Minderungskostenkurve zugrunde liegenden Ergebnisse zeigt, dass bei einem Zertifikatspreis von

108 €/t CO_2* die nach den Kernenergiezubauraten maximal mögliche Kernenergieerzeugung von 614 TWh erreicht ist. Die Nutzung regenerativer Stromerzeugungsoptionen setzt mit der Biomasseverstromung bei einem Zertifikatspreis von 21 €/t CO_2* ein, während die Windstromerzeugung erst bei einem Zertifikatspreis von 343 €/t CO_2* eine wirtschaftliche Vermeidungsoption darstellt. Wie schon in der Variante THG-DEP beobachtet, wird deutlich, dass die Vermeidungskosten einer Technologie oder Maßnahme mit sinkender Emissionsintensität des zu substituierenden Energieträgers zunehmen. Die Vermeidungskosten einer Maßnahme hängen somit auch von den zuvor bei niedrigeren Zertifikatspreisen ergriffenen Minderungsmaßnahmen und deren Minderungsmengen ab. So hätte eine Erhöhung des maximalen jährlichen Zubaupotenzials der Kernenergie eine weitere Verteuerung der bei höheren Zertifikatspreisen ergriffenen Minderungsmaßnahmen, wie der Windkraftnutzung, zur Folge.

5.7 Das Zielszenario Erneuerbare Energien (EE)

Im Zielszenario Erneuerbare Energien (EE) wird analysiert, welche Auswirkungen ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien auf das Energiesystem und insbesondere dessen THG-Emissionen haben. Die Parametrisierung des regenerativen Primärenergieverbrauchs als Funktion des THG-Zertifikatspreises in Abb. 5-34 zeigt, dass selbst bei hohen Zertifikatspreisen der weitaus überwiegende Teil der erneuerbaren Energieträger im Umwandlungssektor und speziell zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Aus diesem Grund wird in diesem Szenario als Instrument zur Förderung erneuerbarer Energieträger eine Quote der regenerativen Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung (EE-Quote) vorgegeben (vgl. Tabelle 5-11). Weiterhin wird mit Hilfe der parametrischen Programmierung (vgl. Abschnitt 4.3.3) eine Kosten-Angebotskurve für regenerativ erzeugten Strom im Jahr 2050 hergeleitet. In einer Variation wird der Einfluss der Beschränkung der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen (Windenergie, Photovoltaik) untersucht.

5.7.1 Endenergieverbrauch

Aufgrund der EE-Quote kommt es zu einer Verteuerung des Stroms, so dass in den Endenergieverbrauchssektoren Substitutions- oder Einsparmaßnahmen ergriffen werden, sofern die Mehrkosten der Maßnahme unter den Kosten des zu substituierenden Stroms liegen. Diese Nachfragereaktion führt zu einer verminderten Stromnachfrage und somit auch Nettostromerzeugung, so dass die notwendige regenerative Stromerzeugung zur Erfüllung der Quote sinken kann, was wiederum eine Verringerung der Strompreise bewirkt. Insgesamt stellt sich nach Einführung der Quote durch diese Angebots- und Nachfragereaktionen ein neues Gleichgewicht für den Verbrauch des Endenergieträgers Strom ein.

Gegenüber dem Referenzszenario sinkt der Endenergieverbrauch an Strom im Jahr 2050 um 203 PJ (56,3 TWh), wobei in der Industrie Einsparmaßnahmen von 37,4 TWh im Jahr 2050 zu beobachten sind, während im Haushaltssektor die Wärmebereitstellung aus elektrisch betriebenen Wärmepumpen (bivalent mit Erdgaskesseln) durch eine erhöhte Fernwärmenachfrage ersetzt wird (vgl. Tabelle 5-25). Im Verkehrssektor werden im Jahr 2050 31 PJ an aus Windstromerzeugung durch Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff eingesetzt.

Tabelle 5-25: Änderungen des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Zielszenario Erneuerbare Energien relativ zum Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Endenergieträger	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	PJ	0	-1	0	0	-1
Mineralölprodukte	PJ	17	19	-7	-91	-62
Gase	PJ	27	11	-20	-166	-125
Strom	PJ	-34	-72	-185	-193	-203
Fern-/Nahwärme	PJ	12	97	342	401	416
Erneuerbare	PJ	-10	-49	-153	-67	-149
Sonstige	PJ	0	0	6	41	31
Gesamt	**PJ**	**13**	**5**	**-17**	**-76**	**-92**

5.7.2 Strombereitstellung

Durch Vorgabe einer EE-Quote q werden nicht-regenerative Erzeugungstechnologien verpflichtet, Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern (EE-Zertifikate) gemäß der Quote zuzukaufen. Nach Gleichung (4-17) verteuert sich hierdurch die Stromerzeugung nicht-regenerativer Technologien um den Zertifikatspreis für regenerativen Strom (*reg_quota* in (4-17)) multipliziert mit der Quote. Im Gegenzug werden die Kosten der regenerativen Stromerzeugungstechnologien neben dem Strompreis zusätzlich aus den Erlösen der EE-Zertifikate gedeckt (vgl. Gleichung (4-18)). Die regenerative Stromerzeugungsquote führt somit zu Veränderungen in den Stromgestehungskosten der Technologien, so dass sich veränderte Strompreise einstellen. Einige der bisher genutzten nicht-regenerativen Technologien, deren Gestehungskosten unter Einbeziehung der Zertifikatskosten nicht mehr durch die Strompreise gedeckt werden können, werden vom Markt verdrängt, während einige der erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen durch die zusätzlichen Erlösen aus den EE-Zertifikaten kostendeckend betrieben werden können.

Im Zielszenario EE geht diese Entwicklung im Vergleich zur Referenzentwicklung ab dem Jahr 2020 vor allem zu Lasten der Steinkohle, während aufgrund der niedrigeren Kosten die Braunkohleverstromung erst in der letzten Periode um 61 TWh zurückgeht (vgl. Abb. 5-41). Im Jahr 2050 umfasst bei einer EE-Quote von 50 % die regenerative Stromerzeugung 194,6 TWh, während sich die nicht-regenerative Stromerzeugung mit 36,6 TWh auf Steinkohle, mit 145,7 TWh auf Braukohle, mit 2,7 TWh auf Erdgas sowie mit 12,5 TWh auf die Pumpstromerzeugung verteilt. Daneben werden im Jahr 2050 zusätzlich noch 109,7 TWh an regenerativem Strom aus Wasserkraft (Skandinavien, Russland) und Solarthermie (Nordafrika) importiert, die nicht in die Quote einfließen, jedoch die Erfüllung der Quote durch die Reduzierung der heimischen Nettostromerzeugung erleichtern.

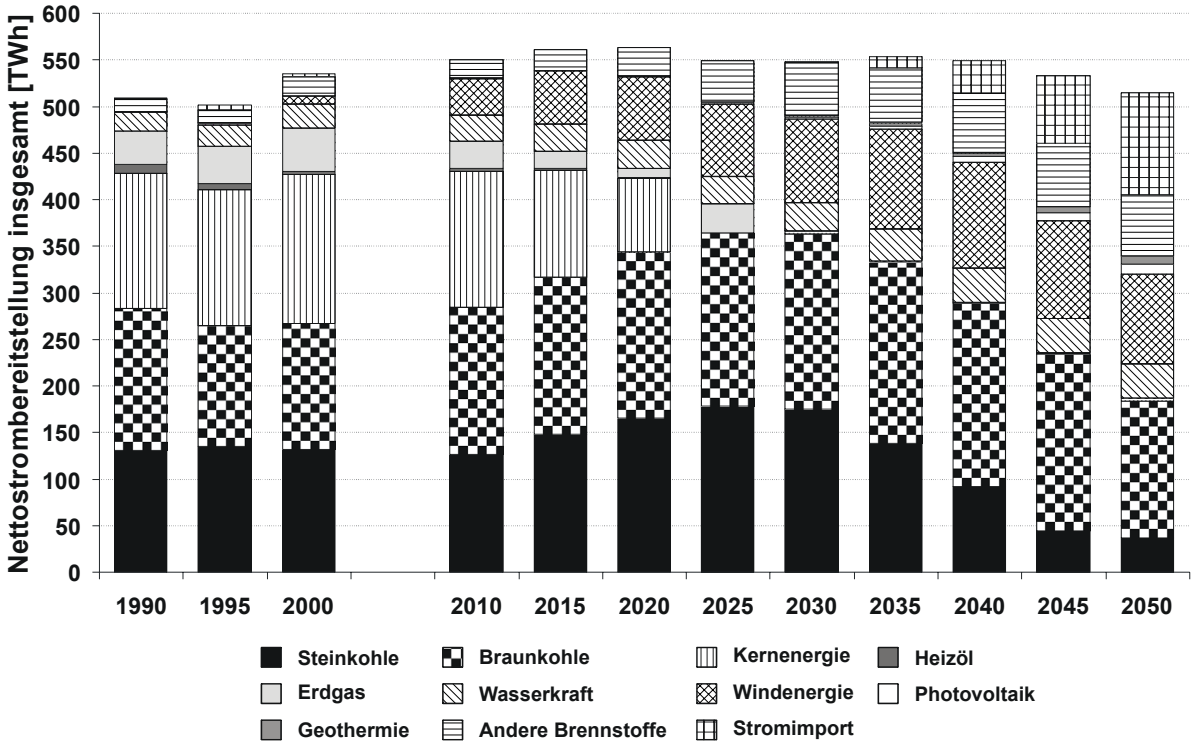


Abb. 5-41: Entwicklung der Nettostrombereitstellung im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

Die regenerative Stromerzeugung steigt bis zum Jahr 2040 auf 199,3 TWh, stagniert im Zeitraum 2040-2045 auf diesem Niveau und sinkt bis zum Jahr 2050 auf 194,6 TWh ab (vgl. Abb. 5-42). Dieser Verlauf ist dadurch zu erklären, dass zwar zum einen die EE-Quote kontinuierlich ansteigt, zum anderen aber die Bezugsgröße Nettostromerzeugung ab dem Jahr 2020 abnimmt. Die Quote wird durch sukzessive Ausschöpfung der jeweils günstigsten Technologien und deren Potenzialen erfüllt, da die Vergütung aus den EE-Zertifikaten für die unterschiedlichen regenerativen Stromerzeugungstechnologien gleich ist. Im Jahr 2050 wird die regenerative Stromerzeugung mit 107,2 TWh zum überwiegenden Teil aus Windenergie gedeckt, während die Wasserkraft mit 24,4 TWh, die Biomasse mit 54,6 TWh und die Geothermie mit 8,2 TWh zur Quote beitragen. Die photovoltaische Stromerzeugung entspricht mit 11,4 TWh der vorgegebenen Mindesterzeugung und kann somit ohne eine Einspeisevergütung nicht kostendeckend betrieben werden. Die Obergrenze auf die Netzeinspeisung fluktuierender Quellen (Wind, PV) von 15 % bezogen auf die Nettostromerzeugung wird im Jahr 2025 erreicht. Der darüber hinausgehende Anteil von Windstrom wird in Wasserstoff umgewandelt und im Verkehrssektor eingesetzt (31 PJ im Jahr 2050).

Der Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung beträgt im Jahr 2050 20,5 %, wobei 65 % des KWK-Stroms aus Biomasse und 30 % aus Steinkohle erzeugt werden. Der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung ist bis zum Jahr 2050 auf Null zurückgegangen.

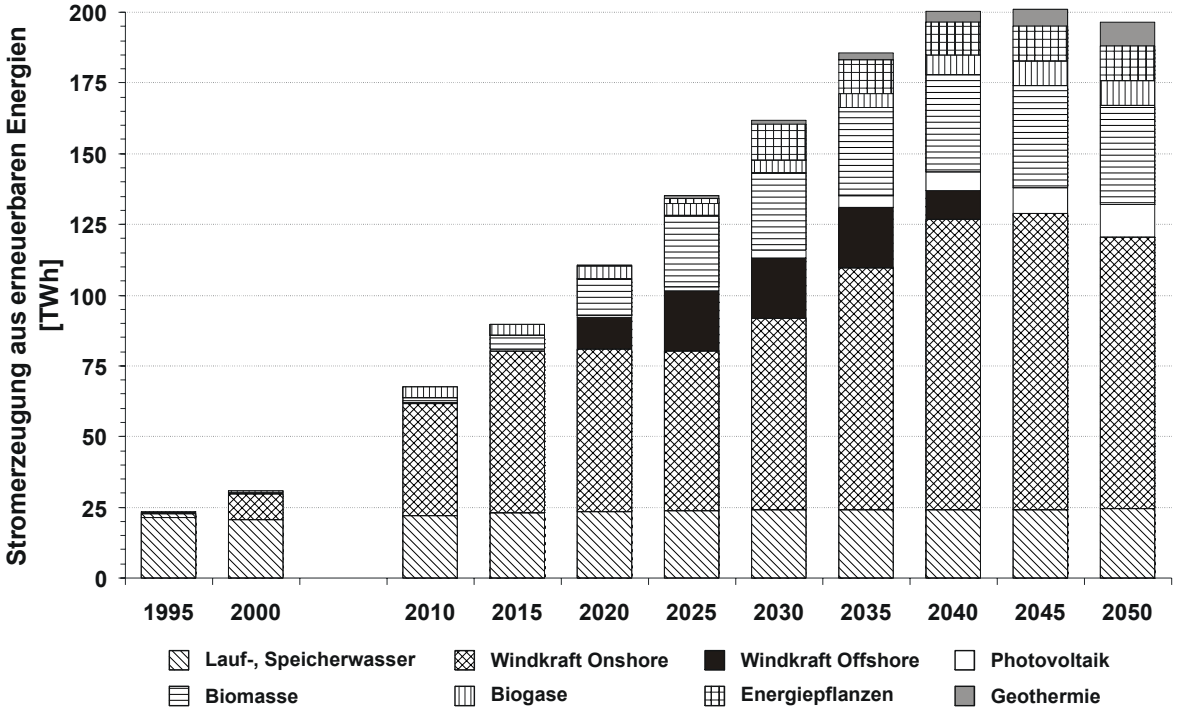


Abb. 5-42: Entwicklung der regenerativen Nettostromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

5.7.3 Primärenergieverbrauch

Der Rückgang der Steinkohleverstromung zieht in der Primärenergiebilanz einen Rückgang des Steinkohleverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario nach sich (-1 124 PJ im Jahr 2050, vgl. Tabelle 5-26), während der Verbrauch an Windkraft und Biomasse (+816 PJ im Jahr 2050) sowie der Importsaldo durch den regenerativen Stromimport (+816 PJ) zunehmen. Weiterhin führt der Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle im Jahr 2050 zu einem Rückgang der Braunkohleförderung um 440 PJ. Insgesamt verringert sich der Primärenergieverbrauch im Szenario EE um 570 PJ oder 5,3 % relativ zur Referenzentwicklung. Der Anteil regenerativer Energieträger am Primärenergieverbrauch steigt bis zum Jahr 2050 auf 24,6 % an (Referenz 11,9 %, Zielszenario THG-Minderung 45,8 %)[36]. Die Verteuerung der Stromerzeugung führt jedoch auch zu einem Rückgang der in Wärmepumpen genutzten Umgebungswärme (-130 PJ im Jahr 2050). Der Anteil der Energieträgerimporte am Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 sinkt durch die EE-Quote von 72,9 % im Referenzszenario auf 67,6 % im Zielszenario EE.

[36] Nach Substitutionsmethode mit einem unterstellten Nutzungsgrad von 38,2 % für Wind-, Wasserkraft, Photovoltaik und Stromimporten ergeben sich Anteile von 34,2 % im Zielszenario EE, 16,9 % im Referenzszenario und 55,2 % im Zielszenario THG-Minderung. Aufgrund dieser Bewertungsproblematik besitzen die regenerativen Anteile des Primärenergieverbrauchs nur eine bedingte Aussagekraft.

Tabelle 5-26: Änderungen des Primärenergieverbrauchs (Wirkungsgradmethode) nach Sektoren im Zielszenario Erneuerbare Energien relativ zum Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Energieträger	**Einheit**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Steinkohlen	PJ	-99	-310	-784	-1080	-1124
Braunkohlen	PJ	0	0	0	-3	-440
Mineralöle	PJ	8	16	26	-97	-62
Naturgase	PJ	-12	-45	-91	-182	-155
Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0
Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	0	76	112	207	120
Sonst. Erneuerbare	PJ	52	154	459	649	696
Importsaldo Strom	PJ	0	0	0	128	395
Gesamt	**PJ**	**-52**	**-108**	**-278**	**-378**	**-570**
Anteil erneuerbare Energieträger am Primärenergieverbrauch	**%**	**6,4**	**9,3**	**14,1**	**19,1**	**24,6**

5.7.4 Emissionen

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung führt im Jahr 2050 zu einem Rückgang der THG-Emissionen im Umwandlungssektor um 153,7 Mio. t CO_2* im Vergleich zum Referenzszenario (vgl. Abb. 5-43). Gegenüber den THG-Emissionen im Jahr 1990 ergibt sich im Jahr 2050 eine Gesamtminderung von 52,1 %. Im Jahr 2010, in dem eine EE-Quote von 12,5 % zu erfüllen ist, wird mit einer Minderung von 20 % das Kyoto-Ziel von 21 % für den Energiebereich verfehlt.

In Abb. 5-44 sind die Ergebnisse einer Dekompositionsanalyse (vgl. Abschnitt “Dekompositionsanalyse der CO2-Emissionen” auf Seite 116) für die Änderung der CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung zwischen dem Zielszenario EE und dem Referenzszenario dargestellt. Da der alleinige Unterschied zwischen den beiden Szenarien die EE-Quote ist, sind letztlich die Emissionsänderungen auf die Quote zurückzuführen, was aber nicht gleichbedeutend damit ist, dass die gesamte Emissionsveränderung dem Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung zu zurechnen ist. So vermindern sich die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger zwar im Jahr 2050 um 103,9 Mio. t CO_2, die Verteuerung des Endenergieträgers Strom führt in den Nachfragesektoren zu einer verringerten Stromnachfrage (-203 TWh im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzszenario) sowie zu einem regenerativen Stromimport (109,7 TWh), so dass dem Rückgang der Stromerzeugung im Jahr 2050 von 150,9 TWh eine Minderung der CO_2-Emissionen von 71,6 Mio. t CO_2 zugeordnet werden kann. Des Weiteren verschiebt sich die fossile Stromerzeugungsstruktur durch den Rückgang der Steinkohleverstromung zugunsten der Braunkohle, so dass sich durch die Erhöhung der Emissionsintensität der fossilen Stromerzeugung die CO_2-Emissionen im Jahr 2050 um 18,5 Mio. t CO_2 erhöhen. Hierdurch wird deutlich, dass die durch die regenerative Stromerzeugung vermiedenen Emissionen nicht den durchschnittlichen CO_2-Emissionen der nicht-regenerativen Stromerzeugung entsprechen. Es werden vielmehr die hinsichtlich der Stromgestehungskosten teuersten nicht-regenerativen Technologien, hier Erdgas- und Steinkohlekraftwer-

ke, verdrängt. Deren CO_2-Emissionen sind aber niedriger als die der durchschnittlichen nicht-regenerativen Stromerzeugung, da in letztere noch die höheren spezifischen CO_2-Emissionen der Braunkohle einfließen.

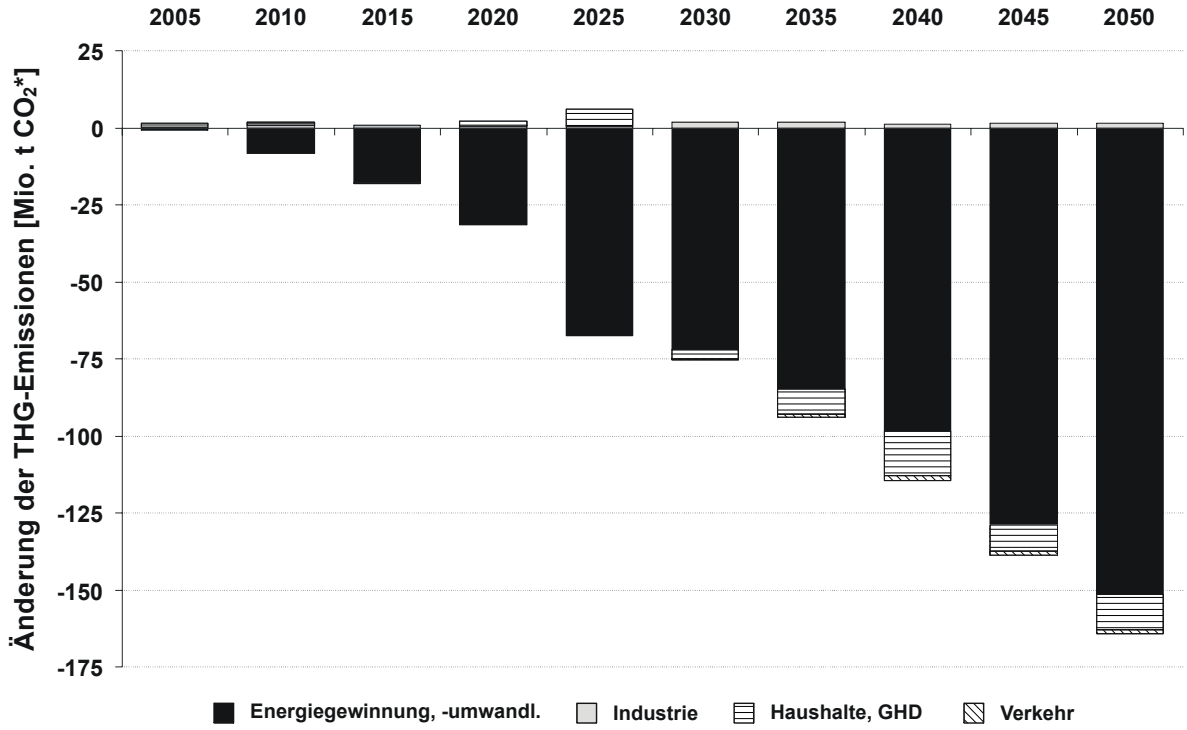


Abb. 5-43: Änderung der THG-Emissionen im Zielszenario Erneuerbare Energien gegenüber dem Referenzszenario nach Sektoren (eigene Berechnungen)

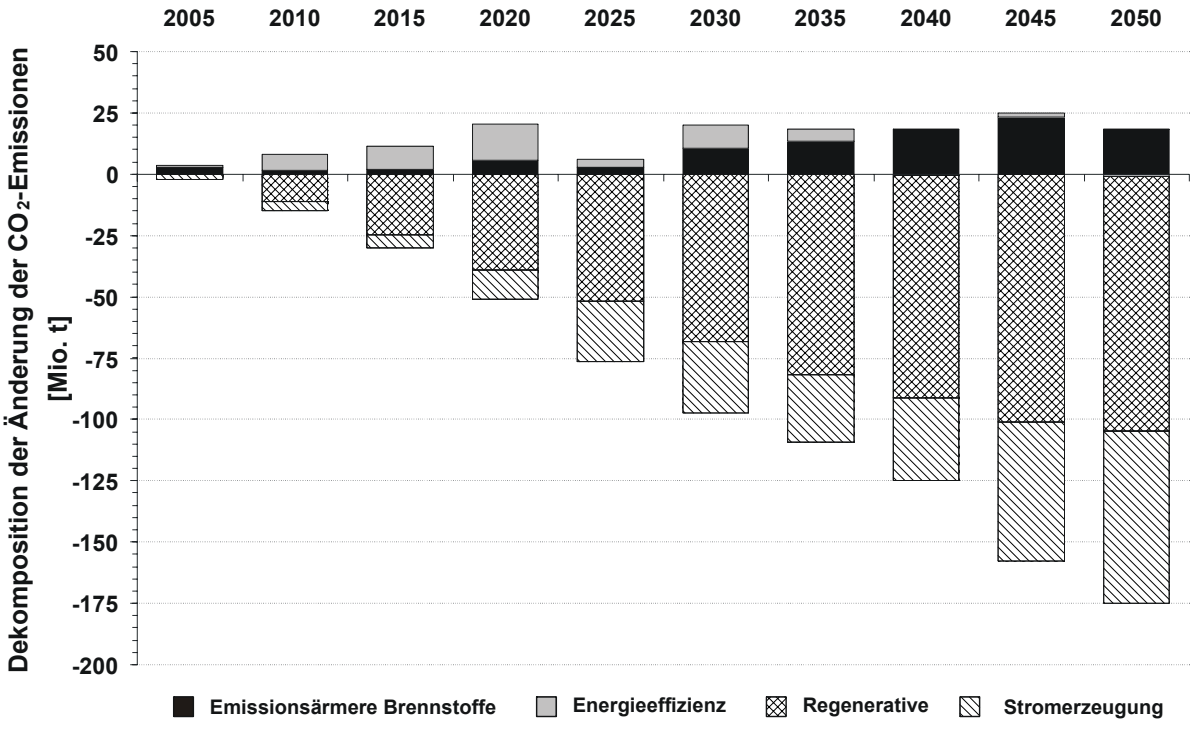


Abb. 5-44: Dekomposition der Änderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien gegenüber dem Referenzszenario (eigene Berechnungen)

Die Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Zielszenario EE wird in Tabelle 5-27 aufgezeigt. Die Emissionen der fossilen Stromerzeugungsanlagen fallen durch die Veränderung in der Erzeugungsstruktur in Richtung Braunkohle mit 783 g CO_2/kWh im Jahr 2050 höher als im Referenzszenario (733 g CO_2/kWh) aus. Der Einsatz von Biomasse in Heizkraftwerken sowie in geringerem Umfang die Nutzung geothermischer Heizkraftwerke führt zu einer Minderung der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Jahr 2050 von 365 g CO_2/kWh in der Referenzentwicklung auf 197 g CO_2/kWh im Zielszenario EE. Insgesamt betragen die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung im Szenario EE 294 g CO_2/kWh gegen Ende des Betrachtungszeitraumes (Referenz 594 g CO_2/kWh).

Tabelle 5-27: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

Spezifsche CO_2-Emissionen	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Reine Stromerzeugungsanlagen	g CO_2/kWh	1009	924	813	777	790	783
KWK-Anlagen	g CO_2/kWh	596	468	363	333	292	197
Gesamtstromerzeugung	**g CO_2/kWh**	**540**	**533**	**534**	**544**	**442**	**294**

5.7.5 Kosten und Strompreise

Die jährlichen nominalen Mehrkosten des Zielszenarios EE sind in Tabelle 5-28 aufgeführt. In den letzten drei Perioden des Modellzeitraums liegen sie zwischen 9-10 Mrd. €$_{00}$, was ca. 2,6 Promille des angenommenen BIP des Jahres 2050 entspricht. Aus der Aufteilung der Mehrkosten auf die Kostenarten Investition und variable Kosten (inkl. Brennstoffkosten) erkennt man, dass zunächst bis zum 2030 beide Kostenarten gegenüber dem Referenzszenario ansteigen, während in der Folgezeit nur noch die Mehrkosten für Investitionen deutlich zunehmen und die variablen Mehrkosten abnehmen. Dies ist zum einen auf Investitionen in Einsparmaßnahmen in den Verbrauchssektoren und zum anderen auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung im Umwandlungssektor auf Kosten der Kohleverstromung zurückzuführen. Bezieht man die Mehrkosten auf die vermiedenen THG-Emissionen, ergeben sich im Jahr 2050 durchschnittliche Vermeidungskosten von 58 €$_{00}$/t CO_2*. Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Gesamtstromerzeugung steigen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 5,14 Cent/kWh an und sind damit um 1,17 Cent/kWh höher als im Referenzszenario.

Die langfristigen Strompreise steigen innerhalb des Betrachtungszeitraums zunächst bis zum Jahr 2030 auf einen zeitlich gemittelten Wert von 6,30 Cent/kWh an, fallen in der Folgeperiode auf 5,36 Cent/kWh ab und steigen danach bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 6,87 Cent/kWh (vgl. Abb. 5-45). Der Verlauf des Strompreises im Zeitsegment Wintertag liegt wegen der in dieser Zeit innerhalb des Jahresverlaufes auftretenden Spitzenlast oberhalb der Preise in den übrigen Zeitsegmenten. Die Höchstlast innerhalb des Betrachtungszeitraums wird im Jahr 2030 mit 90,4 GW erreicht. Analysiert man für die unterschiedlichen Zeitsegmente und Perioden die den Strompreis bestimmenden Grenzaktivitäten mit Hilfe der Gleichungen (4-24) und (4-26) ergibt sich, dass der Strompreis im Zeitsegment Wintertag im Betrachtungszeitraum zum einen zu Beginn durch die Kosten für die Stromerzeugung aus Erdgasturbinen später aus

Erdgas-GuD-Kraftwerken bestimmt wird, zum anderen wird das Profil des Preisverlaufes mit dem Peak im Jahr 2030 durch den Schattenpreis der Spitzenlastbedingung geprägt.

Tabelle 5-28: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten gegenüber der Referenz, der durchschnittlichen THG-Vermeidungskosten und der Stromgestehungskosten im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mehrkosten										
Investition	Mrd. €$_{00}$	0,23	0,56	0,88	1,62	3,05	5,44	7,57	9,07	8,93
Variable	Mrd. €$_{00}$	0,24	0,43	1,03	2,35	2,81	2,73	1,82	1,56	0,49
Gesamt	**Mrd. €$_{00}$**	**0,47**	**0,98**	**1,90**	**3,97**	**5,84**	**8,14**	**9,35**	**10,6**	**9,42**
Kumulierte Mehrkosten	Mrd. €$_{00}$	-7	-4	4	21	46	80	123	174	225
Durch. THG-Vermeidungskosten	€$_{00}$/t CO_2*	52	57	64	64	79	88	81	76	58
Stromgestehungskosten (Gesamterzeugung)[a]	Cent/kWh	2,21	2,59	2,93	3,54	3,72	3,91	4,25	4,67	5,14

a.inkl. Kosten Reserveleistung

Dieser Regelenergiepreis wird weitgehend durch die Kosten zur Bereitstellung von Reserveleistung bestimmt, so dass im Jahr 2030, dem Jahr mit der höchsten Spitzenlast, der Regelenergiepreis sein Maximum annimmt, da im Unterschied zu den Vorperioden die zu installierende Reserveleistung aufgrund des Lastrückgangs in der Periode 2035 nicht benötigt wird. Daher müssen die Kapitalkosten weitgehend in einer Periode, nämlich 2030, durch den Regelenergiepreis gedeckt werden und verteilen sich nicht auf mehrere Perioden.

Betrachtet man exemplarisch das Zeitsegment Winternacht, so wird bis zur Periode 2010 der Strompreis in diesem Zeitsegment durch vorhandene Kohle- bzw. Gaskraftwerke bestimmt. In der Periode 2010 ist die Stromerzeugung aus einem Stroh-HKW preisbestimmend, während im Zeitraum von 2015 bis 2035 die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken und Windkraftwerken, deren Verhältnis durch die Obergrenze der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen von 15 % festgelegt ist, den Strompreis definiert. In den Perioden 2040 und 2045 ist die Stromerzeugung aus Steinkohle in Kombination mit regenerativem Stromimport preisbestimmend. Im Jahr 2050 wird der Strompreis im Zeitsegment Winternacht durch die Stromerzeugung eines Holz-HKW bestimmt.

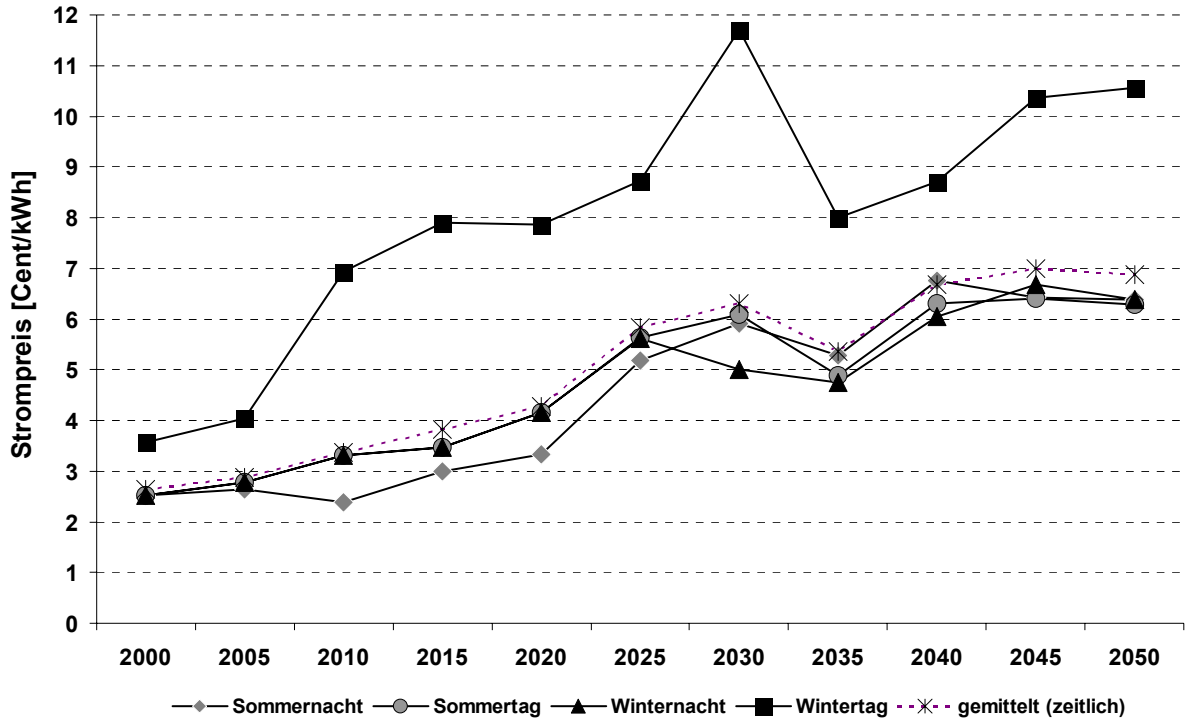


Abb. 5-45: Entwicklung des Strompreises im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungstechnologien

Mit Hilfe der Gleichungen (4-17) und (4-18) wird für ein Steinkohlekraftwerk, eine WKA und einem Holz-GuD-HKW untersucht, wie sich die Einführung einer EE-Quote auf die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien auswirkt.

Für eine nicht regenerative Erzeugungstechnologie wie dem Kohlekraftwerk in Abb. 5-46 ergeben sich im Jahr 2020 Kosten von 1,00 Cent/kWh für den Zukauf von EE-Zertifikaten. Bis zum Jahr 2045 steigen diese Kosten auf 5,26 Cent/kWh und sinken dann geringfügig im Jahr 2050 auf 5,14 Cent/kWh. Die Kosten zur Deckung der Investition und der fixen Betriebskosten des im Jahr 2020 zugebauten Steinkohlekraftwerkes werden aufgrund der hohen Strompreise vor allem in dem Zeitsegment Wintertag erwirtschaftet.

In Abb. 5-47 sind die Preiskomponenten für eine im Jahr 2030 zugebaute WKA an einem Standort mit Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s dargestellt. Deckungsbeiträge für die Kosten der WKA werden dabei insbesondere im Sommer erwirtschaftet, während im Winter die Kosten für die Sicherstellung der Systemstabilität mit bis zu 14 Cent/kWh im Jahr 2035 im Zeitsegment Wintertag den Ertrag mindern.

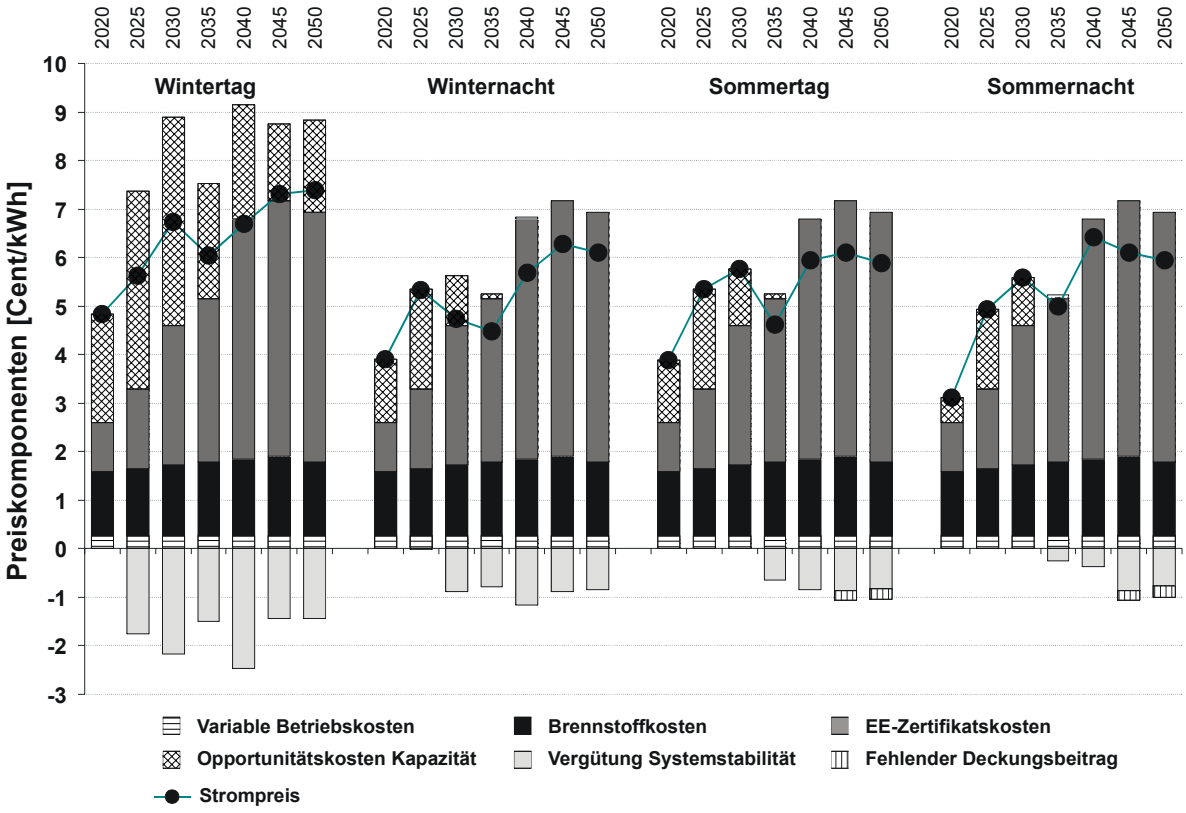


Abb. 5-46: Dekomposition des Strompreises für ein Steinkohlekraftwerk im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

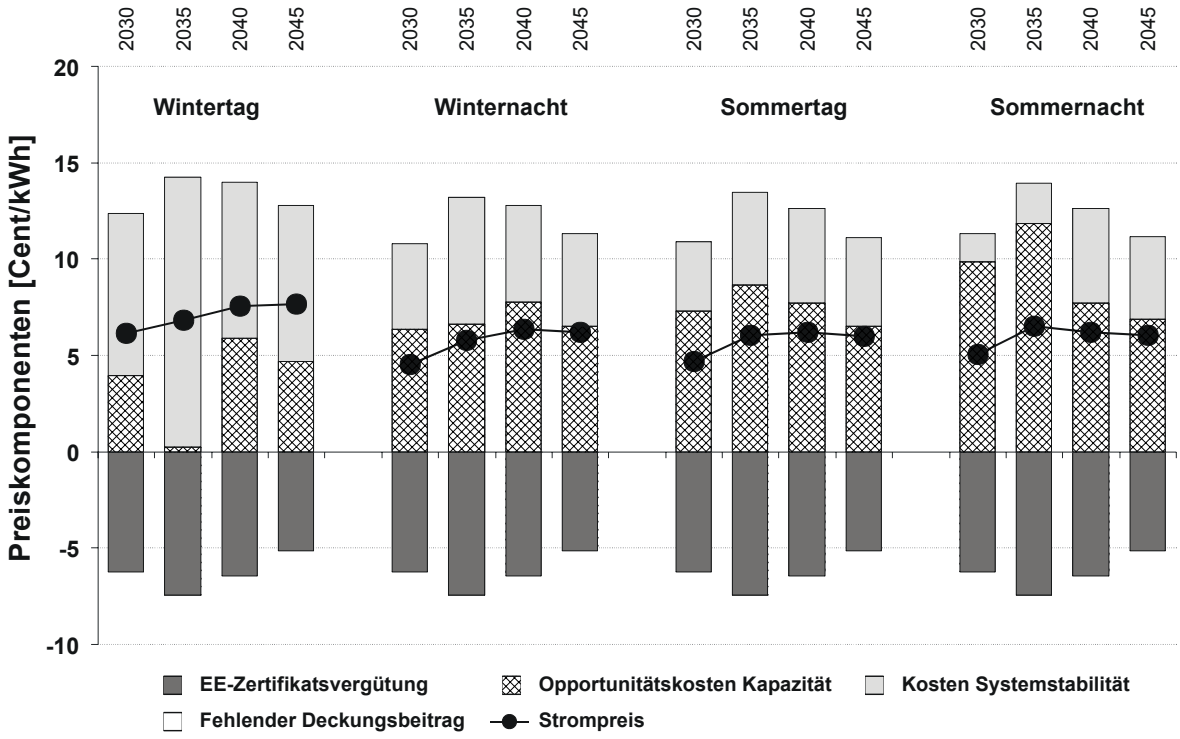


Abb. 5-47: Dekomposition des Strompreises für eine Windkraftanlage (4-5 m/s) im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

Die Preiskomponenten eines Holz-GuD-Kraftwerkes sind in Abb. 5-48 dargestellt. Aufgrund der höheren Holznachfrage im Winter ist der Holzpreis deutlich höher als im Sommer, da im Winter Potenziale mit höheren Kosten genutzt werden müssen. Im Jahr 2030 erreicht der Holzpreis mit 5 Cent/kWh seinen Höchstwert im Modellzeitraum. Wegen der höheren Vergütung durch die EE-Zertifikate sowie der Wärmegutschrift wird vor allem im Zeitraum 2040 bis 2050 der Hauptteil der Deckungsbeiträge für die Kapitalkosten erwirtschaftet.

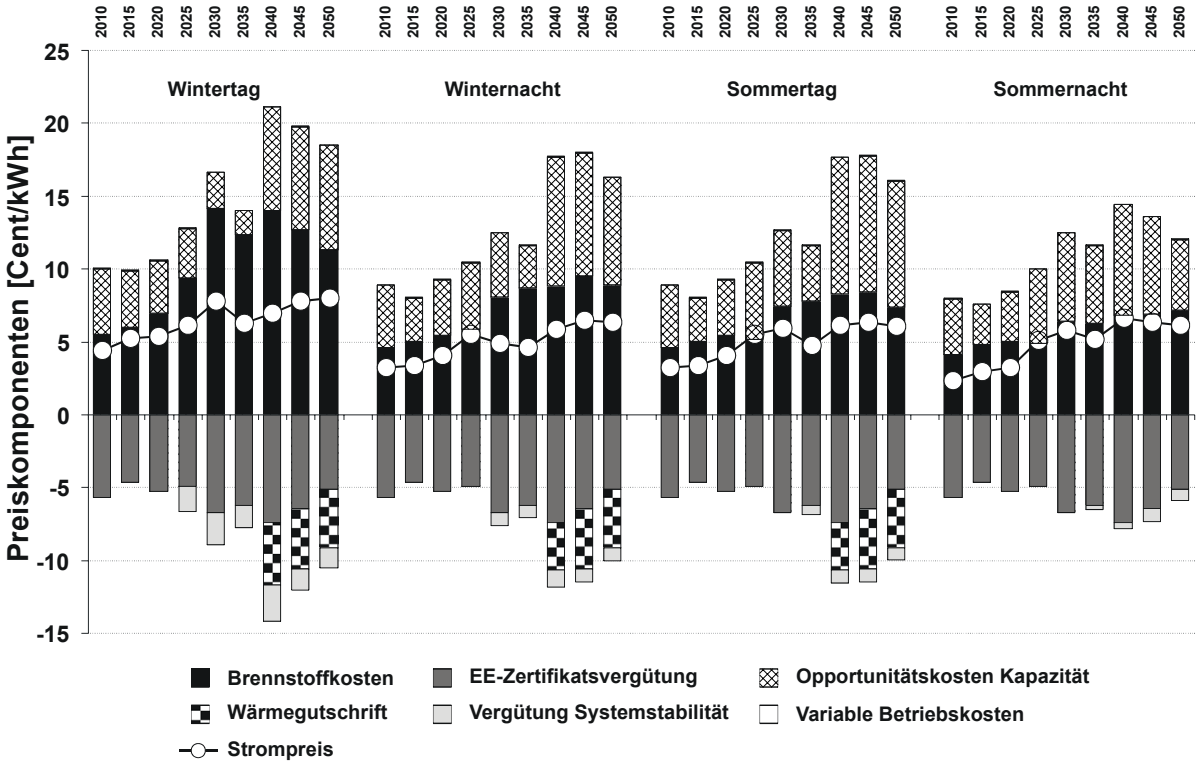


Abb. 5-48: Dekomposition des Strompreises für ein Holz-GuD-Heizkraftwerk im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

Zertifikatspreis für Strom aus erneuerbaren Energien

Die Entwicklung des Zertifikatspreises für regenerativ erzeugten Strom sowie dessen nach Sektoren aggregierten Preiskomponenten wurden mit Hilfe des in Abschnitt 4.2.3 vorgestellten Verfahrens zur Sensitivitätsanalyse für Matrixkoeffizienten hergeleitet. Hierbei wurden für jede Modellperiode die durch eine marginale Änderung der EE-Quote induzierten Änderungen in den primalen Entscheidungsvariablen (z. B. in den Investitionsentscheidungen oder Energieflüssen) bestimmt und mit den Kostenkoeffizienten der Zielfunktion bewertet. Die Summe dieser Kostenänderungen entspricht dem jeweiligen Zertifikatspreis einer Periode. Aggregiert man die Kostenänderungen nach Sektoren, ergibt sich die in Abb. 5-49 dargestellte Dekomposition des Zertifikatspreises für regenerative erzeugten Strom.

Der Zertifikatspreis steigt von 3,2 Cent/kWh im Jahr 2010 bis zum Jahr 2040 auf 12,4 Cent/kWh an und sinkt in der Folgezeit bis zum Jahr 2050 geringfügig auf 10,2 Cent/kWh ab. Das Maximum des Zertifikatspreises im Jahr 2040 ist durch die in diesem Jahr ebenfalls maximale regenerative Stromerzeugung bedingt.

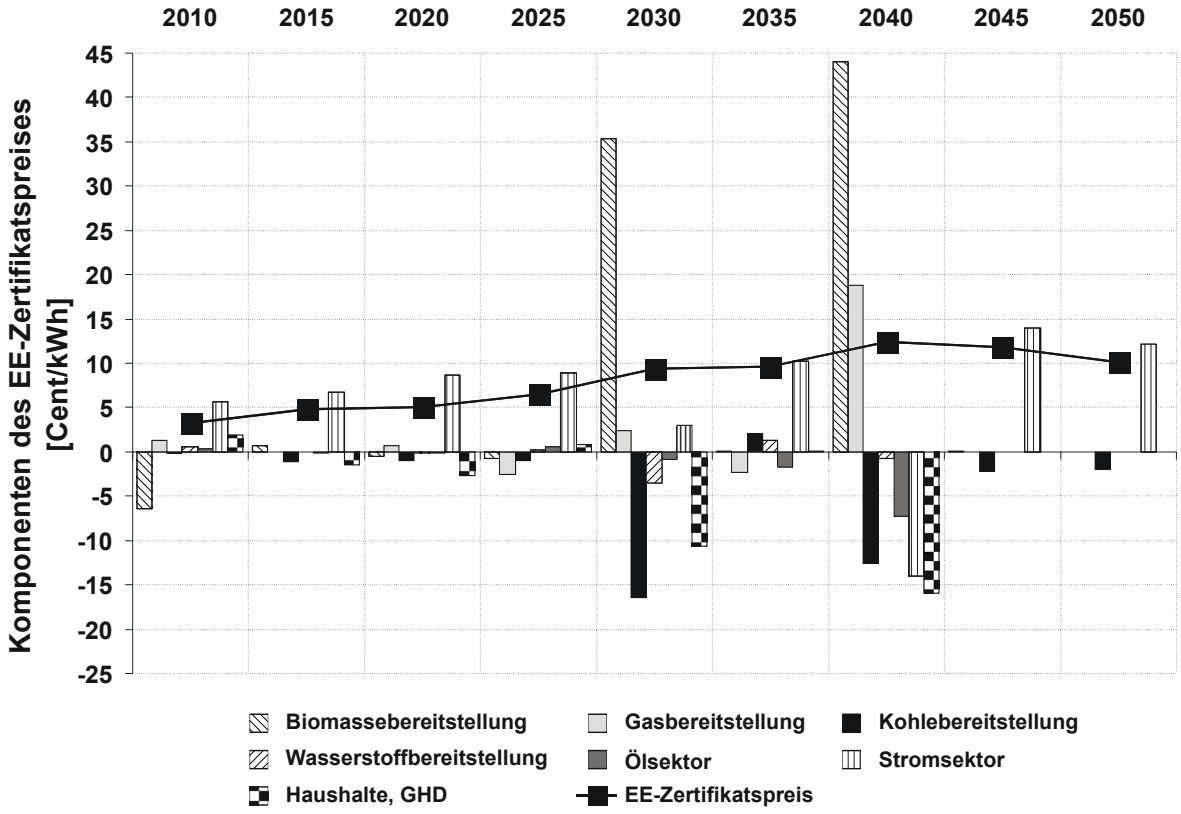


Abb. 5-49: Dekomposition des Zertifikatspreises für Strom aus erneuerbaren Energien nach Sektoren im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

In der Periode von 2010 bis 2025 wird der Zertifikatspreis weitgehend durch den Ausbau der Windenergie bzw. den Ersatz alter durch neue WKA an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 5-6 m/s bei gleichzeitiger Verdrängung der Steinkohle bestimmt. Die Stromerzeugung aus einem Biomasse-HKW, die einen höheren Fernwärmeverbrauch auf Kosten des Erdgaseinsatzes bei den Haushalten sowie eine niedrigere Stromerzeugung aus Steinkohle induziert, ist im Jahr 2030 maßgeblich für den Zertifikatspreis. In der Folgeperiode 2035 ist die Stromerzeugung aus WKA an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s mit Wasserstoffspeicherung bestimmend für den Zertifikatspreis. Das Maximum des Zertifikatspreises im Jahr 2040 ist auf einen Mix verschiedener Maßnahmen zurückzuführen: zum einen kommt es zu einer Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung durch Biogas-BHKW und WKA auf Kosten der Steinkohle, zum anderen wird Strom in der Industrie durch Erdgas substituiert. In den letzten beiden Perioden des Modellhorizonts wird der Zertifikatspreis indirekt durch regenerativen Stromimport, der die Bezugsgröße Nettostromerzeugung der Quote mindert, bestimmt.

Sensitivität der CO_2-Emissionen und des Strompreises

Mit Hilfe der Gleichung (4-36) wurde der Einfluss der EE-Quote auf die CO_2-Emissionen untersucht. Die Erhöhung der EE-Quote um ein Prozent ausgehend, von der in dem jeweiligen Jahr vorgegebenen Quote, ergibt dabei in der Regel Emissionsminderungen zwischen 1,4 und 9,6 Mio. t CO_2 (vgl. Abb. 5-50). Eine Ausnahme stellt das Jahr 2025 dar, in dem eine Erhöhung der Quote einen Anstieg der Emissionen bewirkt. Dies ist dadurch zu erklären, dass im Jahr

2025 erstmalig die Beschränkung der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen auf 15 % der Nettostromerzeugung bindend ist. Die durch die EE-Quote bedingte Erhöhung der Windstromerzeugung führt zur Erfüllung der Einspeisebeschränkung neben einer Umwandlung in Wasserstoff auch zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus fossilen Quellen auf Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse-KWK, was aufgrund der wegfallenden Fernwärme auch zu Mehremissionen im Haushaltssektor führt.

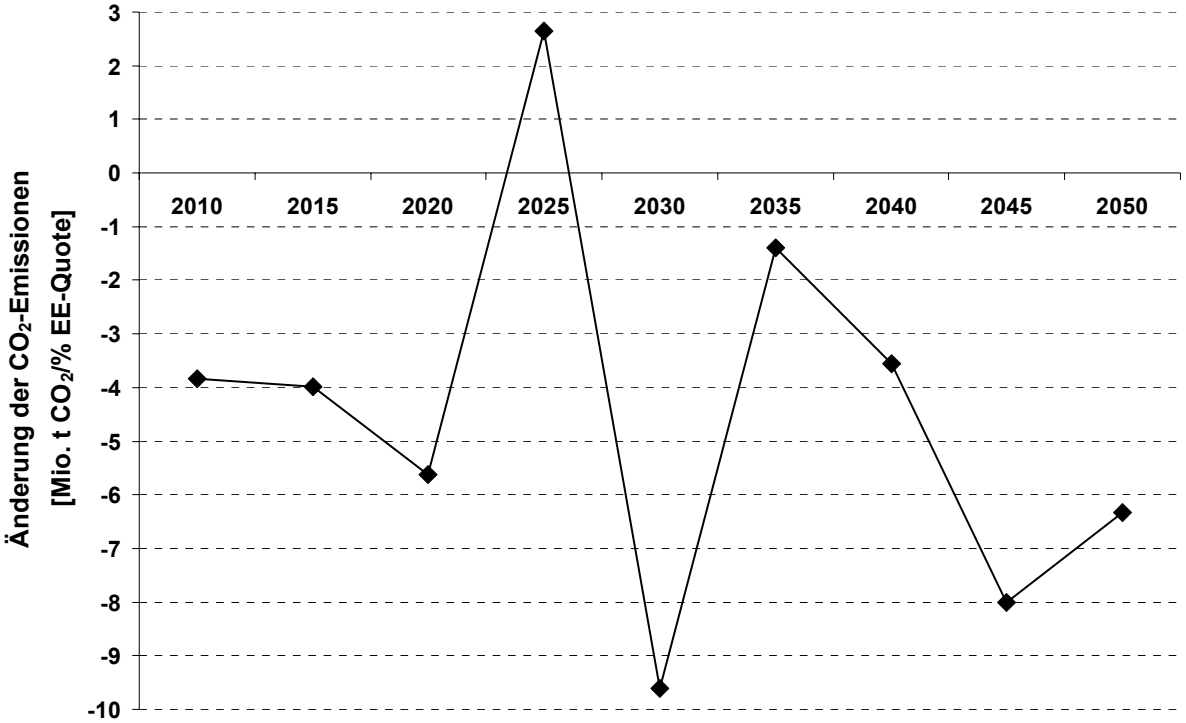


Abb. 5-50: Sensitivität der CO_2-Emissionen im Zielszenario Erneuerbare Energien bezüglich einer Erhöhung der EE-Quote um 1 Prozent (eigene Berechnungen)

In der Folgeperiode ist die Stromerzeugung aus Biomasse-HKW bestimmend für den EE-Zertifikatspreis mit entsprechend hohen CO_2-Minderungen von 9,6 Mio. t CO_2/(% EE-Quote) was darauf hindeutet, dass die Kostenunterschiede zwischen einer erhöhten Windstromerzeugung und eines erhöhten Biomasseeinsatzes an diesem Punkt sehr gering sind. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Strompreises bezüglich der EE-Quote, basierend auf dem in Abschnitt 4.2.3 hergeleiteten Beziehung (4-37), sind in Abb. 5-51 wiedergegeben. So bewirkt eine Erhöhung der EE-Quote um ein Prozent im Jahr 2040 eine Änderung des zeitlich gemittelten Strompreises um 0,14 Cent/kWh. Die im Vergleich zu den übrigen Jahren hohe Sensitivität des Strompreises im Jahr 2040 ist darauf zurückzuführen, dass im Jahr 2040 die regenerative Stromerzeugung ihren Maximalwert erreicht (vgl. Abb. 5-20). Eine Erhöhung der Quote in diesem Jahr bedingt eine erhöhte regenerativen Erzeugungskapazität, die in den Folgejahren aufgrund der abnehmenden Gesamtstromerzeugung zur Erreichung der Quote nicht benötigt wird, so dass sich die Mehrkosten einer marginalen Änderung der EE-Quote weitgehend vollständig im Strompreis des Jahres 2040 niederschlagen.

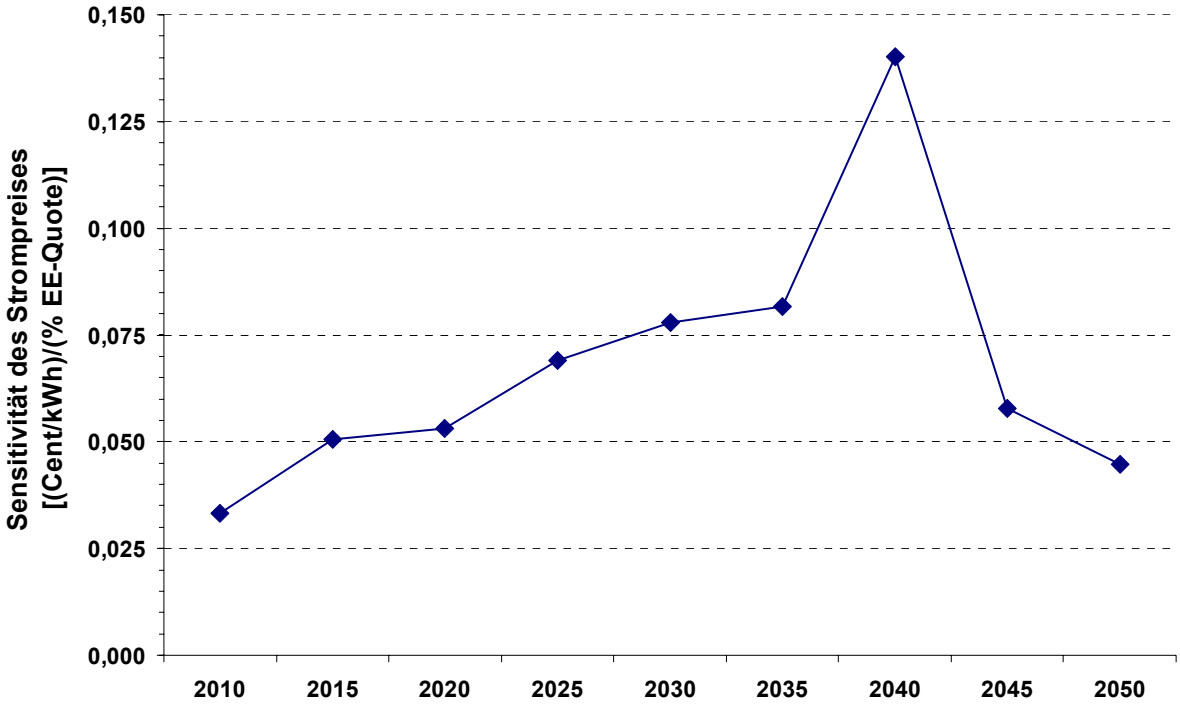


Abb. 5-51: Sensitivität des zeitlich gemittelten Strompreises bezüglich der EE-Quote im Zielszenario Erneuerbare Energien (eigene Berechnungen)

5.7.6 Angebotskurve Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Zur Ableitung einer Angebotskurve für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird mit Hilfe einer reduzierten Gleichungsmatrix des Optimierungsproblems (vgl. Abschnitt 4.3.3) die EE-Quote im Jahr 2050 schrittweise erhöht, wobei in den vorherigen Perioden keine Quoten vorgegeben werden. Ebenfalls werden Mindesterzeugungsmengen an regenerativem Strom (vgl. Tabelle 5-3) hier nicht unterstellt, um die Effekte einer weiteren zusätzlichen Subventionierung auszuschließen. Gegenüber der Variation einer absoluten Mindestmenge für die regenerative Stromerzeugung lassen sich durch die Verwendung einer Quote auch die Effekte auf die Preise und die Stromnachfrage analysieren. Bei Vorgabe einer absoluten Mindestmenge regenerativ erzeugten Stroms wird der Strompreis nicht beeinflusst, da die notwendigen Subventionen für die regenerative Stromerzeugung im Gegensatz zu einer Quote nicht auf die Stromerzeugung umgelegt werden. Vielmehr ergibt sich die im Fall einer absoluten Vorgabe die notwendige Vergütung als Differenz zwischen dem Strompreis und den Gestehungskosten der erneuerbaren Technologien (duale Variable der Untergrenze der Aktivitätsvariablen in Gleichung (4-18)).

Die EE-Quote im Jahr 2050 kann auf bis zu einem Wert von 94,5 % erhöht werden. Bei den verbleibenden 5,5 % handelt es sich um die Stromerzeugung aus Pumpspeicher- und Brennstoffzellenkraftwerken, so dass deren Erzeugung letztlich auch auf regenerativen Quellen beruht. Die THG-Emissionen sinken bei Erhöhung der Quote kontinuierlich bis auf ein Minimum von 292 Mio. t CO_2* (Abb. 5-52) bei einer Quote von 93,5 %. Bis zum Erreichen des Endwerts der Quote von 94,5 % steigen die THG-Emissionen auf 453 Mio. t CO_2* an. Für diesen Anstieg ist die zunehmende Erzeugung aus PV-Anlagen und deren Flächenverbrauch verantwortlich, die einen Teil des Energiepflanzenanbaus verdrängt.

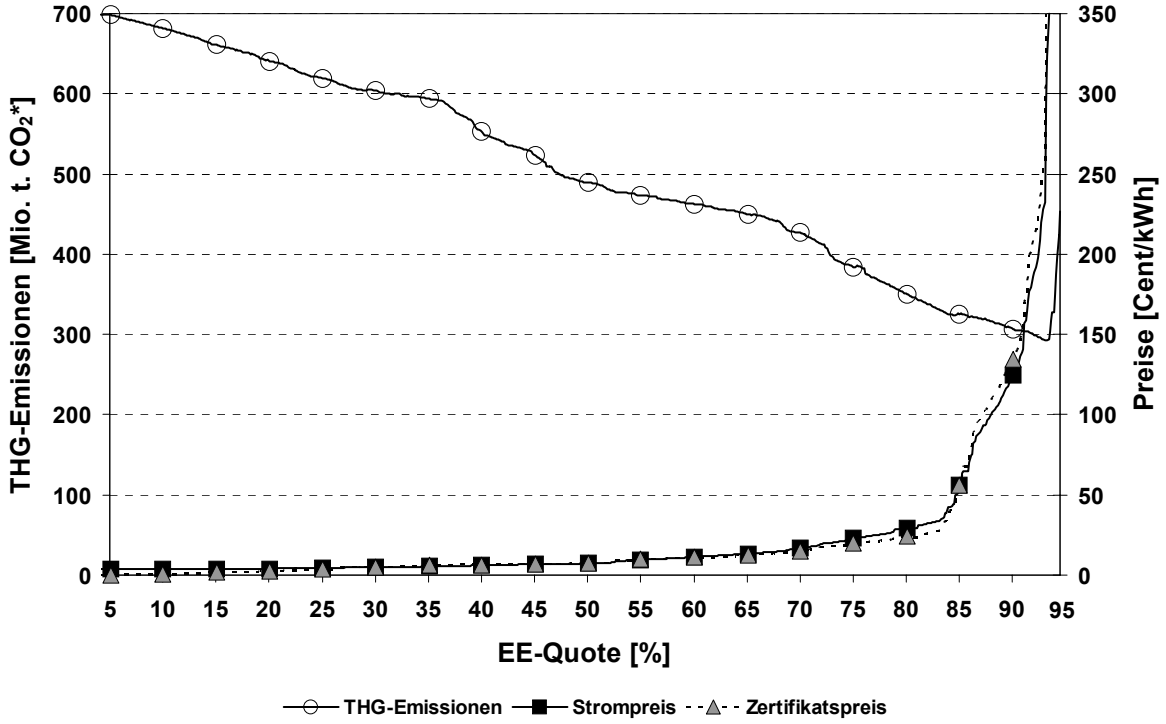


Abb. 5-52: THG-Emissionen, EE-Zertifikats- und Strompreis bei Variation der EE-Quote im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Da die verfügbare Menge an Biomasse hierdurch abnimmt, sinkt ebenfalls die Wärmeerzeugung aus Biomasse zugunsten fossiler Energieträger, was den Emissionsanstieg erklärt. Der Zertifikatspreis steigt bis zu einer Quote von ca. 80 % nahezu linear auf einen Wert von 24,1 Cent/kWh an, während eine weitere Steigerung der Quote aufgrund der einsetzenden Nutzung von PV-Anlagen in Kombination mit der Wasserstoffelektrolyse zu drastisch ansteigenden Zertifikatspreisen führt (2291 Cent/kWh bei 94 %). Durch die Kopplung des Zertifikatspreises mit dem Strompreis über die EE-Quote ist der Verlauf des zeitlich gemittelten Strompreises in Abb. 5-52 ähnlich. Die auf das Jahr 1998 abdiskontierten kumulierten Mehrkosten des Energiesystems betragen bei einer Quote von 94,5 % 367 Mrd. $€_{00}$.

In der Stromerzeugung kommt es anfänglich mit zunehmender EE-Quote zu einer erhöhten Stromerzeugung aus Geothermie, Biomasse und Windkraft an Festlandstandorten auf Kosten der fossilen Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas (vgl. Abb. 5-53). Im Wertebereich der Quote von 35 bis 50 % führt der zunehmende Import von regenerativ erzeugtem Strom aus dem Ausland zu einer Minderung der heimischen Stromerzeugung, der Bezugsbasis der Quote, und so indirekt zu einer Erfüllung der ansteigenden EE-Quote. Ab einer Quote von ungefähr 50 % wird begonnen, das Windkraftpotenzial auch an Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s zu nutzen sowie die Verstromung aus Biomasse auszuweiten. Des Weiteren steigt ab einer Quote von 54 % die Strombereitstellung deutlich an, was auf einer verstärkten Erzeugung von Wasserstoff zurückzuführen ist, der im Verkehrssektor und ab einer Quote von ca. 68 % auch in Brennstoffzellen-Heizkraftwerken genutzt wird. Die Nutzung der Offshore-Windenergie setzt bei einer Quote von ca. 70 % ein. Sind diese Potenziale bei einer Quote von 84 % ausgeschöpft, wird schließlich die Photovoltaik zur Stromerzeugung genutzt, um den Anstieg der Quote zu erfüllen. Die hierbei anfallende Stromerzeugung wird zur Wasserstoffproduktion für den Verkehrssektor genutzt.

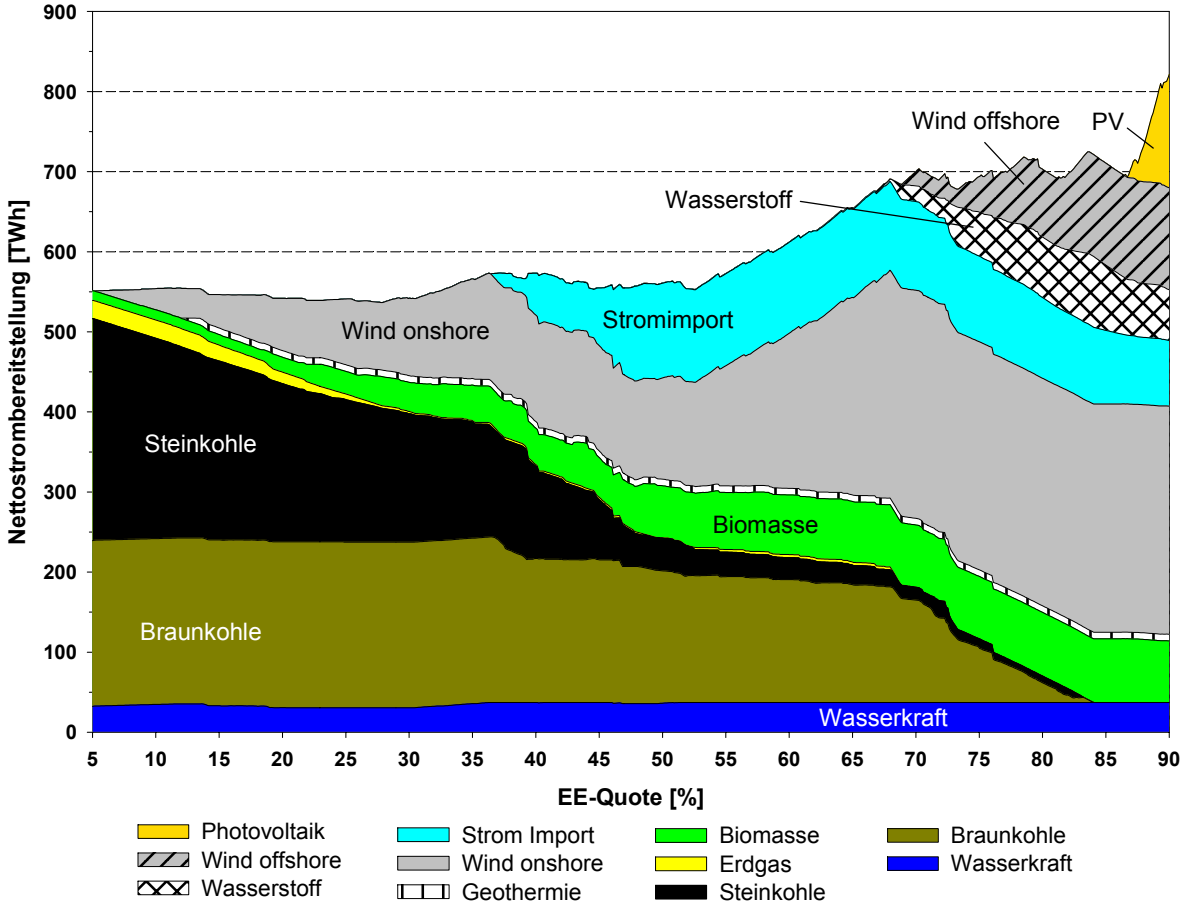


Abb. 5-53: Nettostrombereitstellung als Funktion des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Quote) im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

In Abb. 5-54 ist die regenerative Stromerzeugung als Funktion des Preises der EE-Zertifikate aufgetragen. Bei einem Zertifikatspreis von 0,2 Cent/kWh wird das verbleibende Wasserkraftpotenzial von 0,8 TWh genutzt. Die Windenergienutzung setzt bei einem Zertifikatspreis von 0,4 Cent/kWh an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s ein. Holz-HKW werden ab einem EE-Zertifikatspreis von 0,44 Cent/kWh genutzt. Die geothermische Stromerzeugung wird bei einem Zertifikatspreis von 0,95 Cent/kWh wirtschaftlich. Ein Stroh-HKW erreicht bei einem Preis von 1,1 Cent/kWh die Wirtschaftlichkeitsschwelle, während für den Anbau und die Nutzung von Energiepflanzen in der Stromerzeugung eine zusätzliche Vergütung aus den EE-Zertifikaten in Höhe von 3,9 Cent/kWh erforderlich ist. Die Biogasnutzung setzt bei einem Preis von 6,9 Cent/kWh ein. Bei einem Zertifikatspreis von 9 Cent/kWh werden die Potenziale der Windenergie an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten größer 5 m/s ausgeschöpft. Das Windenergiepotenzial am Festland sowie das Biomassepotenzial sind bei einem Zertifikatspreis von 15 Cent/kWh vollständig ausgeschöpft. Die entsprechende EE-Quote beträgt 70 %. Mit einer weiteren Erhöhung des Zertifikatspreises setzt die Nutzung von Offshore-WKA ein, deren Potenziale bei einem Preis von 35 Cent/kWh bzw. einer EE-Quote von 84 % gänzlich erschlossen sind. Bei einem Zertifikatspreis von 95 Cent/kWh setzt schließlich die Nutzung der Photovoltaik ein. Die Zertifikatspreise übersteigen mit der Nutzung der Windkraft an schlechten Binnenlandstandorten deutlich die reinen Stromgestehungskosten der jeweiligen regenerativen Technologie (Tabelle 5-22).

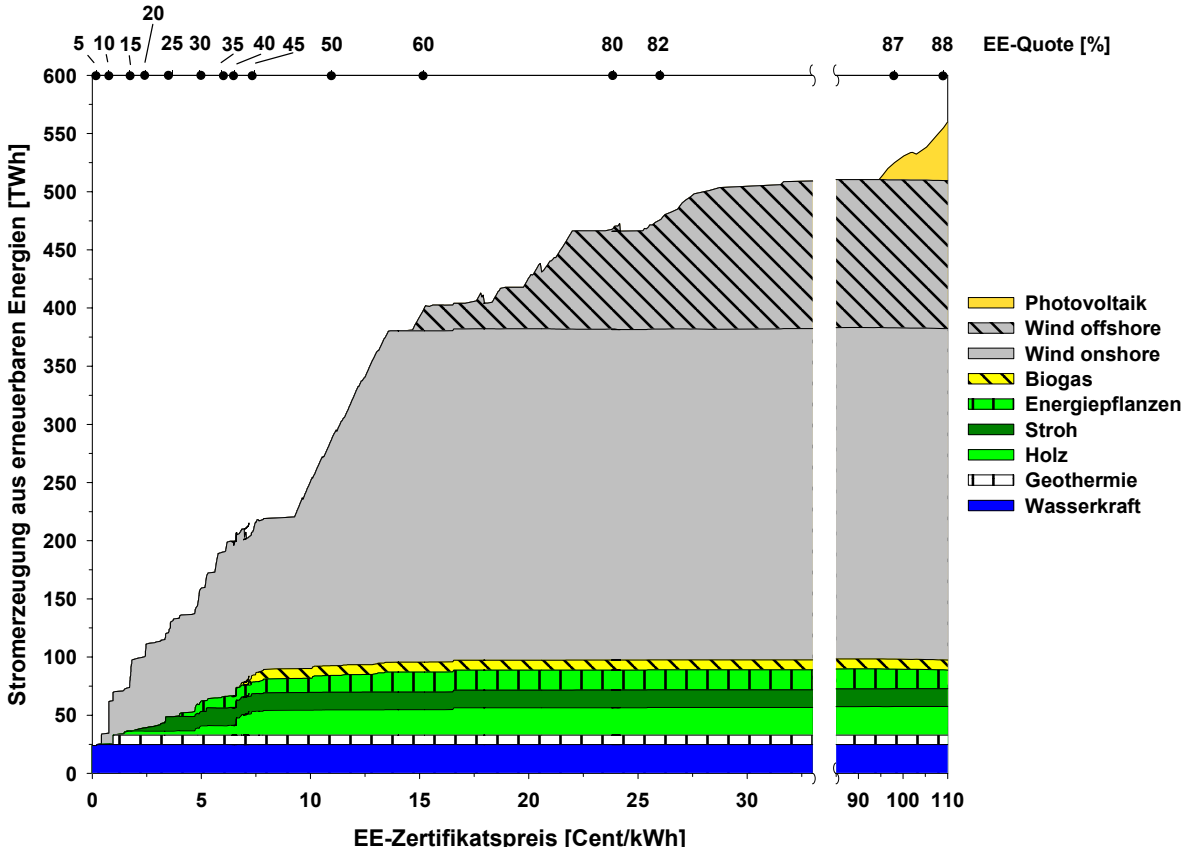


Abb. 5-54: Regenerative Stromerzeugung als Funktion des EE-Zertifikatspreises im Jahr 2050 (eigene Berechnungen)

Dies ist dadurch zu erklären, dass mit einsetzender Wasserstoffproduktion, die notwendig wird, wenn die direkte Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen die maximal mögliche Obergrenze von 15 % der Nettostromerzeugung übersteigt, auch die Kosten der Wasserstoffelektrolyse und der Wasserstoffnutzung (in Brennstoffzellenkraftwerken oder im Verkehrssektor) von dem Zertifikatspreis gedeckt werden müssen. Die Subventionierung des Wasserstoffs in Höhe der Mehrkosten der Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor im Vergleich zu anderen Antriebstechnologien ist somit für die hohen EE-Zertifikatspreise bei EE-Quoten ab 84 % verantwortlich.

5.7.7 Variation der Obergrenze der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen

Die Begrenzung der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen auf 15 % der Nettostromerzeugung (vgl. Abschnitt 5.2.3) stellt im Zielszenario EE eine kritische Größe dar, da die Windstromerzeugung und damit auch die EE-Zertifikate sich durch die notwendige Wasserstoffspeicherung deutlich verteuern. Um zumindest abschätzen zu können, welche kosten- und umweltseitigen Effekte entstehen, wenn es technisch möglich ist, einen höheren Anteil an fluktuierender Stromerzeugung in das Netz einzuleiten, wurde der maximal mögliche Anteil der fluktuierenden Netzeinspeisung an der gesamten Netzeinspeisung in einem Bereich zwischen 15 % und 40 % variiert.

Da mit einer Erhöhung des Anteils der Netzeinspeisung aus Windenergie die kostenaufwendige Umwandlung und Zwischenspeicherung des Windstroms in Form von Wasserstoff

zurückgeht, verbilligt sich die Stromerzeugung aus Windkraft. Dies hat zur Folge, dass auch der Zertifikatspreis für regenerativ erzeugten Strom von 10,2 Cent/kWh bei einem Anteil der Netzeinspeisung von 15 % auf 7,8 Cent/kWh bei einem Anteil von 40 % absinkt (vgl. Abb. 5-55). Gleichzeitig nehmen jedoch auch die THG-Emissionen des Energiesystems zu, da sich durch die sinkenden Zertifikatspreise auch die zertifikatsverpflichtete Stromerzeugung aus fossilen Quellen wie Stein- und Braunkohle verbilligt, so dass der Endenergieverbrauch an Strom insgesamt zunimmt. Diese emissionsseitigen Effekte der Stromnachfrage wurden bereits in Zusammenhang mit den Änderungen der THG-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario in Abb. 5-44 mit jedoch umgekehrten Vorzeichen beobachtet. Bei einer Obergrenze von 40 % steigen die THG-Emissionen im Jahr 2050 auf 535 Mio. t CO_2*, was gegenüber dem Jahr 1990 nur noch eine Minderung von 48 % bedeutet (Referenzszenario 36 %), so dass der durch die EE-Quote erzwungenen verstärkten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur ein THG-Minderungseffekt von 12 % zugerechnet werden kann.

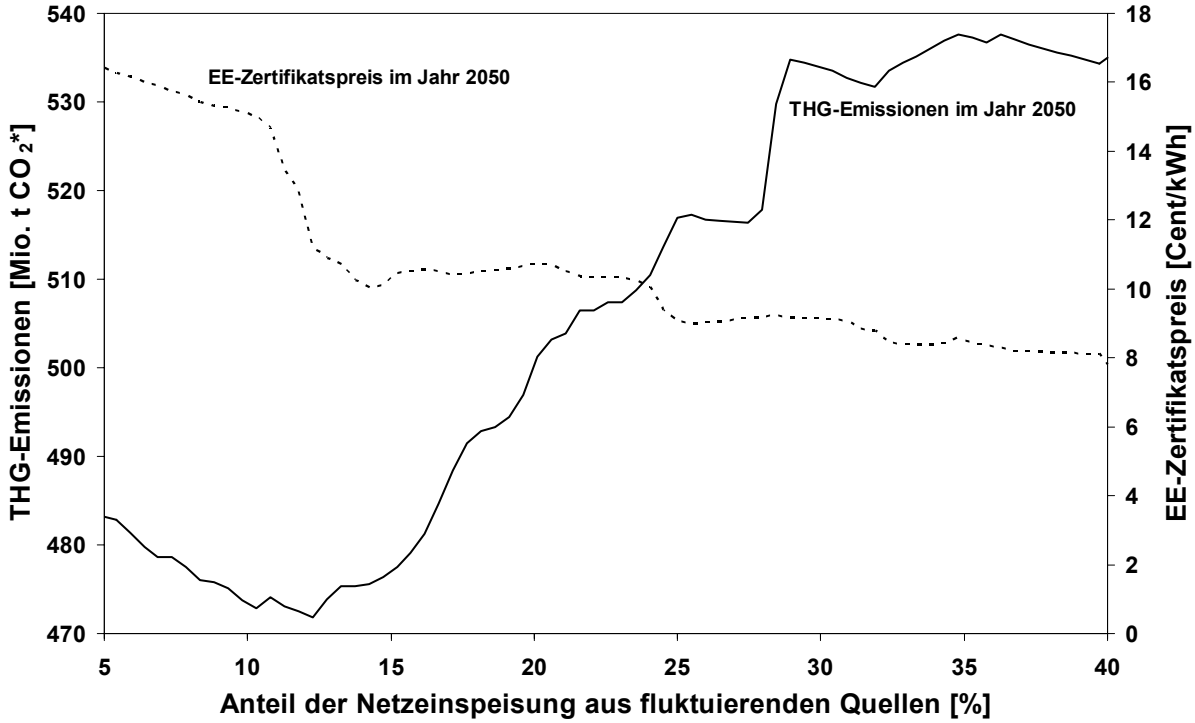


Abb. 5-55: EE-Zertifikatspreis und THG-Emissionen im Jahr 2050 als Funktion des maximal möglichen Anteils der Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen im Zielszenario EE (eigene Berechnungen)

5.8 Simultane Variation der EE-Quote, des Minderungsziels und des Erdgaspreises

In den Zielszenarien THG-Minderung und EE-Quote wurden die Ziele einer Minderung der THG-Emissionen und einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung getrennt betrachtet. Neben den im Zuge der europäischen Lastenaufteilung des Kyotoprotokolls eingegangenen Minderungsverpflichtungen existieren in vielen europäischen Staaten parallel auch Förderinstrumente für den forcierten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger, wie beispielsweise das EEG in Deutschland (vgl. “Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)” auf Seite 68). Um die Wechselwirkungen zwischen der Förderung erneuerbarer Ener-

gien und dem Ziel einer Minderung der THG-Emissionen, insbesondere im Hinblick auf die jeweils mit den Zielen verbundenen Kosten, umfassender zu untersuchen, wird exemplarisch im Folgenden eine gleichzeitige Variation einer THG-Minderungsbedingung und einer Quote für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern über einen größeren Wertebereich durchgeführt.

Da der Energieträger Erdgas gegenüber den anderen fossilen Energieträgern die niedrigsten auf den Energiegehalt bezogenen spezifischen CO_2-Emissionen aufweist, kann Erdgas, wie auch die Ergebnisse des Zielszenarios THG-Minderung in den Jahren 2025 bis 2035 zeigen, abhängig vom THG-Minderungsziel eine wichtige Rolle in der Energieversorgung spielen. Wegen der geringen heimischen Erdgasreserven ist Deutschland dabei auf den Erdgasimport angewiesen, so dass die angenommene Entwicklung des Erdgaspreises eine kritische Größe bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von THG-Minderungsmaßnahmen darstellen kann. In einer zweiten Untersuchung werden daher die Entwicklung des Erdgaspreises und des THG-Minderungsziels über einen größeren Bereich gleichzeitig variiert. Hierbei soll insbesondere untersucht werden, inwieweit erneuerbarer Energieträger von einer entweder durch Emissionsbeschränkungen oder durch steigende Importpreise ausgelösten Verteuerung fossiler Energieträger profitieren können. Da, wie die Entwicklung der Vergangenheit zeigt, sich der Erdgaspreis langfristig am Rohölpreis orientiert, werden bei der Erdgaspreisvariation auch die Preise des Rohöls und der Mineralölprodukte mitverändert.

In den Variationsrechnungen wird die THG-Emissionsobergrenze in den einzelnen Perioden ausgehend von den Emissionen des Referenzszenarios schrittweise bis zum Minderungspfad des Zielszenarios THG-Minderung abgesenkt. Auf dieselbe Art und Weise werden in den Varianten die EE-Quoten von den Anteilen im Referenzszenario bis zu den Quoten des Zielszenarios EE erhöht. Bei der Variation des Erdgas- und Rohölpreises werden die beiden Preispfade prozentual verändert. Die Importpreise für Mineralölprodukte werden dabei so berechnet, dass deren absolute Preisdifferenz zum Rohölpreis aus dem Referenzszenario auch bei verändertem Rohölpreis bestehen bleibt, da davon ausgegangen werden kann, dass die Preisdifferenzen der Mineralölprodukte zum Rohölpreis durch die als konstant angenommenen Kosten der Raffinerieprozesse bestimmt werden.

5.8.1 Variation des Minderungsziels und der EE-Quote

In Abb. 5-56 ist für das Jahr 2050 die Nettostromerzeugung nach Energieträgern als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen dargestellt. Bei einem Minderungsziel von 50 % führt die Erhöhung der Quote zunächst zu einer Zunahme der Stromerzeugung aus Biomasse. Ab einer Quote von ungefähr 25 % wird zudem die Stromerzeugung aus Erdgas durch Braun- und vor allem Steinkohle verdrängt sowie die Stromerzeugung aus Windenergie ausgebaut. Ebenfalls leistet der Rückgang des Endenergieverbrauchs an Strom durch die damit geringer ausfallende Nettostromerzeugung einen Beitrag zur Erfüllung der Quote. Die Verschiebung bei den fossilen Energieträgern in der Stromerzeugung lässt sich dadurch erklären, dass mit zunehmender EE-Quote der THG-Zertifikatspreis sinkt (vgl. Abb. 5-57), da durch die erhöhte regenerative Stromerzeugung THG-Emissionen im Stromsektor gesenkt werden. Die Mehrkosten dieser Minderung, die teurer als der ursprüngliche THG-Zertifikatspreis ist, werden durch den EE-Zertifikatspreis getragen, so dass der THG-Zertifikatspreis sinkt.

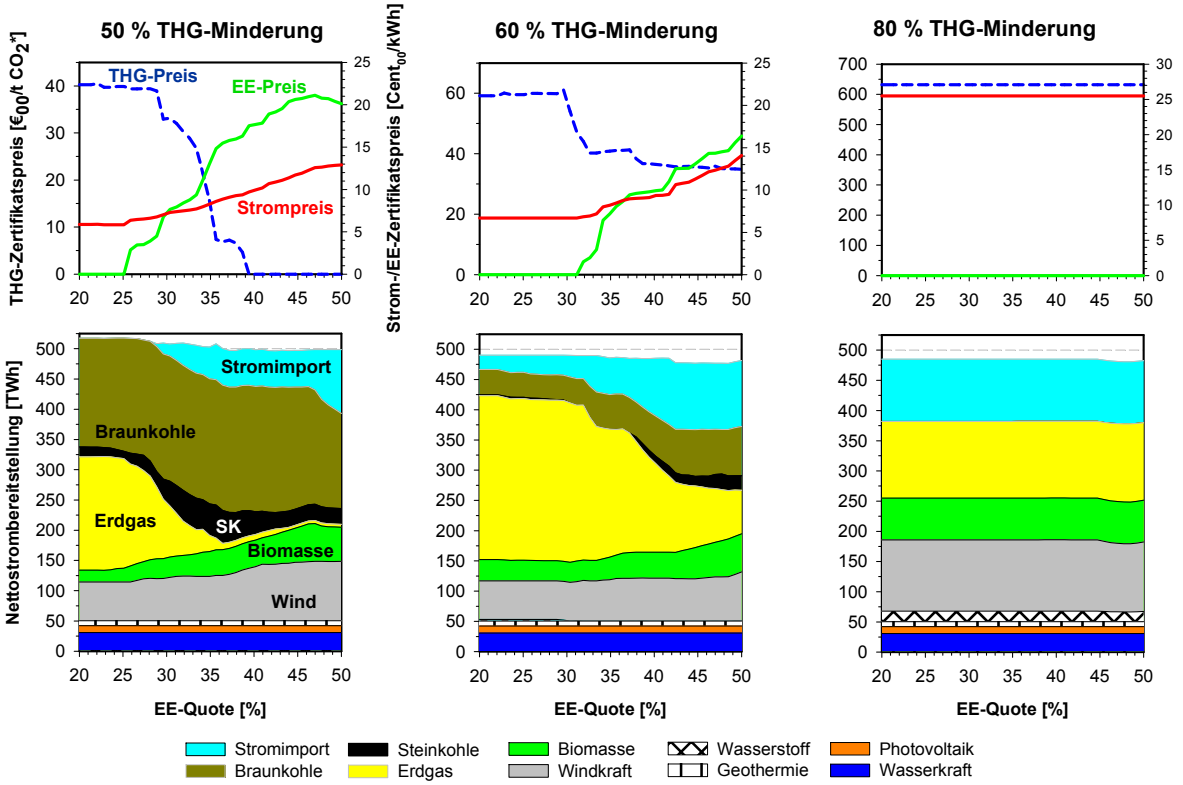


Abb. 5-56: Nettostrombereitstellung im Jahr 2050 nach Energieträgern als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Der sinkende THG-Zertifikatspreis führt dazu, dass die Kosten der Stromerzeugung aus emissionsintensiven Kohlen sinken, während beim Erdgas der ursprüngliche Vorteil der niedrigen THG-Emissionen eine geringere Rolle spielt und der Erdgaspreis in den Vordergrund rückt. Bei einer EE-Quote von 39,5 % sinkt der THG-Zertifikatspreis auf Null, d. h., die durch die EE-Quote induzierte THG-Minderung übersteigt das THG-Minderungsziel von 50 %.

Bei einer THG-Minderung von 60 % spielt die vorgegebene Quote bis zu einem Wert von ca. 30 % keine Rolle, da das Minderungsziel bereits zu einer höheren regenerativen Stromerzeugung führt. Die bis zu diesem Punkt zu beobachtenden Änderungen in der Nettostromerzeugung werden durch Änderungen in den Vorperioden, in denen die Quotenvorgabe bindend ist, verursacht. Wenn die Quote bindend ist, kommt es wie bei der 50 %igen Minderung aufgrund sinkender THG-Zertifikatspreise und steigender EE-Zertifikatspreise zu einer Verdrängung des Erdgases durch Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung. Ebenso sinkt die Nettostromerzeugung durch Einsparungen bzw. Substitution in den Endenergieverbrauchssektoren sowie einem erhöhten regenerativen Stromimport. Interessant im Verlauf des THG-Zertifikatspreises für dieses Minderungsziel ist, dass ab einer EE-Quote von ungefähr 42 % der THG-Zertifikatspreis sowie die heimische Nettostromerzeugung wieder konstant verlaufen (vgl. Abb. 5-56 und Abb. 5-57). Hierfür sind zwei Effekte verantwortlich: zum einen die Kopplung des Stromsektors und der Verbrauchssektors über den Energieträger Strom, zum anderen die Kopplung der Nachfrage- und Umwandlungssektoren über die globale THG-Minderungsbedingung bzw. den THG-Zertifikatspreis. Die Nettostromerzeugung wird bei Erhöhung der EE-Quote solange reduziert, wie die Kosten unter Berücksichtigung der THG-Zertifikatspreise der Einsparung oder Substitution niedriger sind als diejenigen einer Erhöhung der regenerativen Stromerzeugung.

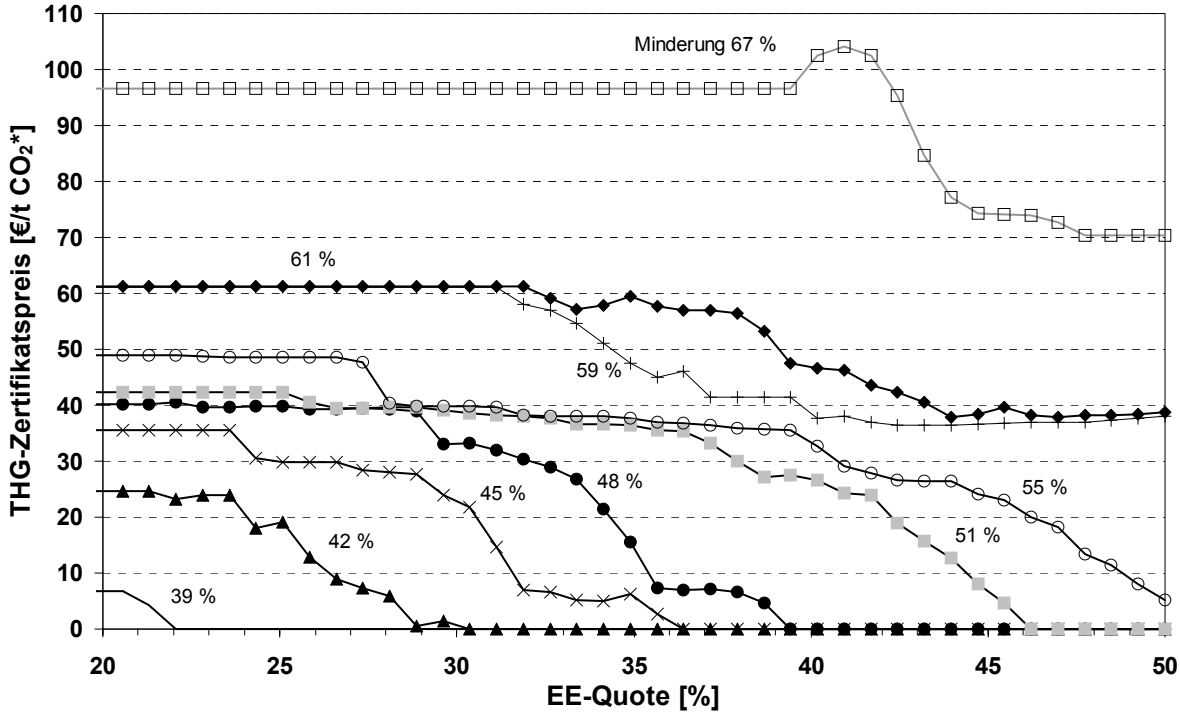


Abb. 5-57: THG-Zertifikatspreis im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Wenn ein Gleichgewicht zwischen Nettostromerzeugung und -stromverbrauch bei Erhöhung der EE-Quote erreicht ist, bleiben die THG-Emissionen außerhalb des Stromsektors konstant. Zwangsläufig müssen aufgrund des Minderungsziels auch die Emissionen innerhalb des Stromsektors konstant bleiben. Die Erhöhung der regenerativen Stromerzeugung hat zunächst eine Emissionsminderung zur Folge, die durch eine Verschiebung des Stromerzeugungsmixes von Erdgas zu den Kohlen ausgeglichen wird. Aufgrund dieser Effekte sind die marginalen Vermeidungskosten ab einer Quote von ca. 42 % konstant. Bereiche, in denen der THG-Zertifikatspreis bei Erhöhung der EE-Quote konstant bleibt, sind auch bei anderen Minderungszielen zu beobachten, z. B. bei einem Minderungsziel von 45 % (vgl. Abb. 5-57).

Ab einem Minderungsziel von 72 % ist eine regenerative Stromerzeugung, die einer Quote von mehr als 50 % entspricht, zur Erreichung des Minderungsziels notwendig, so dass die hier vorgenommene Variation der Quote keinen Einfluss mehr auf das Energiesystem hat.

Dies wird auch in der Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung als Funktion der EE-Quote im Jahr 2050 deutlich (vgl. Abb. 5-58). Bei einer Quote von 80 % ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern nahezu unabhängig von der EE-Quote, nur bei sehr hohen Quoten ist ein geringfügiger Rückgang der regenerativen Stromerzeugung zu beobachten, der auf bindende EE-Quoten in früheren Perioden zurückzuführen ist. Unterschiede in der regenerativen Stromerzeugung bei gleicher bindender EE-Quote werden durch eine unterschiedliche hohe Nettostromerzeugung verursacht, die von Stromeinsparungen oder Substitutionsmaßnahmen in den Endenergieverbrauchssektoren abhängt.

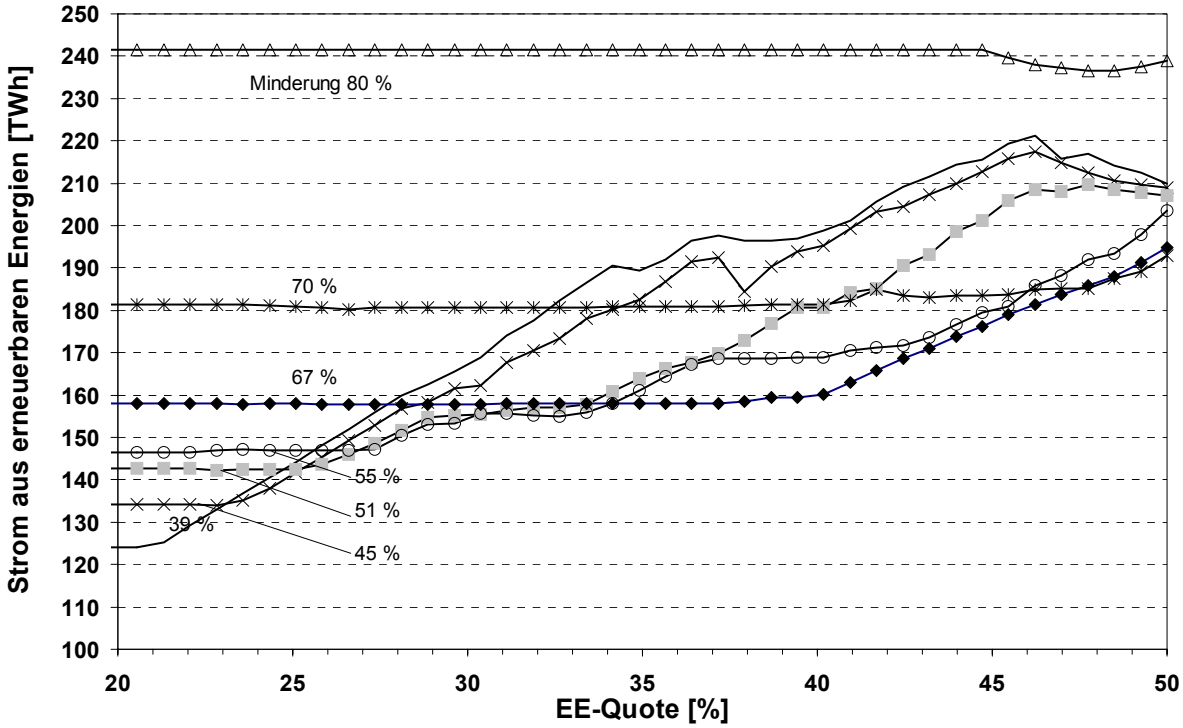


Abb. 5-58: Regenerative Stromerzeugung im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Die Entwicklung des zeitlich gemittelten Hochspannung-Strompreises als Funktion der EE-Quote ist in Abb. 5-59 für verschiedene THG-Minderungsziele wiedergegeben.

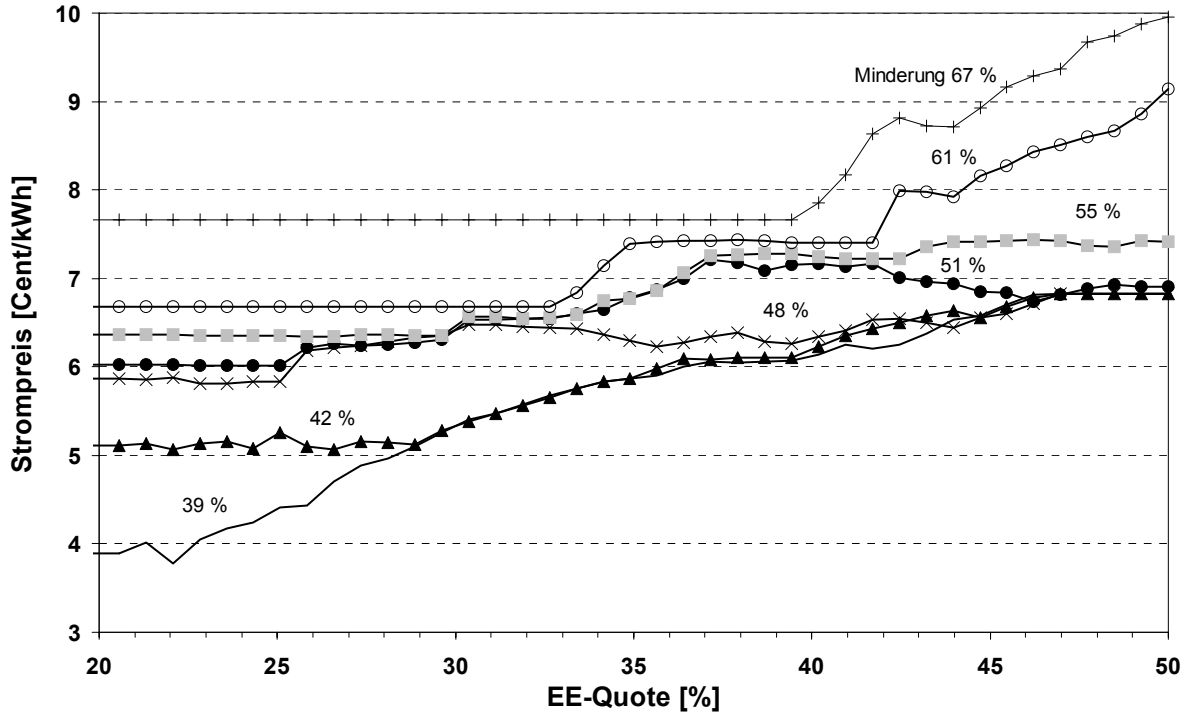


Abb. 5-59: Zeitlich gemittelter Strompreis im Jahr 2050 als Funktion der EE-Quote bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Die horizontalen Abschnitte der Kurven entsprechen Bereichen, in denen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren bereits bedingt durch das THG-Minderungsziel höher als die vorgegebene Quote ist. Bis zu einem THG-Minderungsziel von 51 % konvergieren die Kurven unterschiedlicher Minderungsziele mit zunehmender EE-Quote in eine gemeinsame Kurve, was dadurch zu erklären ist, dass in diesen Fällen ab einer bestimmten EE-Quote die Emissionen unterhalb des Minderungsziels liegen und somit die THG-Minderungsbedingung keine Rolle mehr spielt. Dieser Effekt ist auch bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu beobachten (vgl. Abb. 5-58).

5.8.2 Variation des Minderungsziels und des Erdgas-/Rohölpreises

Durch eine gleichzeitige Variation der Minderungsziele sowie der Importpreise für Erdgas, Rohöl und Mineralölprodukten soll hier analysiert werden, inwiefern erneuerbare Energieträger von einer Verteuerung fossiler Energieträger profitieren können.

Der Einfluss des Erdgaspreises auf die Stromerzeugung bei unterschiedlichen Minderungszielen im Jahr 2050 ist in Abb. 5-60 dargestellt. Die Preise bei einem Wert von 0 % entsprechen dabei der in Tabelle 5-1 angegebenen Preisentwicklung. Zur Preisvariation werden diese Preispfade für Erdgas und Rohöl ab dem Jahr 2010 in jedem Jahr prozentual erhöht oder abgesenkt.

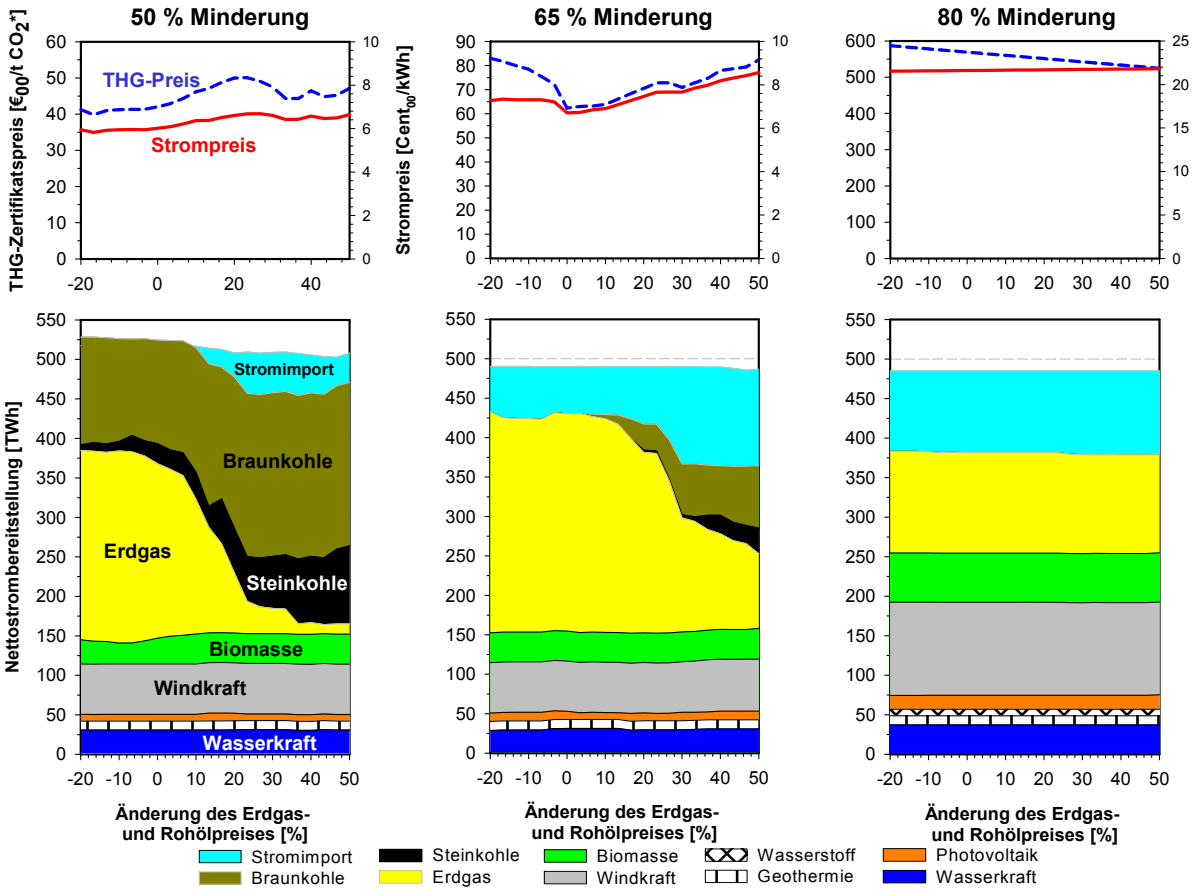


Abb. 5-60: Nettostrombereitstellung im Jahr 2050 nach Energieträgern als Funktion der prozentualen Gas-/Ölpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

So werden beispielsweise in der Preisvariante „-20%“ in allen Perioden die Preise für Erdgas und Rohöl um 20% gegenüber der Preisentwicklung in Tabelle 5-1 gesenkt. Bei einem Minderungsziel von 50 % führt die Erhöhung des Gaspreises, startend von dem niedrigsten hier betrachteten Preispfad von -20 %, ab einem Wert von -7 % zu einem Ersatz der Stromerzeugung aus Erdgas durch Braunkohle, ab einem Wert von 17 % nimmt auch die Stromerzeugung aus Steinkohle zu. Diese Verschiebung in der Stromerzeugungsstruktur lässt sich dadurch erklären, dass der ursprüngliche auf den niedrigen THG-Zertifikatskosten beruhende Kostenvorteil des Erdgases im Vergleich zu den Kohlen durch den Anstieg des Erdgaspreises verringert wird. Die Stromerzeugung aus Braunkohle erreicht bei einer Preisänderung von 23 % ihre durch die maximale jährliche Fördermenge von 1 400 PJ vorgegebene Obergrenze. Die durch die Zunahme der Kohleverstromung auftretenden THG-Mehremissionen in der Stromerzeugung werden durch Minderungsmaßnahmen in den Endenergieverbrauchssektoren ausgeglichen, wobei der Anstieg des THG-Zertifikatspreises bei einem Minderungsziel von 50 % wie auch bei anderen Minderungszielen zwischen 42 % und 59 % vergleichsweise gering ausfällt (vgl. Abb.). Dies deutet darauf hin, dass die THG-Vermeidungskosten und die die Kosten verursachenden Vermeidungsaktivitäten weitgehend unabhängig vom Erdgas sind. Das Strompreisniveau im Jahr 2050 wird jedoch bei einem Minderungsziel von 50 % durch den Erdgaspreis angehoben. So steigt der gemittelte Strompreis bei einer Erdgaspreiserhöhung von 26 % gegenüber dem Preis im Referenzszenario um 0,7 Cent/kWh (Abb. 5-62).

Bei niedrigen bindenden THG-Minderungszielen bis 50 % nimmt der Strompreis bei Variation des Gaspreises ein Maximum an (vgl. Abb. 5-61). Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit steigendem Gaspreis sich zunächst die Stromerzeugung durch die Substitution des Erdgases durch Kohlen sowie in geringem Umfang durch erneuerbare Energien verteuert.

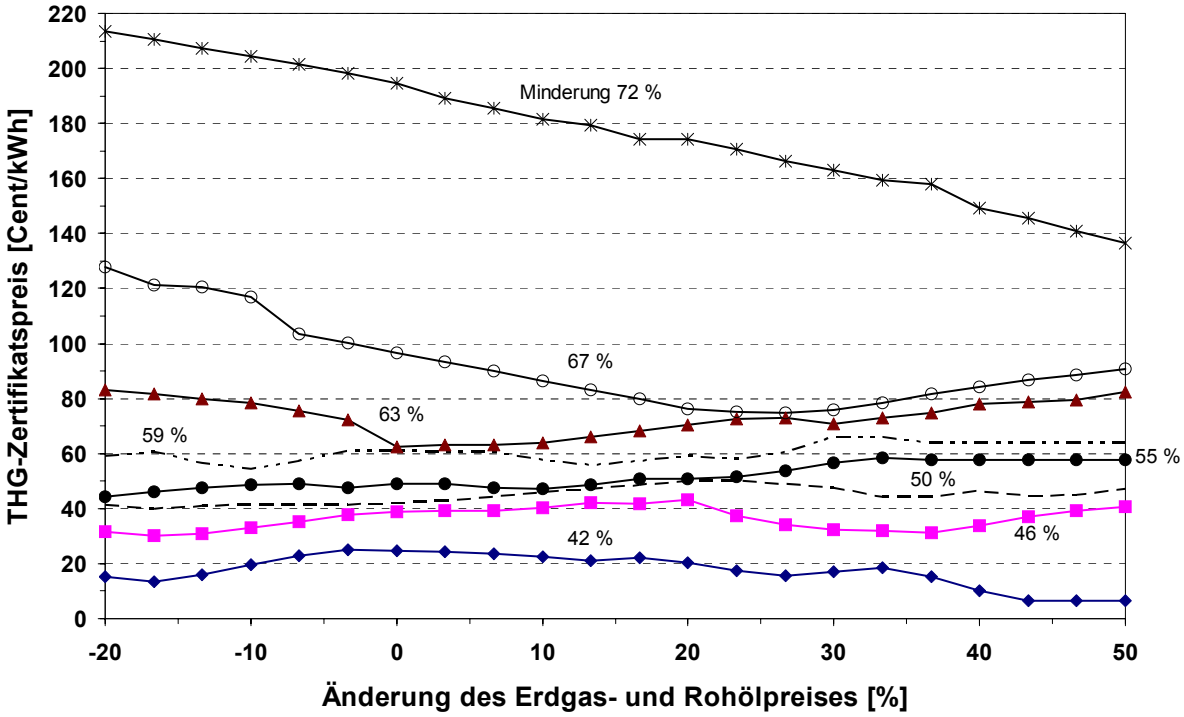


Abb. 5-61: THG-Zertifikatspreis im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

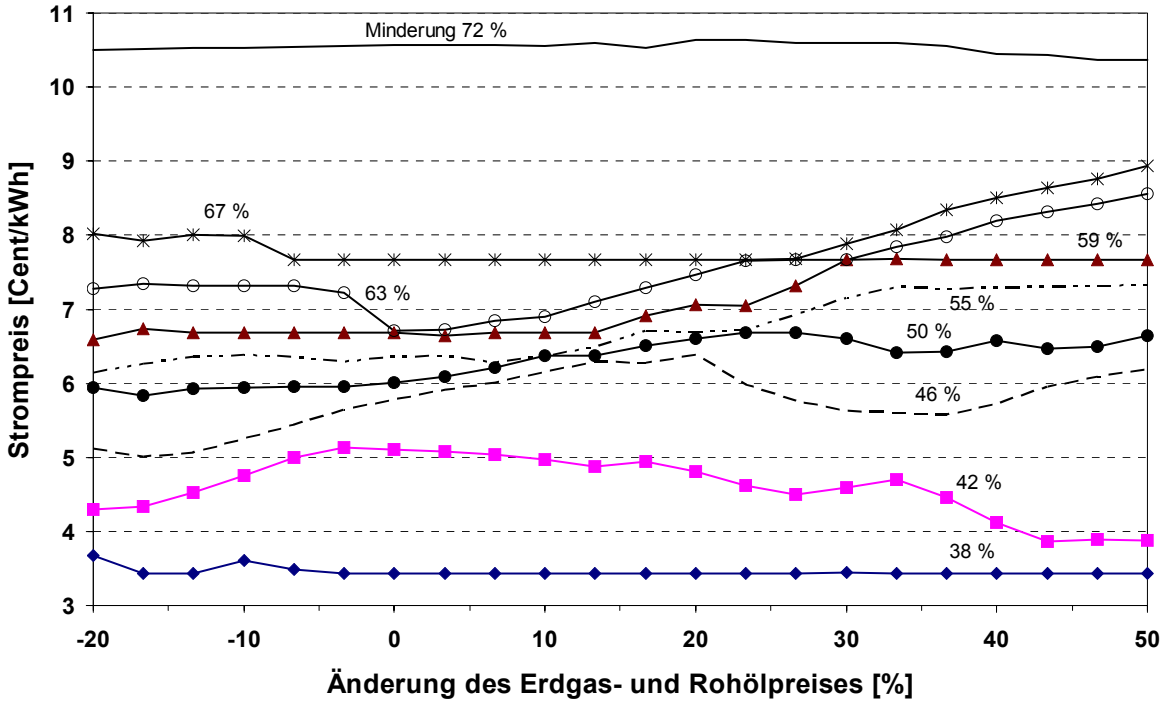


Abb. 5-62: Zeitlich gemittelter Strompreis im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Parallel wird Erdgas auch in den Endenergieverbrauchssektoren eingespart sowie die in der Stromerzeugung auftretenden Mehremissionen durch Minderungsmaßnahmen ausgeglichen, um das THG-Minderungsziel einzuhalten. Ist das Erdgas in der Stromerzeugung vollständig verdrängt, profitiert der Stromsektor durch die weitere Substitution des Erdgases vornehmlich durch Fernwärme in den Nachfragesektoren, da dies sinkende THG-Emissionen und damit auch sinkende THG-Zertifikatspreise zur Folge hat, was sich preismindernd auf den Strompreis auswirkt. Bei einem Minderungsziel von 65 % findet ebenfalls in der Stromerzeugung mit zunehmendem Erdgaspreis eine Substitution des Erdgases durch Braun- und Steinkohle statt (vgl. Abb. 5-60). Die Stromerzeugung aus Erdgas wird jedoch im Vergleich zum Minderungsziel 50 % erst bei einer Erhöhung des Erdgaspreises von ungefähr 7 % und dann auch im geringeren Umfang vermindert, da bei einem Minderungsziel von 65 % und dem damit verbundenen höheren THG-Zertifikatspreis eine entsprechend größere Gaspreiserhöhung notwendig ist, um eine Veränderung in der Struktur der Stromerzeugung zu bewirken. Besonders deutlich wird dies bei einem Minderungsziel von 80 %. Hier ist der THG-Zertifikatspreis so dominierend, dass die hier untersuchten Variationen im Gaspreis keinen Einfluss auf die Stromerzeugungsstruktur haben.

Im Verlauf des THG-Zertifikatspreises bei Minderungszielen von 63 % und 67 % fällt auf, dass die Zertifikatspreise mit steigendem Gaspreis zunächst sinken und dann wieder ansteigen (vgl. Abb. 5-61). Hierfür sind zwei gegenläufige Effekte verantwortlich. Zum einen wird der THG-Zertifikatspreis durch die Substitution von Erdgas durch Fernwärme im Haushaltssektor und dem Sektor GHD bestimmt. Bei steigendem Gaspreis sinken daher die Substitutionskosten, was den anfänglichen Rückgang des THG-Zertifikatspreises erklärt. Der mit steigendem Gaspreis zunehmende THG-Ausstoß im Stromsektor erfordert Vermeidungsmaßnahmen in anderen Sektoren (hier: Substitution von Benzin durch Erdgas im Verkehrssektor),

deren Kosten für den Anstieg des Zertifikatspreises bei höheren Gaspreisen verantwortlich sind. Bei Minderungszielen ab 72 % wird die Stromerzeugungsstruktur durch den Gaspreis nicht mehr beeinflusst, so dass keine anderen Minderungsmaßnahmen erforderlich sind, was zur Folge hat, dass der Verlauf des THG-Zertifikatspreises mit steigendem Gaspreis alleine durch den ersten Effekt bestimmt wird.

Die Sensitivität der regenerativen Stromerzeugung bezüglich des Erdgaspreises ist vergleichsweise gering (vgl. Abb. 5-63). Tendenziell ist bei Minderungszielen von bis zu 59 % eine Zunahme der regenerativen Stromerzeugung mit steigenden Erdgaspreisen zu beobachten. Die größten Veränderungen treten im Jahr 2050 bei Minderungszielen zwischen 38 % und 50 % auf. Bei niedrigeren Minderungszielen wird Erdgas in der Stromerzeugung durch Kohlen ersetzt, während bei höheren Minderungszielen wegen des hohen THG-Zertifikatspreises der Erdgaspreis keine Auswirkungen auf die Stromerzeugungsstruktur hat. In diesen Fällen ist jedoch bereits das Niveau der regenerativen Stromerzeugung alleine aufgrund des THG-Minderungsziels sehr hoch.

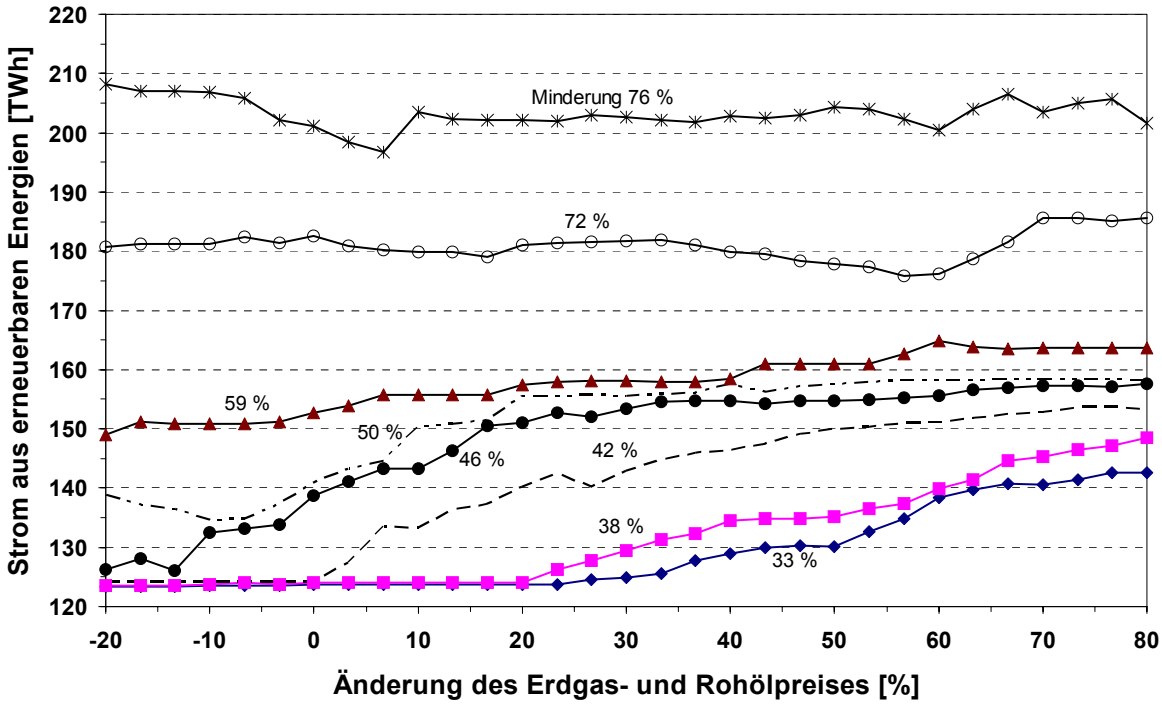


Abb. 5-63: Regenerative Stromerzeugung im Jahr 2050 als Funktion der prozentualen Energieträgerpreisänderung bei unterschiedlichen THG-Minderungszielen (eigene Berechnungen)

Die geringe Preissensitivität spiegelt sich ebenfalls im regenerativen Primärenergieverbrauch wider, der für das Jahr 2050 in Abb. 5-64 als Funktion des THG-Zertifikatspreises dargestellt ist. Gegenüber dem regenerativen Primärenergieverbrauch in der Preisentwicklung entsprechend Tabelle 5-1 (Preispfad 0 %) führt eine Erhöhung der Importpreise um 50 bzw. 100 % für Erdgas und Öl nur zu einer geringen Zunahme des regenerativen Primärenergieverbrauchs (schraffierte Flächen), während die Sensitivität des regenerativen Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Preis der Emissionszertifikate insbesondere bis zu einem Preis von 200 €/t CO_2* sehr viel stärker ausfällt.

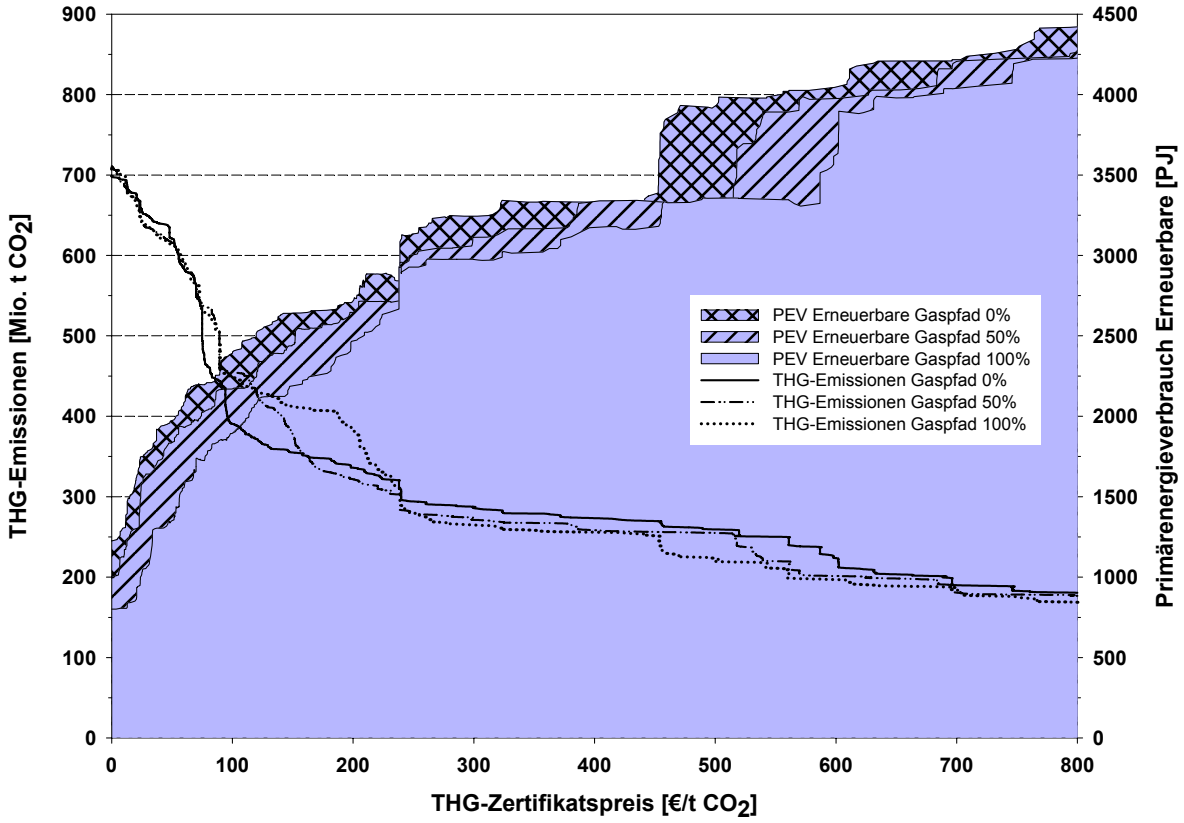


Abb. 5-64: Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergieverbrauchs erneuerbarer Energieträger als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 für unterschiedliche Preisentwicklungen (eigene Berechnungen)

5.9 Zusammenfassende Bewertung der Analysen

Mit Hilfe der Methoden der Szenarioanalyse, Sensitivitätsanalyse und parametrischen Programmierung wurde für die betrachteten Szenarien analysiert, welchen Beitrag erneuerbare Energien zum Klimaschutz leisten können und welche ökonomischen und emissionsseitigen Auswirkungen ihre verstärke Nutzung in der Stromerzeugung auf das Energiesystem hat. In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der einzelnen Szenarien vergleichend zusammengefasst.

5.9.1 Regenerativer Endenergieverbrauch

Die Entwicklung des Verbrauchs der regenerativen Endenergieträger Biomasse, Umgebungswärme und Geothermie ist in Abb. 5-65 dargestellt. Im Referenzszenario wird neben Biomasse gegen Ende des Betrachtungszeitraums auch zunehmend Umgebungswärme in Wärmepumpen im Haushaltssektor genutzt. Die Einführung einer THG-Minderungsbedingung in dem Zielszenario THG sowie den Varianten THG-DEP und THG-KE führt zu einem Anstieg der installierten Wärmepumpenanlagen. Die verstärkte Biomassenutzung in den Minderungsszenarien im Jahr 2050 ist neben dem Einsatz in Heizkraftwerken auch der Verwendung von importiertem Biokraftstoff (RME) im Verkehrssektor zuzuschreiben. Im Zielszenario EE ist dagegen insgesamt ein Rückgang des regenerativen Endenergieverbrauchs gegenüber den Minderungsszenarien festzustellen, insbesondere im Bereich der Wärmepumpennutzung und des Verkehrs. Au-

grund der forcierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario EE ist dagegen eine höhere Fernwärmebereitstellung aus Biomasse befeuerten Heizkraftwerken zu verzeichnen.

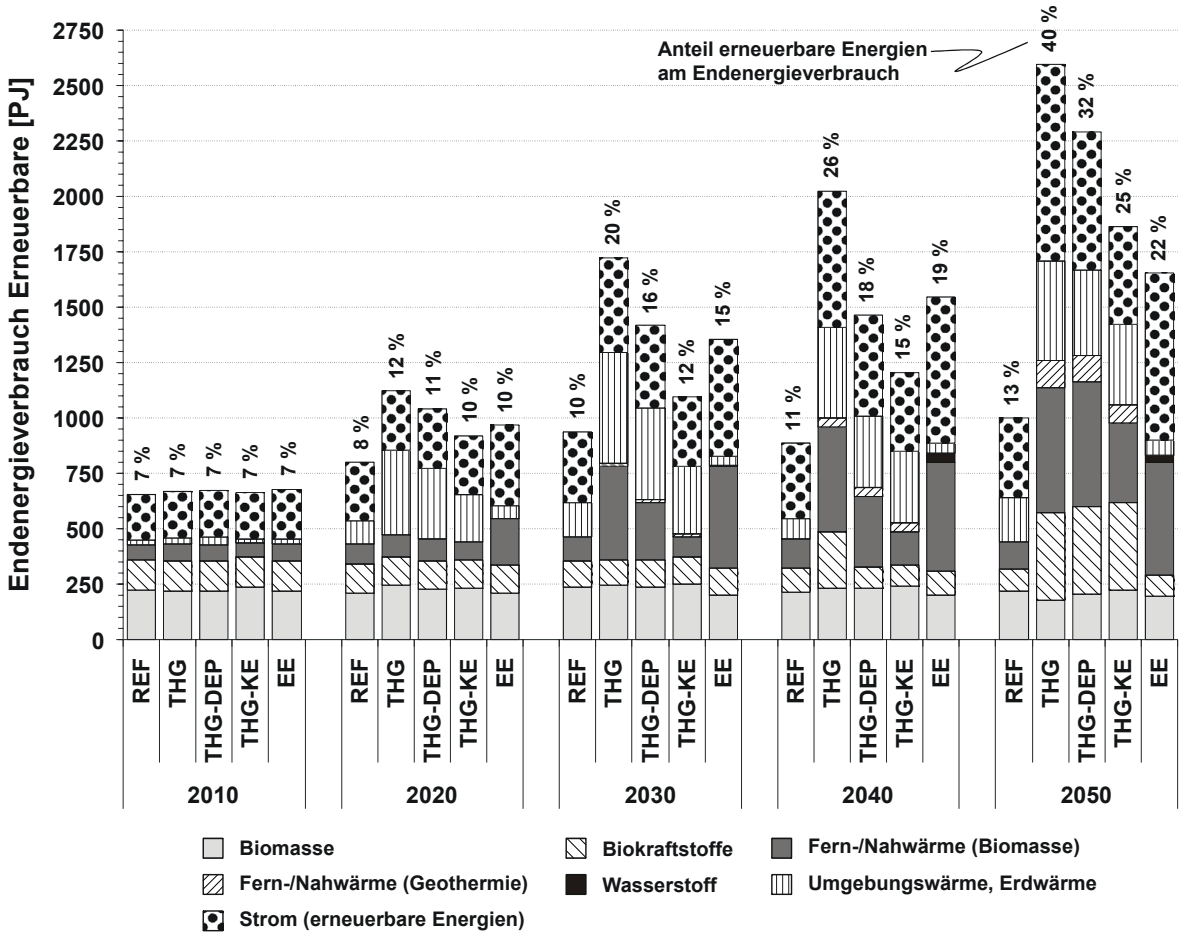


Abb. 5-65: Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

5.9.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

In Abb. 5-66 ist die zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenarienvergleich wiedergegeben. Im Referenzszenario zeigt sich, dass die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern ohne Fördermaßnahmen und dem Verfolgen von Klimaschutzzielen in Deutschland nicht wirtschaftlich ist. Zu den erneuerbaren Energieträgern, bei denen die erforderlichen Subventionen bzw. Vergütungen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeitsschwelle am geringsten ausfallen, zählen die Wasserkraft, die Windenenergie an Standorten mit Windgeschwindigkeiten > 6 m/s, die Biomasse und die in Heizkraftwerken genutzte geothermische Erdwärme. Bei Wind- und Wasserkraft sind die verfügbaren günstigen Potenziale jedoch bereits weitgehend genutzt, so dass deren zukünftiges Ausbaupotenzial sehr gering ist. Die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung nimmt mit zunehmender Nutzung ab, da die Kosten der Biomasse mit sukzessiver Ausschöpfung der Potenzialstufen ansteigen (vgl. Abb. 2-13).

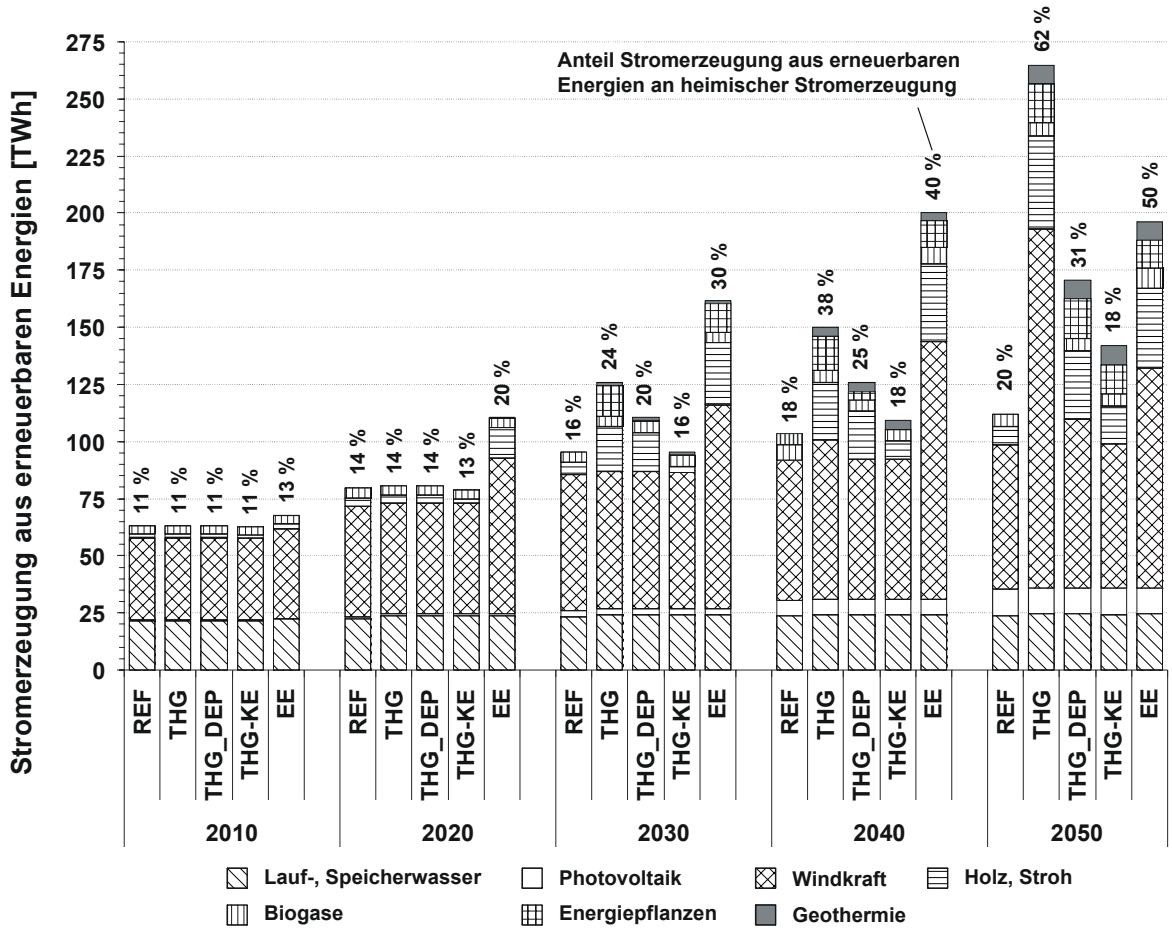


Abb. 5-66: Regenerative Stromerzeugung im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

Im Zielszenario THG-Minderung wird der Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung aufgrund der Verteuerung der fossilen Energieträger durch die THG-Zertifikatskosten gesteigert. Insbesondere in der zweiten Hälfte des Untersuchungszeitraums von 2030 bis 2050 wird die Stromerzeugung aus Geothermie, Biomasse und Windenergie ausgebaut, so dass der regenerative Anteil an der Nettostromerzeugung auf 69,3 % ansteigt. Bis zum Jahr 2030 besitzt dagegen Erdgas bei einem Minderungsziel von 50 % eine dominierende Rolle in der Energieversorgung, muss aber in der Folgezeit mit steigenden Minderungszielen wegen seiner Emissionen ebenso wie vorher die anderen fossilen Energieträger substituiert oder eingespart werden. Im Jahr 2050 tragen erneuerbare Energien erheblich zur Minderung der THG-Emissionen in der Stromerzeugung bei, wobei aber auch anzumerken ist, dass ein ähnlicher hoher Minderungsbeitrag durch Effizienzverbesserungen in der Stromerzeugung und durch eine Reduktion der Nettostromerzeugung infolge von Stromeinsparung/-substitution in den Endenergiesektoren oder von regenerativem Stromimport erzielt wird (vgl. Abb. 5-24). Die durchschnittlichen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung sinken bis zum Jahr 2050 auf 51 g CO_2/kWh (vgl. Abb. 5-67). Durch die THG-Minderungsbedingung und den dadurch induzierten Kosten für THG-Zertifikate steigt der gemittelte Strompreis auf ein Niveau (26,5 Cent/kWh im Jahr 2050), das der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zur Wettbewerbsfähigkeit verhilft. Bei solch hohen Kosten für Strom und THG-Zertifikate stellt sich die Frage, ob die Annahme des ausgeglichenen Stromsaldos, die unterstellt, dass in den Nachbarländern ähnlich hohe Klimaschutzziele mit ähnlich hohen Vermeidungskosten verfolgt

werden, aufrechtzuerhalten ist. Der Import von Strom oder THG-Zertifikaten würde den Strom- und THG-Zertifikatspreis senken, so dass aufgrund der verminderten Deckungsbeiträge durch den Strompreis ebenfalls zu erwarten ist, dass ein Teil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zurückgeht.

Ein solcher Effekt zeigt sich in den Varianten THG-DEP und THG-KE. Hier können im Gegensatz zum Zielszenario THG-Minderung Kraftwerke mit CO_2-Abtrennung und -Deponierung bzw. Kernkraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Diese Technologien erweisen sich in den Varianten im Vergleich zur Nutzung erneuerbarer Energieträger als kostengünstigere Optionen zur THG-Vermeidung, was bewirkt, dass augrund der niedrigeren THG-Vermeidungskosten und damit niedrigeren Strompreise gegenüber dem Zielszenario THG die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zurückgeht. Im Zeitraum bis zum Jahr 2040 betrifft dies vor allem den Einsatz der Biomasse zur Stromerzeugung, während im Jahr 2050 in den Varianten die im Zielszenario THG stark genutzte Windstromerzeugung massiv verdrängt wird. So fällt die regenerative Stromerzeugung im Jahr 2050 in der Variante THG-DEP um 94 TWh und in der Variante THG-KE sogar um 123 TWh niedriger als im Zielszenario THG aus. In der Variante THG-KE ist im Jahr 2050 nur bei der Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie noch ein Anstieg von 21,0 TWh bzw. 8,2 TWh gegenüber den im Referenzszenario vorgegebenen Mindestmengen zu beobachten.

Im Zielszenario Erneuerbare Energien wurde mit Hilfe einer Quote für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien analysiert, welchen Beitrag die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zum Klimaschutz leisten kann. Die spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung sinken von 594 g CO_2/kWh im Referenzszenario auf 294 g CO_2/kWh im Szenario EE (vgl. Abb. 5-67). Die THG-Minderung in der Stromerzeugung ist vor allem auf die Verdrängung von Steinkohle durch erneuerbare Energieträger zurückzuführen, während die Stromerzeugung aus Braunkohle nur um 29 % zurückgeht. Zwar wird auch Erdgas vollständig aus der Stromerzeugung verdrängt, der Beitrag von Erdgas zur Stromerzeugung im Jahr 2050 ist mit 17,7 TWh aber bereits in der Referenzentwicklung vergleichsweise niedrig, so dass die hiermit verbundenen Emissionsänderungen die spezifischen CO_2-Emissionen nur geringfügig beeinflussen. Mögliche Auswirkungen der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik auf die Versorgungssicherheit und der Netzstabilität wurden einerseits dadurch berücksichtigt, dass die installierte Leistung an Windkraft und Photovoltaik nur mit einem Anteil von 16 % zur gesicherten Leistung zum Zeitpunkt der höchsten Last innerhalb eines Jahres beiträgt, andererseits wurde die ohne Zwischenspeicherung mögliche direkte Netzeinspeisung aus fluktuierenden Quellen auf 15 % der Nettostromerzeugung begrenzt. Lässt man eine höhere Netzeinspeisung für fluktuierende Stromerzeugungsquellen zu, steigt zwar die direkte Netzeinspeisung der Windstromerzeugung. Ebenso sinken der Strompreis sowie die Gesamtkosten der Energieversorgung, da teuere Speichermaßnahmen im geringeren Umfang benötigt werden. Die THG-Emissionen nehmen jedoch zu, da Stromeinsparmaßnahmen wegen des gesunkenen Strompreises auf der Nachfrageseite abnehmen. Somit werden im Zielszenario bei hohen EE-Quoten durch die Beschränkung der Netzeinspeisung die Kosten der Windstromerzeugung eventuell überschätzt, aber dies gilt ebenso für die insgesamt durch die Einführung der Quote erzielten THG-Minderungen.

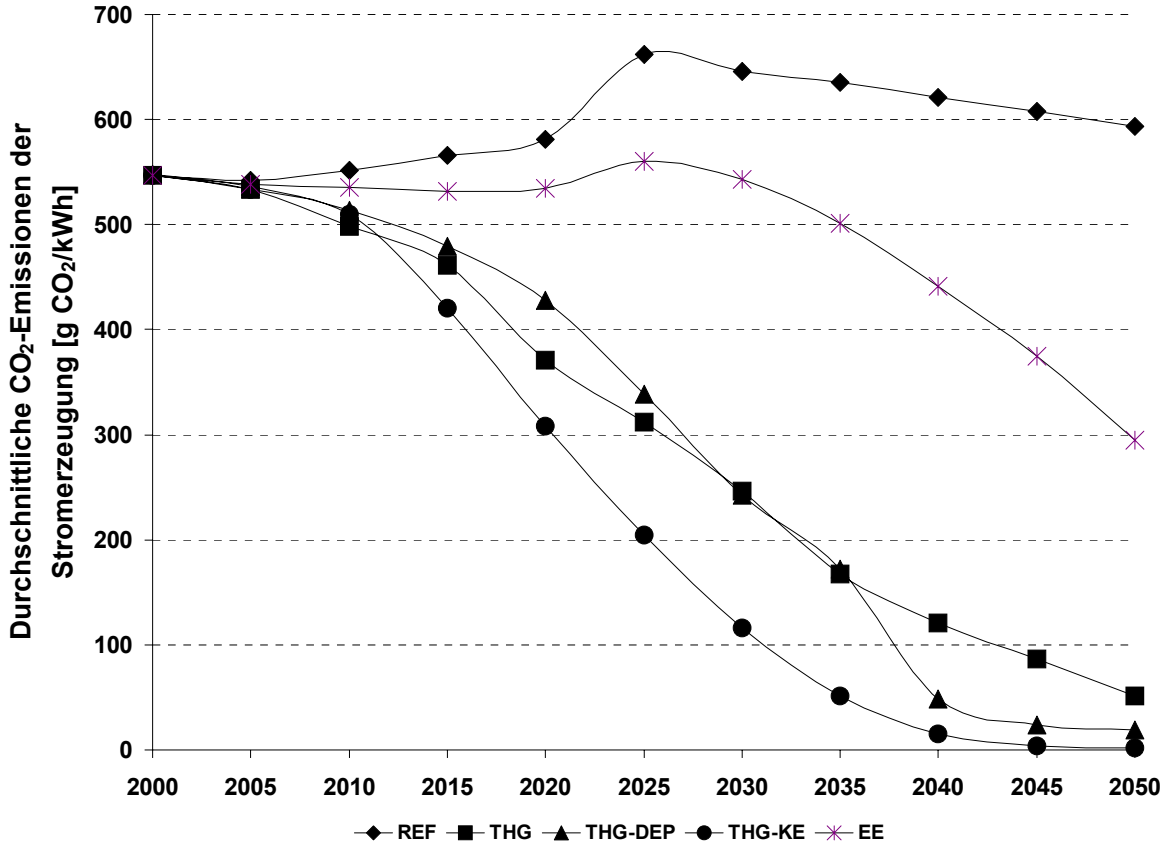


Abb. 5-67: Durchschnittliche CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

5.9.3 Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger

Aus dem Einsatz erneuerbarer Energieträger in den Umwandlungssektoren und den Endenergiesektoren ergibt sich der Primärenergieverbrauch an regenerativen Energieträgern, der für die untersuchten Szenarien über den Modellzeitraum in Abb. 5-68 dargestellt ist.

Im Zielszenario THG-Minderung tritt mit 3 565 PJ (Anteil 44 %) im Jahr 2050 der höchste regenerative Primärenergieverbrauch in den betrachteten Szenarien auf. Wichtigster regenerativer Primärenergieträger im Szenario THG-Minderung ist die Biomasse, die zum überwiegenden Teil in KWK-Anlagen Verwendung findet. Wie man schon bei der Betrachtung der Stromerzeugung beobachten konnte, geht in den Varianten THG-DEP und THG-KE die Verfügbarkeit der kostengünstigen Vermeidungsoptionen CO_2-Abtrennung/-Deponierung sowie der Kernenergiezubau hauptsächlich zu Lasten der Stromerzeugung aus Biomasse und Windenergie, was Hauptursache für den Rückgang des regenerativen Primärenergieverbrauchs in den beiden Varianten gegenüber dem Zielszenario THG ist.

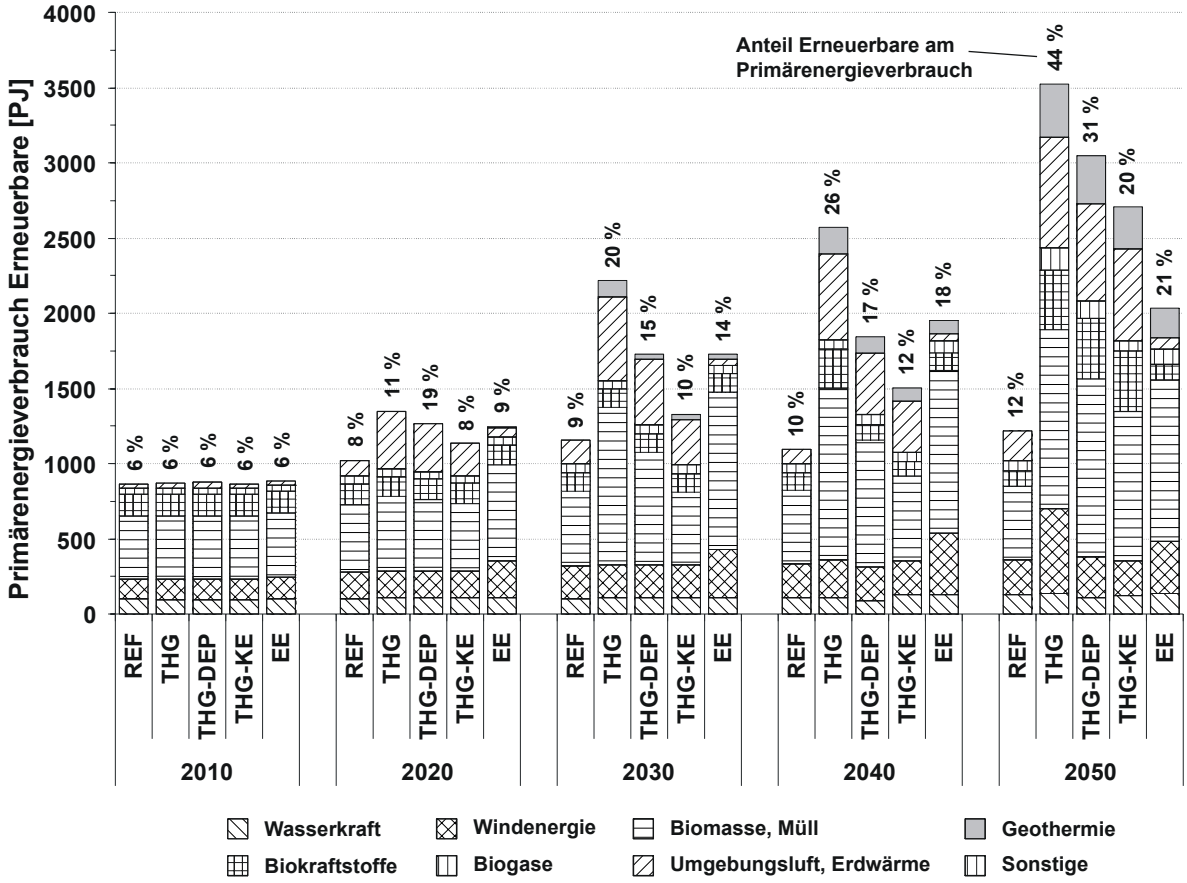


Abb. 5-68: Primärenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

5.9.4 Emissionen und Systemkosten

Die sektorale Entwicklung der THG-Emissionen ist in Abb. 5-69 für die untersuchten Szenarien dargestellt. In dem Zielszenario THG-Minderung und dessen Varianten wird die Höhe der Gesamtemissionen durch die vorgegebenen Minderungsziele bestimmt (vgl. Tabelle 5-11). Durch die Möglichkeit der CO_2-Deponierung bzw. des Ausbaus der keine direkten Emissionen verursachenden Kernenergienutzung fallen die THG-Emissionen des Umwandlungssektors in den Varianten niedriger als im Zielszenario THG aus, so dass teurere Minderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren, insbesondere im Verkehrssektor, nicht mehr ergriffen werden müssen. So fallen in der Variante THG-KE die Emissionen des Umwandlungssektors im Jahr 2050 um 30 Mio. t CO_2* niedriger als im Zielszenario THG aus, wohingegen die Emissionen des Verkehrssektors um 24 Mio. t CO_2* ansteigen. Durch die Vorgabe einer Quote für regenerativ erzeugten Strom von 50 % kann zwar im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenzentwicklung ebenfalls eine Minderung der THG-Emissionen erzielt werden, sie ist jedoch mit einer Minderung von 51,9 % im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 deutlich niedriger als die in den Minderungsszenarien vorgegebenen 80 %igen Minderung. Neben dem erhöhten Einsatz erneuerbarer Energieträger ist ein Teil der im Szenario EE beobachteten Emissionsminderung im Stromsektor auf eine im Vergleich zur Referenzentwicklung verminderte Stromerzeugung zurückzuführen.

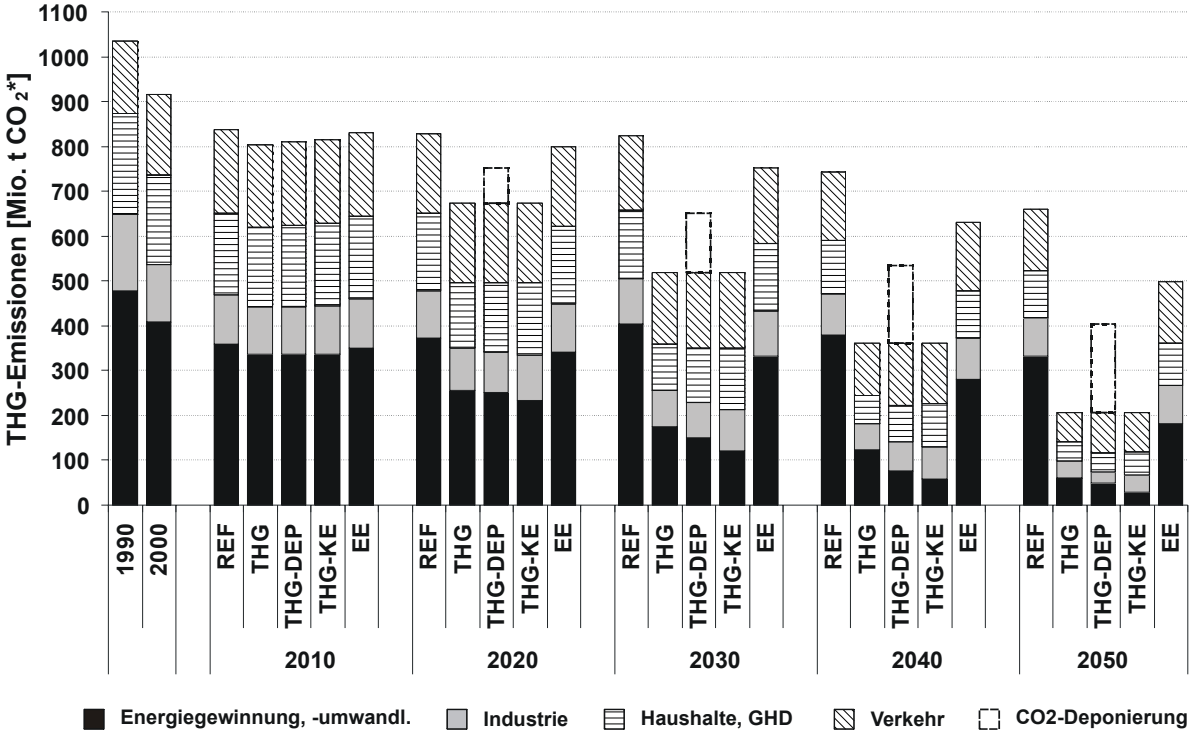


Abb. 5-69: Entwicklung der THG-Emissionen im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

Die Ursache hierfür liegt in einer Erhöhung des Strompreises durch die EE-Zertifikate, so dass auf der Verbrauchsseite Maßnahmen zur Minderung des Stromverbrauchs ergriffen werden bzw. der regenerative Stromimport erhöht wird. Die marginalen THG-Vermeidungskosten, die sich auch als THG-Zertifikatspreise eines den gesamten Energiesektor umfassenden Emissionshandelssystems interpretieren lassen, sind im Zielszenario THG-Minderung im Jahr 2050 mit 631 €/t CO_2* am höchsten, während durch die Nutzung der Kernenergie in der Variante THG-KE im selben Jahr deutlich niedrigere Zertifikatspreise von 191 €/t CO_2* zu beobachten sind.

Für das Jahr 2050 sind die THG-Emissionen sowie der Primärenergieverbrauch an Erneuerbaren in Abb. 5-70 als Funktion des THG-Zertifikatspreises dargestellt. Man erkennt, dass für gegebene Zertifikatspreise die THG-Emissionen des Zielszenarios THG-Minderung stets höher als in der Variante THG-DEP sind, deren Emissionen wiederum über denen der Variante THG-KE liegen. Ohne bindendes Minderungsziel im Jahr 2050, d. h., bei einem Zertifikatspreis von Null, wird im Szenario THG-KE bereits eine Minderung von 65 % gegenüber dem Jahr 1990 erreicht, da die Nutzung der Kernenergie auch ohne die die fossilen Kraftwerke verteuernden Zertifikatspreise eine kostengünstige Stromerzeugungsoption darstellt. Die Steigung der Minderungskostenkurve ist im Szenario THG-KE bis zu einem Zertifikatspreis von ungefähr 100 €/t CO_2* ebenfalls deutlich flacher als in den Szenarien THG und THG-KE. Dies kann dadurch erklärt werden, dass im Szenario THG-KE die spezifischen THG-Emissionen der Stromerzeugung deutlich niedriger als in den beiden anderen Szenarien sind. Hierdurch sind die durch eine gleiche Minderungsmaßnahme vermiedenen Emissionen im Szenario THG-KE entsprechend niedriger als in den anderen Szenarien und somit fallen die Vermeidungskosten pro vermiedener Tonne Treibhausgas entsprechend höher aus.

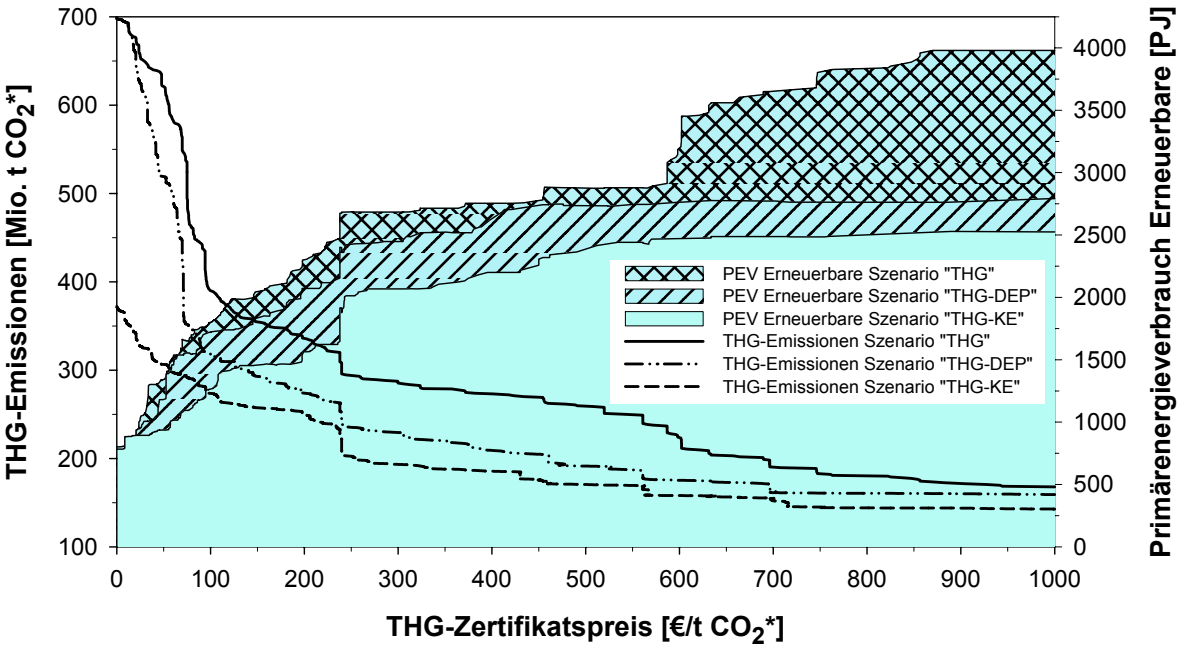


Abb. 5-70: Entwicklung der THG-Emissionen und des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energieträgern als Funktion des THG-Zertifikatspreises im Jahr 2050 im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

Für den Primärenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern ergibt sich eine ähnliche Reihenfolge wie bei den THG-Emissionen: im Zielszenario THG-Minderung fällt für gegebenen Zertifikatspreis der Verbrauch an regenerativen Energieträgern am höchsten aus, während er in der Variante THG-KE am niedrigsten ist. Im Zielszenario THG-Minderung steigt der regenerative Primärenergieverbrauch bei einem Preis von ungefähr 600 €/t CO_2* durch den Ausbau der Windnutzung an Festlandstandorten mit Windgeschwindigkeiten < 5m/s sprunghaft an, während in den Varianten THG-DEP und THG-KE kein derartiger Anstieg auftritt, da in diesen Szenarien bei diesen Preisen die THG-Emissionen der Stromerzeugung bereits Null sind. Durch die Einführung kostengünstiger Vermeidungsoptionen mit entsprechenden Potenzialen können also unter Umständen einige der teureren regenerativen Minderungsoptionen vollständig verdrängt werden, wie hier die Windnutzung an schlechten Festlandstandorten oder auf dem Meer, die Offshore-Windenergienutzung, die Verwendung von PV-Anlagen und der Einsatz von Solarkollektoren.

Hinsichtlich der Mehrkosten des Energiesystems in den Minderungsszenarien gegenüber dem Referenzszenario ergibt sich die bereits bei den marginalen Vermeidungskosten beobachtete Reihenfolge der Szenarien (vgl. Abb. 5-71). Die Kosten im Zielszenario THG-Minderung sind mit 55 Mrd. $€_{00}$ im Jahr 2050 am höchsten, während die Mehrkosten der Variante THG-KE für das selbe Jahr mit -0,4 Mrd. $€_{00}$ unter den betrachteten Szenarien am niedrigsten ausfallen. Durch die Möglichkeit des Ausbaus der Kernenergie liegen die Kosten in der Variante THG-KE trotz der Minderungsverpflichtung stets unterhalb der Kosten des Referenzszenarios und erreichen im Jahr 2025 einen Minimalwert von -14 Mrd. $€_{00}$, der sich durch die Überlagerung des kostenmindernden Effekts der Kernenergienutzung zum einen und des kostensteigernden Effekts der THG-Minderungsbedingung zum anderen ergibt. Die Mehrkosten der Variante THG-EE sind zwar niedriger als die der Szenarien THG und THG-DEP, die durch das Instrument der Quote für regenerativ erzeugten Strom erzielten Emissionsminderungen sind jedoch

auch deutlich niedriger. Ein Vergleich der durchschnittlichen jährlichen THG-Minderungskosten, also der auf die THG-Minderung bezogenen Mehrkosten, zwischen dem Zielszenario THG-Minderung (vgl. Tabelle 5-21) und dem Zielszenario EE (vgl. Tabelle 5-28) zeigt, dass bis zum Jahr 2040 die Minderungskosten im Zielszenario THG-Minderung trotz der deutlich höheren THG-Minderung niedriger als in der Variante THG-EE sind.

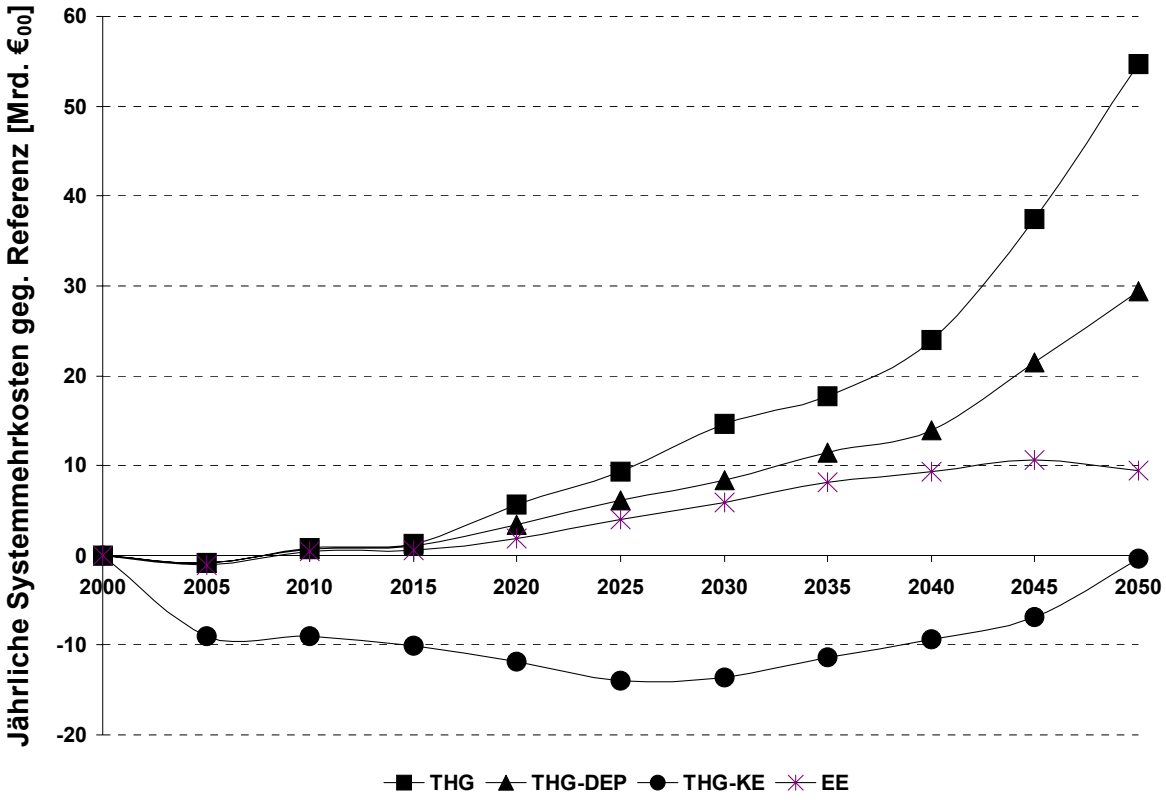


Abb. 5-71: Entwicklung der Energiesystemmehrkosten im Szenarienvergleich (eigene Berechnungen)

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Nutzung erneuerbarer Energien insbesondere in der Stromerzeugung, wie der Zeitraum 2030 bis 2050 im Zielszenario THG zeigt, durch die in diesen Jahren vergleichsweise hohen THG-Zertifikatskosten eine kosteneffektive Maßnahme zur Emissionsminderung darstellen kann. Zu den erneuerbaren Energieträgern, die unter diesen Bedingungen in Deutschland in der Stromerzeugung ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden, zählen die Wasserkraft, die Geothermie, die Biomasse und die Windenergie. Das gegenüber der Nutzung im Jahr 2002 zusätzliche Ausbaupotenzial der Wasserkraft ist jedoch mit 3,8 TWh vergleichsweise gering. Im Jahr 2050 wird im Zielszenario THG das geothermische Stromerzeugungspotenzial von 8,7 TWh vollständig genutzt, während in der Windstromerzeugung 58 % des Onshore-Potenzials (143 TWh) und 11 % des Offshore-Potenzials (14 TWh) ausgeschöpft werden. Voraussetzung dafür, dass diese Potenziale zu dem ökonomisch sinnvollen Zeitpunkt aktiviert werden, ist jedoch, dass sich die Kosten der THG-Vermeidung in den Energiepreisen niederschlagen, wie dies bei einem Zertifikatshandelssystem der Fall ist. Entscheidende Größe für die Bewertung der Rolle erneuerbarer Energieträger hinsichtlich ihrer Kosteneffektivität zur THG-Minderung sind die marginalen Vermeidungskosten (THG-Zertifikatskosten) des Energiesystems. In den beiden Varianten THG-DEP und THG-KE haben die veränderten Rahmenbedingungen deutlich niedrigere Zertifikatskosten zur Fol-

ge, so dass aufgrund der niedrigeren Energiepreise ein Großteil der erneuerbaren Energiepotenziale nicht mehr kostendeckend genutzt werden kann. Als vergleichsweise robust gegenüber diesen veränderten Rahmenannahmen erweisen sich die Nutzung der Biomasse, der Geothermie und der Umgebungswärme, während die Windstromerzeugung an schlechten Festlandstandorten und auf dem Meer unter den veränderten Rahmenbedingungen der Varianten THG-KE und THG-DEP nicht mehr wettbewerbsfähig ist. Der Einfluss von Veränderungen in den Importpreisen für Erdgas und Öl auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist, wie die Variationen in Abschnitt 5.8.2 zeigen, vergleichsweise gering, da selbst bei Verfolgung von THG-Minderungszielen Erdgas in der Stromerzeugung durch Stein- und Braunkohle und nicht durch erneuerbare Energieträger substituiert wird.

Durch Einführung von Quoten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern lassen sich zwar auch THG-Emissionen vermeiden, in der Regel existieren jedoch kostengünstigere Strategien zur Erreichung derselben THG-Minderung. Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lässt sich daher nicht alleine aus klimapolitischen Gesichtspunkten begründen, sie erscheint eher sinnvoll, um z. B. die im Zielszenario THG-Minderung bei der Verfolgung von THG-Minderungszielen zeitweilig zu beobachtende hohe Abhängigkeit von Erdgasimporten zu reduzieren. Der Grad der Abhängigkeit von Energieimporten kann jedoch auch, wie in den Varianten THG-DEP und THG-KE deutlich wird, durch den Einsatz anderer Technologien, wie der Kernenergie, gemindert werden, so dass die Frage, ob eine Förderung erneuerbarer Energien hinsichtlich der Reduzierung der Energieimporte zweckmäßig ist, sich nicht pauschal beantworten lässt, sondern, wie hier aufgezeigt, eine detaillierte Betrachtung der technischen und politischen Rahmenbedingungen erfordert.

6 Schlussbetrachtung

Ein Schwerpunkt der energie- und umweltpolitischen Diskussion in Deutschland bildet die Frage, wie sich in Zukunft vor dem Hintergrund der Globalisierung und Liberalisierung der Energiemärkte die für den Klimawandel verantwortliche Emission von Treibhausgasen bei der Energienutzung mindern lässt. Neben Maßnahmen zur Energieeinsparung, zur effizienteren Energieumwandlung sowie der Substitution emissionsintensiver durch emissionsärmere Energieträger stellt die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger eine Option zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen dar. Weiterhin lässt sich im Hinblick auf die vergleichsweise geringen fossilen Energieressourcen in Deutschland durch den Ausbau der regenerativen Energienutzung die Abhängigkeit von Energieimporten mindern. Deutschland besitzt prinzipiell auch ausreichende Potenziale, um einen Großteil der jetzigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energieträgern zu decken, jedoch ist ihre Nutzung heute in den meisten Fällen unter den Wettbewerbsbedingungen der liberalisierten Energiemärkte noch nicht konkurrenzfähig, so dass Förderinstrumente, die die Kostendifferenz zwischen der Energieversorgung aus regenerativen und konventionellen Quellen reduzieren, für eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger in der Energieversorgung erforderlich sind.

Vor diesem Hintergrund wurde in der Arbeit untersucht, welchen Beitrag erneuerbare Energieträger in Deutschland zur zukünftigen Energieversorgung bis zum Jahr 2050, insbesondere in der Stromerzeugung, und zur Minderung von Treibhausgasemissionen leisten können. Zur Bewertung der Rolle erneuerbarer Energieträger sind mit Blick auf das Gesamtenergiesystem Interdependenzen zwischen der Nutzung erneuerbarer Energieträger und den übrigen Bereichen und Sektoren des Energiesystems zu berücksichtigen. Zu den zu beachtenden Wechselwirkungen zählen u. a.:

- die energetische und sektorale Kopplung der Technologien innerhalb des Energiesystems, aus der sich durch die kombinatorisch hohe Zahl an denkbaren Technologieketten zur Deckung einer Energienachfrage ein komplexes System ergibt,
- die dynamische Kopplung durch Investitionsentscheidungen, die abhängig von der Lebensdauer die Struktur des Energiesystems langfristig beeinflussen können,
- die Kopplung durch Energieträgerpreise, die sowohl von Faktoren der Produktions- als auch von der Nachfrageseite des Energieträgers sowie weiteren globalen Bedingungen (z. B. Treibhausgasminderungsverpflichtung) abhängen und als Benchmark für die Wirtschaftlichkeit der die Energieträger bereitstellenden Technologien herangezogen werden kann,
- die Kopplung durch umweltpolitische Instrumente, z. B. einer THG-Minderungsverpflichtung, die durch Berücksichtigung der im Energiesystem globalen marginalen THG-Vermeidungskosten bzw. THG-Zertifikatspreises in den Erzeugungskosten einer Technologie zu einer weiteren preisseitigen Kopplung zwischen verschiedenen Technologien und Energieträgern führt,
- die Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen umweltpolitischen Instrumenten, wie beispielsweise einer THG-Minderungsverpflichtung und einer Quote für die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern,

- die Konkurrenz alternativer Nutzungsmöglichkeiten einer regenerativen Ressource, wie der landwirtschaftlichen Fläche, die zur photovoltaischen Stromerzeugung, zur solarthermischen Nahwärmegewinnung oder dem Energiepflanzenanbau genutzt werden kann.

Die intermittierende Natur der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie, die die Bereitstellung von Reserveleistung verlangt, stellt einen weiteren Aspekt dar, der bei der Analyse erneuerbare Energieträger zu berücksichtigen ist.

Um die genannten Aspekte bei der Untersuchung berücksichtigen zu können, wurde in dieser Arbeit eine systemanalytische und modellgestützte Vorgehensweise gewählt. Mit Hilfe des Energiesystemmodellgenerators TIMES wurde ein technologisch detailliertes Modell des deutschen Energiesystems von der Primärenergiebereitstellung über die Umwandlungs- und Endenergiesektoren bis zur Nutzenergienachfrage entwickelt. Die technischen Angebotspotenziale der Windenergie, der Photovoltaik, der Solarthermie und des Energiepflanzenanbaus wurden im Modell über Flächenpotenziale abgebildet, so dass sich die konkurrierenden Verwendungsmöglichkeiten der begrenzten Fläche darstellen und im Fall der Windkraft Repowering-Maßnahmen abbilden lassen. Weiterhin wurde das Gleichungssystem um Gleichungen zur Beschränkung der maximalen Verfügbarkeit von Entnahmekondensations-KWK-Anlagen im Gegendruck- und Kondensationsbetrieb erweitert, so dass sich Biomasse-HKW realitätsgetreuer im Modell beschreiben lassen. Des Weiteren wurde an den Modellgenerator ein Bilanzierungsmodell gekoppelt, das ausgehend von der optimalen Lösung z. B. die Berechnung des spezifischen Primärenergieverbrauchs, der spezifischen Emissionen und der spezifischen Gestehungskosten von Energieflüssen und Energieträgern unter Berücksichtigung der Prozessvorketten ermöglicht.

Die geringe Transparenz der Lösung ist ein häufig geäußerter Vorwurf an optimierende Energiesystemmodelle, die von Kritikern daher auch als „Black box“ Modelle bezeichnet werden. Zur besseren Untersuchung der Wechselwirkungen und Zusammenhänge zwischen den Instrumenten einer Quote für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und einer THG-Minderungsverpflichtung sowie zur Analyse der Auswirkungen dieser Instrumente auf das Energiesystem wurden in dieser Arbeit drei sich z. T. ergänzende methodische Ansätze betrachtet und implementiert: die Analyse des dualen Optimierungsproblems, das Verfahren der Sensitivitätsanalyse und die Methode der parametrischen Programmierung.

Die in der dualen Formulierung des linearen Optimierungsproblems verwendeten dualen Variablen ermöglichen eine monetäre Bewertung von knappen Ressourcen (z. B. Energieträgern, Kraftwerkskapazitäten) sowie von Restriktionen (z. B. THG-Minderungsziel) durch Preise, während die dualen Gleichungen die Relationen zwischen den verschiedenen Preisen beschreiben. Durch Betrachtung des dualen Problems konnten in die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Technologie neben den Gestehungskosten der durch Restriktionen induzierte Wert oder die mit ihnen verbundenen Kosten quantitativ integriert werden. Die Preise für Emissionsrechte oder für Zertifikate regenerativ erzeugten Stroms sind anschauliche Beispiele für die Bewertung einer THG-Minderungsverpflichtung oder einer Quote an regenerativ erzeugtem Strom.

Die Sensitivitätsanalyse, die den Effekt von marginalen Parameteränderungen auf die optimale Lösung des Energiemodells ermittelt, wurde hier dazu verwendet, um zu untersuchen, welche Größen die dualen Variablen bestimmen. Hierdurch lässt sich die Frage beantworten,

welche Entscheidungen und Technologien bestimmend für die Strompreise, die THG-Zertifikatspreise oder die Preise von Zertifikaten grünen Stroms sind.

Während die Formulierung des dualen Energiesystemmodells und die Sensitivitätsanalyse dazu dienen, das Modellverständnis zu vertiefen, die Interdependenzen innerhalb des Energiesystems aufzuzeigen und die sich aus der Optimierung ergebenden Strategien zu analysieren, wird die parametrische Programmierung zur Variation von exogen vorgegebenen Parametern über größeren Wertebereichen genutzt, um so die Auswirkungen von beispielsweise unterschiedlich hohen THG-Minderungszielen auf das Energiesystem zu untersuchen. Für diese Variationen wurde wie auch schon für die Sensitivitätsanalysen ein auf der optimalen Partition der Problemmatrix beruhendes Verfahren verwendet, so dass sich Variationen der Parameter der rechten Seite und der Kostenparameter effizient berechnen ließen. Für die Variation der Matrixkoeffizienten erwies sich die direkte Variation der Koeffizienten einer zuvor jedoch reduzierten Modellmatrix als praktikablere Vorgehensweise.

Mit Hilfe des entwickelten TIMES Modells für Deutschland sowie der Analysemethoden wurde untersucht, welche Rolle erneuerbare Energieträger in der deutschen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 spielen können. Die Fragestellung wurde dabei aus zwei Blickwinkeln betrachtet, zum einen wurde untersucht, welche Auswirkungen eine durch eine Quote vorgegebene verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung hat (Zielszenario Erneuerbare Energien), zum anderen wurde analysiert, welchen Beitrag erneuerbare Energien zur Erreichung eines vorgegebenen Klimaschutzziels leisten können (Zielszenario Treibhausgasminderung). Weiterhin wurde eine Kombination der beiden Instrumente betrachtet sowie untersucht, ob aufgrund der hohen Importabhängigkeit Deutschlands eine Erhöhung der Importpreise, insbesondere für Erdgas die Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energieträger verbessert.

Zusammenfassend zeigt die quantitative Analyse, dass die Nutzung erneuerbarer Energien insbesondere in der Stromerzeugung, wie der Zeitraum 2030 bis 2050 im Zielszenario THG zeigt, durch die in diesen Jahren vergleichsweise hohen THG-Zertifikatskosten eine kosteneffektive Maßnahme zur Emissionsminderung darstellen kann. Zu den erneuerbaren Energieträgern, die unter diesen Bedingungen in Deutschland in der Stromerzeugung ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden, zählen die Wasserkraft, die Umgebungswärme, die Geothermie, die Biomasse und die Windenergie. Das gegenüber der Nutzung im Jahr 2002 zusätzliche Ausbaupotenzial der Wasserkraft ist jedoch mit 3,8 TWh vergleichsweise gering. Im Jahr 2050 wird im Zielszenario THG das geothermische Stromerzeugungspotenzial von 8,7 TWh vollständig genutzt, während in der Windstromerzeugung 58 % des Onshore-Potenzials (143 TWh) und 11 % des Offshore-Potenzials (14 TWh) ausgeschöpft werden. Voraussetzung dafür, dass diese Potenziale zu dem ökonomisch sinnvollen Zeitpunkt aktiviert werden, ist jedoch, dass sich die Kosten der THG-Vermeidung in den Energiepreisen niederschlagen, wie dies bei einem Zertifikatshandelssystem der Fall ist. Entscheidende Größe für die Bewertung der Rolle erneuerbarer Energieträger hinsichtlich ihrer Kosteneffektivität zur THG-Minderung sind die marginalen Vermeidungskosten (THG-Zertifikatskosten) des Energiesystems. Die Option der CO_2-Abtrennung und -Deponierung in der Variante THG-DEP und die Möglichkeit des Ausbaus der Kernenergienutzung in der Variante THG-KE haben deutlich niedrigere Zertifikatskosten zur Folge, so dass aufgrund der niedrigeren Energiepreise ein Großteil der erneuerbaren Energiepotenziale nicht mehr kostendeckend genutzt werden kann. Als vergleichsweise robust gegenüber diesen veränderten Rahmenannahmen erweist sich die Nutzung der Wasserkraft, der Bio-

masse, der Geothermie und der Umgebungswärme, während die Windstromerzeugung an schlechten Festlandstandorten und dem Meer unter den veränderten Rahmenbedingungen der Varianten THG-KE und THG-DEP nicht mehr wettbewerbsfähig ist. Der Einfluss von Veränderungen in den Importpreisen für Erdgas und Öl auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist, wie die untersuchten Variationen zeigen, vergleichsweise gering, da selbst bei Verfolgung von THG-Minderungszielen Erdgas in der Stromerzeugung durch Stein- und Braunkohle und nicht durch erneuerbare Energieträger substituiert wird.

Die mit Hilfe der vorgestellten Methoden und Modelle durchgeführten Analysen erheben nicht den Anspruch, die zukünftige Entwicklung des Energiesystems zu prognostizieren, sondern es soll vielmehr aufgezeigt werden, wie sich verschiedene Größen und Entscheidungen in dem aufgrund der energieseitigen, preisseitigen, intertemporalen und instrumentalen Kopplungen komplexen Energiesystem gegenseitig beeinflussen. Die durch die Optimierung gewonnenen Strategien basieren zum Teil auf Prognosen, die über einen so langen Zeitraum mit Unsicherheiten behaftetet sind, wie z. B. die Energiepreisentwicklung, oder auf Annahmen, die die von der Gesellschaft in Zukunft zu treffenden Entscheidungen, z. B. in der Klimaschutzpolitik, durch die vollständige Voraussicht des Modellansatzes vorwegnehmen. Mit Hilfe der hier entwickelten Methoden der Sensitivitätsanalyse und der parametrischen Programmierung kann untersucht werden, wie robust oder sensitiv die mit dem Energiesystemmodell gewonnenen Strategien hinsichtlich der Annahmen sind. Um die Unsicherheit bezüglich der die Entscheidungen besonders stark beeinflussenden Parameter in die Lösung einfließen zu lassen, könnte die Endogenisierung von Unsicherheiten in den Modellgenerator TIMES, z. B. mittels der stochastischen Programmierung /Birge und Louveaux 1997/, ein zukünftiges Forschungsgebiet darstellen.

Literaturverzeichnis

/AGEB/
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. www.ag-energiebilanzen.de, (14.07.2003)

/AGEB 2003/
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Auswertungsbilanzen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2002, Stand: August 2003. Berlin, 2003, http://www.ag-energiebilanzen.de/

/AGFW 2000/
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Frankfurt am Main, 2000

/AGFW 2002/
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): Arbeitsblatt FW 308 Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stroms. www.agfw.de, (24.07.2003)

/Akgül 1984/
Akgül, M.: A note on shadow prices in linear programming. Journal of the Operational Research Society, Vol. 35, 1984, pp 425-431

/Allnoch 1993/
Allnoch, N.: Wind messen und auswerten. Praxis Geographie, Heft 7-8, 1993, S. 59-62

/Andersen 1996/
Andersen, E.D.: Solution of linear and convex optimization problems with emphasis on interior-point methods. Dissertation, Department of Management, Odense University, 1996

/ASUE 2001/
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): BHKW-Kenndaten 2001 - Module, Anbieter, Kosten. Frankfurt am Main, 2001

/Bagemihl 2003/
Bagemihl, J.: Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom-und Gasterminmarkt. Forschungsbericht Band 94, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2003

/Bahn, et al. 1998/
Bahn, O., Haurie, A., Kypreos, S., und Vial, J.P.: Advanced mathematical programming to assess the benefits from international CO_2 abatement cooperation. Environmental Modelling and Assessment, 3, 1998, pp 107-115

/Bahn, et al. 2001/
Bahn, O., Barreto, L., und Kypreos, S.: Modelling and assessing inter-regional trade of CO_2 emission reduction units. Environmental Modeling and Assessment, Vol. 6, 2001, No. 3, pp 173-182

/Barreto 2001/
Barreto, L.: Technological Learning in Energy Optimisation Models and Deployment of Emerging Technologies. Dissertation, Swiss Federal Institute of Technology, Zürich, 2001

/BDI, et al. 2000/
BDI, BGW, VDEW, und VIK: Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Industrie zur Klimavorsorge vom 9. November 2000, 2000

/BDI, et al. 2001a/
BDI, VDEW, ARE, VDV, VKU, und VIK: Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000. www.bmwi.de, (20.07.2003)

/BDI, et al. 2001b/
BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, und VKU: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001. www.strom.de, (16.07.2003)

/BDI, et al. 2002/
BDI, VIK, BGW, und VKU: Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II) vom 3. Mai 2002. www.bundesverband-gas-und-wasser.de, (16.07.2003)

/Beller 1975/
Beller, M.: Sourcebook for Energy Assessment. BNL-50493, Brookhavn National Laboratory, Upton, New York, 1975

/BGR 2003/
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Reserven (BGR): Bundesrepublik Deutschland: Rohstoffsituation 2001, E.Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, 2003

/BINE 1999/
BINE Informationsdienst: Investitionskostenanteile einer netzgekoppelten PV-Anlage. Karlsruhe, 1999

/BINE 2003/
BINE Informationsdienst: Photovoltaik, basisEnergie 3. Karlsruhe, 2003

/Birge und Louveaux 1997/
Birge, J.R., und Louveaux, F.: Introduction to stochastic programming. Springer Verlag, New York, 1997

/Blesl 2002/
Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Dissertation, Forschungsbericht Band 92, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2002

/Blesl, et al. 2004a/
Blesl, M., Ohl, M., und Fahl, U.: Hochtemperaturbrennstoffzellen und deren Kostenentwicklung. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 56, 2004, 5, S. 72-78

/Blesl, et al. 2004b/
Blesl, M., Rühle, B., Remme, U., und Fahl, U.: Die Rolle alternativer Kraftstoffe und Antriebskonzepte in Langfristszenarien für Deutschland. Arbeitspapier, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2004

/BMF 2003/
Bundesministerium für Finanzen: Die ökologische Steuerreform ist effektiver Umweltschutz. www.bundesfinanzministerium.de, (03.06.2003)

/BMU 2000a/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationales Klimaschutzprogramm - Anspruchsvolle Ziele und wirksame Maßnahmen beschlossen. Umwelt, Nr. 11, 2000

/BMU 2000b/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Stand der Abwasserbeseitigung in Deutschland. Umsetzung der Richtlinie des Rates vom 21.05.1991 über die Behandlung von kommunalem Abwasser (91/271/EWG). Stand: Ende 2000. www.bmu.de, (17.04.2004)

/BMU 2001/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, (Hrsg.): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 1. Deutsches Windenergie Institut (DEWI), Berlin, 2001

/BMU 2002a/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). Berlin, 2002

/BMU 2002b/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss konsequent fortgesetzt werden. Pressemitteilung Nr. 200/02, 22.08.2002, Berlin

/BMU 2002c/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, (Hrsg.): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 2. Deutsches Windenergie Institut (DEWI), Berlin, 2002

/BMU 2003a/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen- Stand März 2003. Berlin, 2003

/BMU 2003b/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Geld vom Staat fürs Energiesparen, Weniger Energieverbrauch schont Klima, Umwelt und Geldbeutel, Überblich über die zahlreichen Förderprogramme von EU, Bund, Ländern, Kommunen und Energieversorgungsunternehmen, die auf eine nachhaltige Energieversorgung und besseren Klimaschutz zielen. www.bine.info, (21.07.2003)

/BMU 2003c/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Bundesrat billigt Härtefallregelung. Pressemitteilung Nr. 107/03 vom 20. Juni 2003, Berlin. 2003

/BMU 2003d/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz.und Reaktorsicherheit: Solarstrom wird auch künftig gefördert. Pressemitteilung Nr. 121/03 vom 10.07.2003, Berlin. 2003

/BMU 2003e/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwicklung der Erneuerbaren Energien - Stand August 2003. Berlin, 2003

/BMU 2003f/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Hintergrundpapier zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). www.bmu.de, (5. November 2003)

/BMU 2004a/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Bundeskabinett bringt NAP-Gesetz auf den Weg. Pressemitteilung Nr. 106/03 vom 21.04.2004, Berlin. 2004

/BMU 2004b/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Überblick über das vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetz. www.bmu.de, (12.05.2004)

/BMVEL 2004/
Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft: Konzept zur energetischen Nutzung von Biomasse, www.biomasse-info.net, (01.06.2004)

/BMWA 2003/
Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Bundesministerium stellt Weichen für Wettbewerb auf dem Energiemarkt. Pressemitteilung vom 20.05.2003

/Böhmer 2003/
Böhmer, T.: Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im Jahr 2001. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 102, 2003, Heft 7, S. 22-29

/Bossel und Eliasson 2003/
Bossel, U., und Eliasson, B.: Energy and the Hydrogen Economy. www.hydrogen.org/News/Bossel-Eliasson_2003_Hydrogen-Economy.pdf, (21.07.2003)

/Brooke, et al. 1996/
Brooke, A., Kendrick, D., und Meeraus, A.: GAMS - A user's guide. GAMS Development Corporation, Washington, D.C., 1996

/BSi 2004/
Bundesverband Solarindustrie (BSi): Entwicklung deutscher Solarthermie-Markt. www.bsi-solar.de, (04.06.2004)

/Bundesgesetzblatt 1997/
Gesetz über Hilfen für den deutschen Steinkohlebergbau bis zum Jahr 2005 (Steinkohlebeihilfengesetz) vom 17.12.1997. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 1997, Nr. 85, S. 3048 ff.

/Bundesgesetzblatt 1998a/
Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) vom 24. April 1998. Bundesgesetzblatt, Teil 1 Nr. 23, 1998

/Bundesgesetzblatt 1998b/
Neufassung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vom 26. April 1998. Bundesgesetzblatt, Teil 1 Nr. 59, 1998

/Bundesgesetzblatt 2000/
Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 2000, Nr. 13, S. 305

/Bundesgesetzblatt 2001a/
Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV) vom 21.06.2001. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 2001, Nr. 29, S. 1234 ff.

/Bundesgesetzblatt 2001b/
Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV) vom 16. November 2001. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 2001, Nr. 59, Seiten 3085 ff.

/Bundesgesetzblatt 2002a/
Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 2002, Nr. 19, S. 1092-1096

/Bundesgesetzblatt 2002b/
Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 27. April 2002. Bundesgesetzblatt, Teil 1, 2002, Nr. 26, S. 1351-1359

/Bundesregierung 2002/
Bundesregierung. Erneuerung - Gerechtigkeit - Nachhaltigkeit: Für ein wirtschaftlich starkes, soziales und ökologisches Deutschland. Für eine lebendige Demokratie (Koalitionsvereinbarung der SPD und Bündnis 90/Die Grünen am 16. Oktober 2002). www.bundesregierung.de, (14.07.2003)

/Bundestag 2004/
Deutscher Bundestag: Entwurf eines Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz-TEHG). 15.Wahlperiode, BT-Drucksache: 15/2681, Berlin, 2004

/Buttermann und Hillebrand 2000/
Buttermann, H.G., und Hillebrand, B.: Third Monitoring Report: CO_2-Emissions in German Industry 1997-1998. RWI-Papiere, Nr. 70, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, 2000

/BWP 2004/
Bundesverband WärmePumpe (BWP), e.V.: Wärmepumpen-Absatzstatistik 1994-2003, Stand März 2004, Anfrage beim BWP vom 08.03.2004

/Capros, et al. 1998/
Capros, P., Mantzos, L., Kolokotsas, D., Ioannou, N., Georgakopoulos, T., Filippopoulitis, A., und Antoniou, Y.: The PRIMES Energy System Model Reference Manual. National Technical University of Athens, 1998

/Chvátal 1983/
Chvátal, V.: Linear Programming. W. H. Freemann and Company, New York, 1983

/Cockerill, et al. 1998/
Cockerill, T.T., Harrison, R., Kühn, M., und Bussel, G.J.W.v.: Opti-OWECS Final Report Vol. 3: Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites. IW-98142R, Contract JOR3-CT95-0087, 1998

/Dantzig und Thapa 1997/
Dantzig, G.B., und Thapa, M.N.: Linear Programming 1: Introduction. Springer-Verlag, Heidelberg, 1997

/Deutsches Atomforum 2002/
Deutsches Atomforum e.V.: Jahresbericht 2002 Kernenergie in Deutschland. www.kernenergie.de/public/datas/ik_jahresbericht2002.pdf, (14.07.2003)

/Diekmann, et al. 1999/
Diekmann, J., Eichhammer, W., Neubert, A., Rieke, H., Schlomann, B., und Ziesing, H.-J.: Energie-Effizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. Physica-Verlag, Heidelberg, 1999

/Dixit 1976/
Dixit, A.K.: Optimization in economic theory. Oxford University Press, London, 1976

/Drillisch, et al. 2001/
Drillisch, J., Hallaschka, I., Lindenberger, D., Nolden, A., und Schulz, W.: Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und ihre Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele. Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung", Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Köln, 2001

/Dubslaff 1999/
Dubslaff, E.: Die Erneuerung der ostdeutschen Energiewirtschaft. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 51, 1999, Nr. 9, S.9-11

/Durstewitz, et al. 2001/
Durstewitz, M., Hahn, B., und Hoppe-Kilper, M.: Offshore-Windenergienutzung in der AWZ - Potenziale, Netzintegration, Stromgestehungskosten. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Kassel, 2001

/EC 1995/
European Commission Directorate-General XII, Science, Research and Development: The PRIMES Project. Brussels, 1995

/EC 1999/
European Commission Directorate-General for Energy: The Shared Analysis Project, Energy in Europe. Special Issue, Luxembourg, 1999

/EC 2003/
European Commission Directorate-General for Energy and Transport: European Energy and Transport Trends to 2030. Luxembourg, 2003

/EIA 2003/
Energy Information Administration (EIA): System for the Analysis of Global Energy markets (SAGE), Model Documentation, Volume 1. 2003, www.eia.doe.goc/bookshelf/docs.html, (05.03.2004)

/Ender 2003/
Ender, C.: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland - Stand 31.12.2002. DEWI Magazin, 2003, Nr. 22, S. 7-19

/Enquete 1988/
Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages: Erster Bericht der Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre. Bonn, Drucksache 11/3246, 1988

/Enquete 1990/
Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages: Dritter Bericht zu dem Thema Schutz der Erde. Bonn, Drucksache 11/8030, 1990

/Enquete 1994/
Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages: Schlußbericht zu dem Thema Mehr Zukunft für die Erde -Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz. Bonn, Drucksache 12/8600, 1994

/Enquete 2001/
Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. 14. Wahlperiode: Teilbericht zu dem Thema Nachhaltige Energieversorgung auf liberalisierten und globalisierten Märkten: Bestandsaufnahme und Ansatzpunkt. Berlin, Drucksache 14/7509, 2001

/Enquete 2002/
Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung": Endbericht. Berlin, Drucksache 14/9400, 2002

/EP 2003/
Europäisches Parlament: Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlass der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (15792/1/2002 - C5-0135/2003 - 2001/0245(COD)). In: Europäisches Parlament 2003-2004 in der Sitzung vom Mittwoch 2. Juli 2003 angenommene Texte P5_TA-PROV(2003)07-02 vorläufige Ausgabe PE 333.872. www.europarl.eu.int, (18.07.2003)

/EP 2004/
Europäisches Parlament: Bericht über den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyotoprotokolls (KOM(2003) 403 - C5-0355/2003 - 2003/0173(COD)), Plenarsitzungsdokument, 2004

/ETSAP 1999/
Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP): International Energy Agency Energy Technology Systems Analysis Programme: Dealing with uncertainty together, Summary of Annex VI (1996-1998), 1999

/ETSAP 2002/
Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP): International Energy Agency Energy Technology Systems Analysis Programme: Contributing to the Kyoto Protocol, Summary of Annex VII (1999-2002), 2002

/EU 1996/
Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. 1996

/EU 1997/
Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan, KOM (1997) 599 endgültig, Brüssel, 1997

/EU 1998/
Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt. Brüssel, 1998

/EU 2000/
Europäische Kommission: EU-Grünbuch: Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit (COM(2000) 769 endgültig, 29. November 2000). Brüssel, 2000

/EU 2001/
Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. 2001

/EU 2002a/
Europäischer Rat: Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (2002/358/EG). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 2002, 15.05.2002

/EU 2002b/
Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung; Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Angleichung der Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung mit Erdölerzeugnissen. (KOM (2002) 488 endgültig, 11.09.2002), Brüssel, 2002

/EU 2003a/
Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Brüssel, 2003

/EU 2003b/
Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Brüssel, 2003

/EU 2003c/
Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG. Brüssel, 2003

/EU 2004/
Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. 2004

/Fahl, et al. 1999/
Fahl, U., Blesl, M., Herrmann, D., Kemfert, C., Remme, U., Specht, H., und Voß, A.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs. Forschungsbericht Band 62, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 1999

/Fahl, et al. 2000/
Fahl, U., Baur, J., Ellersdorfer, I., Herrmann, D., Hoeck, C., Remme, U., Specht, H., Steidle, A., Stuible, A., und Voß, A.: Energieverbrauchsprognose Bayern. Forschungsbericht Band 70, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2000

/Fahl, et al. 2002/
Fahl, U., Remme, U., und Blesl, M.: Szenarienerstellung, Endbericht für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2002

/Falkenberg, et al. 2003/
Falkenberg, D., Schneider, S., und Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 55, 2003, Nr. 4, S. 68-77

/FAZ 2003b/
Frankfurter Allgemeine Zeitung: Auf dem Weg in die industrielle Anwendung - MTU hat für Michelin eine Brennstoffzellenanlage installiert. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 4. März 2003, 2003

/FAZ 2003c/
Frankfurter Allgemeine Zeitung: Noch mehr Bergleute müssen gehen. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 18. Juli 2003, 2003

/FAZ 2003d/
Frankfurter Allgemeine Zeitung: Strom aus warmem Wasser - In Neustadt-Klewe geht Deutschland erstes Geothermie-Elektrizitäts-Kraftwerk in Betrieb. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 4. Novenber 2003, 2003

/FCCC 1992/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Framework Convention on Climate Change. New York, 1992

/FCCC 1997/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Document symbol FCCC/CP/1997/7/Add.1, New York, 1997

/FCCC 1999/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on its fourth session, held at Buenos Aires from 2 to 14 November 1998. Document symbol FCCC/CP/1998/16/Add.1, United Nations Office at Geneva, Geneva, 1999

/FCCC 2000/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on its fifth session, held at Bonn from 25 October to 5 November 1999. Document symbol FCCC/CP/1999/6/Add.1, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2000

/FCCC 2001a/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on the first part of its sixth session, held at The Hague from 13 to 25 November 2000. Document symbol FCCC/CP/2000/5/Add.2, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2001

/FCCC 2001b/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on the second part of its sixth session, held at Bonn from 16 to 27 July 2001. Document symbol FCCC/CP/2001/5/Add.1; FCCC/CP/2001/5/Add.2, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2001

/FCCC 2002/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on its seventh session, held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001. Document symbol FCCC/CP/2001/13, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2002

/FCCC 2003/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Review of the implementation of commitments and of other provisions of the Convention. National communications: Greenhouse gas inventories from Parties including Annex I to the Convention. UNFCCC guidelines on reporting and review. Document symbol FCCC/CP/2002/8, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2003

/FCCC 2004/
Framework Convention on Climate Change (FCCC): Report of the Conference of the Parties on its ninth session, held at Milan from 1 to 12 December 2003. Part one: Proceedings. Document symbol FCCC/CP/2003/6, United Nations Office at Geneva, Geneva, 2004

/Fichtner, et al. 1999/
Fichtner, W., Dreher, M., und Göbelt, M.: PERSEUS. In Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen, (Hrsg.), Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Band 33, S. 214-247, Physica-Verlag, Heidelberg, 1999

/Finnis, et al. 1984/
Finnis, M.W., Gundermann, J., und Tosato, G.: Value flows in a linear economic model. HL84/2535, Theoretical Physics Division, AERE Harwell, 1984

/Fischer 2002a/
Fischer, J.: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht. Institut für Energetik und Umwelt gemeinnützige GmbH, Leipzig, 2002

/Fischer 2002b/
Fischer, J.: Der Holzpelletmarkt in Deutschland: Stand und Perspektiven auf dem Weg zur Markteinführung eines neuen Holzbrennstoffs. www.debv.de, (01.06.2004)

/Fishbone, et al. 1983/
Fishbone, L.G., Giesen, G., Goldstein, G.A., Hymmen, H.A., Stocks, K.J., Vos, H., Wilde, D., Zölcher, R., Balzer, C., und Abilock, H.: User's guide for MARKAL - A Multiperiod, linear programming model for energy systems analysis (BNL/KFA Version 2.0). BNL 51701, Brookhaven National Laboratory and Kernforschungsanlage Jülich, Brookhaven, 1983

/FNR/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Gülzow

/Forum 1999/
Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen, (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Heidelberg, Physica-Verlag, 1999

/Forum 2002a/
Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen, (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken. Heidelberg, Physica-Verlag, 2002

/Forum 2002b/
Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen. Rahmendaten des Modellexperiments III: Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Die Rolle erneuerbarer Energieträger. www.ier.uni-stuttgart.de/forum, (25.01.2004)

/Forum 2003/
Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen: Rahmendaten des Modellexperiments IV: Längerfristiger Beitrag der deutschen Energiewirtschaft zum europäischen Klimaschutz. www.ier.uni-stuttgart.de/forum, (25.01.2004)

/Fragnière und Haurie 1996/
Fragnière, E., und Haurie, A.: A stochastic programming model for energy/environment choices under uncertainty. Int. J. Environment and Pollution, 6, 1996, 4-6, pp. 587-603

/Gal 1995/
Gal, T.: Postoptimal analyses, parametric programming, and related topics - Degeneracy, Multicriteria decision making, Redundancy. Walter de Gruyter, Berlin, 1995

/Gerking 1989/
Gerking, H.: Die Ermittlung flexibler Entscheidungselemente in der strategischen Langfristplanung in der Energiewirtschaft. Dissertation, Bericht IKE 8-21, Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1989

/Gerling und May 2001/
Gerling, P., und May, F.: Stellungnahme vor der Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung des Deutschen Bundestage, 2001

/Göbelt 2001/
Göbelt, M.: Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Mark. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Universität Fridericiana zu Karlsruhe, Karlsruhe, 2001

/Goldman und Tucker 1956/
Goldman, A., und Tucker, A.: Theory of linear programming. In H. Kuhn, und A. Tucker (Hrsg.): Linear inequalities and related systems. No. 38 in Annals of Mathematical Studies, pp 53-97, Princeton University Press, Princeton, 1956

/Goldstein, et al. 1999/
Goldstein, G.A., Greening, L.A., and the Partners in the IEA Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP): Energy planning and the development of carbon mitigation strategies using the MARKAL family of models. International Resources Group, Washington, D.C., 1999, www.etsap.org/reports/markal-irg.pdf

/Goldstein und Greening 2001/
Goldstein, G., und Greening, L.: Goal Programming with US MARKAL: Multi-Pollutant Strategy Development. Vortrag 5th ETSAP-VII Meeting in Venice, 15-17 May 2001

/Gondzio 1994/
Gondzio, J.: Presolve analysis of linear programs prior to applying an interior point method. Technical report 1994.3, Logilab HEC Genf, Section of Management Studies, University of Geneva, Geneva, 1994

/Greenberg 1978/
Greenberg, H.J.: A new approach to analyze information contained in a model, In S.I. Gass (Hrsg.), Energy Models Validation and Assessment. NBS Pub. 569, pp 517-524, National Bureau of Standards, Gaithesburg, MD, 1978

/Greenberg 1993/
Greenberg, H.J.: Enhancements of ANALYZE: A computer-assisted analysis system for linear programming. ACM Transactions on Mathematical Software, Vol. 19, 1993, No. 2, pp 233-256

/Greenberg und Murphy 1995/
Greenberg, H.J., und Murphy, F.H.: Views of mathematical programming models and their instances. Decision Support Systems, 13, 1995, pp 3-34

/Greenberg 1997/
Greenberg, H.J.: Linear programming 1: basic principles, In T. Gal, und H.J. Greenberg (Hrsg.), Advances in Sensitivity Analysis and Parametric Programming. pp 3-1 - 3-43, Kluwer Academic Press, London, 1997

/Greenberg 1999/
Greenberg, H.J.: Matrix Sensitivity Analysis from an Interior Solution of a Linear Program. INFORMS Journal on Computing, Vol. 11, 1999, No. 3, pp 316-327

/Gutberlet und Hilligweg 2003/
Gutberlet, K., und Hilligweg, G.: Steinkohle. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 55, 2003, Nr. 4, S. 42-47

/Heinrich und Jahraus 2002/
Heinrich, P., und Jahraus, B.: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Fichtner, 2002

/Heinz, et al. 2002/
Heinz, A., Hartmann, R., Hitzler, G., und Baumbach, G.: Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin. IER Forschungsbericht Band 89, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2002

/HeudG 2003/
Sächsischer Landtag: Gesetz zur Inanspruchnahme der Gemeinde Heuersdorf für den Braunkohlenabbau und zur Eingliederung der Gemeinde Heuersdorf in die Stadt Regis-Breitingen (Heuersdorfgesetz - HeudG), Drucksache 3/9540, 2003

/Hoff 1997/
Hoff, T.E.: Integrating Renewable Energy Technologies in the Electric Supply Industry: A Risk Management Approach. Pacific Energy Group, Walnut Creek, California, 1997

/Holder 1998/
Holder, A.: Sensitivity Analysis and the Analytic Central Path, Department of Mathematics. University of Colorado at Denver, Denver, 1998

/Hoster 1996/
Hoster, F.: Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft - Ein Ansatz zur Analyse ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente in der Elektrizitätswirtschaft. R. Oldenbourg Verlag, München, 1996

/Howells, et al./
Howells, M.I., Alfstad, T., Victor, D.G., Goldstein, G., und Remme, U.: A model of household energy services in a low-income rural African village. Energy Policy, to be published

/IE 2002/
Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht. Institut für Energetik und Umwelt (IE), Leipzig, 2002

/IE 2003/
2. Zwischenbericht Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Institut für Energetik und Umwelt (IE), Leipzig, 2003

/IEA 2001/
International Energy Agency: Communique International Energy Agency, Meeting of the Governing Board at the Ministerial Level, 15-16 Mai 2001, IEA/Press(01)13. 2001

/IER 2001/
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart: Persönliche Mitteilung Hr. Blesl und Hr. Moerschner. Stuttgart, 2002

/IER 2002/
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart: Alternativer Technologiedatensatz für die Szenariorechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Stuttgart, 2002

/IER und ATFA 2001/
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, und Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg: Abschlussdokument Energiedialog Bayern. 2001

/IMA 2000/
Interministerielle Arbeitsgruppe (IMA) "CO_2-Reduktion": Nationales Klimaschutzprogramm Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000 (Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion"). www.bmu.de, (20.07.2003)

/ISET 2003/
Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET): European Wind Energy Information Network (EUWINet), Wind turbine operation, energy production, monthly operational results of selected WTs in Germany. www.iset.de, (11.12.2003)

/IPCC 2001/
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Houghton, J.T.,Y. Ding, D.J. Griggs, M. Noguer, P.J. van der Linden, X. Dai, K. Maskell, and C.A. Johnson (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2001

/Jäger 2002/
Jäger, G.: Rahmenbedingungen für die zukünftige Kohleverstromung in Deutschland, Vortrag, Zweiter Kongress: Zukunft der Kohle - Perspektiven moderner Energietechnologien in Berlin, 1. Juli 2002

/Jank 2000/
Jank, R., (Hrsg.): A Guidebook for Advanced Local Energy Planning. Bietigheim-Bissingen, Fachinstitut Gebäude Klima e.V. (FGK), 2000

/Jansen, et al. 1992/
Jansen, B., Roos, C., und Terlaky, T.: An interior point approach to postoptimal and parametric analysis. Delft University of Technology, Delft, 1992

/Jansen, et al. 1993/
Jansen, B., Roos, C., Terlaky, T., und Vial, J.P.: Interior-Point methodology for linear programming: duality, sensitivity analysis and computational aspects. Delft University of Technology, Delft, 1993

/Jansen, et al. 1997/
Jansen, B., de Jong, J.J., Roos, C., und Terlaky, T.: Sensitivity analysis in linear programming: just be careful! European Journal of Operational Research, Vol. 28, 1997, pp 15-28

/Jones 1998/
Jones, C.V.: Visualization and Modeling. Interactive Transactions of ORMS, Vol. 2, No. 1, 1998

/Jung 2002/
Jung, R.: Geothermische Potenziale zur Stromerzeugung - Ressourcen in Deutschland. Vortrag Symposium "Geothermische Stromerzeugung - eine Investition in die Zukunft" in Landau/Pfalz, 20./21. Juni 2002

/Kaltschmitt und Fischedick 1995/
Kaltschmitt, M., und Fischedick, M., (Hrsg.): Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund: Möglichkeiten und Grenzen. Heidelberg, C. F. Müller, 1995

/Kaltschmitt und Reinhardt 1997/
Kaltschmitt, M., und Reinhardt, G.: Nachwachsende Energieträger: Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung. Vieweg Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1997

/Kaltschmitt und Wiese 1997/
Kaltschmitt, M., und Wiese, A., (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Berlin, Springer-Verlag, 1997

/Kaltschmitt, et al. 2002a/
Kaltschmitt, M., Falkenberg, D., und Merten, D.: Regenerative Energien. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 54, 2002, Nr. 4, S. 66-74

/Kaltschmitt, et al. 2002b/
Kaltschmitt, M., Schröder, G., und Rogge, S.: Energiewirtschaftliche Einordnung der geothermischen Stromerzeugung im Energiesystem von Deutschland. Vortrag Symposium "Geothermische Stromerzeugung - eine Investition in die Zukunft" in Landau/Pfalz, 20./ 21. Juni 2002

/Kaltschmitt, et al. 2003a/
Kaltschmitt, M., Wiese, A., und Streicher, W., (Hrsg.): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin, Springer-Verlag, 2003

/Kaltschmitt, et al. 2003b/
Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N., und Nill, M.: Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Berlin, Heidelberg, 2003, http://www.wbgu.de/ wbgu_jg2003.html

/Kanudia und Loulou 1998/
Kanudia, A., und Loulou, R.: Robust Responses to Climate Change via Stochastic MARKAL: The Case of Québec. European Journal of Operational Research, Vol. 106, 1998, No. 1, pp 15-30

/Kanudia 2003/
Kanudia, A.: VEDA (Versatile Data Analyst) version 4.3. October 2003. www.kanors.com/software.htm, (05.03.2004)

/Karmarkar 1984/
Karmarkar, N.N.: A new polynomial-time algorithm for linear programming. Combinatorica, Vol. 4, 1984, pp 373-395

/Kleemann und Meliß 1993/
Kleemann, M., und Meliß, M.: Regenerative Energiequellen. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 1993

/Koltai und Terlaky 2000/
Koltai, T., und Terlaky, T.: The difference between the managerial and mathematical interpretation of sensitivity results in linear programming. International Journal of Production Economics, Vol. 65, 2000, pp 257-274

/Kraft und Kleemann 1998/
Kraft, A., und Kleemann, M.: Market Opportunities for Fuel Cells in Germany, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung. Forschungszentrum Jülich, Jülich, 1998

/Krüger 2002/
Krüger, R.: Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation, VDI Verlag, 2002

/Läge 2001/
Läge, E.: Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Analyse. Forschungsbericht Band 85, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2001

/LBST 2002a/
L-B-Systemtechnik GmbH: GM Well-to-Wheel analysis of energy use and greenhouse gas emissions of advanced fuel/vehicle systems - A European study. L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2002, www.lbst.de/gm-wtw (10.03.2004)

/LBST 2002b/
L-B-Systemtechnik GmbH. Wasserstoff in der Energiewirtschaft, L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2002, www.hydrogen.org

/Lehtilä und Sami 1999/
Lehtilä, A., und Sami, T.: Integrated cost-effectiveness analysis of greenhouse gas emission abatement. VTT publications 374, VTT Energy, Espoo, 1999

/Lemming 2003/
Lemming, J.: Financial risks for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market. Energy Policy, 31, 2003, pp 21-32

/Leuschner 2003/
Leuschner, U.: Solarstrom-Vergütung durch kleine EEG-Novelle neu geregelt. www.udo.leuschner.de/energie-chronik/031106.htm, (08.12.2003)

/Leven, et al. 2001/
Leven, B., Neubarth, J., und Weber, C.: Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen. Forschungsbericht Band 80, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2001

/LfU 2001/
Bayerisches Landesamt für Umweltschutz: Treibhausgase. www.bayern.de/lfu/umwberat, (05.03.2004)

/Luther, et al. 2003/
Luther, M., Radtke, U., und Winter, W.: Einbindung großer Windleistungen - Systemverhalten und Maßnahmen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz. Vortrag ETG Fachtagung Zuverlässigkeit in der Energieversorgung 4.-5. Februar 2003 in Mannheim

/Lux, et al. 1999/
Lux, R., Sontow, J., und Voß, A.: Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark. Forschungsbericht Band 56, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 1999

/Madlener 2001/
Madlener, R.: Einführung eines Systems handelbarer Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit der Republik Österreich. Endbericht, Wien, 2001

/Mäkelä 2000/
Mäkelä, J.: Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System. Master thesis, Department of Engineering Physics and Mathematics, Helsinki University of Technology, Espoo, 2000

/Manne und Wene 1992/
Manne, A.S., und Wene, C.-O.: MARKAL-MACRO: A linked model for energy-economic analysis. BNL-47161, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1992

/Männel 1992/
Männel, W., (Hrsg.): Handbuch Kostenrechnung. Wiesbaden, Gabler, 1992

/Marheineke 2002/
Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht Band 87, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2002

/Markewitz und Stein 2003/
Markewitz, P., und Stein, G., (Hrsg.), Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland - Abschlussbericht des Projekts IKARUS. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt Band 39, 2003

/McCarl 2003/
McCarl, B.A.: McCarl's GAMS User Guide 2003. www.gams.com/dd/docs/bigdocs/gams2002/, (05.06.2003)

/Merten, et al. 2004/
Merten, D., Falkenberg, D., Nill, M., und Kaltschmitt, M.: Wärmegewinnung aus Biomasse - Anlagenband zum Abschlussbericht "Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) an Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig, 2004,

/Messner und Strubegger 1995/
Messner, S., und Strubegger, M.: User's guide for MESSAGE III. WP-95-69, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, 1995

/Messner, et al. 1996/
Messner, S., Golodnikov, A., und Gritsevskii, A.: A Stochastic Version of the Dynamic Linear Programming Model MESSAGE III. Energy Policy, Vol. 21, 1996, No. 9, pp 775-784

/Messner und Strubegger 1996/
Messner, S., und Strubegger, M.: Energy Policy Evaluation for Cities, Proceedings of the International Conference on Energy and Environment (ICEE). Shanghai, In Z. Chen, T.N. Veziroglu, und A. Reay (Hrsg.), Energy and Environment, pp 22-29, Begell House, New York, 1996

/Messner und Schrattenholzer 2000/
Messner, S., und Schrattenholzer, L.: MESSAGE-MACRO: Linking an Energy Supply Model with a Macroeconomic Model and Solving It Interactively. Energy, 25, 2000, pp 267-282

/Michaelowa 2003/
Michaelowa, A.: Germany - a pioneer on earthen feet? Climate Policy, 2003, 3, pp 31-43

/Mills 1956/
Mills, H.D.: Marginal values of matrix games and linear programs. In: H.W. Kuhn, und A.W. Tucker (Hrsg.), Linear inequalities and related systems, pp 183-193, Princeton University Press, Princeton, NJ, 1956

/Murtagh 1981/
Murtagh, B.: Advanced Linear Programming: Computation and Practice. McGraw-Hill, 1981

/Nakicenovic, et al. 1998/
Nakicenovic, N., Grubler, A., und McDonald, A, (Hrsg.): Global Energy Perspectives. Cambridge, Cambridge University Press, 1998

/Nakicenovic und Riahi 2002/
Nakicenovic, N., und Riahi, K.: An assessment of technological change across selected energy scenarios. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, 2002

/Nielsen und Jeppesen 2003/
Nielsen, L., und Jeppesen, T.: Tradable green certificates in selected European countries: overview and assessment. Energy Policy, 31, 2003, pp 3-14

/Nitsch, et al. 2001/
Nitsch, J., Nast, M., Pehnt, M., Trieb, F., Rötsch, C., und Kopfmüller, J.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes "Global zukunftsfähige Entwicklung - Perspektiven für Deutschland", Stuttgart, Karlsruhe, 2001

/Nitsch 2002/
Nitsch, J.: Potenziale der Wasserstoffwirtschaft. Gutachten für den Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart, 2002

/NEA 2001/
Niedersächsische Energie-Agentur: Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen. Hannover, 2001

/Neubarth und Kaltschmitt 2000/
Neubarth, J., und Kaltschmitt, M., (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Österreich. Wien, Springer -Verlag, 2000

/NN 2002/
NN: Bundestag befreit Biokraftstoffe von Mineralölsteuer. Das Parlament, Nr. 24, 2002, 14.06.2002

/Noble 1999/
Noble, K.: User manual - ANSWER MARKAL, an energy policy optimisation tool (version 3.3.4). The Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE), Canberra, 1999

/Ohl 2004/
Ohl, M.: Persönliche Kommunikation. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 05.03.2004

/Piller und Rudolph 1991/
Piller, W., und Rudolph, M.: Kraft-Wärme-Kopplung - zur Theorie und Praxis der Kostenrechnung. VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1991

/Prognos und EWI 1999/
Prognos AG, und EWI.: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 1999

/Prognos 2002/
Prognos AG. Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft. Gutachten im Auftrag des DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.), Basel, 2002

/Quaschning 2000/
Quaschning, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. VDI Verlag, Düsseldorf, 2000

/Remme, et al. 1999/
Remme, U., Schwarz, A., und Schaumann, P.: Leistungsmerkmale des Energiesystem-Optimierungsmodells TIMES. In VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI Berichte 1457, S. 459-468, VDI Verlag, Düsseldorf, 1999

/Remme, et al. 2001/
Remme, U., Goldstein, G., Schlenzig, C., und Schellmann, U.: MESAP/TIMES - Advanced decision support for energy and environmental planning. In P. Chamoni, und R. Leisten (Hrsg.), Operations Research Proceedings 2001, S. 59-66, Springer-Verlag, Berlin, 2001

/Remme, et al. 2003/
Remme, U., Blesl, M., und Fahl, U.: Nachhaltige Energieversorgung in Deutschland - Analyse mit einem Optimierungsmodell unter Berücksichtigung externer Kosten. In VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), Optimierung in der Energieversorgung, VDI Berichte 1792, S. 115-128, VDI Verlag, Düsseldorf, 2003

/Ruderman, et al. 1987/
Ruderman, H., Levine, M.D., und McMahon, J.E.: The Behaviour of the Market for Energy Efficiency in Residential Appliances Including Heating and Cooling Equipment. The Energy Journal, Vol. 8, 1987, No. 1, pp 101-124

/Rüffler 1998/
Rüffler, W.: Mathematische Beschreibung des Modellsystems E^3Net. Arbeitspapier, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 1998

/Rüffler 2001/
Rüffler, W.: Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg. Dissertation, Forschungsbericht Band 77, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2001

/Schaumann, et al. 1994/
Schaumann, P., et al.: Integrierte Gesamtstrategien der Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen (2005/2020). Bericht an die Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Bonn, 1994

/Schaumann 1997/
Schaumann, P.: Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung: Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell. Dissertation, Forschungsbericht Band 36, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1997

/Schiffer 2002/
Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Deutschland. TÜV-Verlag, Köln, 2002

/Schlenzig 1998/
Schlenzig, C.: PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung, Forschungsbericht Band 47, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 1998

/Schrattenholzer 1981/
Schrattenholzer, L.: The Energy Supply Model MESSAGE. RR-81-31, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, 1981,

/Schuler 2000/
Schuler, A.: Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg, Forschungsbericht Band 66, Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2000

/Schulz 2003/
Schulz, T.: Strategien zur integrierten Minderung von Treibhausgasen und Luftschadstoffen im südafrikanischen Stromsektor. Diplomarbeit, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2003

/Schumann 1992/
Schumann, J.: Grundzüge der mikroökonomischen Theorie. Springer-Verlag, Berlin, 1992

/Seibel 2003/
Seibel, S.: Decomposition analysis of carbon dioxide emission changes in Germany - Conceptual framework and empirical results. Working papers and studies, Theme 2 Economy and Finance, Eurostat, Luxembourg, 2003

/Seidel 2004/
Seidel, M.: Motorische Blockheizkraftwerke und stationäre Brennstoffzellen. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 56, 2004, 4, S. 98-103

/Shell 2002/
Shell International Limited: Energy needs, choices and possibilities: scenarios to 2050. www.shell.de, (1.8.2003)

/Smeers 1997/
Smeers, Y.: Computable Equilibrium Models and the Restructuring of the European Electricity and Gas Market. The Energy Journal, Vol. 18, 1997, No. 4, pp 1-31

/Sontow und Kaltschmitt 1999/
Sontow, J., und Kaltschmitt, M.: Kapazitätseffekte einer Windstromerzeugung. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 51, 1999, Nr. 11/12, S. 68-73

/Staiß 2003/
Staiß, F.: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Bieberstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2003

/Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2003/
Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft. www.kohlenstatistik.de/download.htm, (14.07.2003)

/TA Siedlungsabfall 1993/
TA Siedlungsabfall: Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von Siedlungsabfällen TA Siedlungsabfall vom 14. Mai 1993 (BAnz. S. 4967 und Beilage). 1993

/Thöne und Fahl 2004/
Thöne, E., und Fahl, U.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation. Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 56, 2004, Nr. 4, S. 36-49

/UBA 2003/
Umweltbundesamt: Umweltdaten Deutschland Online, Emissionen von Luftschadstoffen (Stand April 2003). www.umweltbundesamt.de, (16.03.2004)

/Vanderbei 1997/
Vanderbei, R.J.: Linear Programming: Foundations and Extensions. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1997

/van der Eijk 2002/
van der Eijk, P.: GDX facilities in GAMS. GAMS Development Corporation. www.gams.com/contrib/GDXUtils.pdf, (10.07.2003)

/Van Oostvoorn, et al. 1991/
Van Oostvoorn, F., Van den Broek, M., Van Harmelen, T., und Van Arkel, W.: The EC energy and environmental model EFOM-ENV/GAMS. Netherlands Energy Research Foundation (ECN), ESC Energystudies, Petten, 1991

/van der Voort, et al. 1984/
van der Voort, E., Donni, E., Thonet, C., Bois D'Enghien, E., Dechamps, C., und Guilmot, J.F.: Energy Supply Modelling Package EFOM -12C Mark I. Mathematical description for the Commission of the European Communities, Louvain-la-Neuve, 1984

/VDEW 2002/
VDEW Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen": Endenergieverbrauch in Deutschland 2001. VDEW Materialien M-23/2002, Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Frankfurt am Main, 2002

/VDEW 2002b/
VDEW: Vorgesehene Stilllegungen von Kraftwerksleistung der Stromversorger, Stand November 2002. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Frankfurt am Main, 2002

/VDEW 2003/
VDEW Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen": Endenergieverbrauch in Deutschland 2002. VDEW Materialien M-19/2003, Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Frankfurt am Main, 2003

/VDI 2000/
Verband Deutscher Ingenieure (VDI): Thermische Nutzung des Untergrundes. VDI-Richtlinie 4640 Blatt 1, Beuth-Verlag, Berlin, 2000

/VDI nachrichten 2001/
VDI nachrichten: Das Heimkraftwerk im Karton verpackt. VDI nachrichten vom 6. Juli 2001, 2001

/VDN 2003a/
Verband der Netzbetreiber (VDN) e. V. beim VDEW: Daten und Fakten Stromnetze in Deutschland 2003. Berlin, 2003

/VDN 2003b/
Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW: Entwicklung bei EEG 2000-2008. www.vdn-berlin.de/eeg_mittelfristprognose.asp, (31.07.2003)

/VES 2001/
Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES): Zweiter Statusbericht der Task-Force an das Steering-Committee, 2001

/Voß 1982/
Voß, A.: Nutzen und Grenzen von Energiemodellen - einige grundsätzliche Überlegungen. Angewandte Systemanalyse, 1982, 3, S. 111-117

/Voß 1997/
Voß, A.: Systemtechnische Planungsmethoden in der Energiewirtschaft. Skript zur Vorlesung, Sommersemester 1997, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1997

/Voß, et al. 2000/
Voß, A., Dicke, N., und Rath-Nagel, S.: Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität, Stuttgart, 2000

/VWD 2002/
VWD: HEW, Veag und Laubag einigen sich mit BvS. Meldung vwd (Vereinigte Wirtschaftsdienste) vom 19.02.2002. 2002

/VWEW 2002/
VWEW: Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland im Jahr 2000. 52. Bericht, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2002

/WEC 1986/
World Energy Council (WEC), (Hrsg.): Energy Terminology: A Multi-Lingual Glossary. Oxford, Pergamon Press, 1986

/WEC 2003/
World Energy Council (WEC): Renewable Energy Targets, WEC Statement 2003. www.worldenergy.org, (10.06.2004)

/Wene, et al. 1999/
Wene, C.-O., Voß, A., und Fried, T., (Hrsg.): Experience curves for policy making - the case of energy technologies. Stuttgart, 1999

/Williams 1963/
Williams, A.C.: Marginal values in linear programming. SIAM Journal of Optimization, Vol. 11, 1963, pp 82-94

/Williams 1990/
Williams, H.P.: Model Building in Mathematical Programming. John Wiley & Sons, Chichester, 1990

/Wildenborg 2000/
Wildenborg, T.: Costs of CO_2 Sequestration by Underground Storage. Greenhouse Issues, 2000, No. 47

/Winje und Witt 1991/
Winje, D., und Witt, D.: Energiewirtschaft. Springer-Verlag, Berlin, 1991

/Wittke und Ziesing 2003/
Wittke, F., und Ziesing, H.-J.: Schwache Konjunktur und milde Witterung drücken Primärenergieverbrauch. DIW Wochenberichte, 70. Jahrgang, 2003, Nr. 6

/Wittke und Ziesing 2004/
Wittke, F., und Ziesing, H.-J.: Stagnierender Primärenergieverbrauch in Deutschland. DIW Wochenberichte, 71. Jahrgang, 2004, Nr. 7

/Zahoransky 2002/
Zahoransky, R.A.: Energietechnik - Kompaktwissen für Studium und Beruf. Vieweg Verlag, Braunschweig, 2002

/Ziesing 2003/
Ziesing, H.-J.: Nur schwacher Rückgang der CO_2-Emissionen im Jahre 2002. Wochenberichte des DIW, 70. Jahrgang, 2003, Nr. 8, S. 128-136

Anhang A: Ergebnistabellen der Szenariorechnungen

Tabelle A-1: Ergebnistabelle des Referenzszenarios (REF)

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,1	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	38,1	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	35,0	36,8	38,4	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	968	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11792	13287	14086	14623	15005	15146
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. €00	1788,4	1925,6	2023,0	2438,0	2797,5	3286,0	3549,0	3989,0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. €00	462,2	382,5	455,4	512,3	625,4	721,7	809,3	889,5
2.3	Erwerbstätige	Mio.			0,000	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	483	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / TEUR00	777,1	1079,8	1060,6	1185,6	1171,2	1162,8	1136,7	1084,2
3	**Energiepreise**									
3.1	Importpreis Rohöl	€00/GJ	4,18	2,43	2,81	3,56	4,31	5,06	5,82	6,57
3.2	Importpreis Erdgas	€00/GJ	2,96	2,09	2,15	2,84	3,52	4,20	4,89	5,57
3.3	Importpreis Steinkohle	€00/GJ	1,99	1,47	1,36	1,43	1,59	1,76	1,93	2,09
4	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	487	384	414	440	410	390
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4086	3874	3614	3362	2901	2531
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2377	2865	2829	2566	2410	2098
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1738	1833	1934	1976	1876	1759
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	328	339	293	256	236	241
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	226	380	444	513	418	516
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	3	11	49	139
4.9	**Summe**	**PJ**	**9441**	**9357**	**9243**	**9674**	**9531**	**9125**	**8299**	**7673**
5	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2411	2418	2405	2366	2241	2130
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1477	1586	1584	1609	1554	1470
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2602	2774	2708	2431	1928	1661
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2753	2896	2834	2719	2576	2412
6	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	208,9	219,2	232,1	236,8	235,1	228,2
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,9	142,3	148,7	157,1	154,3	146,9
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	131,1	132,5	139,8	136,9	112,2	93,1
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	15,8	18,6	20,4	22,0	23,8	24,8
6.5	**Endenergie**	**TWh**	**446,4**	**457,9**	**482,8**	**512,6**	**541,1**	**552,8**	**525,4**	**493,0**
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	4,7	7,1	4,5	4,8	8,0	15,7
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,8	31,2	31,7	29,7	27,4
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	10,0	8,3	8,2	9,6	17,0
6.9	**Summe**	**TWh**	**509,2**	**501,4**	**514,0**	**559,1**	**585,0**	**597,7**	**572,7**	**553,2**
7	**Netto-Stromerzeugung**									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	131,5	134,7	206,9	286,5	240,7	194,4
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	135,0	159,5	182,4	190,1	197,8	206,7
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	2,9	3,1	1,1	0,1	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	46,8	34,2	18,4	8,2	13,2	17,7
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	160,6	146,4	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	25,2	28,6	28,3	29,1	30,4	36,1
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	9,5	35,7	48,3	59,6	61,5	63,3
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,7	6,6	11,4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	20,8	16,6	19,9	21,5	22,6	23,8
7.10	**Summe**	**TWh**	**508,4**	**496,4**	**532,4**	**559,1**	**585,0**	**597,7**	**572,8**	**553,3**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				48,6	55,7	54,1	58,5	59,1
8	**Netto-Engpaßleistung**									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,1	28,8	37,3	48,6	41,9	32,5
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	20,1	24,5	31,3	30,6	27,9	27,9
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	7,2	9,8	10,9	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	21,4	14,8	9,7	17,2	19,0	18,0
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,4	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	9,0	10,8	10,9	11,1	11,1	11,2
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	6,1	16,8	19,7	21,9	22,3	22,8
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	3,3	7,7	13,2
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	4,0	3,7	4,5	4,7	4,9	5,2
8.10	**Summe**	**GW**	**118,5**	**116,5**	**120,4**	**129,4**	**136,2**	**137,4**	**134,9**	**130,8**
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				26,5	19,1	13,8	14,9	16,0
9	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1270	1130,0	1595,3	2116,4	1763,1	1367,7
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1426	1452,1	1441,0	1427,8	1459,9	1490,9
9.3	Heizöl	PJ	109	72	37	28,3	11,8	0,6	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	358	261,0	133,2	50,4	81,7	108,7
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1853	1690,8	911,9	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	106	102,8	101,7	104,6	109,5	129,9
9.7	Wind	PJ	0	5	34	128,6	174,0	214,7	221,4	227,8
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,9	3,2	9,7	23,7	41,0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	225	173,1	170,2	170,1	176,6	177,2
9.10	**Summe**	**PJ**	**5408**	**5148**	**5309**	**4967,6**	**4542,3**	**4094,4**	**3835,9**	**3543,2**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
10	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
10.1	Steinkohle	TWh				14,9	26,3	33,2	31,0	28,1
10.2	Braunkohle	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,6	0,7	0,1	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				20,5	16,8	7,8	13,2	15,5
10.5	Sonstige Gase	TWh				2,2	0,9	0,1	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				4,6	5,0	4,9	4,6	4,2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				4,6	6,0	7,9	9,7	11,3
10.9	**Summe**	**TWh**				**48,6**	**55,7**	**54,1**	**58,5**	**59,1**
11	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
11.1	Steinkohle	PJ				370,9	301,2	326,3	296,1	272,5
11.2	Braunkohle	PJ				0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				33,7	13,7	1,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				279,0	179,9	66,1	106,2	125,0
11.5	Sonstige Gase	PJ				36,2	13,2	1,5	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,1	179,0	173,6	161,6	150,1
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				71,0	112,5	142,7	181,0	193,3
11.9	**Summe**	**PJ**				**956,5**	**799,5**	**711,2**	**744,9**	**740,9**
12	**Fernwärmeerzeugung**									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	252,5	194,5	172,1	137,9	178,0	185,4
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	57,5	147,4	113,6	109,7	49,4	47,1
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	3,5	9,9	19,8	19,8	19,7	19,7
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	313,5	351,8	305,5	267,4	247,1	252,2
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	**Summe**	**PJ**	**448,4**	**416,6**	**373,3**	**351,8**	**305,5**	**267,4**	**247,1**	**252,2**
13a	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1711	2079	2574	2182	1764
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1505	1470	1495	1520
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5210	4830	4477	3800	3479
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3259	3193	2887	2781	2615
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	106	234	282	331	357	401
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	629	744	836	764	861
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	0	0	0
13a.9	**Summe**	**PJ**	**14916**	**14269**	**14356**	**14263**	**13544**	**12575**	**11378**	**10639**
13b	**Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)**									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1711	2079	2574	2182	1764
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1505	1470	1495	1520
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5210	4830	4477	3800	3479
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3259	3193	2887	2781	2615
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1596	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	278	611	736	866	933	1049
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	629	744	836	764	861
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	29	0	0	0	0	0
13b.9	**Summe**	**PJ**	**14796**	**14203**	**14292**	**14409**	**13873**	**13110**	**11954**	**11287**
14	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416	996	1411	2076	2571	2179	1761
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23	20	10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422	5369	5142	4787	4447	3800	3479
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222	2361	2790	2759	2564	2569	2515
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	0	0	0
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.9	**Summe**	**PJ**	**8536**	**9782**	**10606**	**11043**	**10533**	**9582**	**8548**	**7755**
15	**Gewinnung im Inland**									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1012	300	3	3	3	3
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1527	1521	1505	1470	1495	1520
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	131	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	664	469	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	106	234	282	331	357	401
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	311	629	744	836	764	861
15.8	**Summe**	**PJ**	**6237**	**4328**	**3751**	**3220**	**3010**	**2993**	**2830**	**2885**
16	**CO2-Emissionen**									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	361,1	344,5	362,9	393,9	369,8	324,5
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	116,0	108,3	104,8	99,7	91,1	84,2
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	175,2	180,4	168,8	151,2	116,9	103,5
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	178,4	181,5	173,9	163,9	150,9	134,9
16.5	**Summe**	**Mio. t**	**986,8**	**876,5**	**830,7**	**814,7**	**810,5**	**808,8**	**728,7**	**647,1**
17	**CH4-Emissionen**									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	836	461	221	168	150	127
17.2	Industrie	kt	12	8	6	6	6	7	7	7
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	32	77	72	69	64	61
17.4	Verkehr	kt	66	31	18	15	13	12	11	9
17.5	**Summe**	**kt**	**1761**	**1302**	**892**	**559**	**312**	**255**	**232**	**204**
18	**N2O-Emissionen**									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	18	19	20	19	17
18.2	Industrie	kt	6	4	3	2	2	2	2	2
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	2	3	3	3	2	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	20	12	11	10	10	8
18.5	**Summe**	**kt**	**37**	**40**	**37**	**35**	**35**	**35**	**32**	**29**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
19	**THG- und Schadstoffemissionen**									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	860,9	837,2	827,8	824,9	743,5	660,4
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1550	1121	1022	997	910	829
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4163	2621	2346	2145	1901	1686
19.4	NMVOC-Emissionen	kt	1908	844	414	248	230	220	201	186
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	100	51	38	38	34	31
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	560	521	483	493	433	382
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	5	4	4
20	**Effizienz- und CO2-Indikatoren**									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	174,86	173,73	167,62	161,43	155,23	156,92
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	174,08	175,50	171,70	168,29	163,09	166,48
20.2a	BIP / PEV (WM)	€00 / GJ	119,9	134,9	140,9	170,9	206,6	261,3	311,9	374,9
20.2b	BIP / PEV (SP)	€00 / GJ	120,9	135,6	141,5	169,2	201,6	250,7	296,9	353,4
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / €00	8,34	7,41	7,10	5,85	4,84	3,83	3,21	2,67
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / €00	8,27	7,38	7,06	5,91	4,96	3,99	3,37	2,83
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	$\%_{netto}$	33,8	34,7	36,1	40,5	46,4	52,6	53,8	56,2
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	€00 / GJ	155,3	154,6	188,9	211,8	260,0	305,1	361,1	417,6
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	k.A.	42,2	42,6	46,1	48,2	49,7
20.7	EEV HH / m^2	MJ / m^2	859	883	825	743	654	575	464	418
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	0	165	161	149	131	115	102	93
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm	0	1792	1645	1514	1353	1239	1139	1047
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	73,9	77,4	77,8	76,2	75,1	72,9
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. €00	26,7	19,2	22,3	28,0	32,8	36,3	37,3	38,9
20.12	Netto-Energieimporte (WM)/ BIP	%	1,49	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	0,98
20.13	THG / BIP	g / T€00	578,9	475,8	425,6	343,4	295,9	251,0	209,5	165,6
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,5	10,2	10,2	10,6	10,1	9,7
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	60,0	58,7	61,1	65,6	65,3	62,1
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	60,2	58,1	59,7	62,9	62,2	58,5
20.16	CO2 / BIP	g / T€00	551,8	455,2	410,6	334,2	289,7	246,1	205,3	162,2
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,1	9,9	10,0	10,4	9,9	9,5
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	57,9	57,1	59,8	64,3	64,0	60,8
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	58,1	56,5	58,4	61,7	61,0	57,3
21	**Weitere Indikatoren**									
21.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro00				289,25	325,54	345,26	349,60	339,77
21.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				5004,08	8141,50	11531,40	15001,75	18446,01
21.3	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4555,63	6140,00	7298,30	8100,23	8638,47

Tabelle A-2: Ergebnistabelle des Zielszenarios THG-Minderung (THG)

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
					Absolutwerte					
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,1	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	38,1	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	35,0	36,8	38,4	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	968	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11792	13287	14086	14623	15005	15146
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. €00	1788,4	1925,6	2023,0	2438,0	2797,5	3286,0	3549,0	3989,0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. €00	462,2	382,5	455,4	512,3	625,4	721,7	809,3	889,5
2.3	Erwerbstätige	Mio.			0,000	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	483	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / TEUR00	777,1	1079,8	1060,6	1185,6	1171,2	1162,8	1136,7	1084,2
3	**Energiepreise**									
3.1	Importpreis Rohöl	€00/GJ	4,18	2,43	2,81	3,56	4,31	5,06	5,82	6,57
3.2	Importpreis Erdgas	€00/GJ	2,96	2,09	2,15	2,84	3,52	4,20	4,89	5,57
3.3	Importpreis Steinkohle	€00/GJ	1,99	1,47	1,36	1,43	1,59	1,76	1,93	2,09
4	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	487	376	306	242	185	144
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4086	3900	3657	3075	2239	1474
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2377	2686	2306	2042	1808	1034
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1738	1848	1926	1781	1623	1431
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	328	387	390	753	920	1161
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	226	386	752	856	897	1071
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	3	11	49	139
4.9	**Summe**	**PJ**	**9441**	**9357**	**9243**	**9584**	**9340**	**8760**	**7722**	**6453**
5	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2411	2344	2269	2073	1750	1384
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1477	1580	1582	1606	1553	1428
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2602	2764	2655	2339	1793	1567
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2753	2896	2834	2742	2626	2074
6	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	208,9	215,8	223,8	211,5	185,6	145,7
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,9	144,8	148,4	153,7	149,7	142,1
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	131,1	137,6	146,3	111,4	96,1	83,4
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	15,8	18,6	20,4	22,0	23,8	30,7
6.5	**Endenergie**	**TWh**	**446,4**	**457,9**	**482,8**	**516,8**	**538,9**	**498,6**	**455,2**	**401,9**
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	4,7	7,3	4,3	5,7	8,6	91,8
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,8	25,7	20,8	18,9	17,4
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	8,4	8,3	8,2	6,9	17,1
6.9	**Summe**	**TWh**	**509,2**	**501,4**	**514,0**	**561,5**	**577,3**	**533,7**	**489,6**	**528,2**
7	**Netto-Stromerzeugung**									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	131,5	78,2	21,7	1,3	0,0	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	135,0	147,9	81,4	7,7	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	2,9	3,1	1,2	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	46,8	106,0	295,4	366,5	224,0	110,1
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	160,6	146,4	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	25,2	27,4	29,6	30,1	29,3	37,0
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	9,5	35,7	48,3	59,9	69,9	157,0
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,7	6,6	11,4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	20,8	16,6	19,9	56,4	69,0	112,2
7.10	**Summe**	**TWh**	**508,4**	**496,4**	**532,4**	**561,5**	**577,3**	**524,7**	**398,8**	**427,6**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				57,9	81,8	123,2	128,5	152,4
8	**Netto-Engpaßleistung**									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,1	19,2	6,6	1,6	0,0	0,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	20,1	22,0	16,0	8,6	1,3	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	7,2	5,1	13,2	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	21,4	28,2	53,8	73,5	64,3	51,6
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,4	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	9,0	10,8	11,2	11,3	11,3	11,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	6,1	16,8	19,7	21,9	27,3	71,0
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	3,3	7,7	13,2
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	4,0	3,7	4,4	14,9	24,5	48,0
8.10	**Summe**	**GW**	**118,5**	**116,5**	**120,4**	**125,8**	**136,9**	**135,1**	**136,5**	**195,2**
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				30,2	39,2	50,2	51,4	52,6
9	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1270	705,4	228,4	42,1	31,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1426	1376,1	687,9	62,7	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	37	28,1	12,8	0,3	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	358	685,3	1713,2	2091,6	1261,9	638,6
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1853	1690,8	911,9	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	106	98,6	106,6	108,4	105,6	133,1
9.7	Wind	PJ	0	5	34	128,6	174,0	215,5	251,5	565,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,9	3,2	9,7	23,7	41,0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	225	185,2	179,7	485,2	586,5	829,0
9.10	**Summe**	**PJ**	**5408**	**5148**	**5309**	**4899,0**	**4017,8**	**3015,5**	**2260,1**	**2206,9**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
10	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
10.1	Steinkohle	TWh				15,0	4,8	0,5	0,0	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,0	0,8	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				29,4	63,8	75,2	69,5	51,3
10.5	Sonstige Gase	TWh				2,3	1,2	0,1	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				4,6	5,1	5,0	4,6	4,3
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				4,6	6,1	42,3	54,4	96,8
10.9	**Summe**	**TWh**				**57,9**	**81,8**	**123,2**	**128,5**	**152,4**
11	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
11.1	Steinkohle	PJ				344,5	93,7	7,0	0,0	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				33,7	14,9	0,4	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				352,6	1045,9	1103,6	908,9	438,1
11.5	Sonstige Gase	PJ				36,3	19,5	0,7	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,1	179,1	173,8	161,6	150,1
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				78,3	123,2	760,6	970,3	1327,6
11.9	**Summe**	**PJ**				**1011,3**	**1476,3**	**2046,1**	**2040,8**	**1915,8**
12	**Fernwärmeerzeugung**									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	252,5	233,8	281,8	629,1	704,1	767,9
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	57,5	156,9	113,9	153,7	264,3	464,5
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	3,5	9,9	9,9	10,0	10,0	9,9
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	313,5	400,6	405,6	792,8	978,4	1242,3
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	**Summe**	**PJ**	**448,4**	**416,6**	**373,3**	**400,6**	**405,6**	**792,8**	**978,4**	**1242,3**
13a	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1271	607	324	244	161
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1454	749	100	25	19
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5230	4867	4194	3124	2418
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3539	4402	4493	3513	2049
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	106	230	286	336	383	742
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	643	1064	1893	2214	2823
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	32	330	364
13a.9	**Summe**	**PJ**	**14916**	**14269**	**14356**	**14057**	**12888**	**11371**	**9832**	**8576**
13b	**Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)**									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1271	607	324	244	161
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1454	749	100	25	19
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5230	4867	4194	3124	2418
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3539	4402	4493	3513	2049
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1596	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	278	600	749	878	1001	1941
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	643	1064	1893	2214	2823
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	29	0	0	85	862	951
13b.9	**Summe**	**PJ**	**14796**	**14203**	**14292**	**14196**	**13226**	**11965**	**10982**	**10362**
14	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416	996	971	607	324	244	161
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23	20	10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422	5369	5163	4824	4164	3124	2418
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222	2361	3070	3968	4170	3302	2049
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	32	330	364
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0	0	0	0	13	157	396
14.9	**Summe**	**PJ**	**8536**	**9782**	**10606**	**10903**	**10312**	**8703**	**7156**	**5388**
15	**Gewinnung im Inland**									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1012	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1527	1445	749	100	25	19
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	131	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	664	469	434	323	211	0
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	106	230	286	336	383	742
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	311	643	1064	1880	2057	2427
15.8	**Summe**	**PJ**	**6237**	**4328**	**3751**	**3154**	**2577**	**2668**	**2676**	**3189**
16	**CO2-Emissionen**									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	361,1	321,4	249,1	167,3	117,1	55,6
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	116,0	104,7	92,5	80,0	58,8	37,7
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	175,2	175,2	143,0	102,4	61,6	43,4
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	178,4	181,5	173,9	155,3	114,7	63,3
16.5	**Summe**	**Mio. t**	**986,8**	**876,5**	**830,7**	**782,7**	**658,4**	**505,0**	**352,2**	**200,0**
17	**CH4-Emissionen**									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	836	449	192	134	103	50
17.2	Industrie	kt	12	8	6	5	6	7	6	1
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	32	76	70	65	60	55
17.4	Verkehr	kt	66	31	18	15	13	11	8	6
17.5	**Summe**	**kt**	**1761**	**1302**	**892**	**546**	**281**	**216**	**176**	**112**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
					Absolutwerte					
18	**N2O-Emissionen**									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	13	14	12	10
18.2	Industrie	kt	6	4	3	2	2	1	1	0
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	2	3	2	1	1	1
18.4	Verkehr	kt	10	18	20	12	11	9	7	5
18.5	**Summe**	**kt**	**37**	**40**	**37**	**34**	**28**	**26**	**21**	**16**
19	**THG- und Schadstoffemissionen**									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	860,9	804,6	672,9	517,7	362,5	207,4
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1550	1095	925	892	758	615
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4163	2615	2298	2029	1632	1388
19.4	NMVOC-Emissionen	kt	1908	844	414	247	231	218	186	148
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	100	50	33	27	23	15
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	560	483	325	233	179	149
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	3	3
20	**Effizienz- und CO2-Indikatoren**									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	174,86	171,22	159,51	145,97	134,13	126,49
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	174,08	172,91	163,69	153,59	149,83	152,84
20.2a	BIP / PEV (WM)	€00 / GJ	119,9	134,9	75,0	173,4	217,1	289,0	361,0	465,1
20.2b	BIP / PEV (SP)	€00 / GJ	120,9	135,6	75,3	171,7	211,5	274,6	323,2	385,0
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / €00	8,34	7,41	13,34	5,77	4,61	3,46	2,77	2,15
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / €00	8,27	7,38	13,28	5,82	4,73	3,64	3,09	2,60
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	%netto	33,8	34,7	36,1	41,3	51,7	62,6	63,5	69,8
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	€00 / GJ	155,3	154,6	96,6	218,5	275,6	348,2	462,5	642,7
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	k.A.	42,0	42,5	46,0	48,2	48,2
20.7	EEV HH / m^2	MJ / m2	859	883	825	740	641	553	431	394
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	0	165	170	149	131	116	106	87
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm	0	1792	1621	1514	1353	1240	1125	779
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	73,9	77,6	80,0	76,5	72,8	62,8
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. €00	26,7	19,2	19,6	28,2	34,8	38,3	42,8	50,2
20.12	Netto-Energieimporte (WM)/ BIP	%	1,49	1,0	1,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,26
20.13	THG / BIP	g / T€00	578,9	475,8	799,7	330,0	240,5	157,5	102,1	52,0
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,5	9,8	8,3	6,6	4,9	3,1
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	60,0	57,2	52,2	45,5	36,9	24,2
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	60,2	56,7	50,9	43,3	33,0	20,0
20.16	CO2 / BIP	g / T€00	551,8	455,2	771,7	321,0	235,4	153,7	99,2	50,1
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,1	9,5	8,1	6,5	4,8	3,0
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	57,9	55,7	51,1	44,4	35,8	23,3
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	58,1	55,1	49,8	42,2	32,1	19,3
21	**Weitere Indikatoren**									
21.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro00				290,03	331,14	359,85	373,59	394,45
21.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4998,89	8163,75	11656,07	15311,64	19192,86
21.3	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4550,84	6148,31	7340,81	8184,68	8789,38

Tabelle A-3: Ergebnistabelle des Zielszenarios Erneuerbare Energien (EE)

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,1	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	38,1	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	35,0	36,8	38,4	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	968	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11792	13287	14086	14623	15005	15146
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. €00	1788,4	1925,6	2023,0	2438,0	2797,5	3286,0	3549,0	3989,0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. €00	462,2	382,5	455,4	512,3	625,4	721,7	809,3	889,5
2.3	Erwerbstätige	Mio.			0,000	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	483	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / TEUR00	777,1	1079,8	1060,6	1185,6	1171,2	1162,8	1136,7	1084,2
3	**Energiepreise**									
3.1	Importpreis Rohöl	€00/GJ	4,18	2,43	2,81	3,56	4,31	5,06	5,82	6,57
3.2	Importpreis Erdgas	€00/GJ	2,96	2,09	2,15	2,84	3,52	4,20	4,89	5,57
3.3	Importpreis Steinkohle	€00/GJ	1,99	1,47	1,36	1,43	1,59	1,76	1,93	2,09
4	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	487	384	413	440	410	389
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4086	3883	3626	3354	2810	2468
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2377	2887	2852	2556	2243	1966
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1738	1810	1863	1793	1690	1562
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	328	347	382	599	633	670
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	226	377	397	359	357	362
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	3	17	89	170
4.9	**Summe**	**PJ**	**9441**	**9357**	**9243**	**9687**	**9537**	**9117**	**8231**	**7586**
5	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2411	2429	2411	2336	2169	2009
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1477	1585	1584	1614	1558	1478
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2602	2778	2708	2447	1928	1688
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2753	2896	2834	2720	2576	2412
6	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	208,9	219,2	230,9	225,9	212,4	192,5
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,9	142,1	148,4	154,6	151,0	144,7
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	131,1	126,3	121,6	99,6	86,4	76,5
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	15,8	18,6	20,4	22,0	23,8	24,8
6.5	**Endenergie**	**TWh**	**446,4**	**457,9**	**482,8**	**506,2**	**521,3**	**502,0**	**473,7**	**438,5**
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	4,7	7,1	4,5	11,8	34,6	34,9
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,4	29,4	26,2	24,0	23,3
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	8,4	8,3	8,2	17,1	17,1
6.9	**Summe**	**TWh**	**509,2**	**501,4**	**514,0**	**550,6**	**563,3**	**548,0**	**549,4**	**513,7**
7	**Netto-Stromerzeugung**									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	131,5	126,8	165,2	174,7	91,6	36,9
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	135,0	157,4	178,5	188,8	197,6	146,7
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	2,9	2,7	1,1	0,1	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	46,8	32,7	10,9	3,5	0,9	3,3
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	160,6	146,4	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	25,2	28,2	29,6	30,1	36,8	36,9
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	9,5	39,4	68,4	89,1	112,8	96,2
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,7	6,6	11,4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	20,8	16,8	29,9	58,5	68,5	74,6
7.10	**Summe**	**TWh**	**508,4**	**496,4**	**532,4**	**550,6**	**563,3**	**547,4**	**514,8**	**405,9**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				48,8	57,5	83,0	87,1	83,4
8	**Netto-Engpaßleistung**									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,1	29,3	30,3	29,0	21,8	10,5
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	20,1	23,2	28,0	27,3	26,3	19,5
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	7,2	9,4	15,1	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	21,4	14,9	7,3	24,9	24,5	29,0
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,4	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	9,0	10,9	11,2	11,3	11,3	11,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	6,1	18,2	26,1	32,4	48,1	41,3
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	3,3	7,7	13,2
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	4,0	3,8	6,7	13,8	15,7	15,9
8.10	**Summe**	**GW**	**118,5**	**116,5**	**120,4**	**129,8**	**136,6**	**142,1**	**155,4**	**140,8**
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				26,4	18,3	22,1	22,7	20,0
9	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1270	1063,3	1290,1	1293,5	654,3	255,1
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1426	1452,1	1440,6	1428,1	1457,1	1058,4
9.3	Heizöl	PJ	109	72	37	26,3	12,0	0,8	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	358	250,0	87,1	20,5	5,5	18,7
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1853	1690,8	911,9	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	106	101,5	106,5	108,3	132,4	133,0
9.7	Wind	PJ	0	5	34	141,9	246,1	320,9	406,1	346,2
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,9	3,2	9,7	23,7	41,0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	225	179,5	270,3	510,1	601,1	703,1
9.10	**Summe**	**PJ**	**5408**	**5148**	**5309**	**4906,3**	**4367,9**	**3691,9**	**3280,1**	**2555,6**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
10	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
10.1	Steinkohle	TWh				15,0	25,8	33,9	30,8	25,2
10.2	Braunkohle	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,7	0,7	0,1	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				20,5	9,3	0,4	0,0	0,0
10.5	Sonstige Gase	TWh				2,2	0,9	0,1	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				4,6	5,0	4,8	4,4	4,1
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				4,7	15,6	43,7	51,9	54,1
10.9	**Summe**	**TWh**				**48,8**	**57,5**	**83,0**	**87,1**	**83,4**
11	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
11.1	Steinkohle	PJ				344,4	296,6	454,3	436,7	242,8
11.2	Braunkohle	PJ				0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				29,9	14,1	1,2	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				263,5	120,0	7,3	0,0	0,0
11.5	Sonstige Gase	PJ				36,1	13,3	1,8	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,1	179,0	173,6	161,3	149,9
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				81,7	295,6	730,2	806,5	842,2
11.9	**Summe**	**PJ**				**921,3**	**918,6**	**1368,4**	**1404,5**	**1234,9**
12	**Fernwärmeerzeugung**									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	252,5	202,9	266,3	484,0	512,7	529,2
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	57,5	147,0	111,7	120,7	128,0	150,6
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	3,5	9,9	19,8	19,8	19,8	19,8
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	313,5	359,8	397,8	624,5	660,5	699,6
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	**Summe**	**PJ**	**448,4**	**416,6**	**373,3**	**359,8**	**397,8**	**624,5**	**660,5**	**699,6**
13a	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1634	1772	1791	1116	641
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1505	1470	1492	1087
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5213	4840	4502	3702	3416
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3265	3156	2806	2597	2475
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	106	246	359	442	565	523
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	637	893	1296	1415	1552
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	2	125	390
13a.9	**Summe**	**PJ**	**14916**	**14269**	**14356**	**14216**	**13437**	**12308**	**11012**	**10083**
13b	**Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)**									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1634	1772	1791	1116	641
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1505	1470	1492	1087
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5213	4840	4502	3702	3416
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3265	3156	2806	2597	2475
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1596	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	278	643	939	1155	1477	1367
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	637	893	1296	1415	1552
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	29	0	0	5	327	1019
13b.9	**Summe**	**PJ**	**14796**	**14203**	**14292**	**14381**	**13891**	**13025**	**12127**	**11556**
14	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416	996	1334	1769	1788	1114	639
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23	20	10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422	5369	5146	4797	4472	3702	3416
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222	2361	2796	2722	2484	2386	2375
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	2	125	390
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.9	**Summe**	**PJ**	**8536**	**9782**	**10606**	**10976**	**10200**	**8745**	**7327**	**6818**
15	**Gewinnung im Inland**									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1012	300	3	3	2	3
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1527	1521	1505	1470	1492	1087
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	131	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	664	469	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	106	246	359	442	565	523
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	311	637	893	1296	1415	1552
15.8	**Summe**	**PJ**	**6237**	**4328**	**3751**	**3240**	**3236**	**3563**	**3685**	**3265**
16	**CO2-Emissionen**									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	361,1	336,1	331,5	321,5	271,1	173,7
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	116,0	109,1	105,1	101,6	92,4	85,8
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	175,2	181,5	170,5	148,3	102,6	92,0
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	178,4	181,5	173,9	163,5	149,4	133,7
16.5	**Summe**	**Mio. t**	**986,8**	**876,5**	**830,7**	**808,2**	**781,0**	**735,0**	**615,6**	**485,3**
17	**CH4-Emissionen**									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	836	462	223	169	143	118
17.2	Industrie	kt	12	8	6	6	6	6	7	6
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	32	77	72	65	62	60
17.4	Verkehr	kt	66	31	18	15	13	12	10	9
17.5	**Summe**	**kt**	**1761**	**1302**	**892**	**560**	**314**	**252**	**222**	**192**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
18	**N2O-Emissionen**									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	19	21	19	16
18.2	Industrie	kt	6	4	3	2	2	2	2	2
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	2	3	3	2	2	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	20	12	11	10	9	8
18.5	**Summe**	**kt**	**37**	**40**	**37**	**34**	**35**	**36**	**32**	**28**
19	**THG- und Schadstoffemissionen**									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	860,9	830,6	798,5	751,3	630,3	497,8
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1550	1116	1039	1059	949	837
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4163	2628	2364	2138	1942	1718
19.4	NMVOC-Emissionen	kt	1908	844	414	248	234	220	205	190
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	100	50	38	35	31	26
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	560	514	479	473	386	302
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	5	4	4
20	**Effizienz- und CO2-Indikatoren**									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	174,86	173,15	166,30	158,00	150,24	148,71
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	174,08	175,16	171,92	167,20	165,44	170,44
20.2a	BIP / PEV (WM)	€00 / GJ	119,9	134,9	75,0	171,5	208,2	267,0	322,3	395,6
20.2b	BIP / PEV (SP)	€00 / GJ	120,9	135,6	75,3	169,5	201,4	252,3	292,7	345,2
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / €00	8,34	7,41	13,34	5,83	4,80	3,75	3,10	2,53
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / €00	8,27	7,38	13,28	5,90	4,97	3,96	3,42	2,90
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	%netto	33,8	34,7	36,1	40,4	46,4	53,4	56,5	57,2
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	€00 / GJ	155,3	154,6	96,6	210,9	259,4	308,9	373,1	442,9
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	k.A.	42,1	42,6	46,3	48,3	49,9
20.7	EEV HH / m^2	MJ / m2	859	883	825	744	654	578	464	425
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	0	165	170	149	131	115	102	93
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm	0	1792	1621	1514	1353	1239	1139	1047
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	73,9	77,2	75,9	71,0	66,5	67,6
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. €00	26,7	19,2	19,6	27,9	32,2	34,8	33,9	35,5
20.12	Netto-Energieimporte (WM)/ BIP	%	1,49	1,0	1,8	1,1	1,2	1,1	1,0	0,89
20.13	THG / BIP	g / T€00	578,9	475,8	799,7	340,7	285,4	228,7	177,6	124,8
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,5	10,1	9,9	9,6	8,6	7,3
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	60,0	58,4	59,4	61,0	57,2	49,4
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	60,2	57,8	57,5	57,7	52,0	43,1
20.16	CO2 / BIP	g / T€00	551,8	455,2	771,7	331,5	279,2	223,7	173,5	121,7
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,1	9,8	9,7	9,4	8,4	7,2
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	57,9	56,9	58,1	59,7	55,9	48,1
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	58,1	56,2	56,2	56,4	50,8	42,0
21	**Weitere Indikatoren**									
21.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro00				289,72	327,44	351,10	358,95	349,19
21.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4996,86	8145,38	11576,87	15124,76	18671,30
21.3	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4549,35	6139,08	7311,24	8130,81	8685,01

Tabelle A-4: Ergebnistabelle der Variante CO_2-Abscheidung und -Deponierung (THG-DEP)

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
					Absolutwerte					
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,1	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	38,1	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	35,0	36,8	38,4	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	968	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11792	13287	14086	14623	15005	15146
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. €00	1788,4	1925,6	2023,0	2438,0	2797,5	3286,0	3549,0	3989,0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. €00	462,2	382,5	455,4	512,3	625,4	721,7	809,3	889,5
2.3	Erwerbstätige	Mio.			0,000	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	483	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / TEUR00	777,1	1079,8	1060,6	1185,6	1171,2	1162,8	1136,7	1084,2
3	**Energiepreise**									
3.1	Importpreis Rohöl	€00/GJ	4,18	2,43	2,81	3,56	4,31	5,06	5,82	6,57
3.2	Importpreis Erdgas	€00/GJ	2,96	2,09	2,15	2,84	3,52	4,20	4,89	5,57
3.3	Importpreis Steinkohle	€00/GJ	1,99	1,47	1,36	1,43	1,59	1,76	1,93	2,09
4	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	487	378	408	401	340	516
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4086	3882	3645	3260	2611	1791
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2377	2803	2405	2062	1978	584
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1738	1814	1941	1908	1808	2008
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	328	345	336	490	553	1100
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	226	391	670	771	652	985
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	3	11	49	139
4.9	**Summe**	**PJ**	**9441**	**9357**	**9243**	**9614**	**9408**	**8903**	**7992**	**7122**
5	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2411	2366	2323	2202	1984	1729
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1477	1585	1584	1609	1558	1466
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2602	2767	2667	2373	1835	1597
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2753	2896	2834	2719	2615	2330
6	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	208,9	219,2	231,7	233,1	227,4	247,8
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,9	141,9	148,4	154,5	151,0	168,7
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	131,1	127,5	142,4	124,4	104,4	89,3
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	15,8	18,6	20,4	22,0	23,8	56,4
6.5	**Endenergie**	**TWh**	**446,4**	**457,9**	**482,8**	**507,3**	**542,9**	**534,0**	**506,6**	**562,2**
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	4,7	7,1	4,3	4,4	7,4	17,7
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,1	25,3	22,3	19,6	21,0
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	8,4	8,3	8,2	0,7	8,2
6.9	**Summe**	**TWh**	**509,2**	**501,4**	**514,0**	**551,3**	**581,2**	**569,6**	**534,4**	**609,1**
7	**Netto-Stromerzeugung**									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	131,5	79,1	133,0	161,4	176,3	201,6
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	135,0	157,4	117,2	30,0	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	2,9	3,3	1,0	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	46,8	85,2	152,2	246,2	186,6	161,4
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	160,6	146,4	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	25,2	27,4	29,6	30,1	24,8	30,4
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	9,5	35,7	48,3	59,9	61,5	73,9
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,7	6,6	11,4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	20,8	16,6	19,9	35,9	44,6	71,1
7.10	**Summe**	**TWh**	**508,4**	**496,4**	**532,4**	**551,3**	**581,2**	**566,1**	**500,5**	**549,9**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				61,8	76,7	90,8	77,2	134,6
8	**Netto-Engpaßleistung**									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,1	19,2	22,0	23,8	23,9	29,2
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	20,1	23,2	17,9	10,5	3,2	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	7,2	13,2	21,4	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	21,4	25,2	33,2	62,2	67,8	49,2
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,4	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	9,0	10,8	11,2	11,3	11,3	11,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	6,1	16,8	19,7	21,9	22,3	28,7
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	3,3	7,7	13,2
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	4,0	3,7	4,4	8,4	23,7	17,6
8.10	**Summe**	**GW**	**118,5**	**116,5**	**120,4**	**132,4**	**141,7**	**141,5**	**160,0**	**149,3**
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				31,3	38,1	41,9	40,3	39,6
9	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1270	709,9	1172,4	1389,7	1490,6	1761,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1426	1452,2	1017,3	239,4	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	37	29,2	11,4	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	358	560,4	929,6	1484,1	1166,9	1015,3
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1853	1690,8	911,9	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	106	98,6	106,5	108,3	89,2	109,6
9.7	Wind	PJ	0	5	34	128,6	174,0	215,6	221,5	266,2
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,9	3,2	9,7	23,7	41,0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	225	183,3	173,1	304,3	379,8	608,2
9.10	**Summe**	**PJ**	**5408**	**5148**	**5309**	**4853,9**	**4499,4**	**3751,1**	**3371,7**	**3801,3**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
10	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
10.1	Steinkohle	TWh				14,9	27,8	37,3	28,8	72,9
10.2	Braunkohle	TWh				0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,9	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				33,4	36,2	26,8	13,6	0,0
10.5	Sonstige Gase	TWh				2,2	0,9	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				4,6	5,1	5,0	4,6	4,2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				4,5	6,1	21,7	30,1	57,6
10.9	**Summe**	**TWh**				**61,8**	**76,7**	**90,8**	**77,2**	**134,6**
11	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
11.1	Steinkohle	PJ				354,4	1036,5	1358,5	1462,1	1763,5
11.2	Braunkohle	PJ				0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				36,4	13,1	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				379,7	335,5	217,3	109,2	0,0
11.5	Sonstige Gase	PJ				36,2	13,3	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,1	179,1	173,8	161,6	150,1
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				78,2	123,2	428,3	612,6	1102,0
11.9	**Summe**	**PJ**				**1050,8**	**1700,7**	**2177,9**	**2345,5**	**3015,6**
12	**Fernwärmeerzeugung**									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	252,5	248,4	251,1	393,1	446,0	698,6
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	57,5	99,7	77,5	97,6	111,1	447,9
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	3,5	9,9	19,8	19,7	19,8	19,8
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	313,5	358,0	348,4	510,4	576,9	1166,3
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	**Summe**	**PJ**	**448,4**	**416,6**	**373,3**	**358,0**	**348,4**	**510,4**	**576,9**	**1166,3**
13a	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1282	1561	1680	1730	1925
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1081	280	30	19
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5216	4845	4373	3515	2779
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3476	3576	3823	3428	2001
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	106	230	286	336	337	419
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	647	982	1405	1529	2667
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	13	125	218
13a.9	**Summe**	**PJ**	**14916**	**14269**	**14356**	**14073**	**13243**	**11908**	**10693**	**10027**
13b	**Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)**									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1282	1561	1680	1730	1925
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1081	280	30	19
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5216	4845	4373	3515	2779
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3476	3576	3823	3428	2001
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1596	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	278	600	749	878	880	1096
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	647	982	1405	1529	2667
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	29	0	0	33	327	570
13b.9	**Summe**	**PJ**	**14796**	**14203**	**14292**	**14212**	**13580**	**12471**	**11439**	**11056**
14	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416	996	982	1561	1680	1730	1925
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23	20	10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422	5369	5149	4802	4343	3515	2779
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222	2361	3007	3142	3500	3216	1901
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	13	125	218
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	396
14.9	**Summe**	**PJ**	**8536**	**9782**	**10606**	**10838**	**10417**	**9535**	**8587**	**7218**
15	**Gewinnung im Inland**									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1012	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1527	1521	1081	280	30	19
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	131	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	664	469	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	106	230	286	336	337	419
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	311	647	982	1405	1529	2271
15.8	**Summe**	**PJ**	**6237**	**4328**	**3751**	**3234**	**2826**	**2373**	**2107**	**2809**
16	**CO2-Emissionen**									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	361,1	320,8	241,8	143,3	68,8	42,3
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	116,0	105,3	90,7	76,9	64,1	24,5
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	175,2	179,9	150,9	119,6	80,4	41,4
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	178,4	181,5	173,9	163,9	137,0	88,9
16.5	**Summe**	**Mio. t**	**986,8**	**876,5**	**830,7**	**787,5**	**657,3**	**503,6**	**350,3**	**197,1**
17	**CH4-Emissionen**									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	836	459	191	134	106	47
17.2	Industrie	kt	12	8	6	5	6	7	6	1
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	32	77	70	64	60	58
17.4	Verkehr	kt	66	31	18	15	13	12	9	6
17.5	**Summe**	**kt**	**1761**	**1302**	**892**	**556**	**280**	**217**	**182**	**112**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
18	**N2O-Emissionen**									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	16	17	16	18
18.2	Industrie	kt	6	4	3	2	2	1	1	0
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	2	3	3	2	1	1
18.4	Verkehr	kt	10	18	20	12	11	10	8	6
18.5	**Summe**	**kt**	**37**	**40**	**37**	**34**	**31**	**31**	**27**	**25**
19	**THG- und Schadstoffemissionen**									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	860,9	809,7	672,9	517,7	362,5	207,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1550	1097	930	857	755	678
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4163	2617	2298	2063	1690	1438
19.4	NMVOC-Emissionen	kt	1908	844	414	247	231	220	195	166
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	100	50	33	27	23	18
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	560	490	373	269	215	186
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	4	3	3
20	**Effizienz- und CO2-Indikatoren**									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	174,86	171,41	163,89	152,87	145,88	147,90
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	174,08	173,10	168,07	160,09	156,05	163,07
20.2a	BIP / PEV (WM)	€00 / GJ	119,9	134,9	75,0	173,2	211,3	275,9	331,9	397,8
20.2b	BIP / PEV (SP)	€00 / GJ	120,9	135,6	75,3	171,6	206,0	263,5	310,3	360,8
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / €00	8,34	7,41	13,34	5,77	4,73	3,62	3,01	2,51
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / €00	8,27	7,38	13,28	5,83	4,85	3,80	3,22	2,77
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	%netto	33,8	34,7	36,1	40,9	46,5	54,3	53,4	52,1
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	€00 / GJ	155,3	154,6	96,6	216,5	269,2	327,7	408,0	514,5
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	k.A.	42,1	42,6	46,1	48,3	49,5
20.7	EEV HH / m^2	MJ / m2	859	883	825	741	644	561	442	402
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	0	165	170	149	131	115	104	89
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm	0	1792	1621	1514	1353	1239	1140	1022
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	73,9	77,0	78,7	80,1	80,3	72,0
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. €00	26,7	19,2	19,6	28,0	33,3	38,0	37,9	55,2
20.12	Netto-Energieimporte (WM)/ BIP	%	1,49	1,0	1,8	1,1	1,2	1,2	1,1	1,38
20.13	THG / BIP	g / T€00	578,9	475,8	799,7	332,1	240,5	157,5	102,1	52,0
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,5	9,9	8,3	6,6	4,9	3,1
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	60,0	57,5	50,8	43,5	33,9	20,7
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	60,2	57,0	49,6	41,5	31,7	18,7
20.16	CO2 / BIP	g / T€00	551,8	455,2	771,7	323,0	235,0	153,3	98,7	49,4
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,1	9,6	8,1	6,5	4,8	2,9
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	57,9	56,0	49,6	42,3	32,8	19,7
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	58,1	55,4	48,4	40,4	30,6	17,8
21	**Weitere Indikatoren**									
21.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro00				289,89	328,92	353,60	363,51	369,15
21.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4997,67	8155,03	11610,05	15194,86	18878,79
21.3	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4550,00	6144,02	7324,22	8152,20	8726,97

Tabelle A-5: Ergebnistabelle der Variante THG-Minderung und Kernenergiezubau (THG-KE)

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
1	**Demographische Rahmenannahmen**									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,1	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	38,1	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	35,0	36,8	38,4	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	968	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrsl. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11792	13287	14086	14623	15005	15146
2	**Ökonomische Rahmenannahmen**									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. €00	1788,4	1925,6	2023,0	2438,0	2797,5	3286,0	3549,0	3989,0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. €00	462,2	382,5	455,4	512,3	625,4	721,7	809,3	889,5
2.3	Erwerbstätige	Mio.			0,000	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	483	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrsl. / Industrieprod.	tkm / TEUR00	777,1	1079,8	1060,6	1185,6	1171,2	1162,8	1136,7	1084,2
3	**Energiepreise**									
3.1	Importpreis Rohöl	€00/GJ	4,18	2,43	2,81	3,56	4,31	5,06	5,82	6,57
3.2	Importpreis Erdgas	€00/GJ	2,96	2,09	2,15	2,84	3,52	4,20	4,89	5,57
3.3	Importpreis Steinkohle	€00/GJ	1,99	1,47	1,36	1,43	1,59	1,76	1,93	2,09
4	**Endenergieverbrauch nach Energieträgern**									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	487	382	407	388	257	156
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4086	3886	3609	3280	2589	1735
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2377	2853	2589	2336	2148	1005
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1738	1792	1950	1996	1994	2423
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	328	341	314	285	288	838
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	226	392	576	674	659	983
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	3	11	49	191
4.9	**Summe**	**PJ**	**9441**	**9357**	**9243**	**9646**	**9449**	**8969**	**7984**	**7330**
5	**Endenergieverbrauch nach Sektoren**									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2411	2395	2356	2260	2060	1866
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1477	1586	1584	1605	1555	1491
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2602	2769	2676	2385	1843	1643
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2753	2896	2834	2719	2526	2330
6	**Netto-Stromverbrauch nach Sektoren**									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	208,9	219,2	232,1	236,8	243,8	338,6
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,9	142,3	148,4	157,1	153,6	173,6
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	131,1	121,2	144,6	142,5	109,4	108,9
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	15,8	18,6	20,4	22,0	51,3	56,4
6.5	**Endenergie**	**TWh**	**446,4**	**457,9**	**482,8**	**501,3**	**545,5**	**558,3**	**558,1**	**677,4**
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	4,7	7,2	4,4	4,5	6,9	45,9
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	26,9	30,8	32,1	32,8	40,4
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	8,4	8,3	8,2	17,1	14,4
6.9	**Summe**	**TWh**	**509,2**	**501,4**	**514,0**	**544,3**	**589,2**	**603,7**	**614,9**	**778,2**
7	**Netto-Stromerzeugung**									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	131,5	94,6	40,8	24,3	8,0	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	135,0	157,4	126,0	58,5	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	2,9	3,2	1,0	0,1	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	46,8	51,4	72,2	22,2	22,0	2,8
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	160,6	158,3	252,1	385,5	453,3	614,3
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	25,2	27,4	29,6	30,1	36,8	34,8
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	9,5	35,7	48,3	59,6	61,5	63,3
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,7	6,6	11,4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	20,8	16,1	18,3	20,6	27,8	53,0
7.10	**Summe**	**TWh**	**508,4**	**496,4**	**532,4**	**544,3**	**589,2**	**603,7**	**615,9**	**779,6**
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				58,5	67,7	60,5	42,4	47,5
8	**Netto-Engpaßleistung**									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,1	21,4	10,4	5,4	1,6	0,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	20,1	23,2	19,4	12,0	4,7	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	7,2	3,3	0,6	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	21,4	22,6	35,6	30,8	29,6	29,4
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,4	21,3	33,5	50,9	59,5	82,6
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	9,0	10,8	11,2	11,3	11,3	11,4
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	6,1	16,8	19,7	21,9	22,3	22,8
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	3,3	7,7	13,2
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	4,0	3,6	4,1	4,8	6,9	13,6
8.10	**Summe**	**GW**	**118,5**	**116,5**	**120,4**	**123,5**	**135,7**	**140,3**	**143,7**	**173,0**
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				32,2	24,2	17,8	13,6	16,6
9	**Energieeinsatz zur Stromerzeugung**									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1270	797,8	343,8	204,0	86,9	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1426	1451,6	1077,1	465,1	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	37	29,3	11,2	0,6	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	358	365,2	456,3	137,2	132,9	16,5
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1853	1827,4	2781,6	4101,4	4663,3	6318,5
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	106	98,6	106,6	108,4	132,5	125,3
9.7	Wind	PJ	0	5	34	128,6	174,0	214,7	221,4	227,8
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,9	3,2	9,7	23,7	41,0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	225	175,2	164,3	175,7	243,0	482,1
9.10	**Summe**	**PJ**	**5408**	**5148**	**5309**	**4874,5**	**5118,1**	**5416,8**	**5503,7**	**7211,1**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
10	**KWK-Netto-Stromerzeugung**									
10.1	Steinkohle	TWh				14,9	24,6	25,4	8,5	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,0	0,6	0,1	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				30,3	31,1	22,0	14,0	2,5
10.5	Sonstige Gase	TWh				2,2	0,9	0,1	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				4,6	5,1	5,0	4,6	4,2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				4,4	5,4	7,8	15,3	40,8
10.9	**Summe**	**TWh**				**58,5**	**67,7**	**60,5**	**42,4**	**47,5**
11	**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken**									
11.1	Steinkohle	PJ				478,8	311,2	242,6	81,3	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				33,5	13,0	1,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				341,6	294,5	179,0	113,6	21,4
11.5	Sonstige Gase	PJ				36,2	13,2	1,8	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,1	179,1	173,8	161,6	150,1
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				62,9	90,4	147,6	312,2	843,2
11.9	**Summe**	**PJ**				**1118,9**	**901,4**	**745,8**	**668,7**	**1014,7**
12	**Fernwärmeerzeugung**									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	252,5	226,2	210,6	188,4	241,2	529,1
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	57,5	117,5	107,0	104,5	60,4	351,6
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	3,5	9,9	9,9	4,2	0,0	0,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	313,5	353,6	327,5	297,1	301,6	880,7
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	**Summe**	**PJ**	**448,4**	**416,6**	**373,3**	**353,6**	**327,5**	**297,1**	**301,6**	**880,7**
13a	**Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)**									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1407	816	596	351	176
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1141	507	31	19
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5223	4808	4395	3494	2726
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3334	3306	2763	2558	1415
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1828	2782	4102	4663	6319
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	106	230	286	335	380	397
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	634	855	1003	1151	2350
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	0	0	0
13a.9	**Summe**	**PJ**	**14916**	**14269**	**14356**	**14185**	**13995**	**13700**	**12628**	**13402**
13b	**Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)**									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2008	1407	816	596	351	176
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1547	1531	1141	507	31	19
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5500	5223	4808	4395	3494	2726
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3025	3334	3306	2763	2558	1415
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1596	1577	2401	3540	4024	5453
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	278	600	749	876	993	1037
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	310	634	855	1003	1151	2350
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	29	0	0	0	0	0
13b.9	**Summe**	**PJ**	**14796**	**14203**	**14292**	**14305**	**14076**	**13678**	**12602**	**13177**
14	**Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)**									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416	996	1107	816	596	351	176
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23	20	10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422	5369	5155	4765	4365	3494	2726
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222	2361	2865	2872	2440	2347	1315
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1849	1828	2782	4102	4663	6319
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17	11	0	0	0	0	0
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0	0	0	0	0	0	361
14.9	**Summe**	**PJ**	**8536**	**9782**	**10606**	**10964**	**11235**	**11503**	**10855**	**10897**
15	**Gewinnung im Inland**									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1012	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1527	1521	1141	507	31	19
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	131	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	664	469	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	106	230	286	335	380	397
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	311	634	855	1003	1151	1989
15.8	**Summe**	**PJ**	**6237**	**4328**	**3751**	**3221**	**2760**	**2197**	**1773**	**2505**
16	**CO2-Emissionen**									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	361,1	321,7	225,6	115,8	53,5	26,1
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	116,0	106,2	100,6	91,2	72,3	37,8
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	175,2	182,5	158,1	134,9	94,3	49,3
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	178,4	181,5	173,9	163,9	133,0	86,8
16.5	**Summe**	**Mio. t**	**986,8**	**876,5**	**830,7**	**791,9**	**658,2**	**505,8**	**353,0**	**200,0**
17	**CH4-Emissionen**									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	836	463	203	146	114	56
17.2	Industrie	kt	12	8	6	6	6	7	7	2
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	32	77	71	70	65	60
17.4	Verkehr	kt	66	31	18	15	13	12	9	6
17.5	**Summe**	**kt**	**1761**	**1302**	**892**	**561**	**293**	**234**	**194**	**125**

		Einheit	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
						Absolutwerte				
18	**N2O-Emissionen**									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	12	9	7	8
18.2	Industrie	kt	6	4	3	2	2	2	1	1
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	2	3	3	2	2	1
18.4	Verkehr	kt	10	18	20	12	11	10	8	6
18.5	**Summe**	**kt**	**37**	**40**	**37**	**34**	**28**	**23**	**17**	**15**
19	**THG- und Schadstoffemissionen**									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	860,9	814,3	672,9	517,7	362,5	207,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1550	1102	916	775	641	589
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4163	2609	2296	2102	1676	1451
19.4	NMVOC-Emissionen	kt	1908	844	414	248	230	219	192	163
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	100	51	33	28	22	17
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	560	500	369	266	173	141
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	4	3	3
20	**Effizienz- und CO2-Indikatoren**									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	174,86	172,78	173,20	175,86	172,27	197,67
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	174,08	174,24	174,21	175,59	171,92	194,35
20.2a	BIP / PEV (WM)	€00 / GJ	119,9	134,9	75,0	171,9	199,9	239,9	281,0	297,6
20.2b	BIP / PEV (SP)	€00 / GJ	120,9	135,6	75,3	170,4	198,7	240,2	281,6	302,7
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / €00	8,34	7,41	13,34	5,82	5,00	4,17	3,56	3,36
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / €00	8,27	7,38	13,28	5,87	5,03	4,16	3,55	3,30
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	%netto	33,8	34,7	36,1	40,2	41,4	40,1	40,3	38,9
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	€00 / GJ	155,3	154,6	96,6	213,9	265,5	319,4	392,8	476,6
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	k.A.	42,2	42,6	46,0	48,2	50,4
20.7	EEV HH / m^2	MJ / m2	859	883	825	742	646	564	444	414
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	0	165	170	149	131	115	98	89
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm	0	1792	1621	1514	1353	1239	1141	1022
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	73,9	77,3	80,3	84,0	86,0	81,3
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. €00	26,7	19,2	19,6	27,9	32,1	34,2	33,6	49,4
20.12	Netto-Energieimporte (WM)/ BIP	%	1,49	1,0	1,8	1,1	1,1	1,0	0,9	1,24
20.13	THG / BIP	g / T€00	578,9	475,8	799,7	334,0	240,5	157,5	102,1	52,0
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,5	9,9	8,3	6,6	4,9	3,1
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	60,0	57,4	48,1	37,8	28,7	15,5
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	60,2	56,9	47,8	37,8	28,8	15,7
20.16	CO2 / BIP	g / T€00	551,8	455,2	771,7	324,8	235,3	153,9	99,5	50,1
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,1	9,6	8,1	6,5	4,8	2,9
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	57,9	55,8	47,0	36,9	28,0	14,9
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	58,1	55,4	46,8	37,0	28,0	15,2
21	**Weitere Indikatoren**									
21.1	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro00				280,27	313,71	331,59	340,18	339,35
21.2	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4844,38	7872,55	11120,23	14477,59	17874,94
21.3	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro00				4411,24	5940,70	7050,31	7825,84	8356,17

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung
- Bibliothek -
D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
http://www.ier.uni-stuttgart.de

Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €

Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €

Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €

Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €

Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €

Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €

Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €

Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €

Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €

Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €

Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €

Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €

Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €

Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €

Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €

Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €

Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €

Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €

Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 €

Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 €

Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten, 13 €

Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten, 10 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstrom-erzeugung
Juli 2000, 242 Seiten, 15 €

Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten, 15 €

Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten, 13 €

Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €

Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten, 13 €

Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten, 15 €

Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten, 18 €

Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €

Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO_2-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €

Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €

Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €

Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €

Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 €

Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €

Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 € *(z. Zt. vergriffen*)

Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten, 20 € *(z. Zt. vergriffen*)
Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €

Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten, 15 €

Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
Januar 1999, 306 Seiten, 20 €

Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten, 18 €

Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €

Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von *NetWork* - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten, 10 €

Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten, 15 €

Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells '*E³Net*' und Integration neuer methodischer Ansätze in das *IKARUS*-Instrumentarium (*ECOLOG II*)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €

Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €

Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €

Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €

Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €

Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €

Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €

Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €

Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €

Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO_2-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 €

Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAIK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €

Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €

Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €

Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €

Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €

Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €

Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €

Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €

Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €

Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €

Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €

Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €

Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €

Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €

Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €

Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €

Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €

Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €

Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €

Band 20 M. Fischedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €

Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €

Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €

Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €

Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €

Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €

Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €

Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €

Band 12 U. Fahl, M. Fischedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO_2-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €

Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 €

Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €

Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €

Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €

Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €

Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €

Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €

Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €

Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €

Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €

Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €