Studie

Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung

Projekt Nr. 12/10

Für das
Bundesministerium
für Wirtschaft und
Technologie

Prognos AG
Dr. Michael Schlesinger

EWI
PD Dr. Dietmar
Lindenberger

GWS
Dr. Christian Lutz

Basel/Köln/Osnabrück
27. August 2010

Prognos AG

Geschäftsführer
Christian Böllhoff

Basel

Henric Petri-Straße 9
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Geschäftsführer
Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge

Köln

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Str. 321
50827 Köln
Tel.: ++ 49 (0) 221 27729-0
Fax: ++ 49 (0) 221 27729-400
monika.deckers@ uni-koeln.de
www.ewi.uni-koeln.de

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS)

Geschäftsführer
Dr. Christian Lutz

Osnabrück

Heinrichstr. 30
D-49080 Osnabrück
Telefon +49 541 40933-100
Telefax +49 541 40933-110
info@gws-os.de
www.gws-os.com

Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung

Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin

Autoren

Prognos AG:
Dr. Michael Schlesinger (Projektleitung)
Peter Hofer
Dr. Andreas Kemmler
Dr. Almut Kirchner
Samuel Strassburg

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln:
PD Dr. Dietmar Lindenberger (Leitung)
Michaela Fürsch
Stephan Nagl
Moritz Paulus
Jan Richter
Johannes Trüby

GWS – Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung:
Dr. Christian Lutz (Leitung)
Dr. Oleksii Khorushun
Dr. Ulrike Lehr
Ines Thobe

Basel/Köln/Osnabrück, August 2010

Inhalt

I Hintergrund und Aufbau der Studie 1

II Zielorientierte Szenarien bis 2050 2

1 Die Energieszenarien im Überblick 2

1.1 Funktion von Szenarien 2
1.2 Struktur und wesentliche Annahmen 3
1.3 Die wichtigsten Ergebnisse 5
1.3.1 Treibhausgasemissionen 5
1.3.2 Primärenergieverbrauch 6
1.3.3 Endenergieverbrauch 7
1.3.4 Strom- und Fernwärmeerzeugung/Umwandlungssektor 8
1.3.5 Energieproduktivität und Energieeffizienz 10
1.3.6 Erneuerbare Energien 11
1.3.7 Ökonomische Wirkungen 13

2 Methodik und Annahmen 26

2.1 Methodische Vorgehensweise 26
2.2 Sozioökonomische Rahmendaten 29
2.3 Energiepreisannahmen 30
2.4 Annahmen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme 32
2.4.1 Stromnachfrage und KWK-Wärmepotenziale 33
2.4.2 Potenziale, Kosten und Volllaststunden erneuerbarer Energien 37
2.4.3 Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa 39
2.4.4 Brennstoff- und CO_2-Preisannahmen 41
2.4.5 Ökonomische und technische Parameter des konventionellen Kraftwerksparks 42
2.4.6 Nachrüstkosten von Kernkraftwerken 45
2.4.7 Zusammensetzung der Endverbraucherpreise 46

3 Energieverbrauch und Energiemix 49

3.1 Endenergieverbrauch 49
3.1.1 Endenergieverbrauch im Überblick 49
3.1.2 Industrie 51
3.1.2.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 51
3.1.2.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf 57
3.1.3 Private Haushalte 61
3.1.3.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 61
3.1.3.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf 65
3.1.4 GHD 77
3.1.4.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 77
3.1.4.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf 81

3.1.5 Verkehr 85
3.1.5.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 85
3.1.5.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf 91
3.2 Kraftwerkspark 104
3.2.1 Zur Zielerreichung unterstellte Maßnahmen 104
3.2.1.1 Stromnachfrage in Deutschland und Europa 104
3.2.1.2 Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa 105
3.2.1.3 Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa 106
3.2.1.4 Gewährleistung von Anreizen zur Investition in Erzeugungskapazität 107
3.2.1.5 Verfügbarkeit der CCS-Technologie 108
3.2.2 Vergleich der Szenarien 2050 und heute 109
3.2.2.1 Erzeugungsmix im Strom- und KWK-Wärmesektor 109
3.2.2.2 Ausbau der erneuerbaren Energien 112
3.2.2.3 Stromimporte in den Szenarien 2050 114
3.2.2.4 CO_2-Reduzierung in der Stromerzeugung bis 2050 115
3.2.2.5 Endverbraucherpreise 116
3.2.2.6 Stückkosten der Stromerzeugung in Referenz und Zielszenarien 2050 119
3.2.3 Vergleich der Szenarien mit unterschiedlichen Laufzeiten der Kernkraftwerke 120
3.2.3.1 Installierte Leistung und Jahresvolllaststunden 120
3.2.3.2 Bruttostromerzeugung und KWK Wärmeerzeugung 124
3.2.3.3 Entwicklung von Großhandelspreisen, EEG-Umlage und Endverbraucherpreisen bei unterschiedlicher Laufzeit 128
3.2.4 Auswirkungen unterschiedlicher Nachrüstkosten der Kernkraftwerke 131
3.2.4.1 Installierte Kraftwerksleistung und Jahresvolllaststunden 132
3.2.4.2 Bruttostromerzeugung 135
3.2.4.3 Auswirkungen auf die Großhandels- und Endverbraucherpreise 137
3.3 Primärenergieverbrauch 139

4 Klimaschutz: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen 141

4.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt 141
4.2 Sektorale Aufteilung der Treibhausgasemissionen 143
4.2.1 Treibhausgasemissionen bei Stromerzeugung und KWK-Wärmeproduktion 143
4.2.2 Wärmesektor 146
4.2.3 Verkehrsbereich 147

5 Ökonomische Wirkungen 147

5.1 Gesamtwirtschaftliche Effekte 147
5.1.1 Vorgehensweise und Methodik 147
5.1.2 Direkte ökonomische Impulse 148

5.1.2.1 Mehr- und Minderinvestitionen zu Energieeinsparungen und zur Nutzung erneuerbarer Energien in den Zielszenarien auf der Nachfrageseite 149
5.1.2.2 Impulse im Strombereich 154
5.1.3 Direkte und indirekte Effekte 156
5.1.4 Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) 159
5.1.5 Wirkungen auf die Beschäftigung 163
5.1.6 Einordnung der Ergebnisse 166
5.2 Beispielrechnungen zur Kostenentwicklung privater Haushalte 169
5.2.1 Bereich Wohnen 169
5.2.2 Bereich Mobilität 179

6 Versorgungssicherheit 183

6.1 Importe von Primärenergieträgern 183
6.2 Versorgungssicherheit Strom 185

III Zusammenfassende Bewertung 188

Abbildungen

Abbildung 1.3.1-1: Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t CO_2-Äquivalenten 6

Abbildung 1.3.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ 7

Abbildung 1.3.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren 2008-2050, in PJ 8

Abbildung 1.3.4-1: Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh 9

Abbildung 1.3.5-1: Energieproduktivität 1990-2050, in EUR_{2008} 10

Abbildung 1.3.6-1: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien 1990 – 2050, in PJ 12

Abbildung 2.4.2-2: Angenommene durchschnittliche Volllaststunden von Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland und Europa, 2008 und 2050, in Stunden pro Jahr 39

Abbildung 2.4.3-1: Angenommener Zubau an Kuppelleitungskapazitäten bis 2050. 40

Abbildung 2.4.7-1: Preisbestandteile für Haushaltskunden in 2008 (nach BNetzA 2008) 47

Abbildung 3.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ 50

Abbildung 3.1.2-1: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2008-2050 (Modellergebnisse), in PJ 54

Abbildung 3.1.2-2: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ 55

Abbildung 3.1.2-3: Stromverbrauch der Industrie in den Szenarien IV A und IV B 2008-2050, in PJ 56

Abbildung 3.1.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2008 bis 2050 nach Energieträgern, in PJ 65

Abbildung 3.1.3-2: Entwicklung des spezifischen Wärmeleistungsbedarfs von Neubauten 1990 – 2050, in Watt/m^2 Wohnfläche 67

Abbildung 3.1.3-3: Jährliche Sanierungsraten 1990 bis 2050, in % 70

Abbildung 3.1.3-4: Bewohnte Wohnfläche nach den in Heizanlagen eingesetzten Energieträgern 2008 – 2050, in Mio m^2 72

Abbildung 3.1.4-1: Endenergieverbrauch des Sektors GHD nach Verwendungszwecken 2008 – 2050 (Modellergebnisse), in PJ 79

Abbildung 3.1.4-2: Endenergieverbrauch des Sektors GHD nach Energieträgern 2008 – 2050, in PJ 81

Abbildung 3.1.5.1-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern 2008-2050, in PJ 86

Abbildung 3.1.5-1-2: Personenverkehrsleistung nach Verkehrsträgern 2008-2050, in Mrd Pkm 87

Abbildung 3.1.5.1-3: Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern 2008-2050, in Mrd tkm 89

Abbildung 3.1.5.1-4: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern 2008-2050, in PJ 90

Abbildung 3.2.2.1-1: Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh 110

Abbildung 3.2.2.1-2: KWK-Wärmeerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh 112

Abbildung 3.2.2.2-1: Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien in Deutschland, 2008 und 2050, in TWh 113

Abbildung 3.2.2.2-2: Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien in Europa, 2008 und 2050, in TWh 114

Abbildung 3.2.2.3-1: Nettostromimporte, 2008 und 2050, in TWh 115

Abbildung 3.2.2.4-1: CO_2-Reduktion im Stromsektor, 2008 und 2050, in Mio t CO_2 116

Abbildung 3.2.2.5-1: Endverbraucherpreise, 2008 und 2050, in ct_{2008}/kWh (historischer Wert 2008 gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion) 117

Abbildung 3.2.2.6-1: Stückkostendifferenzen zwischen Zielszenarien und Referenz, 2008 und 2050, in EUR_{2008}/MWh (Nulllinie Referenzszenario) 119

Abbildung 3.2.3.1-1: Installierte Bruttoleistung in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in GW 121

Abbildung 3.2.3.1-2: Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in Stunden 124

Abbildung 3.2.3.2-1: Bruttostromerzeugung in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in TWh 125

Abbildung 3.2.3.2-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Kraftwerken in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in TWh 127

Abbildung 3.2.3.3-1: Entwicklung der Großhandelspreise in den Zielszenarien, 2005-2050, in EUR_{2008}/MWh (2005-2008 historische Werte gemäß EEX) 129

Abbildung 3.2.3.3-2: Entwicklung der EEG-Umlage sowie zusätzliche Kosten für EE-Importe, 2008-2050, in ct_{2008}/kWh (2008 historischer Wert gemäß BMU) 130

Abbildung 3.2.3.3-3: Endverbraucherpreise in den Szenarien im Zeitverlauf, 2008-2050, in ct_{2008}/kWh (2008 historischer Wert gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion) 131

Abbildung 3.2.4-1: Installierte Kernkraftwerksleistung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in GW 132

Abbildung 3.2.4.1-1: Differenzen der installierten Bruttoleistung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in GW (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A) 133

Abbildung 3.2.4.1-2: Differenzen in der Kraftwerksauslastung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in Stunden (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A) 135

Abbildung 3.2.4.2-1: Differenzen in der Bruttostromerzeugung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in TWh (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A) 136

Abbildung 3.2.4.3-1: Großhandelspreisdifferenzen bei unterschiedlichen Nachrüstkosten, 2020-2050, in EUR_{2008}/MWh (Nulllinie Szenarien A) 138

Abbildung 3.2.4.3-2: Haushaltspreisdifferenzen bei unterschiedlichen Nachrüstkosten, 2020-2050, in ct_{2008}/kWh (Nulllinie Szenarien A) 139

Abbildung 3.3-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ 140

Abbildung 4.1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 2008-2050, in Mio t CO_2-Äquivalenten 142

Abbildung 4.2.1-1: CO_2-Emissionen bei unterschiedlichen Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke, 2008-2050, in Mio t CO_2 144

Abbildung 4.2.1-2: Differenzen der CO_2-Emissionen in den Szenarien I B bis IV B zu den Szenarien I A bis IV A (Die Nulllinie sind die jeweiligen Szenarien I A bis IV A), 2008-2050, in Mio t CO_2 145

Abbildung 4.2.2-1: Direkte Treibhausgasemissionen nach Endverbrauchssektoren 2008-2050, Differenz zur Referenz, in Mio t 146

Abbildung 5.1.2.1-1: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Zielszenario III A im Vergleich zur Referenz, 2010-2050 in Mio EUR 151

Abbildung 5.1.2.1-2: Kumulierte Investitionsdifferenzen in den Zielszenarien I A – IV A im Vergleich zur Referenz, in Mio EUR 152

Abbildung 5.1.2.1-3: Kumulierte Investitionsdifferenzen in den Zielszenarien I B – IV B im Vergleich zur Referenz, in Mio EUR 153

Abbildung 5.1.2.1-4: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz, 2010 – 2050, in Mio EUR 154

Abbildung 5.1.2.2-1: Investitionsdifferenzen im Strombereich in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz 2020-2050, in Mrd EUR 156

Abbildung 5.1.4-1: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt) in den Szenarien 2020-2050, in Mrd EUR 159

Abbildung 5.1.4-2: Abweichung des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt) in den Zielszenarien von der Referenz 2020-2050, in % 160

Abbildung 5.1.4-3: Entwicklung der Investitionsquote in den beiden Szenarien 2010-2050, in % 163

Abbildung 5.1.5-1: Abweichung der Beschäftigtenzahl in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz 2020-2050, in 1.000 164

Abbildung 5.1.5-2: Abweichung der Beschäftigung im Szenario I A im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen 2020-2050, in 1.000 165

Abbildung 5.1.5-3: Abweichung der Beschäftigung im Szenario III A im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen 2020-2050, in 1.000 166

Abbildung 6.2-1: Spitzenlast und Lastabsicherung in Referenz und Zielszenarien 2008 und 2050, in GW 186

Tabellen

Tabelle 1.2-1: Eckpunkte der Szenarien 4

Tabelle 1.2-2: Nachrüstkosten für Kernkraftwerke in Abhängigkeit der Laufzeitverlängerung für die Berechnung der Szenarien I B bis IV B 5

Tabelle Ü1: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios im Überblick 17

Tabelle Ü2: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios I A im Überblick 18

Tabelle Ü3: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios II A im Überblick 19

Tabelle Ü4: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios III A im Überblick 20

Tabelle Ü5: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios IV A im Überblick 21

Tabelle Ü6: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios I B im Überblick 22

Tabelle Ü7: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios II B im Überblick 23

Tabelle Ü8: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios III B im Überblick 24

Tabelle Ü9: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios IV B im Überblick 25

Tabelle 2.2-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2008 – 2050, in Mio 29

Tabelle 2.2-2: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt 2008 – 2050, in Mrd EUR 30

Tabelle 2.3-1: Preise für Energieträger und CO_2-Zertifikate 2008 – 2050, in USD bzw. EUR 30

Tabelle 2.3-2: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle in der Referenz, 2008 – 2050 31

Tabelle 2.3-3: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle in den Zielszenarien, 2008 – 2050 32

Tabelle 2.4.1-1: Nettostromnachfragen in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh 33

Tabelle 2.4.1-2: Bruttostromnachfragen in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh 34

Tabelle 2.4.1-3: KWK-Potenziale der Fernwärme in Deutschland nach Szenarien, £2008-2050, in TWh 35

Tabelle 2.4.1-4: KWK-Potenziale der Prozesswärme in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh 36

Tabelle 2.4.1-5: Nettostromnachfragen in Europa (exkl. Deutschland) nach Szenarien, 2008-2050, in TWh 37

Tabelle 2.4.2-1: Annahmen zu Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Brennstoffpreisen für Biomasse, 2020-2050, EUR_{2008} pro kW, kWa, MWh 38

Tabelle 2.4.4-1: Angenommene Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2008-2050, in EUR_{2008}/GJ 41

Tabelle 2.4.4-2: CO_2-Preise in Referenz und Zielszenarien, 2008-2050, in EUR_{2008}/t CO_2 42

Tabelle 2.4.5-1: Annahmen für Investitionskosten fossil gefeuerter Kraftwerkstechnologien, 2020-2050, EUR_{2008}/kW 43

Tabelle 2.4.5-2: Weitere technisch-ökonomische Größen konventioneller Kraftwerkstechnologien 44

Tabelle 2.4.6-1: Nachrüstkosten von Kernkraftwerken, in EUR/kW 46

Tabelle 3.1.2-1: spezifischer Prozesswärmebedarf, spezifischer Endenergieverbrauch und spezifischer Stromverbrauch der Industrie, bezogen auf die Produktion 2008 – 2050, in kJ/ EUR in den Szenarien 59

Tabelle 3.1.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2008 bis 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ, Anteile in % 63

Tabelle 3.1.3-2: Spezifischer Heizenergiebedarf von Neubauten, in kWh/m^2 Wohnfläche 66

Tabelle 3.1.3-3: Spezifischer Heizenergiebedarf im Bestand und in sanierten Gebäuden, in kWh/m^2 Wohnfläche 69

Tabelle 3.1.3-4: Einsatz erneuerbarer Energien im Bereich Raumwärme 2008 – 2050, bewohnte Wohnfläche in Mio m^2 und als Anteil an der gesamten bewohnten Wohnfläche 72

Tabelle 3.1.3-5: Verbrauch an erneuerbaren Energien und Anteil am Gesamtverbrauch für Warmwasser 2008 – 2050, in PJ und Anteilen in % 73

Tabelle 3.1.3-6: Spezifischer Geräteverbrauch in Referenz und Zielszenarien 2008 – 2050, Index, 2008 = 100 75

Tabelle 3.1.4.2-1: Spezifischer Endenergieverbauch nach Verwendungszwecken im Sektor GHD in den Szenarien 84

Tabelle 3.1.5.2-1: Personenverkehrsleistung im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrsträgern 2008 – 2050, in Mrd Pkm, Anteile in % 91

Tabelle 3.1.5.2-2: Güterverkehrsleistung im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrsträgern 2008 – 2050, in Mrd tkm, Anteile in % 92

Tabelle 3.1.5.2-3: Spezifischer Verbrauch neu zugelassener Pkw im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in jeweiligen Einheiten pro 100 km und in MJ/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in % 94

Tabelle 3.1.5.2-4: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch des Pkw-Fahrzeugbestands und der Neufahrzeuge im Referenzszenario und in den Zielszenarien, 2008 – 2050, in l Benzin-Äquivalent pro 100 km und in MJ/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in % 95

Tabelle 3.1.5.2-5: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch des Fahrzeugbestands an Lkw und Sattelschleppern im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in l/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in % 96

Tabelle 3.1.5.2-6: Durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch von Schienenfahrzeugen im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrszweck 2008 – 2050, in kJ/Pkm km, Veränderung gegenüber 2008 in % 97

Tabelle 3.1.5.2-7: Durchschnittlicher spezifischer Kraftstoffverbrauch im Luftverkehr und in der Binnenschifffahrt im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in kJ/Pkm-Äquivalenten und kJ / tkm, Veränderung gegenüber 2008 in % 97

Tabelle 3.1.5.2-8: Pkw-Neuzulassungen im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in 1.000, Anteile in % 99

Tabelle 3.1.5.2-9: Pkw-Bestand im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in 1.000, Anteile in % 100

Tabelle 3.1.5.2-10: Verbrauch an Biokraftstoffen im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in PJ, Anteil am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr in % 102

Tabelle 3.1.5.2-11: Bestand an Hybrid-Lkw im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in 1.000, Anteil am Lkw-Bestand in % 102

Tabelle 3.1.5.2-12: Anteil der Bestände an Mopeds und Motorrädern mit Elektroantrieb im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in % 102

Tabelle 5.1.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario I A im Vergleich zur Referenz 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in % 162

Tabelle 5.2.1-1: Definition der Modellhaushalte, relevante monatliche Konsumelemente 2003 (in EUR_{2008}) und Anteile an den monatlichen Konsumausgaben (in %) 170

Tabelle 5.2.1-2: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH1 2008-2050, in EUR_{2008} und in Prozent der gesamten Konsumausgaben 173

Tabelle 5.2.1-3: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in EUR_{2008} und in Prozent der gesamten Konsumausgaben 175

Tabelle 5.2.1-4: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in EUR_{2008} 177

Tabelle 5.2.1-5: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in Prozent der gesamten Konsumausgaben 178

Tabelle 5.2.2-1: Zurückgelegte Kilometer pro Person bzw. Fahrzeugkilometer des Haushalts nach Verkehrsträgern 2020 – 2050 181

Tabelle 5.2.2-2: Pkw-Anschaffungskosten und spezifischer Verbrauch von Pkw nach Antriebsart 2020 – 2050 182

Tabelle 5.2.2-3: Preise für Benzin und Haushaltsstrom 2020 – 2050, in EUR2008 182

Tabelle 5.2.2-4: Differenzkosten der Pkw-Nutzung 2010-2050, in EUR2008 183

Tabelle 6.1-1: Förderung von Steinkohle, Erdöl und Erdgas in Deutschland 2008-2050, in PJ 184

I Hintergrund und Aufbau der Studie

Hintergrund

Im Koalitionsvertrag für die 17. Legislaturperiode haben CDU/CSU und FDP vereinbart, im Laufe des Jahres 2010 ein Energiekonzept vorzulegen, „das szenarienbezogene Leitlinien für eine saubere, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung formuliert".

Basis für das Energiekonzept sind eine Referenzentwicklung sowie vier unterschiedliche Zielszenarien zur künftigen Energieversorgung Deutschlands, die von der Arbeitsgemeinschaft Prognos, EWI und GWS erarbeitet wurden.

Die wesentlichen Annahmen für die Szenarien wurden in einem fortlaufenden Diskussionsprozess zwischen Auftraggebern (BMWi/ BMU) und den Gutachtern entwickelt. Für Nachrüstkosten von Kernkraftwerken wurden zwei Datensätze festgelegt. Der erste Satz beruht auf einem Vorschlag der Gutachter; ein zweiter Datensatz wurde vom BMU definiert und den Gutachtern zur Verfügung gestellt. Die vier Zielszenarien wurden jeweils mit beiden Nachrüstkostensätzen berechnet.

Aufbau der Studie

Im Teil II der Studie werden die Zielszenarien dargestellt, wobei Kapitel 1 einen Überblick über Funktion, Definition und wichtigste Ergebnisse der Szenarien gibt. Die Methode sowie die zugrunde liegenden Annahmen werden im 2. Kapitel beschrieben. Das Kapitel 3 enthält die Ergebnisse der Szenarien hinsichtlich des Energieverbrauchs und seiner Struktur, Kapitel 4 zeigt die Konsequenzen für die energiebedingten Treibhausgasemissionen. Im 5. Kapitel werden die ökonomischen Wirkungen der Zielszenarien im Vergleich zur Referenz beschrieben. Kapitel 6 zeigt die Folgen für die Versorgungssicherheit. Im Teil III der Studie werden die Ergebnisse der Szenarienrechnungen zusammenfassend bewertet.

Um die Lesbarkeit des Textes zu erleichtern, werden die Ergebnistabellen mit den Szenarienvergleichen im Anhang A 1 dargestellt.

Der Anhang A 2 enthält eine Darstellung von Energieverbrauch und Emissionen in Deutschland seit 1990 sowie eine Einordnung in die internationale Entwicklung.

II Zielorientierte Szenarien bis 2050

1 Die Energieszenarien im Überblick

1.1 Funktion von Szenarien

Szenarien beschreiben mögliche Zukünfte. Sie erheben nicht den Anspruch, die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklung abzubilden.

Zielszenarien zeigen mögliche Wege auf, wie vorgegebene Ziele zu erreichen sind. Bei den hier untersuchten Zielszenarien lautet die zentrale Frage:

Welche technischen Maßnahmen, die Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen verringern, sind geeignet, um die Ziele zu erreichen?

Neben Zielszenarien gibt es Instrumenten- bzw. Maßnahmen orientierte Szenarien. Diese beantworten Fragen danach, welche Wirkungen mit den eingesetzten politischen Instrumenten bzw. mit den umgesetzten technischen Maßnahmen erreicht werden.

Die im Rahmen dieser Studie entwickelten Zielszenarien stellen im Rahmen der definierten Eckpunkte in sich konsistente Pfade einer langfristigen energiewirtschaftlichen Entwicklung dar. Je nach Definition der Eckpunkte sind neben den hier abgeleiteten Szenarien zahlreiche andere Wege in die Zukunft der deutschen Energieversorgung möglich, die in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht wurden.

Die Aufgabe der hier entwickelten Zielszenarien ist es, vor dem Hintergrund der definierten Vorgaben sachliche Grundlagen für energie- und klimaschutzpolitische Entscheidungen bereit zu stellen und den zur Zielerreichung notwendigen Handlungsbedarf aufzuzeigen.

Zur Beurteilung der erreichten Ziele, der szenarienmäßigen Maßnahmen und der mit der Zielerreichung verbundenen Anstrengungen ist ein Bezugspunkt erforderlich, der durch das Referenzszenario abgebildet wird. Die Ergebnisse der Zielszenarien werden deshalb im Vergleich zum Referenzszenario betrachtet und bewertet.

1.2 Struktur und wesentliche Annahmen

Die Szenarienrechnungen unterscheiden zwei Arten von Vorausschau auf die künftige energiewirtschaftliche Entwicklung.

- Das Referenzszenario stellt eine Entwicklung dar, die sich einstellen könnte, wenn die bislang angelegten Politiken in die Zukunft fortgeschrieben werden. Dabei ist angenommen, dass die Politik nicht auf dem heutigen Stand verharrt, sondern auch zukünftig Anpassungen vorgenommen werden, die die in der Vergangenheit beobachteten Trends fortschreiben.

- Die Szenarien I bis IV sind Zielszenarien, in denen Vorgaben für die Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen und für den Anteil der erneuerbaren Energien zu erreichen sind.

Die wichtigsten Eckpunkte, die den Gutachtern vom Auftraggeber für die Referenz sowie die Zielszenarien I bis IV vorgegeben wurden, zeigt die Tabelle 1.2-1.

Darüber hinaus wird angenommen, dass CCS ab dem Jahr 2025 marktreif zur Verfügung steht.

Die Zielszenarien I bis IV wurden mit zwei unterschiedlichen Sätzen von Nachrüstkosten für die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke berechnet.

Ein Kostensatz wurde von den Gutachtern für die Szenarien I A bis IV A zugrunde gelegt. Dieser Ansatz beinhaltet spezifische Nachrüstkosten von 25 EUR pro kW Kraftwerksleistung und Jahr der Laufzeitverlängerung.

Tabelle 1.2-1: Eckpunkte der Szenarien

	Szenario I	**Szenario II**	**Szenario III**	**Szenario IV**	**Trendent-wicklung**
THG-Emissionen	- 40 % bis 2020 - 85 % bis 2050	- 40 % bis 2020 - 85 % bis 2050	- 40 % bis 2020 -85 % bis 2050	- 40 % bis 2020 - 85 % bis 2050	Vorschlag Gutachter
Kernenergie Laufzeitver-längerung	4 Jahre	12 Jahre	20 Jahre	28 Jahre	keine LZV
Energieeffizienz (Steigerung)	endogen bestimmt	2,3 – 2,5 % p.a.	2,3 – 2,5 % p.a.	endogen bestimmt	Business as usual (1,7 – 1,9 % p.a.)
Erneuerbare Energien Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch 2020	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 16 %
Anteil am Primärenergie-verbrauch 2050	≥ 50 %	≥ 50 %	≥ 50 %	≥ 50 %	Vorschlag Gutachter

Prognos / EWI / GWS 2010

Ein zweiter Nachrüstkostensatz wurde vom BMU für die Szenarien I B bis IV B vorgegeben (Tabelle 1.2-2).

Tabelle 1.2-2: Nachrüstkosten für Kernkraftwerke in Abhängigkeit der Laufzeitverlängerung für die Berechnung der Szenarien I B bis IV B

Kernkraftwerk	Nachrüstkosten in Mio Euro bei Laufzeitverlängerung um X Jahre			
	X = 4	X = 12	X = 20	X = 28
Neckarwestheim 1	0	600	1.600	2.400
Biblis B	100	600	1.700	2.500
Biblis A	100	600	1.700	2.500
Isar 1	100	600	1.700	2.500
Unterweser	100	600	1.800	2.600
Philippsburg 1	100	600	1.800	2.600
Brunsbüttel	100	600	1.800	2.600
Grafenrheinfeld	100	1.200	2.000	2.800
Gundremmingen B	100	1.300	2.100	2.900
Gundremmingen C	600	1.400	2.200	3.000
Philippsburg 2	600	1.600	2.400	3.200
Grohnde	600	1.600	2.400	3.200
Brokdorf	600	1.700	2.500	3.300
Krümmel	600	1.700	2.500	3.300
Isar 2	600	1.800	2.600	3.400
Emsland	600	1.800	2.600	3.400
Neckarwestheim 2	1.200	2.000	2.800	3.600
Summe	**6.200**	**20.300**	**36.200**	**49.800**

Prognos / EWI / GWS 2010

1.3 Die wichtigsten Ergebnisse

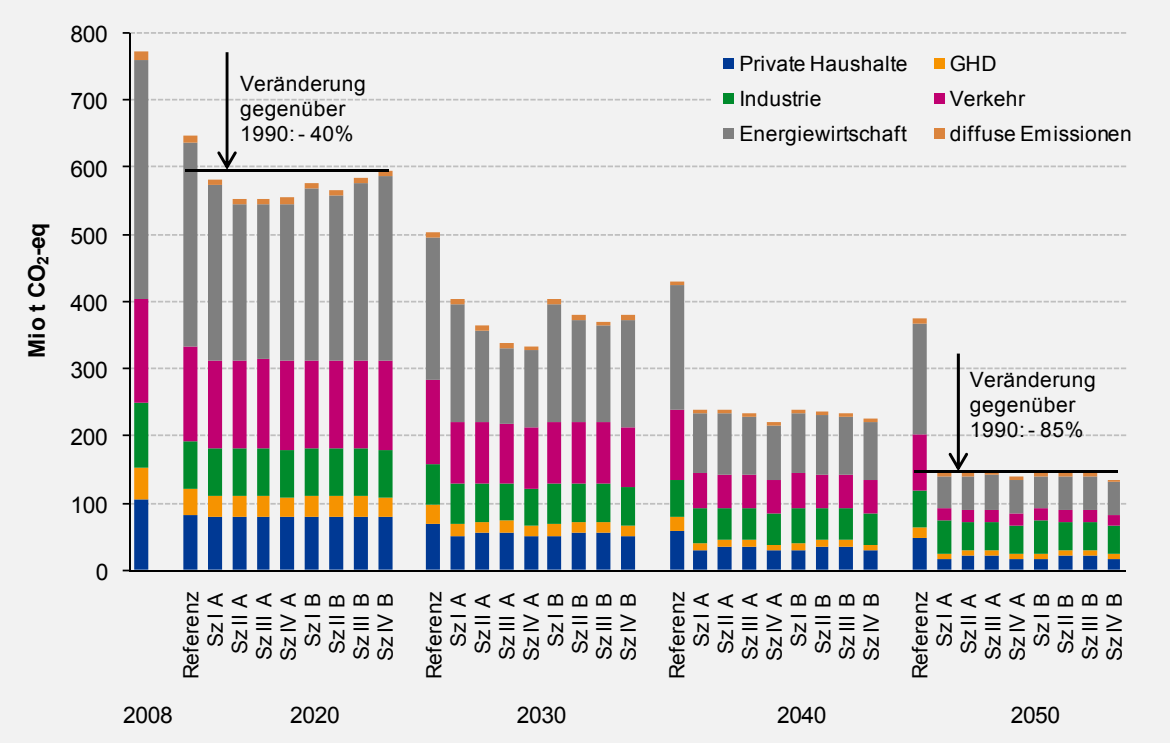
1.3.1 Treibhausgasemissionen

Die energiebedingen Treibhausgasemissionen verringern sich im Referenzszenario zwischen dem Kyoto-Basisjahr 1990 und 2020 um 34,6 %, im Jahr 2050 liegen sie um 62,2 % unter dem Wert von 1990.

In den Zielszenarien wird das vorgegebene Reduktionsziel von 85 % zwischen 1990 und 2050 erreicht oder leicht übererfüllt. Im Jahr 2020 weist die THG-Minderung im Vergleich zu 1990 in den

einzelnen Szenarien eine Spanne von 39,9 % (Szenario IV B) bis 44,2 % (Szenario II A) auf (Abbildung 1.3.1-1). Im Wesentlichen beruht dieser Unterschied auf Differenzen in der Struktur der Stromerzeugung.

Abbildung 1.3.1-1: Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t CO_2-Äquivalenten



Prognos / EWI / GWS 2010

Während die THG-Reduktion in der Energiewirtschaft im Zeitraum 2008 bis 2050 in allen Zielszenarien mit 307Mio t bis 310 Mio t sehr ähnlich ist, weist die Verringerung der Emissionen zwischen 2008 und 2020 deutliche Unterschiede auf. Am stärksten werden in diesem Zeitraum die THG-Emissionen mit 127 Mio t in den Szenarien II A und III A abgesenkt, die geringste Minderung weist das Szenario IV B mit 83 Mio t auf.

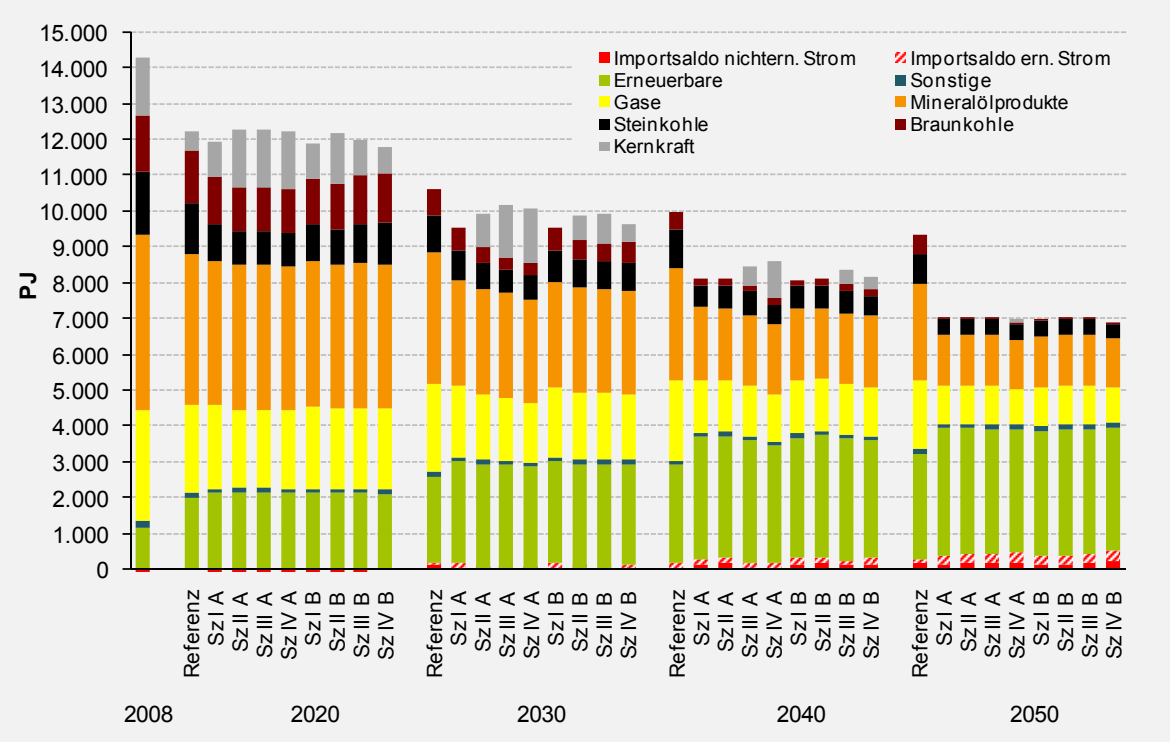
Kumuliert über den Zeitraum 2010 bis 2050 liegen die THG-Emissionen in den Zielszenarien zwischen 24 % (Szenario I A/B) und knapp 30 % (Szenario IV A) niedriger als in der Referenz.

1.3.2 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch verringert sich zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien um etwas mehr als 50 %. Der Anteil fossiler Energieträger halbiert sich bis 2050 etwa – je nach Zielszenario – auf 41 % bis 43 %, erneuerbare Energien tragen dann mit rund 50 % zur Deckung des Primärenergiebedarfs bei.

In der Referenz beträgt der Verbrauchsrückgang bis 2050 rund 34 %. Fossile Energieträger decken dann 64 % des Bedarfs, Erneuerbare knapp 32 % (Abbildung 1.3.2-1).

Abbildung 1.3.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ



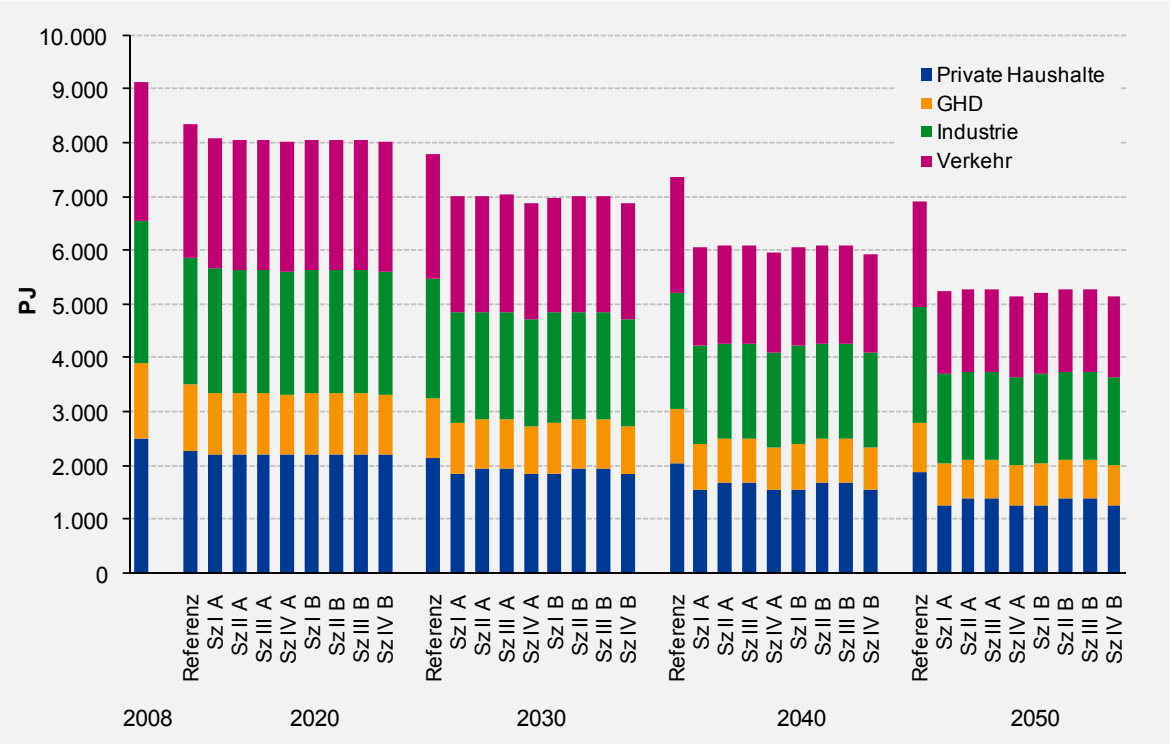
Prognos / EWI / GWS 2010

Der Anteil importierter Energieträger nimmt von rund 70 % im Jahr 2008 in den Zielszenarien bis 2050 auf 54 % bis 55 % ab. In der Referenz werden 2050 mehr als 61 % des Energiebedarfs durch Importe gedeckt.

1.3.3 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch geht in den Zielszenarien von 2008 bis 2050 um rund 43 % zurück, der Verbrauch an fossilen Energieträgern um 73 % bis 75 %. Der Einsatz erneuerbarer Energien liegt 2050 um den Faktor 3,5 höher als 2008. Zur Verbrauchsabsenkung tragen alle Sektoren bei. Prozentual verringert sich der Verbrauch mit 45 % bis 49 % in den Sektoren private Haushalte und GHD am stärksten. In der Industrie beträgt die Absenkung etwas weniger, im Bereich Verkehr etwas mehr als 40 % (Abbildung 1.3.3-1).

Abbildung 1.3.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Im Jahr 2050 decken fossile Energieträger – je nach Szenario – zwischen 30 % und 33 % des Endenergieverbrauchs, auf Strom entfallen 28 % bis 30 %. Der Anteil der direkt zur Deckung des Endverbrauchs eingesetzten erneuerbaren Energien liegt dann bei rund 35 %. Nach der Definition der EU tragen erneuerbare Energien 2050 mit 55 % bis 56,5 % zur Deckung des Bruttoendenergieverbrauchs bei.

Im Referenzszenario wird im Jahr 2050 rund 24 % weniger Endenergie verbraucht als 2008, die Nutzung fossiler Energieträger verringert sich um 46 %, ihr Anteil an der Bedarfsdeckung sinkt von gut 68 % (2008) auf 48 %, der Beitrag der Erneuerbaren liegt bei gut 19 %, derjenige von Strom bei knapp 26 %.

1.3.4 Strom- und Fernwärmeerzeugung/Umwandlungssektor

Alle Szenarien enthalten einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa. In den Zielszenarien steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland bis 2050 auf 252 TWh bis 289 TWh (77 % bis 81 % der deutschen Bruttostromerzeugung), in der Referenz auf 264 TWh (54 %).

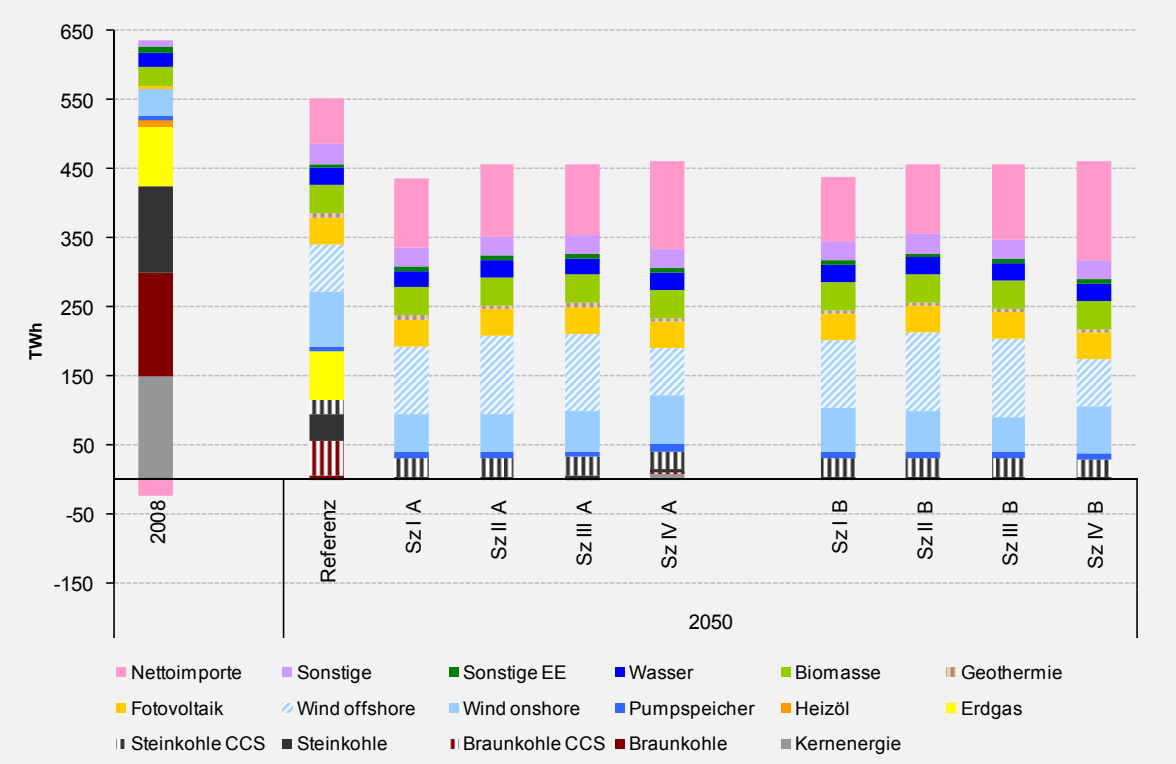
Bis 2050 wird in allen Szenarien ein europaweiter Strommarkt unterstellt. Dies setzt einen starken und länderübergreifend koordinierten Netzausbau in Deutschland und Europa voraus. Es erge-

ben sich in allen Szenarien, insbesondere in den Zielszenarien, erhebliche Stromimporte, die zur kostenorientierten Erreichung von Klimaschutzzielen beitragen. In den Zielszenarien betragen 2050 die Nettostromimporte 94 TWh bis 143 TWh (22 % bis 31 % der Stromnachfrage), in der Referenz sind es 67 TWh (12 %).

Der wesentliche Treiber hierfür sind komparativ günstigere Erzeugungsoptionen im europäischen Ausland. Dies gilt in besonderem Maße bei einer intensivierten Klimaschutzpolitik, sowohl für die Kernenergie als auch für Solar- und Windstandorte im Süden bzw. an den Küstenlinien Europas.

Der Anteil der fossil basierten Stromerzeugung geht in den Zielszenarien auf 19 % bis 24 % zurück (Referenz: 46 %; Anteile an der jeweiligen Bruttostromerzeugung). Ein großer Teil der verbleibenden konventionellen Erzeugung wird in allen Szenarien 2050 durch CCS-Kohlekraftwerke erbracht. In den Zielszenarien handelt es sich dabei ausschließlich um CCS-Steinkohleanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, in der Referenz auch um CCS-Braunkohlekraftwerke für die ungekoppelte Stromerzeugung.

Abbildung 1.3.4-1: Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2010

Unterschiedlich lange Laufzeiten von Kernkraftwerken haben Auswirkungen auf das Stromsystem. Kürzere KKW-Laufzeiten führen zu einer vergleichsweise höheren Auslastung des übrigen Kraft-

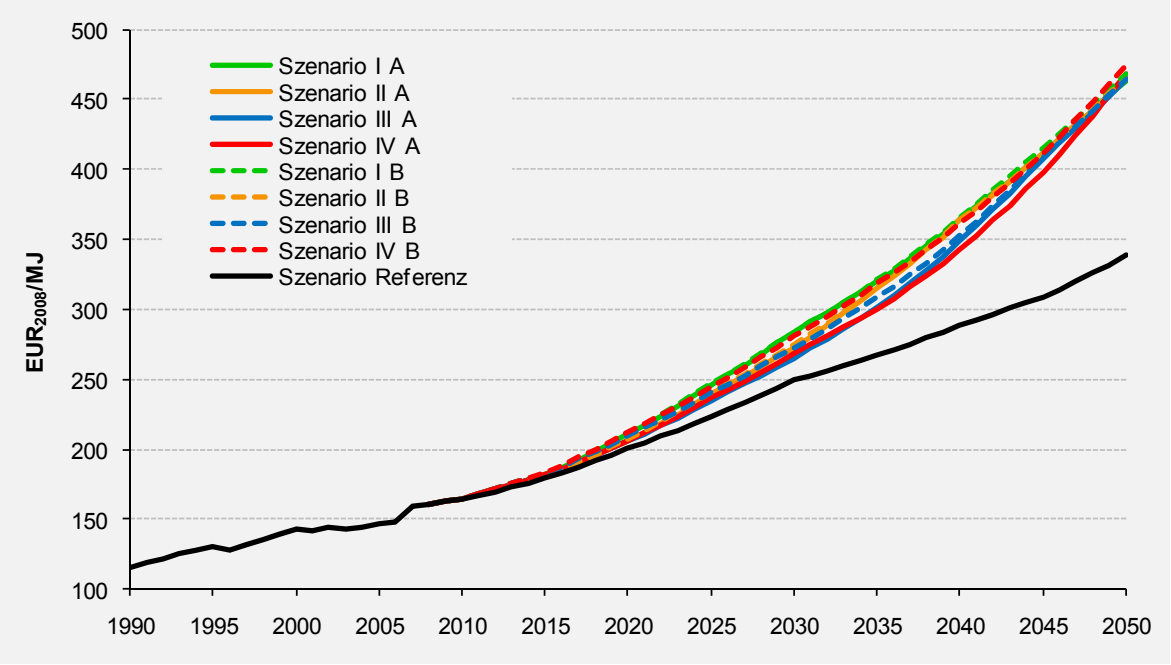
werksparks, einer späteren Stilllegung bestehender Kraftwerke sowie zu früherem Kraftwerksneubau und mehr Stromimporten.

Längere Laufzeiten der Kernkraftwerke wirken auf CO_2-Preise und Strompreise entlastend. Die Effekte können infolge unterschiedlicher Investitionszyklen im Zeitverlauf variieren – insgesamt (bei zeitintegraler Betrachtung) fallen die Preis entlastenden Vorteile umso größer aus, je mehr die Laufzeiten verlängert werden; andererseits verringern sich die wirtschaftlichen Vorteile einer Laufzeitverlängerung der KKW mit höheren Nachrüstkosten.

1.3.5 Energieproduktivität und Energieeffizienz

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität – gemessen als Wirtschaftsleistung (Mrd EUR BIP) in Relation zum Primärenergieträgereinsatz (PJ) – erhöht sich im Betrachtungszeitraum in den Zielszenarien zwischen 2,49 % p.a. und 2,55 % p.a., in der Referenz um 1,8 % p.a. (Abbildung 1.3.5-1).

Abbildung 1.3.5-1: Energieproduktivität 1990-2050, in EUR_{2008}



Prognos / EWI / GWS 2010

Dabei ist zu beachten, dass sich die Steigerung der auf den Primärenergieverbrauch (PEV) bezogenen Energieproduktivität aus zwei Komponenten zusammensetzt.

- Zum einen aus der Veränderung der auf den Endenergieverbrauch (EEV) bezogenen Produktivität. Diese ist ein Maß dafür, wie effizient Energie zur Erbringung der nachgefragten Energiedienstleistungen (z.B. Raumwärme, Beleuchtung, Antriebskraft) eingesetzt wird. Die EEV-Produktivität ist im Zeitraum

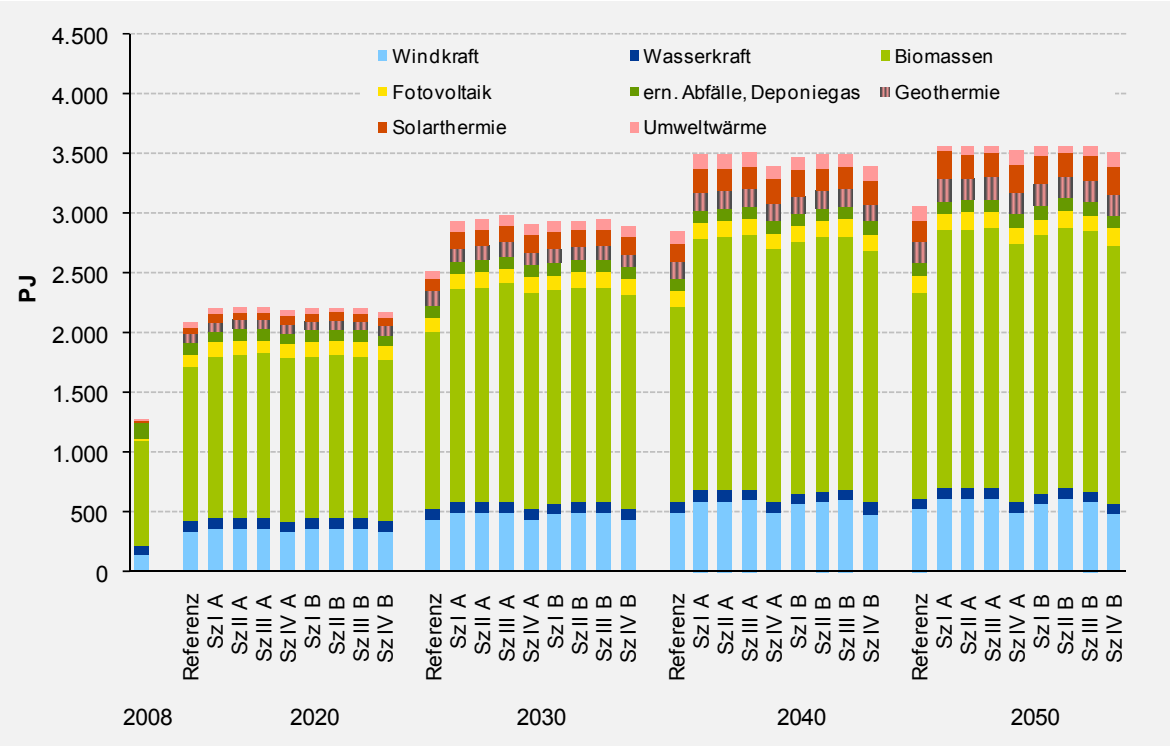
1990 bis 2008 um 1,8 % p.a. gestiegen (1995-2008: 1,7 % p.a.). In den Zielszenarien erhöht sich die EEV-Produktivität zwischen 2008 und 2050 um jahresdurchschnittlich 2,1 % bis 2,2 % p.a.

- Die zweite Komponente der PEV-Produktivität ist die Effizienz im Umwandlungsbereich, also im Wesentlichen in der Stromerzeugung. Ein geeigneter Indikator für die Entwicklung in diesem Bereich ist der durchschnittliche Nutzungsgrad, der angibt, wie viel der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergie in Strom umgewandelt wird. Dieser Nutzungsgrad lag im Jahr 2008 bei rund 42 % und steigt in den Zielszenarien bis 2050 auf Werte zwischen 61 % und 65 %. Zum großen Teil ist der Anstieg auf die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung zurückzuführen, denn den Energieträgern Wind, Wasser und Fotovoltaik wird per Konvention ein Nutzugsgrad von 100 % zugeordnet. Hinzu kommt die sukzessive Stilllegung von Kernkraftwerken mit einem – ebenfalls per Konvention festgelegten – Nutzungsgrad von 33 %.

1.3.6 Erneuerbare Energien

Die Nutzung erneuerbarer Energien verdreifacht sich in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050. Im Jahr 2050 decken sie rund 50 % des Primärenergiebedarfs (Referenz: knapp 32 %). In der Definition der EU, die auf den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch abstellt, liegt der Beitrag der Erneuerbaren 2050 zwischen 55 % und 56,5 %, in der Referenz bei 35 % (Abbildung 1.3.6-1).

Abbildung 1.3.6-1: Primärenergieäquivalente erneuerbarer Energien 1990 – 2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Der bedeutendste Energieträger unter den Erneuerbaren bleiben Biomassen in Form fester und flüssiger Brenn- und Kraftstoffe sowie als Biogas. Auf sie entfallen 2050 rund drei Fünftel des gesamten Einsatzes erneuerbarer Energien.

Mit 7 % bis 8 % trägt die Windkraft zur Deckung des Primärenergiebedarfs bei, damit ist sie – mit deutlichem Abstand – nach der Biomasse die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Je nach Zielszenario liegt die Nutzung der Windkraft im Jahr 2050 um den Faktor 3,3 (Szenario IV B) bis 4,3 (Szenario II B) höher als 2008.

Den stärksten Ausbau erfährt die Geothermie. Gegenüber dem Ausgangsjahr 2008 wird ihre Nutzung – ausgehend von einer niedrigen Basis – um den Faktor 130 intensiviert. Ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch bleibt mit 2,5 % im Jahr 2050 klein.

In einer ähnlichen Größenordnung bewegen sich die Beiträge von Solarthermie (2050: 3 % bis 3,5 %), Umweltwärme (2050: 1,5 % bis 2 %) und Fotovoltaik (2050: 2 %), die ebenfalls schnell – um den Faktor 9 bis 16 zwischen 2008 und 2050 – ausgebaut werden.

Die Potenziale der Wasserkraft sind heute bereits weitgehend ausgeschöpft. In den Zielszenarien wird die Nutzung der Wasserkraft bis 2050 um rund 20 % gesteigert. Sie trägt dann mit 1 % bis 1,5 % zur Deckung des Energieverbrauchs bei.

1.3.7 Ökonomische Wirkungen

Die deutsche Volkswirtschaft wächst in der Referenzentwicklung bis zum Jahr 2050 mit einer durchschnittlichen Rate von etwas unter 1 % p.a. Die Entwicklung unterscheidet sich davon in den Zielszenarien nur wenig. Nach 2030 zeigen sich in allen Szenarien ähnliche positive Effekte der Treibhausgasminderung und der Energieeffizienzsteigerung, wenn bei steigenden Preisen für Energierohstoffe die Ausgaben der deutschen Volkswirtschaft für Energieimporte deutlich sinken.

Unter den Szenarien mit Nachrüstkostenannahmen der Gutachter schneidet Szenario III A bezogen auf das BIP in allen ausgewiesenen Jahren mit am besten ab. Bei der Beschäftigung weisen die Szenarien mit längeren KKW-Laufzeiten in den Jahren 2030 und 2040 ebenfalls bessere Ergebnisse auf. Längere Kernenergielaufzeiten bedeuten bei den gegebenen Szenarioanahmen im Zusammenspiel mit weiteren Änderungen auf dem Strommarkt eine Entlastung bei den Strompreisen, vor allem für energieintensive Verbraucher, die die zwischenzeitlich anfallenden Mehrkosten bei der Endenergie ausgleichen oder bei einer Laufzeitverlängerung von 12 und mehr Jahren überkompensieren.

Beim Vergleich der Szenarien mit BMU-Nachrüstkosten ist das Bild heterogener. Nur im Szenario I B mit einer Laufzeitverlängerung von 4 Jahren sind die gesamtwirtschaftlichen Effekte im Jahr 2030 deutlich negativ. Eine klare Rangfolge der 4 Zielszenarien in Bezug auf BIP und Beschäftigung ist bei hohen Nachrüstkosten nicht mehr sichtbar.

Die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse sind von einigen Annahmen abhängig, die insbesondere die internationale Entwicklung und die kostengünstige Umsetzung der notwendigen Maßnahmen betreffen.

Übersichtstabellen numerische Annahmen und Ergebnisse

Tabellen Ü1 bis Ü9

Tabelle Ü1: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios im Überblick

	Einheit	Referenzszenario					% p. a.			
Internationale Preise		**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2008-2020**	**2020-2030**	**2030-2050**	**2008-2050**
Ölpreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	30,0	40,0	50,0		4,1	2,6	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.123	1.115	1.085	1.046	0,2	-0,1	-0,3	-0,1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	777	876	959	1.053	1,5	1,2	0,9	1,1
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	97,6	114,9	133,5	0,5	1,8	1,6	1,3
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	7,8	8,5	9,1	0,2	0,8	0,8	0,6
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,7	22,2	22,5	21,8	0,0	0,2	-0,1	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,69	1,88	2,08	0,7	1,0	1,0	0,9
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	939	1.098	1.275	1,0	1,8	1,5	1,4
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,2	4,7	5,1	0,6	1,2	1,1	1,0
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,4	10,7	10,9	10,5	0,6	0,3	-0,1	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**12.154**	**10.570**	**9.934**	**9.331**	**-1,3**	**-1,4**	**-0,6**	**-1,0**
Kernenergie	%	11,4	4,4	-	-	-	-8,8			
Steinkohle	%	12,7	11,7	9,7	10,8	8,9	-1,9	-3,2	-1,1	-1,8
Braunkohle	%	11,0	12,0	7,0	4,6	6,0	-0,5	-6,6	-1,4	-2,4
Mineralöle	%	34,4	34,8	34,6	31,5	29,1	-1,2	-1,4	-1,5	-1,4
Gase	%	21,6	20,0	23,1	22,8	20,3	-1,9	0,0	-1,3	-1,1
Erneuerbare Energien	%	8,1	16,4	22,9	27,6	31,8	4,7	2,0	1,0	2,3
Importsaldo Strom	%	-0,6	-0,3	1,5	1,4	2,6				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.352**	**7.796**	**7.357**	**6.897**	**-0,7**	**-0,7**	**-0,6**	**-0,7**
Private Haushalte	%	27,4	27,3	27,4	27,6	27,3	-0,8	-0,6	-0,6	-0,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,9	14,4	14,0	13,2	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
Industrie	%	29,0	27,9	28,2	29,2	31,3	-1,0	-0,6	-0,1	-0,5
Verkehr	%	28,2	29,9	30,0	29,3	28,1	-0,3	-0,6	-0,9	-0,7
Kohle	%	5,0	3,8	3,3	3,2	3,2	-2,9	-2,0	-0,9	-1,7
Mineralölprodukte	%	39,4	36,9	33,8	29,8	26,7	-1,3	-1,6	-1,8	-1,6
Gase	%	23,8	22,7	21,3	20,1	18,6	-1,1	-1,3	-1,3	-1,2
Strom	%	20,7	21,3	22,6	24,3	25,9	-0,5	-0,1	0,1	-0,1
Fernwärme	%	5,1	5,3	5,4	5,3	5,2	-0,3	-0,5	-0,8	-0,6
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	9,4	12,9	16,6	19,6	3,5	2,5	1,5	2,3
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	18,7	24,8	30,2	34,9				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**579,6**	**511,7**	**524,2**	**488,3**	**-0,8**	**-1,2**	**-0,2**	**-0,6**
Kernkraft	%	23,4	8,5	-	-	-	-8,8			
Steinkohle	%	19,5	20,7	17,3	17,2	12,4	-0,3	-3,0	-1,9	-1,7
Braunkohle	%	23,6	25,1	14,9	9,1	11,4	-0,3	-6,2	-1,6	-2,3
Erdgas	%	13,6	7,1	16,4	19,1	14,7	-6,0	7,4	-0,8	-0,4
Erneuerbare Energien	%	14,5	33,7	45,2	48,0	54,0	6,4	1,7	0,7	2,5
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	151	134	129	126	-1,1	-1,2	-0,3	-0,7
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	201	249	289	338	1,9	2,2	1,5	1,8
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	56	52	49	47	-1,0	-0,7	-0,5	-0,7
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.384	1.677	2.027	2.549	1,8	1,9	2,1	2,0
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	186	216	242	262	277	1,3	1,1	0,7	1,0
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	686	775	912	1.119	0,7	1,2	1,9	1,4
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	905	972	997	1.047	1,1	0,7	0,4	0,7
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	647	503	374	-1,4	-1,5	-1,8	-1,6
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-34,6	-49,2	-62,2				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	265	191	118	-2,9	-2,1	-2,7	-2,6
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	8,0	6,4	5,1	-1,5	-1,3	-1,5	-1,5

Tabelle Ü2: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios I A im Überblick

	Einheit	Szenario I A					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,9	22,9	22,0	21,4	0,1	0,4	-0,3	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,5	11,3	10,8	10,5	0,8	0,7	-0,4	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**11.838**	**9.507**	**8.079**	**7.021**	**-1,5**	**-2,2**	**-1,5**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	8,1	-	-	-	-4,3			
Steinkohle	%	12,7	8,8	8,9	7,5	6,4	-4,5	-2,0	-3,2	-3,3
Braunkohle	%	11,0	11,2	6,6	2,2	0,5	-1,3	-7,3	-13,0	-6,4
Mineralöle	%	34,4	34,1	31,0	25,0	20,1	-1,6	-3,1	-3,6	-2,9
Gase	%	21,6	19,6	21,0	18,3	15,4	-2,3	-1,5	-3,0	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,8	29,8	42,0	50,6	5,2	3,0	1,1	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-0,7	1,5	3,4	5,2				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.067**	**6.990**	**6.063**	**5.227**	**-1,0**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,1	26,6	25,8	24,2	-1,1	-1,6	-1,9	-1,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,2	13,4	13,8	15,0	-1,7	-2,0	-0,9	-1,4
Industrie	%	29,0	28,8	29,3	30,0	31,9	-1,1	-1,3	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	29,9	30,7	30,4	28,9	-0,6	-1,1	-1,7	-1,3
Kohle	%	5,0	3,8	3,3	2,7	2,5	-3,2	-2,8	-2,8	-2,9
Mineralölprodukte	%	39,4	36,0	28,2	19,2	12,0	-1,8	-3,8	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,0	20,3	19,1	18,2	-1,7	-2,2	-2,0	-2,0
Strom	%	20,7	21,6	23,2	25,3	27,7	-0,7	-0,7	-0,8	-0,6
Fernwärme	%	5,1	5,2	4,9	4,2	3,6	-0,8	-2,1	-3,0	-2,2
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,7	19,4	28,6	35,2	4,4	4,6	1,5	3,1
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,8	33,2	46,6	56,5				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**575,1**	**468,9**	**398,8**	**338,4**	**-0,8**	**-2,0**	**-1,6**	**-1,5**
Kernkraft	%	23,4	15,4	-	-	-	-4,3			
Steinkohle	%	19,5	13,9	14,6	12,2	8,8	-3,6	-1,6	-4,1	-3,3
Braunkohle	%	23,6	23,1	14,0	4,4	0,6	-1,0	-6,8	-16,3	-9,9
Erdgas	%	13,6	7,2	12,8	6,7	0,4	-6,0	3,8	-17,0	-9,3
Erneuerbare Energien	%	14,5	35,4	52,6	70,0	84,9	6,8	1,9	0,8	2,7
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	147	120	105	95	-1,3	-2,0	-1,2	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	206	277	355	450	2,1	3,0	2,5	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	45	38	32	-1,3	-1,7	-1,7	-1,6
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.529	2.076	2.579	3.108	2,6	3,1	2,0	2,5
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	224	283	306	351	1,6	1,6	1,4	1,5
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.398	0,9	1,7	2,7	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.364	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	581	403	145	-1,4	-2,3	-4,5	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-41,3	-59,3	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	239	153	46	-2,9	-2,9	-5,3	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	7,2	5,1	2,0	-1,5	-2,2	-4,2	-3,0

Tabelle Ü3: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios II A im Überblick

	Einheit	Szenario II A					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Öbreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,0	22,0	22,4	21,5	-0,3	0,5	-0,1	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	9,9	10,6	11,0	10,5	0,3	0,7	0,0	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**12.107**	**9.903**	**8.099**	**7.012**	**-1,3**	**-2,0**	**-1,7**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	13,4	9,2	-	-	0,0	-5,6		
Steinkohle	%	12,7	7,7	7,5	8,0	6,3	-5,3	-2,3	-2,5	-3,3
Braunkohle	%	11,0	10,1	4,5	2,3	0,6	-2,0	-9,5	-11,4	-8,3
Mineralöle	%	34,4	33,4	29,6	24,6	20,0	-1,6	-3,2	-3,8	-2,9
Gase	%	21,6	18,1	18,5	17,8	15,5	-2,8	-1,8	-2,6	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,5	28,7	41,9	50,3	5,3	3,0	1,1	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-1,1	0,7	3,9	5,5				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.052**	**7.009**	**6.092**	**5.270**	**-1,0**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,4	27,6	27,5	26,2	-1,0	-1,3	-1,7	-1,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,2	13,2	13,3	14,0	-1,7	-2,1	-1,2	-1,5
Industrie	%	29,0	28,4	28,5	28,9	31,0	-1,2	-1,4	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	29,9	30,7	30,3	28,8	-0,6	-1,1	-1,7	-1,2
Kohle	%	5,0	3,8	3,2	2,5	2,3	-3,3	-3,3	-3,0	-3,1
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	27,9	18,6	11,8	-1,8	-3,9	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,1	20,4	19,1	17,9	-1,6	-2,2	-2,1	-2,0
Strom	%	20,7	21,7	23,6	26,2	28,8	-0,6	-0,5	-0,4	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,1	4,8	4,3	3,7	-1,0	-1,9	-2,7	-2,0
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,6	19,3	28,4	34,5	4,3	4,7	1,5	3,0
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,8	33,2	46,2	55,5				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**588,1**	**495,5**	**405,1**	**351,2**	**-0,7**	**-1,7**	**-1,7**	**-1,4**
Kernkraft	%	23,4	25,3	16,9	-	-	0,0	-5,6		
Steinkohle	%	19,5	11,8	11,3	13,1	8,5	-4,7	-2,1	-3,1	-3,3
Braunkohle	%	23,6	20,7	9,3	4,4	0,6	-1,7	-9,3	-14,5	-9,8
Erdgas	%	13,6	2,6	6,3	5,0	0,5	-13,6	7,6	-13,3	-8,8
Erneuerbare Energien	%	14,5	34,6	49,8	68,9	81,2	6,8	1,9	0,7	2,7
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	150	125	105	95	-1,1	-1,8	-1,4	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	201	266	354	450	1,9	2,8	2,7	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	47	41	35	-1,3	-1,4	-1,5	-1,4
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.532	2.092	2.666	3.300	2,7	3,2	2,3	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	100	220	270	310	359	1,7	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.380	0,9	1,7	2,6	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.365	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	552	363	145	-1,4	-2,8	-4,4	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-44,2	-63,3	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	227	138	46	-2,9	-3,3	-5,2	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	6,9	4,6	2,0	-1,5	-2,6	-4,1	-3,0

Tabelle Ü4: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios III A im Überblick

	Einheit	Szenario III A					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,0	21,2	21,7	21,4	-0,3	0,1	0,0	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	9,9	10,1	10,5	10,5	0,3	0,2	0,2	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**12.123**	**10.172**	**8.440**	**7.015**	**-1,3**	**-1,7**	**-1,8**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	13,4	14,7	6,3	-	0,0	-0,8		
Steinkohle	%	12,7	7,5	6,5	7,6	6,4	-5,6	-3,1	-1,9	-3,2
Braunkohle	%	11,0	10,2	3,2	2,1	0,5	-1,9	-12,4	-10,2	-8,4
Mineralöle	%	34,4	33,4	28,7	23,6	20,0	-1,5	-3,2	-3,8	-2,9
Gase	%	21,6	18,1	17,2	16,6	15,4	-2,8	-2,2	-2,4	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,5	28,3	40,3	50,4	5,3	3,1	1,0	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-1,1	0,1	2,0	5,4				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.066**	**7.025**	**6.096**	**5.268**	**-1,0**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,4	27,5	27,5	26,2	-1,0	-1,3	-1,7	-1,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,2	13,2	13,3	14,0	-1,7	-2,0	-1,2	-1,5
Industrie	%	29,0	28,4	28,5	28,9	30,9	-1,2	-1,4	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	30,0	30,7	30,3	28,9	-0,5	-1,1	-1,7	-1,2
Kohle	%	5,0	3,8	3,1	2,5	2,3	-3,3	-3,3	-3,0	-3,1
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	27,7	18,6	11,8	-1,7	-3,9	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,1	20,4	19,1	17,9	-1,6	-2,1	-2,1	-2,0
Strom	%	20,7	21,7	23,6	26,2	28,8	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,1	4,8	4,3	3,7	-1,0	-1,9	-2,7	-2,0
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,6	19,5	28,4	34,5	4,3	4,8	1,4	3,0
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,8	33,5	46,3	55,7				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**588,9**	**511,2**	**445,3**	**353,7**	**-0,6**	**-1,4**	**-1,8**	**-1,4**
Kernkraft	%	23,4	25,3	26,9	11,0	-	0,0	-0,8		
Steinkohle	%	19,5	11,5	9,4	11,5	8,7	-5,0	-3,4	-2,2	-3,3
Braunkohle	%	23,6	20,9	6,4	3,8	0,5	-1,6	-12,4	-13,2	-9,8
Erdgas	%	13,6	2,7	2,7	2,9	0,5	-13,2	-1,4	-9,7	-8,8
Erneuerbare Energien	%	14,5	34,6	48,3	62,9	81,1	6,8	1,9	0,8	2,7
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	151	129	110	95	-1,1	-1,6	-1,5	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	201	259	340	450	1,9	2,6	2,8	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	47	41	35	-1,3	-1,4	-1,5	-1,4
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.532	2.085	2.664	3.301	2,7	3,1	2,3	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	227	270	315	359	1,7	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	694	824	1.052	1.380	0,8	1,7	2,6	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	951	1.066	1.161	1.365	1,5	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	553	337	146	-1,4	-2,8	-4,4	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-44,1	-65,9	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	227	128	46	-2,9	-3,3	-5,2	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	6,9	4,3	2,0	-1,5	-2,6	-4,1	-3,0

Tabelle Ü5: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios IV A im Überblick

	Einheit	Szenario IV A					% p. a.			
Internationale Preise		**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2008-2020**	**2020-2030**	**2030-2050**	**2008-2050**
Öbreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,0	21,1	20,9	21,6	-0,3	0,1	0,1	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	9,9	10,0	9,9	10,5	0,2	0,1	0,3	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**12.094**	**10.056**	**8.587**	**6.951**	**-1,3**	**-1,8**	**-1,8**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	13,4	15,2	12,1	1,4	0,0	-0,6	-12,9	-6,5
Steinkohle	%	12,7	7,6	6,4	6,8	6,2	-5,4	-3,5	-2,0	-3,4
Braunkohle	%	11,0	10,3	3,6	2,0	0,5	-1,8	-11,7	-10,9	-6,6
Mineralöle	%	34,4	33,3	28,7	22,8	19,7	-1,6	-3,3	-3,7	-3,0
Gase	%	21,6	18,1	16,7	15,0	14,5	-2,8	-2,6	-2,5	-2,6
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,3	27,9	38,4	49,4	5,1	3,0	1,0	2,6
Importsaldo Strom	%	-0,6	-1,1	0,3	1,6	6,6				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.017**	**6.878**	**5.954**	**5.158**	**-1,1**	**-1,5**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,3	27,0	26,3	24,6	-1,1	-1,6	-1,9	-1,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,1	12,7	13,1	14,2	-1,8	-2,6	-0,9	-1,5
Industrie	%	29,0	28,6	29,1	29,7	31,8	-1,2	-1,4	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	30,1	31,2	31,0	29,3	-0,6	-1,1	-1,7	-1,3
Kohle	%	5,0	3,8	3,2	2,5	2,3	-3,3	-3,3	-3,0	-3,2
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	27,9	18,5	11,4	-1,8	-4,0	-5,7	-4,2
Gase	%	23,8	22,0	19,8	18,4	17,0	-1,7	-2,5	-2,2	-2,1
Strom	%	20,7	21,8	24,1	26,7	29,5	-0,6	-0,5	-0,4	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,0	4,5	3,9	3,3	-1,1	-2,6	-2,9	-2,3
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,7	19,8	29,1	35,5	4,3	4,7	1,5	3,1
Anteil Erneuerbare am EEV	%	9,5	20,5	33,2	45,7	54,9				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**587,2**	**502,8**	**450,8**	**335,8**	**-0,7**	**-1,5**	**-2,0**	**-1,5**
Kernkraft	%	23,4	25,4	27,8	21,1	2,6	0,0	-0,6	-12,9	-6,5
Steinkohle	%	19,5	11,7	9,4	10,3	9,0	-4,8	-3,7	-2,2	-3,3
Braunkohle	%	23,6	21,2	7,2	3,6	0,5	-1,6	-11,6	-14,0	-10,0
Erdgas	%	13,6	3,4	3,1	1,6	0,4	-11,4	-2,4	-11,3	-9,3
Erneuerbare Energien	%	14,5	33,3	46,0	55,7	76,2	6,4	1,7	0,5	2,5
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	150	127	112	94	-1,2	-1,7	-1,5	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	201	262	334	454	1,9	2,7	2,8	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	45	38	32	-1,3	-1,7	-1,7	-1,6
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.551	2.225	2.776	3.307	2,8	3,7	2,0	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	220	270	315	356	1,7	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.398	0,9	1,7	2,7	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.364	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	554	334	138	-1,4	-2,7	-4,5	-3,2
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-44,0	-66,3	-86,0				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	227	127	44	-2,9	-3,3	-5,3	-4,2
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	6,9	4,2	1,9	-1,5	-2,6	-4,2	-3,1

Tabelle Ü6: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios I B im Überblick

	Einheit	Szenario I B					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,8	22,9	22,1	21,3	0,0	0,5	-0,4	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,5	11,3	10,8	10,5	0,7	0,8	-0,4	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**11.799**	**9.500**	**8.051**	**6.954**	**-1,5**	**-2,1**	**-1,5**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	8,2	-	-	-	-4,2			
Steinkohle	%	12,7	8,8	9,1	7,6	6,5	-4,5	-1,8	-3,3	-3,3
Braunkohle	%	11,0	11,0	6,5	2,2	0,6	-1,5	-7,2	-13,0	-8,4
Mineralöle	%	34,4	34,2	31,0	25,1	20,3	-1,6	-3,1	-3,6	-2,9
Gase	%	21,6	19,5	20,9	18,4	15,6	-2,4	-1,5	-3,0	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,9	29,8	41,9	50,6	5,2	3,0	1,1	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-0,6	1,5	3,4	4,9				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.054**	**6.988**	**6.061**	**5.222**	**-1,0**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,2	26,6	25,8	24,2	-1,1	-1,6	-1,9	-1,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,3	13,4	13,8	15,0	-1,7	-2,0	-0,9	-1,4
Industrie	%	29,0	28,7	29,3	30,0	31,8	-1,1	-1,2	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	29,9	30,7	30,4	29,0	-0,6	-1,1	-1,7	-1,3
Kohle	%	5,0	3,8	3,3	2,7	2,5	-3,2	-2,8	-2,8	-2,9
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	28,2	19,2	12,0	-1,8	-3,8	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,1	20,3	19,1	18,2	-1,7	-2,2	-2,0	-2,0
Strom	%	20,7	21,5	23,1	25,3	27,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,6
Fernwärme	%	5,1	5,2	4,9	4,2	3,6	-0,8	-2,1	-3,0	-2,2
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,7	19,4	28,6	35,2	4,4	4,6	1,5	3,1
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,8	33,2	46,2	55,8				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**568,8**	**469,1**	**400,0**	**346,6**	**-0,9**	**-1,9**	**-1,5**	**-1,4**
Kernkraft	%	23,4	15,5	-	-	-	-4,3			
Steinkohle	%	19,5	14,3	15,0	12,2	8,7	-3,5	-1,4	-4,2	-3,3
Braunkohle	%	23,6	23,0	13,8	4,2	0,5	-1,2	-6,8	-16,2	-9,9
Erdgas	%	13,6	6,4	12,5	6,6	0,4	-6,9	4,8	-17,0	-9,3
Erneuerbare Energien	%	14,5	35,8	52,3	67,9	79,7	6,8	1,9	0,8	2,6
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	147	120	105	94	-1,4	-2,0	-1,2	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	207	277	356	454	2,2	3,0	2,5	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	45	38	32	-1,3	-1,7	-1,7	-1,6
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.527	2.075	2.578	3.108	2,6	3,1	2,0	2,5
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	226	264	306	352	1,6	1,6	1,5	1,5
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.398	0,9	1,7	2,7	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.364	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	577	403	145	-1,4	-2,4	-4,5	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-41,7	-59,3	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	237	153	46	-2,9	-3,0	-5,3	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	7,2	5,1	2,0	-1,5	-2,2	-4,2	-3,0

Tabelle Ü7: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios II B im Überblick

	Einheit	Szenario II B					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Ölpreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,3	22,2	22,3	21,4	-0,2	0,4	-0,2	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,1	10,8	10,9	10,5	0,4	0,7	-0,1	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**12.020**	**9.837**	**8.085**	**6.997**	**-1,4**	**-2,0**	**-1,7**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	11,6	6,9	-	-	-1,3	-6,9		
Steinkohle	%	12,7	8,1	8,1	7,7	6,4	-5,0	-2,0	-2,9	-3,3
Braunkohle	%	11,0	10,7	5,3	2,2	0,6	-1,5	-6,6	-12,2	-6,4
Mineralöle	%	34,4	33,6	29,8	24,6	20,1	-1,6	-3,2	-3,8	-2,9
Gase	%	21,6	18,4	19,0	18,0	15,5	-2,7	-1,7	-2,7	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,6	28,9	41,9	50,6	5,2	3,0	1,1	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-1,1	0,7	4,0	5,2				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.040**	**7.006**	**6.093**	**5.266**	**-1,1**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,5	27,6	27,5	26,2	-1,0	-1,3	-1,7	-1,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,2	13,2	13,3	14,0	-1,7	-2,1	-1,1	-1,5
Industrie	%	29,0	28,3	28,5	28,9	30,9	-1,2	-1,3	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	30,0	30,7	30,3	28,9	-0,6	-1,1	-1,7	-1,2
Kohle	%	5,0	3,8	3,2	2,5	2,3	-3,3	-3,3	-3,0	-3,1
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	27,9	18,6	11,8	-1,8	-3,9	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,1	20,4	19,1	17,9	-1,6	-2,2	-2,1	-2,0
Strom	%	20,7	21,6	23,6	26,2	28,7	-0,7	-0,5	-0,4	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,1	4,8	4,3	3,7	-1,0	-1,9	-2,7	-2,0
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,6	19,3	28,4	34,5	4,3	4,7	1,5	3,0
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,8	33,2	46,2	55,8				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**583,7**	**495,6**	**403,2**	**357,6**	**-0,7**	**-1,6**	**-1,6**	**-1,4**
Kernkraft	%	23,4	21,9	12,6	-	-	-1,3	-6,9		
Steinkohle	%	19,5	12,7	12,6	12,5	8,4	-4,2	-1,7	-3,6	-3,3
Braunkohle	%	23,6	22,1	11,0	4,3	0,5	-1,3	-8,2	-15,4	-9,8
Erdgas	%	13,6	3,4	7,7	5,4	0,5	-11,5	6,6	-14,1	-8,8
Erneuerbare Energien	%	14,5	34,9	49,8	69,0	80,7	6,8	1,9	0,8	2,7
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	149	124	105	95	-1,2	-1,8	-1,3	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	203	268	355	451	2,0	2,8	2,6	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	47	41	35	-1,3	-1,4	-1,5	-1,4
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.532	2.094	2.667	3.300	2,7	3,2	2,3	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	229	270	315	360	1,0	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.380	0,9	1,7	2,6	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.365	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	565	379	145	-1,4	-2,6	-4,4	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-42,9	-61,7	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	232	144	46	-2,9	-3,1	-5,3	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	7,0	4,8	2,0	-1,5	-2,4	-4,2	-3,0

Tabelle Ü8: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios III B im Überblick

	Einheit	Szenario III B					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Öbreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,7	22,1	21,6	21,5	0,0	0,2	-0,1	0,0
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,4	10,7	10,4	10,6	0,7	0,3	-0,1	0,2
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**11.873**	**9.902**	**8.349**	**7.000**	**-1,5**	**-1,8**	**-1,7**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	8,3	8,5	5,1	-	-4,0	-1,6		
Steinkohle	%	12,7	9,2	7,7	7,5	6,3	-4,0	-3,5	-2,7	-3,3
Braunkohle	%	11,0	11,3	4,9	2,0	0,5	-1,2	-9,8	-11,9	-8,4
Mineralöle	%	34,4	34,0	29,6	23,9	20,1	-1,6	-3,2	-3,8	-2,9
Gase	%	21,6	19,0	18,7	16,9	15,5	-2,5	-1,9	-2,6	-2,4
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,7	28,7	40,7	50,2	5,2	3,1	1,1	2,7
Importsaldo Strom	%	-0,6	-0,6	0,6	2,5	5,7				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.049**	**7.007**	**6.095**	**5.268**	**-1,0**	**-1,4**	**-1,4**	**-1,3**
Private Haushalte	%	27,4	27,4	27,6	27,5	26,2	-1,0	-1,3	-1,7	-1,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,2	13,2	13,3	14,0	-1,7	-2,1	-1,2	-1,5
Industrie	%	29,0	28,4	28,5	28,9	30,9	-1,2	-1,4	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	29,9	30,7	30,3	28,9	-0,6	-1,1	-1,7	-1,2
Kohle	%	5,0	3,8	3,2	2,5	2,3	-3,2	-3,3	-3,0	-3,1
Mineralölprodukte	%	39,4	36,1	27,9	18,6	11,8	-1,8	-3,9	-5,8	-4,1
Gase	%	23,8	22,1	20,4	19,1	17,9	-1,7	-2,2	-2,1	-2,0
Strom	%	20,7	21,7	23,6	26,2	28,8	-0,7	-0,5	-0,4	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,1	4,8	4,3	3,7	-1,0	-1,9	-2,7	-2,0
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,6	19,3	28,4	34,5	4,3	4,7	1,5	3,0
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,7	33,2	46,3	55,2				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**573,4**	**498,5**	**435,9**	**349,5**	**-0,9**	**-1,4**	**-1,8**	**-1,4**
Kernkraft	%	23,4	15,8	15,5	8,9	-	-4,1	-1,6		
Steinkohle	%	19,5	15,0	12,0	11,5	8,6	-3,0	-3,6	-3,4	-3,3
Braunkohle	%	23,6	23,4	9,9	3,6	0,5	-0,9	-9,5	-15,0	-9,9
Erdgas	%	13,6	5,3	6,7	3,1	0,5	-8,3	1,0	-13,6	-8,8
Erneuerbare Energien	%	14,5	35,5	49,5	64,4	80,1	6,8	1,9	0,8	2,7
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	148	125	109	95	-1,3	-1,6	-1,4	-1,4
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	205	266	344	451	2,1	2,6	2,7	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	47	41	35	-1,3	-1,4	-1,5	-1,4
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.533	2.091	2.662	3.301	2,7	3,2	2,3	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	100	220	270	315	359	1,7	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.380	0,9	1,7	2,6	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.365	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	584	370	145	-1,4	-2,3	-4,5	-3,1
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-41,0	-62,6	-85,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	240	141	46	-2,9	-2,9	-5,4	-4,1
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	7,3	4,7	2,0	-1,5	-2,1	-4,3	-3,0

Tabelle Ü9: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarios IV B im Überblick

	Einheit	Szenario IV B					% p. a.			
Internationale Preise		2008	2020	2030	2040	2050	2008-2020	2020-2030	2030-2050	2008-2050
Öbreis real (Preisbasis 2008)	USD (2008) / bbl	94,1	97,5	110,0	120,0	130,0	0,3	1,2	0,8	0,8
Preis für CO_2-Zertifikate real (Preisbasis 2008)	EUR (2008) / t	-	20,0	38,3	56,7	75,0		6,7	3,4	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland										
Bevölkerung	Mio.	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Private Haushalte	Mio.	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7	0,2	0,1	-0,2	0,0
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158	0,6	0,8	0,9	0,8
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	491	505	531	562	598	0,2	0,5	0,6	0,5
PKW-Bestand	Mio.	46,4	48,8	49,0	48,3	46,8	0,4	0,0	-0,2	0,0
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	1.098	1.063	1.019	0,1	-0,1	-0,4	-0,2
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	882	969	1.067	1,5	1,2	1,0	1,2
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht	Cent (2008) / l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1	0,5	2,0	1,7	1,4
Erdgas	Cent (2008) / kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6	0,2	1,0	0,9	0,7
Strom	Cent (2008) / kWh	21,7	21,8	22,4	21,8	21,0	0,1	0,3	-0,3	-0,1
Benzin	EUR (2008) / l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14	0,7	1,2	1,1	1,0
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2008)										
Heizöl leicht (Industrie)	EUR (2008) / t	699	787	965	1.151	1.354	1,0	2,1	1,7	1,6
Erdgas (Industrie)	Cent (2008) / kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6	0,6	1,6	1,3	1,2
Strom (Industrie)	Cent (2008) / kWh	9,6	10,5	10,9	10,5	10,2	0,7	0,4	-0,4	0,1
Primärenergieverbrauch (PEV)	**PJ**	**14.192**	**11.731**	**9.613**	**8.150**	**6.859**	**-1,6**	**-2,0**	**-1,7**	**-1,7**
Kernenergie	%	11,4	6,3	5,2	4,6	-	-6,4	-3,7		
Steinkohle	%	12,7	10,0	8,2	7,0	5,8	-3,5	-3,9	-3,4	-3,5
Braunkohle	%	11,0	11,7	5,9	2,0	0,5	-1,0	-8,5	-13,0	-8,7
Mineralöle	%	34,4	34,3	30,2	24,2	20,0	-1,6	-3,2	-3,7	-3,0
Gase	%	21,6	19,4	19,1	16,7	14,5	-2,4	-2,2	-3,0	-2,6
Erneuerbare Energien	%	8,1	17,7	29,0	40,4	49,9	5,1	3,0	1,0	2,6
Importsaldo Strom	%	-0,6	-0,5	1,1	3,6	7,5				
Endenergieverbrauch (EEV)	**PJ**	**9.127**	**8.001**	**6.858**	**5.941**	**5.147**	**-1,1**	**-1,5**	**-1,4**	**-1,4**
Private Haushalte	%	27,4	27,3	27,1	26,3	24,7	-1,1	-1,6	-1,9	-1,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	%	15,4	14,1	12,6	13,1	14,3	-1,8	-2,6	-0,8	-1,5
Industrie	%	29,0	28,4	28,9	29,6	31,7	-1,2	-1,4	-1,0	-1,1
Verkehr	%	28,2	30,1	31,3	31,0	29,4	-0,6	-1,1	-1,7	-1,3
Kohle	%	5,0	3,8	3,2	2,5	2,2	-3,3	-3,3	-3,2	-3,2
Mineralölprodukte	%	39,4	36,2	28,1	18,8	11,4	-1,8	-4,0	-5,8	-4,2
Gase	%	23,8	22,0	19,8	18,2	16,8	-1,8	-2,5	-2,2	-2,2
Strom	%	20,7	21,5	23,6	26,5	29,6	-0,8	-0,6	-0,3	-0,5
Fernwärme	%	5,1	5,1	4,6	3,9	3,3	-1,1	-2,6	-3,1	-2,4
Erneuerbare Energieträger	%	5,6	10,8	19,9	29,2	35,7	4,4	4,7	1,5	3,1
Anteil Erneuerbare am BEEV	%	9,5	20,5	33,2	45,7	54,8				
Bruttostromerzeugung	**TWh**	**636,5**	**563,1**	**476,3**	**405,2**	**320,0**	**-1,0**	**-1,7**	**-2,0**	**-1,6**
Kernkraft	%	23,4	12,0	9,7	8,5	-	-6,4			
Steinkohle	%	19,5	16,8	13,5	11,6	8,5	-2,2	-3,8	-4,2	-3,5
Braunkohle	%	23,6	24,4	12,4	3,9	0,5	-0,8	-8,1	-16,1	-10,1
Erdgas	%	13,6	7,2	9,5	5,2	0,4	-6,1	1,1	-15,9	-9,3
Erneuerbare Energien	%	14,5	34,7	48,6	61,8	78,8	6,4	1,7	0,4	2,4
Energieeffizienzindikatoren										
PEV / Einwohner	GJ / Kopf	173	146	121	106	93	-1,4	-1,8	-1,3	-1,5
BIP real 2000 / PEV	EUR / MJ	160	208	274	352	460	2,2	2,8	2,6	2,5
EEV / Anzahl der priv. Haushalte	GJ / Haushalt	63	54	45	38	32	-1,3	-1,7	-1,7	-1,6
BWS / EEV GHD	EUR / GJ	1.118	1.553	2.237	2.783	3.307	2,8	3,7	2,0	2,6
Produktion / EEV Industrie	EUR / GJ	106	229	272	317	359	1,0	1,7	1,4	1,6
Verkehrsleistung / EEV Personenverkehr	Pkm / kJ	629	698	828	1.053	1.398	0,9	1,7	2,7	1,9
Verkehrsleistung / EEV Güterverkehr	tkm / kJ	795	956	1.072	1.163	1.364	1,6	1,1	1,2	1,3
THG-Emissionen und Indikatoren		**1990**	**2008**	**2020**	**2030**	**2050**	**1990-2008**	**2008-2020**	**2020-2050**	**1990-2050**
THG-Emissionen, energiebedingt	Mio t CO2-eq	990	773	595	379	135	-1,4	-2,2	-4,8	-3,3
Änderung gegenüber 1990	%		-21,9	-39,9	-61,7	-86,3				
THG-Emissionen, energiebedingt / BIP real	g CO2-eq / EUR	576	340	244	144	43	-2,9	-2,7	-5,6	-4,2
THG-Emissionen, energiebedingt / Einwohner	t / Kopf	12,4	9,4	7,4	4,8	1,8	-1,5	-2,0	-4,5	-3,1

2 Methodik und Annahmen

2.1 Methodische Vorgehensweise

Grundlage für die Berechnung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in den Szenarien sind Annahmen zur Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft und Energiepreisen sowie zur Energie- und Klimaschutzpolitik.

Die Szenariorechnungen zu Energieverbräuchen und den energiebedingten Emissionen erfolgen in der Abgrenzung der nationalen Energiebilanz und dem nationalen Treibhausgasinventar. Das bedeutet, dass die Verbrauchssektoren Private Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr in ihren direkten energierelevanten Prozessen und Verwendungszwecken abgebildet werden. Hinzu kommen die Energieeinsätze für die Erzeugung von Strom und Fernwärme mit ihren brennstoffbedingten Emissionen, sonstige Umwandlungssektoren (z.B. Raffinerien) und nichtenergetische Verbräuche.

Auf Basis der genannten Annahmen wurden die Szenarien mit mehreren Modellen erarbeitet. Im Einzelnen handelt es sich um Modelle:

- zur Entwicklung von Bevölkerung und Privaten Haushalten,
- zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und den Branchenstrukturen,
- zum Endenergieverbrauch in den Privaten Haushalten, im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Militär, in der Industrie und im Verkehr sowie für den nichtenergetischen Verbrauch,
- zur Entwicklung in den Umwandlungssektoren Strom- und Fernwärmeerzeugung,
- zur Bestimmung der Emissionen, die mit der Energienutzung verbunden sind.

Modellierung des Endenergieverbrauchs

Die Szenarien zum Endenergieverbrauch basieren auf einem modular aufgebauten System mit detaillierten Modellen für die Energieverbrauchssektoren private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr.

Bei den Sektormodulen handelt es sich um robuste Bottom-up-Modelle, die auf Basis geeigneter Leitvariablen den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Verwendungs-

zwecken abbilden und szenarisch in die Zukunft fortschreiben. Der Einsatz dieser Bottom-up-Modelle erlaubt es,

- in der Vergangenheit beobachtete Entwicklungen detailliert auf ihre Ursachen hin zu analysieren,
- konkrete Annahmen für die Entwicklung technischer oder sozio-ökonomischer Parameter in der Zukunft zu treffen und damit die Konsequenzen alternativer Annahmen zur Entwicklung von technischem Fortschritt, Demografie, Wirtschaftswachstum und Wirtschaftsstruktur für den Energieverbrauch im Detail aufzuzeigen,
- die bei langfristigen Szenarien erforderlichen Veränderungen im für den Energieverbrauch relevanten Kapitalstock (z.B. Heizanlagen, Pkw-Bestand) zu abzubilden,
- die Variation von Parametern (z.B. politischen Maßnahmen) in Szenarien und Variantenrechnungen angemessen zu berücksichtigen,
- die Auswirkungen energie- und klimaschutzpolitischer Maßnahmen und ihrer Kosten zu untersuchen.

Die Auswirkungen von Energiepreisveränderungen (inkl. steuerlicher Maßnahmen) auf den Energieverbrauch werden mit Hilfe ökonometrischer Verfahren abgeschätzt (Elastizitätenansatz) und in die Bottom-up-Modelle integriert.

Kraftwerksparkmodellierung

Die Grundlage für die Berechnungen im Elektrizitäts- und KWK-Wärmesektor bildet das europäische Strommarktmodell DIME (Dispatch and Investment Model for Electricity Markets in Europe).

Es handelt sich um ein dynamisches Optimierungsmodell, das die kostenminimale Deckung der europäischen Stromnachfrage einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Parameter bestimmt. Das Strommarktmodell beruht auf mehr als 13.000 blockscharfen Daten über Kraftwerke in Europa. Dies ermöglicht

- die Berücksichtigung realitätsnaher Fahrweisen der Kraftwerke sowie
- die Erfassung von Investitionszyklen aufgrund der Altersstruktur des Anlagenbestandes.

Auf der Basis von Annahmen über technisch-wirtschaftliche Kenngrößen zukünftiger Erzeugungstechnologien, nachfrageseitige Entwicklungen sowie marktliche und politische Rahmenbedingungen lassen sich

- zukünftige Kraftwerkseinsatzentscheidungen simulieren (Erzeugungsmix und Auslastung),

- die langfristige Kraftwerksparkentwicklung optimieren (Investitionen in Kraftwerksneubauten, Anlagenstilllegungen),
- Kosten und Preise der Energiebereitstellung im Rahmen von Szenarien ableiten.

Im Modell wird ein funktionierender Erzeugerwettbewerb abgebildet. Die Strompreisbildung folgt der Grenzkostenlogik. Dies schließt eine Spitzenlastpreisbildung ein, so dass notwendige Kraftwerkszubauten Vollkostendeckung erzielen.

Zu den Ergebnissen des Modells zählen ferner

- der marktgetriebene, grenzüberschreitende Stromaustausch,
- die mit der Energiebedarfsdeckung verbundenen CO_2-Emissionen.

Die Szenarienbildung im Erzeugungssektor stützt sich ferner auf ein Modell der erneuerbaren Energien in Europa, das Potenziale und Kosten der folgenden Erzeugungstechnologien regional differenziert abbildet: Wind on- und offshore, Biomasse, Fotovoltaik, Geothermie, Solarthermie, Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Wasserkraft.

Gesamtwirtschaftliche Modellierung

Die Berechnungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten werden mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI durchgeführt. Das Modell verknüpft volkswirtschaftliche Größen auf Basis der amtlichen Statistik und Energiemärkte vollständig interdependent. Verhaltensparameter werden ökonometrisch geschätzt.

Das Modell ist in der Lage, Impulse aus den oben beschriebenen Bottom-up-Modellen und Strommarktmodellen zusammen mit weiteren Szenarienannahmen aufzunehmen und die direkten und indirekten volkswirtschaftlichen Wirkungen zu ermitteln. Folgende Impulse aus den vorgeschalteten Modellen werden in PANTA RHEI eingestellt:

- Veränderungen im Strommarkt in Form von Strompreisen für einzelne Verbrauchergruppen, Investitionen und Nettostromimporten,
- Mehrinvestitionen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs,
- Rückgang der Energieeinsatzmengen in den Kategorien der Energiebilanz und der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen.

2.2 Sozioökonomische Rahmendaten

Referenzentwicklung und Zielszenarien gehen von den gleichen Rahmendaten hinsichtlich der demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung aus.

Im Betrachtungszeitraum geht die Bevölkerung in Deutschland von 82,1 Mio auf 73,8 Mio zurück, gleichzeitig setzt sich die Alterung fort. Die Zahl der privaten Haushalte unterscheidet sich mit 39,7 Mio im Jahr 2050 kaum vom Ausgangswert des Jahres 2008, der bei 39,6 Mio lag. Zwischenzeitlich (2030 bis 2040) gibt es aufgrund des anhaltenden Trends zu kleineren Haushalten allerdings mehr als 41 Mio private Haushalte (Tabelle 2.2-1).

Tabelle 2.2-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2008 – 2050, in Mio

	Alle Szenarien				
	2008	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Bevölkerung in Mio.					
im Alter von 0-19	15,8	13,8	13,3	12,4	11,5
20-39	20,4	19,0	17,2	16,0	15,5
40-64	29,3	29,2	26,6	24,6	23,3
65-79	12,6	12,7	15,8	15,9	13,2
80+	4,0	5,9	6,4	8,0	10,3
Bevölkerung gesamt	82,1	80,5	79,1	76,9	73,8
Haushalte in Mio.					
1-Personhaushalte	15,0	16,0	17,2	18,7	17,4
2-Personhaushalte	13,8	15,5	15,1	14,3	15,0
3-Personhaushalte	5,3	4,6	4,4	4,1	3,7
4-Personhaushalte	4,1	3,4	3,2	3,0	2,6
5- und mehr-Personhaushalte	1,5	1,2	1,2	1,1	0,9
Haushalte gesamt	39,6	40,7	41,0	41,1	39,7
durchschn. Haushaltsgröße	2,08	1,99	1,94	1,88	1,86

Prognos / EWI / GWS 2010

Die Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, steigt zwischen 2010 und 2050 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von knapp 1 % und liegt im Endjahr der Betrachtung um rund 50 % über dem Wert des Jahres 2010 (Tabelle 2.2-2). Die Wirtschaftsstruktur verschiebt sich dabei weiter zugunsten der Dienstleistungen. Im Jahr 2050 tragen diese mit knapp 74 % zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung bei (2008: knapp 68 %).

Tabelle 2.2-2: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt 2008 – 2050, in Mrd EUR

	Alle Szenarien				
	2008	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Bruttowertschöpfung in Mrd. EUR					
Produzierendes Gewerbe	644	649	677	710	749
Dienstleistungen	1.404	1.557	1.717	1.912	2.152
Landwirtschaft	23	23	23	24	24
Bruttowertschöpfung gesamt	2.072	2.229	2.418	2.646	2.925
Bruttoinlandsprodukt in Mrd. EUR	2.270	2.437	2.632	2.868	3.158

Prognos / EWI / GWS 2010

2.3 Energiepreisannahmen

Die Weltmarktpreise für Energierohstoffe und die Grenzübergangspreise für Energieträger sind für Referenz und Zielszenarien identisch (Tabelle 2.3-1). Unterschiede weisen die Endverbraucherpreise auf. Grund hierfür sind unterschiedliche Vorgaben für den CO_2-Zertifikatspreis in Referenz und Zielszenarien.

Tabelle 2.3-1: Preise für Energieträger und CO_2-Zertifikate 2008 – 2050, in USD bzw. EUR

	Alle Szenarien				
reale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Internationale Preise					
Ölpreis (USD/bbl)	94	98	110	120	130
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t) Referenz		20	30	40	50
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t) Zielszenarien		20	38	57	75
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	484	554	675	802	947
Erdgas (Cent/kWh)	2,7	2,3	2,6	2,9	3,2
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	112	77	83	91	110
nominale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Internationale Preise					
Ölpreis (USD/bbl)	94	121	166	227	314
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t) Referenz		24	42	68	104
Preis CO_2-Zertifikate (EUR/t) Zielszenarien		24	54	96	155
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	484	667	952	1.357	1.961
Erdgas (Cent/kWh)	2,7	2,8	3,7	4,9	6,6
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	112	92	117	154	227

Prognos / EWI / GWS 2010

Bei der Ableitung der Verbraucherpreise wurde in allen Szenarien angenommen, dass auf die Energieträger entsprechend ihrem CO_2-Gehalt ein Zuschlag in Höhe des Zertifikatspreises erhoben wird (Tabellen 2.3-2 und 2.3-3). Die Verbraucherpreise für Strom unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien. Sie werden im Abschnitt 3.2.2.5 dargestellt.

Tabelle 2.3-2: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle in der Referenz, 2008 – 2050

	Referenz				
reale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	82,1	97,6	114,9	133,5
Erdgas in Cent/kWh	7,1	7,2	7,8	8,5	9,1
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,53	1,70	1,89	2,09
Diesel in EUR/l	1,34	1,44	1,61	1,80	2,00
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	787	939	1.098	1.275
Heizöl schwer in EUR/t	394	565	718	877	1.053
Erdgas in Cent/kWh	3,5	3,7	4,2	4,7	5,1
Steinkohle in EUR/t SKE	118	147	181	217	263
nominale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	98,9	137,7	194,4	276,4
Erdgas in Cent/kWh	7,1	8,7	11,0	14,4	18,9
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,85	2,40	3,20	4,32
Diesel in EUR/l	1,34	1,73	2,27	3,05	4,15
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	948	1.325	1.858	2.640
Heizöl schwer in EUR/t	394	681	1.012	1.483	2.181
Erdgas in Cent/kWh	3,5	4,4	5,9	7,9	10,6
Steinkohle in EUR/t SKE	118	178	256	367	545

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 2.3-3: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle in den Zielszenarien, 2008 – 2050

	Zielszenarien				
reale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	82,1	99,8	119,3	140,1
Erdgas in Cent/kWh	7,1	7,2	8,0	8,8	9,6
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,52	1,71	1,92	2,14
Diesel in EUR/l	1,34	1,48	1,67	1,88	2,11
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	787	965	1.151	1.354
Heizöl schwer in EUR/t	394	565	744	929	1.132
Erdgas in Cent/kWh	3,5	3,7	4,3	5,0	5,6
Steinkohle in EUR/t SKE	118	147	204	263	332
nominale Preise	**2008**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	98,9	140,8	201,8	290,1
Erdgas in Cent/kWh	7,1	8,7	11,3	15,0	19,9
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,84	2,41	3,25	4,43
Diesel in EUR/l	1,34	1,78	2,35	3,19	4,37
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	948	1.362	1.947	2.804
Heizöl schwer in EUR/t	394	681	1.049	1.572	2.344
Erdgas in Cent/kWh	3,5	4,4	6,1	8,4	11,7
Steinkohle in EUR/t SKE	118	178	288	444	687

Prognos / EWI / GWS 2010

2.4 Annahmen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Eingangsdaten und Annahmen zum Strom- und Fernwärmesektor dargestellt. Diese umfassen:

- die szenarienmäßigen Stromnachfragen und Fernwärmenachfragen sowie die KWK-Wärmepotenziale in Industrie und GHD,
- Potenziale, Kosten und Volllaststunden erneuerbarer Energieträger,
- Annahmen zum Ausbau der europäischen Stromübertragungsnetze,
- Brennstoffpreise und CO_2-Preise,
- ökonomische und technische Parameter des Kraftwerksparks,

- Nachrüstkosten für verschiedene Laufzeiten der Kernkraftwerke,
- die Methodik zur Berechnung der Endverbraucherpreise.

2.4.1 Stromnachfrage und KWK-Wärmepotenziale
(vgl. Tabellen A 1-5 und A 1-6 im Anhang A 1)

In Kapitel 3.1 werden die sektoralen Energieverbräuche in den verschiedenen Szenarien abgeleitet. Im Folgenden werden die sich daraus ergebenden Stromnachfragen und die in Kraft-Wärme-Kopplung bedienbaren Wärmenachfragen zusammenfassend dargestellt.

Stromnachfrage in Deutschland

Die gesamte Stromnachfrage geht im Referenzszenario bis 2050 um 6 % zurück, in den Zielszenarien um 20 % (Szenario IV A) bis 24 % (Szenario I B). Die Differenzen zwischen den Szenarien beruhen im Wesentlichen auf Unterschieden im Stromeinsatz in der Industrie. Der annahmegemäß zunehmende Stromeinsatz durch Elektromobilität wird in den Szenarien durch rückläufigen Stromverbrauch in der Industrie, den Haushalten und im GHD-Sektor überkompensiert.

Tabelle 2.4.1-1: Nettostromnachfragen in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh

	2008	2020	2030	2040	2050
Nettostromnachfrage [TWh]					
Referenz	537,7	507,8	500,3	506,6	506,6
Szenario I A	537,7	495,9	460,2	435,5	409,7
Szenario II A	537,7	496,9	470,7	447,9	429,0
Szenario III A	537,7	497,6	471,8	452,6	428,4
Szenario IV A	537,7	496,8	470,2	450,5	429,4
Szenario I B	537,7	492,4	459,8	435,1	408,3
Szenario II B	537,7	493,8	470,0	452,0	427,9
Szenario III B	537,7	496,5	470,6	452,5	428,6
Szenario IV B	537,7	489,2	460,2	445,3	430,5

Prognos / EWI / GWS 2010

Der absolute Stromverbrauch in den Umwandlungssektoren – Kraftwerkseigenverbrauch (-92 %) und sonstige Umwandlung (-43 %) – geht stärker zurück als der Endverbrauch. Beim Kraftwerkseigenverbrauch ist dies durch den zunehmenden Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bedingt, in den

sonstigen Umwandlungssektoren spielt der Rückgang der Kohleförderung eine wichtige Rolle. Der Stromverbrauch der Speicher nimmt in den Zielszenarien im Zeitraum 2008 bis 2050 zwischen 29 % (Szenario II B) und 74 % (Szenario IV A) zu. Dies ist eine Folge der ausgeweiteten Speichernutzung im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windkraft und Fotovoltaik.

Durch das Zusammenwirken dieser Effekte verringert sich der Bruttostromverbrauch in den Szenarien um 25 % bis 28 % etwas stärker als der entsprechende Endenergieverbrauch.

Tabelle 2.4.1-2: Bruttostromnachfrage in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh

	2008	2020	2030	2040	2050
Bruttostromnachfrage [TWh]					
Referenz	614,0	596,2	556,0	562,4	555,1
Szenario I A	614,0	552,7	507,8	475,0	440,6
Szenario II A	614,0	550,3	514,9	491,9	459,2
Szenario III A	614,0	551,4	514,1	491,7	459,2
Szenario IV A	614,0	551,0	512,2	488,1	463,1
Szenario I B	614,0	548,7	508,0	476,9	440,7
Szenario II B	614,0	548,6	515,9	492,8	458,0
Szenario III B	614,0	552,6	515,7	494,3	459,5
Szenario IV B	614,0	546,8	505,7	486,7	463,3

Prognos / EWI / GWS 2010

Fernwärmenachfrage in Deutschland

Die Nachfrage nach Fernwärme in den Sektoren Industrie, private Haushalte und GHD verringert sich zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien um rund 60 %. Ursache hierfür ist vor allem der insgesamt stark rückläufige Wärmebedarf.

Am deutlichsten geht die Fernwärmenachfrage im Sektor GHD zurück. Sie liegt 2050 um mehr als 80 % unter dem Wert des Jahres 2008. Im Bereich der privaten Haushalte verringert sich der Einsatz von Fernwärme um – je nach Zielszenario – 51 % bis 65 %. Hierin zeigt sich auch die im Vergleich zum Sektor GHD langsamere Absenkung des durchschnittlichen Heizenergiebedarfs. In der Industrie nimmt der Fernwärmeverbrauch im Betrachtungszeitraum um 37 % bis 45 % ab. Ein Grund für die langsamere Verbrauchsreduktion ist die in der Industrie geringere Bedeutung des Raumwärmebedarfs.

Durch die unterschiedlichen Energieeinsparraten in den Sektoren verschiebt sich die Struktur der Fernwärmenachfrage. Entfielen

2008 noch rund 36 % des Verbrauchs auf die Industrie, steigt dieser Anteil bis 2050 auf 47 % bis 57 %. Die Bedeutung des Sektors GHD als Fernwärmenachfrager geht im selben Zeitraum von knapp 30 % auf rund 13 % zurück. Die privaten Haushalte fragen in den Zielszenarien zwischen 30 % und 40 % der Fernwärme nach, 2008 waren es knapp 35 %.

Tabelle 2.4.1-3: KWK-Potenziale der Fernwärme in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh

	2008	2020	2030	2040	2050
KWK-Potentiale Fernwärme [TWh]					
Referenz	129,8	124,6	118,0	108,9	99,3
Szenario I A	129,8	117,9	95,5	72,0	51,9
Szenario II A	129,8	114,8	94,3	73,3	54,9
Szenario III A	129,8	114,9	94,3	73,3	54,9
Szenario IV A	129,8	113,1	87,1	64,4	47,2
Szenario I B	129,8	117,9	95,5	72,0	51,9
Szenario II B	129,8	114,8	94,3	73,3	54,9
Szenario III B	129,8	114,9	94,3	73,3	54,9
Szenario IV B	129,8	113,7	87,7	65,0	47,1

Prognos / EWI / GWS 2010

Der Gesamtverbrauch an Fernwärme umfasst neben dem Endenergieverbrauch den Verbrauch im Umwandlungsbereich sowie die Leitungsverluste. Der Gesamtverbrauch an Fernwärme geht in den Zielszenarien bis 2050 um 60 % bis 63 % zurück.

KWK-Potenziale in der Industrie und im GHD-Sektor

Das KWK-Potenzial in der Industrie und im GHD-Sektor wird im Wesentlichen durch den Bedarf an Prozesswärme bis zu einer Temperatur von etwa 100°C bestimmt. Das so definierte KWK-Potenzial verringert sich in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050 um 4 % bis 12 %.

Der Rückgang des Potenzials ist allein auf die Entwicklung in der Industrie zurückzuführen. Aufgrund des intraindustriellen Strukturwandels und der unterstellten Fortschritte in der Materialeffizienz verringert sich die Nachfrage nach Prozesswärme bis 2050 um 17 % bis 22 %.

Im Sektor GHD, der durch ein überdurchschnittliches Wachstum gekennzeichnet ist, nehmen die Nachfrage nach Prozesswärme und damit das durch KWK-Wärme bedienbare Potenzial zu. Im Jahr 2050 liegt es um bis zu 13 % über dem Wert des Jahres 2008.

Tabelle 2.4.1-4: KWK-Potenziale der Prozesswärme in Deutschland nach Szenarien, 2008-2050, in TWh

	2008	2020	2030	2040	2050
KWK-Potentiale Prozesswärme [TWh]					
Referenz	202,9	193,4	195,6	203,3	214,1
Szenario I A	202,9	196,5	192,7	191,8	194,4
Szenario II A	202,9	194,6	187,3	182,1	180,9
Szenario III A	202,9	194,6	187,3	182,1	180,8
Szenario IV A	202,9	194,0	188,3	185,0	180,1
Szenario I B	202,9	196,8	193,4	192,7	195,2
Szenario II B	202,9	194,6	187,6	182,6	181,6
Szenario III B	202,9	194,5	187,2	182,2	180,9
Szenario IV B	202,9	194,1	188,4	184,6	178,8

Prognos / EWI / GWS 2010

Durch die unterschiedlichen Entwicklungen verändert sich die Struktur des gesamten KWK-Potenzials. Befanden sich 2008 noch rund 57 % davon in der Industrie, so sinkt dieser Anteil bis 2050 auf 50 %.

Stromnachfrage in Europa

Für die europäischen Staaten außer Deutschland wird in der Referenz von einer leicht steigenden Stromnachfrage um 13 % bis 2030 ausgegangen. Danach wird bis 2050 im Ausland eine konstante Stromnachfrage unterstellt.

In den Zielszenarien wird angenommen, dass das europäische Ausland seine Klimaschutzbemühungen gegenüber der Referenz deutlich verstärkt. Dies ist annahmegemäß mit einer bis 2020 (aufgrund von Aufholeffekten der ost- und südeuropäischen Länder in der kurzen und mittleren Frist) leicht steigenden und dann bis 2050 rückläufigen Stromnachfrage verbunden. Insgesamt verbrauchen die zwölf betrachteten europäischen Staaten in 2050 rund 341 TWh oder 14 % weniger Strom als in der Referenz.

Tabelle 2.4.1-5: Nettostromnachfragen in Europa (exkl. Deutschland) nach Szenarien, 2008-2050, in TWh[1]

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenz			
Nettostromnachfrage [TWh]					
Europa exkl. Deutschland	2.154,2	2.319,9	2.443,1	2.443,1	2.443,1
in [%]	100,0	107,7	113,4	113,4	113,4
		Zielszenarien			
Europa exkl. Deutschland	2.154,2	2.232,4	2.187,9	2.144,4	2.101,7
in [%]	100,0	103,6	101,6	99,5	97,6

Prognos / EWI / GWS 2010

2.4.2 Potenziale, Kosten und Volllaststunden erneuerbarer Energien

In den Szenarien erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der in den europäischen Ländern unterschiedlichen technischen sowie wirtschaftlichen Potenziale.

Für Deutschland wird davon ausgegangen, dass durch den Ausbau sowie die Erneuerung bestehender Wasserkraftanlagen die Stromerzeugung aus Wasserkraft nur noch leicht gesteigert werden kann. Die Nutzung von Biomasse zur Verstromung ist annahmegemäß beschränkt, da flüssige Biomasse vorrangig als Treibstoff im Verkehrssektor benötigt wird. In den Szenarien bestehen keine relevanten Potenzialgrenzen für die Nutzung von Solarenergie. Für onshore Windenergie wird davon ausgegangen, dass kostengünstige Standorte bereits weitgehend genutzt werden und die Stromerzeugung hauptsächlich durch Repowering gesteigert werden kann. Für die Stromerzeugung aus offshore Windenergieanlagen bestehen in den Szenarien keine bindenden Potenzialgrenzen.

Die Annahmen bezüglich der Entwicklung der Investitionskosten von EE-Anlagen, Betriebs- und Wartungskosten sowie Brennstoffpreisen für Biomasseanlagen können Tabelle 2.4.2-1 entnommen werden. Aufgrund von Lernkurveneffekten wird in den Szenarien von im Zeitverlauf sinkenden Investitionskosten ausgegangen – dies gilt insbesondere für Wind offshore. Die Betriebs- und Wartungskosten bleiben in den Szenarien im Zeitverlauf für Wasserkraft- und Biomasseanlagen konstant und fallen für die übrigen Technologien aufgrund von Lerneffekten. Es wird in den

1 Die Stromnachfrage bezieht sich auf folgende neben Deutschland im Modell berücksichtige Länder: Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweiz, Spanien, Tschechien.

Szenarien bis zum Jahr 2030 von steigenden Brennstoffpreisen für Biomasse ausgegangen.

Tabelle 2.4.2-1: Annahmen zu Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Brennstoffpreisen für Biomasse, 2020-2050, EUR_{2008} pro kW, kWa, MWh[2]

	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten, EUR_{2008}/kW				
Große Wasserkraft	3.850	4.180	4.950	5.500
Kleine Wasserkraft	2.750	2.970	3.080	3.190
Wind onshore	1.030	985	960	950
Wind offshore	2.400	1.670	1.475	1.350
Photovoltaik	1.375	1.085	1.015	1.000
Biomasse	2.300	2.200	2.125	2.075
Geothermie	10.750	9.500	9.000	9.000
Solarthermische Kraftwerke	4.188	3.677	3.064	2.554
Betriebs- und Wartungskosten, EUR_{2008}/kWa				
Wasserkraft	50	50	50	50
Wind onshore	41	39	38	38
Wind offshore	132	92	81	74
Photovoltaik	29	28	27	26
Biomasse	140	140	140	140
Geothermie	380	360	340	320
Solarthermische Kraftwerke	84	74	61	51
Brennstoffpreise, EUR_{2008}/MWh				
Biomasse	43	50	50	50

Prognos / EWI / GWS 2010

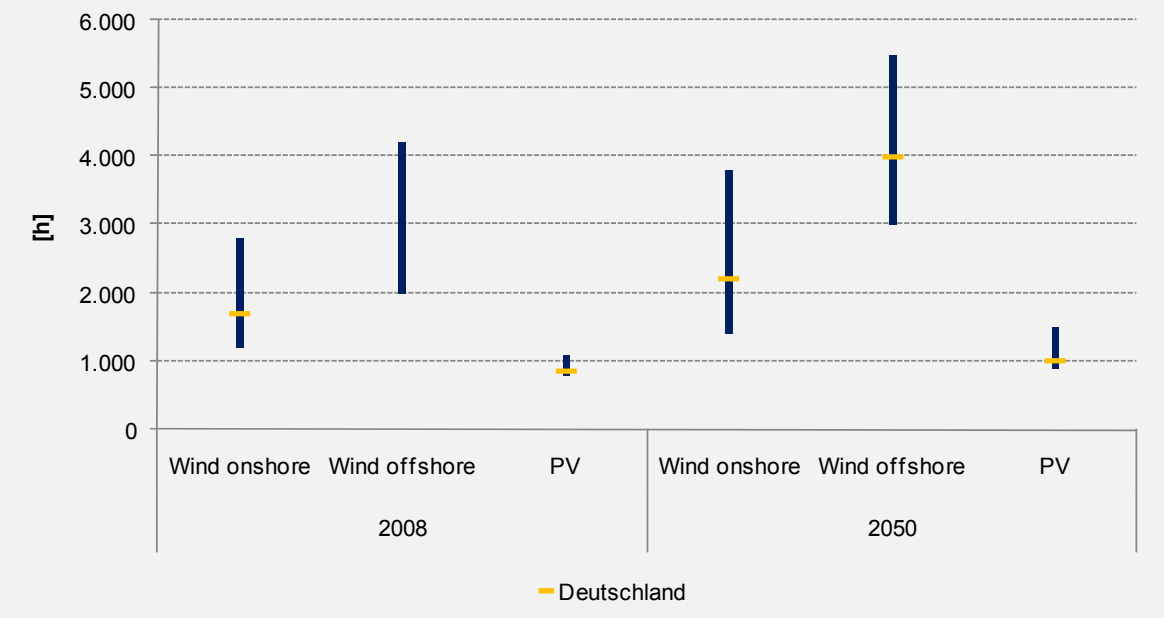
Für die Bestimmung der Energieerzeugung aus den EE-Kapazitäten wird in den Szenarien von steigenden Volllaststunden der Windenergie- und Fotovoltaikanlagen ausgegangen. Abbildung 2.4.2-2 zeigt die angenommenen durchschnittlichen Volllaststunden für Windenergie- und Fotovoltaikanlagen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2008.

Die Bandbreiten ergeben sich aus den unterschiedlichen Standortqualitäten innerhalb Europas, die Anstiege im Zeitverlauf aus den technologischen Fortschritten (z.B. größere Nabenhöhen der

2 In der Tabelle werden Durchschnittskosten für die EE-Technologien dargestellt (zum Beispiel über unterschiedliche Anlagengrößen oder Wassertiefen für offshore-Anlagen). Die Investitionskosten für Biomasse sowie die Betriebs- und Wartungskosten aller EE-Technologien beruhen auf EWI-Annahmen. Für die Biomasseanlagen wird berücksichtigt, dass im Stromsektor hauptsächlich feste und gasförmige Biostoffe eingesetzt werden.

Windenergieanlagen) und der Nutzung vorteilhafter Standorte durch hochwertige Anlagen. In den Szenarien werden für Deutschland im Vergleich zu den europäischen Nachbarn leicht unterdurchschnittliche Volllaststunden für Windenergie und eine vergleichsweise geringe Anzahl an Volllaststunden für Fotovoltaik angenommen.

Abbildung 2.4.2-2: Angenommene durchschnittliche Volllaststunden von Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland und Europa, 2008 und 2050, in Stunden pro Jahr[3]



Prognos / EWI / GWS 2010

Für Wasserkraftanlagen wird von einer durchschnittlichen technischen Lebensdauer von 30 Jahren, für die weiteren EE-Technologien von 20 Jahren ausgegangen. Der Finanzierungszinssatz für EE-Anlagen in den Szenarienrechnungen beträgt 7 %.

2.4.3 Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa

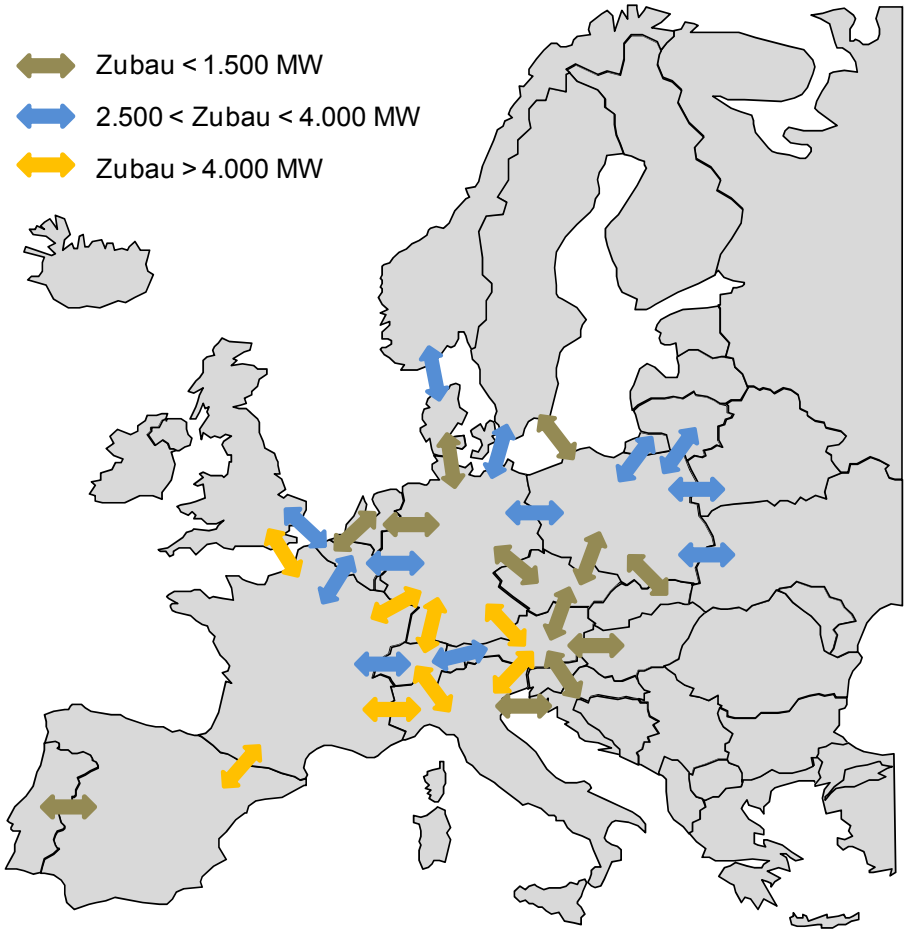
Alle Szenarien basieren auf der Annahme, dass die nationalen Übertragungsnetze und grenzüberschreitenden Kuppelleitungskapazitäten in Europa stark ausgebaut werden. Hierdurch wird der Strombinnenmarkt vertieft sowie die Integration der erneuerbaren Energien und die Stabilität des deutschen und europäischen Stromsystems unterstützt.

Abbildung 2.4.3-1 zeigt den angenommenen Zubau der Kuppelleitungskapazitäten bis 2050 in Europa. In den Szenarien wird ein

3 Im Jahr 2008 wurde die offshore Windenergie in Deutschland nicht genutzt. Daher werden in der Abbildung keine Volllaststunden für Deutschland dargestellt.

starker Ausbau der Windkraft in der Nord- und Ostsee sowie der Solarenergie im Mittelmeerraum unterstellt. Um den Strom aus diesen Erzeugungsregionen in die Verbrauchszentren mit weniger günstigen Standorten für erneuerbare Energien transportieren zu können, wird ein starker Ausbau des europäischen Verbundnetzes angenommen.

Abbildung 2.4.3-1: Angenommener Zubau an Kuppelleitungskapazitäten bis 2050.[4]



Prognos / EWI / GWS 2010

Wie in Abbildung 2.4.3-1 dargestellt, betrifft der Schwerpunkt des in den Szenarien angenommenen Ausbaus die Anbindung Skandinaviens und Großbritanniens an das kontinentaleuropäische Netz, die Verstärkung der Kuppelkapazitäten zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich sowie den Ausbau der Leitungen zwischen Italien und den Alpenländern. In den Szenarien werden eine Verdreifachung der Kuppelkapazitäten und ein entsprechender Ausbau der nationalen Übertragungsnetze bis 2050 angenommen.

4 Der Netzausbau wurde anhand von Net Transfer Capacities abgebildet. Zur Bestimmung konkreter physischer Ausbaumaßnahmen wären ergänzende Lastflussanalysen erforderlich.

In Deutschland werden insbesondere die Interkonnektoren zu den südlichen und den nördlichen Nachbarländern verstärkt. Die Kuppelkapazitäten von und nach Deutschland werden in den Szenarien bis 2050 etwa um das 2,5-fache erweitert.

2.4.4 Brennstoff- und CO_2-Preisannahmen

Die in den Szenarien unterstellten Brennstoffpreise frei Kraftwerk leiten sich aus den Importpreisen zuzüglich der Kosten für inländischen Transport ab (Tabelle 2.4.4-1). Für Steinkohle wird mittelfristig von einer Entspannung der internationalen Märkte ausgegangen, längerfristig wird ein steigender Preistrend bis auf real 3,9 EUR_{2008}/GJ im Jahr 2050 unterstellt. Bei der heimischen Braunkohle werden real konstante Kosten von 0,4 EUR_{2008}/GJ bis 2050 angenommen.[5] Für Erdgas wird trotz des aktuellen Angebotsüberhanges und niedriger Preise ein langfristiger Preisanstieg bis auf 8,8 EUR_{2008}/GJ in 2050 angenommen.

Tabelle 2.4.4-1: Angenommene Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2008-2050, in EUR_{2008}/GJ

	2008	2020	2030	2040	2050
EUR(2008)/GJ					
Steinkohle	4,8	2,8	3,0	3,3	3,9
Braunkohle	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Erdgas	7,0	6,4	7,2	8,0	8,8

Prognos / EWI / GWS 2010

Die getroffenen Annahmen zum Verlauf der Preise für Steinkohle und Erdgas führen bis 2040 in der Verstromung zu einem Preisvorteil von Steinkohle gegenüber Erdgas, selbst unter Berücksichtigung stark steigender CO_2-Preise („Clean Dark“ und „Clean Spark“ Spread).

Es ist anzumerken, dass eine langfristig niedrige Gasnachfrage, wie sie sich in den Zielszenarien ergibt, bei bestehender Pipelineinfrastruktur und Reichweite u.a. der russischen Gasvorräte durchaus zu einem niedrigeren Preisniveau führen könnte, welches Erdgas in der Verstromung zumindest kompetitiv zu Steinkohle werden ließe. Ferner könnte der Energiehunger Asiens, insbesondere Chinas, zu langfristig höheren Importpreisen für Steinkohle führen, wodurch sich der komparative Kostenvorteil von Steinkohle gegenüber Erdgas ebenfalls verringern und zu einer erhöhten Gasverstromung führen könnte.

5 Für den Kraftwerkseinsatz sind die kurzfristig variablen Kosten der Braunkohleförderung relevant. Diese betragen rund 30% der Braunkohlevollkosten. Weitere 30-40% der Braunkohlevollkosten (abhängig vom Kraftwerkszubau) sind langfristige Grenzkosten des Betriebs der offenen Gruben. Sie werden im Kraftwerksmodell als fixe Betriebskosten erfasst. Die Kosten des Aufschlusses der bestehenden Gruben sind versunken.

Die CO_2-Preise unterscheiden sich in den Szenarien. In der Referenz steigt der CO_2-Preis annahmegemäß auf 50 EUR_{2008}/t (Tabelle 2.4.4-2). In den Zielszenarien werden eine intensivierte Klimaschutzpolitik und ein CO_2-Preisanstieg auf etwa 75 EUR_{2008}/t unterstellt. Aufgrund der Unterschiede bei den Laufzeiten von Kernkraftwerken, der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und des CO_2-Ausstoßes in der Stromerzeugung insgesamt, ergeben sich Zielszenarien-abhängige Differenzen im zeitlichen Verlauf der CO_2-Preise. Der Grund hierfür ist, dass ein geringerer CO_2-Ausstoß zu einer niedrigeren Nachfrage nach Zertifikaten führt und dies CO_2-Preis dämpfend wirkt.

Tabelle 2.4.4-2: CO_2-Preise in Referenz und Zielszenarien, 2008-2050, in EUR_{2008}/t CO_2

	2008	2020	2030	2040	2050
EUR(2008)/t CO_2					
Referenz	22,0	20,0	30,0	40,0	50,0
Szenario I A	22,0	23,1	41,8	55,3	74,1
Szenario II A	22,0	18,2	38,4	58,5	75,2
Szenario III A	22,0	18,6	37,4	57,6	75,1
Szenario IV A	22,0	20,1	35,7	55,3	75,6
Szenario I B	22,0	22,0	42,8	58,8	74,1
Szenario II B	22,0	19,4	39,5	58,6	75,1
Szenario III B	22,0	22,5	39,3	55,9	75,2
Szenario IV B	22,0	23,3	41,8	57,7	75,5

Prognos / EWI / GWS 2010

2.4.5 Ökonomische und technische Parameter des konventionellen Kraftwerksparks

Hinsichtlich des konventionellen Kraftwerksparks wurden für die Modellrechnungen Annahmen zu

- Investitionskosten konventioneller Kraftwerke,
- weiteren technisch-ökonomischen Größen,
- heute im Bau oder in Planung befindlichen Kraftwerken

abgestimmt.

Investitionskosten konventioneller Kraftwerke

Es wurden Annahmen zu Investitionskosten und Lerneffekten für typisierte Kraftwerkstechnologien getroffen (Tabelle 2.4.5-1). Hierbei wurden auch Technologien berücksichtigt, die sich heute noch in der Erprobungsphase befinden:

- **Steinkohle „innovativ“:** Durch Einsatz neuartiger Werkstoffe und Verarbeitungsprozesse sind zukünftig Steinkohlekraftwerke mit Dampftemperaturen von ca. 700°C und Drücke von ca. 350 bar erreichbar. Dadurch lässt sich der Wirkungsgrad um ca. 4 %-Punkte auf 50 % steigern. Die Investitionskosten liegen allerdings deutlich über denen der heutigen Standardtechnologie. Es wird angenommen, dass diese langfristig durch Lerneffekte um mehr als ein Viertel sinken.

- **Braunkohle „innovativ“:** Diese Kraftwerkstechnologie beinhaltet ein neuartiges Wirbelschichtvortrocknungsverfahren. Dadurch lässt sich der Wirkungsgrad auf bis zu 48 % steigern, wobei die Investitionskosten nur moderat über denen der heutigen Braunkohlekraftwerke liegen.

- **CCS-Technologien:** Annahmegemäß ist CCS ab 2025 für den Großeinsatz marktreif. Dabei sind sowohl konventionelle Kondensationskraftwerke als auch Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung mit CCS verfügbar. Im Zeitraum bis 2050 sinken die Investitionskosten durch Lerneffekte leicht ab, wobei technologieabhängige Kostenreduktionen zwischen 5 % bis 15 % erzielt werden. Gegenüber den Vergleichstechnologien ohne CCS büßen CCS-Kraftwerke 9 bis 10 Wirkungsgradpunkte ein.

Tabelle 2.4.5-1: Annahmen für Investitionskosten fossil gefeuerter Kraftwerkstechnologien, 2020-2050, EUR_{2008}/kW

	2020	2030	2040	2050
EUR(2008)/kW				
Braunkohle	1.850	1.850	1.850	1.850
Braunkohle - innovativ	1.950	1.950	1.950	1.950
Steinkohle	1.300	1.300	1.300	1.300
Steinkohle - innovativ	2.250	1.875	1.763	1.650
CCGT	950	950	950	950
OCGT	400	400	400	400
IGCC-CCS	-	2.039	1.985	1.781
CCGT-CCS	-	1.173	1.132	1.020
Steinkohle-CCS	-	1.848	1.800	1.751
Steinkohle-CCS - innovativ	-	2.423	2.262	2.101
Braunkohle-CCS	-	2.498	2.450	2.402

Prognos / EWI / GWS 2010

Investitionskosten für KWK-fähige fossile Kraftwerke umfassen zusätzlich Kosten für den Wärmenetzanschluss und Zusatzkosten für die Wärmeauskopplung.

Weitere technisch-ökonomische Größen

Wirkungsgradannahmen für heute verfügbare Kraftwerkstechnologien basieren auf aktuell im Bau befindlichen Anlagen. Innovative Technologien besitzen aufgrund der beschriebenen Technologieentwicklungen Wirkungsgradvorteile. Für Transport und Speicherung von CO_2 werden 14 EUR_{2008}/t CO_2 angesetzt. Die in Tabelle 2.4.5-2 ausgewiesenen Kostenaufschläge pro MWh elektrisch berücksichtigen die jeweiligen CO_2-Intensitäten der Brennstoffe und Wirkungsgrade.

Tabelle 2.4.5-2: Weitere technisch-ökonomische Größen konventioneller Kraftwerkstechnologien

	η	Technische Lebensdauer	Verfügbarkeit	Fixe Betriebskosten	CO2-Transport- und Speicherkosten
	[%]	[a]	[%]	[EUR/kWa]	[EUR/MWh]
Braunkohle	44	45	86	37	-
Braunkohle - innovativ	48	45	86	37	-
Steinkohle	46	45	84	24	-
Steinkohle - innovativ	50	45	84	24	-
CCGT	60	30	84	20	-
OCGT	40	25	84	9	-
IGCC-CCS	45	40	84	75	10
CCGT-CCS	51	30	84	33	6
Steinkohle-CCS	37	45	84	59	13
Steinkohle-CCS - innovativ	41	45	84	59	11
Braunkohle-CCS	38	45	86	90	15

Prognos / EWI / GWS 2010

Die stromseitigen Wirkungsgrade KWK-fähiger Anlagen fallen – je nach Technologie – niedriger aus als die Wirkungsgrade der nichtgekoppelten Anlagen. Allerdings erreichen KWK-Anlagen bei gekoppelter Erzeugung höhere Gesamtwirkungsgrade.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Kernkraftwerke gehen annahmegemäß von 10,8 EUR/$MWh_{(el)}$ in 2008 auf 9,9 EUR/$MWh_{(el)}$ in 2020 zurück und bleiben danach konstant. Der Rückgang ist mit einem Absinken des Uranpreises infolge einer weltweiten Angebotsausweitung der Uranförderung begründet. Die kurzfristigen Grenzkosten umfassen dabei die Kosten des Uranabbaus, der Brennstoffaufbereitung sowie der Entsorgung der Brennelemente.

Heute im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke

Mögliche Kraftwerkszubauten wurden anhand ihres jeweiligen Projektfortschritts mit Realisierungswahrscheinlichkeiten gewichtet in den Szenarienrechnungen berücksichtigt:

- Im Bau befindliche Projekte gehen mit 100 % ihrer Kapazität in die Berechnungen ein.
- Kraftwerksplanungen, die das Genehmigungsverfahren erfolgreich durchlaufen haben und kurz vor Baubeginn stehen, werden mit 66 % ihrer Kapazität berücksichtigt.
- Mit 33 % gehen Planungen im Genehmigungsverfahren ein, deren Aussichten vielversprechend sind.

Somit ergibt sich ein erwarteter Zubau von rd. 14,8 GW an Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken bis 2015[6]. Dieser exogene Kraftwerkszubau wurde allen Szenarien zugrunde gelegt.

2.4.6 Nachrüstkosten von Kernkraftwerken

Die Zielszenarien I bis IV werden mit unterschiedlichen Annahmen zu Nachrüstkosten von Kernkraftwerken berechnet. Der von den Gutachtern vorgeschlagene Ansatz („A“) geht für jedes Kernkraftwerk von Nachrüstkosten in Höhe von 25 EUR/kW pro Jahr Laufzeitverlängerung aus. Der zweite, vom BMU vorgegebene Ansatz („B“) unterscheidet Nachrüstkosten nach Kernkraftwerk und potentieller Laufzeitverlängerung. In Tabelle 2.4.6-1 werden die Nachrüstkosten auf Basis der Leistung der jeweiligen Kernkraftwerke in EUR/kW dargestellt.

6 Diese Annahme bzgl. des Kraftwerkszubaus kann als „konservativ“ angesehen werden und stellt aus unserer Sicht ein Minimum der bis 2015 zu erwartenden Zubauten dar.

Tabelle 2.4.6-1: Nachrüstkosten von Kernkraftwerken, in EUR/kW

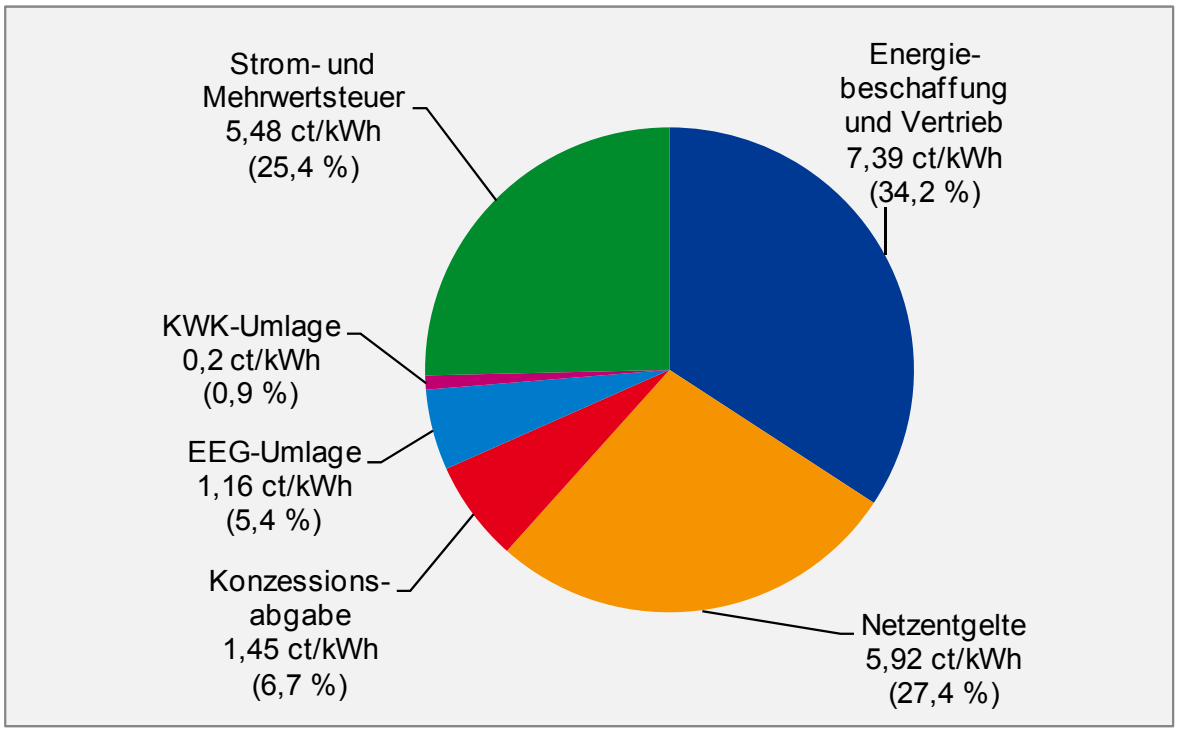
	Szenario I	Szenario II	Szenario III	Szenario IV	Leistung in MW
Laufzeitverlängerung	4 Jahre	12 Jahre	20 Jahre	28 Jahre	
Nachrüstkosten in EUR/kW					
Szenario I-IV A					
einheitlich für alle KKW	100	300	500	700	
Szenario I-IV B					
Neckarwestheim 1	0	764	2038	3057	785
Biblis B	81	484	1371	2016	1240
Biblis A	86	514	1457	2142	1167
Isar 1	114	683	1936	2847	878
Philippsburg 1	112	674	2022	2921	890
Unterweser	74	446	1338	1933	1345
Brunsbüttel	130	778	2335	3372	771
Grafenrheinfeld	78	941	1569	2196	1275
Gundremmingen B	78	1012	1636	2259	1284
Gundremmingen C	466	1087	1708	2329	1288
Philippsburg 2	431	1149	1724	2299	1392
Grohnde	441	1176	1765	2353	1360
Brokdorf	438	1241	1825	2409	1370
Krümmel	449	1273	1873	2472	1335
Isar 2	429	1286	1857	2429	1400
Emsland	451	1354	1956	2558	1329
Neckarwestheim 2	920	1533	2146	2759	1305

Prognos / EWI / GWS 2010

2.4.7 Zusammensetzung der Endverbraucherpreise

Die Endverbraucherpreise für Strom setzen sich zusammen aus den Kosten für die Energiebeschaffung und den Vertrieb, den Netzentgelten, den Umlagen und den Belastungen durch Steuern und Abgaben. Die unterschiedlichen Preise der Kundengruppen ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Verbrauchsstrukturen, dem Anschluss auf verschiedenen Spannungsebenen und den unterschiedlichen Steuern und Abgabenbelastungen. Abbildung 2.4.7-1 zeigt die Preisbestandteile für Haushaltskunden im Jahr 2008.

Abbildung 2.4.7-1: Preisbestandteile für Haushaltskunden in 2008 (nach BNetzA 2008)



Prognos / EWI / GWS 2010

Der Ausweis von Strompreisen für Endverbraucher beruht in den Szenarien auf folgenden Kundengruppen:

- Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh in der Niederspannung,
- Handels- und Gewerbebetriebe mit bis zu 100 MWh in der Niederspannung,
- Industriekunden mit einem Verbrauch zwischen 100 MWh und 10.000 MWh in der Mittelspannung und
- stromintensive Industriekunden mit mehr als 10.000 MWh in der Hochspannung.

Die Kosten der Strombeschaffung entsprechen in den Szenarien den langfristigen Grenzerzeugungskosten. Diese berücksichtigen die kurzfristigen Grenzkosten, d.h. im Wesentlichen die variablen Kosten des letzten zur Bedarfsdeckung benötigten Kraftwerks, sowie Aufschläge, die Kapazitätsknappheit widerspiegeln und die Amortisation des benötigten Kraftwerkszubaus gewährleisten.

Ferner berücksichtigen die Endverbraucherpreise Netzentgelte auf Basis der nach Kundengruppen aufgeschlüsselten aktuellen Daten des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur (2009). Zusätzliche

Kosten sind in den Szenarien aufgrund der Integration der erneuerbaren Energien vor allem durch den nötigen innerdeutschen Ausbau der Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung und den Anschluss der Offshore-Windenergieanlagen zu erwarten und werden auf Basis von Literaturauswertungen berücksichtigt.[7]

Die bestehenden Regelungen für Strom- und Mehrwertsteuer sowie Konzessionsabgabe werden in den Szenarienrechnungen unter Berücksichtigung bestehender Ausnahmeregelungen zur Bestimmung der Endverbraucherpreise fortgeschrieben. Die in den Szenarien angenommene Entwicklung der KWKG-Abgabe orientiert sich an einer Abschätzung des BDEW bis 2015. Der vom BDEW erwartete leichte Anstieg der Umlage von 2011 bis 2015 wird im Einklang mit der sich in den Szenarien einstellenden KWK-Entwicklung fortgeschrieben.[8]

Für die Preisberechnung in den Szenarien werden die Mehrkosten erneuerbarer Energien auf die Endverbraucher umgelegt. Hierbei wird das derzeitige Verfahren fortgeschrieben, wobei privilegierte Endverbraucher mit maximal 0,05 ct/kWh belastet werden. Die Mehrkosten ergeben sich in den Szenarien aus der Differenz von EE-Vollkosten und Stromgroßhandelspreis, gewichtet mit den EE-Erzeugungsmengen der jeweiligen Energieträger. Diese Fortschreibung bedeutet nicht die szenarienmäßige Fortschreibung des EEG. In den Szenarien wird eine nationale und technologiespezifische EE-Förderung bis 2020 unterstellt, danach bis 2050 ein europaweit kostenorientierter EE-Ausbau. Die Kosten der deutschen EE-Nettostromimporte werden in den Endverbraucherpreisen der Szenarien ebenfalls berücksichtigt.[9]

7 Die Abschätzung der Mehrkosten erfolgte auf Basis der DENA-Studie (2005) und der TU Wien (2004/2005).
8 Vgl. BDEW (2009)
9 Dies erfolgt durch die Abschätzung der EE-Importe über den EE-Anteil im europäischen Ausland und fließt in die skizzierte Mehrkostenumlage ein.

3 Energieverbrauch und Energiemix

3.1 Endenergieverbrauch

3.1.1 Endenergieverbrauch im Überblick
(vgl. Tabelle A 1-13 im Anhang A 1)

Die Sektoren Industrie, private Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD) und Verkehr verbrauchen zusammen genommen in den Zielszenarien 2050 zwischen 42 % und 44 % weniger Endenergie als 2008.

Am stärksten sinkt der Verbrauch bei den privaten Haushalten (je nach Szenario zwischen 45 % und 49 %) und im Sektor GHD (44 % bis 48 %). In der Industrie und im Verkehrsbereich ist der Verbrauchsrückgang mit 37 % bzw. 41 % schwächer. Dadurch nehmen die Anteile dieser Verbrauchssektoren am gesamten Endenergieverbrauch im Zeitverlauf etwas zu, die Anteile der privaten Haushalte und des Sektors GHD gehen entsprechend leicht zurück.

Die Energieträgerstruktur verändert sich in den Zielszenarien im Betrachtungszeitraum erheblich. Der Anteil fossiler Energien verringert sich von mehr als 68 % im Jahr 2008 bis 2050 auf 30 % bis 33 %. Besonders stark ausgeprägt ist der Anteilsrückgang bei Mineralölprodukten (39 % auf 11 % bis 12 %), wozu sowohl der rückläufige Einsatz von Heizöl beiträgt als auch die weitgehende Substitution von mineralölbasierten Kraftstoffen durch Biokraftstoffe im Straßenverkehr. Der Verbrauch an Mineralölprodukten liegt 2050 um rund 83 % unter dem Niveau von 2008.

Der Beitrag von Erdgas zur Deckung des Endenergiebedarfs verringert sich von knapp 23 % auf 16 % bis 18 %. Absolut gesehen entspricht dies einem Rückgang um bis zu 60 %, was insbesondere auf die höhere Energieproduktivität zurückzuführen ist.

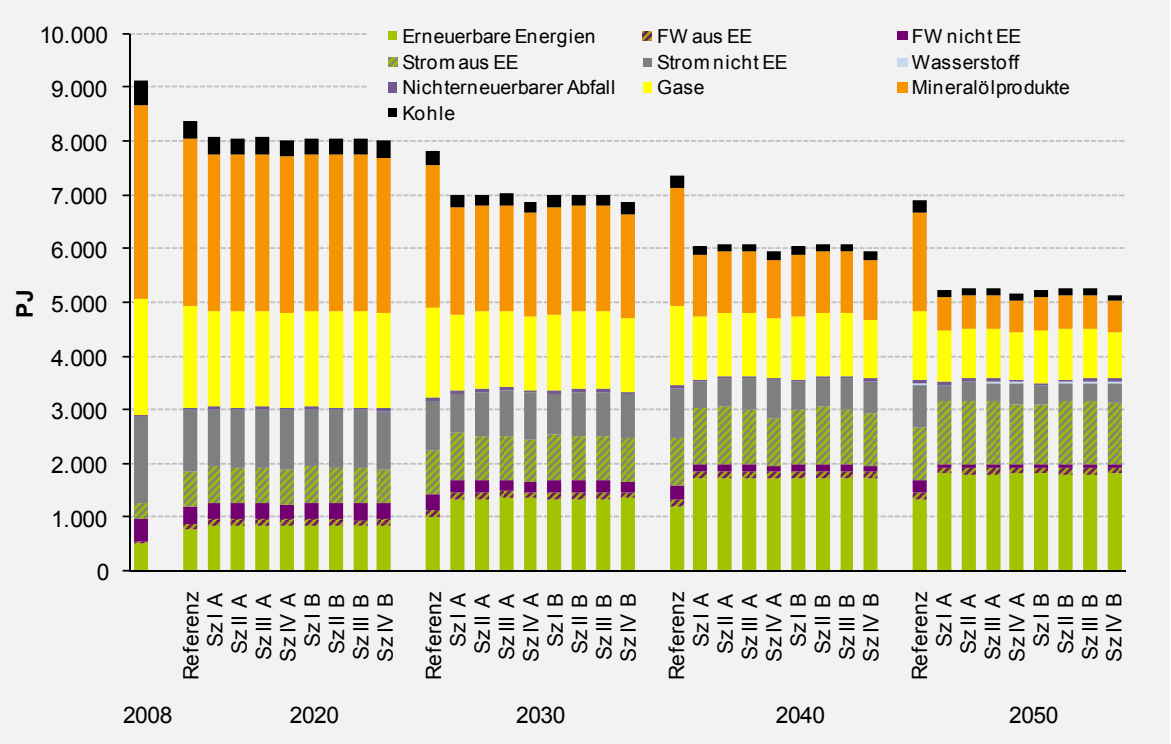
Strom zählt zu den Substitutionsgewinnern. Die Nachfrage nach Elektrizität verringert sich in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050 um 19 % bis 24 % und damit unterproportional. Dadurch erhöht sich der Beitrag von Strom zur Deckung des Endenergieverbrauchs von knapp 21 % im Jahr 2008 bis 2050 auf rund 28 % bis 30 %.

Anders stellt sich die Entwicklung beim zweiten leitungsgebundenen Endenergieträger Fernwärme dar. Aufgrund des stark rückläufigen Wärmebedarfs geht die Nachfrage nach Fernwärme im Zeitraum 2008 bis 2050 um – je nach Zielszenario – 57 % bis 64 % zurück. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch

verringert sich dadurch von 5,1 % im Ausgangsjahr bis 2050 auf 3,3 % bis 3,7 %.

Einen markanten Bedeutungszuwachs erfahren die erneuerbaren Energien. Der Anteil der direkt zur Deckung des Endverbrauchs eingesetzten erneuerbaren Energien liegt 2050 bei rund 35 %. Innerhalb der Erneuerbaren behält die Biomasse ihre dominante Stellung. Gasförmige, feste und flüssige Biomassen decken in den Zielszenarien zwischen 28 % und 29 % des Endenergiebedarfs (2008: 5,4 %). Der Anteil von Solarthermie liegt 2050 zwischen 4 % und 5 %, derjenige von Umweltwärme ist rund halb so hoch. Der Einsatz von Biomasse verdreifacht sich zwischen 2008 und 2050, Solarthermie wird – je nach Szenario – um den Faktor 15 bis 17 ausgebaut. Umweltwärme wird im Endjahr der Betrachtung 15-mal so intensiv genutzt wie 2008, was auf den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen ist (Abbildung 3.1.1-1).

Abbildung 3.1.1-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Nach der Definition der EU, die auch den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Produktion von Strom und Fernwärme berücksichtigt, die ihrerseits in den Endenergieverbrauch einfließen, tragen erneuerbare Energien in den Zielszenarien 2050 mit knapp 55 % bis 56,5 % zur Deckung des Bruttoendenergieverbrauchs bei (2008: 9,5 %).

In den folgenden Darstellungen der Endverbrauchssektoren Industrie, private Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD) und Verkehr wird zunächst die Entwicklung des Energieverbrauchs beschrieben. Anschließend werden die Maßnahmen (und mögliche Instrumente) genannt, die zu dieser Entwicklung führen. Abschließend wird der Handlungsbedarf benannt. Die mit dem Endenergieverbrauch verbundenen Treibhausgasemissionen werden im Abschnitt 4.2 dargestellt.

3.1.2 Industrie

(vgl. Tabelle A 1-14 im Anhang A 1)

3.1.2.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

Die Zielszenarien unterscheiden sich im Industriesektor insgesamt nur geringfügig, Szenarien II und III sind nahezu identisch und werden daher gemeinsam ausgewiesen. Die angenommenen Technologien und Maßnahmen sind im Grundsatz ähnlich und unterschieden sich lediglich aufgrund der Entwicklung der Strompreise graduell in ihren Diffusionsgeschwindigkeiten.

Die Varianten A und B unterschieden sich jeweils aufgrund veränderter Strompreispfade im Stromverbrauch, dies wird im Szenario IV im Zeitverlauf deutlich. Im Szenario IV B erfolgt im Vergleich zu Szenario IV A aufgrund höherer Strompreise in den Jahren 2015 – 2045 ein geringerer Einsatz von Strom zur Erzeugung von Prozesswärme, der durch einen höheren Einsatz von Brennstoffen ausgeglichen wird.

Mit 2.645 PJ entfielen im Jahr 2008 ca. 29 % des Endenergieverbrauchs auf den Industriesektor. In den Zielszenarien steigt der Anteil am Endenergieverbrauch in 2050 auf knapp 32 %, in der Referenz auf 31 %.

Zwischen 2008 und 2050 sinkt der Energieverbrauch der Industrie in den Zielszenarien um 37 % bis 38 % auf 1.629 PJ (Szenario II) bis 1.668 PJ (Szenario I), in der Referenz um 18 % auf 2.158 PJ.

In allen Szenarien wird die steigende Industrieproduktion (Zunahme um 16 %) durch eine höhere Energieeffizienz mehr als kompensiert. Hierzu tragen im Wesentlichen zwei Faktoren bei:

- In Referenz und Zielszenarien wird davon ausgegangen, dass sich in zahlreichen Anwendungsfeldern der autonome Effizienzfortschritt der Technologien fortsetzt und die Durchdringung mit jeweils marktbesten Technologien zunimmt. Beispiele hierfür sind Beleuchtung, Raumkühlung sowie die Entwicklung der Hard- und Software bei Informations- und Kommunikationstechnologie (Green IT).

- Der bereits in der Vergangenheit beobachtete Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven, dafür wissensintensiveren Produkten und Branchen mit höherer Wertdichte je produzierter (physikalischer Massen-)Einheit setzt sich fort. Dies bedeutet, dass die Produktion der energieintensiven Branchen bis 2050 zurückgeht und das Wachstum vor allem von den nicht energieintensiven Branchen getragen wird. In den Zielszenarien wird dieser Strukturwandel technologisch getrieben verstärkt.

Verwendungszwecke

Prozesswärme hatte mit 1.720 PJ und 67 % im Jahr 2008 den größten Anteil am Endenergieverbrauch der Industrie. Dieser Anteil verändert sich in allen Szenarien im Zeitverlauf nur wenig.

In den Zielszenarien wird ein durch Ressourcen- und Materialeffizienz getriebener technologischer Strukturwandel unterstellt, bei dem Materialien, Produkte und Prozesse insgesamt Entwicklungen zu höherer Wertdichte bei geringerer Massendichte aufweisen (vgl. Kap. 3.1.2.2). Zum Beispiel wird der Metallanteil an der Karosserie von Fahrzeugen durch Einsatz von Verbundwerkstoffen deutlich geringer und es muss in der Vorleistungskette weniger Metall erzeugt sowie verarbeitet werden. Auch bei den Prozessen finden tiefgreifende technologische Veränderungen statt, die zu verringertem Einsatz von Strom und Brennstoffen bei der Erzeugung von Prozesswärme führen, z.B. Infrarotlaser für die Erzeugung lokaler chemischer Reaktionen oder zur Durchführung von Schmelzprozessen, UV-Bestrahlung zur Desinfektion etc. Dadurch wird der Energieverbrauch für Prozesswärme in den Zielszenarien bis 2050 um 35 % (Szenario I) bis 37% in den Szenarien II bis IV gesenkt.

In der Referenz verringert sich der Prozesswärmebedarf bis 2050 um 20 %. Hierzu trägt vor allem der Rückgang der Metallerzeugung bei. Spezifische Effizienzsteigerungen finden bei der Prozesswärme nur in sehr geringem Maße statt: Hier spielen in den dominierenden energieintensiven Branchen die Energiekosten eine hinreichend große Rolle, so dass der technologische Effizienzfortschritt mit recht wenig Zeitverzögerung umgesetzt wird. Bis 2050 ist bereits eine enge Annährung an die physikalischen Untergrenzen erreicht.

Mechanische Energie zur Bearbeitung von Materialien (z.B. Bohren, Fräsen, Verformen) sowie zum Transport stellt mit ca. 21 % den Verwendungszweck mit dem zweitgrößten Anteil am Endenergieverbrauch der Industrie dar. Auch hier gibt es in jeder Produkt- und Produktionsstruktur physikalische Untergrenzen. Durch Optimierung von Prozessen (z.B. Reduktion von Leitungsverlusten in Druckluftanlagen) und Prozessketten (z.B. geringere Transportlängen) lassen sich hier häufig jenseits der einzelnen Prozessanforderungen Effizienzgewinne erzielen.

In den Zielszenarien bewirkt der technologisch getriebene verstärkte Strukturwandel im Wesentlichen durch drei einander ergänzende Einflussfaktoren eine Absenkung des Bedarfs an mechanischer Energie um bis zu 40 %: Durch die veränderte Produkt-, Material- und Prozessstruktur verändern sich die Branchenstrukturen; die weniger metallintensiven Materialien benötigen geringeren Energieaufwand für die mechanischen Prozessschritte (z.B. Schneiden, Verformen); die Prozesse sind so gestaltet und optimiert, dass der spezifische Energieaufwand weiter geringfügig abgesenkt werden kann (z.B. Sollbruchstellen für Trennprozesse, biologische und chemische ergänzende Prozessschritte).

In der Referenz nimmt der Verbrauch für mechanische Energie um ca. 8 % ab. Dies ist das Ergebnis gegenläufiger Effekte: Durch Querschnitts- und Optimierungsmaßnahmen wird der spezifische Verbrauch in den einzelnen Branchen z.T. deutlich abgesenkt. Das Produktionswachstum in den weniger energieintensiven Branchen (Maschinenbau, Fahrzeugbau, sonstige chemische Industrie etc.) führt dort zu einem leicht steigenden Einsatz von mechanischer Energie. Der Produktionsrückgang in den Branchen Metallerzeugung sowie Gewinnung von Steinen und Erden bewirkt einen deutlichen Nachfragerückgang, der letztlich den Kraftbedarf des gesamten Sektors in der Summe leicht absenkt.

Die Raumwärme spielt im Industriesektor eine untergeordnete Rolle. Mit 245 PJ betrug ihr Anteil am Endenergieverbrauch 2008 knapp 10 %.

In den Zielszenarien wird der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme etwa halbiert, der Anteil am Endenergieverbrauch reduziert sich auf ca. 7 %. Da im Industriesektor erhebliche Abwärmepotenziale vorhanden sind, ist es hier wenig sinnvoll, die Nachfrage durch bauliche Maßnahmen so stark zu reduzieren wie im Haushaltssektor.

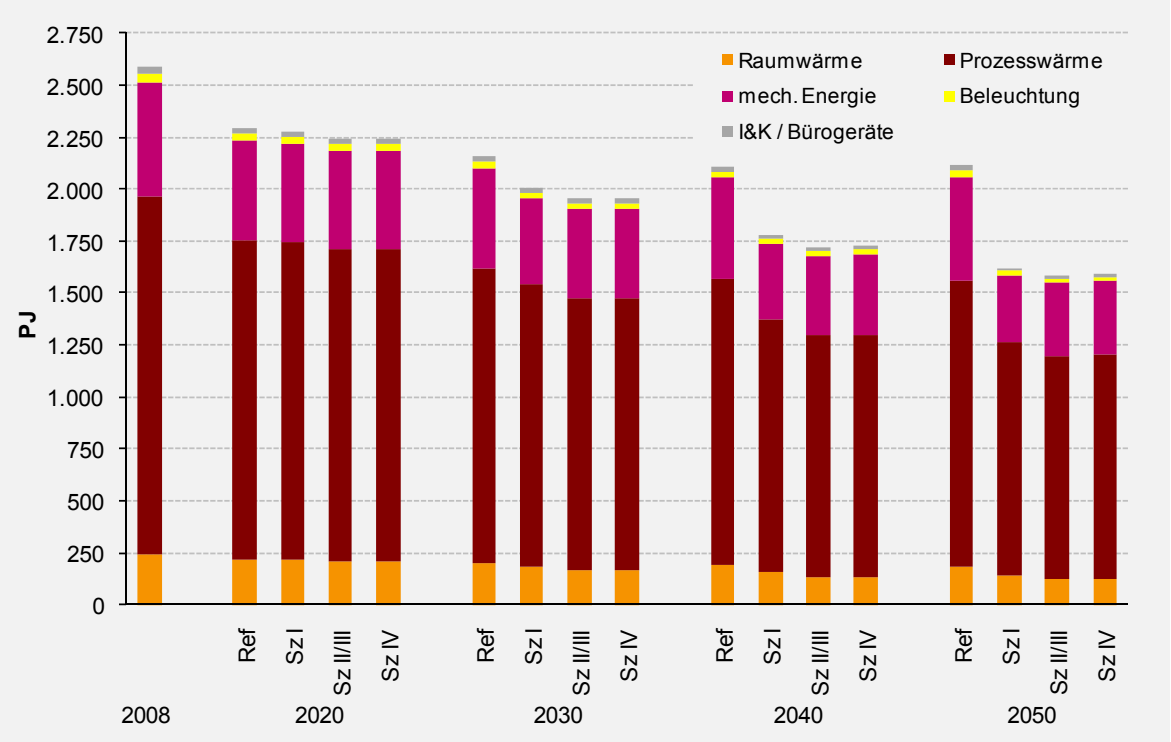
In der Referenz verringert sich der für die Bereitstellung von Raumwärme benötigte Energieeinsatz bis 2050 um ca. 25 %. Hierzu tragen die allgemeine Verbesserung der Gebäudestandards sowie die vergleichsweise hohen Umschlagsraten gewerblicher Gebäude bei.

Die übrigen Energieverwendungszwecke IuK-Technologie/ Bürogeräte (dieser Verwendungszweck schließt die Mess-, Regelungs- und Steuerungsprozesse ein) sowie Beleuchtung haben einen Anteil von 2 % bis 3 % am Endenergieverbrauch der Industrie. Auch hier werden im Zuge des technischen Fortschritts und der Umsetzung von Querschnittstechnologien erhebliche spezifische Reduktionen erreicht, die die zu erwartenden höheren Ausstattungsraten und Leistungsfähigkeiten bei ohnehin wachsenden Produktionswerten kompensieren. In den Zielszenarien sinkt der

Verbrauch für diese Anwendungszwecke um 39 %, in der Referenz um 4 %.

Der Vergleich der Verwendungszwecke in den Szenarien ist in Abbildung 3.1.2-1 zusammengefasst.

Abbildung 3.1.2-1: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2008-2050 (Modellergebnisse), in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

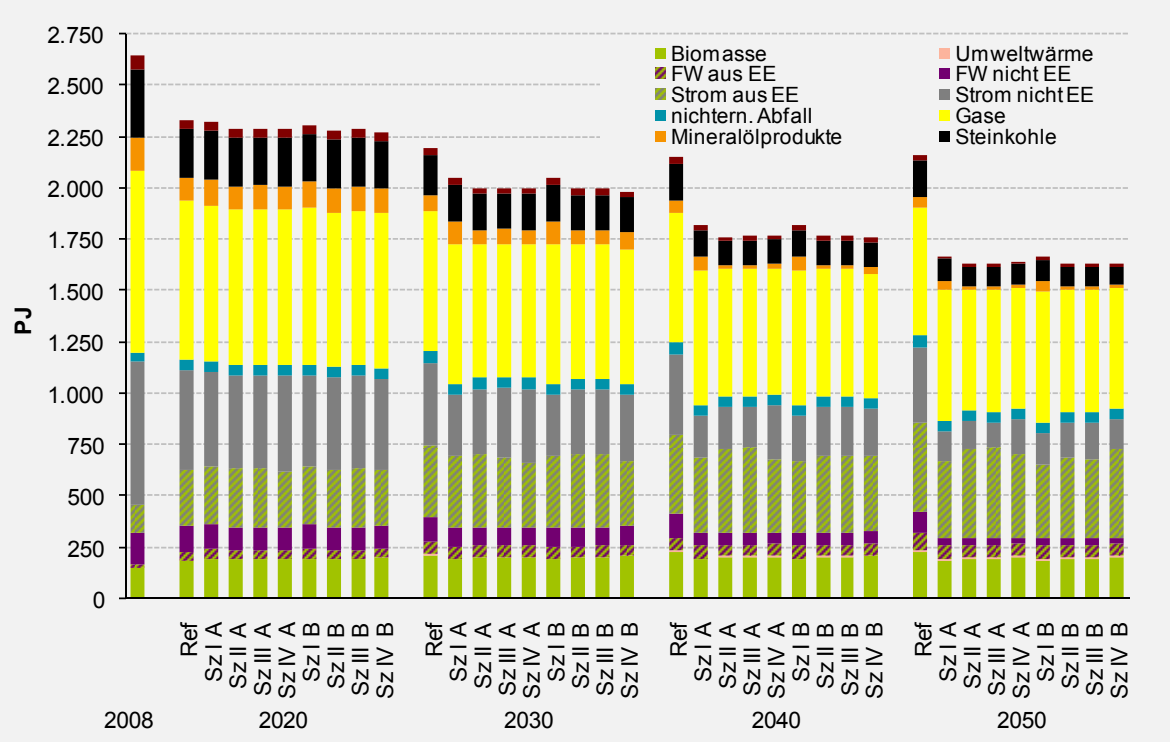
Energieträgerstruktur

Die größten Beiträge zur Deckung des Endenergieverbrauchs der Industrie leisteten 2008 Gas mit 34 % und Strom mit 32 %. Zur Prozesswärmeerzeugung vor allem in den Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Metallerzeugung wird Stein- und Braunkohle mit einem Anteil von ca. 14% eingesetzt. Mineralölprodukte und Fernwärme werden zu je gut 6 % genutzt, erneuerbare Energien (vor allem Biomasse, incl. der erneuerbaren Anteile an Abfällen) haben einen Anteil von knapp 6 % und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) von ca. 1,5 %.

In den Zielszenarien werden die Anteile der CO_2-intensiven Energieträger Kohlen und Mineralöl weiter reduziert (Kohlen auf 7 % bis 8 %, Mineralöle auf 1 % bis 3 %). Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt im Vergleich zur Referenz bis 2050 geringfügig um gut einen Prozentpunkt an, absolut gesehen gehen die Verbräuche gegenüber der Referenz zurück. Das liegt vor allem an einer

rückläufigen Raumwärmenachfrage, für deren Deckung erneuerbare Energien in erster Linie genutzt werden (mit Ausnahme der Abfälle, diese werden auch zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzt). Gase werden im Vergleich zur Referenz in 2050 weniger eingesetzt, ihr Anteil ist jedoch mit 37 % bis 38 % deutlich höher; der Anteil von Strom ist dagegen in den Zielszenarien mit 32 % bis 35 % etwas niedriger als in der Referenz. Diese Ergebnisse sind das Resultat gegenläufiger Effekte von unterschiedlich starken Effizienzentwicklungen bei den Verwendungszwecken Prozesswärme und Kraft. Eine zusammenfassende Darstellung zeigt die Abbildung 3.1.2-2.

Abbildung 3.1.2-2: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ



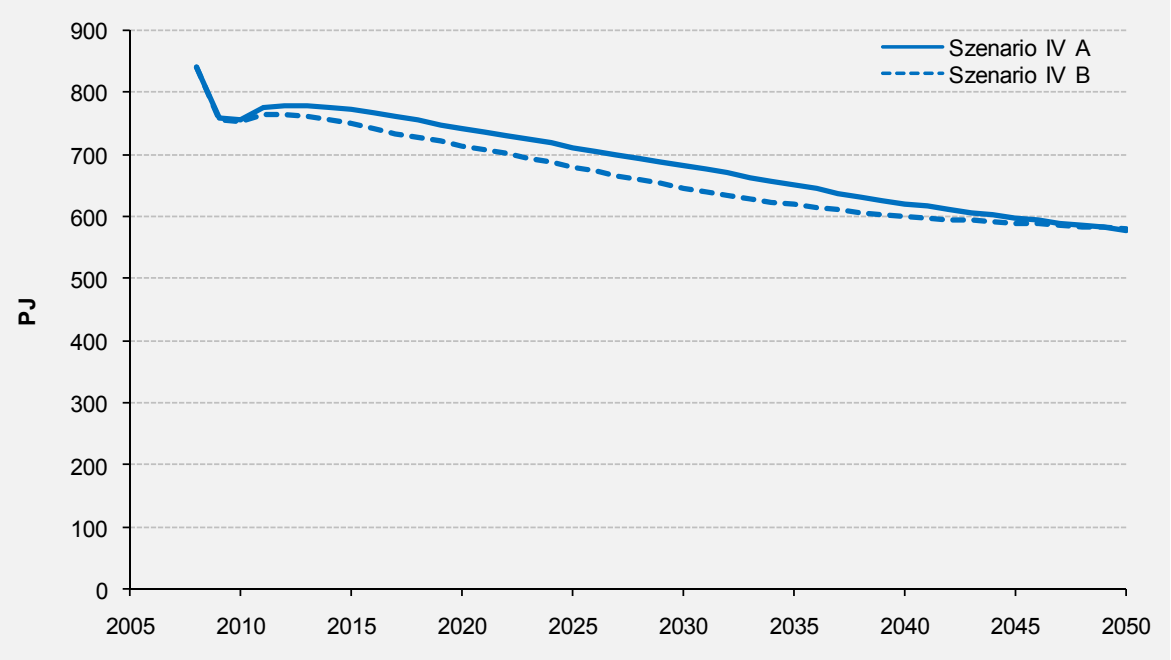
Prognos / EWI / GWS 2010

In der Referenz verschiebt sich der Energieträgermix der Industrie bis 2050 bei insgesamt um 18 % sinkendem Verbrauch geringfügig: Die erneuerbaren Energieträger sowie die energetische Nutzung von nichterneuerbaren Abfällen weisen – ausgehend von niedrigem Niveau – einen Zuwachs auf, so dass ihr Beitrag zur Bedarfsdeckung im Jahr 2050 bei knapp 11 % liegt, nichterneuerbare Abfälle tragen mit knapp 3 % bei und Fernwärme mit knapp 9 %. Die Anteile von Kohlen und Mineralöl verringern sich deutlich (Kohlen auf ca. 9 %, Mineralöle auf gut 2 %). Der Anteil von Gas reduziert sich geringfügig auf 29 %, während derjenige von Strom auf 37 % ansteigt.

Unterschiede zwischen den Varianten A und B

In den Varianten A und B unterscheiden sich die Nachrüstkosten für Kernkraftwerke mit Konsequenzen für den Kraftwerkspark und die Industriestrompreise. Innerhalb eines Zielszenarios verlaufen die Preispfade in den Varianten A und B jeweils leicht unterschiedlich mit Auswirkungen auf den Stromverbrauch der Industrie. Insgesamt bleiben die dadurch bedingten Veränderungen gering, im Wesentlichen werden im Zeitverlauf Effizienzinvestitionen z.T. vorgezogen oder verschoben, je nachdem, ob in der Variante B die Strompreise höher oder niedriger sind als in Variante A. Einmal umgesetzte Effizienzfortschritte werden als neue Standards definiert und nicht zurückgenommen („Sperrklinkeneffekt"). Die Auswirkungen sind in der Tabelle A 1-15 im Anhang im Einzelnen nachvollziehbar. An den grundsätzlichen Entwicklungen ändert sich wenig. Lediglich im Szenario IV sind die Auswirkungen deutlich sichtbar, da die Industriestrompreise in der Variante B z.T. bis 32 % über (2030) und knapp 27 % unter (2050) denjenigen der Variante A liegen. Die Abbildung 3.1.2.-3 zeigt die unterschiedlichen Stromverbrauchspfade. Die Reduktion des Stromverbrauchs ist kein reiner Effizienzeffekt, sondern beinhaltet auch eine Substitution bei der Prozesswärme, so dass sich der Brennstoffeinsatz in den betroffenen Jahren gegenläufig zum Stromverbrauch erhöht.

Abbildung 3.1.2-3: Stromverbrauch der Industrie in den Szenarien IV A und IV B 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

3.1.2.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf

Maßnahmen im Referenzszenario

Im Referenzszenario werden der in den vergangenen Jahren beobachtete Strukturwandel sowie die Technologieentwicklung im Wesentlichen fortgeschrieben. Dies bedeutet z.B., dass die weniger energieintensiven Branchen ein deutlich stärkeres Produktionswachstum aufweisen als energieintensive Branchen. Qualitativ hochwertige und wissensintensive Produkte und Produktionsweisen bilden den Kern der industriellen Wertschöpfung. Zahlreiche wissensintensive industriebezogene Dienstleistungen werden im Zuge von Spezialisierung und Outsourcing zunehmend dem Dienstleistungssektor zugerechnet.

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass die bereits bestehenden energiepolitischen Instrumente fortgeschrieben und effektiviert werden. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Umsetzung energieeffizienter Lösungen in vielen Unternehmensbereichen aus unterschiedlichen Motivationen (Image, Nachhaltigkeitsberichterstattung, Information und Motivation der technischen Abteilungen, allgemeines Wertegerüst etc.) zunimmt.

Konkret bedeutet dies die Umsetzung der folgenden technischen Maßnahmen:

Im Referenzszenario wird ein zunehmend stärkerer Einsatz bester Technologien, vor allem bei der Beleuchtung, bei Informations- und Kommunikationstechnologien (Green IT), bei Querschnittstechnologien wie (Elektro-)Motoren, Pumpen und Drucklufterzeugung angenommen. Bei der Beleuchtungstechnik sind in den vergangenen Jahren mit der Entwicklung von Energiesparlampen, elektronisch gesteuerten Vorschaltgeräten sowie LED-Technologie erhebliche spezifische Einsparmöglichkeiten realisiert worden. Die bevorstehende Entwicklung der LED-Technik auf Basis organischer Materialien lässt vor allem Kosten- und Rohstoffeinsparungen sowie breitere Spektren an Lichtfarben und sehr breite Einsatzmöglichkeiten erwarten. Die damit verbundenen Einsparpotenziale werden in allen Szenarien als nahezu gleich gesehen.

Bei den im Industriesektor dominierenden Verwendungszwecken Kraft (mechanische Energie) und Prozesswärme wird davon ausgegangen, dass – unter anderem durch den Anreiz des Emissionshandels – die Prozesse weiterhin verbessert werden, so dass gerade in den energieintensiven Industrien die Annäherung an die physikalischen Untergrenzen der benötigten Prozessenergie sehr eng wird. Es wird – auch im Sinne von Querschnittstechnologien – davon ausgegangen, dass Abwärme konsequent genutzt wird, entweder in kaskadierten Prozessen oder zur Raumwärmenutzung. Das bedeutet, dass die auf diese Weise erzielten Endener-

gieverbräuche auch eine Grenze dessen darstellen, was in einer wahrscheinlichen Fortschreibung der derzeitigen Technologie-, Produkt- und Branchenstrukturen denkbar ist .

Maßnahmen im Zielszenario

In den Zielszenarien wird zur weiteren Absenkung des Energieverbrauchs und zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zusätzlich zu den Maßnahmen der Referenz der Einsatz von innovativen Technologien angenommen, die heute bekannt sind oder die sich zurzeit bereits in der akademischen oder industriellen Forschung befinden und prototypische Phasen und Machbarkeitsstudien durchlaufen haben. Damit gehen die Szenarien im Wesentlichen von einem Pfad aus, bei dem sich heute abzeichnende Technologietrends in der Zukunft fortsetzen, allerdings unter der Prämisse, dass Innovationen verstärkt unter den Aspekten der Energie- und Materialeffizienz umgesetzt werden und sich die Beschleunigung der Technologieentwicklung, die bereits jetzt in manchen Bereichen sichtbar ist, fortsetzt. Hierzu gehören vor allem neue Materialien und Prozesse, die unter Einsatz der neuen Schlüsseltechnologien

- Nanotechnologie,
- Biotechnologie,
- Mikrosystemtechnologie und
- Systemintegration

entwickelt und produziert werden. Wir gehen davon aus, dass sich damit auch Produkte und Dienstleistungen verändern werden.

Zu den Werkstoff- und Prozesstechnologien gehören als Beispiele:

- neue energieeffiziente Materialien, insbesondere im Bereich der Mikro- und Nanotechnologie und der Funktionskunststoffe;
- zunehmender Ersatz von Stahl in statischen und elastischen Eigenschaften durch maßgeschneiderte Keramik- und Kompositwerkstoffe (z.B. für Fahrzeuge);
- mit spezifischen Werkstoffen „maßgeschneidert“ hergestellte Oberflächen, die die Reibung bei mechanischen Prozessen und damit den Kraftbedarf verringern;
- Reduktion des Einsatzes von strategischen Metallen durch die Nutzung neuer Werkstoffe auf organochemischer Basis;
- Einsatz spezifischer Carrier bei Medikamenten, um Medikamentenmengen um Größenordnungen zu verringern;

- zunehmende Anwendung katalytischer und biologischer Prozesse, vor allem in der Chemie, bei der Werkstoffherstellung und Oberflächenbearbeitung; hierbei zunehmende Anwendung von Katalysatoren auf organischer Basis; seltene Metalle werden im geschlossenen Kreislauf geführt, was (weltweit) zur Reduktion von Extraktionsenergie führt;

- Nutzung von Infrarotlasern zur Erzeugung von „lokaler Prozesswärme“;

- Ersatz von wärmegeführten Trocknungsprozessen;

- Anwendung von Optoelektronik, gegen Ende des Betrachtungszeitraums auch Spintronik.

Somit entwickeln sich die Kerngrößen Prozesswärmeverbrauch, Endenergieverbrauch und Stromverbrauch, jeweils bezogen auf die Industrieproduktion, gem. Tabelle 3.1.2-1.

Tabelle 3.1.2-1: spezifischer Prozesswärmebedarf, spezifischer Endenergieverbrauch und spezifischer Stromverbrauch der Industrie, bezogen auf die Produktion 2008 – 2050, in kJ/ EUR in den Szenarien

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Prozesswärme	3.503	3.039	2.679	2.453	2.299
Stromverbrauch	1.702	1.487	1.406	1.364	1.326
Endenergieverbrauch insgesamt	5.266	4.544	4.061	3.755	3.538
		Szenario I			
Prozesswärme	3.502	3.027	2.552	2.167	1.882
Stromverbrauch	1.702	1.449	1.208	1.009	860
Endenergieverbrauch insgesamt	5.266	4.512	3.771	3.159	2.710
		Szenarien II / III			
Prozesswärme	3.503	2.984	2.456	2.063	1.803
Stromverbrauch	1.702	1.453	1.272	1.085	942
Endenergieverbrauch insgesamt	5.266	4.448	3.679	3.064	2.653
		Szenario IV			
Prozesswärme	3.503	2.984	2.457	2.064	1.805
Stromverbrauch	1.702	1.453	1.273	1.093	956
Endenergieverbrauch insgesamt	5.266	4.448	3.680	3.071	2.667

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente im Sektor Industrie

Zur konsequenten Umsetzung der energieeffizienten Querschnittsmaßnahmen sind als Instrumente denkbar:

- Spezifische Beratungs- und Informationsangebote, vor allem für den Mittelstand;
- Benchmarks;
- Organisatorische Unterstützung von Contractingmodellen;
- Vorgaben von Effizienzstandards für die entsprechenden Technologien (Beleuchtung, Motoren, Pumpen).

Diese Instrumente werden bereits in der Referenz vorausgesetzt. In den Zielszenarien müssen diese Instrumente verstärkt und effektiviert werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass sich perspektivisch Märkte für Energieeffizienz(beratung und -umsetzung) sowie Contracting-Lösungen bilden.

Für die weitere Verbesserung der Energieeffizienz bei Prozesswärme und Kraft ist vor allem in den energieintensiven Branchen der Emissionshandel oder ein sonstiges Preisinstrument (z.B. Global Carbon Tax) im Rahmen eines international abgestimmten Klimaschutzabkommens denkbar.

Unabdingbare Voraussetzung für die Effizienzerhöhung in der Industrie ist die anfangs genannte Veränderung der Technologien, Produktionsprozesse und Produkte. Bei diesen geht es nicht nur um Energie- sondern insgesamt um Material-, Massen- und Ressourceneffizienz im weitesten Sinne

Für den technologisch getriebenen Strukturwandel ist als Basis eine entsprechend gezielt ausgerichtete Forschungs- und Innovationspolitik notwendig, damit die Technologien zur Verfügung gestellt und zur Markt- und Produktreife gebracht werden können. Im Bereich der anwendungsorientierten Grundlagenforschung kann dies zum Beispiel eine Ergänzung oder den Ersatz der Programmforschung durch Meilensteinkonzepte bedeuten.

Handlungsbedarf

Handlungsbedarf besteht vor allem in den folgenden Feldern:

– Forschung und Entwicklung bei angewandter Grundlagenforschung; hier sind Rahmenbedingungen für spezifische lösungsorientierte Forschung zu schaffen. Konkrete Fragestellungen betreffen z.B. die folgenden Technologieschwerpunkte (nicht abschließend):
  - Entwicklung von höchsteffizienten, leichten Strom- und Wärmespeichern / Speichermaterialien
  - Höchsteffiziente Dämmstoffe und Fenster
  - Ersatz von Metallen durch leichtere Werkstoffe
  - Biologische und katalytische Prozesse

- Prozessoptimierung und –integration
- Risiko- und Technikfolgenabschätzungen bei Bio- und Nanotechnologie (Risikopotenziale der neuen Technologien dürfen nicht vernachlässigt werden)
- Produktion von Biotreibstoffen der 2. und 3. Generation

– Schnelle Umsetzung effizienter Technologien und Produkte in Produktionsprozesse und Industriestruktur
– Schaffung von Rahmenbedingungen für Effizienzmärkte
– Schaffung von Rahmenbedingungen für Suchprozesse zur Organisation des Strukturwandels.

3.1.3 Private Haushalte

(vgl. Tabelle A 1-15 im Anhang A 1)

3.1.3.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

Im Bereich der privaten Haushalte (PHH) werden in den Szenarien I A/B und IV A/B sowie in den Szenarien II A/B und III A/B jeweils die gleichen Maßnahmen ergriffen und im Folgenden zusammen ausgewiesen.

Mit 2.502 PJ wurden 2008 von den privaten Haushalten rund 27 % der gesamten Endenergie verbraucht. In der Referenz verändert sich dieser Anteil bis ins Jahr 2050 nicht. In den Zielszenarien geht der Anteil geringfügig zurück, in den Szenarien I und IV auf 24 %, in den Szenarien II und III auf 26 %.

Zwischen 2008 und 2050 sinkt der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte in den Szenarien I und IV um 49 %, in den Szenarien II und III um 45 %. In der Referenz beträgt der Rückgang 25 %. Ursächlich für den in den Zielszenarien niedrigeren Verbrauch sind im Wesentlichen die verstärkte Absenkung des Heizenergiebedarfs der Gebäude und die stärkere Erhöhung der Effizienz von Heizanlagen und Elektrogeräten.

Verwendungszwecke

Der Energieverbrauch der privaten Haushalte wird entscheidend durch die Erzeugung von Raumwärme bestimmt. Im Jahr 2008 entfielen 77 % des Energieverbrauchs auf diesen Verwendungszweck. In den Zielszenarien geht dieser Anteil bis 2050 auf rund 66 % zurück, in der Referenz auf 73 % (Tabelle 3.1.3-1).

Aufgrund des rückläufigen Verbrauchsanteils für die Erzeugung von Raumwärme gewinnen die übrigen Zwecke, für die Energie in privaten Haushalten eingesetzt wird, im Zeitablauf an Bedeutung.

- So erhöht sich der Anteil des Verbrauchs, der zur Bereitstellung von Warmwasser benötigt wird, in den Zielszenarien von 10 % im Jahr 2008 bis 2050 auf 16 % bis 17 % (Referenz: 12 %).

- Für die Nutzung von Elektrogeräten wurden im Jahr 2008 rund 11 % der von den Haushalten nachgefragten Energie eingesetzt. In den Zielszenarien steigt dieser Anteil bis 2050 auf rund 15 %, in der Referenz auf 13 %.

- Der Verbrauch für das Kochen ist und bleibt bei einem Anteil von 2 % verhältnismäßig unbedeutend.

Insgesamt nimmt der Energieverbrauch der Haushalte in der Periode 2008 bis 2050 sowohl in der Referenz als auch in den Zielszenarien bei allen Verwendungszwecken ab. Am größten ist die Einsparung im Bereich Raumwärmeerzeugung, am kleinsten bei der Warmwasserbereitstellung.

Die Reduktion des Verbrauchs für Raumwärme ist hauptsächlich auf energetische Sanierungen am Gebäudebestand zurückzuführen. Von geringerer Bedeutung sind effizientere Heizanlagen und der Ersatz von alten Wohngebäuden durch Neubauten. Dennoch tragen auch diese Maßnahmen deutlich zur Verbrauchsabsenkung bei, denn zwischen 2008 und 2050 wird fast ein Viertel des Wohngebäudebestandes erneuert, und die im Ausgangsjahr installierten Heizanlagen werden zweimal ausgetauscht.

Trotz der rückläufigen Bevölkerung wird im Betrachtungszeitraum die Wohnfläche um rund 10 % ausgeweitet. Dadurch werden die effizienzbedingten Einsparungen teilweise kompensiert. In den Szenarien I und IV sinkt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme zwischen 2008 und 2050 um 57 %, in den Szenarien II und III um 52 %. In der Referenzentwicklung geht der entsprechende Verbrauch um rund 30 % zurück.

Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich bei den Elektrogeräten. Eine Ausweitung der Gerätebestände wirkt den durch technische Maßnahmen erzielten Effizienzsteigerungen entgegen (vgl. Tabelle 3.1.3-1). Durch das Zusammenwirken beider Faktoren reduziert sich der Stromverbrauch der Elektrogeräte im Zeitraum 2008 bis 2050 in den Zielszenarien um rund 30 % (Referenz: 10 %).

Tabelle 3.1.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2008 bis 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ, Anteile in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Gesamtverbrauch in PJ					
Private Haushalte insgesamt	2.502	2.278	2.135	2.027	1.886
Anteile der Verwendungszwecke					
Raumwärme	77%	75%	74%	74%	73%
Warmwasser	10%	10%	11%	12%	12%
Kochen	2%	2%	2%	2%	2%
Elektrogeräte	11%	12%	12%	13%	13%
		Zielszenarien I / IV			
Gesamtverbrauch in PJ					
Private Haushalte insgesamt	2.502	2.187	1.859	1.565	1.270
Anteile der Verwendungszwecke					
Raumwärme	77%	75%	72%	69%	65%
Warmwasser	10%	11%	13%	15%	17%
Kochen	2%	2%	2%	2%	3%
Elektrogeräte	11%	12%	13%	14%	15%
		Zielszenarien II / III			
Gesamtverbrauch in PJ					
Private Haushalte insgesamt	2.502	2.208	1.935	1.675	1.382
Anteile der Verwendungszwecke					
Raumwärme	77%	75%	73%	71%	67%
Warmwasser	10%	11%	12%	14%	16%
Kochen	2%	2%	2%	2%	2%
Elektrogeräte	11%	12%	12%	13%	14%

Prognos / EWI / GWS 2010

Bei der Warmwasserbereitstellung dämpfen die rückläufige Bevölkerung und die Steigerung der Anlageneffizienz den Energieverbrauch. In die entgegen gesetzte Richtung wirkt die Zunahme des Pro-Kopf Warmwasserverbrauchs aufgrund der weiteren Verbreitung komfortabler Systeme. Für Referenz und Zielszenarien ergibt sich im Zeitraum 2008 bis 2050 ein Rückgang des Energieverbrauchs zur Erzeugung von Warmwasser von 6 % bis 7 %.

Energieträgerstruktur

Die wachsende Bedeutung der erneuerbaren Energien in der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zeigt sich in der Struktur des Energieverbrauchs der privaten Haushalte (Abbildung 3.1.3-1). In den Zielszenarien steigt der Verbrauch an Holz, Biogas, Solar- und Umweltenergie von 224 PJ im Jahr 2008 auf 636 PJ im Jahr 2050. Dadurch erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Gesamtverbrauch der privaten Haushalte von 9 % im Jahr 2008 bis 2050 in den Szenarien I und IV auf

49 %, in den Szenarien II und III auf 46 %. Im Jahr 2050 entfallen rund 60 % des Verbrauchs erneuerbarer Energien auf den Energieträger Holz.

In absoluten Größen unterscheidet sich die Nutzung Erneuerbarer in der Referenz nicht wesentlich von den Zielszenarien. Aufgrund des in der Referenz höheren Gesamtenergieverbrauchs im Jahr 2050 ergibt sich in der Referenz dann mit 34 % aber ein niedrigerer Anteil der Erneuerbaren am gesamten Energieverbrauch der Haushalte.

Bei den anderen Energieträgern sinkt der Verbrauch im Zeitverlauf, am stärksten bei Öl und Gas. Ursächlich dafür sind im Wesentlichen die verbesserte Effizienz von Gebäuden und Heizanlagen, Substitutionsverluste an Erneuerbare im Gebäudebestand sowie der abnehmende Anteil von mit Öl und Gas gefeuerten Heiz- und Warmwasseranlagen bei Neubauten.

Dadurch verringert sich der Gasverbrauch (ohne Biogas) zwischen 2008 und 2050 in den Szenarien I und IV um 77 %, in den Szenarien II und III um 72 %. Damit verbunden ist ein Rückgang des Gasanteils am Gesamtverbrauch der privaten Haushalte von 37 % auf 17 % bzw. auf 19 %. In der Referenz sinkt der Gasverbrauch um rund 52 %, der Anteil am Gesamtverbrauch liegt dann bei 23 %.

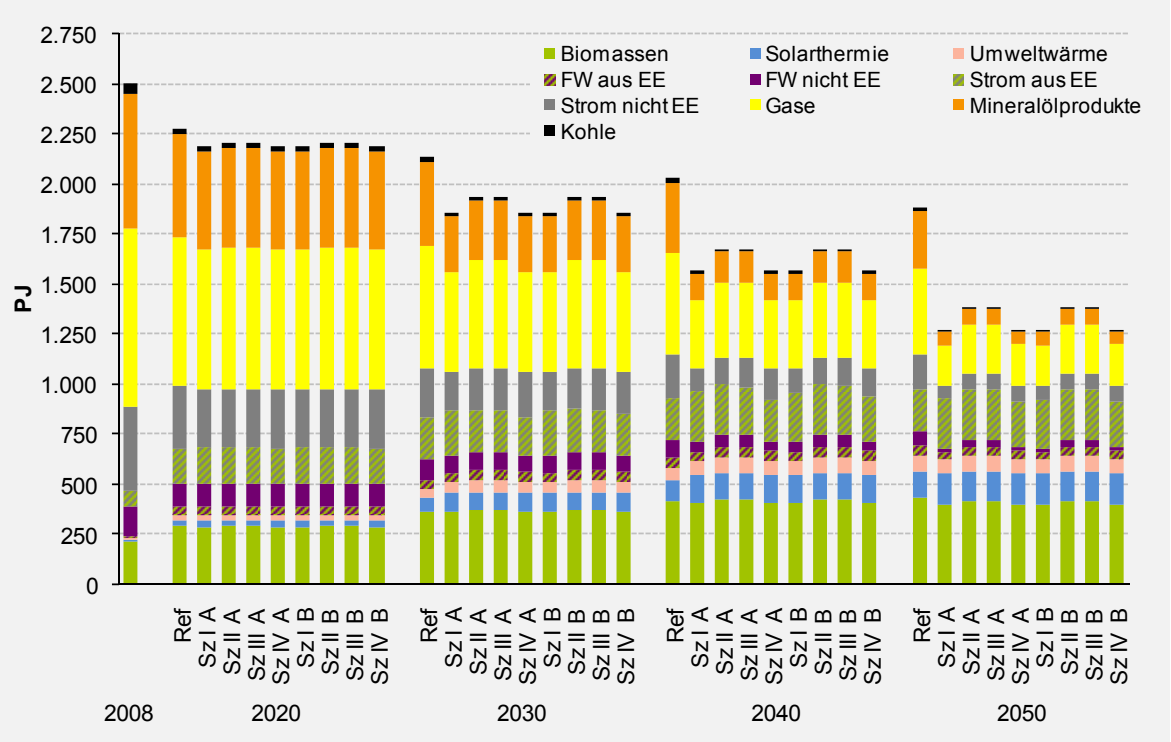
Noch stärker als beim Gas ist der prozentuale Verbrauchsrückgang bei Heizöl mit rund 90 % zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien (Referenz: 57 %). Der Anteil von Heizöl am Gesamtverbrauch der Privaten Haushalte reduziert sich dadurch von 26 % auf rund 4,5 % (Referenz: 15 %).

Der Anteil der durch Fernwärme beheizten Flächen an der gesamten Wohnfläche verändert sich bis 2050 nicht wesentlich. Mit der Ausweitung der Gesamtwohnfläche nimmt deshalb auch die Fernwärme-beheizte Wohnfläche um rund 25 % zu. Die verbesserte Wärmedämmung von Gebäuden wirkt diesem Effekt entgegen und senkt die Nachfrage nach Fernwärme. In den Szenarien I und IV sinkt die Nachfrage im Betrachtungszeitraum um 63 %, in den Szenarien um 51 %. In der Referenz verringert sich die Nachfrage um 23 %. Der Beitrag von Fernwärme zur Deckung des gesamten Energiebedarfs der privaten Haushalte ändert sich kaum und beträgt rund 6 %.

Der Bestand an Elektrogeräten und der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden im Zeitablauf deutlich ausgeweitet. Dennoch geht der Stromverbrauch aufgrund sparsamerer Geräte im Zeitraum 2008 bis 2050 in den Szenarien I und IV um 39 % und in den Szenarien II und III um 34 % zurück (Referenz: 22 %). Trotz der Verbrauchsreduktion steigt der Anteil von Strom am Gesamtenergie-

verbrauch der Haushalte von 20 % auf 24 % (Referenz: 21 % Abbildung 3.1.3-1).

Abbildung 3.1.3-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2008 bis 2050 nach Energieträgern, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

3.1.3.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf

Verschärfung der Neubaustandards

Der spezifische jährliche Heizenergiebedarf neu gebauter Wohngebäude geht in der Referenz um knapp 80 % zurück und unterschreitet im Jahr 2050 mit 12 kWh/m^2 den Passivhausstandard (Tabelle 3.1.3-2). In den Zielszenarien wird gegenüber der Referenz von einer schnelleren und stärkeren Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs ausgegangen. Bereits ab 2020 wird bei Neubauten der Passivhausstandard mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15 kWh/m^2 erreicht. Danach sinkt der Jahresheizenergiebedarf bei Neubauten weiter ab Richtung Null-Energiehaus. Im Jahr 2050 wird ein spezifischer Bedarfswert von (durchschnittlich) rund 4 kWh/m^2 erreicht.

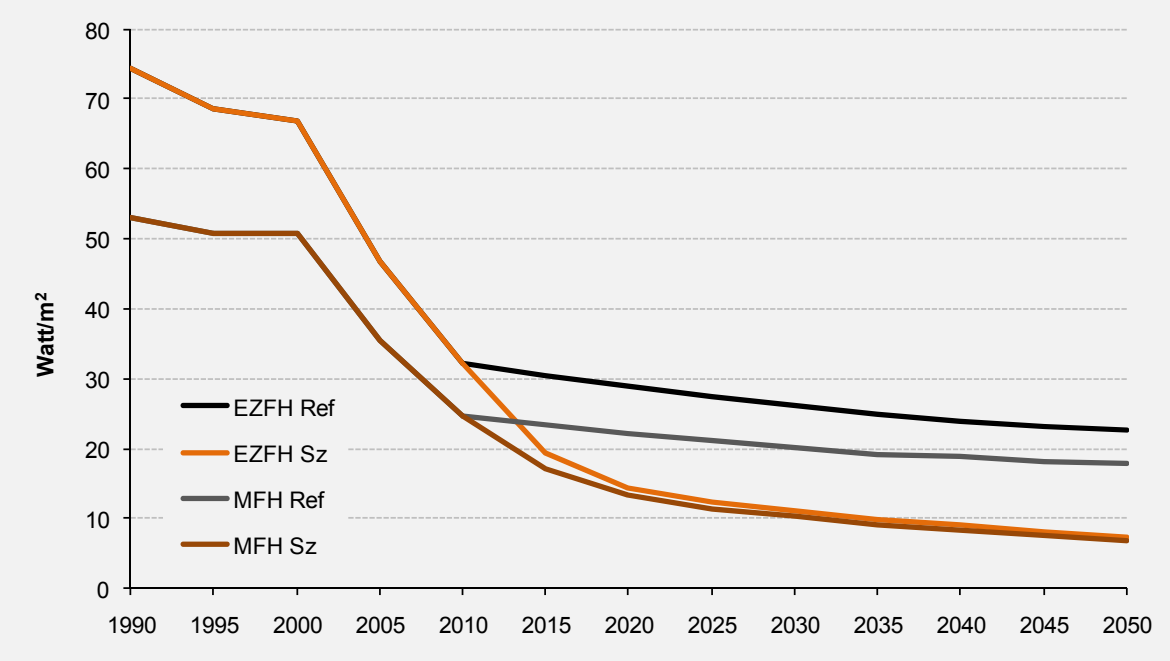
Tabelle 3.1.3-2: Spezifischer Heizenergiebedarf von Neubauten, in kWh/m² Wohnfläche

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
spez. Heizenergiebedarf in kWh/m² Neubau	53	23	18	15	12
Veränderung gegenüber 2008 in %		-56%	-66%	-72%	-77%
		Zielszenarien			
spez. Heizenergiebedarf in kWh/m² Neubau	53	12	8	6	4
Veränderung gegenüber 2008 in %		-77%	-85%	-89%	-93%

Prognos / EWI / GWS 2010

Die Reduktion des Heizenergiebedarfs ist einerseits auf den höheren Wirkungsgrad der Heizanlagen zurückzuführen. Insbesondere der verbreitete Einsatz von Wärmepumpen hebt den durchschnittlichen Wirkungsgrad deutlich an. Andererseits senken verbesserte Dämmeigenschaften der Gebäudehülle, verringerte Transmissionsverluste und eine höhere Wärmerückgewinnung den Wärmeleistungsbedarf. In der Referenz sinkt der spezifische Wärmeleistungsbedarf im Zeitraum 2008 bis 2050 von rund 30 Watt/m² auf etwa 20 Watt/m². Die gegenüber der Entwicklung der jüngsten Vergangenheit verlangsamte Verbesserung ist Wirtschaftlichkeitsüberlegungen geschuldet: Um in breitem Rahmen eine weiterhin schnelle Absenkung der Leistungsnachfrage zu erreichen, werden kostengünstigere Höchstleistungswärmedämmmaterialien benötigt. In den Zielszenarien ist die Reduktion größer, der Wärmeleistungsbedarf sinkt bis ins Jahr 2050 auf unter 10 Watt/m² (Abbildung 3.1.3-2).

Abbildung 3.1.3-2: Entwicklung des spezifischen Wärmeleistungsbedarfs von Neubauten 1990 – 2050, in Watt/m² Wohnfläche



Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Reduktion des Energieverbrauchs in Neubauten:

- Zentrales Instrument zur zusätzlichen Absenkung des Heizenergiebedarfs von Neubauten sind fortgesetzte Novellierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) mit weiteren Verschärfungen der energetischen Qualitätsstandards.

- Wesentlich bei diesem Instrument sind eine konsequente Vollzugskontrolle und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards. Dabei kommt es nicht auf eine flächendeckende Kontrolle an, sondern auf eine wirksame Stichprobenkontrolle. Unterstützt werden kann die Kontrolle durch den Einsatz von Smart Metern zur Messung des Gas- und Stromverbrauchs.

- Ein wichtiges Element für die Novellierung der Neubaustandards bildet die Einführung von Standards für die Deckung des Kühlungsbedarfs. Dies ist auch eine wesentliche Voraussetzung für die Reduktion des für diese Anwendung zukünftig sonst erheblich steigenden Stromverbrauchs.

- Als ergänzendes Instrument ist die finanzielle Förderung (Zuschüsse, zinsverbilligte Darlehen) für die Erstellung energieeffizienter Gebäude von Bedeutung, z.B. im Rahmen der KfW-Gebäudeprogramme.

Die jährlich neu gebaute Wohnfläche beträgt zurzeit rund 0,6 % des Wohnflächenbestandes. Aufgrund der rückläufigen Bevölkerung werden die Neubauaktivitäten zurück gehen. Der Einfluss der Neubauten auf die Verbrauchsentwicklung bleibt deshalb gering. In den Zielszenarien wurde keine verstärkte Neubautätigkeit in Verbindung mit einer höheren Abrissrate unterstellt.

Sanierung des Gebäudebestandes

Aufgrund der geringen Neubauaktivitäten wird der Energieverbrauch für die Raumwärmeerzeugung des Wohngebäudebestandes vorwiegend durch energetische Sanierungen von bestehenden Gebäuden beeinflusst.

In der Referenz geht der spezifische Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes im Zeitraum 2008 bis 2050 von durchschnittlich rund 150 kWh/m^2 auf 74 kWh/m^2 zurück (-51 %). In den Zielszenarien ist die Reduktion um rund 50 % höher (Tabelle 3.1.3-3). In den Szenarien I und IV reduziert sich der spezifische Heizenergiebedarf um 78 % auf 33 kWh/m^2, in den Szenarien II und III um 73 % auf 40 kWh/m^2.

Der größere Verbrauchsrückgang in den Zielszenarien ist auf die verstärkte Sanierungstätigkeit zurückzuführen. Sowohl die energetische Sanierungsrate als auch die Sanierungseffizienz sind in den Zielszenarien höher als in der Referenz.

Die energetische Sanierungsrate wird hier verstanden als Anteil der Gesamtwohnfläche, deren Raumwärmebedarf durch bauliche Maßnahmen jährlich reduziert wird. Die energetischen Sanierungen sind zu unterscheiden von sogenannten „Pinselsanierungen“, bei denen die physikalischen Dämmeigenschaften der Gebäudehülle nicht verbessert werden. Zurzeit entfallen auf zehn energetische Sanierungen rund 15 nichtenergetische Sanierungen. Die Sanierungseffizienz ist ein Maß für die Sanierungstiefe. Sie ist hier definiert als prozentuale Reduktion gegenüber dem ursprünglichen Wärmeleistungsbedarf eines Gebäudes vor der Sanierung.

In der Referenz sinkt die energetische Sanierungsrate von 1,1 % in 2008 auf 0,5 % in 2050, bedingt u.a. durch die Veränderung im Altersaufbau des Wohnungsbestandes und durch die Alterung der Bevölkerung (Abbildung 3.1.3-3). Dies entspricht einem Rückgang der jährlichen sanierten Fläche von 35 Mio m^2 auf 18 Mio m^2. In der gesamten Periode 2008 bis 2050 werden rund 30 % der Wohnfläche saniert. Die Sanierungseffizienz bleibt nahezu konstant bei rund 35 %. Der spezifische Heizenergiebedarf der sanierten Gebäude reduziert sich bis ins Jahr 2050 auf rund 60 kWh/m^2.

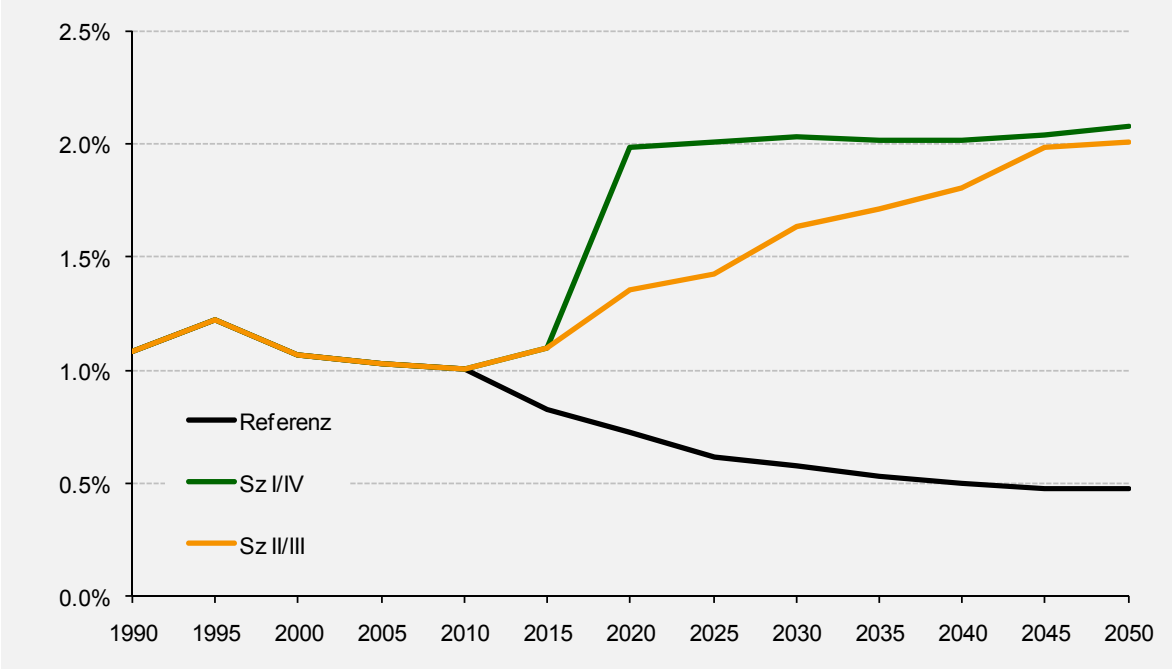
Tabelle 3.1.3-3: Spezifischer Heizenergiebedarf im Bestand und in sanierten Gebäuden, in kWh/m² Wohnfläche

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
spez. Heizenergiebedarf in kWh/m²					
Bestand	150	114	97	84	74
sanierter Altbau	117	90	76	67	59
Veränderung gegenüber 2008					
Bestand		-24%	-36%	-44%	-50%
sanierter Altbau		-23%	-35%	-43%	-49%
		Zielszenarien I / IV			
spez. Heizenergiebedarf in kWh/m²					
Bestand	150	108	77	52	33
sanierter Altbau	117	71	34	24	19
Veränderung gegenüber 2008					
Bestand		-28%	-49%	-66%	-78%
sanierter Altbau		-39%	-71%	-79%	-83%
		Zielszenarien II / III			
spez. Heizenergiebedarf in kWh/m²					
Bestand	150	110	82	59	40
sanierter Altbau	117	73	44	31	23
Veränderung gegenüber 2008					
Bestand		-27%	-45%	-61%	-73%
sanierter Altbau		-38%	-62%	-74%	-80%

Prognos / EWI / GWS 2010

In den Szenarien I und IV steigt die Sanierungsrate bis 2020 auf 2 % an und verbleibt bis 2050 auf diesem Niveau. Dies entspricht einem Anstieg der jährlich sanierten Wohnfläche auf knapp 80 Mio m². Dahinter steckt die weit gehende Annahme, dass ab 2020 alle Sanierungen energetisch relevant sind, reine Pinselsanierungen treten nicht mehr auf. Die energetische Sanierungsrate entspricht damit der allgemeinen Sanierungsrate. Im Zeitraum 2008 bis 2050 werden fast 90 % der Wohnfläche saniert. Wird die Periode 1990 bis 2050 betrachtet, treten – in geringem Umfang – Mehrfach-Sanierungen von Gebäuden auf. Die Sanierungseffizienz nimmt im Verlauf der Jahre zu und verdoppelt sich bis ins Jahr 2050 auf rund 70 %. Der spezifische Heizenergiebedarf der sanierten Gebäude reduziert sich bis ins Jahr 2050 auf rund 20 kWh/m² und liegt rund 65 % unter dem spezifischen Bedarf der Referenz. Damit solche anspruchsvollen Sanierungen flächendeckend umgesetzt werden können, ist es notwendig, dass leistungsfähige Dämmstoffe entwickelt werden, die langlebig und einfach in der Handhabung und gegebenenfalls auch für Innendämmung geeignet sind (z.B. vakuumgedämmte Isolationspaneele).

Abbildung 3.1.3-3: Jährliche Sanierungsraten 1990 bis 2050, in %



Prognos / EWI / GWS 2010

In den Zielszenarien II und III steigt die Sanierungsrate langsamer an als in den Szenarien I und IV. Die Sanierungsrate von 2 % wird im Jahr 2045 erreicht und bleibt auf diesem Niveau. Insgesamt werden in der Periode 2008 bis 2050 rund 75 % der Wohnflächen energetisch saniert. Die Zunahme der Sanierungseffizienz ist vergleichbar mit der Zunahme in den Szenarien I und IV. Der spezifische Heizenergiebedarf der sanierten Gebäude reduziert sich bis ins Jahr 2050 auf 23 kWh/m^2.

Mögliche Instrumente zur Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäudebestand:

- Ein wichtiges Instrument zur Erhöhung von Sanierungsrate und Sanierungseffizienz stellt die EnEV dar. Einerseits können die energetischen Standards für sanierte Gebäude erhöht werden. Andererseits kann der Anwendungsbereich der EnEV ausgeweitet werden, so dass bereits weniger umfangreiche Sanierungen den EnEV-Anforderungen unterstellt werden. Dadurch nimmt der Anteil der reinen Pinselsanierungen ab.

- Wie für den Neubaubereich sind auch für den Gebäudebestand eine Vollzugskontrolle und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards unabdingbar. Dabei kommt es nicht auf eine flächendeckende Kontrolle, sondern auf eine wirksame Stichprobenkontrolle an.

- Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit sollten ordnungsrechtliche Regelungen im Rahmen der EnEV durch Förde-

rungen flankiert werden. Finanzielle Anreize können beispielsweise im Rahmen der bestehenden Gebäudesanierungsprogramme gesetzt werden. Mit der Förderung von Sanierungen auf Niedrigenergiehausstandard können zugleich sukzessive Verschärfungen der Energieverbrauchsgrenzwerte systematisch vorbereitet werden.

- Eine weitere Möglichkeit zur Setzung von finanziellen Anreizen bilden steuerliche Entlastungen (vgl. die Sonderabschreibungen nach § 82 a EStDV in den 1980er Jahren).

- Ein nicht unerheblicher Grund für ausbleibende energetische Erneuerungen im Mehrfamilienhaus dürften Schwierigkeiten bei der Überwälzbarkeit der Sanierungskosten auf die Mieter sein. Entsprechende Veränderungen im Mietrecht könnten hier Abhilfe schaffen. Finanzielle Anreize, beispielsweise in Form steuerlicher Abzüge bilden eine weitere Möglichkeit zur Entschärfung des Vermieter-Mieter-Dilemmas.

- Daneben könnten Contracting-Modelle dazu beitragen, die Vermieter-Mieter Problematik zu lösen. Allerdings dürfte das nur bei Vermietern von Bedeutung sein, die über einen vergleichsweise großen Wohnungsbestand verfügen.

Einsatz erneuerbarer Energien

Die Wohnfläche wird bis etwa ins Jahr 2040 ausgeweitet und verringert sich anschließend langsam. Rund 97 % der Gesamtwohnfläche wird bewohnt und beheizt. Im Jahr 2050 ist die bewohnte Wohnfläche rund 10 % größer als im Jahr 2008.

In der Referenz nimmt die mit den erneuerbaren Energieträgern Holz, Biogas, Solar- und Umweltwärme beheizte Wohnfläche von 69 Mio m^2 im Jahr 2008 auf 796 Mio m^2 zu. Dadurch steigt der Anteil der mit erneuerbaren Energieträgern beheizten Wohnfläche an der gesamten Wohnfläche von 2 % auf 22 % (Tabelle 3.1.3-4 und Abbildung 3.1.3-4). In Abbildung 3.1.3-4 ist der Anteil der mit Umweltwärme beheizten Wohnfläche unter der Kategorie Strom- und Wärmepumpenheizungen ausgewiesen.

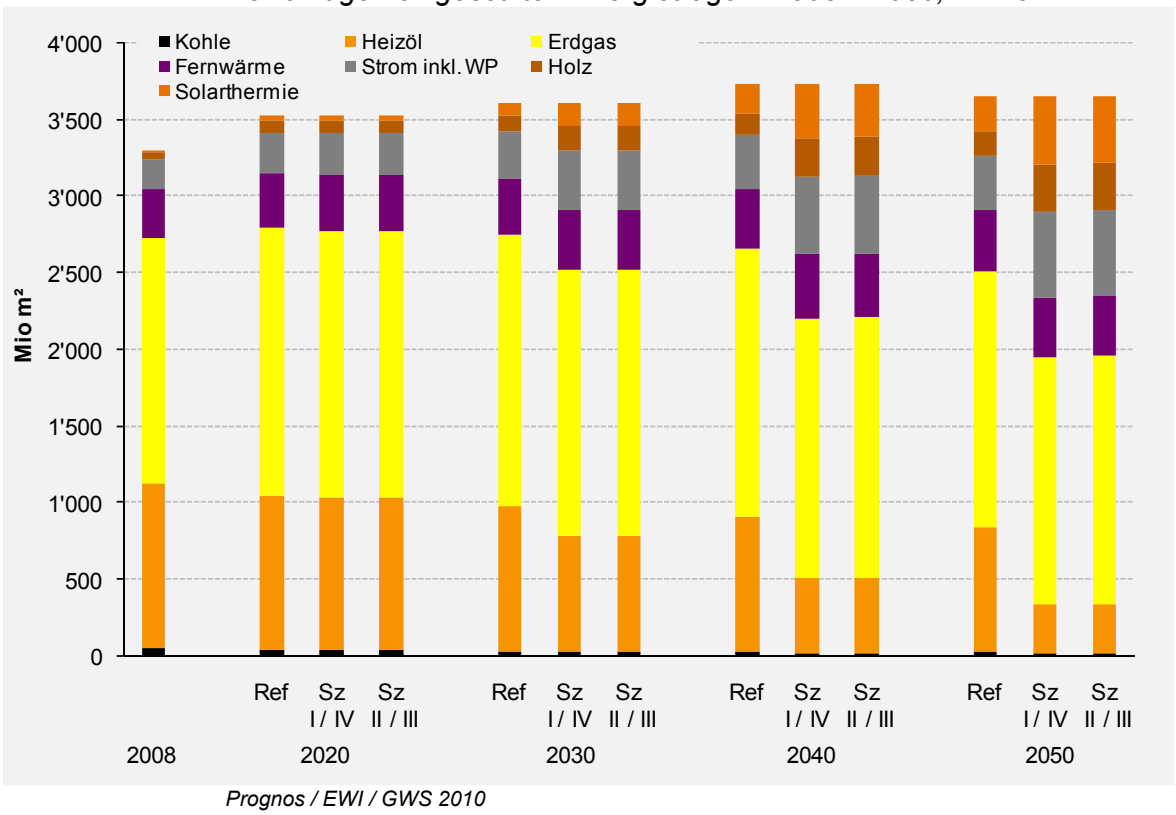
In den Zielszenarien wird die mit erneuerbaren Energien beheizte Wohnfläche bis ins Jahr 2050 auf 1.326 Mio m^2 (Szenarien I/IV) ausgeweitet, respektive auf 1.337 Mio m^2(Szenarien II/III). Dies bedeutet eine Zunahme gegenüber der Referenz um fast 70 %.

Tabelle 3.1.3-4: Einsatz erneuerbarer Energien im Bereich Raumwärme 2008 – 2050, bewohnte Wohnfläche in Mio m² und als Anteil an der gesamten bewohnten Wohnfläche

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Wohnfläche in Mio m²					
Summe erneuerbare Energieträger	69	226	437	672	796
Wohnfläche bewohnt insgesamt	3.293	3.530	3.639	3.728	3.653
Anteil in %					
Summe erneuerbare Energieträger	2%	6%	12%	18%	22%
		Zielszenarien I / IV			
Wohnfläche in Mio m²					
Summe erneuerbare Energieträger	69	236	620	1.067	1.326
Anteil in %					
Summe erneuerbare Energieträger	2%	7%	17%	29%	36%
		Zielszenarien II / III			
Wohnfläche in Mio m²					
Summe erneuerbare Energieträger	69	234	618	1.072	1.337
Anteil in %					
Summe erneuerbare Energieträger	2%	7%	17%	29%	37%

Prognos / EWI / GWS 2010

Abbildung 3.1.3-4: Bewohnte Wohnfläche nach den in Heizanlagen eingesetzten Energieträgern 2008 – 2050, in Mio m²



Prognos / EWI / GWS 2010

Der höhere Anteil der Erneuerbaren in den Zielszenarien liegt zum einen an der Energieträgerstruktur der Heizungs- und Warmwassersysteme bei Neubauten. Von größerer Bedeutung sind jedoch die Anlagensubstitutionen im Gebäudebestand. In den Zielszenarien sind am Ende des Betrachtungszeitraums Öl-, Kohle- und elektrische Widerstandsheizungen weitgehend verdrängt und durch Heizungen auf Basis erneuerbarer Energien oder durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. Die mit Gas beheizte Wohnfläche nimmt in den Zielszenarien etwas weniger zu als in der Referenz. Der Anteil von Gas an der bewohnten Wohnfläche ist sowohl in der Referenz als auch in den Zielszenarien leicht rückläufig.

Auch bei der Bereitstellung von Warmwasser werden in den Zielszenarien mehr erneuerbare Energien eingesetzt als in der Referenz. In der Referenz steigt ihr Anteil am Energieverbrauch für Warmwasser von 4 % im Jahr 2008 auf rund 40 % im Jahr 2050 (Tabelle 3.1.3-5), in den Zielszenarien auf rund 60 % (Szenarien I/IV), respektive auf rund 50 % (Szenarien II/III).

Tabelle 3.1.3-5: Verbrauch an erneuerbaren Energien und Anteil am Gesamtverbrauch für Warmwasser 2008 – 2050, in PJ und Anteilen in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in PJ					
Summe Erneuerbare Energie	11	28	51	71	90
Warmwasserverbrauch insgesamt	256	241	244	236	222
Anteil in %					
Summe Erneuerbare Energie	4%	11%	21%	30%	41%
		Zielszenarien I / IV			
Absolutwerte in PJ					
Summe Erneuerbare Energie	11	29	61	96	128
Warmwasserverbrauch insgesamt	256	240	240	231	215
Anteil in %					
Summe Erneuerbare Energie	4%	12%	25%	42%	59%
		Zielszenarien II / III			
Absolutwerte in PJ					
Summe Erneuerbare Energie	11	29	56	82	105
Warmwasserverbrauch insgesamt	256	240	242	232	217
Anteil in %					
Summe Erneuerbare Energie	4%	12%	23%	35%	48%

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in den privaten Haushalten:

- Das im Jahr 2009 in Kraft getretene „Erneuerbare Energien Wärmegesetz“ (EEWärmeG) ist ein mögliches Instrument zur Steigerung des Anteils der Erneuerbaren. Der geforderte Mindestanteil erneuerbarer Energien könnte schrittweise angehoben und der Geltungsbereich könnte auf Gebäudesanierungen ausgedehnt werden. Dadurch würde der Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudebestand erhöht.

- Eine entsprechende Ausgestaltung der EnEV könnte die Nutzung erneuerbarer Energien fördern.

- Der Einbau von Heiz- und Warmwasseranlagen auf Basis erneuerbarer Energie im Neubau und im Bestand kann durch finanzielle Förderung unterstützt werden, beispielsweise im Rahmen des Marktanreizprogramms.

- Ein weiteres Instrument zum forcierten Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen und Ölheizungen bilden Nachrüstverpflichtungen für alte und ineffiziente Anlagen.

Effizienzsteigerung von Elektrogeräten

Der spezifische Geräteverbrauch geht im Zeitraum 2008 bis 2050 deutlich zurück. In der Referenz verringert sich der durchschnittliche spezifische Verbrauch von Weiße-Ware-Geräten um rund 44 % (Tabelle 3.1.3-6). In den Zielszenarien werden zusätzliche Effizienzpotenziale erschlossen. Der spezifische Verbrauch der Weiße-Ware-Geräte nimmt bis ins Jahr 2050 um 63 % ab.

Bei der Beleuchtung und bei der Braunen Ware wird in den Zielszenarien von gleichen Entwicklungen ausgegangen wie in der Referenz. Der spezifische Verbrauch für die Beleuchtung geht bis ins Jahr 2050 um rund 85 % zurück, derjenige für Braune Ware im Mittel um rund 70 %.

Tabelle 3.1.3-6: Spezifischer Geräteverbrauch in Referenz und Zielszenarien 2008 – 2050, Index, 2008 = 100

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
spez. Geräteverbrauch als Index					
Kühlschrank	100	84	65	55	53
Kühl-Gefrier-Gerät	100	80	56	41	36
Gefrier-Gerät	100	82	65	55	51
Waschmaschine	100	84	73	65	62
Waschtrockner	100	87	76	68	64
Wäschetrockner	100	85	74	66	59
Geschirrspüler	100	88	83	77	72
		Zielszenarien			
spez. Geräteverbrauch als Index					
Kühlschrank	100	81	56	43	36
Kühl-Gefrier-Gerät	100	76	49	34	27
Gefrier-Gerät	100	79	57	43	35
Waschmaschine	100	80	57	40	25
Waschtrockner	100	84	64	50	39
Wäschetrockner	100	83	67	54	44
Geschirrspüler	100	87	77	68	60

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Erhöhung der Effizienz von Elektrogeräten:

- Das wirkungsvollste Instrument zur Förderung der Geräteeffizienz sind ordnungsrechtliche Vorgaben hinsichtlich des maximal zulässigen gerätespezifischen Stromverbrauchs. Mindesteffizienzstandards sind allerdings auf nationaler Ebene nicht durchsetzbar, es bedarf einer EU-weiten Einführung. Mit der EU-Ökodesign-Richtlinie sind im Grundsatz die rechtlichen Voraussetzungen dazu geschaffen worden.

- Zur vollständigen Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie sollten alle relevanten Geräte erfasst und ambitionierte sowie zu dynamisierende Grenzwerte festgelegt werden. Beispielsweise könnten die Verbrauchswerte der jeweiligen Bestgeräte als Mindeststandards in einem Zeitraum von fünf Jahren verbindlich für alle anderen vergleichbaren Geräte vorgegeben werden (Top Runner-Ansatz).

- Die schnellere Marktdurchdringung mit extrem effizienten Geräten könnte durch finanzielle Förderung beispielsweise aus einem Energieeffizienzfonds begünstigt werden.

- Die bestehende Energieverbrauchskennzeichnung könnte einerseits auf alle relevanten Elektrogeräte ausgeweitet werden und andererseits durch zusätzliche Angaben wie bei-

spielsweise die Lebenszykluskosten ergänzt werden. Darüber hinaus sollte die Nutzung der Labels in Verkaufsräumen und Werbung kontrolliert werden.

- Informations- und Beratungsangebote können die Sensibilität für das Thema energieeffiziente Elektrogeräte steigern und den Kauf sparsamer Geräte fördern.

Handlungsbedarf

Die Verringerung der Treibhausgasemissionen bei den privaten Haushalten setzt in erster Linie erheblich ausgeweitete und qualitativ bessere Sanierungen bestehender Gebäude voraus. Daneben sind Neubauten mit geringerem Energiebedarf und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien erforderlich.

Um dies zu erreichen, besteht folgender Handlungsbedarf:

Sanierungen und Neubauten

- Differenzierte Ausgestaltung der Rahmenbedingungen, so dass Investitionen in Energieeinsparungen für den Investor rentabel sind;
- Abbau bestehender institutioneller Hemmnisse;
- Entwicklung hochleistungsfähiger und leicht handhabbarer Isoliermaterialien;
- Entwicklung reagibler Fensterbeschichtungen;
- integrierte Planung zur Verringerung von Heizwärmebedarf, sommerlicher Wärmelasten und Ermöglichung effizienter Lüftung.

Erneuerbare Energien

- Entwicklung kostengünstiger (Langzeit-) Wärmespeicher (auch für den Einsatz stromgeführter KWK);
- Entwicklung kostengünstiger Kühltechnologien (z.B. bivalente Wärmepumpen) mit verstärktem Einsatz erneuerbarer Energien;

Elektrogeräte

- Innovative Technologien für Haushaltsgroßgeräte (Magnetkühlung, wasserlose Waschmaschine),
- Weiterentwicklung und schnellere Einführung energieeffizienter Beleuchtungstechniken (LED, OLED);
- Unterhaltungselektronik: Weiterentwicklung energieeffizienter Displays (OLED und next generation, Miniaturisierung).

3.1.4 GHD

(vgl. Tabelle A 1-16 im Anhang A 1)

3.1.4.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

Grundsätzlich sind die Unterschiede zwischen der Referenz und den Zielszenarien im Dienstleistungssektor im Vergleich zu den anderen Sektoren gering, da bereits in der Referenz deutliche Effizienzentwicklungen in mehreren Anwendungsbereichen unterstellt werden. Wie im Industriesektor sind die Szenarien II und III einander sehr ähnlich, so dass sie in den folgenden Grafiken gemeinsam abgehandelt werden.

Die im Kapitel 3.1.2 genannten Voraussetzungen in Bezug auf den technologischen Strukturwandel gelten auch für den Dienstleistungssektor. Die Auswirkungen sind allerdings geringer, da Prozesswärme und mechanische Energie im Sektor GHD ein weniger hohes Gewicht am Endenergieverbrauch haben.

Insgesamt weist der der Dienstleistungssektor im Betrachtungszeitraum ein Wachstum von über 50 % auf. Deshalb nehmen genutzte Flächen und Arbeitsplätze zu, was sich auf Ausstattung mit Beleuchtung, Bürogeräten und Lüftung/ Kühlung auswirkt. Besonders stark wachsen die Branchen Gesundheit, Verkehr/Nachrichten, Kredit/Versicherungen, Handel, und Bildung/Erziehung sowie sonstige private (personennahe und industrienahe) Dienstleistungen.

Verwendungszwecke

Der Endenergieverbrauch des Sektors GHD (inkl. Landwirtschaft) lag im Jahr 2008 bei 1.404 PJ. Er sinkt bis zum Jahr 2050 in den Zielszenarien um 48 % bis 50 %, in der Referenz um 35 %.

Im Jahr 2008 hatte Raumwärme mit 44 % den höchsten Anteil am Endenergieverbrauch, gefolgt von Prozesswärme mit 22 % und mechanischer Energie mit 19 %. Die übrigen Verwendungszwecke Kühlen und Lüften, Beleuchtung sowie Bürogeräte / IKT lagen jeweils deutlich unter 10 %. Diese Verhältnisse verändern sich bis zum Jahr 2050 in allen Szenarien deutlich. In den Zielszenarien sinkt der Raumwärmebedarf, bedingt durch höhere Neubaustandards auf nahezu Null ab und hat 2050 nur noch einen Anteil von 1 % bis 2% am Endenergieverbrauch des Sektors GHD. In der Referenz nimmt der Raumwärmebedarf bis 2050 um 85 % ab (Anteil 2050: 10 %).

Der Energieverbrauch für die Erzeugung von Prozesswärme wird in den Zielszenarien aufgrund des Strukturwandels und technologischer Innovationen gebremst. In Szenario IV bleibt der Bedarf an Prozesswärme fast konstant, der Anteil am gesamten Verbrauch bewegt sich 2050 zwischen 46 % und 48 %. In der Referenz steigt

der entsprechende Verbrauch bis 2050 um 24 %, bedingt vor allem durch das Wachstum der Branchen Gesundheit/Pflege, Handel/Gastronomie, Kleinbetriebe und industrienahe Dienstleistungen, der Anteil am Endenergieverbrauch liegt 2050 bei 44 %.

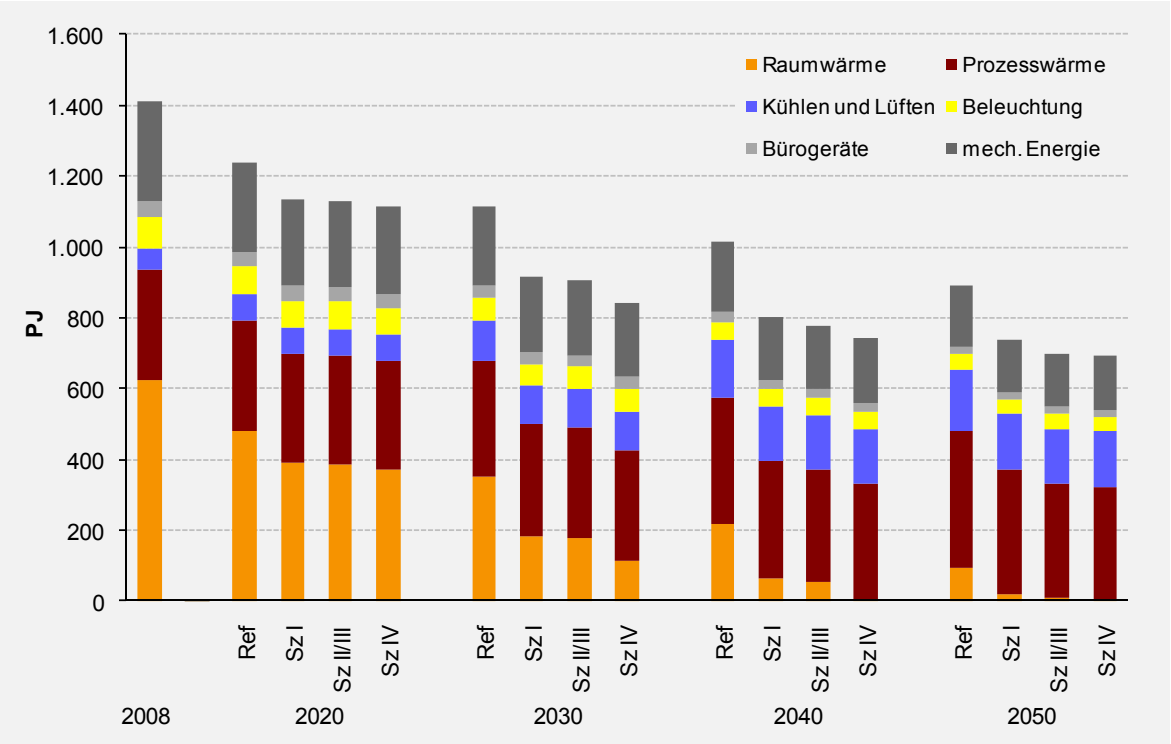
Der Energieträgereinsatz zur Bereitstellung mechanischer Energie verringert sich aufgrund von Effizienzmaßnahmen sowie als Folge einer moderaten Substitution von kraftstoffbasierten Antrieben durch Elektroantriebe im (mittelschweren) Off-road-Verkehr in den Branchen Landwirtschaft und Baugewerbe bis 2050 in den Zielszenarien um 46 % (Referenz: 28 %), der Anteil am Gesamtverbrauch bleibt mit rund 21 % (Referenz: 20 %) etwa gleich.

Der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Kühlen und Lüften nimmt in allen Szenarien deutlich zu. Die Berechnungen gehen davon aus, dass alle Neubauten in diesem Sektor routinemäßig mit Lüftungsanlagen ausgestattet sind, da unter anderem die Wahrscheinlichkeit von Extremsommern erheblich steigt. Dies führt in den Zielszenarien zu einer Zunahme des Energieverbrauchs für diesen Zweck um 170 % (Referenz: 190 %). Der Anteil der für Kühlen und Lüften benötigten Energie am gesamten Endenergieverbrauch des Sektors GHD, der 2008 noch bei 4 % gelegen hatte, steigt bis 2050 auf 21 % bis 22 % (Referenz: 19 %).

Der Endenergieverbrauch für IKT/Bürogeräte und Beleuchtung halbiert sich in allen Szenarien bis 2050, die Unterschiede zwischen Zielszenarien und Referenz sind gering.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken in den verschiedenen Szenarien zeigt die Abbildung 3.1.4-1.

Abbildung 3.1.4-1: Endenergieverbrauch des Sektors GHD nach Verwendungszwecken 2008 – 2050 (Modellergebnisse), in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Energieträger

Der Energieträgermix im GHD-Sektor wurde 2008 dominiert von Strom mit einem Anteil von 34 %, Gas mit 27 % und Mineralölprodukten mit 26 %. Der Anteil von Fernwärme lag bei knapp 10 %, Kohle (Anteil 1 %) wurde zur Prozess- und Fernwärmeerzeugung genutzt. Die erneuerbaren Energien Solarthermie, Biomasse und Umgebungswärme trugen 2008 insgesamt mit weniger als einem Prozent zur Nachfragedeckung bei.

Diese Energieträgerstruktur erfährt im Zeitablauf deutliche Verschiebungen. Kohle verschwindet bereits bis 2020 nahezu vollständig aus dem Mix. Mineralölprodukte erfahren in den Zielszenarien bis 2050 eine Reduktion um 83 % (Referenz um 67 %) und haben dann einen Anteil am Energiemix von 8 % (Referenz 13 %). Sie werden praktisch nur noch als Kraftstoff im Off-Road-Verkehr eingesetzt.

Die Stromnachfrage verringert sich nur leicht, da Strom bei der mechanischen Energie „Substitutionsgewinner“ ist – z.T. auch bei Prozesswärme – und die Nachfrage für Lüftung und Kühlung zunimmt. In den Zielszenarien wird die entsprechende Nachfrage um 19 % bis 20 % reduziert (Referenz um 9 %). Damit beträgt der Anteil am Mix im Jahr 2050 im Szenario I knapp 50 % und in den Szenarien II bis IV 53% (Referenz: 48 %). Der Gasverbrauch

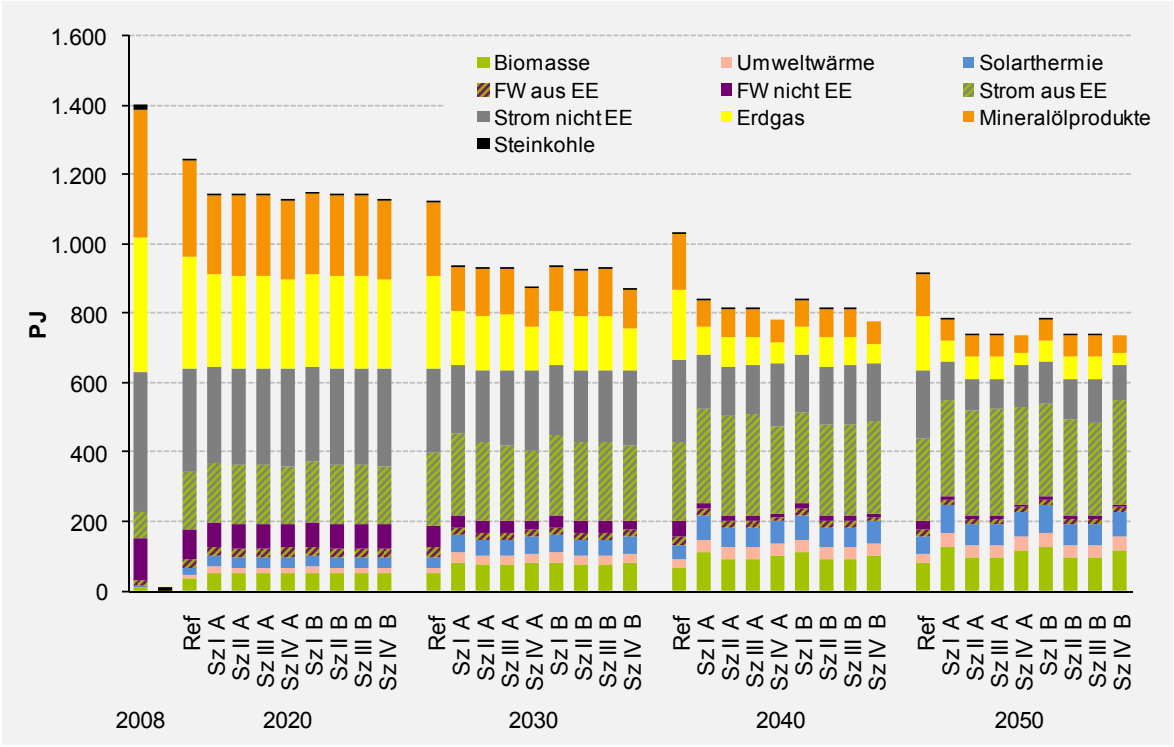
nimmt in den Zielszenarien um 80 % ab, in der Referenz um 60 %. Dies ist zum großen Teil auf die Absenkung des Raumwärmebedarfs zurückzuführen. Der Anteil von Erdgas am Energiemix geht bis 2050 in Szenario I auf knapp 8 % und in den Szenarien II bis IV auf knapp 9 % zurück (Referenz: 16 %).

Fernwärme wird hauptsächlich für die Raumwärmeerzeugung eingesetzt. Mit der Verbesserung der Gebäudestandards wird der Einsatz in allen Szenarien bis 2050 deutlich reduziert. Der Anteil beträgt in den Zielszenarien dann noch gut 3 %, in der Referenz 5 %.

Die erneuerbaren Energien erfahren von niedrigem Niveau aus erhebliche Steigerungen. Biomassen werden sowohl bei der Erzeugung von Prozesswärme als auch im Off-road-Verkehr genutzt. Die Menge an Biomasse erhöht sich im Szenario I bis zum Jahr 2050 um den Faktor 17, in den Szenarien II bis IV um den Faktor 13 (Referenz: Faktor 11). Der Beitrag zur Deckung des gesamten Energieverbrauchs im Sektor GHD steigt dadurch im Szenario I auf 16 % und in den Szenarien II bis IV auf 13 % (Referenz: 8 %).

Die Energieträger Solarthermie und Umweltwärme werden – da der Verwendungszweck Raumwärme immer weiter an Bedeutung verliert – vor allem für die Erzeugung von Warmwasser und Niedertemperatur-Prozesswärme, für die Kälteerzeugung im Sommer sowie als Vorstufe bei der Prozesswärmeerzeugung eingesetzt. Ihr Einsatz wächst bis 2050 im Szenario I um den Faktor 21 und in den Szenarien II bis IV um den Faktor 17 (Referenz: Faktor 13). Der Anteil im Energiemix liegt 2050 im Szenario I bei 16 % und in den übrigen Szenarien bei 13%, in der Referenz bei 9 % (Abbildung 3.1.4-2).

Abbildung 3.1.4-2: Endenergieverbrauch des Sektors GHD nach Energieträgern 2008 – 2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

3.1.4.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf

Verwendungszwecke im Sektor GHD

Dienstleistungsgebäude haben häufig eine kürzere Lebensdauer als Wohngebäude sowie höhere Umschlagsraten: es wird häufiger abgerissen und neu gebaut als saniert. Damit können sich energetische Baustandards bei Dienstleistungsgebäuden schneller um- und durchsetzen als bei Wohngebäuden. Im Dienstleistungssektor bestehen durch eine hohe Ausstattung mit elektrischen Geräten erhebliche innere Wärmequellen, die den winterlichen Raumwärmebedarf reduzieren. Die Auswirkungen des Klimawandels führen zusätzlich zu über die Zeit verringertem Heizenergiebedarf. Dadurch nimmt der Raumwärmebedarf bereits in der Referenz zwischen 2008 und 2050 um ca. 85 % ab. In den Zielszenarien wird davon ausgegangen, dass die Neubaustandards denjenigen im Wohngebäudesektor entsprechen. Aufgrund des schnelleren Gebäudeumschlags führt dies dazu, dass im Dienstleistungssektor in den Zielszenarien in 2050 praktisch keine Raumwärme mehr benötigt wird.

Der Verwendungszweck Kühlen und Lüften spielt im Dienstleistungssektor eine erhebliche Rolle. Aufgrund des Klimawandels mit dem verstärkten Auftreten heißer Sommer wird eine deutlich zu-

nehmende Ausstattung von Dienstleistungsgebäuden mit Klimatisierungstechnik angenommen. Wir gehen davon aus, dass ab spätestens 2015 alle Neubauten im GHD-Sektor mit Klimaanlagen ausgerüstet werden und auch im Bestand in erheblichem Maße Nachrüstungen erfolgen. Trotz grundsätzlich angenommener Effizienzsteigerungen der Neuanlagen im Zeitverlauf verdreifacht sich der Energieverbrauch für Klimatisierung nahezu. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass ein Bündel von Maßnahmen zur Reduktion des Kühlungsbedarfs und zur effizienten Produktion von Klimakälte beiträgt:

- bauliche Optimierung und Integration durch intelligente Verschattungsmöglichkeiten, Betonkernkühlung, Einbau von aktivierbaren Luftkanälen;
- Einsatz bivalenter Wärmepumpen (Absorption-/ Adsorptionsprinzip) und Abwärmenutzung;
- konsequenter Einsatz von Leistungselektronik und intelligenter Regelung;
- Reduktion innerer Wärmelasten durch effizientere Beleuchtung und Bürogeräte.

In den Zielszenarien werden diese Maßnahmen vor allem gegen Ende des Betrachtungszeitraums noch konsequenter umgesetzt als in der Referenz; jedoch hat dies nur geringfügige Auswirkungen und kann das Mengenwachstum (höhere Ausstattungsgrade) bei Weitem nicht kompensieren.

Bei der Beleuchtung wird bereits in der Referenz davon ausgegangen, dass die derzeitige Technologieentwicklung erhebliche Einsparpotenziale ermöglicht und konsequent eingesetzt wird. Hier werden unterstellt:

- Einsatz von Sparlampen (z.B. Kaltlichtlampen, Hochspannungs-Halogenleuchten, LED, OLED);
- Lichtkonzentratoren;
- auf der Ebene der Bauplanung: Lichtlenkung, Tageslichtnutzung zur Vermeidung von künstlicher Beleuchtung.

In den Zielszenarien ist die Durchdringung noch geringfügig schneller; darüber hinaus gehende Technologieentwicklungen wurden nicht unterstellt, da es derzeit auf der Forschungsseite dafür wenig Anhaltspunkte gibt.

Bei Bürogeräten (insbesondere Informations- und Kommunikationstechnologie) wird bereits in der Referenz ein erheblicher Effizienzfortschritt angenommen:

- Nutzung von Energiesparmodi, Einsatz energiesparender Mobiltechnologie in Stationärgeräten (PC);
- Ablösung der Bildschirme durch Visortechnologie;
- Ablösung der LCD-Technologie durch LED- und OLED-Beleuchtung;
- weitere Miniaturisierung der Chips mit weiter verringertem Kühlungsbedarf;
- Einsatz von Optoelektronik, gegen 2050 erster Einsatz von Spintronic, vor allem bei großen Servern, Backbone-Infrastruktur und wissenschaftlichen Rechnern.

In den Zielszenarien wird wie bei der Beleuchtung nur wenig zusätzlicher Effizienzfortschritt unterstellt.

Bei der Prozesswärme wird wie im Industriesektor von konsequenter Abwärmenutzung und Prozessoptimierung ausgegangen. Perspektivisch und verstärkt in den Zielszenarien wird alternative Technik wie Infrarotlaser oder Sterilisation durch UV-Strahlung statt durch Wärme eingesetzt. In den Zielszenarien wird außerdem der verstärkte Einsatz von Prozessinnovationen angenommen, wie z.B. wasserfreies Waschen im gewerblichen Bereich mit der Folge, dass energieaufwändige Trocknungsprozesse wegfallen.

Bei der Erzeugung von Kraft wird bereits in der Referenz perspektivisch der Einsatz marktbester Elektrogeräte und Verbrennungsmotoren, Umstellung auf Druckluft, Einsatz von Leistungselektronik und verbesserter Regelungstechnik angenommen. In den Zielszenarien wirken sich die im Industriesektor beschriebenen Material- und Prozessinnovationen aus: Beispielsweise benötigen Verbundwerkstoffe mit weniger Metallanteil verringerten mechanischen Aufwand bei der Verformung; bei der Kälteerzeugung wird konsequent auf Abwärmenutzung gesetzt, für zahlreiche Prozesse werden magnetokalorische Effekte (zumindest für erste Stufen in kaskadierten Verfahren) verwendet (Tabelle 3.1.4.2-1).

In der Landwirtschaft und im Baugewerbe wird beim Off-road-Verkehr immer noch Kraftstoff, wenn auch in den Zielszenarien zunehmend auf biogener Basis, eingesetzt.

Tabelle 3.1.4.2-1: Spezifischer Endenergieverbauch nach Verwendungszwecken im Sektor GHD in den Szenarien

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Prozesswärme (kJ / EUR BWS)	211	189	181	180	177
Kraft (kJ / EUR BWS)	221	198	188	177	164
Bürogeräte (kWh / Erwerbstätigen)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Kühlung und Lüftung (kWh / Erwerbstätigen)	0,5	0,6	1,0	1,5	1,6
Raumwärme (kWh / m^2)	136	105	83	54	24
Beleuchtung (kWh / m^2)	72	61	54	48	42
		Szenario I			
Prozesswärme (kJ / EUR BWS)	211	189	174	168	161
Kraft (kJ / EUR BWS)	221	193	178	161	142
Bürogeräte (kWh / Erwerbstätigen)	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Kühlung und Lüftung (kWh / Erwerbstätigen)	0,5	0,6	1,0	1,4	1,5
Raumwärme (kWh / m^2)	136	85	43	16	5
Beleuchtung (kWh / m^2)	72	60	52	44	37
		Szenarien II / III			
Prozesswärme (kJ / EUR BWS)	211	189	172	159	146
Kraft (kJ / EUR BWS)	221	193	178	161	142
Bürogeräte (kWh / Erwerbstätigen)	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Kühlung und Lüftung (kWh / Erwerbstätigen)	0,5	0,6	1,0	1,4	1,5
Raumwärme (kWh / m^2)	136	84	42	14	2
Beleuchtung (kWh / m^2)	72	60	52	44	38
		Szenario IV			
Prozesswärme (kJ / EUR BWS)	211	188	174	165	145
Kraft (kJ / EUR BWS)	221	195	179	162	143
Bürogeräte (kWh / Erwerbstätigen)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Kühlung und Lüftung (kWh / Erwerbstätigen)	0,5	0,6	1,0	1,4	1,5
Raumwärme (kWh / m^2)	136	81	26	1	1
Beleuchtung (kWh / m^2)	72	60	52	44	38

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente im Sektor GHD

Grundsätzlich sind im Sektor GHD ähnliche Instrumente denkbar und anwendbar wie im Industriesektor, sowohl für die Querschnittsmaßnahmen als auch für den innovationsgetriebenen technologischen Strukturwandel.

Hier sind Effizienzstandards, Benchmarks und Organisationsmodelle (Contracting, spezifische Beratungsangebote, neue Finanzierungsformen), kurz die Entwicklung von Effizienzmärkten und Kooperationen notwendig.

Allerdings ist die branchenspezifische Motivations- und Hemmnislage sehr differenziert. In den allermeisten Branchen spielen die Energiekosten im gesamten Kostengefüge eine untergeordnete Rolle (im Durchschnitt 1 % bis 2 % der Produktionskosten), ent-

sprechend gering ist die Aufmerksamkeit und die Bereitschaft, in Effizienzmaßnahmen zu investieren. Die sichere Verfügbarkeit von Energie, insbesondere Strom, spielt hingegen in den meisten Branchen eine vitale Rolle, insbesondere im Bereich der professionellen IKT-Anwendungen (Rechenzentren, Serverparks, Backbones). Hier ist die Motivation für den breiten Einsatz von „Green IT“ zumeist intrinsisch.

Im Gesundheits- und Pflegesektor, in dem erhebliche Einsparpotenziale bestehen, bildet die (Gegen-)Finanzierung durch Kostenträger einen Rahmen, innerhalb dessen sich Investoren bewegen. Hier ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen dringend geboten, ebenso z.T. in den Investitionsbereichen der öffentlichen Hand, wie Verwaltungen, Bildung und Wissenschaft.

Handlungsbedarf

Handlungsbedarf besteht vor allem in den folgenden Feldern:

- Wie im Industriesektor: Forschung und Entwicklung material- und ressourceneffizienter Technologien und deren Einsatz in Unternehmen und Betrieben. Den wissensintensiven unternehmensnahen Dienstleistungen sowie dem Bildungsbereich kommt hier eine besondere Rolle zu.
- Schaffung von Rahmenbedingungen für die Entwicklung von attraktiven Effizienzmärkten.
- Weiterentwicklung von Effizienzklassen und Standardsetzung für den Bereich Kühlen und Lüften.
- Anreize für integrales und ressourcenschonendes Bauen und Planen für den GHD-Sektor (Schwerpunktverschiebung von Raumwärme zu Kühlung).
- Langfristplanung und -rahmensetzung für Fernwärmenetze und KWK-Einsatz in Gewerbegebieten (Herstellen von Planungssicherheit!).

3.1.5 Verkehr

(vgl. Tabelle A 1-17 im Anhang A 1)

3.1.5.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

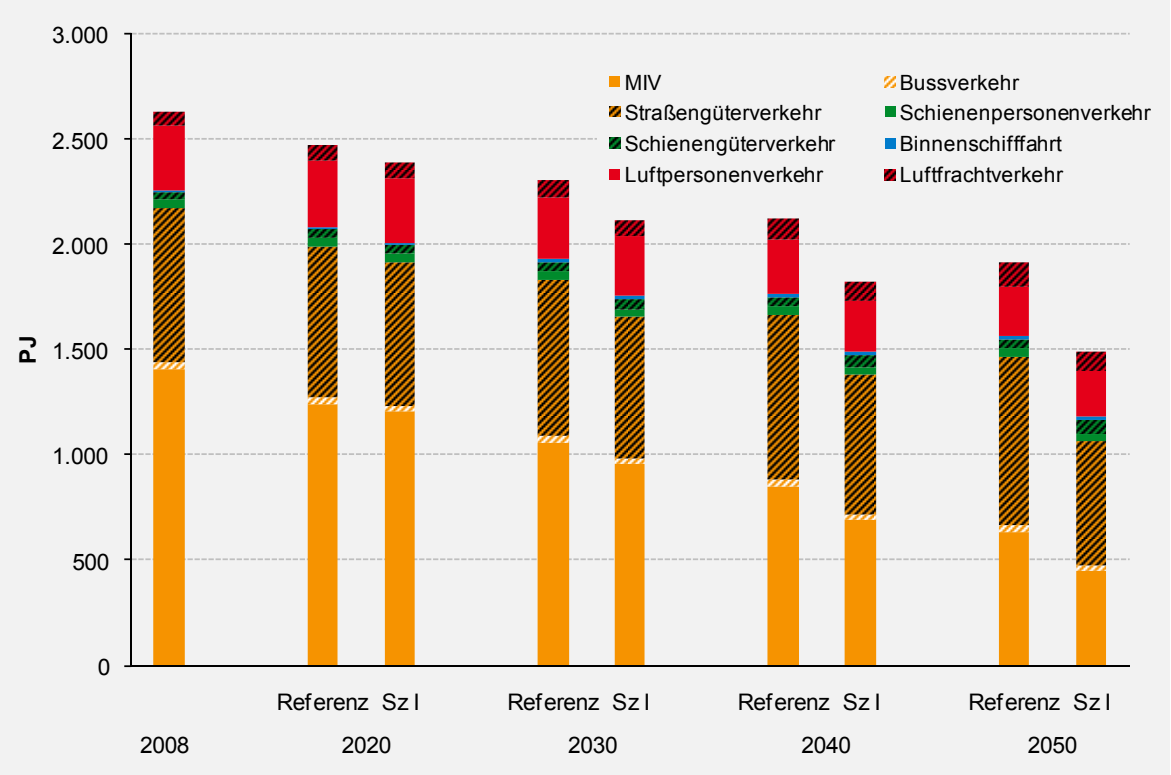
Die Szenarien I A/B und IV A/B sowie die Szenarien II A/B und III A/B gehen jeweils von den gleichen Annahmen für den Verkehrssektor aus (vgl. Abschnitt 3.1.5.2). In der Darstellung werden sie entsprechend gemeinsam ausgewiesen. Bei geringfügigen Unterschieden wird nur das Szenario I im Vergleich zur Referenz dargestellt.

Mit 2.575 PJ wurden 2008 für Verkehrszwecke rund 28 % des gesamten Endenergieverbrauchs eingesetzt, bis 2050 verändert sich dieser Anteil nur geringfügig.

Um das Ziel einer deutlichen Absenkung der durch den Verkehr verursachten Treibhausgasemissionen zu erreichen, werden in den Zielszenarien zum einen sparsamere Fahrzeugantriebe eingesetzt, zum anderen werden verstärkt fossile Energieträger durch Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation sowie durch Strom substituiert (vgl. Abschnitt 3.1.5.2).

Der Energieverbrauch des Verkehrs wird entscheidend durch den motorisierten Individualverkehr (MIV) und den Straßengüterverkehr bestimmt. Auf den gesamten Straßenverkehr entfielen 2008 mehr als 80 % der Verkehrsleistung und der für Mobilitätszwecke eingesetzten Energie. Bis 2050 geht der Anteil des Straßenverkehrs an der gesamten Verkehrsleistung in den Zielszenarien auf rund 65 % zurück, der Anteil am Energieverbrauch auf 71 % (Referenz: 72 % und 76 %, Abbildung 3.1.5.1-1).

Abbildung 3.1.5.1-1: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

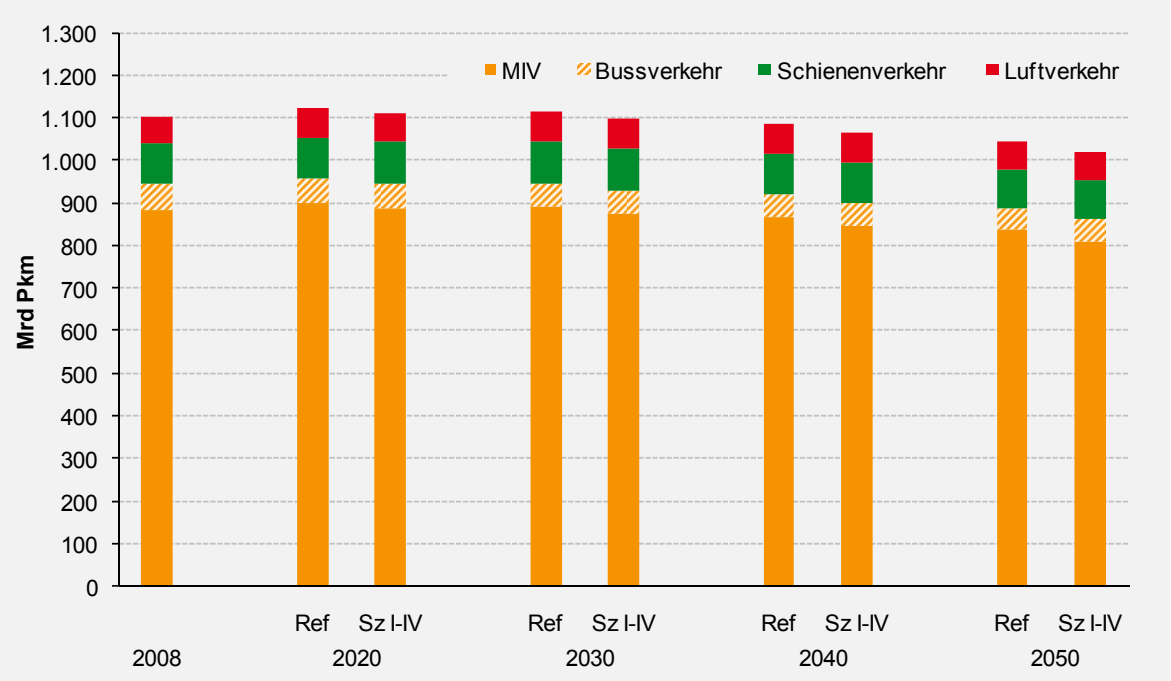
In den Zielszenarien verringert sich der Endenergieverbrauch im Verkehr zwischen 2008 und 2050 insgesamt um gut 40 %, in der Referenz sind es 25 %. Ursächlich für den in den Zielszenarien

niedrigeren Verbrauch sind im Wesentlichen sparsamere Pkw und Lkw.

Personenverkehr

Besonders klar wird die Bedeutung sparsamer Antriebe im MIV, auf den im Jahr 2050 knapp 80 % der gesamten Personenverkehrsleistung entfallen (Abbildung 3.1.5-2). Im MIV liegt die Verkehrsleistung 2050 um 8 % unter dem Wert von 2008, der Verbrauch ist um fast zwei Drittel niedriger. Zu dieser Veränderung trägt wesentlich die zum Ende des Betrachtungshorizonts stark zunehmende Bedeutung von Elektro-Pkw und Plug in-Hybrid-Fahrzeugen bei, deren spezifischer Verbrauch erheblich geringer ist als derjenige konventioneller Pkw mit Verbrennungsmotor. Beispielsweise verbraucht ein im Jahr 2040 neu zugelassener Hybrid-Pkw 3,7 l Benzin auf 100 km, ein entsprechender Elektro-Pkw 16 kWh. Das sind umgerechnet in Öleinheiten rund 1,8 l/100 km und damit weniger als die Hälfte des Verbrauchs eines konventionellen Hybrid-Pkw (vgl. auch Abschnitt 3.1.5.1-2).

Abbildung 3.1.5-1-2: Personenverkehrsleistung nach Verkehrsträgern 2008-2050, in Mrd Pkm



Prognos / EWI / GWS 2010

Durch den wachsenden Bestand an Elektrofahrzeugen verschiebt sich die Energieträgerstruktur des MIV. Entfielen 2008 noch mehr als 99 % der eingesetzten Energie auf Benzin und Diesel, sinkt der Anteil der Flüssigkraftstoffe bis 2050 in den Zielszenarien auf 67 % (Referenz: 77 %), der Anteil von Strom beträgt dann 24 %.

Die mit der Bahn zurück gelegten Personenkilometer verringern sich im Betrachtungszeitraum in den Zielszenarien um rund 5 % (Referenz: 7 %), vor allem bedingt durch die rückläufige Bevölkerung. Wegen steigender Effizienz geht die hierfür eingesetzte Energie – wie auch in der Referenz – um 17 % zurück.

Demografisch bedingt rückläufige Verkehrsleistungen weist auch der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) auf, in den Zielszenarien beträgt der Rückgang zwischen 2008 und 2050 rund 13 %, in der Referenz 16 %. Der entsprechende Energieverbrauch verringert sich um 26 % bzw. 23 %.

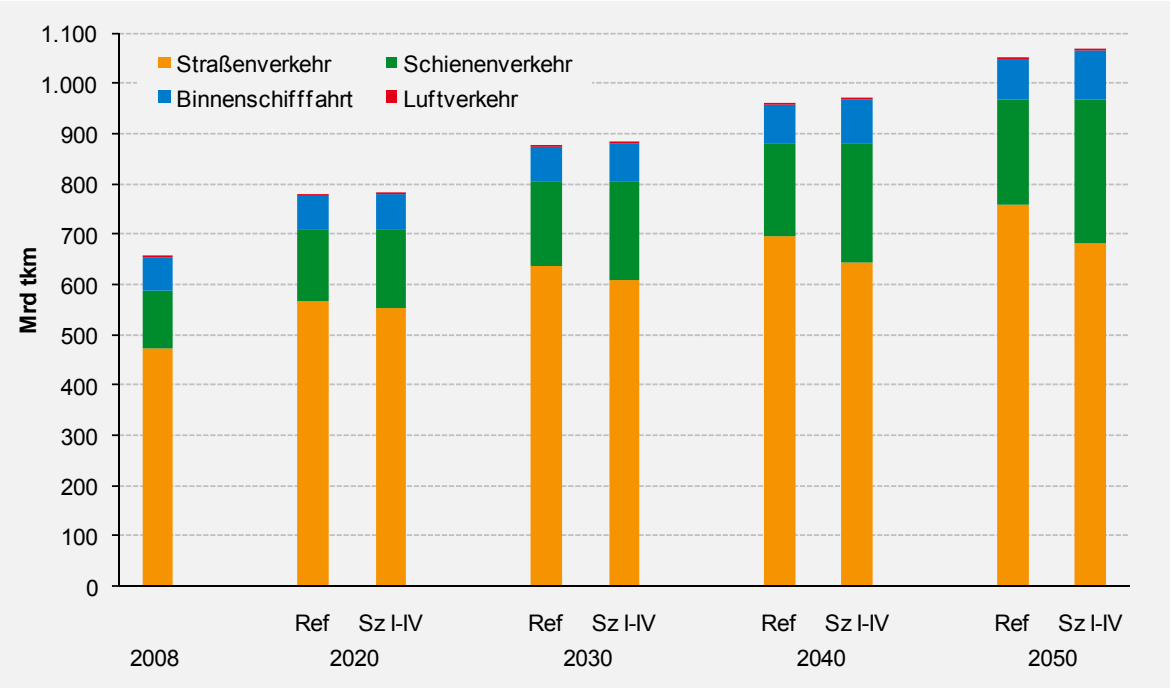
Die Personenverkehrsleistung des Luftverkehrs nimmt – anders als auf Straße und Schiene – im Betrachtungszeitraum noch zu, in den Zielszenarien um rund 7 %, in der Referenz um knapp 12 %. Der Einsatz von Flugtreibstoff liegt 2050 wegen sparsamerer Antriebe und verbesserter Luftverkehrssteuerung in den Zielszenarien um 31 % niedriger als 2008, in der Referenz um 26 %.

Insgesamt werden zur Befriedigung der Mobilitätsnachfrage im Personenverkehr in den Zielszenarien im Jahr 2050 rund 60 % weniger Energie benötigt als im Basisjahr 2008. In der Referenz beträgt der Rückgang 48 %.

Güterverkehr

Die Güterverkehrsleistung, die entscheidend von der Entwicklung der Wirtschaft und des Außenhandels bestimmt wird, nimmt zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien um 63 % zu. Da ein steigender Anteil der Güterverkehrsleistung durch die Bahn abgewickelt wird (2050 rund 26,5 %), erhöht sich die auf der Straße erbrachte Güterverkehrsleistung in diesem Zeitraum nur um 44 % (Abbildung 3.1.5.1-3). Trotz dieses Anstiegs verringert sich der entsprechende Kraftstoffverbrauch von Lkw und Sattelschleppern um knapp ein Fünftel. Dazu trägt neben niedrigeren spezifischen Verbräuchen eine bessere Auslastung der Fahrzeuge bei, wobei auch Leerfahrten verringert werden.

Abbildung 3.1.5.1-3: Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern 2008-2050, in Mrd tkm



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Güterverkehrsleistung der Bahn steigt in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050 um 144 %, was eine effektive Verkehrsflusssteuerung und eine in Teilen ausgebaute Schieneninfrastruktur voraussetzt (Referenz: 81 %). Wegen technischer Verbesserungen nimmt der damit verbundene Energieverbrauch nur um 84 % (Referenz: 44 %) zu.

Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt, deren Verkehrsleistung im Betrachtungszeitraum um 53 % (Referenz: 26 %) zunimmt, liegt 2050 um 17 % (Referenz: 1 %) höher als 2008.

Bei ebenfalls steigender Verkehrsleistung – um knapp 140 % in den Zielszenarien und um rund 190 % in der Referenz – erhöht sich der Flugtreibstoffverbrauch für den Transport für Luftfracht von 2008 bis 2050 in den Zielszenarien um 51 % (Referenz: 91 %).

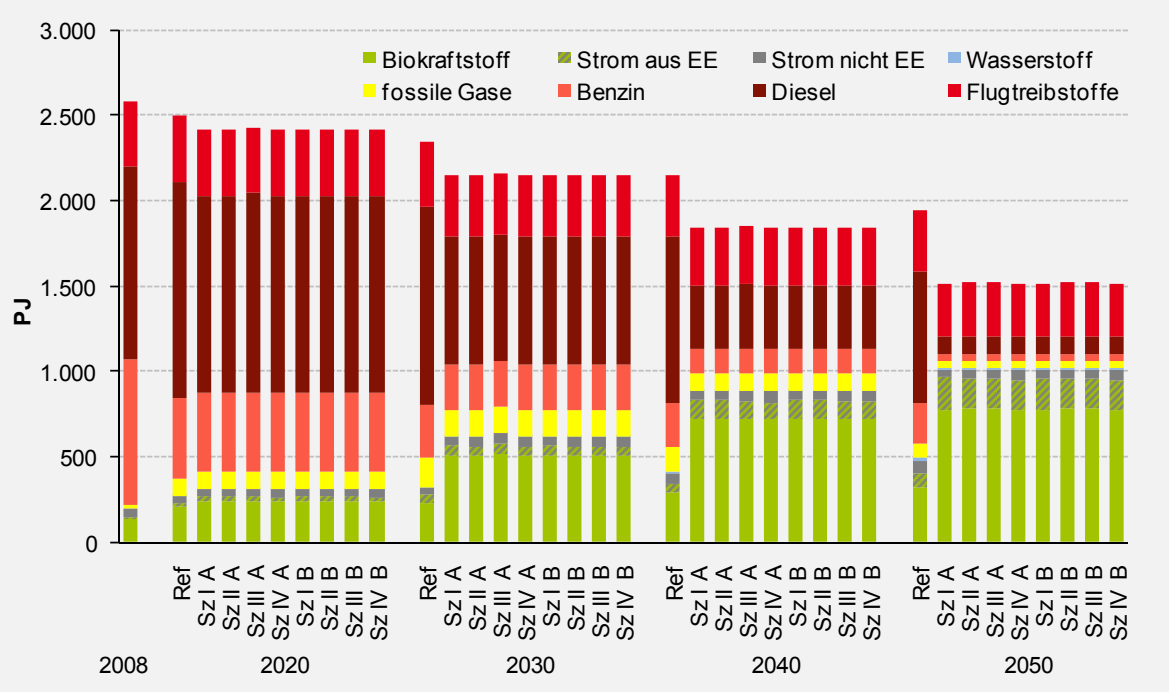
Nimmt man alle Verkehrsträger zusammen, sinkt die für Gütertransportzwecke eingesetzte Energiemenge zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien um rund 8 %. In der Referenz steigt der Verbrauch im selben Zeitraum um 19 %.

Energieträgerstruktur

Die wachsende Bedeutung von Elektro- und Plug in-Hybrid-Pkw sowie die Verschiebungen des Modal Split zugunsten der Schiene lassen den Anteil des Stroms zur Deckung des Energiebedarfs für

Verkehrszwecke deutlich ansteigen. Von 2,3 % im Jahr 2008 nimmt er in den Zielszenarien bis 2050 auf rund 15 % zu (Referenz: gut 8 %, Abbildung 3.1.5.1-4).

Abbildung 3.1.5.1-4: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Daneben werden zur Reduktion der mit dem Straßenverkehr verbundenen Treibhausgasemissionen zunehmend mineralölbasierte Kraftstoffe durch Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation ersetzt. In den Zielszenarien machen sie im Jahr 2050 rund 85 % der im Straßenverkehr eingesetzten Flüssigkraftstoffe aus (Referenz: 24 %). Bezogen auf den gesamten Energieträgereinsatz im Verkehr liegt der Anteil der Biokraftstoffe 2050 in den Zielszenarien bei rund 51 % (Referenz: gut 16 %), im Jahr 2008 waren es 5,1 %.

Der Anteil von Flugtreibstoff steigt von knapp 15 % im Jahr 2008 bis 2050 in den Zielszenarien auf knapp 21 % (Referenz: gut 18 %). Der Beitrag von Gas zur Deckung der Energienachfrage im Verkehr liegt 2050 in den Zielszenarien bei etwas unter 3 % (Referenz: 4,4 %). Wasserstoff spielt mit rund 1 % eine zu vernachlässigende Rolle.

3.1.5.2 Wichtige Maßnahmen, mögliche Instrumente zur Umsetzung und Handlungsbedarf

Veränderung des Modal Split

Gegenüber der Referenz wurde in den Zielszenarien der Modal-Split leicht modifiziert. Es wurde sowohl im Personenverkehr wie auch im Güterverkehr von der Straße auf die Schiene (beim Güterverkehr auch auf die Binnenschifffahrt) verlagert Tabellen 3.1.5.2-1 und 3.1.5.2-2).

Die Verkehrsleistung der Schiene ist in den Zielszenarien dadurch höher, die der Straße niedriger als in der Referenz.

Die Zielszenarien weisen für den Güterverkehr zudem eine höhere Gesamtverkehrsleistung auf als das Referenzszenario. Der Grund hierfür liegt in den so genannten Verteil- und Nachlaufverkehren, die bei stärkerer Nutzung der Bahn von Lkw zu erbringen sind.

Tabelle 3.1.5.2-1: Personenverkehrsleistung im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrsträgern 2008 – 2050, in Mrd Pkm, Anteile in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in Mrd Pkm					
Motorisierter Individualverkehr	883	899	891	868	837
ÖPNV	77	74	71	69	65
Eisenbahnverkehr	82	82	82	80	76
Luftverkehr	60	68	70	69	67
Personenverkehrsleistung insgesamt	**1.102**	**1.123**	**1.115**	**1.085**	**1.046**
Struktur in %					
Motorisierter Individualverkehr	80,2	80,1	80,0	80,0	80,0
ÖPNV	7,0	6,6	6,4	6,3	6,3
Eisenbahnverkehr	7,4	7,3	7,4	7,3	7,3
Luftverkehr	5,4	6,1	6,3	6,4	6,4
		Zielszenarien			
Absolutwerte in Mrd Pkm					
Motorisierter Individualverkehr	883	890	874	846	810
ÖPNV	77	74	71	69	67
Eisenbahnverkehr	82	82	84	81	78
Luftverkehr	60	67	69	67	64
Personenverkehrsleistung insgesamt	**1.102**	**1.112**	**1.098**	**1.063**	**1.019**
Struktur in %					
Motorisierter Individualverkehr	80,2	80,0	79,6	79,6	79,5
ÖPNV	7,0	6,6	6,5	6,5	6,5
Eisenbahnverkehr	7,4	7,3	7,6	7,6	7,7
Luftverkehr	5,4	6,0	6,3	6,3	6,3

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-2: Güterverkehrsleistung im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrsträgern 2008 – 2050, in Mrd tkm, Anteile in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in Mrd tkm					
Straßengüterverkehr	473	567	638	695	757
Eisenbahnverkehr	116	141	165	185	210
Binnenschifffahrt	64	67	71	76	81
Luftverkehr	1	2	2	3	4
Güterverkehrsleistung insgesamt	**654**	**777**	**876**	**959**	**1.053**
Struktur in %					
Straßengüterverkehr	72,3	73,0	72,8	72,5	71,9
Eisenbahnverkehr	17,7	18,2	18,8	19,3	20,0
Binnenschifffahrt	9,8	8,6	8,1	8,0	7,7
Luftverkehr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
		Zielszenarien			
Absolutwerte in Mrd tkm					
Straßengüterverkehr	473	553	608	645	683
Eisenbahnverkehr	116	156	195	236	283
Binnenschifffahrt	64	71	77	86	98
Luftverkehr	1	2	2	3	3
Güterverkehrsleistung insgesamt	**654**	**781**	**882**	**969**	**1.067**
Struktur in %					
Straßengüterverkehr	72,3	70,8	69,0	66,5	64,0
Eisenbahnverkehr	17,7	20,0	22,1	24,3	26,5
Binnenschifffahrt	9,8	9,0	8,7	8,9	9,2
Luftverkehr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Veränderung des Modal-Splits:

- Raumordungspolitische Maßnahmen (dezentrale Konzentration, Funktionsmischung; wirkt nur sehr langfristig)
- Ökonomische Maßnahmen (Lkw-Maut, Pkw-Maut, City-Maut, Kraftstoffbesteuerung, stärker nutzungsorientierte KFZ-Besteuerung, Parkraumbewirtschaftung)
- Verkehrsangebot (Umgestaltung öffentlicher Straßenraum, Ausbau Schieneninfrastruktur, Tarifmaßnahmen, Attraktivitätssteigerung im ÖPNV, Ausbau Park+Ride, Ausbau Radwege, Ausbau kombinierter Güterverkehr, Alternativangebote für ländlichen ÖPNV, Mobilitätsmanagement)
- Ordnungspolitische Maßnahmen (zeitliche Fahrverbote, Tempolimits, Parkraumkontingentierung)

Verringerung des spezifischen Verbrauchs

Der spezifische Kraftstoffverbrauch neu zugelassener konventioneller Diesel- und Benzin-Pkw geht in der Referenz zwischen 2008 und 2050 um jeweils rund ein Viertel zurück. In den Zielszenarien ist die Verbrauchsabsenkung mit rund 30 % etwas stärker. Weitere Einsparungen wären möglich, werden aber in den Zielszenarien nicht unterstellt, weil der Anteil konventioneller Benzin- und Diesel-Pkw an den Neuzulassungen zurückgeht und diese Marktsegmente für die Hersteller an Attraktivität verlieren. Entsprechend werden die Anstrengungen zur weiteren Verbrauchsabsenkung an dieser Stelle eingeschränkt (Tabelle 3.1.5.2-3).

In den Zielszenarien verschieben sich die Neuzulassungsanteile weiter als in der Referenz hin zu Elektro-Pkw und Plug in-Hybriden. Dadurch sinkt der Durchschnittsverbrauch der Pkw-Flotte erheblich stärker, als dies in der Entwicklung des spezifischen Verbrauchs konventioneller Benzin- und Diesel-Pkw zum Ausdruck kommt.

Der über den Bestand gemessene Durchschnittsverbrauch von Pkw verringert sich – umgerechnet in Benzinäquivalente – zwischen 2008 und 2050 von 7,6 l/100 km auf 2,7 l/100 km (Referenz: auf 3,6 l/100 km). Betrachtet man die Neuzulassungen des jeweiligen Jahres, geht der Durchschnittsverbrauch je nach Szenario von 6,5 l/100 km auf 2,2 l/100 km bis 2,5 l/100 km zurück (Referenz: 3,0 l/100 km, Tabelle 3.1.5.2-4).

Effizienzsteigerungen im Vergleich zur Referenz werden auch im Bereich der Lkw und Sattelschlepper angenommen. Bei Lkw liegt die Absenkung des spezifischen Verbrauchs im Zeitraum 2008 bis 2050 in der Referenz bei 19 %, in den Zielszenarien bei 27 %. Für Sattelzüge lauten die entsprechenden Werte 14 % bzw. 17 % (Tabelle 3.1.5.2-5).

Die Tabellen 3.1.5.2-6 und 3.1.5.2-7 weisen die Veränderung des spezifischen Verbrauchs für Schienenfahrzeuge, Flugzeuge und Binnenschiffe aus.

Tabelle 3.1.5.2-3: Spezifischer Verbrauch neu zugelassener Pkw im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in jeweiligen Einheiten pro 100 km und in MJ/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte, kraftstoffbezogene Einheiten					
Benzinantrieb (l / 100 km)	6,2	5,4	5,1	4,8	4,6
Dieselantrieb (l / 100 km)	6,3	5,5	5,1	4,8	4,6
Hybridantrieb (l / 100 km)	4,9	4,2	3,9	3,7	3,6
Plug-in Hybridantrieb (kWh / 100 km)		24,0	20,2	18,7	18,0
Elektroantrieb (kWh / 100 km)	19,8	18,0	17,0	16,0	15,0
Absolutwerte in MJ / 100 km					
Benzinantrieb	203	175	165	157	150
Dieselantrieb	227	197	183	172	165
Hybridantrieb	158	136	129	122	117
Plug-in Hybridantrieb		86	73	67	65
Elektroantrieb	71	65	61	58	54
Veränderung gegenüber 2008					
Benzinantrieb		-14,0%	-18,8%	-22,8%	-26,0%
Dieselantrieb		-13,0%	-19,3%	-24,1%	-27,2%
Hybridantrieb		-14,0%	-18,8%	-22,8%	-26,0%
Plug-in Hybridantrieb					
Elektroantrieb		-9,1%	-14,1%	-19,2%	-24,2%
		Zielszenarien			
Absolutwerte, kraftstoffbezogene Einheiten					
Benzinantrieb (l / 100 km)	6,2	5,4	5,0	4,7	4,4
Dieselantrieb (l / 100 km)	6,3	5,2	5,1	4,7	4,4
Hybridantrieb (l / 100 km)	4,9	4,2	3,9	3,6	3,2
Plug-in Hybridantrieb (kWh / 100 km)		24,0	20,2	18,7	18,0
Elektroantrieb (kWh / 100 km)	19,8	18,0	17,0	16,0	15,0
Absolutwerte in MJ / 100 km					
Benzinantrieb	203	175	163	154	144
Dieselantrieb	227	186	183	169	158
Hybridantrieb	158	136	127	117	105
Plug-in Hybridantrieb		86	73	67	65
Elektroantrieb	71	65	61	58	54
Veränderung gegenüber 2008					
Benzinantrieb		-14,0%	-19,6%	-24,4%	-29,3%
Dieselantrieb		-17,7%	-19,3%	-25,6%	-30,4%
Hybridantrieb		-14,0%	-19,6%	-26,4%	-33,8%
Plug-in Hybridantrieb					
Elektroantrieb		-9,1%	-14,1%	-19,2%	-24,2%

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-4: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch[10] des Pkw-Fahrzeugbestands und der Neufahrzeuge im Referenzszenario und in den Zielszenarien, 2008 – 2050, in l Benzin-Äquivalent pro 100 km und in MJ/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte, l Benzin-Äquivalent / 100 km					
Neuzulassungen	6,5	5,5	4,7	3,7	3,0
Bestand	7,6	6,4	5,4	4,5	3,6
Absolutwerte in MJ / 100 km					
Neuzulassungen	214	175	150	117	95
Bestand	247	205	175	145	113
Veränderung gegenüber 2008					
Neuzulassungen		-16,6%	-28,6%	-43,7%	-54,6%
Bestand		-16,0%	-28,1%	-40,0%	-52,9%
		Szenario I / IV			
Absolutwerte, l Benzin-Äquivalent / 100 km					
Neuzulassungen	6,5	5,2	4,2	3,1	2,2
Bestand	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7
Absolutwerte in MJ / 100 km					
Neuzulassungen	214	167	134	99	68
Bestand	247	202	162	122	85
Veränderung gegenüber 2008					
Neuzulassungen		-20,1%	-36,0%	-52,7%	-66,5%
Bestand		-17,0%	-32,6%	-49,0%	-64,3%
		Szenario II / III			
Absolutwerte, l Benzin-Äquivalent / 100 km					
Neuzulassungen	6,5	5,2	4,2	3,1	2,5
Bestand	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7
Absolutwerte in MJ / 100 km					
Neuzulassungen	214	167	134	99	79
Bestand	247	202	162	122	87
Veränderung gegenüber 2008					
Neuzulassungen		-20,1%	-36,0%	-52,7%	-62,3%
Bestand		-17,0%	-32,6%	-49,0%	-63,9%

Prognos / EWI / GWS 2010

10 Berechnung des mittleren Verbrauchs durch Gewichtung mit der Antriebsstruktur der Neuzulassungen bzw. des Fahrzeugbestands.

Tabelle 3.1.5.2-5: Durchschnittlicher spezifischer Verbrauch des Fahrzeugbestands an Lkw und Sattelschleppern im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in l/100 km, Veränderung gegenüber 2008 in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in l / 100 km					
LKW, Benzinantrieb	12,2	11,0	10,3	10,0	9,9
LKW, Dieselantrieb	20,0	17,8	17,2	16,7	16,2
Sattelzüge, Dieselantrieb	30,8	27,2	26,8	26,4	26,4
Veränderung gegenüber 2008					
LKW, Benzinantrieb		-9,8%	-15,6%	-18,0%	-18,9%
LKW, Dieselantrieb		-11,0%	-14,0%	-16,5%	-19,0%
Sattelzüge, Dieselantrieb		-11,7%	-13,0%	-14,3%	-14,3%
		Zielszenarien			
Absolutwerte in l / 100 km					
LKW, Benzinantrieb	12,2	10,9	9,9	9,3	8,9
LKW, Dieselantrieb	20,0	17,6	16,5	15,5	14,6
LKW, Hybridantrieb	16,9	13,4	12,0	10,9	10,5
Sattelzüge, Dieselantrieb	30,8	27,1	26,4	25,8	25,5
Veränderung gegenüber 2008					
LKW, Benzinantrieb		-10,9%	-19,1%	-23,7%	-26,7%
LKW, Dieselantrieb		-12,1%	-17,5%	-22,3%	-26,9%
LKW, Hybridantrieb		-20,9%	-28,6%	-35,6%	-37,6%
Sattelzüge, Dieselantrieb		-12,0%	-14,2%	-16,3%	-17,2%

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-6: Durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch von Schienenfahrzeugen im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Verkehrszweck 2008 – 2050, in kJ/Pkm km, Veränderung gegenüber 2008 in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte					
Eisenbahnnahverkehr (kJ / Pkm)	457	444	445	445	445
Eisenbahnfernverkehr (kJ / Pkm)	234	219	216	213	212
Güterverkehr (kJ / tkm)	126	122	119	117	114
Veränderung gegenüber 2008					
Eisenbahnnahverkehr		-2,8%	-2,6%	-2,6%	-2,6%
Eisenbahnfernverkehr		-6,4%	-7,7%	-9,0%	-9,4%
Güterverkehr		-3,1%	-5,5%	-7,3%	-9,2%
		Zielszenarien			
Absolutwerte					
Eisenbahnnahverkehr (kJ / Pkm)	457	442	439	434	430
Eisenbahnfernverkehr (kJ / Pkm)	234	218	213	208	205
Güterverkehr (kJ / tkm)	126	122	117	114	111
Veränderung gegenüber 2008					
Eisenbahnnahverkehr		-3,2%	-4,0%	-4,9%	-5,9%
Eisenbahnfernverkehr		-6,8%	-9,0%	-11,1%	-12,4%
Güterverkehr		-3,4%	-6,8%	-9,5%	-12,2%

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-7: Durchschnittlicher spezifischer Kraftstoffverbrauch im Luftverkehr und in der Binnenschifffahrt im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in kJ/Pkm-Äquivalenten und kJ / tkm, Veränderung gegenüber 2008 in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte					
Luftverkehr (kJ / Pkm-Äquivalente)	5.184	4.643	4.199	3.798	3.435
Binnenschifffahrt (kJ / tkm)	456	407	389	378	375
Veränderung gegenüber 2008					
Luftverkehr		-10,4%	-19,0%	-26,7%	-33,7%
Binnenschifffahrt		-10,7%	-14,7%	-17,0%	-17,8%
		Zielszenarien			
Absolutwerte					
Luftverkehr (kJ / Pkm-Äquivalente)	5.184	4.625	4.141	3.708	3.320
Binnenschifffahrt (kJ / tkm)	456	405	383	369	362
Veränderung gegenüber 2008					
Luftverkehr		-10,8%	-20,1%	-28,5%	-36,0%
Binnenschifffahrt		-11,1%	-15,9%	-19,0%	-20,6%

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Absenkung des spezifischen Verbrauchs:

- Höhere Besteuerung von Kraftstoffen
- Informationskampagnen zu Energieverbrauch und CO_2-Emissionen von Pkw
- Effizienzetikette für Pkw

Veränderte Zusammensetzung der Pkw-Flotte

Die Zielszenarien gehen davon aus, dass Elektro-Pkw und Plug in-Hybride schneller und stärker an Bedeutung gewinnen als im Referenzszenario. Die entsprechenden Marktanteile bei den Neuzulassungen liegen deshalb in den Zielszenarien höher. In den Szenarien I und IV wurde angenommen, dass – anders als in den Szenarien II und III – der Anteil der Plug in-Hybride an den neu zugelassenen Pkw aufgrund anderer Käuferpräferenzen auch nach 2040 zulasten konventioneller Hybridfahrzeuge weiter deutlich ansteigt (Tabelle 3.1.5.2-8).

Als Folge der veränderten Marktanteile bei den Neuzulassungen spielen in den Zielszenarien die neuen Antriebsarten im jeweiligen Fahrzeugbestand eine größere Rolle als in der Referenz (Tabelle 3.1.5.2-9).

Tabelle 3.1.5.2-8: Pkw-Neuzulassungen im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in 1.000, Anteile in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	1'695	924	495	363	83
Dieselantrieb	1'345	1'320	1'155	495	165
Hybridantrieb	10	495	825	1'155	1'485
Plug-in Hybridantrieb	0	165	330	660	825
Elektroantrieb	0	66	165	413	660
Neuzulassungen insgesamt	**3'067**	**3'300**	**3'300**	**3'300**	**3'300**
Struktur in %					
Benzinantrieb	55	28	15	11	3
Dieselantrieb	44	40	35	15	5
Hybridantrieb	0	15	25	35	45
Plug-in Hybridantrieb	0	5	10	20	25
Elektroantrieb	0	2	5	13	20
		Szenarien I / IV			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	1'695	825	594	165	0
Dieselantrieb	1'345	1'221	594	165	0
Hybridantrieb	10	594	990	1'320	330
Plug-in Hybridantrieb	0	231	594	924	1'650
Elektroantrieb	0	99	264	594	1'155
Neuzulassungen insgesamt	**3'067**	**3'300**	**3'300**	**3'300**	**3'300**
Struktur in %					
Benzinantrieb	55	25	18	5	0
Dieselantrieb	44	37	18	5	0
Hybridantrieb	0	18	30	40	10
Plug-in Hybridantrieb	0	7	18	28	50
Elektroantrieb	0	3	8	18	35
		Szenarien II / III			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	1'695	825	594	165	0
Dieselantrieb	1'345	1'221	594	165	0
Hybridantrieb	10	594	990	1'320	1'254
Plug-in Hybridantrieb	0	231	594	924	627
Elektroantrieb	0	99	264	594	1'254
Neuzulassungen insgesamt	**3'067**	**3'300**	**3'300**	**3'300**	**3'300**
Struktur in %					
Benzinantrieb	55	25	18	5	0
Dieselantrieb	44	37	18	5	0
Hybridantrieb	0	18	30	40	38
Plug-in Hybridantrieb	0	7	18	28	19
Elektroantrieb	0	3	8	18	38

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-9: Pkw-Bestand im Referenzszenario und in den Zielszenarien nach Antriebsarten 2008 – 2050, in 1.000, Anteile in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	34'904	26'626	16'668	9'337	2'996
Dieselantrieb	11'176	17'212	16'506	12'116	5'829
Hybridantrieb	27	2'110	7'587	12'787	17'844
Plug-in Hybridantrieb	0	580	2'748	6'015	10'137
Elektroantrieb	1	336	1'385	3'622	6'598
Bestand insgesamt	**46'435**	**48'817**	**49'042**	**48'347**	**46'784**
Struktur in %					
Benzinantrieb	75.2	54.5	34.0	19.3	6.4
Dieselantrieb	24.1	35.3	33.7	25.1	12.5
Hybridantrieb	0.1	4.3	15.5	26.4	38.1
Plug-in Hybridantrieb	0.0	1.2	5.6	12.4	21.7
Elektroantrieb	0.0	0.7	2.8	7.5	14.1
		Szenarien I / IV			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	34'904	26'378	16'637	8'490	622
Dieselantrieb	11'176	16'958	12'763	6'453	1'971
Hybridantrieb	27	2'361	9'190	15'080	16'182
Plug-in Hybridantrieb	0	747	4'387	9'687	15'341
Elektroantrieb	1	420	2'082	5'432	10'137
Bestand insgesamt	**46'435**	**48'817**	**49'042**	**48'347**	**46'784**
Struktur in %					
Benzinantrieb	75.2	54.0	33.9	17.6	1.3
Dieselantrieb	24.1	34.7	26.0	13.3	4.2
Hybridantrieb	0.1	4.8	18.7	31.2	34.6
Plug-in Hybridantrieb	0.0	1.5	8.9	20.0	32.8
Elektroantrieb	0.0	0.9	4.2	11.2	21.7
		Szenarien II / III			
Absolutwerte in Tsd					
Benzinantrieb	34'904	26'378	16'637	8'490	597
Dieselantrieb	11'176	16'958	12'763	6'453	1'996
Hybridantrieb	27	2'361	9'190	15'080	18'488
Plug-in Hybridantrieb	0	747	4'387	9'687	12'789
Elektroantrieb	1	420	2'082	5'432	10'384
Bestand insgesamt	**46'435**	**48'817**	**49'042**	**48'347**	**46'784**
Struktur in %					
Benzinantrieb	75.2	54.0	33.9	17.6	1.3
Dieselantrieb	24.1	34.7	26.0	13.3	4.3
Hybridantrieb	0.1	4.8	18.7	31.2	39.5
Plug-in Hybridantrieb	0.0	1.5	8.9	20.0	27.3
Elektroantrieb	0.0	0.9	4.2	11.2	22.2

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Förderung der Zulassungen von Elektro- und Plug in-Hybrid-Fahrzeugen

- Kraftstoffbesteuerung
- Europäische Flottengrenzwerte für den CO_2-Ausstoß von Pkw
- Steuerliche Behandlung von Strom für Elektro-Pkw
- Vergünstigte KFZ-Steuer für Elektro-Pkw
- Förderprogramm Elektromobilität
- Vorrang für Elektro-Pkw bei Parkraumnutzung
- Vergünstigte Tarife für Elektro-Pkw bei City-Maut
- Forschungsförderung bei Speicherbatterien und Leichtbaumaterialien für Pkw

Veränderter Kraftstoffmix

Zur Reduktion der CO_2-Emissionen im Güterverkehr werden in den Zielszenarien verstärkt Kraftstoffe auf Mineralölbasis durch Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation ersetzt. Im Jahr 2050 liegt der Anteil der Biokraftstoffe an allen im Straßenverkehr eingesetzten Kraftstoffen bei rund 85 %, im Referenzszenario bei 24 % (Tabelle 3.1.5.2-10). Die in den Zielszenarien benötigten Mengen an Biokraftstoffen liegen zusammen mit den in den anderen Sektoren eingesetzten Biomassen innerhalb des für die nachhaltige Biomassenutzung angenommen Rahmens von 2.200 PJ.

Als zweite Maßnahme wird in den Zielszenarien – anders als in der Referenz – unterstellt, dass ein Teil der Lkw-Flotte aus Hybrid-Fahrzeugen besteht (Tabelle 3.1.5.2-11). Dadurch wird eine weitere, allerdings relativ kleine, Absenkung der Emissionen erreicht.

Zusätzlich erfolgt in den Zielszenarien aus Konsistenzgründen bei Zweirädern ein weitgehender Umstieg auf Elektrofahrzeuge. Für Verbrauch und Emissionen ist dies von untergeordneter Bedeutung (Tabelle 3.1.5.2-12).

Tabelle 3.1.5.2-10: Verbrauch an Biokraftstoffen im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in PJ, Anteil am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Biokraftstoffe in PJ	132	202	230	283	318
Anteil Biokraftstoffe in %	6,1	10,4	13,6	18,8	24,0
		Szenario I / IV			
Biokraftstoffe in PJ	132	233	500	718	772
Anteil Biokraftstoffe in %	6,1	12,6	33,0	58,0	85,0
		Szenario II / III			
Biokraftstoffe in PJ	132	233	500	718	778
Anteil Biokraftstoffe in %	6,1	12,6	33,0	58,0	84,0

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-11: Bestand an Hybrid-Lkw im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in 1.000, Anteil am Lkw-Bestand in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
LKW mit Dieselhybridantrieb in Tsd	0	0	0	0	0
Anteil Dieselhybridantrieb in %	0	0	0	0	0
		Zielszenarien			
LKW mit Dieselhybridantrieb in Tsd	0	123	244	365	436
Anteil Dieselhybridantrieb in %	0	5	10	15	20

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 3.1.5.2-12: Anteil der Bestände an Mopeds und Motorrädern mit Elektroantrieb im Referenzszenario und in den Zielszenarien 2008 – 2050, in %

	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Motorräder - Anteil Elektroantrieb in %	0	2	5	15	25
Mopeds - Anteil Elektroantrieb in %	0	5	15	30	50
		Zielszenarien			
Motorräder - Anteil Elektroantrieb in %	0	10	40	70	90
Mopeds - Anteil Elektroantrieb in %	0	35	75	90	100

Prognos / EWI / GWS 2010

Mögliche Instrumente zur Förderung der Nutzung von Biokraftstoffen

- Differenzierte Kraftstoffbesteuerung
- Forschungsförderung bei Biokraftstoffen der zweiten und dritten Generation
- Beimischungspflicht
- Verbot von Kraftstoffen auf Mineralölbasis

Handlungsbedarf

Die zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehrsbereich im Rahmen der definierten Szenarien notwendigen Maßnahmen stützen sich im Wesentlichen auf den Ausbau der Elektromobilität und den Ersatz fossiler durch biogene Kraftstoffe.

Um dies zu erreichen, besteht folgender Handlungsbedarf:

Elektromobilität:

- Entwicklung leistungsfähiger und preislich wettbewerbsfähiger Speicherbatterien
- Aufbau der Infrastruktur für die Stromversorgung von Elektrofahrzeugen und deren Einbindung in die Stromnetzregelung
- Entwicklung von leichten Materialien für Elektrofahrzeuge

Biokraftstoffe

- Forschung und Entwicklung von Biokraftstoffen der zweiten und dritten Generation
- Entwicklung eines Nutzungskonzeptes für Biomasse

Bahninfrastruktur

- Verkehrssteuerung
- Reaktivierung von Teilen stillgelegter Strecken

3.2 Kraftwerkspark

In den Zielszenarien kommt es bis 2050 zu einer annähernd CO_2-freien Stromversorgung. Wir skizzieren zunächst die hierbei unterstellten Maßnahmen (Abschnitt 3.2.1) und werten die Szenarien dann im Hinblick auf drei Fragestellungen aus:

- Welche Veränderungen ergeben sich bis 2050 im Vergleich zur Ausgangssituation? (Abschnitt 3.2.2)
- Wie wirken sich unterschiedliche Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke aus? (Abschnitt 3.2.3)
- Wie wirken sich unterschiedliche Nachrüstkosten von Kernkraftwerken aus? (Abschnitt 3.2.4)

3.2.1 Zur Zielerreichung unterstellte Maßnahmen

In den Zielszenarien wird eine enge Einbindung der deutschen in die europäische und internationale Klimaschutzpolitik unterstellt. Dies gilt insbesondere im europäischen Stromverbundsystem. Hier gehen die zur Zielerreichung unterstellten Maßnahmen in Deutschland annahmegemäß einher mit ähnlichen Anstrengungen in den anderen europäischen Ländern.

Zentrale Maßnahmen zum Stromsystem betreffen:

- die Stromnachfrage in Deutschland und Europa,
- den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa,
- den Ausbau des europäischen Stromverbundnetzes,
- die Gewährleistung von Anreizen zur Investition in konventionelle (Backup-) Erzeugungskapazität und
- die kommerzielle Verfügbarkeit der CCS-Technologie.

3.2.1.1 Stromnachfrage in Deutschland und Europa

Für die Zielerreichung von zentraler Bedeutung sind die angenommenen Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs. Hierdurch werden weitergehende Maßnahmen im Bereich des Stromangebotes vermieden. Die Stromnachfrage in Deutschland verringert sich in den Zielszenarien bis 2050 um 20 % bis 24 % (Referenz -6 %). Auch im übrigen Europa wird in den Zielszenarien eine intensivierte Klimaschutzpolitik und Dämpfung der Stromnachfrage unterstellt, der Stromverbrauch geht zwischen 2008 und 2050 um 2 % zurück (Referenz +12 %). Würden in den Zielszenarien gerin-

gere Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz beim Stromverbrauch im Ausland unterstellt, so würde dies die ausländische Stromnachfrage erhöhen, die Stromimporte nach Deutschland dämpfen und die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele verteuern.

Sollte sich der Rückgang der Stromnachfrage in den Zielszenarien für Deutschland nicht einstellen, so müsste dies durch zusätzliche Erzeugung ausgeglichen werden. Der Vergleich mit der Referenz zeigt, dass dies bei den getroffenen Annahmen unter Kostengesichtspunkten vor allem durch zusätzliche Stromimporte aus Kernenergie und heimische Kohle-CCS-Anlagen erfolgen würde. Bei eingeschränkter Verfügbarkeit von CCS wäre auch ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa denkbar. Sollten sich die angenommenen Absenkungen der Stromnachfrage in Deutschland nicht einstellen und gleichzeitig der europäische Netzausbau nicht wie unterstellt (vgl. Abschnitt 3.2.1.3) voranschreiten, so könnten die komparativen Kostenvorteile eines europäischen Erzeugungssystems nur in geringerem Maße genutzt werden. Es müsste dann zur Erreichung der Klimaschutzziele auf teurere nationale Erzeugungsoptionen, z.B. auf einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien zurückgegriffen werden.

3.2.1.2 Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa

Szenarien-übergreifend kommt es zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa.

In der kurzen Frist (vor 2020) wird vom Fortbestand des EEG mit seiner technologiespezifischen Förderung ausgegangen.[11] Dies führt in den Szenarien bis 2020 in Deutschland vor allem zu einem starken Zubau von Fotovoltaik- und Windkraftanlagen onshore und offshore.

In der längeren Frist (nach 2020) erfolgt der Zubau erneuerbarer Energien europaweit zunehmend kostenorientiert. Die Bevorzugung kostengünstiger Technologien kann durch einen Übergang von technologiespezifischer zu technologieneutraler Förderung unterstützt werden, wodurch die verschiedenen Technologien in einen Wettbewerb untereinander treten („Technologiewettbewerb“). Die Bevorzugung kostengünstiger Standorte kann durch einen Übergang zu einer länderübergreifenden, EU-harmonisierten Förderung unterstützt werden, wodurch Standorte innerhalb Europas in einen Wettbewerb untereinander treten („Standortwettbewerb“). Technologie- und Standortwettbewerb führen in den Ziel-

11 Die technologiespezifische Förderung des EEGs wird bis 2020 fortgeschrieben. Die Umlage der Zusatzkosten der erneuerbaren Energien wird im Rahmen der Szenarien zum Zwecke der Berechnung der Endverbraucherpreise bis 2050 verwendet (Abschnitt 2.4.7).

szenarien zur verstärkten Nutzung von Windenergie entlang der europäischen Küstenlinien onshore und offshore sowie zur verstärkten Nutzung von Solartechnologien im Mittelmeerraum.

Sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach 2020 europaweit nicht kostenorientiert, sondern technologiespezifisch und nach länderspezifischen Förderregimen erfolgen, so müssten die Erneuerbarenziele in Deutschland und Europa durch teurere Technologiekombinationen erreicht werden. Dies wäre insbesondere der Fall, wenn der europäische Netzausbau nicht im unterstellten Umfang stattfindet. In diesem Falle könnten die komparativen Kostenvorteile eines kostenorientierten europäischen Erzeugungsmix erneuerbarer Energien nur teilweise genutzt werden.

Des Weiteren wird in den Szenarien unterstellt, dass der Staat auch weiterhin einen Teil der Risiken privater Investitionen in EE-Erzeugungsanlagen übernimmt und somit die Investitionsrisiken kleiner sind als bei konventionellen Erzeugungsanlagen. Dies kann z.B. auf Basis der bestehenden Regelung der vorrangigen Einspeisung bzw. zugesicherten Vergütungszahlungen oder durch staatlich unterstützte Finanzierungsmöglichkeiten erfolgen. Ohne Übernahme von Teilrisiken durch den Staat würden sich in den Szenarien höhere Kosten der Erneuerbaren und höhere Strompreise ergeben.

3.2.1.3 Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa

Die Szenarien basieren auf der Annahme, dass die nationalen Übertragungsnetze und grenzüberschreitenden Kuppelleitungskapazitäten in Europa stark ausgebaut werden. Hierdurch wird der Strombinnenmarkt vertieft sowie die Integration der erneuerbaren Energien und die Stabilität des deutschen und europäischen Stromsystems unterstützt.

Darüber hinaus spielt zukünftig auch die effizientere Nutzung der Netze eine wichtige Rolle. Durch kommunikative Vernetzung und Steuerung verschiedener Akteure auf dem Strommarkt können intelligente Netze einen zusätzlichen Beitrag zur Systemoptimierung und zur Integration der erneuerbaren Energien leisten.

In den Szenarien wird angenommen, dass die Windkraft in der Nord- und Ostsee und die Solarenergie im Mittelmeerraum deutlich ausgebaut werden. Die Erweiterung der nationalen und grenzüberschreitenden Übertragungsnetze ermöglicht, dass der Strom aus diesen Erzeugungsregionen in die Verbrauchszentren transportiert werden kann. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass eine schwache Stromeinspeisung aus Windenergie im Norden Europas oder eine erhöhte Stromnachfrage durch verstärkte Stromflüsse aus dem Süden kompensiert werden können. Der Stromaustausch leistet folglich auch einen Beitrag zur Spitzenlastdeckung.

Die Szenarien unterstellen im europäischen Verbundnetz eine Verdreifachung der Kuppelleitungskapazitäten und einen entsprechenden Ausbau der nationalen Übertragungsnetze bis 2050. Die Schwerpunkte des Ausbaus betreffen die Anbindung Skandinaviens und Großbritanniens an das kontinentaleuropäische Netz, die Verstärkung der Kuppeln zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich sowie den Ausbau der Leitungen zwischen Italien und den weiteren Alpenländern. In Deutschland werden insbesondere die Interkonnektoren zu den südlichen und den nördlichen Nachbarländern verstärkt. Die Kuppelleitungskapazitäten von und nach Deutschland werden in den Szenarien bis 2050 etwa um das 2,5-fache erweitert.[12]

Ein Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes in dem unterstellten Ausmaß geht weit über die heute bestehenden Planungen hinaus. Er setzt eine rechtzeitige und europaweite Koordination, Planung, Genehmigung und Umsetzung der Einzelmaßnahmen sowie die hierfür erforderliche Akzeptanz in der jeweiligen regionalen Bevölkerung voraus.

Ein geringerer Netzausbau würde dazu führen, dass in den Szenarien die Stromnachfrage in den Verbrauchszentren in geringerem Maße durch vergleichsweise kostengünstige erneuerbare Energien aus dem europäischen Ausland gedeckt werden könnte. Falls keine zusätzliche Kernenergienutzung in Deutschland möglich ist, bestehen die – den Modellrechnungen zufolge – teureren Stromerzeugungsoptionen CCS oder erneuerbare Energien.

3.2.1.4 Gewährleistung von Anreizen zur Investition in Erzeugungskapazität

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien führt in den Szenarien zu einer Reduzierung der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke. Diese sind aber weiterhin erforderlich, um die Versorgungssicherheit im deutschen Stromerzeugungssektor zu gewährleisten, insbesondere um die Schwankungen der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien auszugleichen und die Stromnachfrage zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sicher zu decken. Unter Berücksichtigung der Schwankungen des Windaufkommens tragen Windenergieanlagen in Deutschland derzeit mit nur 5 % bis 10 % ihrer installierten Leistung zur gesicherten Deckung der Jahreshöchstlast bei. Für die Fotovoltaik liegt dieser Wert in Deutschland bei praktisch Null (da die Lastspitze typischerweise im Winter abends auftritt). Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass zu Spitzenlastzeiten ausreichend Kraftwerksleistung gesichert zur Verfügung steht.[13] Dies führt im

12 Der Netzausbau wurde anhand von Net Transfer Capacities abgebildet. Zur Bestimmung konkreter physischer Ausbaumaßnahmen wären ergänzende Lastflussanalysen erforderlich.

13 Leistung wird hier als gesichert bezeichnet, wenn sie zum Zeitpunkt der deutschen Jahreshöchstlast mit mindestens 99%iger Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht.

Rahmen der Szenarien dazu, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht im gleichen Maße konventionelle Kraftwerke ersetzt. Ein wachsender Teil des konventionellen Kraftwerksparks wird dann nahezu ausschließlich zur Bereitstellung gesicherter Erzeugungskapazität benötigt. Das bedeutet, dass diese „Reservekapazität“ nur in relativ wenigen Stunden zum Einsatz kommt, z.B. wenn Windflauten kombiniert mit hohen Lasten auftreten.

Es ist unwahrscheinlich, dass von den Strommärkten (Spot- und Regelenergiemärkten) in ihrer heutigen Verfassung langfristig genügend Anreize ausgehen, damit unter den Bedingungen der Zielszenarien in ausreichendem Maße und rechtzeitig in die benötigten konventionellen Kraftwerke investiert wird. Hier sind weitergehende Untersuchungen darüber erforderlich, wie Marktregeln, beispielsweise für Kapazitätsmärkte, geeignet weiter entwickelt werden können.

3.2.1.5 Verfügbarkeit der CCS-Technologie

In den Szenarien wird ein Erreichen der Marktreife für gas- und kohlebasierte CCS-Kraftwerke zum Jahr 2025 angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass der rechtliche Rahmen für CO_2-Transport und Speicherung gegeben ist. Insbesondere wird eine europäische Gesetzesgrundlage und Koordination von CO_2-Transport und Speicherung notwendig sein, um eine effiziente Nutzung von CCS in Europa auf der Basis einer grenzüberschreitenden Pipelineinfrastruktur zu ermöglichen. Ferner sind bisher noch keine umfassenden Erfahrungswerte für die technische Umsetzbarkeit und langfristige Speicherbarkeit im Hinblick auf Sicherheitsaspekte, z.B. der CO_2-Speicherung in Aquiferen verfügbar. In den Energieszenarien wird davon ausgegangen, dass 10 Gt CO_2 Speicherpotential in Deutschland und weitere 5 Gt Speicherpotential in benachbarten Staaten für die Sequestrierung von CO_2 zur Verfügung stehen. Des Weiteren wird angenommen, dass CCS-Kraftwerksprojekte sowie Pipelinebau und CO_2-Speicherung nicht durch fehlende öffentliche Akzeptanz gefährdet oder verhindert werden.

In den Szenarien kommt es unter den getroffenen Annahmen bis 2050 in Deutschland zu einem moderaten Ausbau von CCS-Kraftwerken von ca. 10 GW bis 12 GW. Die kumulierte CO_2-Sequestrierung liegt in Deutschland für den Stromsektor über alle Szenarien unter 1 Gt. Allerdings ist anzumerken, dass sich im Falle einer weniger starken Nachfragereduktion in Deutschland und Europa zur Erreichung der Emissionsminderungsziele in den Szenarien ein stärkerer Ausbau von CCS-KWK-Kraftwerken ergeben könnte. Sollte die CCS-Technologie langfristig nur begrenzt oder nicht wirtschaftlich zur Verfügung stehen, könnte dies durch einen verstärkten Ausbau der Kernenergie im europäischen Ausland, kombiniert mit niedrigerer KWK-Wärmeerzeugung

in Deutschland, oder durch einen noch stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden.

3.2.2 Vergleich der Szenarien 2050 und heute

Um die vorgegebenen Ziele für Klimaschutz und Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 zu erreichen, ist ein starker Strukturwandel in der deutschen und europäischen Stromerzeugung notwendig. In diesem Abschnitt werden die zentralen Ergebnisse in den Szenarien für das Jahr 2050 im Vergleich zur Ausgangssituation dargestellt.

3.2.2.1 Erzeugungsmix im Strom- und KWK-Wärmesektor

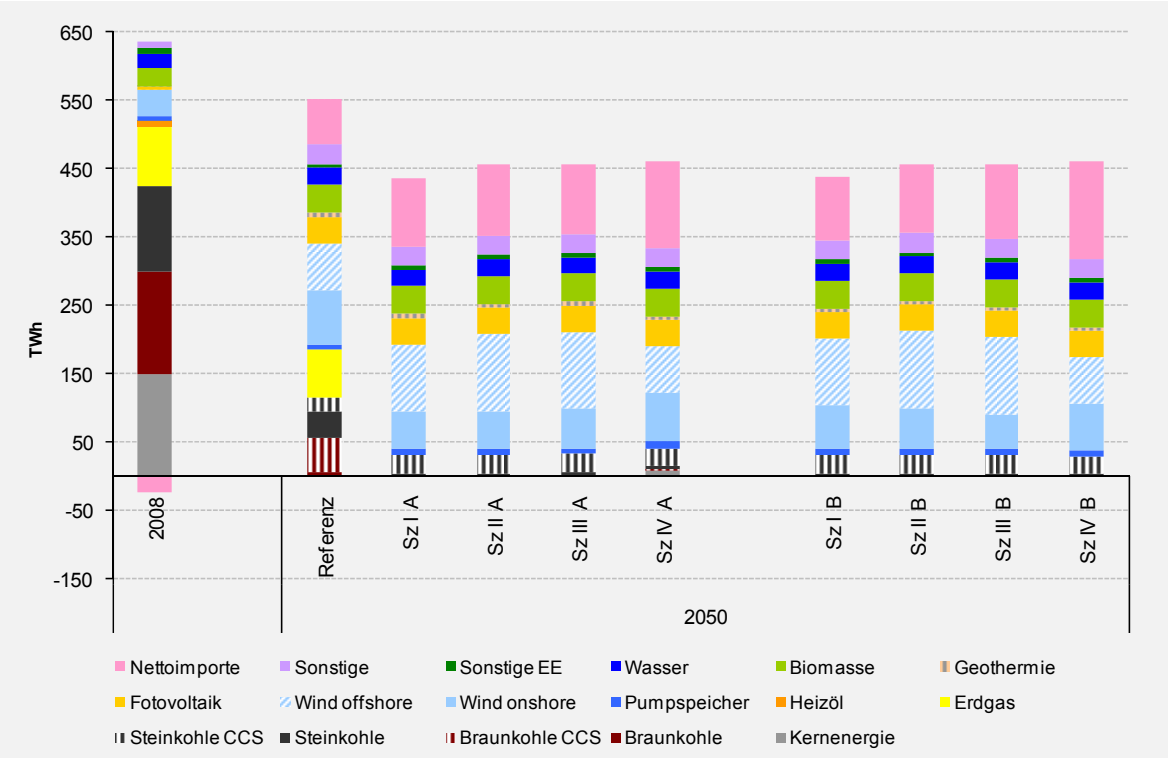
Strom- und KWK-Wärmemix verändern sich durch die unterstellen Maßnahmen und Annahmen erheblich. In den Zielszenarien wird bis 2050 eine nahezu CO_2-neutrale Erzeugung erreicht.

Erzeugungsmix im Stromsektor

In allen Szenarien findet bis 2050 ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien statt. Der Zubau von CCS-Kraftwerken fällt in den Szenarien unterschiedlich aus. In allen Szenarien, insbesondere in den Zielszenarien gewinnen Stromimporte an Bedeutung. Die Bruttostromnachfrage sinkt bis 2050 in den Zielszenarien um 25 % bis 28 % (Referenz: 10 %).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 ist in den Zielszenarien stärker als in der Referenz (Abbildung 3.2.2.1-1). Der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung steigt in den Zielszenarien bis 2050 auf 77 % bis 81 % (Referenz: 54 %). Getragen wird dieser Ausbau in allen Szenarien vor allem durch zusätzliche Windkraftwerke, bis 2020 auch stark durch Fotovoltaik. Gegenüber der Referenz wird der verstärkte EE-Ausbau in den Zielszenarien durch höhere Wind-Offshore-Kapazitäten erreicht. Dies entspricht unter den getroffenen Annahmen einem kostenorientierten Ausbau, da die Stromgestehungskosten von Fotovoltaik und Geothermie deutlich höher sind. Biomassepotenziale sind durch Verwendung in anderen Sektoren beschränkt und werden in allen Szenarien im Jahr 2050 bis zur unterstellten Potenzialgrenze von 157 $TWh_{(th)}$ genutzt.

Abbildung 3.2.2.1-1: Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2010

Insgesamt geht der Anteil der konventionellen Erzeugung an der Bruttostromerzeugung von 84 % (2008) auf 19 % bis 24 % in den Zielszenarien deutlich zurück (Referenz: 46 %). Ein großer Teil der verbleibenden konventionellen Erzeugung wird in allen Szenarien 2050 durch CCS-Kohlekraftwerke erbracht. Der Anteil der Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken an der Bruttostromerzeugung steigt in den Zielszenarien auf 8 % bis 9 % (Referenz: 15 %). In den Zielszenarien handelt es sich dabei ausschließlich um CCS-Steinkohleanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, in der Referenz werden auch CCS-Braunkohlekraftwerke für die ungekoppelte Stromerzeugung gebaut (ca. 5,7 GW). In den Zielszenarien findet nahezu die gesamte verbleibende, fossil gefeuerte Stromerzeugung in Kraft-Wärme-gekoppelten CCS-Anlagen statt. Durch die Wärmeauskopplung können die Anlagen ihre Auslastung soweit erhöhen, dass sie trotz des hohen Anteils erneuerbarer Energien genügend Volllaststunden realisieren, um die getätigten Kraftwerksinvestitionen zu amortisieren. Braunkohlekraftwerke müssten transportkostenbedingt grubennah errichtet werden und wären dann von Wärmesenken zu weit entfernt. Deshalb treten sie nicht in Konkurrenz zu Steinkohle-KWK-Anlagen. KWK-Gaskraftwerke (bzw. CCS-KWK-Gaskraftwerke) würden in den Szenarien aufgrund der angenommen Brennstoffpreisentwicklungen nicht genügend Volllaststunden realisieren und haben daher einen komparativen Kostennachteil gegenüber CCS-KWK-Steinkohlekraftwerken.

Erzeugungsmix im KWK-Wärmesektor

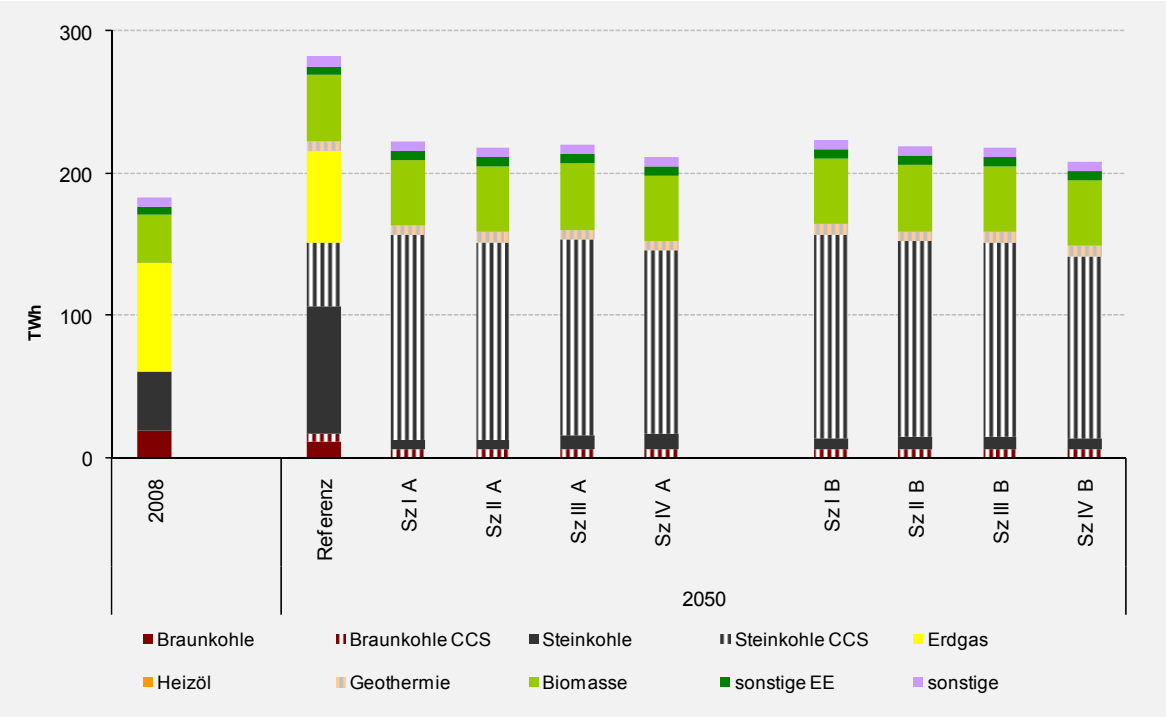
In allen Szenarien steigt die gekoppelt erzeugte Wärmemenge an, in den Zielszenarien bis 2050 um 14 % bis 22 %. In der Referenz ist der Anstieg mit 54 % deutlich stärker.

KWK-Potenziale bestehen hauptsächlich in der Fernwärme, bei Industrieprozessen und in der dezentralen Objektversorgung. Der Anstieg der gekoppelten Wärmerzeugung in den Zielszenarien ist vor dem Hintergrund insgesamt sinkender Fernwärme- und Prozesswärmebedarfe zu sehen (siehe Kapitel 2.4.1). Bei gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung können höhere Brennstoffausnutzungsgrade erreicht werden als bei der ungekoppelten Erzeugung. Die unterstellten CO_2-Preise führen in den Szenarien dazu, dass diese Effizienzgewinne groß genug sind, um die Auslastung der Anlagen zu erhöhen und die höheren Investitionskosten für KWK-fähige Anlagen zu amortisieren. In der Referenz sind die Fernwärmenachfrage (99 $TWh_{(th)}$ gegenüber 47 $TWh_{(th)}$ bis 55 $TWh_{(th)}$ in den Zielszenarien) und die Prozesswärmenachfrage deutlich höher. Dies führt insgesamt zu einer höheren gekoppelten Wärmeerzeugung als in den Zielszenarien.

Die gekoppelte Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger wird bis 2050 gegenüber 2008 ausgeweitet. Ihr Anteil an der KWK-Wärmeerzeugung steigt von 22 % in 2008 in den Zielszenarien auf 27 % bis 29 % (Referenz: 21 %). Der moderate Anstieg im Vergleich zum Stromerzeugungsmix liegt insbesondere darin begründet, dass die erneuerbaren Energieträger Biomasse, biogene Abfälle und Gase an Potenzialgrenzen stoßen. Geothermie hingegen ist nur unter vergleichsweise hohen Kosten zu erschließen.

Auch in 2050 wird in allen Szenarien der größte Teil der gekoppelten Wärme in fossil gefeuerten Anlagen erzeugt. In den Zielszenarien steigt die fossile KWK-Wärmeerzeugung in 2050 gegenüber 2008 um 25 $TWh_{(th)}$ bis 41 $TWh_{(th)}$ (Referenz: 99 $TWh_{(th)}$) an. In allen Szenarien steigt der Anteil der kohlebasierten gekoppelten Wärmerzeugung. Insbesondere in den Zielszenarien findet die Erzeugung fast ausschließlich in CCS-Steinkohlekraftwerken statt.

Abbildung 3.2.2.1-2: KWK-Wärmeerzeugung nach Energieträgern, 2008 und 2050, in TWh[14]



Prognos / EWI / GWS 2010

Aufgrund des niedrigeren CO_2-Preises tragen in der Referenz auch Kraftwerke ohne CO_2-Abscheidung zur gekoppelten Wärmeproduktion bei, insbesondere auch Gas. Dabei spielen größere gasbefeuerte Blockheizkraftwerke in Fernwärmenetzen und Prozessanwendungen mit 28 $TWh_{(th)}$ eine große Rolle.

3.2.2.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

In den Szenarien erfolgt ein Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf Basis nationaler Fördersysteme sowie der Berücksichtigung nationaler Ausbauziele. Dies beinhaltet das Fortbestehen der technologiespezifischen Förderung in Deutschland. Nach 2020 erfolgt der Ausbau unter stärkerer Berücksichtigung der Kostenvorteile in Europa.

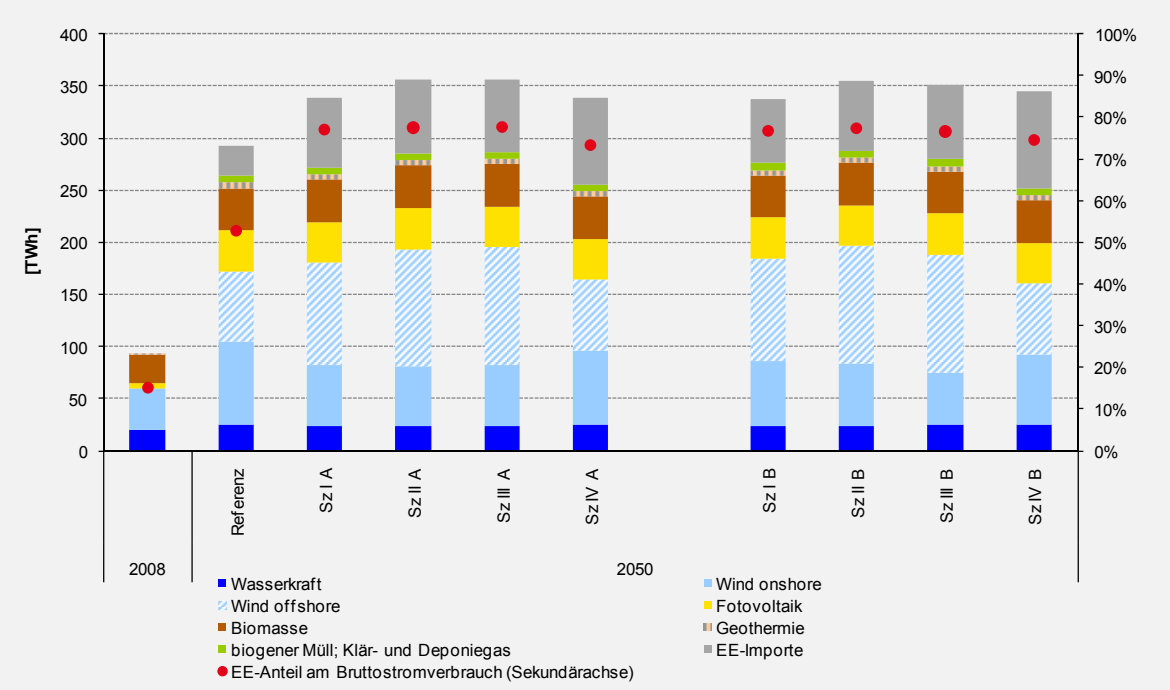
Dementsprechend ergibt sich über die Zielszenarien hinweg ein weitgehend einheitlicher Mix der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2050. Die EE-Stromerzeugung unterscheidet sich über alle Zielszenarien um weniger als 35 TWh.

Der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien nach 2020 erfolgt in Deutschland vorwiegend durch weitere Windenergieanla-

14 KWK-Wärmerzeugung 2008 teilweise geschätzt.

gen. Abbildung 3.2.2.2-1 zeigt den Vergleich zwischen dem Erzeugungsmix in der Referenz und den Zielszenarien 2050 gegenüber 2008 sowie den Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch. Gemäß den Annahmen ergibt sich ein von Windenergie und in den Zielszenarien außerdem von den EE-Importen dominierter Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien. Der deutlich niedrigere EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Referenzszenario gegenüber den Zielszenarien ist einerseits auf die höhere EE-Erzeugung und andererseits auf den deutlich niedrigen Bruttostromverbrauch in den Zielszenarien zurückzuführen.

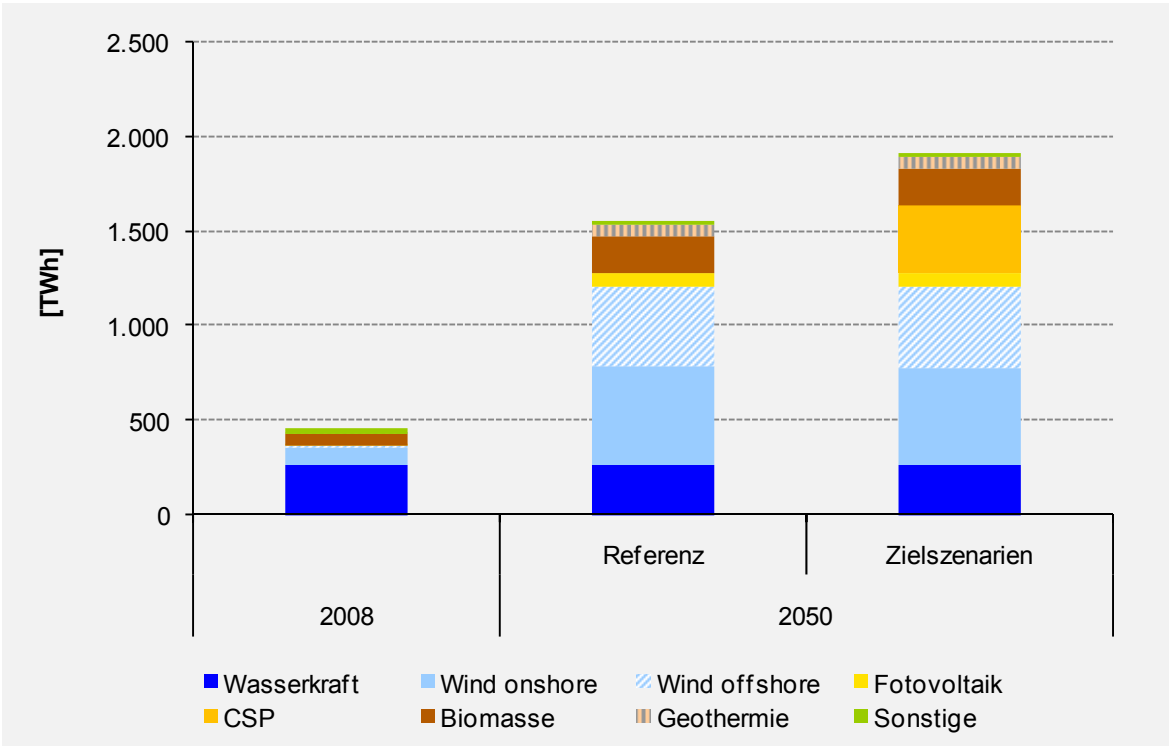
Abbildung 3.2.2.2-1: Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien in Deutschland, 2008 und 2050, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2010

Abbildung 3.2.2.2-2 zeigt den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Europa 2050 im Vergleich zu 2008. Gegenüber dem EE-Mix 2008 tragen in den Szenarien 2050 vor allem Windenergie, on- und offshore, sowie Biomasseanlagen zur Stromerzeugung bei. In den Zielszenarien werden im Unterschied zur Referenz Solartechnologien im Mittelmeerraum in hohem Maße genutzt. In den Zielszenarien stellen Solartechnologien im Mittelmeerraum eine kostengünstige EE-Erzeugungsmöglichkeit dar. Gründe hierfür sind zum einen die annahmegemäße Kostensenkung durch Lerneffekte, zum zweiten die hinsichtlich der Mittagsspitze der Last vorteilhafte Einspeisestruktur des Solarstroms.

Abbildung 3.2.2.2-2: Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien in Europa, 2008 und 2050, in TWh[15]



Prognos / EWI / GWS 2010

3.2.2.3 Stromimporte in den Szenarien 2050

In allen Szenarien kommt es zu steigenden und signifikanten Nettostromimporten nach Deutschland. In den Zielszenarien steigt der Anteil der Nettoimporte an der Bruttostromnachfrage bis 2050 auf 22 % bis 31 % (Referenz: 12 %). In 2008 lag der Anteil der Nettoexporte bei 4 % (Abbildung 3.2.2.3-1).

Die starken Nettostromimporte sind maßgeblich durch zwei Annahmen bestimmt: Die zunehmende Integration des Binnenmarktes durch Ausbau der europäischen Stromtransportnetze und den langfristig kostenorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa.

Durch den Netzausbau reduzieren sich Engpässe in der Stromübertragung, so dass bis 2050 alle europäischen Stromerzeugungsoptionen zur Deckung der nationalen Stromnachfragen zur Verfügung stehen. Die unter den Szenarienannahmen europaweit günstigste Erzeugungsoption ist auf konventioneller Seite die Kernenergie. Bei den erneuerbaren Energien sind es z.B. Wind offshore in Großbritannien und Solartechnologien in Südeuropa.

15 Der EE-Erzeugungsmix bezieht sich auf folgende neben Deutschland im Modell berücksichtigtne Länder: Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweiz, Spanien, Tschechien.

Da in Deutschland in den Szenarien keine dieser Erzeugungsoptionen verfügbar sind, wird die deutsche Stromnachfrage bis 2050 über die Nettostromimporte zum Teil durch die günstigeren europäischen Erzeugungsoptionen gedeckt.

Abbildung 3.2.2.3-1: Nettostromimporte, 2008 und 2050, in TWh

Prognos / EWI / GWS 2010

Diese komparativen Vorteile des Auslandes gewinnen bei einer intensivierten Klimaschutzpolitik an Bedeutung. Daher ergeben sich in den Zielszenarien marktgetrieben höhere Nettostromimporte als in der Referenz.

3.2.2.4 CO_2-Reduzierung in der Stromerzeugung bis 2050

In den Szenarien ergeben sich bis 2050 signifikante Reduzierungen der CO_2-Emissionen. In der Referenz verringert sich der CO_2-Ausstoß im Stromsektor zwischen 2050 und 2008 um 69 % oder 211 Mio t, in den Zielszenarien um 96 % bis 97 % (293 Mio t bis 296 Mio t), so dass 2050 nahezu kein CO_2 mehr emittiert wird.

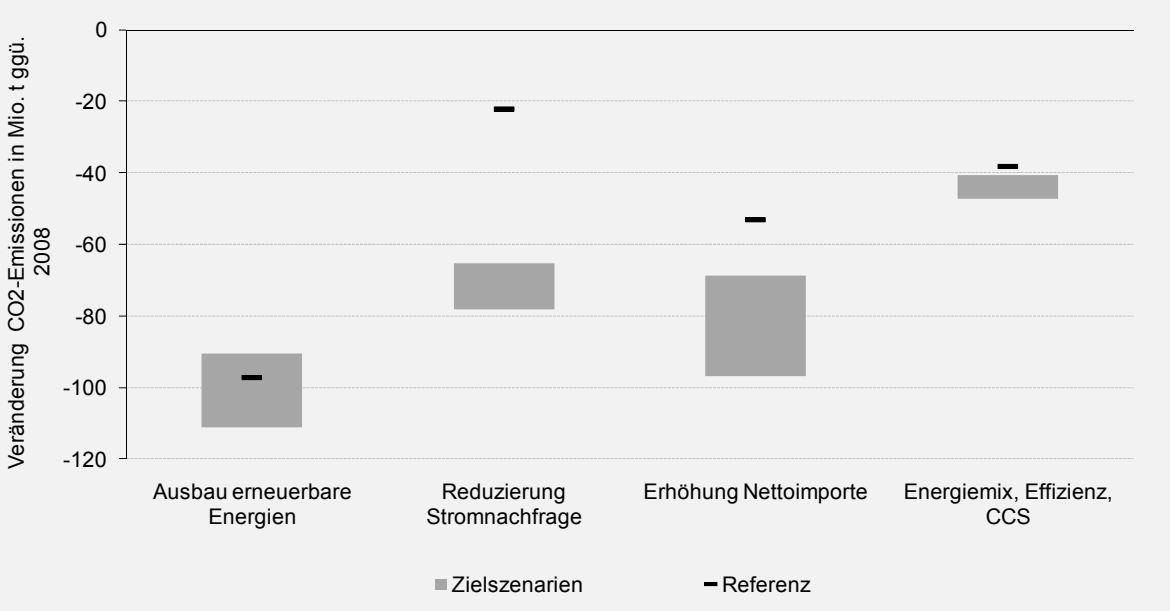
Diese CO_2-Reduktionen lassen sich zurückführen auf eine geringere Stromnachfrage, den Ausbau der erneuerbaren Energien, Stromimporte (2050 i. W. aus Kernenergie und erneuerbaren Energien) sowie Änderungen in Energieeffizienz, Energiemix und den Einsatz von CCS-Technologie.

Die Komponentenzerlegung der Effekte zeigt, dass der wichtigste Beitrag zur CO_2-Reduktion durch Mengeneffekte bei der niedrige-

ren Stromnachfrage, den Ausbau der Erneuerbaren und höhere Stromimporte bedingt ist.

Mengeneffekte beschreiben eine Reduzierung der durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Stromnachfrage[16]. Abbildung 3.2.2.4-1 zeigt, dass in den Zielszenarien der Ausbau der Erneuerbaren und die reduzierte Stromnachfrage 53 % bis 62 % (156 Mio t bis 183 Mio t) der gesamten CO_2-Einsparung ausmachen. In der Referenz liegt der relative Anteil der beiden Effekte bei 57 %, allerdings ist die absolute CO_2-Vermeidung mit 211 Mio t deutlich geringer. Insbesondere ist der Beitrag der CO_2-Vermeidung durch die geringere Stromnachfrage kleiner als in den Zielszenarien.

Abbildung 3.2.2.4-1: CO_2-Reduktion im Stromsektor[17], 2008 und 2050, in Mio t CO_2



Prognos / EWI / GWS 2010

3.2.2.5 Endverbraucherpreise (vgl. Tabelle A 1-18 im Anhang A 1)

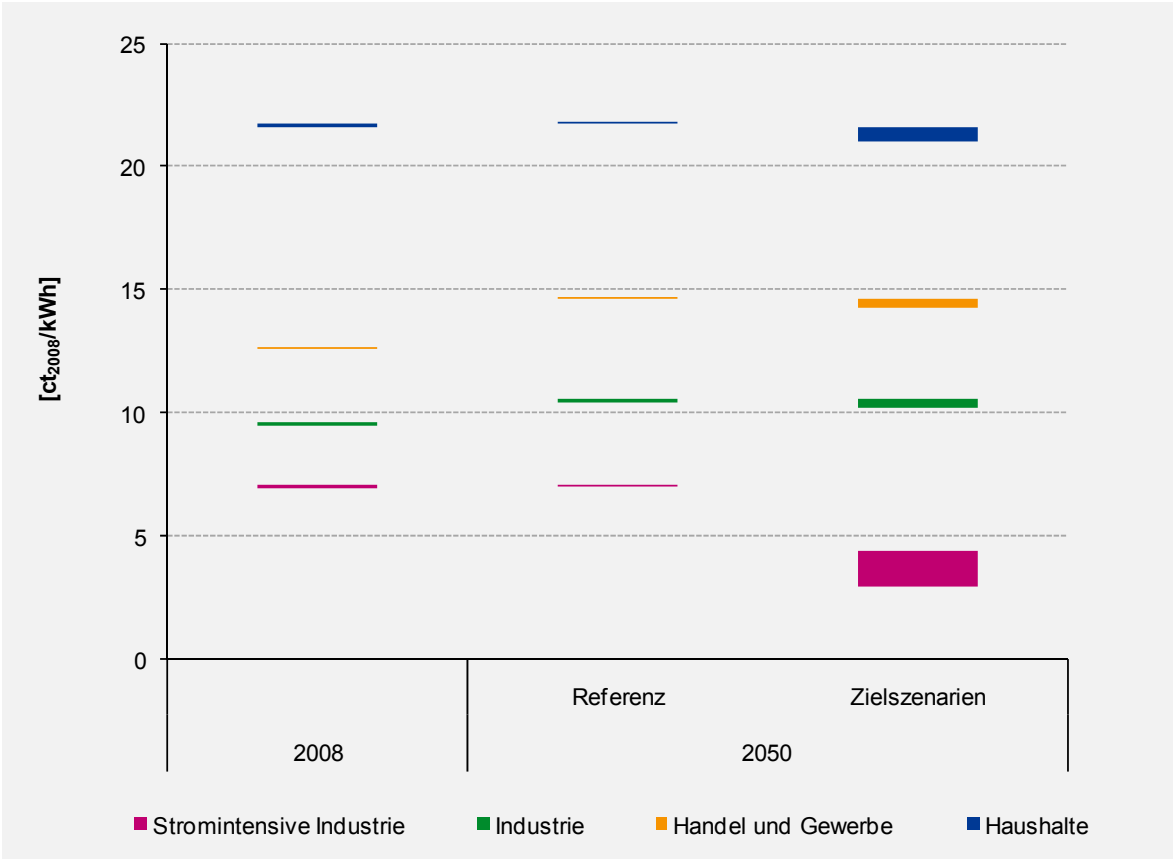
Die Strompreise liegen in den Szenarien 2050 für die verschiedenen Endverbrauchergruppen auf einem ähnlichen Niveau wie heute (Abbildung 3.2.2.5-1). Die Endverbraucherpreise enthalten neben den Kosten von Energiebeschaffung und Vertrieb, die

16 CO_2-Einspareffekte werden dabei mit der durchschnittlichen CO_2-Intensität der konventionellen Erzeugung im Basisjahr 2008 bewertet.

17 Berücksichtigt werden dabei erneuerbare Energieträger, fossil gefeuerte Großkraftwerke mit einer Leistung von >5 MW_{el} sowie verschiedene Kleinanlagen zur dezentralen Strom- und KWK-Wärmeerzeugung

Netzentgelte, Umlagen für Erneuerbare und KWK sowie sonstige Steuern und Abgaben (vgl. die Annahmen in Abschnitt 2.4.7).[18]

Abbildung 3.2.2.5-1: Endverbraucherpreise, 2008 und 2050, in ct_{2008}/kWh (historischer Wert 2008 gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion)



Prognos / EWI /GWS 2010

Das relativ ähnliche Niveau der Endverbraucherpreise in 2008 und 2050 im Referenzszenario ist hauptsächlich durch folgende Effekte zu erklären. Auf der einen Seite wirken im konventionellen Erzeugungssektor bis 2050 steigende CO_2- und Brennstoffkosten preistreibend. Zudem führt der im Zeitverlauf steigende Anteil von erneuerbaren Energien trotz Lernkurveneffekten zu höheren EE-Zusatzkosten. Auf der anderen Seite führt die im Zeitverlauf unterstellte europäische Binnenmarktintegration zu einem verstärkten Stromimport, der auf Stromerzeugung aus vergleichsweise günstigen Technologien im Ausland basiert und sich Strompreis dämpfend auswirkt.

18 Die Strompreise 2008 beruhen auf EUROSTAT: Haushalte (DC), Handel/Gewerbe (IB) und Industrie (ID). Die Abnahmefälle entsprechen den in Abschnitt 2.4.7 definierten Kundengruppen. Aufgrund der Bandbreiten der EUROSTAT-Abnahmefälle kann es zu Abweichungen kommen. Für die stromintensive Industrie basiert der Strompreis 2008 auf eigener Berechnung unter Berücksichtigung der für Abgaben bestehenden Ausnahmeregelungen.

Des Weiteren unterscheiden sich die Endverbraucherpreise der Haushalts-, Handel- und Gewerbe- sowie Industriekunden im Jahr 2050 zwischen den Zielszenarien und der Referenz kaum. Der Endverbraucherpreis der stromintensiven Industrie ist dagegen in den Zielszenarien deutlich geringer als in der Referenz. Grund hierfür ist der in den Zielszenarien relativ geringere Großhandelspreis. Dieser wirkt sich auf den Endkundenpreis des stromintensiven Industriekunden im Unterschied zu den anderen Endkundenpreisen stark aus, da bestehende Ausnahmeregelungen der Anlastung von EE-Zusatzkosten in den Szenarien fortgeschrieben werden (siehe 2.4.7).

Grund für den in den Zielszenarien 2050 vergleichsweise geringen Großhandelspreis ist die Reduzierung der europäischen Stromnachfrage vor dem Hintergrund europäischer Klimaschutzanstrengungen, sowie der deutlich stärkere Ausbau der Solartechnologien im Mittelmeerraum. Durch diese unterstellten Maßnahmen können in den Zielszenarien durch die Binnenmarktintegration noch stärker als in der Referenz komparative Kostenvorteile durch Stromimporte der günstigeren europäischen Erzeugungsoptionen genutzt werden. Die unterstellten Klimaschutzmaßnahmen der europäischen Nachbarn haben außerdem einen positiven Effekt auf die durch den konventionellen Erzeugungspark zu deckende Reststromnachfrage in Deutschland. Grund hierfür ist die hinsichtlich der Mittagsspitze der Last vorteilhafte Einspeisestruktur des Solarstroms, wodurch die deutsche Lastdauerlinie geglättet wird. Die durch den konventionellen Erzeugungspark zu deckende restliche Stromnachfrage in Deutschland kann in den Zielszenarien dadurch durch kostengünstigere Kraftwerke gedeckt werden.

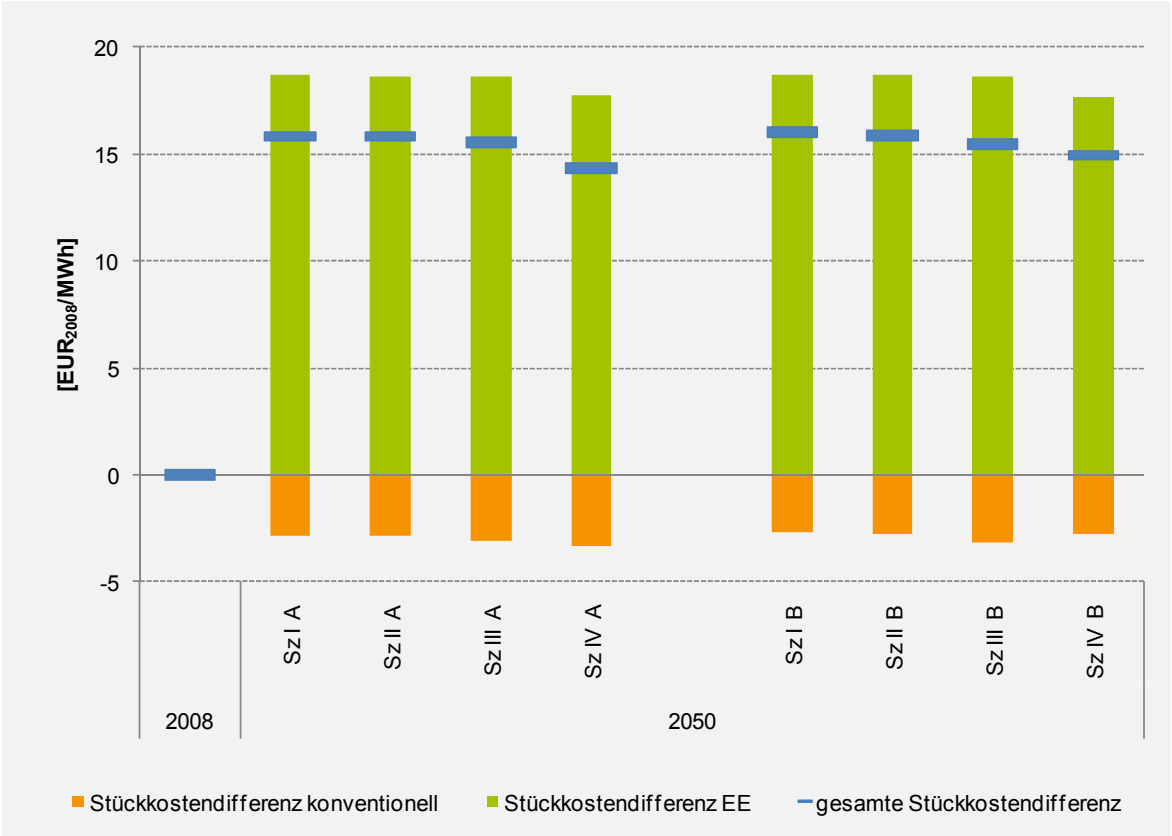
Die Kosten für den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien in Europa werden für Deutschland gemäß der EE-Importe in den ausgewiesenen Strompreisen berücksichtigt. Diese Kosten werden gemäß den bestehenden Ausnahmeregelungen von den Haushalts-, Handel- und Gewerbe sowie Industriekunden, nicht aber der stromintensiven Industrie, getragen.

Zwischen den einzelnen Zielszenarien bestehen im Jahr 2050 nur geringe Unterschiede bei den Endverbraucherpreisen. Dies ist maßgeblich auf die ähnlichen unterstellten Entwicklungen bei der europäischen Binnenmarktintegration, der europäischen Stromnachfrage sowie weiterer Szenarienannahmen zurückzuführen. So führen Unterschiede in der deutschen Stromnachfrage, der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke oder im Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland durch die zunehmenden Importmöglichkeiten nur zu geringen Preisunterschieden.

3.2.2.6 Stückkosten der Stromerzeugung in Referenz und Zielszenarien 2050

Die oben dargestellten Endverbraucherpreise basieren auf wettbewerblichen Erzeugerpreisen (Grenzkostenpreisen). Diese geben i. Allg. nur bedingt Auskunft über die Gesamtkosten der Stromerzeugung. Die Stückkosten der Stromerzeugung (gesamte Erzeugungskosten pro MWh) erlauben einen Kostenvergleich der Szenarien mit unterschiedlichen Strommengen. Abbildung 3.2.2.6-1 zeigt die Differenzen der Stückkosten zwischen Zielszenarien und Referenz für das Jahr 2050.

Abbildung 3.2.2.6-1: Stückkostendifferenzen zwischen Zielszenarien und Referenz, 2008 und 2050, in EUR_{2008}/MWh (Nulllinie Referenzszenario)



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Erzeugung ist in den Zielszenarien 2050 etwa 15 EUR/MWh teurer als in der Referenz. Die Stückkosten setzen sich (Mengen gewichtet) zusammen aus spezifischen Kosten der erneuerbaren (deutlich teurer als Referenz) und spezifischen Kosten der konventionellen Erzeugung (etwas billiger als Referenz). Da 2050 ein integrierter europäischer Strommarkt unterstellt ist, ergeben sich die Stückkosten aus einer europäischen Betrachtung.

Ein Grund für die 2050 im Zielszenario gegenüber Referenz etwas geringeren spezifischen Kosten der konventionellen Erzeugung ist die günstige Einspeisestruktur des zusätzlichen Solarstroms im Mittelmeerraum. Dadurch lässt sich die Reststromnachfrage kostengünstiger decken (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Treiber für die insgesamt höheren Stückkosten in den Zielszenarien ist der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien.

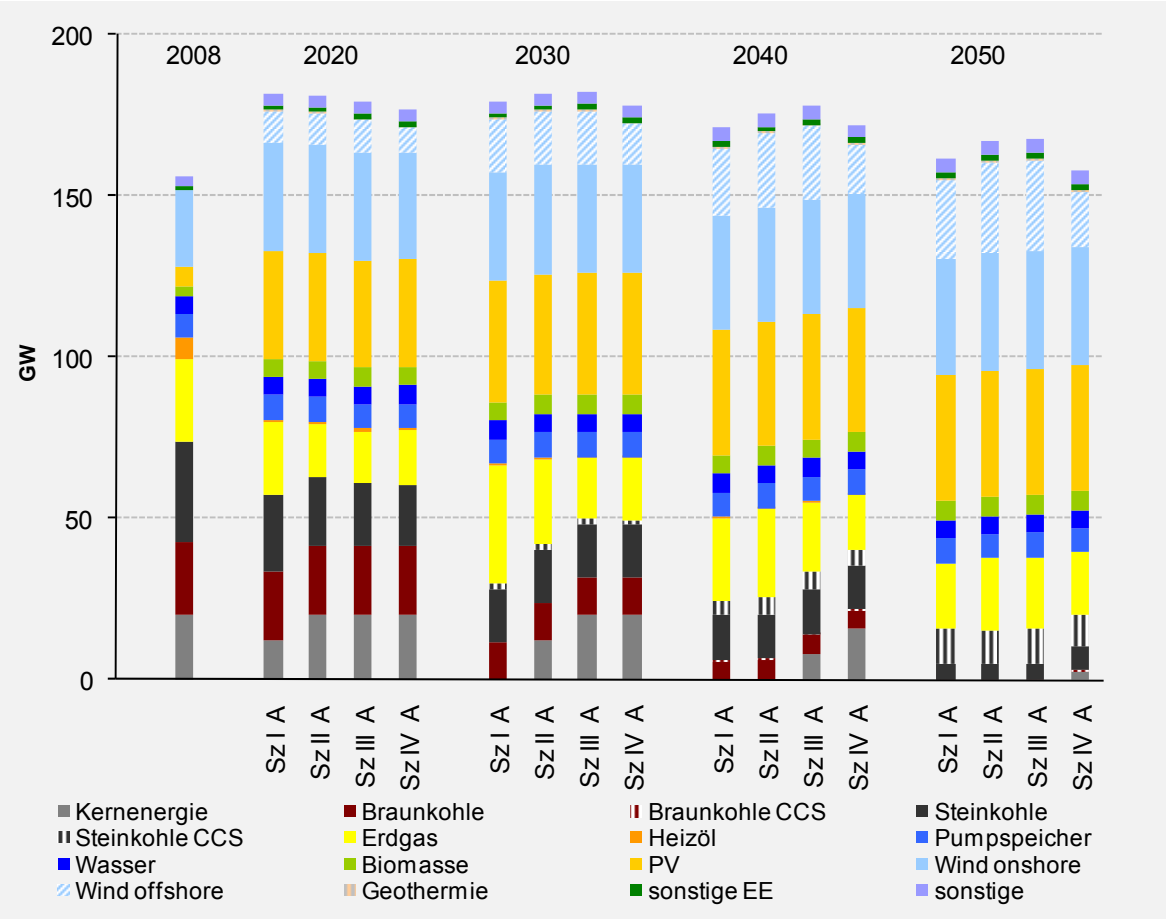
3.2.3 Vergleich der Szenarien mit unterschiedlichen Laufzeiten der Kernkraftwerke

Die Zielszenarien I A bis IV A unterscheiden sich im Stromsektor im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland. Dadurch ändert sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, dessen Auslastung sowie die Bruttostrom- und Wärmeerzeugung. Die größten Differenzen treten dabei zwischen Szenario I A mit vier Jahren und Szenario IV A mit 28 Jahren Laufzeitverlängerung auf. Dies zeigt sich vor allem zwischen 2020 und 2040, da auch bei 28 jähriger Laufzeitverlängerung in 2050 kaum noch Kernkraftwerke in Deutschland am Netz sind.

3.2.3.1 Installierte Leistung und Jahresvolllaststunden (vgl. Tabelle A 1-11 im Anhang A 1)

Der Kraftwerkspark ändert sich in den Zielszenarien im Betrachtungszeitraum grundlegend. In 2008 lag der Anteil der Erneuerbaren an der gesamten installierten Kraftwerksleistung bei rund 25 %. In den Zielszenarien steigt dieser bis 2050 auf 67 % (Szenario IV A) bis 70 % (Szenarien I A und II A) an. Entsprechend nimmt der Anteil der konventionellen Kapazität kontinuierlich ab (Abbildung 3.2.3.1-1).

Abbildung 3.2.3.1-1: Installierte Bruttoleistung in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in GW



Prognos / EWI / GWS 2010

In den Zielszenarien I A bis IV A ist die Nachrüstung aller bestehenden Kernkraftwerke jeweils für die gesamte mögliche Laufzeitverlängerung wirtschaftlich. Während in Szenario I A in 2030 aufgrund der nur vierjährigen Verlängerung bereits kein Kernkraftwerk mehr am Netz ist, wird die Kernenergie in Szenario IV A bis 2050 genutzt. Mit dem Ausscheiden der Kernkraftwerke entsteht insbesondere kurz- bis mittelfristig ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf, der durch andere Technologien gedeckt wird. Dafür werden einerseits Bestandsanlagen länger genutzt und andererseits insbesondere Gaskraftwerke zugebaut. Zudem tragen erhöhte Nettostromimporte zum Ausgleich des Rückgangs an Kernenergie bei.

In allen Zielszenarien steigt die installierte Kraftwerksleistung mittelfristig trotz sinkender Bruttostromerzeugung an. Langfristig nimmt die installierte Leistung wieder etwas ab. Insgesamt erhöht sich die installierte Leistung in den Zielszenarien von 156 GW in 2008 auf 158 GW (Szenario IV A) bis 168 GW (Szenario III A) in 2050. Der wesentliche Grund dieser Entwicklung sind Windkraft- und Fotovoltaikanlagen, die nur wenig zur gesicherten Leistung

beitragen. Die konventionelle Erzeugungskapazität kann folglich nur unterproportional verringert werden, da die Jahresspitzenlast auch bei Windflaute und Dunkelheit abzusichern ist. Langfristig steigen die Kapazitätskredite der Windkraftanlagen (siehe dazu Kapitel 2.4.2). Hinzu kommt, dass mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa und dem zunehmendem Netzausbau die Stromimporte langfristig auch einen Teil der Spitzenlast absichern. Gemeinsam mit der rückläufigen Stromnachfrage ist dies auch ein Grund für die nach 2030 leicht abnehmende installierte Leistung.

Die kapazitätsseitige Absicherung der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Windkraft und Fotovoltaik erfordert Spitzenlasttechnologien, Speicher oder Nachfragereaktionen (Demand Side Management). Typischerweise wird die Leistungsabsicherung unter Kostenaspekten durch Gasturbinenkraftwerke geleistet, die nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind und sich durch geringe Investitionskosten bei verhältnismäßig hohen variablen Kosten auszeichnen. Demand Side Management trägt annahmegemäß langfristig 2,6 GW bis 3,2 GW zur Spitzenlastsicherung bei (vgl. Kapitel 6.2).

In den Zielszenarien ist ein entsprechend starker Ausbau der installierten Gaskraftwerksleistung zu beobachten. Insbesondere in den Szenarien I A und II A mit vergleichsweise kurzen Laufzeitverlängerungen wird der zusätzliche Kapazitätsbedarf im konventionellen Bereich von zusätzlichen Gasturbinen bedient. Der Anteil der Gaskraftkapazität an der konventionellen Leistung liegt in Szenario I A im Jahr 2030 bei 44 % und in Szenario II A bei 32 %. In den Szenarien III A und IV A, in denen im Jahr 2030 noch jeweils rund 18 GW Kernkraft installiert sind, ist der Anteil der Gasleistung an der konventionellen Kapazität mit etwa 23 % geringer. Dies zeigt sich auch 2040. In den Szenarien I A und II A ist die Gasleistung höher als in den Szenarien III A und IV A, in denen die Kernenergie in Deutschland noch genutzt werden kann. Danach gleichen sich die Zielszenarien wieder an. In 2050 liegt der Anteil der Gasleistung an der konventionellen Leistung zwischen 34 % (Szenario I A) und 37 % (Szenario III A).

Die installierte Leistung an Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken ist stark rückläufig. In den Zielszenarien verschwinden Kohlekraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung bis 2050 vollständig, während KWK-fähige Kraftwerke mit CCS im Rahmen der Modellrechnungen hauptsächlich auf Steinkohlebasis rentabel werden. In 2020 sind in Szenario I A im Vergleich zu den anderen Szenarien bereits 8,3 GW weniger Kernenergie installiert. Deshalb werden in diesem Szenario bestehende Steinkohlekraftwerke länger genutzt als in den anderen Szenarien. Ab 2030 unterscheiden sich die installierten Steinkohlekapazitäten zwischen den Zielszenarien nur geringfügig. Auch der Anteil der Braunkohleleistung an der konventionellen Kraftwerksleistung ist innerhalb der Stichjahre zwischen den Szenarien sehr ähnlich.

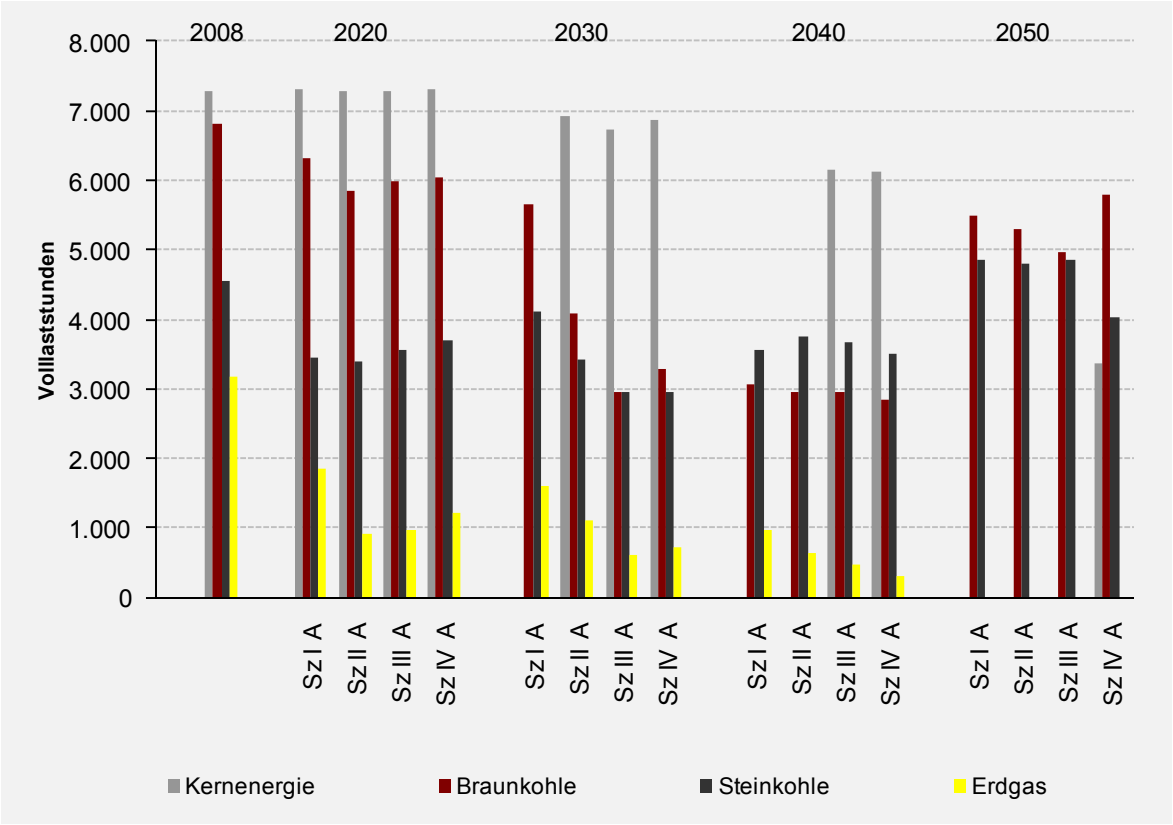
Langfristig den größten Anteil an der installierten Leistung in Deutschland haben Fotovoltaikanlagen. Der Zubau der PV steigt in den Zielszenarien bis 2020 stark an. Dies ist durch die staatliche Förderung der PV bedingt. Trotz Lerneffekten wird PV in Deutschland in den Zielszenarien nicht wirtschaftlich. Das Wirtschaftlichkeitskalkül berücksichtigt hierbei, dass durch Stromeinspeisung auf niedriger Spannungsebene im Stromnetz kaum Kosten vermieden werden, da durch PV-Leistung kaum Netzanschlusskapazität eingespart wird und Netzkosten zu mehr als 90 % Festkosten darstellen.[19] Für Fotovoltaikanlagen in Kombination mit lokalen Stromspeichern (Batterien) zur lokalen Spitzenlastdeckung würde sich dies relativieren, das PV-System würde sich dadurch aber auch erheblich verteuern.

Daher wird in den Szenarien ab 2030 solarbasierte Stromerzeugungskapazität aus Kostengründen nur in geringem Maße in Deutschland, aber zunehmend in Südeuropa zugebaut. Die Leistung steigt, ausgehend von 5,3 GW in 2008, auf 33 GW in 2020 und auf 39 GW in 2050 an. Windkraftanlagen werden in den Zielszenarien ebenfalls verstärkt zugebaut. Die onshore Windleistung steigt von rund 24 GW in 2008 auf 36,4 GW in 2050. Langfristig haben offshore Windparks das größte Wachstumspotenzial. Deren installierte Kapazität steigt in Deutschland in den Zielszenarien unterschiedlich stark. Bis 2050 werden in Szenario I A 25 GW, in Szenario II A und III A jeweils 28 GW und in Szenario IV A 17 GW zugebaut.

Aufgrund der verstärkten Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer sinkt die durchschnittliche Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks insgesamt in allen Zielszenarien (Abbildung 3.2.3.1-2). Die Volllaststunden von Kohlekraftwerken zeigen eine große Bandbreite. Ältere Kraftwerke, die hauptsächlich der Spitzenlastabsicherung dienen, realisieren kaum Volllaststunden. Neuanlagen hingegen werden weit überdurchschnittlich ausgelastet. Beispielsweise erreichen Steinkohle-CCS Kraftwerke in allen Szenarien durchschnittlich mehr als 6.200 Volllaststunden pro Jahr. In 2050 ist in den Zielszenarien ein deutlicher Anstieg der Volllaststunden zu beobachten. Der Grund dafür ist die Stilllegung vieler älterer Stein- und Braunkohleanlagen ab 2040. Die verbleibenden Anlagen sind kosteneffizientere KWK-CCS Anlagen mit hohen Auslastungen.

19 Die heute bestehenden Tarife der Netznutzungsentgelte lasten Netzkosten nicht verursachungsgerecht an.

Abbildung 3.2.3.1-2: Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in Stunden



Prognos / EWI / GWS 2010

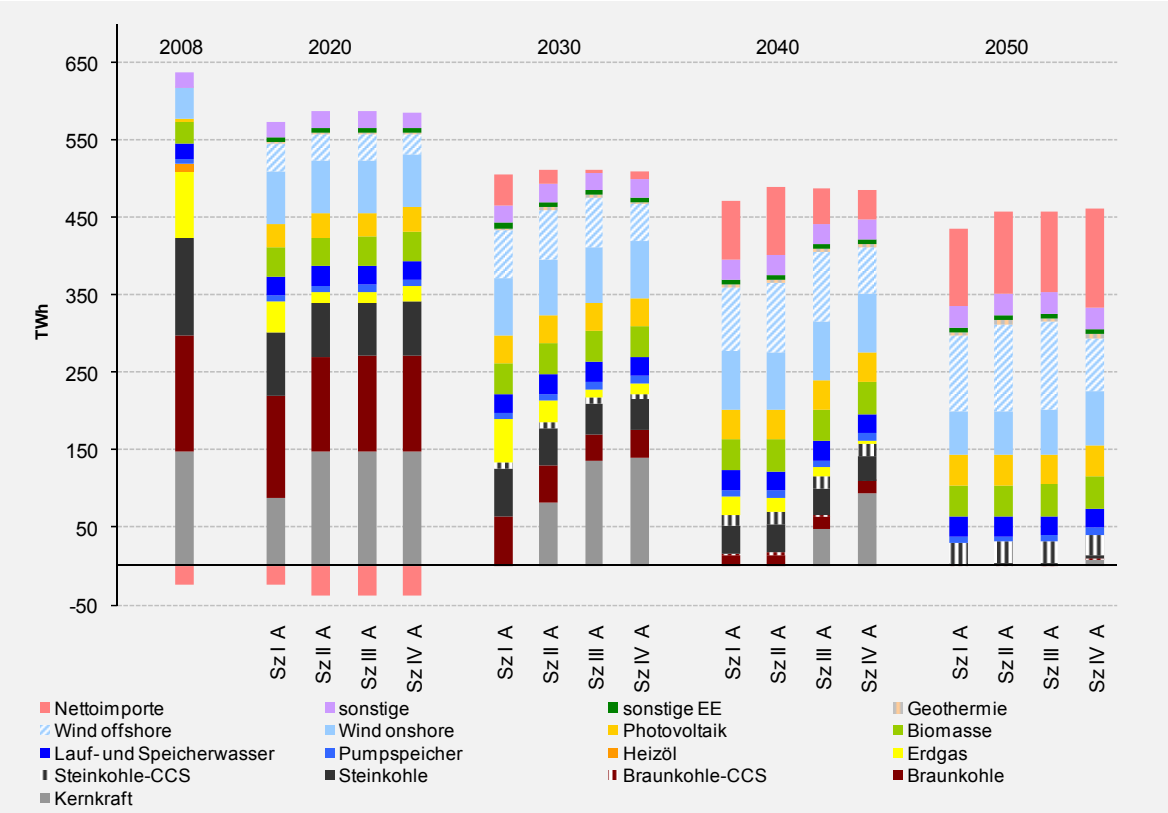
Die Auslastung der Gaskraftwerke sinkt in den Zielszenarien über die Zeit. Am höchsten ist die Auslastung in Szenario I A, da die geringere Stromerzeugung aus Kernenergie zum Teil durch zusätzliche Erzeugung in Gaskraftwerken kompensiert wird. In 2050 dienen Gaskraftwerke ausschließlich der Spitzenlastabsicherung und realisieren in den Zielszenarien keine Volllaststunden. Im Modell wird durch einen Leistungspreis sichergestellt, dass auch diese Anlagen ihre Festkosten einspielen. Welches konkrete Marktdesign, beispielsweise in der Form von Kapazitätsmärkten, eine derartige Leistungsvergütung in der Praxis am besten unterstützt, ist hier nicht untersucht.

3.2.3.2 Bruttostromerzeugung und KWK Wärmeerzeugung (vgl. Tabellen A 1-7 bis A 1-10 im Anhang 1)

Die Stromerzeugung in Deutschland aus konventionellen (nicht-erneuerbaren) Brennstoffen ist in allen Szenarien rückläufig, während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunimmt (Abbildung 3.2.3.2-1). In den Zielszenarien beträgt der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren im Jahr 2050 80 % (Szenario I A), 81 % (Szenarien II A und III A) bzw. 77 % (Szenario IV A). Stromimporte und konventionelle Reservekapazität stellen sicher,

dass die fluktuierende Einspeisung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie abgesichert ist (vgl. vorherigen Abschnitt).

Abbildung 3.2.3.2-1: Bruttostromerzeugung in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2010

In Szenario I A (mit vier Jahren Laufzeitverlängerung) ist die Stromerzeugung aus Kernenergie schon in 2020 deutlich geringer als in den anderen Zielszenarien. In 2030 sind alle Kernkraftwerke in Szenario I A stillgelegt. In Szenario II A (mit 12 Jahren Verlängerung) wird die Kernkraft im Stichjahr 2040 nicht mehr genutzt. Lediglich in Szenario IV A (mit 28 Jahren Verlängerung) werden in 2050 noch rund 9 TWh Strom in Kernkraftwerken erzeugt.

In Szenario I A entsteht in den Jahren 2020 und 2030 im Vergleich zu den Szenarien mit längerer Nutzung der Kernenergie ein zusätzlicher Strombedarf. Dieser wird durch eine höhere Erzeugung aus Kraftwerken auf fossiler Brennstoffbasis und mehr Nettostromimporte gedeckt. Dabei profitieren insbesondere bestehende Braunkohle- und Gaskraftwerke durch eine höhere Auslastung (vgl. vorherigen Abschnitt).

Deutschland entwickelt sich in den Zielszenarien vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur. In Szenario I A mit geringerer Erzeugung aus Kernkraftwerken werden die Exporte im Jahr 2020 reduziert. Mittelfristig führt der Erzeugungsmehrbedarf dazu, dass

mehr Strom importiert wird (Szenarien I A und II A in den Jahren 2030 und 2040). In 2050 nehmen die Importe, unabhängig von der Nutzung der Kernenergie in Deutschland, eine zentrale Rolle für die Nachfragedeckung ein, da komparative Kostenvorteile der in Europa verfügbaren Erzeugungsoptionen realisiert werden. Dies liegt zum einen darin begründet, dass in den Zielszenarien ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa stattfindet. Schwerpunktmäßig wird Windenergie in Nordeuropa und Solarenergie im Mittelmeerraum ausgebaut. Andererseits steht im konventionellen Bereich in einigen europäischen Ländern die Kernkraft auch langfristig als günstige Erzeugungsoption zur Verfügung. Die kostenminimale europäische Erzeugungsstruktur sieht starken Stromaustausch vor, der durch den annahmegemäß starken europäischen Übertragungsnetzausbau ermöglicht wird.

Die Stromerzeugung aus Steinkohle gewinnt anteilsmäßig im Rahmen der Zielszenarien gegenüber derjenigen aus Braunkohle und Erdgas an Bedeutung. Ausschlaggebend für Kraftwerkseinsatzentscheidungen sind hier Brennstoffpreise, CO_2-Preise und Wirkungsgrade der jeweiligen Anlagen sowie die CCS-Technologie. Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich in den Zielszenarien ein komparativer Vorteil für den Einsatz von Steinkohlekraftwerken gegenüber Erdgas- und Braunkohleanlagen. Bezüglich Braunkohle spielt hierbei eine Rolle, dass diese im Transport teuer ist und sich die Gruben kaum in der Nähe von KWK-Wärmepotenzialen befinden. Mit steigenden CO_2-Preisen nimmt auch die Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken zu. Der Großteil der Stromerzeugung in CCS-Anlagen basiert auf Steinkohle.

Die Stromerzeugung aus Windenergie steigt in allen Zielszenarien stark an. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen onshore steigt von 40 TWh (2008) auf maximal 77 TWh in 2040 (Szenario IV A). Im Jahr 2050 ist die Erzeugung in onshore Anlagen in den Zielszenarien etwas geringer, da dann eine effiziente Integration der Erneuerbaren Energien ins europäische Stromsystem mit Abschaltung von onshore Windkraftanlagen in Deutschland verbunden ist. Da die besten onshore Standorte mittelfristig belegt sind, erfolgt dieses Wachstum längerfristig hauptsächlich durch Repowering. Die Stromerzeugung in offshore Windparks nimmt in den Zielszenarien ebenfalls kontinuierlich zu. Der Ausbau unterscheidet sich in der Stärke. In den Szenarien II A und III A werden in 2050 bis zu 113 TWh in offshore Windkraftanlagen erzeugt. In Szenario IV A ergibt sich mit einer Erzeugung von 68 TWh in 2050 der geringste Anstieg. Aufgrund von Kostensenkungen und steigenden Volllaststunden können offshore Standorte vergleichsweise günstig erschlossen werden.

Die weiteren Brennstoffe, insbesondere das breite Feld der Biomassen, leisten ebenfalls in allen Szenarien einen wachsenden Beitrag. Hierbei sind mit Blick auf den Verkehrssektor Nutzungskonkurrenzen infolge beschränkter Potenziale berücksichtigt, wo-

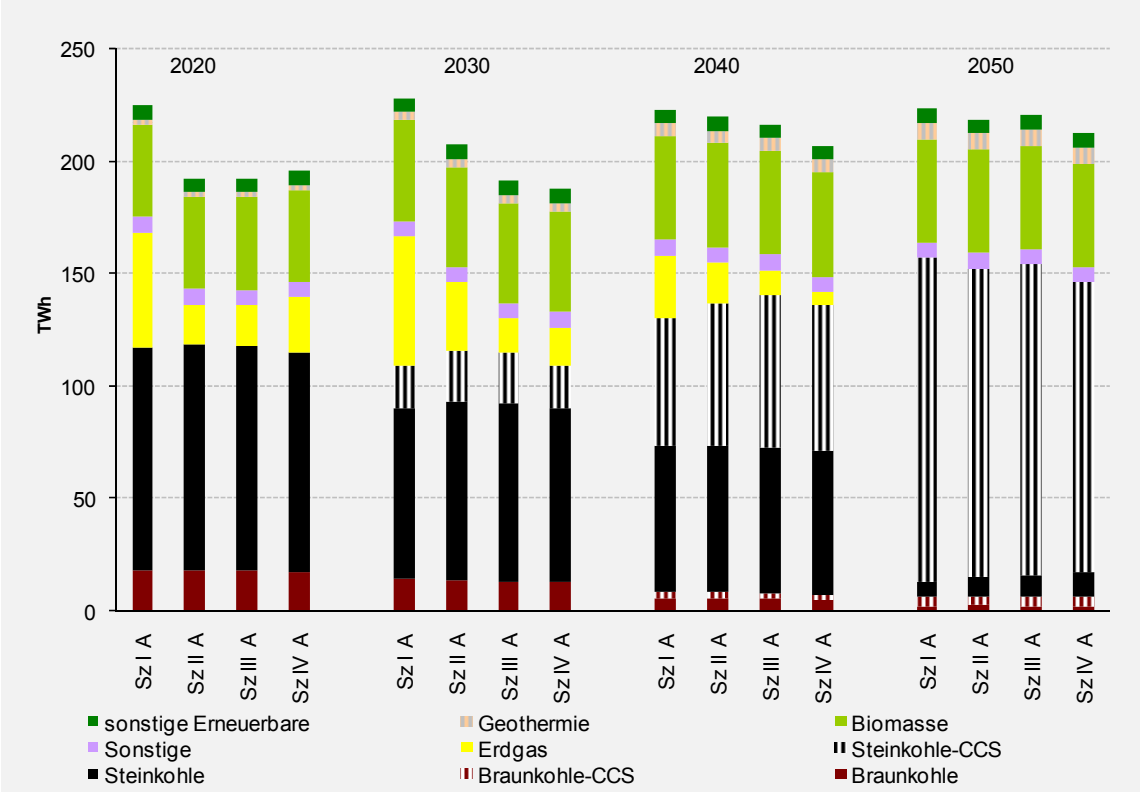
durch die Stromerzeugung aus Biomasse in den Zielszenarien 40 TWh nicht wesentlich überschreitet.

Im Jahr 2050 wird die gesamte auf fossilen Brennstoffen basierende Stromproduktion in den Zielszenarien in KWK-fähigen Kraftwerken erzeugt. In den Zielszenarien geht zwar insgesamt die Fernwärme- und Prozesswärmenachfrage zurück, die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen steigt jedoch an. Die Strom- und Wärmeerzeugung basiert dabei im Wesentlichen auf Steinkohle, Biomasse, Erdgas, sowie anderen Gasen und Abfällen (Abbildung 3.2.3.2-2).

Den größten Anteil an der gekoppelten Wärmeerzeugung haben Steinkohlekraftwerke. Nach 2030 erfolgt die Erzeugung auch in steigendem Maße in CCS-fähigen Kraftwerken. In 2040 liegt die Wärmeerzeugung in Steinkohle-KWK-Kraftwerken mit CO_2 Abscheidung zwischen 26 % und 32 % und in 2050 bereits bei etwa 63 % bis 65 %.

Gekoppelte Erzeugung aus Gaskraftwerken ist in den Zielszenarien aufgrund des komparativen Brennstoffpreisvorteils von Steinkohle gegenüber Gas weniger wirtschaftlich und kommt daher nur in geringerem Maße zum Einsatz.

Abbildung 3.2.3.2-2: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Kraftwerken in den Zielszenarien I A bis IV A nach Energieträgern, 2008 – 2050, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2010

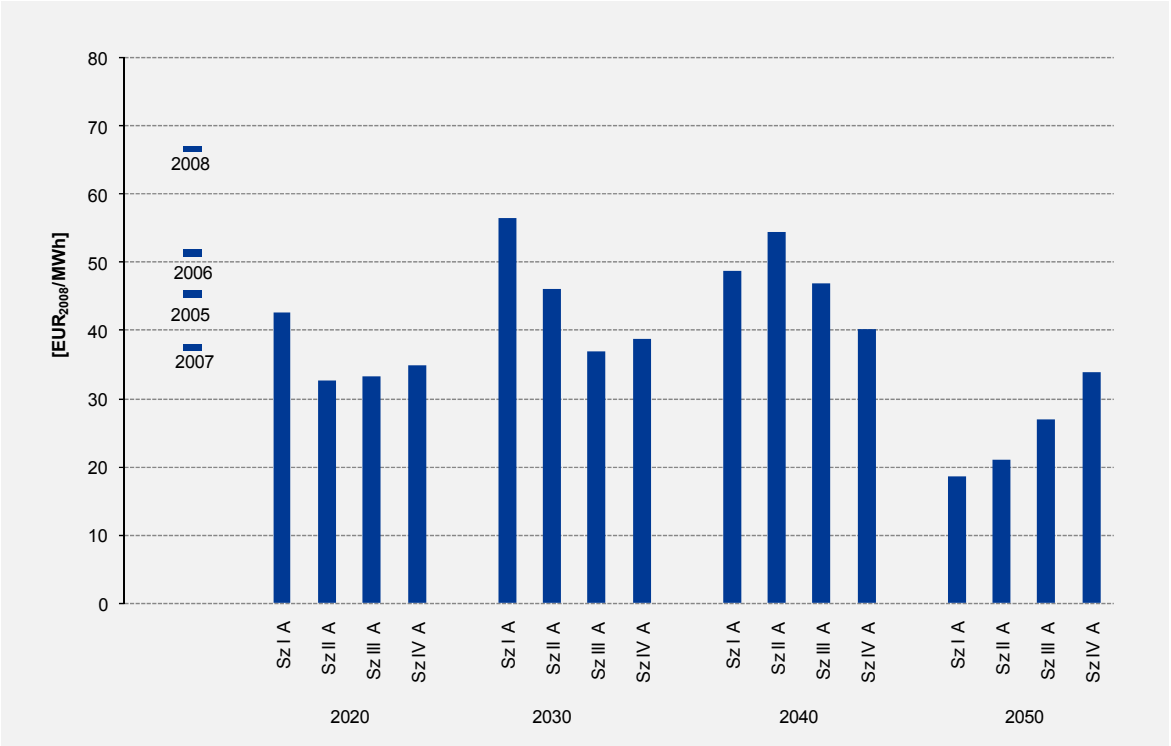
3.2.3.3 Entwicklung von Großhandelspreisen, EEG-Umlage und Endverbraucherpreisen bei unterschiedlicher Laufzeit

Die Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke hat in den Szenarien im Zeitverlauf einen preisdämpfenden Effekt. Im Jahr 2050 ergeben sich allerdings höhere Preise bei längeren Laufzeiten.

Abbildung 3.2.3.3-1 zeigt die Großhandelspreise in den Szenarien im Zeitverlauf. In der Abbildung sind die jahresdurchschnittlichen Day-Ahead Preise an der EEX für die Jahre 2005 bis 2008 aufgeführt. Diese zeigen, dass die Großhandelspreise in 2008 außergewöhnlich hoch waren. In den Szenarien ergeben sich je nach Szenario bis 2030/2040 zunächst steigende Großhandelspreise. Dabei führen längere Laufzeiten bis zum Jahr 2040 tendenziell zu niedrigeren Preisen. Im Unterschied dazu sind die Preise im Jahr 2050 bei langen Laufzeiten höher.

Dies ist durch Kompensations- und Vorzieheffekte bedingt: Bei Laufzeitende der Kernkraftwerke müssen Ersatzinvestitionen getätigt beziehungsweise Bestandsanlagen stärker ausgelastet werden, um den Rückgang der Kernenergieerzeugung zu kompensieren. Investitionen in neue Kraftwerke erhöhen dabei die langfristigen Grenzkosten, die als Schätzer für die Großhandelspreise dienen. Durch die Angebotsverknappung setzen, gemäß Merit Order, außerdem häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzerzeugungskosten den Preis. Dies hat ebenfalls einen preistreibenden Effekt. Diese Kompensations- und Vorzieheffekte fallen je nach Laufzeitverlängerung zu unterschiedlichen Zeitpunkten an. Daher ergeben sich die im Zeitverlauf unterschiedlichen Großhandelspreise.

Abbildung 3.2.3.3-1: Entwicklung der Großhandelspreise in den Zielszenarien, 2005-2050, in EUR_{2008}/MWh (2005-2008 historische Werte gemäß EEX)[20]

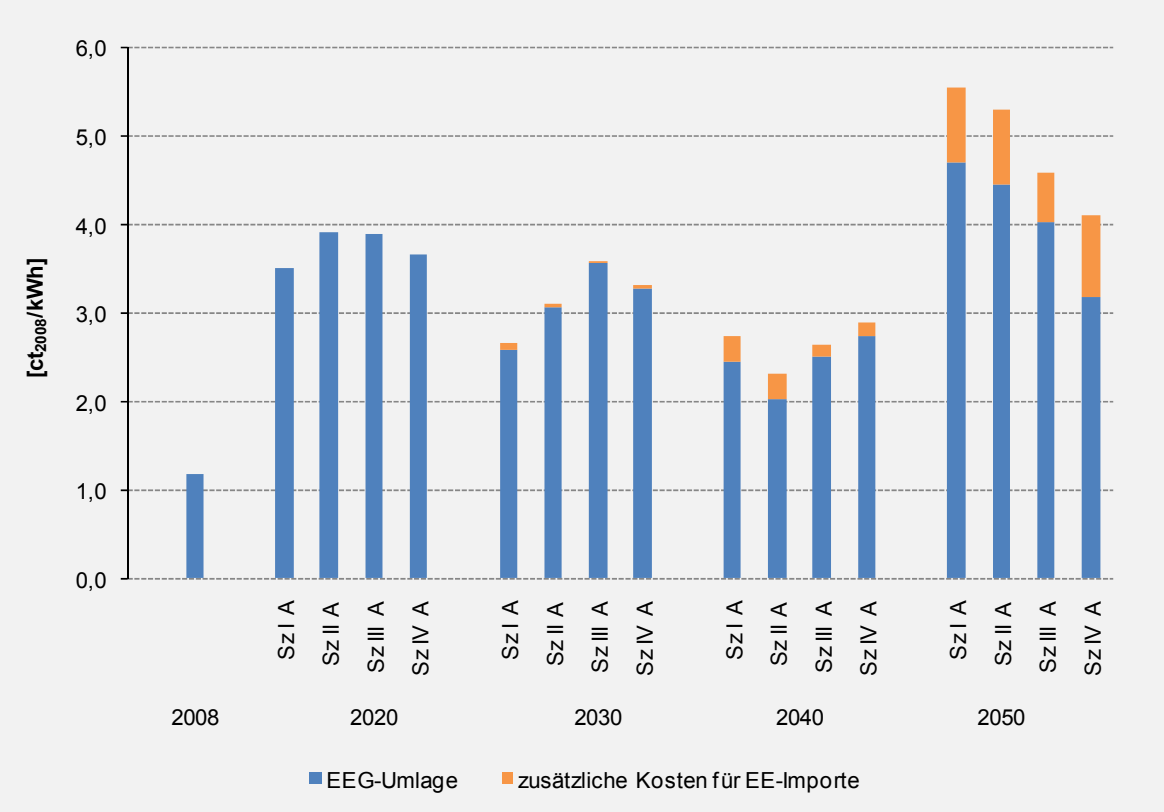


Prognos / EWI / GWS 2010

Der Großhandelspreis deckt langfristig die Vollkosten des konventionellen Kraftwerksparks, nicht aber die Vollkosten der erneuerbaren Energien. Die Zusatzkosten der erneuerbaren Energien in Deutschland werden durch Fortschreibung des heute bestehenden Umlageverfahrens auf die Endverbraucherpreise aufgeschlagen (siehe Abschnitt 2.4.7). Daher ist die Entwicklung der EE-Umlage stark von der Entwicklung der Großhandelspreise abhängig. Abbildung 3.2.3.3-2 zeigt die Entwicklung der EE-Umlage sowie die zusätzlichen Kosten pro kWh durch EE-Importe aus dem europäischen Ausland. Die Umlage für die Zusatzkosten der EE-Importe ergibt sich entsprechend der EE-Umlage aus der Differenz von Stromgestehungskosten der Erneuerbaren und Großhandelspreisen in Europa.

20 Historische Werte für 2005-2008 stellen mittlere Day-Ahead Basepreise an der EEX dar.

Abbildung 3.2.3.3-2: Entwicklung der EEG-Umlage sowie zusätzliche Kosten für EE-Importe, 2008-2050, in ct_{2008}/kWh (2008 historischer Wert gemäß BMU)



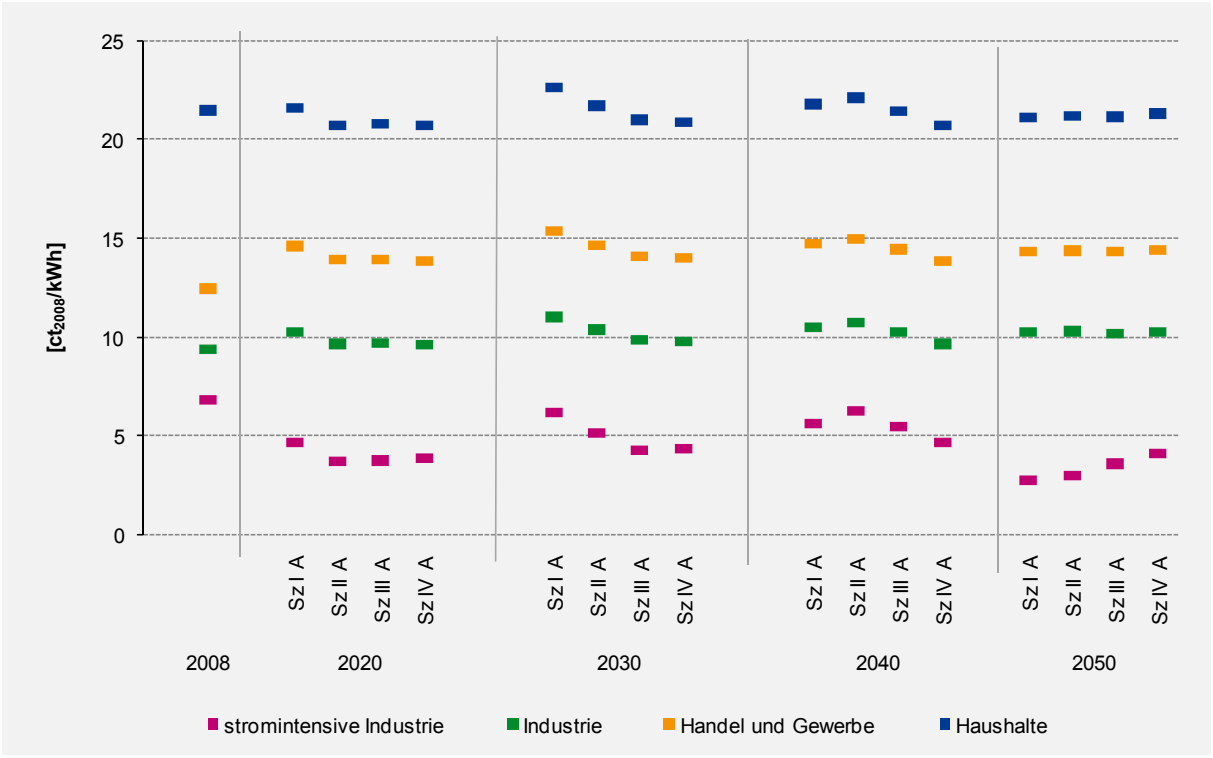
Prognos / EWI / GWS 2010

Die fortgeschriebene Umlage der Zusatzkosten für erneuerbare Energien steigt in den Szenarien zunächst an und fällt nach 2020 wieder ab. Im Jahr 2050 ergibt sich aufgrund der niedrigen Großhandelspreise eine hohe innerdeutsche EE-Umlage sowie zusätzliche Kosten für die EE-Importe. Grund für den Verlauf sind zwei gegenläufige Effekte: Die Umlage steigt in den Szenarien zunächst aufgrund des starken EE-Ausbaus zu relativ hohen Kosten an. Im weiteren Verlauf sinken die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren aufgrund von Lerneffekten. Da sich die Ausbaupfade der Erneuerbaren in Deutschland in den Zielszenarien nur wenig unterscheiden, ergeben sich über die Szenarien hinweg ähnliche Kosten für den Ausbau. Die Unterschiede der Umlage für Zusatzkosten der Erneuerbaren sind daher weitgehend auf die unterschiedlichen Großhandelspreise zurückzuführen.

Die Unterschiede in den Endverbraucherpreisen zwischen den einzelnen Jahren sowie zwischen den verschiedenen Szenarien resultieren hauptsächlich aus der Entwicklung der Großhandelspreise sowie der Umlage für die EE-Zusatzkosten in Deutschland und Europa. Aufgrund deren Entwicklungen ergeben sich in den Zielszenarien I A bis IV A zunächst bis 2030 steigende und im Anschluss sinkende Endverbraucherpreise. Der Strompreis des

stromintensiven Industriekunden wird im Wesentlichen durch den Großhandelspreis bestimmt, da die stromintensive Industrie bei der Umlage von EE-Zusatzkosten unter Ausnahmeregelungen fällt (siehe Abschnitt 2.4.7). Daher wirkt sich eine steigende oder sinkende EE-Umlage nicht auf die Strompreise für die stromintensive Industrie aus. Abbildung 3.2.3.3-3 zeigt die Endverbraucherpreise in den Szenarien im Zeitverlauf.

Abbildung 3.2.3.3-3: Endverbraucherpreise in den Szenarien im Zeitverlauf, 2008-2050, in ct_{2008}/kWh (2008 historischer Wert gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion)



Prognos / EWI / GWS 2010

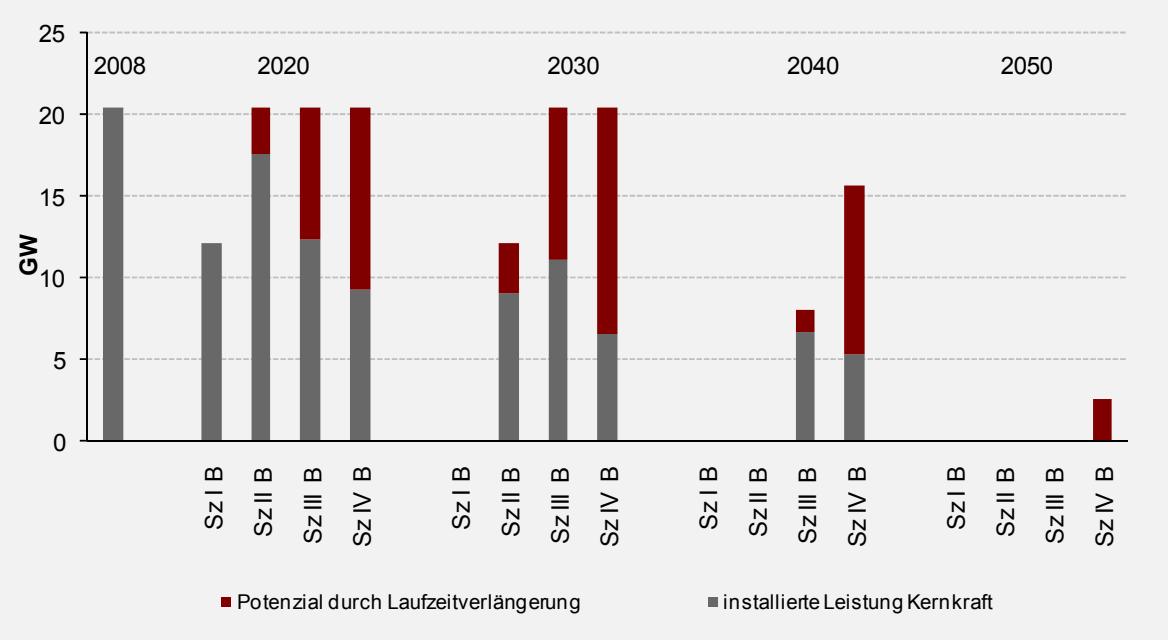
3.2.4 Auswirkungen unterschiedlicher Nachrüstkosten der Kernkraftwerke

Die Zielszenarien wurden mit zwei Annahmen zu Nachrüstkosten berechnet (Szenarien I A bis IV A und Szenarien I B bis IV B, vgl. Kap. 1.2). Abhängig von diesen Annahmen wird untersucht, ob Nachrüstungen zur Verlängerungen der KKW-Laufzeiten um 4, 12, 20 oder 28 Jahre wirtschaftlich sind oder Kapazitäten nach Erzeugung der Reststrommengen stillgelegt werden.

In den Szenarien I A bis IV A erweisen sich die Laufzeitverlängerungen für alle Kernkraftwerke als rentabel. In den Szenarien I B bis IV B mit teilweise deutlich höheren Nachrüstkosten wird hingegen nicht die gesamte vorhandene KKW-Kapazität verlängert. Abbildung 3.2.4-1 stellt dar, welcher zeitliche Verlauf der installierten KKW-Kapazität sich maximal ergeben kann („Potenzial“) und wel-

cher sich in den Szenarien I B bis IV B marktgetrieben ergibt. Das Potenzial entspricht zugleich der installierten KKW-Kapazität in den Szenarien I A bis IV A.

Abbildung 3.2.4-1: Installierte Kernkraftwerksleistung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in GW



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Ergebnisse der Abbildung 3.2.4-1 zeigen, dass sich gemäß Annahmen der Szenarien I B bis IV B kürzere und billigere Laufzeitverlängerungen für einen größeren Anteil der KKW-Kapazität als wirtschaftlich erweisen, während längere und teurere Verlängerungen nur begrenzt ergriffen werden. Dadurch kann sich in Szenarien mit kürzeren Verlängerungsoptionen eine (zeitweise) höhere installierte KKW-Kapazität ergeben als in Szenarien mit längeren Verlängerungsoptionen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass über die jeweiligen Nachrüstinvestitionen in den Szenarien vor der Verlängerung und einmalig entschieden wird. Von einer in der Realität möglichen zeitlichen Struktur der vor Ort im einzelnen zu ergreifenden technischen Nachrüstmaßnahmen wird abstrahiert.

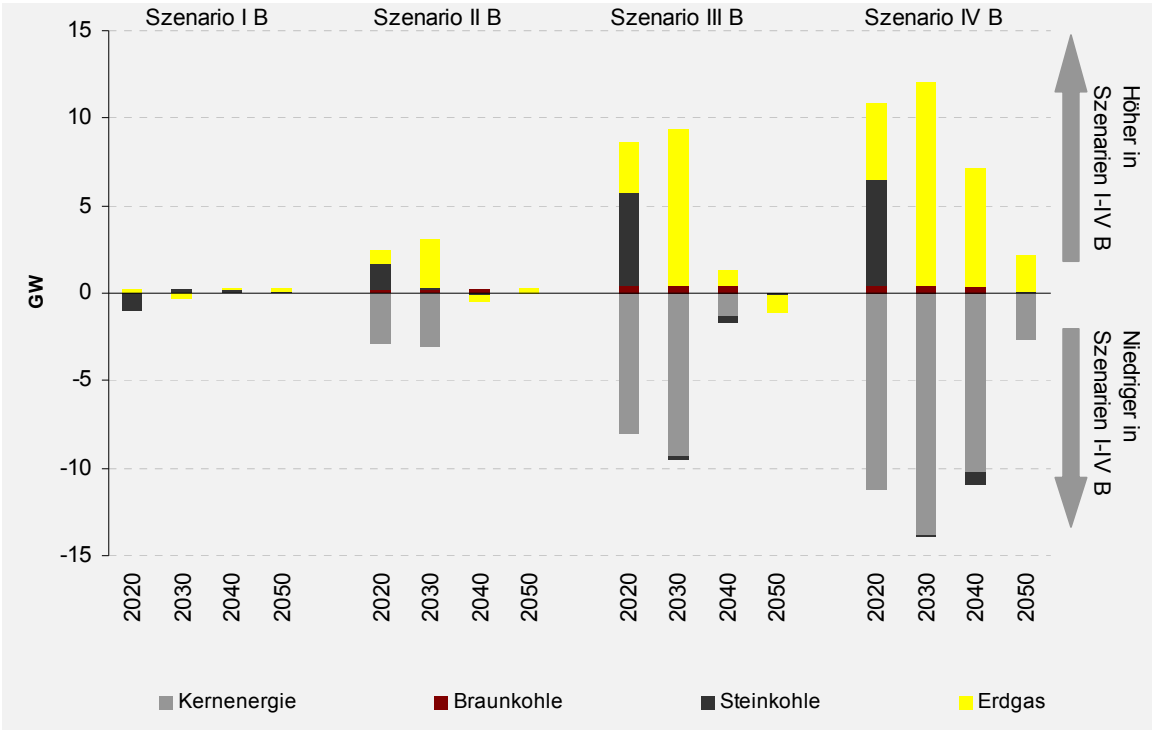
Durch die Unterschiede in der verlängerten Kernkraftleistung ändert sich die Zusammensetzung des übrigen Kraftwerksparks und seine Auslastung, der Stromerzeugungsmix sowie die Preise für Elektrizität.

3.2.4.1 Installierte Kraftwerksleistung und Jahresvolllaststunden

Die Szenarien I A und I B sowie II A und II B mit Verlängerungsoptionen für KKW um 4 und um 12 Jahre unterscheiden sich nachrüstkostenbedingt nur geringfügig. In Szenario I B wird rund

94 % der KKW-Kapazität nachgerüstet und zusätzliche vier Jahre betrieben (zwischen 2020 und 2030 wird Kapazität nicht nachgerüstet). In Szenario II B wird die Laufzeit von 85 % der installierten KKW-Kapazität verlängert. Abbildung 3.2.4.1-1 vergleicht die Szenarien I A bis IV A und I B bis IV B anhand der Differenzen in der sich ergebenden installierten Leistung im Zeitverlauf. Deutliche nachrüstkostenbedingte Unterschiede ergeben sich für die Szenarien III A und III B bzw. IV A und IV B mit 20 und 28 Jahren Laufzeitverlängerungsoption. Verglichen mit Szenario III A sind in Szenario III B ab 2020 rund 8 GW und ab 2030 9,4 GW weniger KKW-Kapazität installiert. Am größten sind die Differenzen für Szenario IV. In Szenario IV B sind ab 2020 über 11 GW, ab 2030 13,8 GW und ab 2040 10,2 GW weniger KKW-Kapazität am Netz als in Szenario IV A.

Abbildung 3.2.4.1-1: Differenzen der installierten Bruttoleistung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in GW (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A)



Prognos / EWI / GWS 2010

In Szenario I B ergibt sich nahezu dieselbe Kapazitätsentwicklung wie in Szenario I A. Für die Szenarien II B bis IV B ergeben sich Nachrüstkosten bedingt geringere installierte KKW-Kapazitäten als in Szenarien II A bis IV A. Die entsprechenden Leistungsmehrbedarfe nehmen von Szenario II bis Szenario IV mit größeren Verlängerungsoptionen zu.

Die Leistungsmehrbedarfe werden durch höhere Auslastungen von Bestandsanlagen und zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf

fossiler Brennstoffbasis gedeckt. Kurzfristig werden insbesondere Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken verzögert. Unter den Szenarienannahmen steigender CO_2-Preise, zusätzlicher Möglichkeiten der Strombeschaffung aus dem Ausland und rückläufiger heimischer Stromnachfrage wird KKW-Kapazität ab 2030 fast nur noch durch Erdgaskraftwerke zur Spitzenlastdeckung ersetzt.

In Szenario III B sind in 2020 etwa 8 GW weniger Kernenergie installiert als in Szenario III A. Gleichzeitig stehen 5,3 GW zusätzliche Steinkohle- und 3 GW zusätzliche Gaskraftwerke zur Verfügung. Bei den zusätzlichen Steinkohlekraftwerken handelt es sich um Bestandsanlagen, die später stillgelegt werden. Von der zusätzlichen Gaskraftwerksleistung entfällt etwas weniger als die Hälfte auf Neubauten. In 2030 werden die 9,3 GW stillgelegten KKW-Kapazitäten fast ausschließlich durch Gaskraftwerke ersetzt. Die zusätzlichen 8,9 GW bestehen zu 75 % aus neu gebauten Gasturbinen. Für Szenario IV B ergibt sich ein ähnliches Bild. In 2020 werden die fehlenden 11,2 GW KKW-Leistung durch spätere Stilllegung von Bestandsanlagen (6,1 GW Steinkohle und 1,7 GW Erdgas) und Zubauten von 2,6 GW Gaskraftwerken kompensiert. In 2030 stehen 13,8 GW geringerer KKW-Kapazität zusätzliche 11,6 GW an Erdgaskraftwerken gegenüber. Davon sind 8,8 GW neue Anlagen. In 2040 werden in den Szenarien I B bis IV B gegenüber I A bis IV A weniger zusätzliche Gaskraftwerke gebaut. Aufgrund des starken Zubaus in den vorangegangenen Jahren wird in Szenario IV B die um 10,2 GW geringere Kernkraftleistung als in Szenario IV A durch den höheren Bestand an Gaskraftwerken kompensiert.

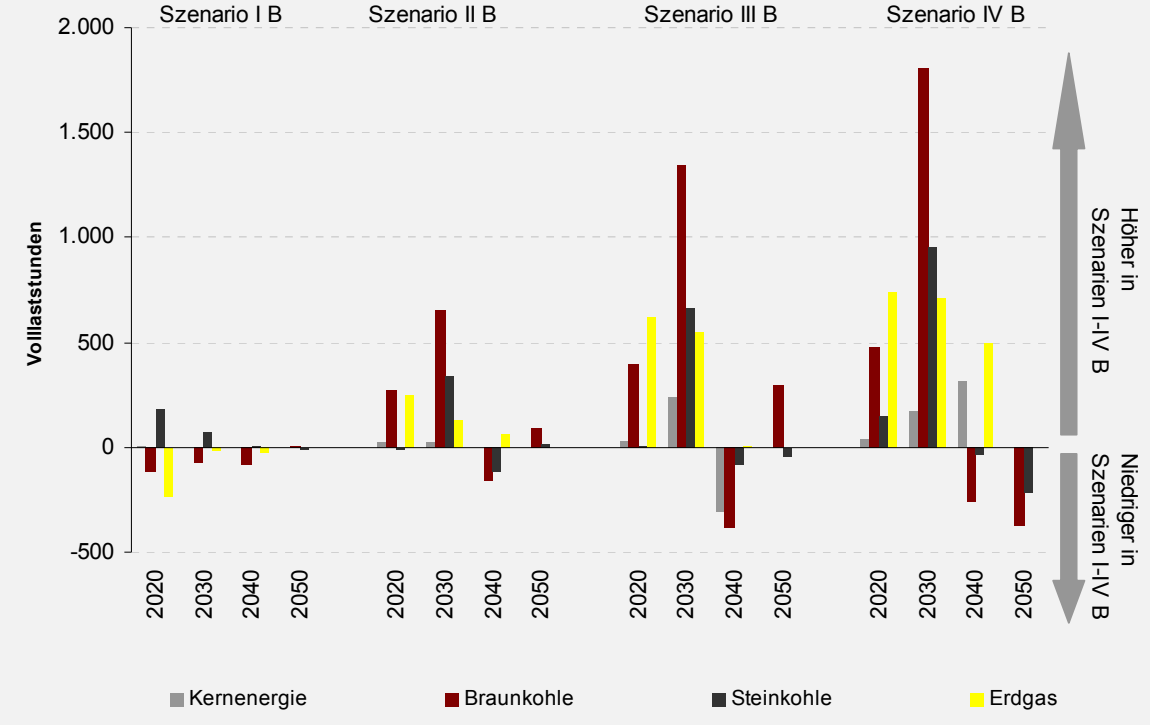
Zusätzliche Braunkohlekraftwerke kompensieren wegfallende Kernkraftleistung nur in geringem Ausmaß. Auch hier handelt es sich um eine in den Szenarien B gegenüber den Szenarien A spätere Stilllegung von Bestandsanlagen.

Die Höhe der installierten Kernkraftleistung beeinflusst die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks. Abbildung 3.2.4.1-2 stellt die Differenzen in der Auslastung zwischen den Szenarien B und Szenarien A dar. In den Szenarien B mit weniger KKW-Kapazität sind die Volllaststunden von Kraftwerken auf fossiler Brennstoffbasis deutlich höher. In 2030, dem Stichjahr mit den größten Differenzen bei der installierten Kernkraftkapazität, sind auch die Unterschiede bei den Volllaststunden maximal.

In Szenario I B sind die Auslastungsdifferenzen zu Szenario I A gering, da sich die Zusammenstellung des Kraftwerksparks kaum unterscheidet. In den Szenarien II B bis IV B, in denen die KKW-Laufzeiten nur teilweise verlängert werden, ist die Auslastung der fossilen Kraftwerke im Vergleich zu den Szenarien II A bis IV A mit jeweils voller Verlängerung höher. Insbesondere ist eine deutlich höhere Auslastung von Braunkohlekraftwerken in den Stichjahren 2020 und 2030 zu beobachten. Der Grund dafür ist, dass zu die-

sem Zeitpunkt kaum Unterschiede in der installierten Braunkohleleistung zwischen den Szenarien bestehen und folglich der Bestand in den Szenarien mit geringerer Kernkraftkapazität intensiver genutzt wird. Aus dem gleichen Grund sind die Unterschiede der Volllaststunden bei Steinkohle 2030 stark ausgeprägt. Gaskraftwerke werden in allen Stichjahren mit nennenswerten Unterschieden in der installierten Kernkraftleistung stärker ausgelastet. In Szenario III B realisieren Gaskraftwerke in den Stichjahren 2020 und 2030 rund 620 bzw. 540 zusätzliche Volllaststunden. In Szenario IV B laufen Gaskraftwerke zusätzliche 500 bis 740 Stunden p.a. im Zeitraum zwischen 2020 und 2040.

Abbildung 3.2.4.1-2: Differenzen in der Kraftwerksauslastung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in Stunden (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A)



Prognos / EWI / GWS 2010

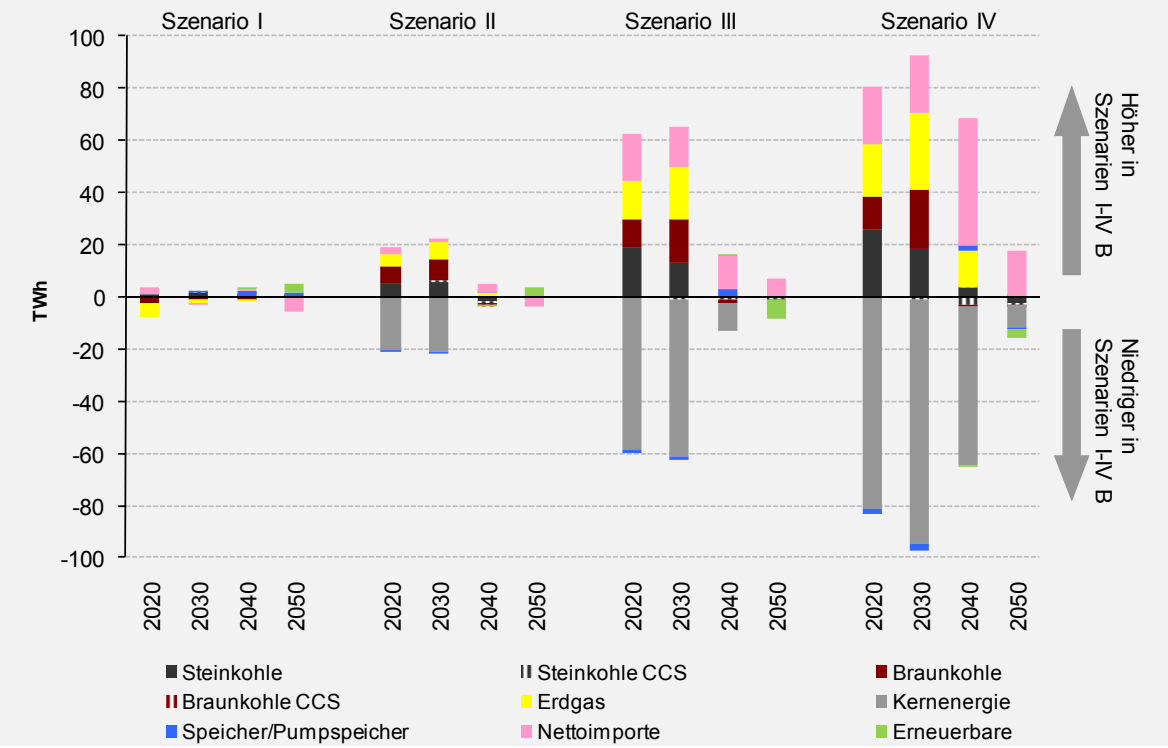
3.2.4.2 Bruttostromerzeugung

Die dargestellten, durch die Nachrüstkosten bedingten, Kapazitäts- und Auslastungseffekte im Kraftwerkspark haben Konsequenzen für den Erzeugungsmix. In den Szenarien I B bis IV B steht im Vergleich zu den Szenarien I A bis IV A weniger Strom aus Kernenergie zur Verfügung. Abbildung 3.2.4.2-1 stellt die Differenzen in der Bruttostromerzeugung zwischen den Szenarien dar. In Szenario I sind die Differenzen gering. Deutliche Unterschiede ergeben sich für die Szenarien II, III und IV. Der grenzüberschreitende marktgetriebene Stromaustausch leistet in den Szenarien II B bis IV B über den gesamten Betrachtungszeitraum einen zentralen

Beitrag zum Ausgleich der gegenüber den Szenarien II A bis IV A verminderten Stromerzeugung aus Kernenergie. In 2020 ist Deutschland noch in allen Szenarien Nettostromexporteur. Bei geringerer Stromerzeugung aus Kernenergie werden die Exporte reduziert. Ab 2030 ist Deutschland in allen Szenarien Nettoimporteur. Zusätzliche Stromimporte sind in den Szenarien II B bis IV B langfristig die wichtigste Alternative zur Kernenergie. In den Szenarien III B und IV B ersetzen die Nettoimporte in den Stichjahren 2020 und 2030 zwischen 20 % und 25 % der Erzeugung aus Kernenergie. In Szenario III B kompensieren die zusätzlichen Nettoimporte den Rückgang der Kernenergie nach 2030 vollständig. In Szenario IV B gleichen die zusätzlichen Nettoimporte die wegfallende Kernenergieerzeugung in 2040 zu über 70 % und in 2050 vollständig aus.

Die Stromerzeugung in Kraftwerken auf fossiler Brennstoffbasis ersetzt in den Szenarien II B bis IV B vor allem mittelfristig Erzeugung aus Kernenergie. Die zusätzliche Erzeugung aus Erdgas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken nimmt in den Szenarien II B bis IV B 2020 und 2030 eine wichtige Rolle ein. Aufgrund der unterstellten steigenden CO_2-Preise und der Verfügbarkeit von günstigem Strom aus dem europäischen Ausland werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke nach 2030 nur noch in geringem Maß zum Ausgleich der in den Szenarien II B bis IV B weniger vorhandenen Kernenergie eingesetzt.

Abbildung 3.2.4.2-1: Differenzen in der Bruttostromerzeugung in den Szenarien I B bis IV B, 2008 – 2050, in TWh (Nulllinie: Szenarien I A bis IV A)



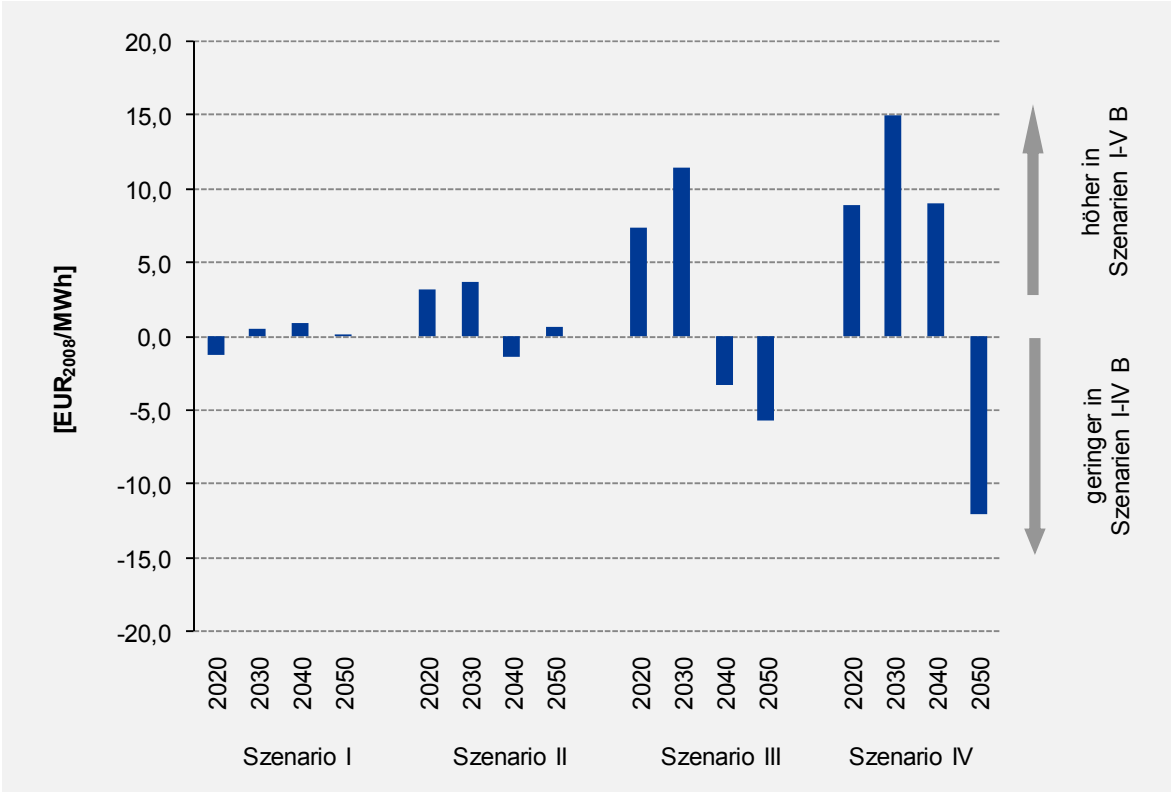
3.2.4.3 Auswirkungen auf die Großhandels- und Endverbraucherpreise

Höhere Nachrüstkosten wirken sich umso stärker auf die Großhandels- und damit auch auf die Endverbraucherpreise aus, je länger die Kernkraftwerke in den Szenarien betrieben werden.

Je nach Szenario führen die höheren Nachrüstkosten zunächst zu höheren Preisen, später, in den Stichjahren 2040 bzw. 2050 dann zu niedrigeren Preisen. Insgesamt (im Barwert) wirken höhere Nachrüstkosten Preis treibend.

In Abbildung 3.2.4.3-1 sind die Auswirkungen höherer Nachrüstkosten auf die Großhandelspreise im Zeitverlauf dargestellt. Als Nulllinie dienen die Szenarien I A bis IV A mit niedrigeren Nachrüstkosten. Durch die höheren Nachrüstkosten werden die Optionen zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke nicht immer ergriffen. Insbesondere in den Szenarien III B und IV B wird ein hoher Anteil der Kernkraftwerke nicht verlängert (vgl. Abschnitt 3.2.4.1). Stillgelegte KKW müssen durch Kraftwerksneubauten, höhere Auslastung von Bestandsanlagen oder Nettostromimporte ausgeglichen werden. Investitionen in neue Kraftwerke erhöhen dabei die langfristigen Grenzkosten, die als Schätzer für die Großhandelspreise dienen. Durch die Angebotsverknappung setzen, gemäß Merit Order, außerdem häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzerzeugungskosten den Preis. Schließlich führt fossil gefeuerte Stromerzeugung anstelle von Strom aus Kernenergie zu einer erhöhten Nachfrage nach CO_2-Emissionsrechten, wodurch ein CO_2-Preis und damit auch ein Strompreis treibender Effekt verbunden ist. Diese Auswirkungen fallen in den Szenarien I B bis IV B im Vergleich zu Szenarien I A bis IV A zu unterschiedlichen Zeitpunkten an, da in den Szenarien B nicht alle KKW-Laufzeiten verlängert werden. Dadurch verschieben sich auch die Preiseffekte im zeitlichen Verlauf: In den Szenarien III B und IV B muss früher als in den Szenarien III A und IV A die Kernenergie ersetzt werden, was sich in vergleichsweise höheren Großhandelspreisen in früheren Stichjahren zeigt.

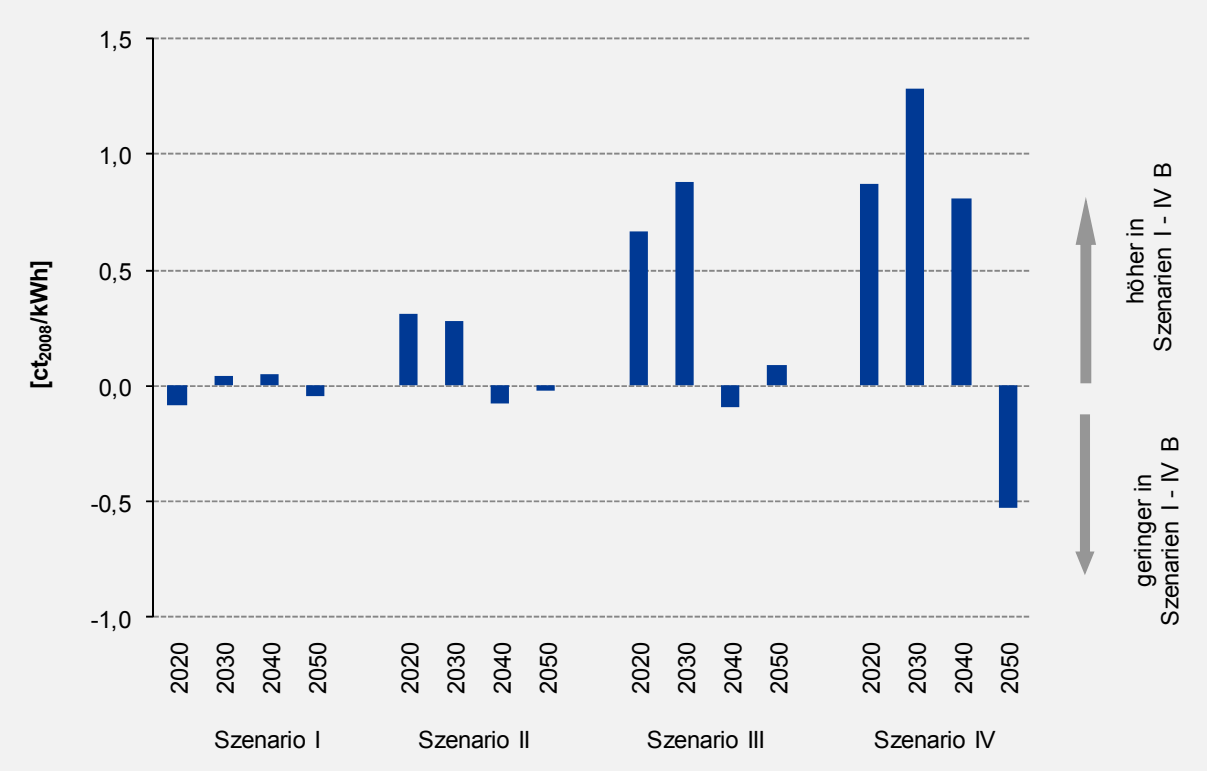
Abbildung 3.2.4.3-1: Großhandelspreisdifferenzen bei unterschiedlichen Nachrüstkosten, 2020-2050, in EUR_{2008}/MWh (Nulllinie Szenarien A)



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Veränderungen des Großhandelspreises wirken sich unmittelbar auf die Strompreise der stromintensiven Industrie aus. Daher können aus Abbildung 3.2.4.3-1 i. W. auch die Auswirkungen auf den Strompreis der stromintensiven Industrie abgelesen werden. Für die übrigen Kundengruppen ist hier stellvertretend die Entwicklung der Haushaltskundenpreise bei höheren Nachrüstkosten in Abbildung 3.2.4.3-2 dargestellt. Aufgrund einer mit sinkendem Großhandelspreis einhergehenden Erhöhung der EE-Umlage sowie des geringeren Anteils der Großhandelspreise an den Haushaltskundenpreisen werden die Effekte gedämpft.

Abbildung 3.2.4.3-2: Haushaltspreisdifferenzen bei unterschiedlichen Nachrüstkosten, 2020-2050, in ct_{2008}/kWh (Nulllinie Szenarien A)



Prognos / EWI / GWS 2010

3.3 Primärenergieverbrauch

(vgl. Tabellen A 1-2 und A 1-3)

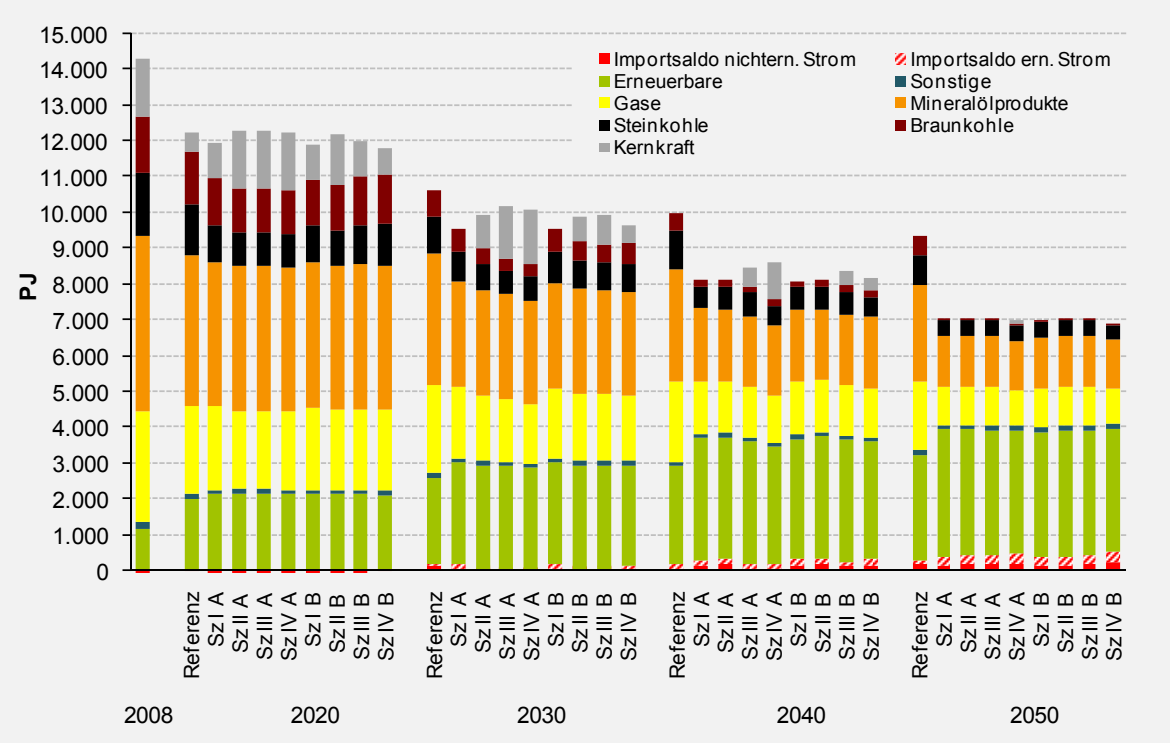
Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den Zielszenarien unterscheidet sich von der Referenz durch eine schnellere Steigerung der Energieproduktivität, einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien und unterschiedliche Pfade des Kernenergieausstiegs.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität – gemessen als Wirtschaftsleistung (Mrd EUR BIP) in Relation zum Primärenergieträgereinsatz (PJ) – erhöht sich im Betrachtungszeitraum in den Zielszenarien zwischen 2,49 % p.a. und 2,55 % p.a., in der Referenz um 1,8 % p.a. Einen entscheidenden Beitrag zur Erhöhung der Energieproduktivität leisten steigende Wirkungsgrade in der Stromerzeugung. Die auf den Endenergieverbrauch bezogene Erhöhung der Produktivität in den Zielszenarien liegt zwischen 2,12 % p.a. und 2,17 % p.a. Zum Teil ist die starke Verbesserung des durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrades durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung

bedingt. Die Bilanzierungskonvention sieht bei der Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, Windkraft und Fotovoltaik einen Wirkungsgrad von 100 % vor. Darüber hinaus erhöht das Ausscheiden der Kernkraftwerke mit einem definitorischen Wirkungsgrad von 33 % den durchschnittlichen Nutzungsgrad des Kraftwerksparks.

Als Folge verringert sich der Primärenergieverbrauch zwischen 2008 und 2050 in den Zielszenarien um etwas mehr als 50 %. Die Nutzung fossiler Energieträger geht im selben Zeitraum um rund drei Viertel zurück (Abbildung 3.3-1). Dadurch sinkt der Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch kontinuierlich ab und halbiert sich etwa bis 2050 gegenüber 2008 auf 41 % bis 43 %. Mineralöl und Erdgas tragen in den Zielszenarien im Jahr 2050 mit rund 20 % bzw. rund 15 % zur Deckung des Bedarfs bei. Der Anteil von Steinkohle liegt dann noch bei rund 6 %, derjenige von Braunkohle bei etwa 0,5 %, was auf die auslaufende Nutzung dieses Energieträgers in der Stromerzeugung zurückzuführen ist.

Abbildung 3.3-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Erneuerbare Energien decken 2050 rund 50 % des Primärenergiebedarfs. Berücksichtigt man bei der Berechnung des Anteils Erneuerbarer auch den Nettostromimport auf Basis regenerativer Energien, liegt der entsprechende Wert bei rund 54 %. Innerhalb der Erneuerbaren leistet Biomasse mit etwa 31 % den größten Beitrag zur Deckung der Energienachfrage, der Anteil der Wind-

kraft liegt zwischen 7 % und 9 %. Den stärksten Ausbau erfahren Geothermie (Faktor 130 zwischen 2008 und 2050), Solarthermie (Faktor 14 bis 16) und die Nutzung von Umweltwärme (Faktor 14).

Aufgrund der für die Szenarien spezifischen Laufzeitverlängerungen sowie der durch die unterschiedlichen Nachrüstkosten abweichenden Einsatzbedingungen ergeben sich zum Teil deutlich unterschiedliche Beiträge der Kernenergie zur Deckung des Primärenergiebedarfs. Sie liegen beispielsweise im Jahr 2030 zwischen 0 % und 15,2 %.

In der Referenz liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 um rund 34 % unter dem Ausgangswert des Jahres 2008. Fossile Energieträger decken 2050 etwa 64 % des Bedarfs, Erneuerbare knapp 32 %. Kernenergie wird ab 2030 nicht mehr genutzt.

Der Anteil importierter Energieträger nimmt von rund 70 % im Jahr 2008 in den Zielszenarien bis 2050 auf etwa 54 % bis 55 % ab. In der Referenz werden dann 61 % des Energiebedarfs durch Importe gedeckt.

4 Klimaschutz: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen

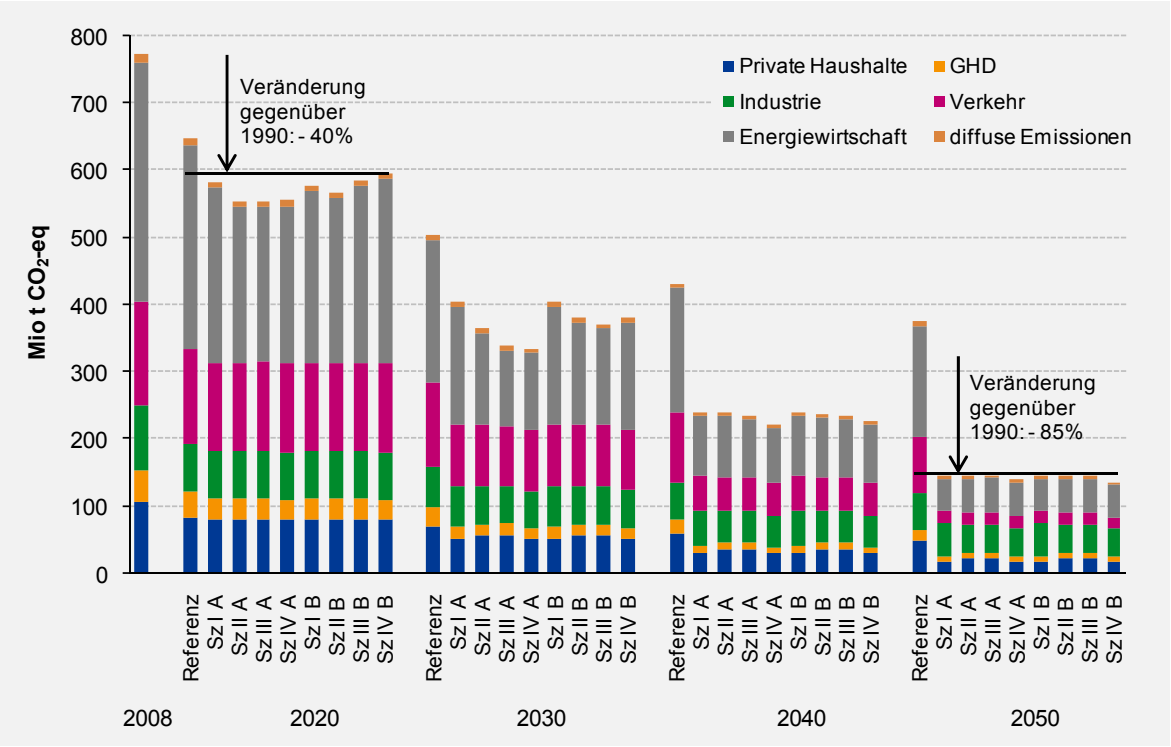
4.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt

(vgl. Tabelle A 1-1 im Anhang A 1)

In den Zielszenarien wird das vorgegebene Reduktionsziel für die energiebedingten Treibhausgasemissionen von 85 % zwischen 1990 und 2050 erreicht oder leicht übererfüllt. Bis zum Jahr 2020 gehen die Emissionen im Vergleich zu 1990 in den einzelnen Szenarien um 39,9 % (Szenario IV B) bis 44,2 % (Szenario II A) zurück (Abbildung 4.1-1). Die Unterschiede beruhen im Wesentlichen auf Differenzen in der Struktur der Stromerzeugung.

Im Referenzszenario liegen die Emissionen 2020 um 34,6 % unter dem Wert von 1990, im Jahr 2050 um 62,2 %.

Abbildung 4.1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 2008-2050, in Mio t CO_2-Äquivalenten



Prognos / EWI / GWS 2010

Im Jahr 2008 stammten 47 % der verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen aus der Energiewirtschaft, der Rest war mit dem direkten Einsatz von Energieträgern in den Endverbrauchssektoren verbunden. Aufgrund der stärkeren Emissionsreduktion in der Energiewirtschaft verringert sich deren Anteil bis 2050 auf Werte zwischen 35 % im Szenario I A/B und gut 37 % im Szenario IV A (Referenz: knapp 45 %).

In absoluten Größen betrachtet, gehen die der Energiewirtschaft zuzurechnenden Emissionen zwischen 2008 und 2050 etwa im selben Umfang zurück wie die durch den Endenergieverbrauch direkt verursachten Treibhausgase (je nach Szenario zwischen 300 Mio t und 320 Mio t).

Während die Emissionsminderung in der Energiewirtschaft bis 2050 in allen Zielszenarien mit 307 bis 310 Mio t sehr ähnlich ist, zeigen sich im Zeitraum 2008 und 2020 deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Am stärksten werden die THG-Emissionen mit 127 Mio t in den Szenarien II A und III A abgesenkt, die geringste Minderung weist das Szenario IV B mit 83 Mio t auf. Entscheidend für diese Differenzen sind die unterschiedlichen Annahmen zur Laufzeit der Kernkraftwerke und deren Nutzung infolge unterschiedlicher Nachrüstkosten (vgl. Abschnitt 4.2.1)

Der Rückgang der mit dem Endenergieverbrauch verbundenen direkten Treibhausgasemissionen weist sowohl im Zeitraum 2008 bis 2020 (rund 90 Mio t) als auch für die Zeit 2008 bis 2050 (311 Mio t bis 320 Mio t) für die einzelnen Zielszenarien ähnlich Werte auf.

Kumuliert über den Zeitraum 2010 bis 2050 liegen die Treibhausgasemissionen in den Zielszenarien zwischen 24 % (Szenario I A) und knapp 30 % (Szenario IV A) niedriger als in der Referenz.

4.2 Sektorale Aufteilung der Treibhausgasemissionen

4.2.1 Treibhausgasemissionen bei Stromerzeugung und KWK-Wärmeproduktion

Während die mit der Erzeugung von Strom und KWK-Wärme verbundenen CO_2-Emissionen im Jahr 2050 in den Zielszenarien weitgehend identisch sind, kommt es im Zeitverlauf von 2008 bis 2050 zu unterschiedlichen Entwicklungen. Diese sind auf unterschiedliche Vorgaben zur Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke zurückzuführen.

In den Zielszenarien gibt es zwei wichtige Parameter für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke: Die zeitlich maximal mögliche Laufzeitverlängerung sowie die Nachrüstkostensätze (vgl. Abschnitt 1.2). Beide Parameter führen zu unterschiedlichen Verläufen der CO_2-Emissionen im Zeitraum zwischen 2008 und 2050.

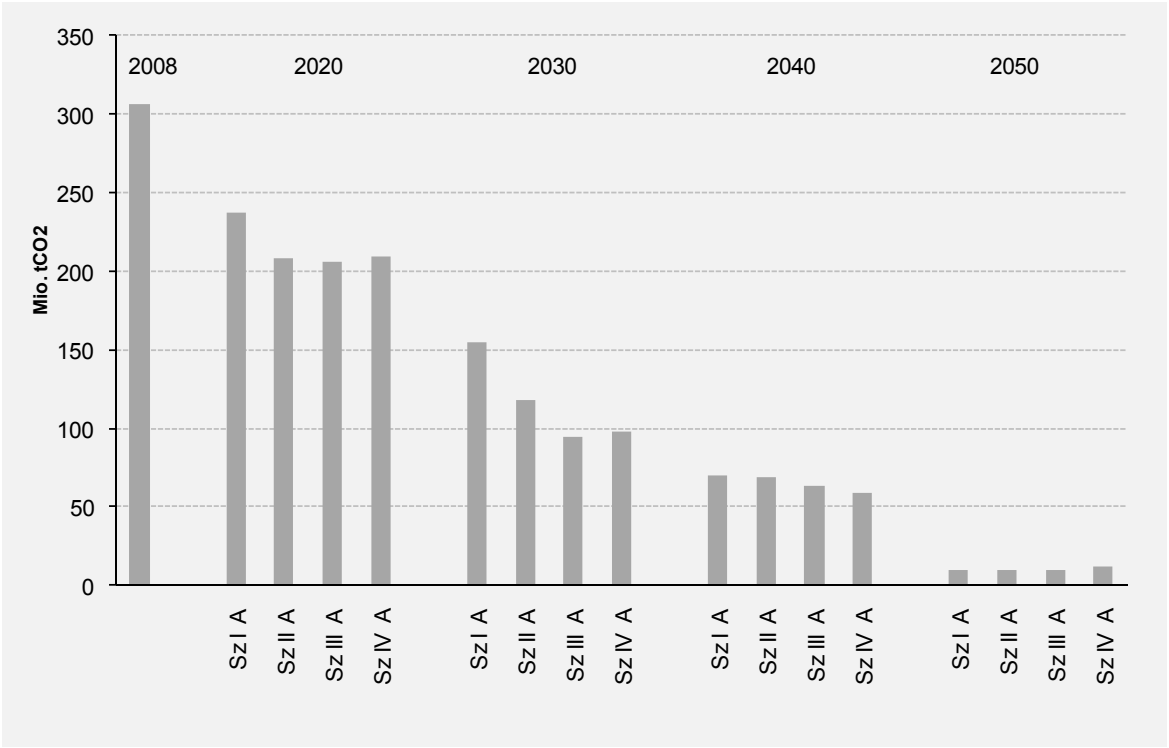
CO_2-Vermeidung bei unterschiedlichen Laufzeiten der Kernkraftwerke

Die Effekte unterschiedlicher Laufzeiten auf die CO_2-Emissionen werden anhand der Szenarien I A bis IV A analysiert. Abbildung 4.2.1-1 zeigt die CO_2-Emissionen in den vier Zielszenarien von 2008 bis 2050.

In den Stichjahren 2020 und 2030 gibt es wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Die höheren CO_2-Emissionen im Szenario I A gegenüber den anderen Zielszenarien sind darauf zurückzuführen, dass bei der angenommen vierjährigen Verlängerung im Jahr 2020 bereits erhebliche Kernkraftwerkskapazitäten stillgelegt sind. Die Kernenergieverstromung wird zum Teil durch höhere Auslastung von bestehenden Kohlekraftwerken sowie den Bau zusätzlicher Gaskraftwerken kompensiert. Diese erhöhte fossile Erzeugung führt zu höheren CO_2-Emissionen im Strom- und KWK-Wärmesektor. Im Stichjahr 2030 ist derselbe Kompensationseffekt stärker ausgeprägt zu beobachten. Darüber hinaus sind

bis 2030 auch Kernkraftwerke in Szenario II A (12 Jahre Laufzeitverlängerung) stillgelegt, so das auch dort erhöhte CO_2-Emissionen im Vergleich zu den Szenarien III A und IV A entstehen. In den Jahren 2020 und 2030 liegen die CO_2-Emissionen im Szenario IV A wegen der höheren Stromnachfrage marginal über den Emissionen in Szenario III A.

Abbildung 4.2.1-1: CO_2-Emissionen bei unterschiedlichen Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke[21], 2008-2050, in Mio t CO_2



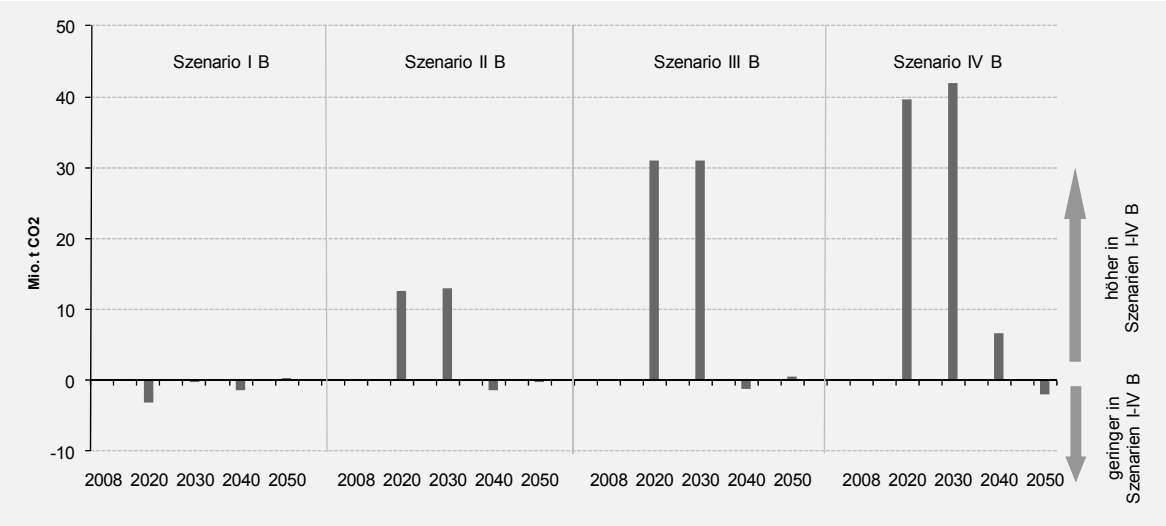
Prognos / EWI / GWS 2010

CO_2-Effekte bei unterschiedlichen Nachrüstkosten der Kernkraftwerke

Die Effekte unterschiedlicher Nachrüstkosten werden anhand der Differenzen zwischen den Szenarien I A bis IV A und den Szenarien I B bis IV B analysiert. Die einzige variierende Parametergröße zwischen den Szenariensets A und B sind die Nachrüstkosten (welche in den Szenarien I B bis IV B höher sind). Abbildung 4.2.1-2 zeigt die Differenzen bei den CO_2-Emissionen in den Szenarien I B bis IV B gegenüber den Szenarien I A bis IV A.

21 Berücksichtigt werden dabei erneuerbare Energieträger, fossil gefeuerte Großkraftwerke mit einer Leistung von >5 MW_{el} sowie verschiedene Kleinanlagen zur dezentralen Strom- und KWK-Wärmeerzeugung

Abbildung 4.2.1-2: Differenzen der CO_2-Emissionen in den Szenarien I B bis IV B zu den Szenarien I A bis IV A (Die Nulllinie sind die jeweiligen Szenarien I A bis IV A), 2008-2050, in Mio t CO_2



Prognos / EWI / GWS 2010

In den Szenarien II B bis IV B kommt es insbesondere 2020 und 2030 zu deutlich höheren CO_2-Emissionen als in den entsprechenden Szenarien II A bis IV A. Dies liegt vor allem daran, dass in den Szenarien II B bis IV B die möglichen Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke nur teilweise realisiert werden. Die Kernkraftwerke ohne Verlängerung werden gemäß der Vereinbarung zur Beendigung der Kernenergienutzung stillgelegt. Die meisten der nicht verlängerten Kraftwerke gehen zwischen 2008 und 2020 vom Netz. Die potenzielle Stromerzeugung aus nicht verlängerten Kernkraftwerken wird in allen Szenarien teilweise durch fossile Erzeugung, und – insbesondere ab 2040 – durch höhere Nettostromimporte ausgeglichen.

In den Szenarien II B bis IV B werden vor allem ältere Kernkraftwerke nicht verlängert. Ihr ökonomischer Wert ist bei im Zeitverlauf stark ansteigenden CO_2-Preisen geringer ist als der ökonomische Wert von später zu verlängernden Kraftwerken mit größerer zeitlicher Reichweite.

Des Weiteren sind die Annahmen zu den Nachrüstkosten der Szenarien II B bis IV B durchgehend höher als die der Szenarien II A bis IV A. Die Kosten der Nachrüstung steigen in den Szenarien II B bis IV B im Schnitt überproportional stark mit der Laufzeitverlängerung an. Bedingt durch diese Annahmen werden in den Szenarien B weniger Laufzeitverlängerungen realisiert als in den entsprechenden Szenarien A.

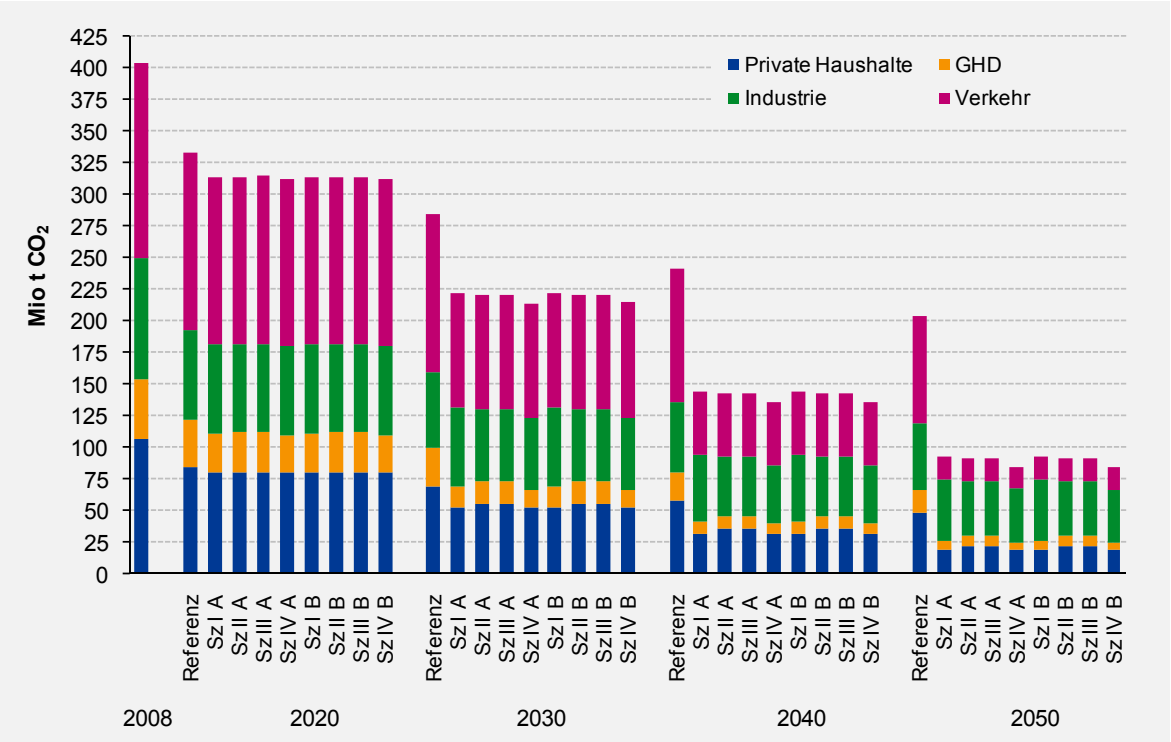
4.2.2 Wärmesektor

In der Industrie, bei privaten Haushalten und im Sektor GHD entstehen direkte Treibhausgasemissionen im Wesentlichen bei der Verbrennung fossiler Energieträger zur Erzeugung von Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser.

Private Haushalte und der Sektor GHD reduzieren die dadurch bedingten Emissionen in den Zielszenarien im Zeitraum 2008 bis 2050 um 80 % bis 83 % bzw. um 83 % bis 88 %. In beiden Bereichen spielen die Absenkung des Heizenergiebedarfs als Folge energetisch höherwertiger Gebäudehüllen und der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien eine bedeutende Rolle. Die Industrie verringert ihren Treibhausgasausstoß bis 2050 um 50 % bis 56 %. Hier sind die Potenziale zur Einsparung fossiler Energieträger wegen des hohen Bedarfs an Prozesswärme kleiner als in den anderen Sektoren.

Insgesamt gehen die mit der Wärmeerzeugung verbundenen direkten Treibhausgasemissionen zwischen 2008 und 2050 um 70 % bis 74 % oder rund 180 Mio t zurück und liegen dann um 50 Mio t bis 60 Mio t niedriger als in der Referenz (Abbildung 4.2.2-1).

Abbildung 4.2.2-1: Direkte Treibhausgasemissionen nach Endverbrauchssektoren 2008-2050, Differenz zur Referenz, in Mio t



Prognos / EWI / GWS 2010

4.2.3 Verkehrsbereich

Der Verkehr weist in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050 mit fast 90 % relativ und mit rund 135 Mio t absolut den stärksten Rückgang der Emissionen in den Endverbrauchssektoren auf. Die beiden wesentlichen Gründe hierfür sind zum einen die Ausweitung der Elektromobilität und zum anderen der massive Einsatz von Biokraftstoffen im Güterverkehr.

Bis 2020 spielen beide Effekte nur eine geringe Rolle. Deshalb werden die verkehrsbedingten Emissionen bis zu diesem Zeitpunkt prozentual weniger stark gemindert als in den anderen Nachfragesektoren.

Durch die langfristig erhebliche Verringerung der Treibhausgasemissionen verringert sich der Anteil des Verkehrssektors an den gesamten mit dem Endenergieverbrauch verbundenen direkten Emissionen von 38 % im Jahr 2008 bis 2050 auf rund 20 %.

In der Referenz liegen die Treibhausgasemissionen des Verkehrs 2020 um 8 % unter dem Wert von 2008, im Jahr 2050 sind es 44 %.

5 Ökonomische Wirkungen

5.1 Gesamtwirtschaftliche Effekte

5.1.1 Vorgehensweise und Methodik

Mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI wurde geprüft, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte in den Zielszenarien von einer weitgehenden Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 in Deutschland ausgehen. Dazu werden die in Kapitel 3 beschriebenen Primärimpulse, die einzelwirtschaftlich aus den Bottom-up-Nachfrage- und Strommarktmodellen abgeleitet worden sind, in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, in dem sie zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen führen. In den Zielszenarien werden die Unterschiede zu einer Entwicklung abgebildet, wie sie durch das Referenzszenario beschrieben ist. Während ein gesamtwirtschaftliches Modell u.a. für die Beantwortung der Frage geeignet ist, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte eine Änderung der Strompreise hat, kann es die Zusammenhänge auf dem Strommarkt nur grob erfassen. Das leistet ein Strommarktmodell.

Die Nutzung eines umfassenden gesamtwirtschaftlichen Modells, das auch die Vorleistungsstruktur der Wirtschaft abbildet, hat den

Vorteil, dass das komplexe Zusammenwirken verschiedener Effekte vollständig in den Kategorien der amtlichen Statistik erfasst wird, also keine Effekte unberücksichtigt bleiben.

Die in den Untersuchungen eingesetzte Szenariotechnik führt dazu, dass die Wirkungen von Entwicklungen oder Maßnahmen, die bereits im Referenzszenario entstehen, in den nachfolgenden Differenzenbetrachtungen unberücksichtigt bleiben. Auch in der Referenzentwicklung werden zum Beispiel Effizienzstandards für Fahrzeuge, neue Gebäude oder Elektrogeräte im Inland und auf wichtigen Exportmärkten im Ausland verschärft und zwingen die Hersteller, energieeffizientere Produkte anzubieten. Daneben werden erneuerbare Energien in Deutschland und weltweit weiter ausgebaut. Der mit der Umsetzung der Treibhausgasminderung in den Zielszenarien verbundene Wandel wird im Vergleich zu heute deutlich größer ausfallen, als dies der Szenarienvergleich nahelegt.

Die Zielszenarien und das Referenzszenario gehen grundsätzlich von gleichen sozioökonomischen Vorgaben aus, z.B. zur Entwicklung der internationalen Energiepreise und zur Demografie. Die Szenarien unterscheiden sich aber hinsichtlich der Stromerzeugung, der Laufzeiten von Kernkraftwerken und den vor allem daraus resultierenden Strompreisen, höheren CO_2- und Energiepreisen sowie durch die in den Zielszenarien zusätzlich notwendigen Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien. Diese Investitionen führen langfristig in den Zielszenarien zu einem niedrigeren Energieverbrauch und einer Verschiebung hin zu CO_2-armen oder CO_2-freien Energieträgern.

5.1.2 Direkte ökonomische Impulse

Aus den Bottom-up-Modellen zur Endenergienachfrage und zum Strommarkt werden ausgewählte Ergebnisgrößen als Impulse in die Zielszenarien in PANTA RHEI eingestellt. Die Zielszenarien unterscheiden sich durch diese Größen vom Referenzszenario. Dies sind vor allem geänderte Investitionspfade im Bereich des Endenergieverbrauchs und Unterschiede im Strommarkt bei Preisen, Investitionen und Importen. Die Entwicklungen sind in Kapitel 3 ausführlich dargestellt. Damit verbunden sind als dritter wesentlicher Impuls verringerte Energieverbräuche und damit niedrigere Importe fossiler Energieträger, die in Abschnitt 6.1 dargestellt werden.

Diese Primärimpulse, die im Folgenden zusammengefasst werden, führen in einem gesamtwirtschaftlichen Modell zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen.

5.1.2.1 Mehr- und Minderinvestitionen zu Energieeinsparungen und zur Nutzung erneuerbarer Energien in den Zielszenarien auf der Nachfrageseite

Um die Energieeinsparungen in den Zielszenarien zu erreichen, ist die Umsetzung zahlreicher technischer Maßnahmen notwendig, die mit Investitionen verbunden sind. Diese Investitionen werden gemäß der Modellierungsmethodik auf die Nachfragesektoren und den Kraftwerkspark aufgeteilt. In den Nachfragesektoren werden die folgenden Maßnahmen umgesetzt und die zugehörigen Investitionen berechnet:

Private Haushalte

Zur Einsparung von Raumwärme werden Energiesparmaßnahmen an der Gebäudehülle getrennt nach Neubau und Gebäudebestand erfasst.

In den Zielszenarien sind die Neubaustandards um ca. ein Drittel schärfer als im Referenzszenario. Die Umsetzung ist daher mit Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario verbunden.

Der Gebäudebestand wird in den Zielszenarien so stark energetisch saniert, dass sich der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 gegenüber 2008 mehr als halbiert. Hierfür werden gegenüber der Referenz sowohl die Zahl der energetischen Sanierungen (Sanierungsrate) als auch deren energetische Qualität (Sanierungseffizienz) erhöht. Zur Ermittlung der Investitionen werden drei Fälle unterschieden:

- Diejenigen Sanierungen, die auch in der Referenz durchgeführt werden, werden auf energetisch verbessertem Standard ausgeführt. Dies führt zu geringfügigen Mehrinvestitionen je Flächeneinheit.

- Neben energetischen Sanierungen werden auch nicht energetische ästhetische oder werterhaltende Sanierungen (häufig als „Pinselsanierungen“ bezeichnet) durchgeführt. Die Erweiterung dieser Sanierungen zur Verbesserung der energetischen Qualität ist häufig mit geringem Aufwand möglich, da beispielsweise ohnehin ein Gerüst aufgestellt werden muss. Diese Umwandlung von Pinselsanierungen in energetische Sanierungen führt zu energetisch bedingten Mehrinvestitionen.

- Der über diese beiden Kategorien hinausgehende Anteil sanierter Flächen in den Zielszenarien wird allein aufgrund der energetischen Zielsetzungen durchgeführt (und muss durch entsprechende Motivationen und Instrumente ausgelöst werden). Bei diesem Anteil werden dem Szenario die Vollkosten zugerechnet.

Auch die über das Referenzszenario hinausgehende Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser aus erneuerbaren Energien wird mit entsprechenden Investitionskosten bewertet. Ab 2040 entstehen hier in den Szenarien zum Teil Minderkosten und damit Minderinvestitionen aufgrund der Reduktion des Raumwärmebedarfs gegenüber der Referenz, die berücksichtigt werden.

Verbesserte Elektrogeräte und Steuerungen ermöglichen deutliche Einsparungen von Strom. Die hierfür notwendigen Investitionen werden nach der Methode der anlegbaren Kosten abgeschätzt. Damit wird eine Obergrenze angegeben, da zahlreiche Maßnahmen einzelwirtschaftlich günstig sind und gerade im Bereich der Investitionen in Unterhaltungselektronik die Investitionsrationalität sehr viele verschiedene Aspekte umfasst, unter denen Energieeffizienz nur eine eher untergeordnete Rolle spielt.

Industrie und GHD

In den Sektoren Industrie und GHD werden nur solche Effizienzmaßnahmen umgesetzt, die unter den jeweiligen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich ihre Kosten durch Einsparungen wieder einspielen. Zahlreiche Maßnahmen wären zwar betriebswirtschaftlich sinnvoll (besonders im Dienstleistungssektor, z.B. Querschnittsmaßnahmen im Bereich Kühlen, Lüften, Kälteerzeugung, Druckluft und Pumpen), werden aber aufgrund von Opportunitätsüberlegungen nicht durchgeführt, da Energiekosten in den meisten Branchen eine untergeordnete Rolle in der Kostenstruktur spielen. In Verbindung mit anderen Kriterien wie z.B. der Raumausnutzung können Effizienzmaßnahmen wie eine Betonkerntemperierung erheblich an Attraktivität gewinnen.

Eine Abschätzung der Effizienzmaßnahmen nach der Methode der anlegbaren Kosten bildet somit eine Obergrenze der von den Sektoren GHD und Industrie umsetzbaren Mehrinvestitionen ab.

Der Einsatz erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme lässt sich mit Investitionskosten für die wesentlichen Anlagentypen hinterlegen. Hier wurden vor allem größere Anlagentypen angenommen in der Kategorie wie etwa für mittlere und große Mehrfamilienhäuser. Wie im Sektor private Haushalte führen die prioritär durchgeführten Effizienzmaßnahmen hier zum Teil zu Minderinvestitionen gegenüber der Referenz.

Verkehr

Im Verkehrssektor spielen vor allem drei Investitionsblöcke eine Rolle:

- Elektromobilität Pkw: In der Anfangsphase der Einführung der Elektromobilität wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge gegenüber vergleichbaren Pkw mit Verbren-

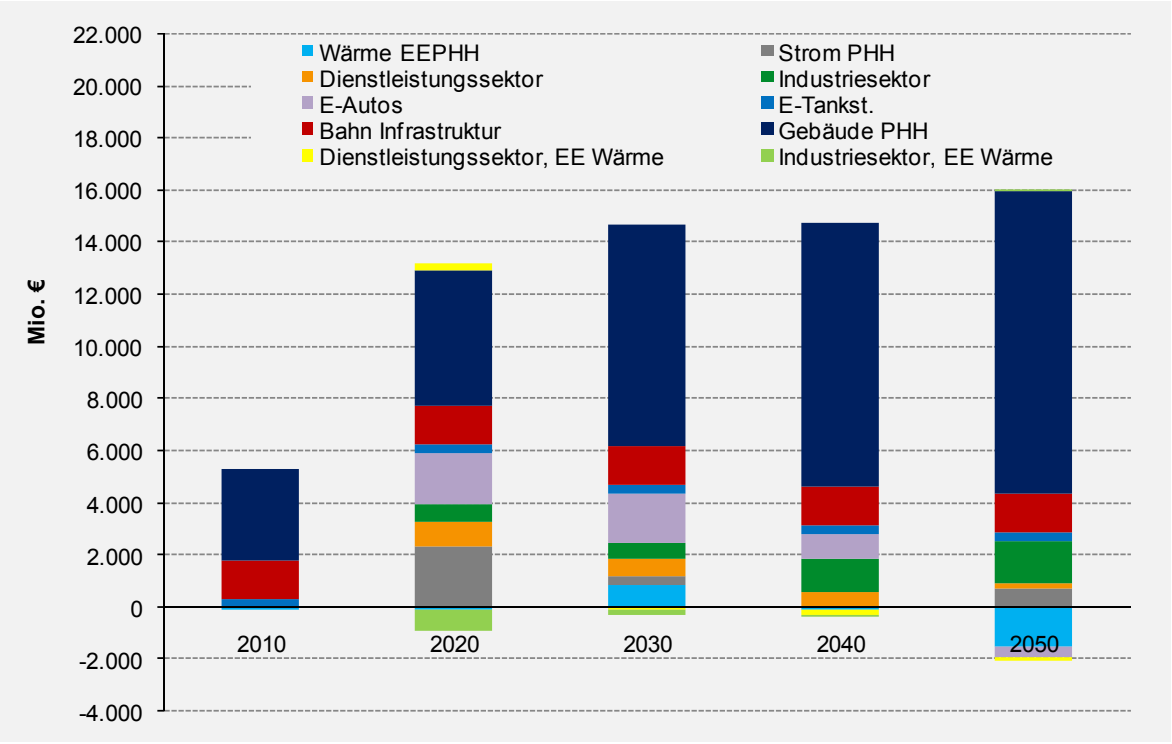
nungsmotor mit Mehrinvestitionen für den Autokäufer verbunden sind, die sich im Lauf der Zeit verringern und ab 2045 negativ werden.

- Elektromobilität Infrastruktur: Elektromobilität benötigt eine ergänzende Ladeinfrastruktur, die sich hier pauschal an der in Deutschland vorhandenen Tankstellendichte orientiert.

- Mehrinvestitionen im Bereich Schienengüterverkehr: Dieser Kostenblock betrifft gegenüber der Referenz einen weiter verstärkten Ausbau der technischen und logistischen Infrastruktur (Messung, Steuerung, IT-Systeme) zur Verbesserung der Auslastung des Netzes sowie Terminals. Neue Schieneninfrastruktur oder -wege werden nicht angenommen.

Die verschiedenen Investitionselemente werden in Abbildung 5.1.2.1-1 exemplarisch für Szenario III A im Zeitablauf dargestellt. Die Mehrinvestitionen in private Gebäude dominieren in diesem wie in den übrigen Zielszenarien, insbesondere ab dem Jahr 2030.

Abbildung 5.1.2.1-1: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren im Zielszenario III A im Vergleich zur Referenz, 2010-2050 in Mio EUR



Prognos / EWI / GWS 2010

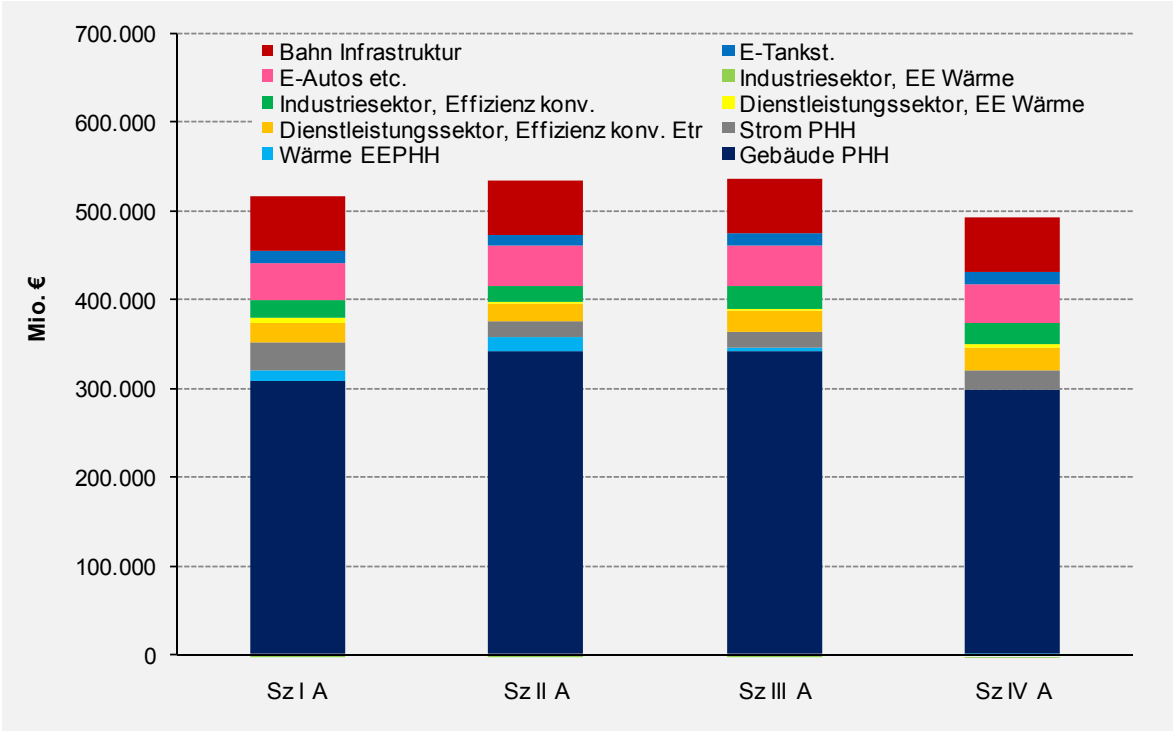
Die über den Zeitverlauf kumulierten Investitionen sind in Abbildung 5.1.2.1-2 dargestellt. Insgesamt unterscheiden sich die Summen nicht sehr stark. Kumuliert führen die Szenarien IV A und

etwas weniger I A zu geringeren Mehrkosten als die Szenarien II A und III A. Dies liegt vor allem an der Optimierung der Kosten und Standards bei den Sanierungen. Szenario I A führt besonders im Jahr 2020 zu deutlichen höheren Mehrinvestitionen als die anderen Szenarien.

Die Mehrinvestitionen liegen in allen Zielszenarien über den Zeitraum von heute bis 2050 in einer Größenordnung von knapp 500 bis 550 Mrd EUR, was zusätzlichen jährlichen Investitionen von maximal etwa 15 Mrd EUR oder rund 0,5 % des Bruttoinlandsprodukts entspricht.

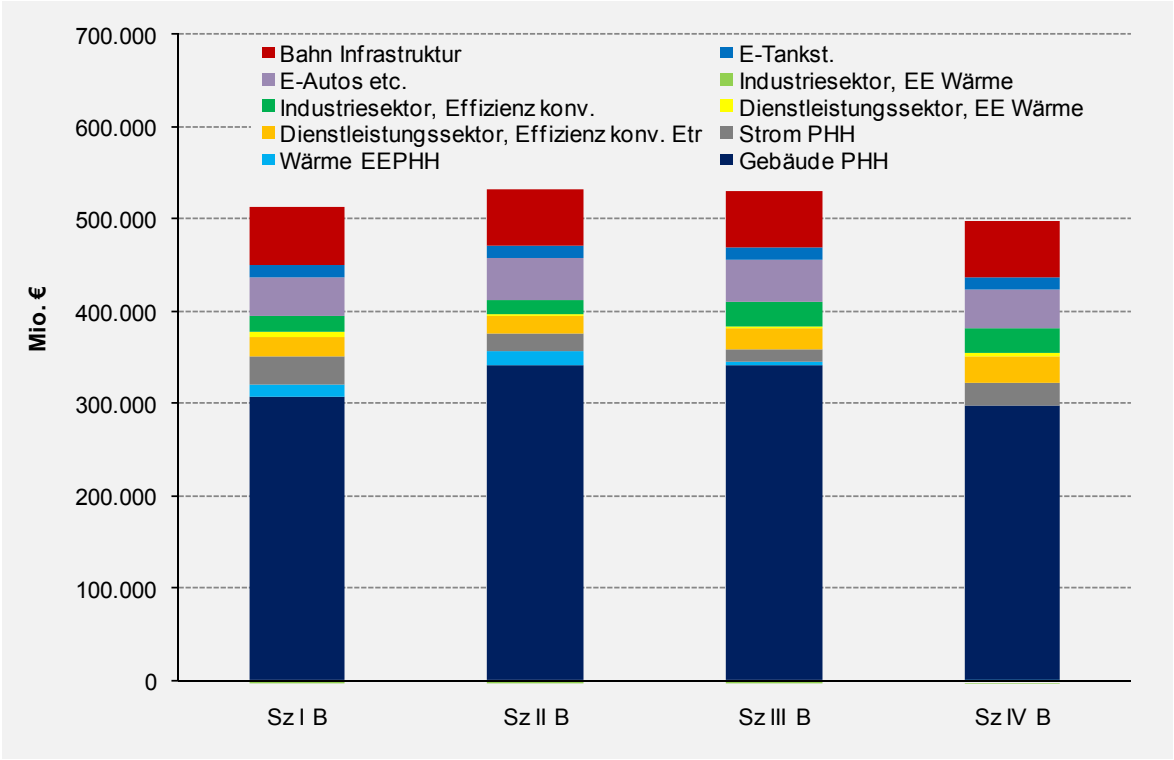
Abbildungen 5.1.2.1-2 und 5.1.2.1-3 zeigen die über die Zeit kumulierten Investitionsdifferenzen in den Szenariengruppen A und B.

Abbildung 5.1.2.1-2: Kumulierte Investitionsdifferenzen in den Zielszenarien I A – IV A im Vergleich zur Referenz, in Mio EUR



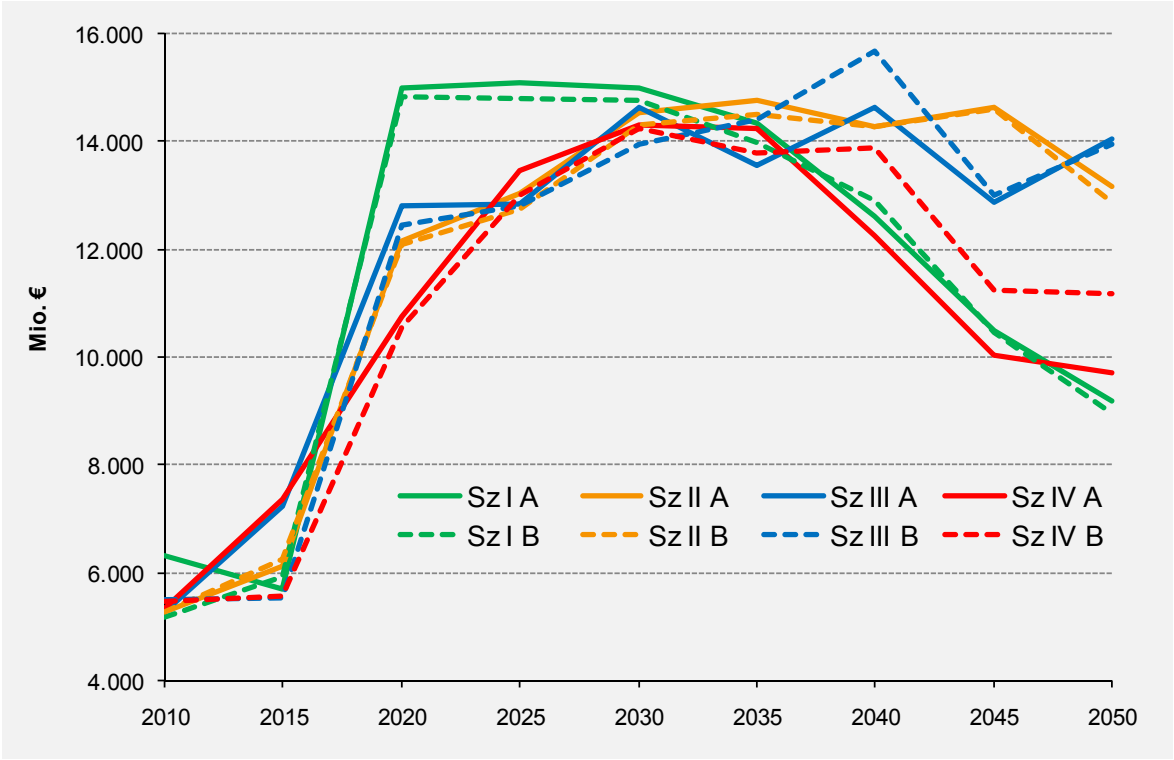
Prognos / EWI / GWS 2010

Abbildung 5.1.2.1-3: Kumulierte Investitionsdifferenzen in den Zielszenarien I B – IV B im Vergleich zur Referenz, in Mio EUR



Die Szenariengruppe B führt gegenüber der Szenariengruppe A zu veränderten Strompreisen, was sich einerseits auf die Nachfrage in der Industrie, andererseits auf die anlegbaren Investitionen auswirkt. Abbildung 5.1.2.1-4 zeigt die unterschiedlichen summierten Mehrinvestitionen im Zeitverlauf für alle Szenarien.

Abbildung 5.1.2.1-4: Investitionsdifferenzen in den Nachfragesektoren in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz, 2010 – 2050, in Mio EUR



Prognos / EWI / GWS 2010

5.1.2.2 Impulse im Strombereich

Im Strombereich unterscheiden sich die Zielszenarien bei den Strompreisen für die einzelnen Nachfragergruppen, den Stückkosten der Stromerzeugung sowie den Nettostromimporten (vgl. Abbildung 3.2.2.3-1). Je nach Szenario verlaufen die Investitionspfade unterschiedlich.

Nach Abbildung 3.2.3.3-1 gibt es zwischen den Szenarien I A bis IV A deutliche Unterschiede bei den Großhandelspreisen, die sich auch in den Endverbraucherpreisen niederschlagen (Abbildung 3.2.3.3-3). In den Jahren 2020 und 2030 liegen die Strompreise im Szenario I A am höchsten. Die Differenzen der Strompreise in den einzelnen Szenarien sind in Abschnitt 3.2 ausführlich dargestellt. In den Jahren 2040 und 2050 liegen die Großhandelspreise in allen Zielszenarien als Folge der Europäisierung des Strommarktes und der geringeren Stromerzeugung in Deutschland deutlich niedriger als in der Referenz.

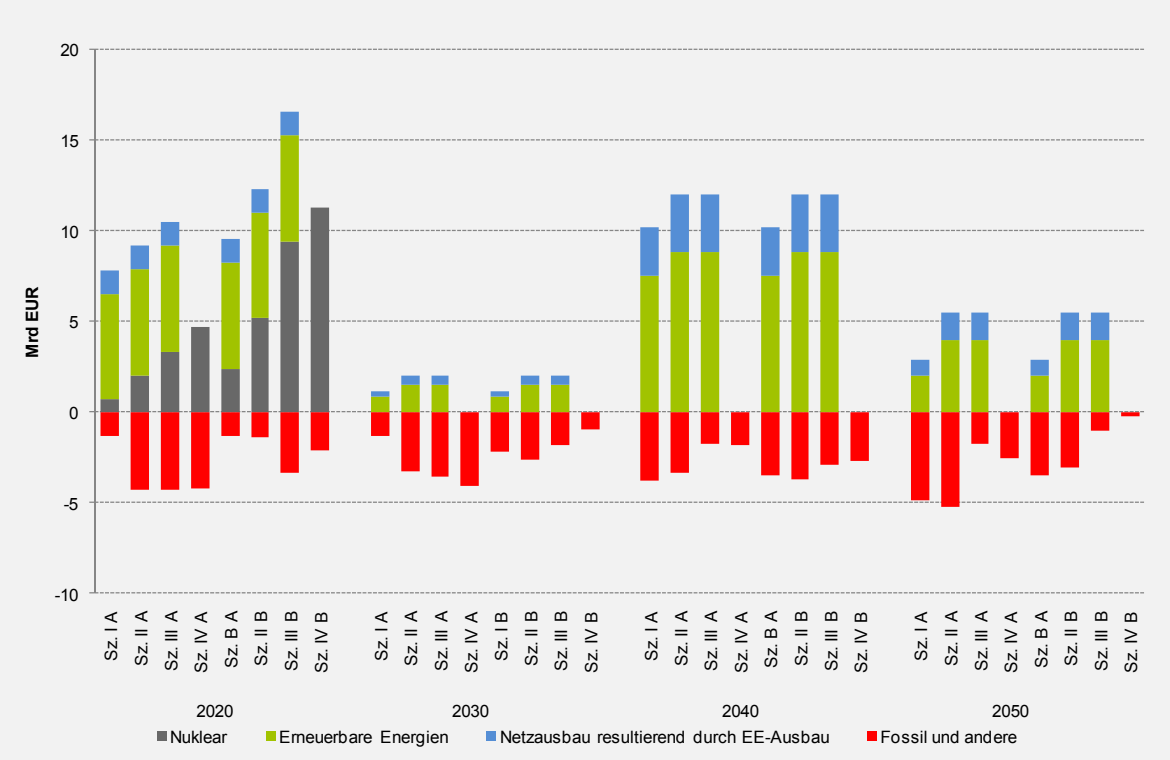
Von den Szenarien mit höheren Nachrüstkosten gemäß der BMU-Annahmen weist Szenario I B kaum Unterschiede bei den Großhandelspreisen für Strom zum Szenario I A auf. In den anderen Szenarien liegen die Großhandelspreise in den Jahren 2020 und 2030 über dem Niveau der entsprechenden Szenarien A mit Gut-

achternachrüstkosten. Damit sind die Strompreisdifferenzen zwischen den Szenarien mit BMU-Nachrüstkosten kleiner als zwischen den Szenarien mit Gutachternachrüstkosten, was sich auch in den geringeren gesamtwirtschaftlichen Differenzen zeigt.

Auch die zeitliche Verteilung der Ersatzinvestitionen in den konventionellen Kraftwerkspark und der zusätzlichen Investitionen in erneuerbare Energien beeinflussen die Unterschiede zwischen den Szenarien in einzelnen Jahren deutlich (vgl. Abbildung 5.1.2.2-1). Während in den Zielszenarien IV mit Laufzeitverlängerung von 28 Jahren keine zusätzlichen Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Strom mit erneuerbaren Energien über die Referenzentwicklung hinaus getätigt werden, kommt es in allen übrigen Zielszenarien in den Jahren 2020 und 2040 zu deutlichen Mehrinvestitionen in Größenordnungen von jeweils 6 Mrd EUR bis 8 Mrd EUR. Zugleich finden vor allem im Zeitraum bis 2020 und teils 2025 Nachrüstungen in Kernkraftwerke in Milliardenhöhe statt. Sie liegen im Szenario IV B im Jahr 2020 bei gut 11 Mrd EUR. Die EE-Umlage für den Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland und die zusätzlichen Kosten für EE-Importe liegen in den Zielszenarien deutlich über dem Wert von 2008, unterscheiden sich zwischen den Zielszenarien aber nur begrenzt (vgl. Abbildung 3.2.3.3-2).

Den genannten Mehrinvestitionen stehen teils deutlich verringerte Investitionen in fossile Kraftwerke im Vergleich zur Referenzentwicklung gegenüber. Zusätzlich notwendige Investitionen in den Netzausbau spielen gesamtwirtschaftlich dagegen nur eine untergeordnete Rolle über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Abbildung 5.1.2.2-1: Investitionsdifferenzen im Strombereich in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz 2020-2050, in Mrd EUR



Prognos / EWI / GWS 2010

5.1.3 Direkte und indirekte Effekte

Die in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen Primärimpulse werden in das gesamtwirtschaftliche Modell als direkte Effekte in der oben beschriebenen Höhe eingestellt und lösen zusätzlich indirekte Wirkungen aus. Niedrigere Strompreise erhöhen z.B. für stromintensive Betriebe die internationale Wettbewerbsfähigkeit, was auch für in der Wertschöpfungskette vor- und nachgelagerte Unternehmen und die Beschäftigung dort Auswirkungen haben kann. Ähnliches gilt für vermehrte Investitionen in Gebäudedämmung, die vielfache Wirkungen auf die Bauwirtschaft und die Konsumentscheidung der Haushalte entfalten können.

Die Mehrinvestitionen, die im Jahr 2020 in den Szenarien I A und I B und ab 2040 in den Szenarien II und III etwas höher sind als in den anderen Szenarien, werden von zusätzlichen Investitionen in private Gebäude dominiert, die weit über den Umfang bisher meist KfW-geförderter Maßnahmen hinausgehen. Dies bedeutet, dass Hauseigentümer in den Zielszenarien mehr Geld vor allem zur Gebäudesanierung aufwenden müssen. Sie haben entsprechend weniger Geld für Konsumausgaben zur Verfügung, wobei die Mehrkosten bei ohnehin anstehenden Sanierungen deutlich geringer sind, als wenn die energetische Sanierung komplett zusätzlich

erfolgt. Diese teuren Komplettsanierungen dominieren in den Zielszenarien. Die Mehrausgaben für Bautätigkeit sind nach Definition der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen Investitionen, so dass die Konsumtätigkeit zurückgeht und die Investitionstätigkeit ansteigt. Für Mieter in den zusätzlich sanierten Gebäuden steigen die Kaltmieten an. Zugleich geht durch die Sanierung der Energieverbrauch dauerhaft zurück, so dass der Warmmietenteil sinkt und wieder mehr Mittel für Konsum frei werden. Die Mehrinvestitionen rechnen sich einzelwirtschaftlich nur sehr langfristig, d.h. dass die Energieeinsparung erst nach rund 15 bis 20 Jahren die Investitionskosten wieder ausgleicht. Das Energiepreisniveau ist wichtig für die einzel- wie die gesamtwirtschaftliche Rentabilität der Sanierungen. Volkswirtschaftlich ist zum einen von Bedeutung, dass Bauinvestitionen einen anderen inländischen Wertschöpfungsanteil als Konsumausgaben haben, und zum anderen, dass die Energieeinsparung vor allem Importe von Öl und Erdgas reduziert. Vergleichbare Überlegungen gelten auch für andere Mehrausgaben der privaten Haushalte, beispielsweise den Kauf weniger energieintensiver Geräte.

Investitionen der Industrie liegt ein gänzlich anderes Wirtschaftlichkeitskalkül zugrunde. Investitionen werden nur getätigt, wenn sie sich nach wenigen Jahren gerechnet haben. Höhere Energieeinsparinvestitionen sind unmittelbar nachfragewirksam, erhöhen aber auf Dauer einerseits die Abschreibungen und damit die Kapitalkosten und senken andererseits die Energiekosten. Die Preiswirkung dieser Investitionen ist angesichts der geringen Höhe aber sehr begrenzt. Ein Problem für die Umsetzung von Energieeinsparinvestitionen ist oft eine Konkurrenz mit anderen Investitionen, die höhere Renditen bringen, oder wenn Energiekosteneinsparung nicht im Fokus der Unternehmensführung steht.

Mehrinvestitionen im Verkehrsbereich fallen zum einen im Infrastrukturbereich an. Höhere Kosten für Elektrofahrzeuge stellen für die stark exportorientierte deutsche Industrie dann kein Wettbewerbsproblem dar, wenn wie angenommen auch andere Länder umfassende Klimaschutzmaßnahmen ergreifen. Die etwas höheren Kosten müssen die Nachfrager an anderer Stelle einsparen.

Im Strombereich unterscheiden sich die Zielszenarien bei den Strompreisen für die einzelnen Nachfragergruppen, den Stückkosten der Stromerzeugung sowie den Nettostromimporten. Je nach Szenario sind die Investitionspfade unterschiedlich, wobei gerade die unterschiedlichen KKW-Laufzeiten auch zu deutlichen Verschiebungen im Zeitverlauf führen, weil eine Ersatz- oder Alternativinvestition zu einem anderen Zeitpunkt durchgeführt wird, was den Vergleich der einzelnen Szenarien zu einem bestimmten Zeitpunkt erschwert.

Die Strompreisdifferenzen zwischen den Szenarien erklären einen wichtigen Teil der gesamtwirtschaftlichen Differenzen zwischen

den Szenarien. Niedrigere Strompreise führen für sich genommen zu positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkungen im Szenarienvergleich. In den Szenarien mit Gutachternachrüstkosten und längeren KKW-Laufzeiten sind die Strompreiseffekte in den Jahren 2020 und 2030 am größten. In den Szenarien B mit höheren Nachrüstkosten fallen die Strompreisdifferenzen gerade in den Jahren 2020 und 2030 deutlich geringer aus. Im Jahr 2020 weist das Szenario II B mit 12 Jahren Laufzeitverlängerung darunter den größten Strompreisrückgang auf.

Bei der Interpretation der Strompreisdifferenzen sind verschiedene Abnehmergruppen zu unterscheiden. Zwischen den Zielszenarien bestehen teils deutliche Differenzen bei den Großhandelspreisen. Die Großhandelspreise machen nur einen Teil der Endverbraucherpreise aus, die auch Kosten der Verteilung sowie Umlagen und Steuern umfassen. Diese weiteren Kostenbestandteile sind für industrielle Großabnehmer am kleinsten und für private Haushaltskunden am größten. Während die Preisdifferenzen für private Haushalte in einer Größenordnung von 1 Cent/kWh überschaubar bleiben, ist ein entsprechender Unterschied für stromintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen kritisch und kann über Weiterführung oder Schließung von Betrieben entscheiden (vgl. Abbildung 3.2.3.3-3).

Etwas höhere Nettostromimporte in den Zielszenarien verschlechtern die deutsche Außenhandelsbilanz. Wenn die vermehrten Importe den Strompreis im Inland niedrig halten, ist der volkswirtschaftliche Effekt aber offen.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass der Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 insbesondere in den Zielszenarien bei zunehmender Wirtschaftsleistung deutlich zurückgeht, die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Strompreise damit im Zeitablauf sinkt.

In den Jahren 2040 und vor allem 2050 machen sich in den Zielszenarien der im Vergleich zur Referenz deutlich niedrigere Energieverbrauch und die Veränderungen im Energiemix zunehmend bemerkbar. Der Importrückgang bei fossilen Energieträgern mindert die Gesamteinfuhren und wirkt gesamtwirtschaftlich positiv. Der Ersatz von importierten Mineralölprodukten durch heimisch gewonnene Biotreibstoffe erhöht die heimische Wertschöpfung.

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Veränderungen im Strommarkt sind auch durch die Annahme einer stärkeren Europäisierung des Strommarktes bestimmt. Durch diese, in Kombination mit einer europaweit intensivierten Klimaschutzpolitik und Stromeinsparungen sowie im Ausland günstigeren Erzeugungsoptionen, ergeben sich in den Zielszenarien etwas niedrigere Strompreise als in der Referenz (vgl. Abschnitt 3.2.2.5). Gelingt der Ausbau des europäischen Netzes nicht im unterstellten Umfang und werden europaweit nicht ähnliche Anstrengungen des Klimaschutzes und

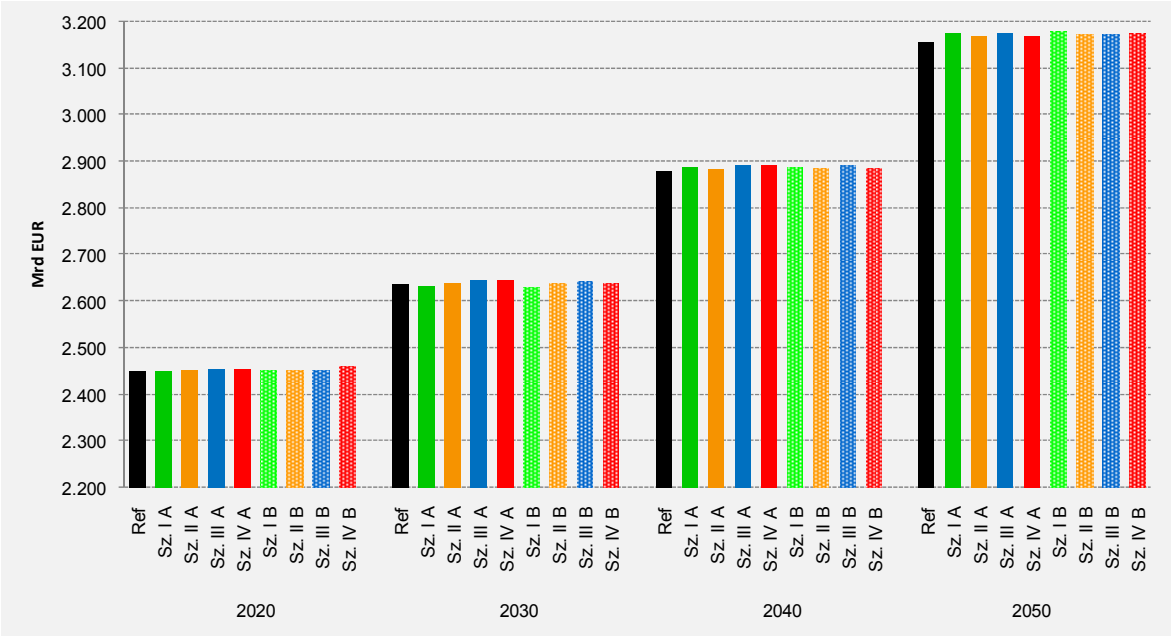
der Stromeinsparung unternommen, so dürften die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Zielszenarien weniger günstig ausfallen, weil die Strompreiseffekte dann weniger entlastend oder gar belastend sein würden.

5.1.4 Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP)
(vgl. Tabelle A 1-19 im Anhang A 1)

Die deutsche Volkswirtschaft wächst in der Referenzentwicklung bis zum Jahr 2050 mit einer durchschnittlichen Rate von etwas unter 1 % p.a. Die Entwicklung unterscheidet sich davon in den Zielszenarien nur wenig (Abbildung 5.1.4-1). Pro Kopf fällt der Anstieg bei rückläufiger Bevölkerungsentwicklung etwas stärker aus.

Von den Zielszenarien gehen im Vergleich zum Referenzszenario keine deutlich negativen Effekte oder Verwerfungen aus. Nach 2030 zeigen sich in allen Szenarien ähnliche leicht positive Effekte der Treibhausgasminderung und der Energieeffizienzsteigerung, wenn bei steigenden Preisen für Energierohstoffe die Ausgaben der deutschen Volkswirtschaft für Energieimporte deutlich sinken.

Abbildung 5.1.4-1: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt) in den Szenarien 2020-2050, in Mrd EUR



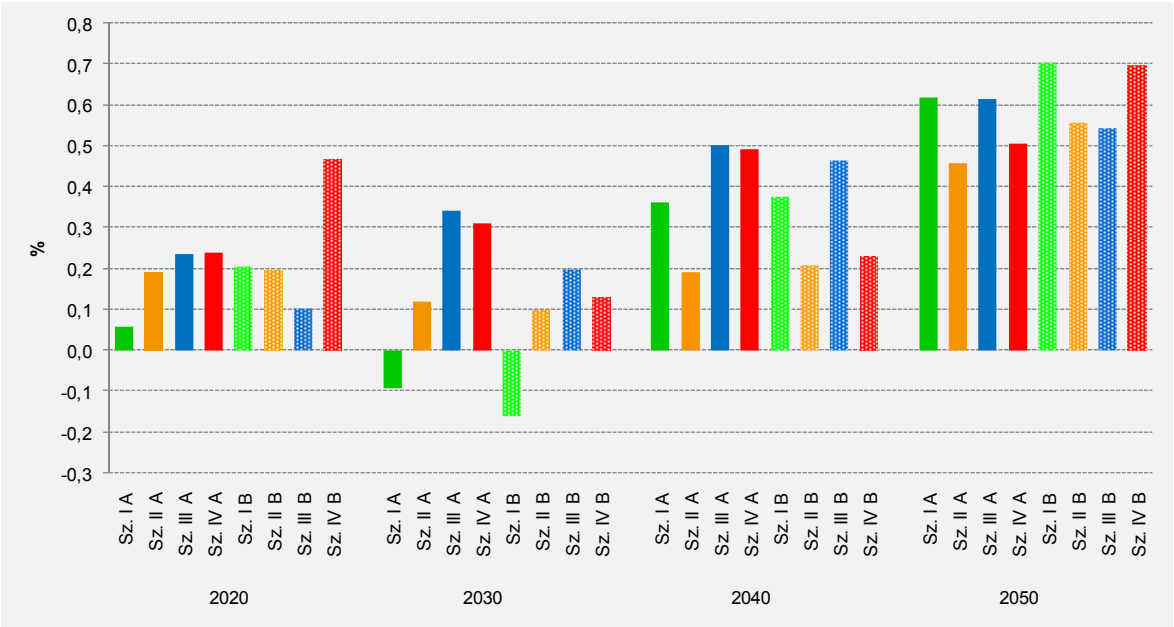
Prognos / EWI / GWS 2010

Im Jahr 2050 liegt das Niveau des Bruttoinlandsprodukts in den Zielszenarien um 0,46 % bis 0,72 % höher als in der Referenz (Abbildung 5.1.4-2). Hauptgrund für die positive Differenz im Jahr 2050 ist die deutliche Reduktion von Energieeinsatz und damit vor allem Energieimporten, ohne dass dem bei der Stromerzeugung oder bei der Endenergienachfrage langfristig deutliche Mehrkosten

gegenüberstehen. Auch die Preissteigerungen bei der Endenergie sind begrenzt.

Dieses Ergebnis ist vor dem Hintergrund der Szenarioannahmen zu sehen. Letztlich wird die Umsetzung zielführender Energiekonzepte in einem günstigen internationalen Umfeld betrachtet, in dem deutschen Unternehmen keine Wettbewerbsnachteile drohen. Technologischer Fortschritt und politisches Handeln führen neben höheren Preisen für fossile Energieträger CO_2-Zertifikate zu deutlichen Energieeinsparungen und Emissionsminderungen.

Abbildung 5.1.4-2: Abweichung des Bruttoinlandsprodukts (preisbereinigt) in den Zielszenarien von der Referenz 2020-2050, in %



Prognos / EWI / GWS 2010

Der Vergleich der Zielszenarien untereinander besonders in den Jahren 2020 und 2030 verdeutlicht die Unterschiede zwischen den Szenarien, die sich vor allem, aber nicht nur, in den Laufzeiten für Kernkraftwerke, den Nachrüstinvestitionen und den unterstellten Nachrüstkosten unterscheiden.

Unter den Szenarien mit Gutachternachrüstkosten schneidet Szenario III A in allen Jahren mit am besten ab. Bis auf das Jahr 2050 sind die Wirkungen in Szenario IV A am zweitgrößten. In den Jahren 2020 und 2030 fallen die Effekte in Szenario I A am schlechtesten aus. Längere Kernenergielaufzeiten bedeuten bei den gegebenen Szenarioannahmen eine Entlastung bei den Strompreisen, vor allem für energieintensive Verbraucher, die die zwischenzeitlich anfallenden Mehrkosten bei der Endenergie ausgleichen oder bei einer Laufzeitverlängerung von 12 und mehr Jahren überkompensieren.

Beim Vergleich der Szenarien mit BMU-Nachrüstkosten ist das Bild heterogener, auch weil sich die Strompreise in den Jahren 2020 und 2030 nicht so deutlich unterscheiden. Im Jahr 2020 ist der gesamtwirtschaftliche Effekt in Szenario IV B am größten, weil massiv in die Nachrüstung von Kernkraftwerken investiert wird und zugleich bis 2020 weniger Mehrinvestitionen und damit Kostenbelastungen im Endnachfragebereich anfallen. Im Jahr 2030 fällt der leicht negative Effekt in Szenario I B auf. Im Jahr 2040 sind die Wirkungen in den Szenarien III B und I B positiver als in den beiden anderen Szenarien. Im Jahr 2050 sind die gesamtwirtschaftlichen Änderungen gegenüber der Referenz in allen Szenarien deutlich positiv, wobei der Effekt in den Szenarien I B und IV B überdurchschnittlich ausfällt. Eine klare Rangfolge der 4 Zielszenarien ist bei hohen Nachrüstkosten nicht mehr sichtbar.

Auf die einzelnen Komponenten des Bruttoinlandsprodukts wirken die Zielszenarien unterschiedlich, wie der beispielhafte Vergleich von Szenario I A mit der Referenz zeigt (Tabelle 5.1.4-1). Während vor allem die Investitionen in Bauten und Ausrüstungen im Szenario I A höher ausfallen als in der Referenz, liegt der private Konsum dauerhaft niedriger. Der Außenhandel verändert sich nur wenig, weil die Preisrelationen der wichtigen mit dem Ausland gehandelten Güter weitgehend unverändert bleiben. In den Zielszenarien könnten deutsche Exporte von erneuerbaren Energie- und Effizienztechniken dann deutlich stärker profitieren, wenn andere Länder vergleichbare Konzepte umsetzen und im Vergleich zur Referenz zusätzlich deutsche Investitionsgüter nachfragen. Die Importausgaben sinken bei höherem BIP zum Ende des Betrachtungszeitraums erheblich, weil teure Energieimporte in den Zielszenarien in geringerem Umfang benötigt werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist mit Blick auf Abbildung 5.1.4-2 zu berücksichtigen, dass die dargestellten Effekte von Szenario I A im Vergleich zu den anderen Szenarien in den Jahren 2020 und 2030 am unteren Rand liegen und im Jahr 2050 überdurchschnittlich ausfallen. Damit wird die Bandbreite der Wirkungen sichtbar, die auch für die Szenariengruppe B gilt.

Tabelle 5.1.4-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario I A im Vergleich zur Referenz 2020 – 2050 absolut in angegebenen Einheiten und in %

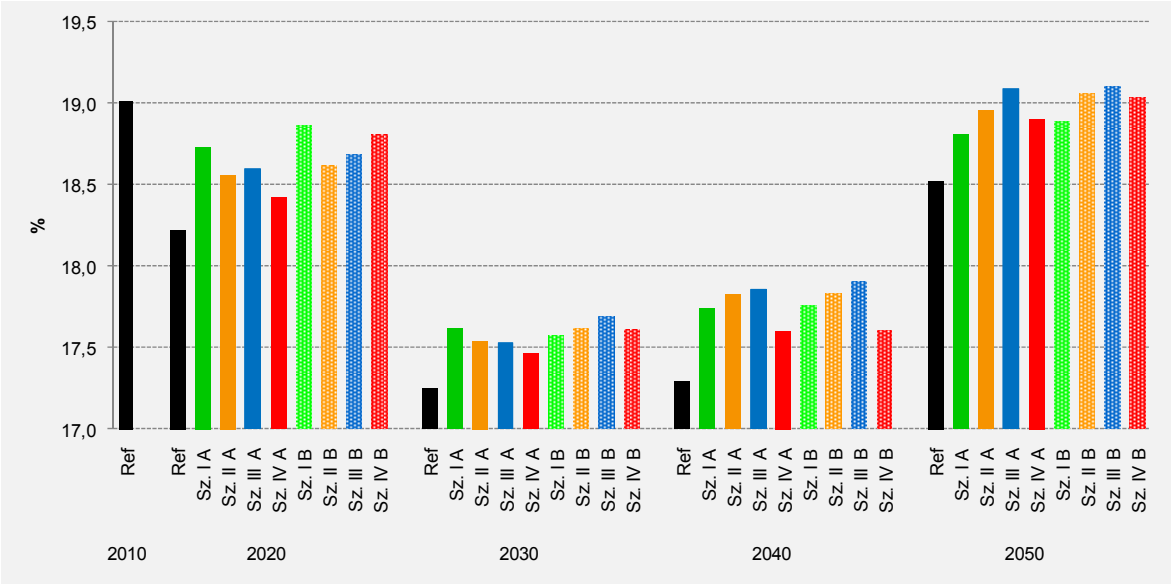
Szenario I A im Vergleich zur Referenz	Absolutwerte				Abweichung in %			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Komponenten des preisbereinigten BIP	Abweichungen in Mrd EUR							
Bruttoinlandsprodukt	1,4	-2,5	10,4	19,5	0,1	-0,1	0,4	0,6
Privater Konsum	-7,3	-13,4	-8,3	-3,8	-0,6	-1,0	-0,6	-0,3
Staatskonsum	-0,4	-0,7	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ausrüstungen	3,3	-0,4	4,9	3,8	1,3	-0,1	1,5	0,9
Bauten	9,2	9,7	9,8	9,0	4,7	5,7	5,9	5,4
Exporte	-0,2	-1,2	1,0	3,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
Importe	3,1	-3,6	-2,9	-7,2	0,3	-0,3	-0,2	-0,3
Preisindizes	Abw. in Prozentpunkten							
Privater Konsum	0,2	0,6	-0,1	-0,8	0,2	0,4	-0,1	-0,5
Produktion	0,2	0,5	0,0	-0,2	0,1	0,4	0,0	-0,1
Importe	-0,2	-0,7	-1,7	-2,4	-0,2	-0,6	-1,4	-2,0

Prognos / EWI / GWS 2010

Die Entwicklungen beim BIP sind verbunden mit geringen Änderungen der Preisrelationen. Die Reduktion teurer Energieimporte entlastet langfristig die Preisentwicklung im Inland, die zunächst durch Mehrinvestitionen in Energieeinsparmaßnahmen und damit höhere Preise geprägt wird. Die Preisindizes des Konsums und der Produktion liegen deshalb 2020 und vor allem 2030 sichtbar über dem Niveau der Referenzentwicklung. Ein um 0,6 Prozentpunkte höherer Preisindex der Lebenshaltung im Jahr 2030 hat auf die jährliche Inflationsrate aber kaum Einfluss. Nach 2030 dämpfen die niedrigeren Importe fossiler Energieträger die Preisentwicklung.

Die Investitionsquote, also das Verhältnis von Bau- und Ausrüstungsinvestitionen zum BIP, steigt in den Zielszenarien nicht über den heutigen Wert von rund 19 %. Sie liegt in allen Szenarien jeweils nur leicht über dem Niveau der Referenz (Abbildung 5.1.4-3). Angesichts gegenüber heute deutlich sinkender Neubautätigkeit in allen Szenarien ist ein Engpass bei der Finanzierung der zusätzlichen Investitionen nicht zu erwarten.

Abbildung 5.1.4-3: Entwicklung der Investitionsquote in den beiden Szenarien 2010-2050, in %



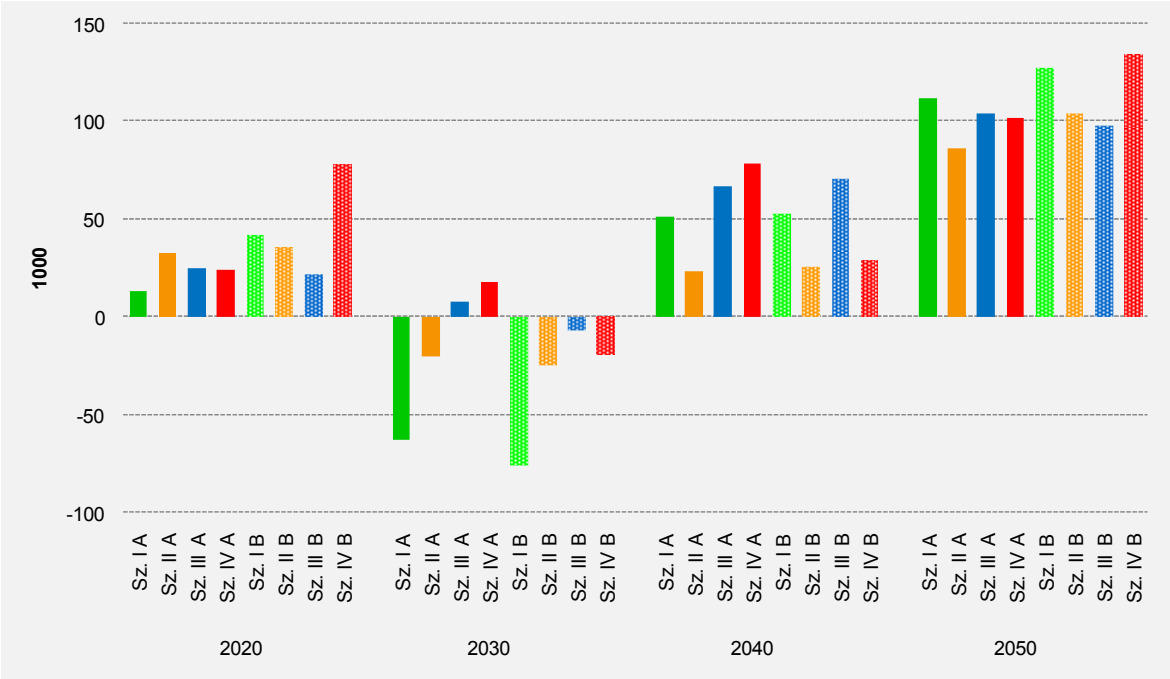
Prognos / EWI / GWS 2010

5.1.5 Wirkungen auf die Beschäftigung

Auf dem Arbeitsmarkt ist die Wirkung bis 2030 in den meisten betrachteten Szenarien gering, wobei in den Szenarien I A und I B mit kurzer Laufzeitverlängerung im Jahr 2030 deutlich negative Beschäftigungswirkungen von 63 Tausend bzw. 76 Tausend Personen sichtbar sind. Dem steht im günstigsten Szenario IV A ein Plus von 18 Tausend Beschäftigten im Jahr 2030 gegenüber. Im Jahr 2040 ist die Differenz zur Referenz in allen Szenarien leicht positiv und im Jahr 2050 liegt die Zahl der Erwerbstätigen in den Zielszenarien um etwa 100 Tausend höher als in der Referenz (Abbildung 5.1.5-1).

Unter den Szenarien mit Gutachternachrüstkosten sind die Beschäftigungseffekte in den Szenarien III A und IV A in den Jahren 2030 und 2040 positiver als in den beiden anderen Szenarien. Bei den Szenarien mit BMU-Nachrüstkosten ist das Bild wie beim BIP heterogener.

Abbildung 5.1.5-1: Abweichung der Beschäftigtenzahl in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz 2020-2050, in 1.000



Prognos / EWI / GWS 2010

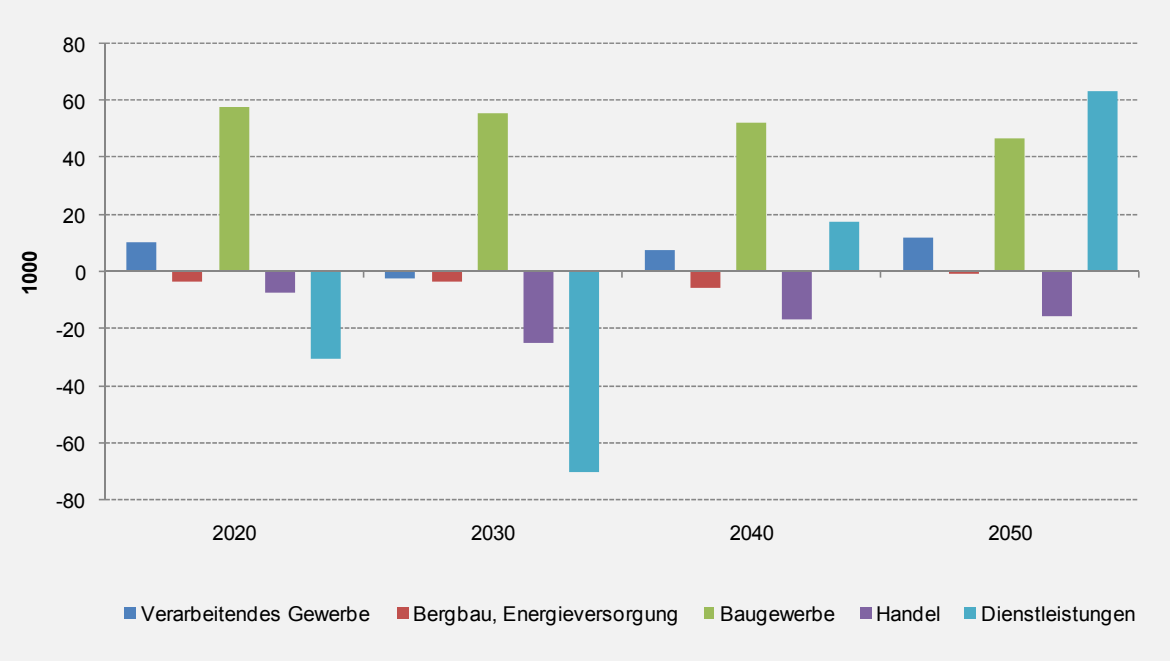
Die in den Zielszenarien angestrebte Verringerung der THG-Emissionen setzt im Vergleich zur Referenz höhere Investitionen, vor allem in den Gebäudebestand, aber auch in Industrie und Gewerbe, im Verkehrssektor sowie in der Stromerzeugung voraus. Zugleich profitieren Stromverbraucher langfristig von niedrigeren Strompreisen. Zusammen genommen begünstigen diese Entwicklungen vor allem das Baugewerbe und große Teile des Verarbeitenden Gewerbes sowie die damit verbundenen unternehmensnahen Dienstleistungen. Im Verarbeitenden Gewerbe profitieren besonders die Hersteller von Investitionsgütern. Entsprechend fallen die positiven Effekte bei Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in diesen Bereichen überdurchschnittlich aus, während konsumnahe Branchen, d.h. vor allem Handel und konsumnahe Dienstleistungen, eher negativ betroffen sind. In der Energieversorgung fallen bei niedrigerem Strom- und Gasverbrauch in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz Stellen weg.

Im Folgenden wird für die beiden Szenarien I A und III A beispielhaft gezeigt, welche sektoralen Beschäftigungswirkungen im Vergleich zur Referenz auftreten. Szenario I A beschreibt dabei für die Jahre 2020 und 2030 den unteren Rand der Effekte. Szenario III A weist dagegen für 2030 und 2040 die höchsten Beschäftigungswirkungen aller Szenarien auf.

Abbildung 5.1.5-2 verdeutlicht aber, dass selbst im Szenario I A die Arbeitsmarkteffekte in keinem Sektor deutlich negativ sind. Eine im Vergleich zur Referenz geringere Beschäftigtenzahl von

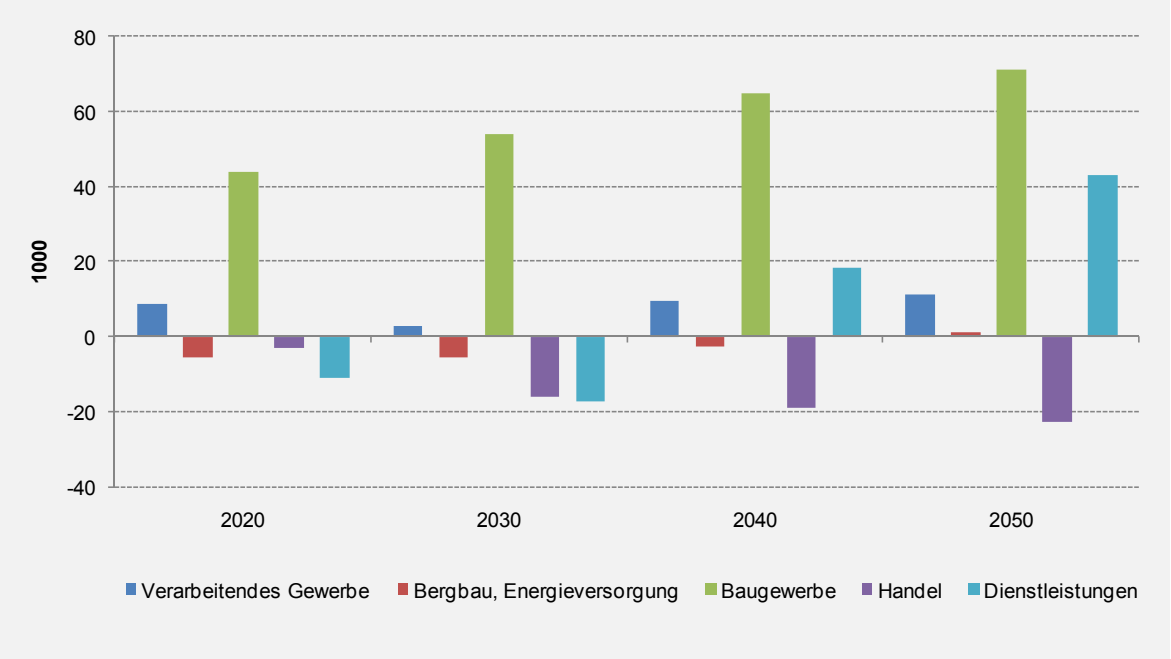
rund 70 Tausend im Dienstleistungssektor, in dem weit mehr als die Hälfte aller Beschäftigten arbeiten, fällt prozentual kaum ins Gewicht. Umgekehrt zeigt Abbildung 5.1.5-3, dass auch im günstigsten Fall kein hoher zusätzlicher Bedarf an hochqualifizierten Beschäftigten zu erwarten ist, der nur schwer zu decken wäre.

Abbildung 5.1.5-2: Abweichung der Beschäftigung im Szenario I A im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen 2020-2050, in 1.000



Prognos / EWI / GWS 2010

Abbildung 5.1.5-3: Abweichung der Beschäftigung im Szenario III A im Vergleich zur Referenz in ausgewählten Wirtschaftsbereichen 2020-2050, in 1.000



Prognos / EWI / GWS 2010

Die prozentualen Beschäftigungseffekte der Zielszenarien im Vergleich zur Referenz fallen meist etwas ungünstiger aus als die Wirkungen auf das BIP. Dahinter steht eine leichte Strukturverschiebung hin zu Beschäftigungsverhältnissen, die höher bezahlt sind bzw. mit mehr Arbeitsstunden verbunden sind.

5.1.6 Einordnung der Ergebnisse

Die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse sind nur vor dem Hintergrund der Szenarienannahmen und den Ergebnissen der vorgeschalteten Modelle zu interpretieren. Dabei sind drei zentrale Punkte festzuhalten:

- Internationale Entwicklungen können die Ergebnisse deutlich beeinflussen, sind aber kaum vorherzusagen und nur begrenzt von deutschem Handeln abhängig. Je besser abgestimmt das internationale Vorgehen ist, desto größer sind die Chancen, in den Zielszenarien durch zusätzliche deutsche Umwelttechnologie-Exporte bei gleichen Wettbewerbsbedingungen die gesamtwirtschaftlichen Effekte zu verbessern.

- Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist ein Maß für die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft in einem bestimmten Zeitraum. Trotz der jüngsten Kritik am BIP als Wohlfahrtsmaß u.a. durch die Stiglitz-Kommission [Stiglitz, Sen, Fitoussi 2009] ist es zusammen mit den Beschäftigungseffekten zur

gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Politikmaßnahmen und Szenarien geeignet, allgemein verwendet und derzeit ohne Alternative. Bei der Interpretation ist aber zu berücksichtigen, dass nicht in Geldeinheiten bewertete Größen oder erst in Zukunft anfallende Kosten (z.B. der Endlagerung atomarer Abfälle) oder Nutzen (z.B. des vermiedenen Klimawandels) nicht darin enthalten sind. Der Wohlfahrtsgewinn der Zielszenarien fällt auch in Form höherer Energieeffizienz und niedrigerer Treibhausgasemissionen an.

So beträgt der Wert der gegenüber der Referenz eingesparten CO_2-Zertifikate in den Zielszenarien im Jahr 2050 rund 17 Mrd EUR, die für eine vergleichbare THG-Minderung im Ausland auf dem internationalen CO_2-Markt bezahlt werden müssten.

- Eine weitgehende Minderung der THG-Emissionen ist unter den gegebenen Annahmen ökonomisch verkraftbar. Abhängig von den Kosten der Nachrüstung führen Szenarien mit längeren KKW-Laufzeiten in der mittleren Frist zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten.

Die internationale Entwicklung, die von der deutschen Politik nur sehr begrenzt beeinflusst werden kann, ist eine wesentliche Unsicherheit bei der Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Insbesondere die Änderung folgender Annahmen könnte die Ergebnisse beeinflussen:

- Internationales Klimaschutzabkommen:
  In den Zielszenarien wird unterstellt, dass mittelfristig ein umfassendes internationales Klimaschutzabkommen in Kraft getreten ist. Damit sind Nachteile energieintensiver deutscher Unternehmen im internationalen Wettbewerb weitgehend ausgeschlossen.

- Entwicklung des europäischen Strommarktes:
  Gelingt der Ausbau der europäischen Netze nicht im unterstellten Umfang, werden die Strompreise höher sein und die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Zielszenarien dürften ungünstiger ausfallen. Dasselbe gilt für den Fall, dass das europäische Ausland nicht ähnliche klimaschutzpolitische Anstrengungen einschließlich Stromeinsparungen unternimmt.

- Exportentwicklung:
  Umfassender internationaler Klimaschutz wie in den Zielszenarien könnte nach Analysen des IPCC [2007] langfristig jährlich 1 % bis 3 % der weltweiten Wirtschaftsleistung kosten. Dies wäre für sich genommen schlecht für die exportorientierte deutsche Wirtschaft. Umgekehrt erwartet die IEA [2010], dass zur Erreichung umfassender Klimaschutzziele weltweit zusätzlich 100 Mrd USD jährlich investiert werden müssen. Angesichts der deutschen Wettbewerbsvorteile bei vielen der dafür be-

nötigten Technologien, spricht die notwendige Substitution von Energie durch Kapital für zusätzliche deutsche Exporte.

Ein wesentlicher Grund für die Förderung erneuerbarer Energien und von Effizienzmaßnahmen ist auch unabhängig vom Klimaschutz die Hoffnung auf wachsende „grüne“ Märkte in aller Welt. Lehr und Lutz [2010] zeigen positive gesamtwirtschaftliche Effekte entsprechender Exporte, die durch Exportinitiativen des Bundes unterstützt werden. Nach einer aktuellen Umfrage des DIHK [2010] „ist die Umwelttechnik die Branche, in der weltweit die größten Zuwachsraten für die deutsche Exportwirtschaft erzielt werden können“. Ob eines der Zielsszenarien diese Exportchancen besser fördern könnte als die anderen, kann nicht seriös vorhergesagt werden. Über alle Szenarien sind deshalb gleiche Entwicklungen deutscher Umwelttechnikexporte angenommen. Die Chancen auf höhere Exporte in diesem Bereich dürften dann besonders groß sein, wenn sich das deutsche Technologieportfolio an der internationalen Nachfrage orientiert.

- Energiepreisniveau:
  Deutlich andere Entwicklungen der internationalen Energiepreise können auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte beeinflussen.

- Reaktion internationaler Energiemärkte:
  Ein weltweit reduzierte Nachfrage nach fossilen Energieträgern könnte deren Weltmarktpreise senken, was für sich gesamtwirtschaftlich positiv wäre, aber die Energieeinspareffekte teilweise konterkarieren könnte.

Deutschland könnte sich in den Zielszenarien bis 2050 aber weitgehend gegen die möglichen negativen Effekte absichern, weil Energieimporte und CO_2-Emissionen gegenüber heute nur noch eine sehr untergeordnete gesamtwirtschaftliche Bedeutung hätten. Die Gefahr wirtschaftlicher Einbrüche durch z.B. kurzfristig stark steigende Energiepreise wäre sehr viel geringer als heute.

Die geringe Veränderung des Bruttoinlandsprodukts in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz verdeckt mögliche personelle (vgl. Abschnitt 5.2) oder regionale Verteilungswirkungen, die in der Studie nicht untersucht worden sind. Kosten der Gebäudesanierung werden z.B. in Ballungsräumen mit weiter wachsender Bevölkerung leichter auf die Miete bzw. die Gebäudepreise umzulegen sein als in ländlichen Regionen mit schrumpfenden Bevölkerungszahlen. Die zur Umsetzung der Zielszenarien notwendigen Maßnahmen werden das Handeln Einzelner stärker beeinflussen als dies die BIP-Betrachtung nahelegt.

5.2 Beispielrechnungen zur Kostenentwicklung privater Haushalte

5.2.1 Bereich Wohnen

Ansatz

Im Bereich Wohnen unterschieden sich die Zielszenarien von der Referenz vor allem durch die verbesserten Gebäudestandards und die damit verbundenen Einsparungen an Heizenergie, sowohl auf Basis fossiler als auch erneuerbarer Energieträger. Daneben sind aufgrund konsequenter Technologieentwicklung im Gerätebereich und Steuerungstechniken auch die Stromverbräuche reduziert.

Die verbesserten Gebäudestandards sind sowohl bei Neubauten als auch bei Sanierungen im Gebäudebestand mit Investitionen verbunden. Bei den energetischen Sanierungen ist die Schwankungsbreite der spezifischen Investitionskosten sehr hoch, je nachdem, ob lediglich die energetische Qualität einer ohnehin anstehenden Sanierung erhöht wird oder die Sanierung aus energetischen Gründen durchgeführt wird und mit Vollkosten zu Buche schlägt. Damit liegen die (durchschnittlichen) spezifischen Kosten der Sanierungen fallbezogen zwischen 35 EUR/m^2 und 250 EUR/m^2 Wohnfläche. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums sinken diese aufgrund technischer Entwicklungen und der Erweiterung des Marktes allmählich ab.

Beispielhaft werden im Folgenden die Auswirkungen des Szenarios III A dargestellt, in dem die Investitionen im Gebäudesektor am höchsten sind. Damit wird die obere Grenze der Differenzkosten abgeschätzt.

Die Investitionen werden rechnerisch auf die Miete umgelegt. Dagegen gerechnet werden die im Szenario III A gegenüber der Referenz eingesparten Energieausgaben. Der Saldo beider Größen wird mit den monatlichen Konsumausgaben der Haushalte verglichen.

Methodik

Die Auswirkungen der energiebezogenen Maßnahmen wurden für drei Haushaltstypen berechnet:

HH 1	Einpersonenhaushalt, Angestellter, 50 m^2 Wohnfläche
HH 2	Familienhaushalt mit zwei Erwachsenen und zwei Kindern, 140 m^2 Wohnfläche
HH 3	Rentner-Paarhaushalt, keine Kinder im Haushalt

Die Kostenstrukturen dieser Haushaltstypen werden als Durchschnittswerte gemäß der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2003 (EVS 2003, Statistisches Bundesamt) angesetzt. Hierbei handelt es sich um die aktuellste Erhebung. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich um Durchschnittswerte handelt, also die Haushaltstypen in Einzelfällen noch weitere sehr breite Streuungen nach Einkommen, Wohnsituation, Regionalität etc. aufweisen.

Die Kostenstrukturen von 2003 wurden auf die Preisbasis 2008 umgerechnet und alle Werte entsprechend ausgewiesen. Die Entwicklung der Konsumstrukturen für die Referenz wurde in Anlehnung an den Prognos Deutschland Report 2035 [2010] fortgeschrieben. Dabei wurden die Energiekosten der Haushalte dem Referenzszenario entnommen. Die Kosten für die Wasserversorgung, die in der EVS zusammen mit den Energieausgaben ausgewiesen werden, wurden konstant gehalten. Die Charakterisierung der Haushalte und ihrer Konsumstrukturen zeigt Tabelle 5.2.1-1.

Tabelle 5.2.1-1: Definition der Modellhaushalte, relevante monatliche Konsumelemente 2003 (in EUR $_{2008}$) und Anteile an den monatlichen Konsumausgaben (in %)

		HH1		HH2		HH3	
Wohnfläche	m²	50		120		90	
Personen		1		4		2	
Charakterisierung		Angestellter		2 Erwachsene, 2 Kinder		Rentner	
Kosten		**absolut**	**Anteil**	**absolut**	**Anteil**	**absolut**	**Anteil**
Miete *	EUR 2008	417	25,9%	716	23,2%	545	23,7%
Reparatur / Instandhaltung *	EUR 2008	20	1,2%	97	3,2%	66	2,8%
Energie / Wasser *	EUR 2008	82	5,1%	121	3,9%	127	5,5%
Wohnkosten *	EUR 2008	519	32,2%	934	30,3%	738	32,0%
Konsum insgesamt *	EUR 2008	**1.610**		**3.085**		**2.305**	

Quelle: EVS 2003, eigene Umrechnung

Für die Berechnung der Beispiele wird ein Zeitpunkt der energetischen Sanierung festgelegt (bei HH 1: die Jahre 2020 und 2045, HH 2: das Jahr 2030, bei HH: 3 die Jahre 2020 und 2045).

Für die Sanierungskosten wird analog zu den Haushaltstypen der Durchschnitt aller Sanierungskosten angenommen. Dieser wird annuitätisch mit einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren in eine Mieterhöhung umgerechnet. Die zehnjährige Abschreibungsdauer entspricht etwa der derzeitigen Rechtslage. Ein Vermieter wird eine bauliche Maßnahme nur dann vornehmen, wenn er die Kosten auf die Miete umlegen kann. Je nach dem Zeitpunkt der Sanierung schwankt die damit verbundene durchschnittliche Mieterhöhung zwischen 1,27 EURm^2 und 1,65 EUR/m^2.

Im Fall HH 3 wird angenommen, dass es sich bei der Wohnung um selbstgenutztes Eigentum handelt. Entsprechend können längere Abschreibungszeiträume verwendet werden, dies wird in drei Fällen dargestellt.

Ab dem Zeitpunkt der Sanierung sinken Heizenergiebedarf und damit Heizkosten entsprechend der in den Zielszenarien im Vergleich zur Referenz ermittelten Durchschnittswerte. Neben den direkten Heizkosten (für fossile Energieträger) werden durch die Einsparmaßnahmen gegenüber der Referenz im Durchschnitt auch die Aufwendungen für die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien verringert. Hierbei handelt es um vermiedene anteilige Anlageninvestitionen, wodurch sich die Mieterhöhung geringfügig reduziert. Stromverbrauch und Stromkosten liegen in den Zielszenarien ebenfalls dauerhaft niedriger als in der Referenz.

Aufgrund der durch die Sanierung verbesserten Gebäudehülle erhöhen sich der Wert des Gebäudes und der Wohnkomfort (warme Wände, verringerte Feuchtigkeits- und Schimmelpilzrisiken etc.), so dass auch die vom Mieter zu tragenden oder umgelegten Instandhaltungs- und Reparaturkosten niedriger sind.

Referenzszenario und Zielszenarien gehen von identischen Werten für die Summe der Konsumausgaben des jeweiligen Haushaltstyps aus. Dadurch lassen sich Verschiebungen in der Konsumstruktur als Folge der Sanierungsmaßnahmen direkt ablesen. Grundsätzlich können die vermehrten Sanierungsaktivitäten gesamtwirtschaftlich positive Einkommenseffekte bewirken, die den Konsumspielraum erhöhen. Diese Effekte und ihre möglichen Konsequenzen für einzelne Haushaltstypen konnten im Rahmen dieser Arbeit nicht ermittelt werden. Auch dadurch wird in den Berechnungen ein eher ungünstiger Effekt ermittelt.

Ergebnisse

Die Wohnkosten hatten 2008 in allen drei Haushaltstypen einen Anteil von rund 30 % an den gesamten Konsumausgaben. Bis 2050 erhöhen sich die Konsumausgaben – der allgemeinen Einkommensentwicklung folgend – pro Haushalt real um ca. 44 %, während die Wohnkosten um rund 30 % ansteigen. Dadurch geht der Anteil der Ausgaben für das Wohnen an den Konsumausgaben geringfügig zurück. Dies ist Ergebnis einer Vielzahl z.T. gegenläufiger Entwicklungen. Im Wesentlichen wird davon ausgegangen, dass Ausgaben für Gesundheitsvorsorge, Gesundheitskosten und Wellness sowie Kommunikation, Medien und Freizeit einen zunehmenden Anteil am Konsum ausmachen.

Der HH-Typ 1 mit einer Wohnfläche von 50 m^2 verwendete 2008 rund 31,5 % seiner Konsumausgaben fürs Wohnen. Dieser Anteil sinkt in der Referenz bis 2050 auf 28,4 % ab.

Im Szenario III A wird angenommen, dass die Sanierungsinvestitionen im Jahr 2020 getätigt werden und im Jahr 2045 zusätzlich eine Teilsanierung im Rahmen ohnehin anstehender Arbeiten vorgenommen wird. Damit ergeben sich in den Jahren 2020 und 2045 im Szenario III A gegenüber der Referenz Mieterhöhungen von 1,28 EUR im Jahr 2020 und von 1,49 EUR im Jahr 2050.

Dem stehen folgende Einsparungen gegenüber:

- Reduktion der Instandhaltungskosten um bis zu knapp 20 %,
- Reduktion der anteiligen Kosten für die Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien,
- Verringerung der Strom- und Heizkosten gemäß Szenario III A.

In der Summe verbleibt aufgrund des Vollkostenanteils bei der Sanierung eine Erhöhung der Wohnkosten im Jahr 2050 um 33 EUR oder 5 % monatlich. Dadurch steigt der Anteil der Ausgaben für Wohnen auf 29,9 % (Referenz: 28,4 %). Die Tabellen 5.2.1-2 zeigt die Entwicklung der Kostenelemente in den Szenarien im Zeitablauf in absoluten Größen und als Anteil am gesamten Konsum.

Tabelle 5.2.1-2: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH1 2008-2050, in EUR_{2008} und in Prozent der gesamten Konsumausgaben

HH1	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in EUR 2008					
Miete	423	445	464	479	514
Instandhaltung, Reparatur	21	24	27	28	30
Wasser, Energie	81	83	81	80	78
Summe Wohnkosten	525	553	572	587	622
Konsum insgesamt	**1.675**	**1.783**	**1.918**	**2.026**	**2.188**
Anteile am Konsum insges.					
Miete	25,3%	25,0%	24,2%	23,6%	23,5%
Instandhaltung, Reparatur	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%
Wasser, Energie	4,8%	4,7%	4,2%	3,9%	3,6%
Summe Wohnkosten	31,4%	31,0%	29,8%	29,0%	28,4%
		Szenario III A			
Absolutwerte in EUR 2008					
Miete	423	509	518	533	588
Instandhaltung, Reparatur	21	21	24	25	25
Wasser, Energie	81	59	57	55	41
Summe Wohnkosten	525	589	599	613	655
Konsum insgesamt	**1.675**	**1.783**	**1.918**	**2.026**	**2.188**
Anteile am Konsum insges.					
Miete	25,3%	28,6%	27,0%	26,3%	26,9%
Instandhaltung, Reparatur	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Wasser, Energie	4,8%	3,3%	3,0%	2,7%	1,9%
Summe Wohnkosten	31,4%	33,1%	31,2%	30,2%	29,9%

Prognos / EWI / GWS 2010

Beim HH-Typ 2 mit vier Personen – davon zwei Kinder – und 140 m^2 Wohnfläche hatten die Wohnkosten 2008 insgesamt einen Anteil von 29,6 % an den Konsumausgaben. In der Referenz verringert sich dieser Anteil bis 2050 auf 27,4 %.

Für Szenario III A wird angenommen, dass die Sanierungsinvestitionen im Jahr 2030 vorgenommen werden und mit einer Mieterhöhung von 1,55 EUR/m^2 verbunden sind. Gegen gerechnet

werden kann eine Reduktion der Instandhaltungs- und Reparaturkosten von 15 % (stärkere Abnutzung auch der Innenräume durch Familien), ein anteiliger Betrag der Anlagenkosten und Miete für vermiedene Investitionen in erneuerbare Energien sowie die entsprechenden Einsparungen an Strom- und Heizkosten.

Aufgrund des Vollkostenanteils der Sanierung verbleiben im Jahr 2030 monatliche Mehrkosten in Höhe von 127 EUR und 2050 in Höhe von 67 EUR (6 % der Wohnkosten). Der Anteil der Wohnkosten steigt dadurch im Jahr 2050 auf 29 % (vgl. Tabelle 5.2.1-3).

Tabelle 5.2.1-3: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in EUR_{2008} und in Prozent der gesamten Konsumausgaben

HH2	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Absolutwerte in EUR 2008					
Miete	726	764	796	822	881
Instandhaltung, Reparatur	102	116	130	137	147
Wasser, Energie	120	124	133	127	120
Summe Wohnkosten	948	1.003	1.059	1.085	1.148
Konsum insgesamt	**3.209**	**3.416**	**3.675**	**3.881**	**4.192**
Anteile am Konsum insges.					
Miete	22,6%	22,4%	21,7%	21,2%	21,0%
Instandhaltung, Reparatur	3,2%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%
Wasser, Energie	3,7%	3,6%	3,6%	3,3%	2,9%
Summe Wohnkosten	29,6%	29,4%	28,8%	28,0%	27,4%
		Szenario III A			
Absolutwerte in EUR 2008					
Miete	726	764	982	960	1.019
Instandhaltung, Reparatur	102	116	110	116	125
Wasser, Energie	120	120	93	87	71
Summe Wohnkosten	948	1.000	1.185	1.163	1.215
Konsum insgesamt	**3.209**	**3.416**	**3.675**	**3.881**	**4.192**
Anteile am Konsum insges.					
Miete	22,6%	22,4%	26,7%	24,7%	24,3%
Instandhaltung, Reparatur	3,2%	3,4%	3,0%	3,0%	3,0%
Wasser, Energie	3,7%	3,5%	2,5%	2,2%	1,7%
Summe Wohnkosten	29,6%	29,3%	32,3%	30,0%	29,0%

Prognos / EWI / GWS 2010

Bei dem Haushaltstyp HH 3 (Rentnerpaar, 90 m^2) wird angenommen, dass es sich bei der Wohnung um selbstgenutztes Eigentum handelt. Die Wohnkosten hatten 2008 einen Anteil von 31 % an den Konsumausgaben; dieser Wert sinkt bis 2050 in der Referenz auf 28,1 %. Um die Auswirkungen im Szenario III A zu berechnen wird angenommen, dass im Jahr 2020 eine energetische Verbesserung bei einer ohnehin werterhaltenden Maßnahme vorgenommen wird. Diese führt bei einer Annuität von 10 Jahren zu einer

Erhöhung der unterstellten Miete von 0,68 EUR. Im Jahr 2045 wird eine umfängliche energetische Sanierung vorgenommen, die zu einer Reduzierung des Wärmeverbrauchs von über 50 % im Vergleich zur Referenz führt. Diese Sanierung ist mit einer Erhöhung der unterstellten Miete von 1,5 EUR/m^2 verbunden. Wie in den anderen Fällen können eingesparte Investitionen in erneuerbare Energien, Einsparungen bei den Instandhaltungskosten und verringerte Ausgaben für Energie gegen gerechnet werden. Damit erhöhen sich im Saldo 2050 die Wohnkosten gegenüber der Referenz um 33 EUR pro Monat. Der Anteil der Wohnkosten am Konsum erhöht sich auf 29,7 %.

Bei eigengenutztem Wohnraum kann eine andere ökonomische Rationalität bei der Bewertung der Investitionen bestehen als bei Vermietungen. Zum Beispiel müssen die Sanierungsinvestitionen nicht über 10 Jahre abgeschrieben werden, sondern können auch (ggf. im Rahmen eines generationenübergreifenden Kreditmodells) längerfristig orientiert sein. Bei solchen Optionen verringern sich die unterstellten Mieterhöhungen, und die entsprechenden Belastungen werden geringer. Im Folgenden werden exemplarisch Fälle mit Laufzeiten von 20 und 30 Jahren dargestellt. Bereits bei einer Laufzeit von 20 Jahren überwiegen die Einsparungen und die monatlichen Wohnkosten verringern sich um 12 EUR gegenüber der Referenz. Bei einer Laufzeit von 30 Jahren verringern sich die Wohnkosten monatlich um 21 EUR.

Die Tabellen 5.2.1-4 und 5.2.1-5 zeigen diese Fälle für den Haushaltstyp HH3.

Tabelle 5.2.1-4: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in EUR_{2008}

HH3	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Miete	553	582	607	626	671
Instandhaltung, Reparatur	69	78	87	92	99
Wasser, Energie	120	130	140	135	126
Summe Wohnkosten	742	790	834	853	896
Konsum insgesamt	**2.397**	**2.552**	**2.746**	**2.899**	**3.132**
Annuität 10 Jahre		Szenario III A			
Miete	553	627	652	671	788
Instandhaltung, Reparatur	69	66	74	78	74
Wasser, Energie	120	101	107	101	67
Summe Wohnkosten	742	794	833	850	929
Konsum insgesamt	**2.397**	**2.552**	**2.746**	**2.899**	**3.132**
Annuität 20 Jahre		Szenario III A			
Miete	553	609	634	653	743
Instandhaltung, Reparatur	69	66	74	78	74
Wasser, Energie	120	101	107	101	67
Summe Wohnkosten	742	776	815	832	884
Konsum insgesamt	**2.397**	**2.552**	**2.746**	**2.899**	**3.132**
Annuität 30 Jahre		Szenario III A			
Miete	553	600	625	644	734
Instandhaltung, Reparatur	69	66	74	78	74
Wasser, Energie	120	101	107	101	67
Summe Wohnkosten	742	767	806	823	875
Konsum insgesamt	**2.397**	**2.552**	**2.746**	**2.899**	**3.132**

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 5.2.1-5: Auswirkungen des Szenarios III A auf die monatlichen Konsumausgaben im Bereich Wohnen für den Haushaltstyp HH3 2008-2050, in Prozent der gesamten Konsumausgaben

HH3	2008	2020	2030	2040	2050
		Referenzszenario			
Miete	23,1%	22,8%	22,1%	21,6%	21,4%
Instandhaltung, Reparatur	2,9%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%
Wasser, Energie	5,0%	5,1%	5,1%	4,7%	4,0%
Summe Wohnkosten	31,0%	31,0%	30,4%	29,4%	28,6%
Annuität 10 Jahre		**Szenario III A**			
Miete	23,1%	24,6%	23,7%	23,1%	25,2%
Instandhaltung, Reparatur	2,9%	2,6%	2,7%	2,7%	2,4%
Wasser, Energie	5,0%	4,0%	3,9%	3,5%	2,1%
Summe Wohnkosten	31,0%	31,1%	30,3%	29,3%	29,7%
Annuität 20 Jahre		**Szenario III A**			
Miete	23,1%	23,9%	23,1%	22,5%	23,7%
Instandhaltung, Reparatur	2,9%	2,6%	2,7%	2,7%	2,4%
Wasser, Energie	5,0%	4,0%	3,9%	3,5%	2,1%
Summe Wohnkosten	31,0%	30,4%	29,7%	28,7%	28,2%
Annuität 30 Jahre		**Szenario III A**			
Miete	23,1%	23,5%	22,8%	22,2%	23,4%
Instandhaltung, Reparatur	2,9%	2,6%	2,7%	2,7%	2,4%
Wasser, Energie	5,0%	4,0%	3,9%	3,5%	2,1%
Summe Wohnkosten	31,0%	30,1%	29,4%	28,4%	27,9%

Prognos / EWI / GWS 2010

Schlussfolgerungen

Die in den Zielszenarien benötigten energetischen Verbesserungen an den Gebäuden führen im Durchschnitt zu um 5 % bis10 % höheren Wohnkosten und machen an den gesamten Konsumausgaben ca. 1 % bis 3,5 % aus.

Am Beispiel der drei durchschnittlichen Haushaltstypen zeigt sich, dass die Auswirkungen der Zielszenarien im Einzelnen sehr differenziert sein können.

Die konkreten Auswirkungen hängen von zahlreichen Parametern ab, unter denen zwei besonders starken Einfluss haben:

- Die Sanierungskosten und damit die Mieterhöhungen besitzen eine erhebliche Schwankungsbreite in Abhängigkeit von der Ausgangsqualität des Gebäudes und damit der Zurechenbarkeit der Kostenanteile.

  Bei einem gut erhaltenen Gebäude, bei dem regelmäßig Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, können energetische Verbesserungen kostengünstig im Rahmen von turnusgemäßen Aktivitäten durchgeführt werden. Sie sind dann nur mit geringfügigen Mietsteigerungen verbunden und können durch die Einsparungen finanziert werden. Wenn hingegen aus energetischen Gründen Gesamtsanierungen durchgeführt werden müssen und daher die gesamten Sanierungskosten auf die Miete umgelegt werden, lassen sich die Maßnahmen i. A. nicht über die realisierten Einsparungen gegenfinanzieren.

- Die Umlage der Sanierungskosten auf die Mieten hängt stark von den Rahmenbedingungen, insbesondere der Laufzeit ab. Bei Abschreibungsdauern von deutlich über 10 Jahren sind auch höhere Sanierungskosten eher durch Einsparungen refinanzierbar.

Von den drei untersuchten durchschnittlichen Haushaltstypen ist die absolute und relative Belastung bei dem Familienhaushalt (HH2) am höchsten. Die maximale Erhöhung der Wohnkosten um 127 EUR muss bei den Ausgaben für andere Konsumzwecke eingespart werden. Hieraus lassen sich Indizien dafür ableiten, dass mögliche Instrumente zur Förderung oder Abfederung der Belastungen auch zielgruppenspezifisch und ggf. mit Blick auf die verfügbaren Einkommen differenziert sein sollten, um eine möglichst hohe Treffergenauigkeit zu erreichen und Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Am Beispiel des Rentner-Haushalts (HH3) zeigt sich, dass auch bei selbstgenutztem Wohnraum langfristig angelegte (generationen- oder besitzerübergreifende) Finanzierungen hilfreich sein können.

5.2.2 Bereich Mobilität

Ansatz

Im Bereich der Mobilität unterscheiden sich die Zielszenarien von der Referenz in folgenden Merkmalen, die für private Haushalte von Bedeutung sind:

- Modal Split: kleinere Teile des MIV werden in den Zielszenarien auf Bahn und ÖPNV sowie auf nicht motorisierten Verkehr (Fahrrad, Fußweg) verlagert.

- Pkw-Antrieb: In den Zielszenarien gewinnen alternative Antriebskonzepte gegenüber der Referenz an Bedeutung.

- Spezifischer Verbrauch Pkw: In den Zielszenarien wird der spezifische Verbrauch von Pkw stärker abgesenkt als in der Referenz.

Annahmen

Für den betrachteten Haushalt wurden folgende Annahmen getroffen:

- Modal Split:

  In der Referenz legt der Haushalt mit seinem Pkw die durchschnittliche Fahrstrecke aller Pkw zurück.

  In den Zielszenarien verringert sich diese Strecke um die Verkehrsverlagerung auf Bahn und ÖPNV – bei diesen Verkehrsmitteln nimmt die pro Person zurückgelegte Strecke zu – sowie auf nicht motorisierten Verkehr.

- Pkw-Antrieb:

  Der Haushalt schafft sich in den Jahren 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils einen neuen Pkw an und fährt diesen über einen Zeitraum von 10 Jahren. Die Anschaffungskosten werden linear über diesen Zeitraum verteilt.

  Im Referenzszenario handelt es sich dabei um einen konventionellen Benziner. In den Zielszenarien kauft der Haushalt 2010 einen konventionellen Benziner, 2020 und 2030 einen (konventionellen) Hybrid-Pkw und 2040 und 2050 jeweils einen Elektro-Pkw.

  Die Kosten für Versicherung, Steuern, Reparatur und Wartung unterscheiden sich annahmegemäß nicht zwischen den Antriebsarten.

- Spezifischer Verbrauch

  Die Veränderung des spezifischen Verbrauchs im Zeitablauf und zwischen Referenzszenario und Zielszenarien wird durch den jeweiligen spezifischen Verbrauch der neu zugelassenen Pkw im Anschaffungsjahr berücksichtigt.

Bei der Berechnung der Kraftstoffkosten wurden zwei Varianten betrachtet.

- In der Variante 1 sind der Benzinpreis an der Zapfsäule sowie der Strompreis für Haushaltskunden relevant. Hier taucht das

Problem auf, dass die Steuerbelastung zwischen Benzin und Strom extrem unterschiedlich ist und die ausgewiesenen Differenzkosten deshalb sehr hypothetisch sind. Bei wachsender Bedeutung der Elektromobilität ist zu erwarten, dass die dadurch bedingten Ausfälle bei der Mineralölsteuer in anderer Form kompensiert werden.

- Deshalb wurde in der Variante 2 der Benzinpreis ohne Mineralölsteuer zur Berechnung der Kraftstoffkosten verwendet. Diese Sichtweise geht davon aus, dass die mit der Pkw-Nutzung für den Haushalt verbundene steuerliche Belastung in Referenz- und Zielszenario identisch ist.

  In welcher Form die Steuer erhoben wird – als nutzungsunabhängige Kfz-Steuer oder als nutzungsabhängige Steuer auf Benzin und für den Stromverbrauch des Elektro-Pkw – bleibt offen.

Da die Preisunterschiede bei Benzin und Strom in den Zielszenarien vergleichsweise klein sind, wurde zur Ermittlung der Differenzkosten nur das Szenario II mit dem Referenzszenario verglichen.

Die den Berechnungen zugrunde gelegten Annahmen finden sich in den Tabellen 5.2.2-1 bis 5.2.2-3:

Tabelle 5.2.2-1: Zurückgelegte Kilometer pro Person bzw. Fahrzeugkilometer des Haushalts nach Verkehrsträgern 2020 – 2050

	2020	2030	2040	2050
	Referenzszenario			
Fahrzeugkilometer Pkw	12.459	12.440	12.332	12.327
Personenkilometer Bahn	1.017	1.037	1.036	1.034
Personenkilometer ÖPNV	914	900	894	887
	Szenario II			
Fahrzeugkilometer Pkw	12.332	12.197	12.038	11.946
Personenkilometer Bahn	1.015	1.057	1.055	1.060
Personenkilometer ÖPNV	914	902	898	903

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 5.2.2-2: Pkw-Anschaffungskosten und spezifischer Verbrauch von Pkw nach Antriebsart 2020 – 2050

	2020	2030	2040	2050
Anschaffungspreis (EUR 2008)				
Benzin-Pkw (Referenz)	30.250	30.500	31.000	31.250
Benzin-Pkw (Szenario II)	30.250	30.585	31.181	31.630
Hybrid-Pkw	39.325	36.600	34.100	34.375
Elektro-Pkw	52.938	45.750	37.200	32.813
	Referenzszenario			
Kraftstoffverbrauch				
Benzin-Pkw (l/100 km)	5,4	5,1	4,8	4,6
	Szenario II			
Kraftstoffverbrauch				
Benzin-Pkw (l/100 km)	5,4	5,0	4,7	4,4
Hybrid-Pkw (l/100 km)	4,2	3,9	3,6	3,2
Elektro-Pkw (kWh/100 km)	18,0	17,0	16,0	15,0

Prognos / EWI / GWS 2010

Tabelle 5.2.2-3: Preise für Benzin und Haushaltsstrom 2020 – 2050, in EUR2008

	2020	2030	2040	2050
Benzinpreis inkl. Steuern (Variante 1)	1,52	1,71	1,92	2,14
Benzinpreis ohne Steuern (Variante 2)	0,66	0,81	0,98	1,16
Strompreis Haushalte	0,22	0,22	0,22	0,22

Prognos / EWI / GWS 2010

Ergebnisse

Die Kosten für die mit dem Pkw erbrachte Verkehrsleistung liegen in der Variante 1 (Benzinpreis Zapfsäule) für den betrachteten Haushalt bei den getroffenen Annahmen in der Referenz im Zeitraum 2010 bis 2050 bei 170 Tausend EUR (TEUR). Die entsprechenden Kosten im Szenario II betragen 178,2 TEUR. Die Differenz von 8,2 TEUR ergibt sich aus Mehrkosten für die Pkw-Abschreibung in Höhe von 21,5 TEUR und Einsparungen bei den Kraftstoffausgaben von 13,3 TEUR (Tabelle 5.2.2.-4).

Mehrbelastungen, die in der Spitze 676 EUR erreichen, treten bis zum Jahr 2039 auf. Ab 2040 und den Umstieg auf einen Elektro-Pkw liegt die Belastung im Szenario II niedriger als in der Referenz. Insgesamt ergibt sich daraus eine durchschnittliche jährliche Zusatzbelastung des betrachteten Haushalts von rund 200 EUR.

In der Variante 2 (Benzinpreis ohne Mineralölsteuer) entstehen im Zeitraum 2010 bis 2050 in der Referenz Kosten von 146,5 TEUR,

im Szenario II von 163,3 TEUR. Den Mehrkosten für die Pkw-Abschreibung von 21,5 TEUR stehen in diesem Fall Einsparungen bei den Kraftstoffausgaben von 4,7 TEUR gegenüber. Im Saldo entstehen Mehrkosten von 16,8 TEUR.

Mit Ausnahme von 2050 treten in allen Jahren Mehrbelastungen auf, die bis zu 800 EUR reichen. Im Jahresdurchschnitt errechnen sich Mehrkosten von 411 EUR.

Tabelle 5.2.2-4: Differenzkosten der Pkw-Nutzung 2010-2050, in EUR2008

	2020	2030	2040	2050	2010 -2050	2010 -2050
					kumuliert	Durchschnitt p.a.
	Variante 1					
Differenz Abschreibung Pkw	908	610	620	156	21.531	525
Differenz Kraftstoffkosten	-231	-261	-703	-821	-13.313	-325
Differenzkosten gesamt	676	349	-83	-665	8.218	200
	Variante 2					
Differenz Abschreibung Pkw	908	610	620	156	21.531	525
Differenz Kraftstoffkosten	-100	-123	-145	-268	-4.697	-115
Differenzkosten gesamt	807	487	475	-112	16.835	411

Prognos / EWI / GWS 2010

Neben den Differenzkosten der Pkw-Nutzung spielen die zusätzlichen Kosten eine Rolle, die dem Haushalt durch die vermehrte Inanspruchnahme von Bahn und ÖPNV entstehen.

Da nur in vergleichsweise geringem Umfang Verkehrsleistung vom MIV auf Bahn und ÖPNV verlagert wird, können die dadurch entstehenden Zusatzkosten vernachlässigt werden.

6 Versorgungssicherheit

6.1 Importe von Primärenergieträgern

(vgl. Tabelle A 1-4 im Anhang A 1)

Durch die Absenkung des Primärenergieverbrauchs und den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien verringert sich der Bedarf an Energieimporten, obwohl die heimische Förderung von Öl, Gas und Steinkohle nach und nach ausläuft.

In den Zielszenarien wird im Jahr 2050 rund 63 % weniger Energie importiert als 2008, in der Referenz beträgt der Rückgang 44 %. Der Eigenversorgungsgrad mit Energie – gemessen als (1-(Nettoenergieimport/Primärenergieverbrauch)) – steigt bis 2050 in den Zielszenarien auf rund 46 % (Referenz: 39 %), 2008 lag er bei knapp 29 %.

Die Ermittlung des Importbedarfs geht davon aus, dass im Jahr 2020 keine heimische Steinkohle mehr gefördert wird und die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Zeitverlauf abnimmt (Tabelle 6.1-1).

Tabelle 6.1-1: Förderung von Steinkohle, Erdöl und Erdgas in Deutschland 2008-2050, in PJ

	2008	2009	2020	2030	2040	2050
	Referenzszenario					
Steinkohle	519	476	0	0	0	0
Erdöl	131	126	75	25	0	0
Erdgas	492	480	350	200	50	0

Prognos / EWI / GWS 2010

Bei den einzelnen Energieträgern zeigt sich hinsichtlich des Importbedarfs ein unterschiedliches Bild. Der Import von Kernbrennstoffen verringert sich in Abhängigkeit der in den Szenarien festgelegten Laufzeitverlängerung. Bei Öl und Steinkohle liegt der Rückgang in den Zielszenarien zwischen 2008 und 2050 in einer Größenordnung von 65 % bis etwa 70 %. Der Import von Erdgas geht mit rund 60 % nicht ganz so stark zurück.

Da der Verbrauch von Öl, Gas und Steinkohle langsamer absinkt als die heimische Förderung dieser Energieträger, stützt sich die Energieversorgung hier im Jahr 2050 ausschließlich auf Importe.

An Bedeutung gewinnt der Nettoimport von Strom. Wurde im Jahr 2008 noch Strom im Umfang von 81 PJ exportiert, so kehrt sich nach 2020 der Stromimportsaldo in allen Szenarien um. In den Zielszenarien werden 2050 zwischen 368 PJ (Szenario I B) und 516 PJ (Szenario IV B) Strom netto importiert. Das entspricht dann zwischen 10 % und 14 % der gesamten Nettoenergieimporte. In der Referenz macht der Nettostromimport 2050 mit 241 PJ gut 4 % der gesamten Nettoenergieimporte aus.

In einer ähnlichen Größenordnung wie der Nettostromimport liegt im Jahr 2050 der Import von Biomasse (zwischen 469 PJ und 485 PJ). Der gesamte Biomassebedarf wird 2050 zu knapp 80 % durch Nutzung heimischer Potenziale gedeckt.

Durch diese Veränderungen liegt der Eigenversorgungsgrad mit Energie in Deutschland im Jahr 2050 in allen Zielszenarien höher als in der Referenz und auch deutlich höher als im Jahr 2008. Da-

bei stützt sich die heimische Energieversorgung 2050 auf erneuerbare Energien sowie in geringem Umfang auf Braunkohle. Die nach wie vor benötigten Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle werden 2050 vollständig importiert.

6.2 Versorgungssicherheit Strom

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromerzeugungsmarkt erfordert die Absicherung der Stromnachfragedeckung in Deutschland zu jeder Stunde durch gesicherte einheimische Kraftwerksleistung[22]. Innerhalb eines Jahres ist die Stunde der Jahresspitzenlast die bindende Restriktion für den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung. Insbesondere ist anzumerken, dass, bedingt durch ihre volatilen Einspeisestrukturen, Wind und Fotovoltaik nur in geringem Maße zur gesicherten Leistung beitragen.

Versorgungssicherheit bis 2020

Mit Blick auf die mittelfristige Versorgungssicherheit bis 2020 wurden aktuell in Bau oder Planung befindliche Kraftwerke in den Szenarien berücksichtigt. Diese Kraftwerksprojekte gehen mit Realisierungswahrscheinlichkeiten gewichtet als exogene Vorgaben in die Modellrechnungen zum Erzeugungsmarkt ein (siehe Abschnitt 2.4.5). Auf dieser Grundlage kommen wir zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit im Stromerzeugungssektor bis 2020 gewährleistet ist. Insbesondere ist die verfügbare gesicherte Kraftwerksleistung im Inland hoch genug, um die Stromnachfrage in den Szenarien bis 2020 zu jedem Zeitpunkt des Jahres sicher zu decken.

Versorgungssicherheit 2020 bis 2050

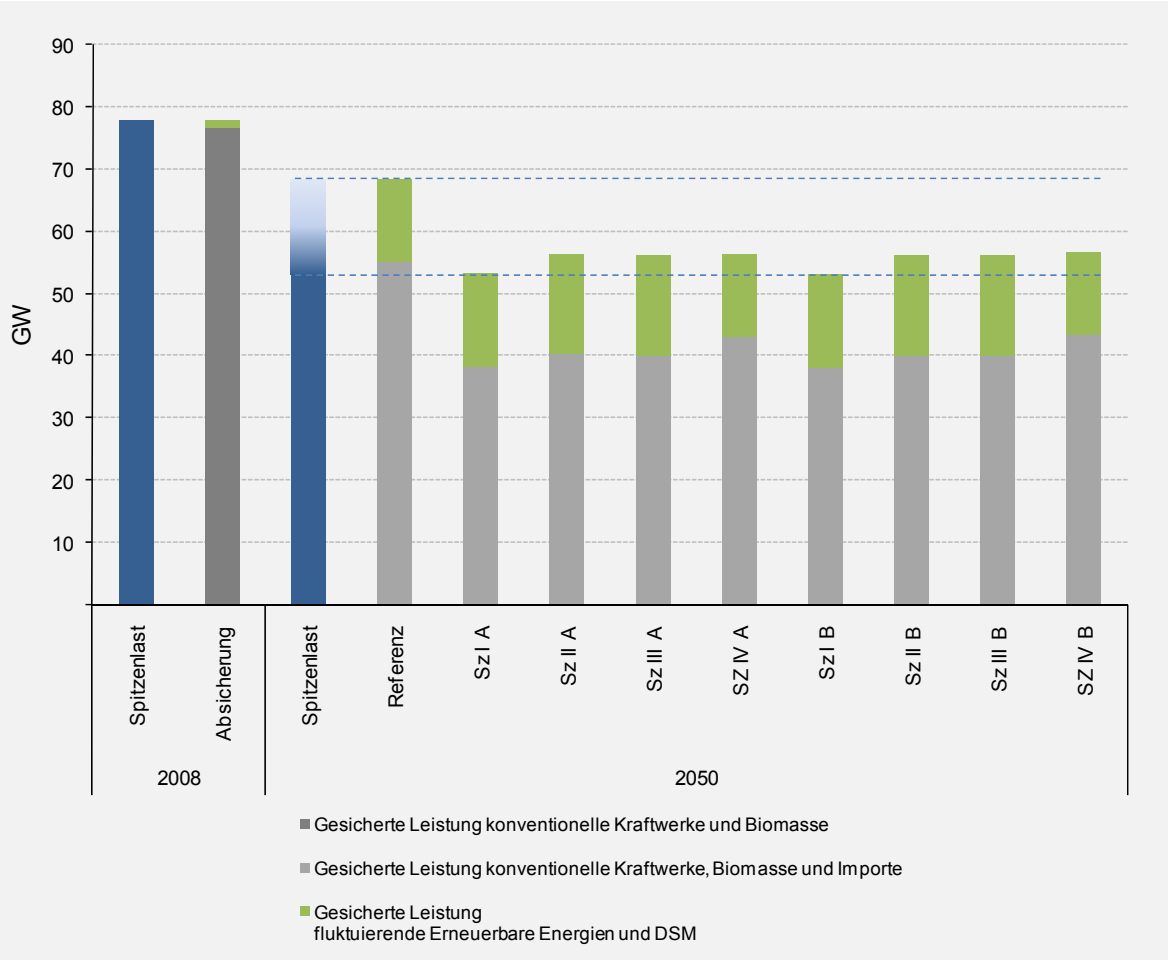
Längerfristig werden die heute bestehenden Anlagen vermehrt ihre technische Lebensdauer überschreiten. Sie müssen durch heute noch nicht bekannte Zubauten konventioneller Kraftwerke oder Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ersetzt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abbildung 6.2-1 zeigt die Absicherung der Spitzenlast in den Jahren 2008 und 2050 für die Referenz und die Zielszenarien. Unter Berücksichtigung der rückläufigen Stromnachfragen müssen in der Referenz knapp 70 GW, in den Zielszenarien rund 50 GW bis 55 GW gesicherte Leistung zur Verfügung stehen. Die Säule Spitzenlast im Jahr 2050 stellt durch die unterschiedliche Ein-

22 Leistung wird in diesem Kontext als gesichert bezeichnet, wenn sie zum Zeitpunkt der deutschen Lastspitze mit mindestens 99%iger Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht.

färbung die Spannweite der Spitzenlasten in der Referenz und den Zielszenarien dar.

Abbildung 6.2-1: Spitzenlast und Lastabsicherung in Referenz und Zielszenarien 2008 und 2050, in GW



Prognos / EWI / GWS 2010

Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien bis 2050 führt zwar gegenüber 2008[23] zu einer höheren gesicherten Leistung durch Windkraft- und PV-Anlagen, allerdings deutlich weniger stark als es der Ausweitung der Erzeugung entspricht. Dadurch werden 2050 noch 38 GW bis 43 GW Last in den Zielszenarien bzw. 55 GW Last in der Referenz durch konventionelle Kraftwerke, Biomasseanlagen und Importe abgesichert. Dabei wird angenommen, dass durch die verstärkte europäische Binnenmarktintegration langfristig auch Stromimporte zur Sicherung der Last zur Verfügung stehen, da grenzüberschreitende Kuppelleitungen nur noch selten einen Engpass darstellen.

23 Es wird insbesondere angenommen, dass sich für Wind der Anteil der gesicherten Leistung an der Gesamtleistung, der sogenannte Kapazitätskredit, von 2008 bis 2050 von 6% auf 20% erhöht. Dies liegt darin begründet, dass sich durch die unterschiedlichen Korrelationen der Windgeschwindigkeitsprofile in Europa bei verstärktem Zubau von Windkraft in Deutschland und Europa Ausgleichseffekte ergeben.

Langfristig werden auch nachfrageseitige Flexibilitäten (Demand Side Management, DSM) zur Reduktion von Spitzenlasten genutzt. Aufgrund der in den Zielszenarien verstärkten Klimaschutzbemühungen wird hier von einer etwas stärken Nutzung der DSM-Potenziale als in der Referenz ausgegangen. Basierend auf detaillierten Untersuchungen zu DSM-Potenzialen[24] wird angenommen, dass im Jahr 2050 Demand Side Management in der Referenz durchschnittlich 2,6 GW, in den Zielszenarien durchschnittlich 2,6 GW bis 3,2 GW zur Lastreduzierung beiträgt.

Die gesicherte Leistung der konventionellen Kraftwerke wird durch CCS-KWK-Kohlekraftwerke, durch Gaskraftwerke und durch Stromimporte bereitgestellt. Im Jahr 2050 sind in der Referenz 24 GW Gasturbinenkraftwerke installiert, in den Zielszenarien 20 GW bis 24 GW. Diese Gaskraftwerke realisieren 2050 kaum Volllaststunden und dienen vor allem der Absicherung der fluktuierenden, stochastischen Windeinspeisung.

24 Im Rahmen der Dena-Netzstudie II werden DSM-Potenziale und Kosten für Anwendungen und Prozesse in den Bereichen Private Haushalte, GHD, Energieintensive Industrien sowie Querschnittstechnologien untersucht.

III Zusammenfassende Bewertung

Die Szenarienrechnungen zeigen innerhalb eines konsistenten Rahmens und in einer durch weiteres Wachstum geprägten Volkswirtschaft mögliche Maßnahmenpakete, mit denen das Ziel einer 85 %-igen Verringerung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 1990 und 2050 erreicht werden kann. Das rechnerische Ergebnis sagt aber noch nichts darüber aus, wie realistisch die Zielerreichung in der Praxis ist.

Die Umsetzung der Maßnahmen zur Zielerreichung ist an die Erfüllung von drei Grundvoraussetzungen gebunden:

- Auf der internationalen Ebene ist mittelfristig der Abschluss eines völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzabkommens unter Einbeziehung aller Industriestaaten und zumindest der wichtigsten Entwicklungs- und Schwellenländer eine unabdingbare Voraussetzung für die Umsetzung einer langfristigen anspruchsvollen Klimaschutzstrategie.

  Ohne ein solches Abkommen dürften Unternehmen in Ländern, die eine konsequente Klimaschutzstrategie verfolgen, zumindest kurzfristig Wettbewerbsnachteile erleiden. Das dauerhafte Festhalten an einer anspruchsvollen Klimaschutzpolitik ist dann wenig wahrscheinlich.

- Auf nationaler Ebene muss die Politik klare Zielvorgaben definieren und Maßnahmen und Instrumente für ihre Umsetzung festlegen. Die relevanten Rahmenbedingungen müssen so gestaltet sein, dass die Erfüllung der Ziele im Interesse des Einzelnen liegt. Es sind Hemmnisse abzubauen, wie sie derzeit beispielsweise bei Investitionen im Bereich der Gebäudesanierung bestehen. Zusätzlich sollte die öffentlich finanzierte anwendungsorientierte Grundlagenforschung so ausgerichtet werden, dass ihre Ergebnisse zur Erreichung der Ziele beitragen können.

  Darüber hinaus ist ein gesellschaftlicher Konsens über Ziele und Notwendigkeit eines anspruchsvollen Klimaschutzes erforderlich.

  Ohne eine klar ausgerichtete Politik und die entsprechende gesellschaftliche Verankerung dürfte die Umsetzung der Klimaschutzstrategie spätestens dann ins Stocken geraten, wenn sie mit (vorübergehenden) Belastungen für gut organisierte gesellschaftliche Gruppen verbunden ist.

- Es sind erhebliche Produkt-, Prozess- und Systeminnovationen erforderlich, die es ermöglichen, den Energieverbrauch ohne Komforteinbußen zu verringern und den Energiebedarf vermehrt durch erneuerbare Energien zu decken. Nicht zuletzt

werden dazu neue Energiespeicher für Strom und Wärme benötigt.

Ohne technologische Innovationen sind aus heutiger Sicht die in den Zielszenarien in vielen Bereichen angenommenen Effizienzsteigerungen und Systemanpassungen nicht im erforderlichen Ausmaß realisierbar. Dabei steigt die Wahrscheinlichkeit für die benötigten Innovationen mit dem Abschluss eines globalen Klimaschutzabkommens. Denn dann ist zu erwarten, dass öffentliche Hand und Unternehmen in vielen Ländern in die Entwicklung von Produkten und Prozessen investieren, die zum Klimaschutz beitragen.

Neben technologischen Innovationen sind an vielen Stellen Systemanpassungen erforderlich. Ein Beispiel dafür ist der Preisbildungsmechanismus am Strommarkt. Angesichts des in den Zielszenarien forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien und des damit steigenden Bedarfs an Regelenergie und Reservekapazität ist die Grenzkostenpreisbildung immer weniger in der Lage, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Bei den genannten Grundvoraussetzungen steht aus heutiger Sicht das größte Fragezeichen hinter dem Abschluss eines international verbindlichen Klimaschutzabkommens.

Sind die Grundvoraussetzungen für eine anspruchsvolle Klimaschutzstrategie erfüllt – was in den Zielszenarien angenommen ist – stellt sich die Frage nach den mit bedeutenden Einzelmaßnahmen verbundenen Herausforderungen.

Da es nicht möglich ist, die Fülle der Maßnahmen im Detail zu beleuchten, soll diese Frage an Hand von drei Beispielen kurz diskutiert werden:

Beispiel 1: Gebäudesanierung

Die qualitativ hochwertige und umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestandes ist zwingend notwendig, wenn das Treibhausgasminderungsziel erreicht werden soll. Um Anzahl und Qualität der Sanierungen auf das nötige Maß zu erhöhen, ist das Zusammenwirken mehrerer Faktoren erforderlich.

Neben fortgesetzten Verschärfungen von Bau- und Renovierungsvorschriften (EnEV) dürften finanzielle Anreize zur Gebäudesanierung unumgänglich sein. Angesichts der alternden Gesellschaft wird es für immer mehr Wohneigentumsbesitzer unrentabel, in die energetische Sanierung ihrer Gebäude zu investieren. Die für die Sanierung aufgewendeten Kosten lassen sich im Rahmen ihrer Lebenserwartung nicht mehr hereinholen. Deshalb sind neue, generationenübergreifende Finanzierungsformen für die Sanierung von Wohneigentum zu entwickeln.

Im vermieteten Wohnungsbestand steht das so genannte Vermieter-/Mieterdilemma einer wirkungsvollen energetischen Sanierung oft entgegen. Mietwohnungen werden nicht saniert, weil sich die damit verbundenen Investitionskosten nicht – vollständig – auf die Mieter, die von niedrigeren Energiekosten profitieren, umlegen lassen. Da die Möglichkeiten zur Umlage auf die Mieter angesichts der sehr unterschiedlichen sozialen Gegebenheiten in einzelnen Regionen, Städten, Ortsteilen und Wohnquartieren sehr differenziert sind, sind jeweils spezifische Lösungen für das Problem zu finden.

Beispiel 2: Elektromobilität

Der weitgehende Ersatz von Verbrennungsmotoren durch Elektroantriebe bei Pkw liefert einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Verringerung der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen.

Die breite Einführung von Elektro-Pkw setzt die Entwicklung leistungsfähiger und kostengünstiger Speicherbatterien voraus. Daneben werden Leichtbaumaterialien (Verbundwerkstoffe, Leichtmetalle) benötigt, um das Fahrzeuggewicht abzusenken und damit die Reichweite der Pkw zu erhöhen.

In der Vergangenheit haben sich Hoffnungen auf die zeitnahe Entwicklung alternativer Antriebe nicht selten als überzogen erwiesen (Elektro-Pkw in den 1970er Jahren, Brennstoffzellenfahrzeuge in den 1990er Jahren).

Angesichts der weltweiten Anstrengungen zur Entwicklung der Elektromobilität erscheinen die Realisierungschancen in diesem Fall besser zu sein, als gesichert kann die breite Einführung aber noch nicht gelten.

Beispiel 3: Stromimporte und erneuerbare Energien

In allen Szenarien, insbesondere in den Zielszenarien, gewinnen Stromimporte stark an Bedeutung und tragen zur kostenorientierten Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland bei. Der wesentliche Treiber hierbei sind komparativ günstigere Erzeugungsoptionen im europäischen Ausland. Dies gilt bei einer intensivierten Klimaschutzpolitik sowohl für die Kernenergie als auch für Solar- und Windstandorte im Süden bzw. an den Küstenlinien Europas.

Wichtige Voraussetzung für diese Entwicklung ist ein starker und abgestimmter Ausbau der europäischen und innerdeutschen Stromübertragungsnetze. Die Realisierung der in den Szenarien unterstellten Netzzubauten stellt eine – auch Länder übergreifende – Herausforderung dar. Dabei ist die innereuropäische Koordination von Stromnetzen und EE-Ausbau von zentraler Bedeutung.

Eine kostenorientierte Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Europa würde durch die Einführung von Wettbewerb der Standorte und der Technologien auf europäischer Ebene unterstützt.

Die aufgeführten Beispiele zeigen zweierlei:

- Zum einen ist die Realisierung der in den Zielszenarien berechneten Verringerung der Treibhausgasemissionen von einer Vielzahl einzelner Faktoren und deren Zusammenspiel abhängig.

  Die Wahrscheinlichkeit, mit der jedes relevante Ereignis eintritt, lässt sich über einen Zeitraum von 40 Jahren nicht belastbar einschätzen. In verschärfter Form gilt dies für die Eintrittswahrscheinlichkeit der Szenarien insgesamt.

- Zum anderen zeigen die Berechnungen, dass die angestrebte Treibhausgasminderung mit den für die Zielszenarien genannten Grundvoraussetzungen und den darin ergriffenen Maßnahmen möglich ist.

  Es ist deshalb eine Frage der gesellschaftlichen Verankerung und des politischen Willens, ob die Ziele – sofern die oben genannten Grundvoraussetzungen erfüllt sind – erreicht werden.

Vor diesem Hintergrund sind auch die leicht positiven gesamtwirtschaftlichen Effekte der Zielszenarien im Vergleich zur Referenz zu sehen. Insbesondere nach 2030 könnten sich sinkende Importe fossiler Energieträger positiv auf Bruttoinlandsprodukt und Beschäftigung im Vergleich zur Referenz auswirken. In der mittleren Frist sind längere KKW-Laufzeiten in den Szenarien abhängig von den unterstellten Nachrüstkosten eine Möglichkeit, die gesamtwirtschaftlichen Kosten gering zu halten. Die Belastungen Einzelner können deutlich höher ausfallen als die gesamtwirtschaftlichen Effekte und sollten durch staatliche Maßnahmen abgefedert werden.

Bei Betrachtung der erforderlichen Voraussetzungen für die Realisierung der hier erstellten Zielszenarien zeigen sich folgende Punkte, die für die Umsetzung einer langfristigen Klimaschutzstrategie, die diesen Pfaden folgt, von entscheidender Bedeutung sind:

- Ein bindendes internationales Klimaschutzabkommen ist eine entscheidende Voraussetzung für eine langfristig angelegte Klimaschutzstrategie. Bis etwa 2020 muss eine gesicherte Aussicht darauf bestehen, dass ein übergreifendes internationales Klimaschutzabkommen mit funktionsfähigen CO_2-Märkten zustande kommt. Andernfalls ist eine weiterführende anspruchsvolle Klimaschutzpolitik in Deutschland und wohl auch

in der EU aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten wenig wahrscheinlich.

- Um Planungssicherheit für erforderliche Kraftwerksinvestitionen zu schaffen, ist eine zeitnahe Entscheidung über die Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke erforderlich. Sonst besteht die Gefahr, dass Investitionen aufgeschoben werden mit negativen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit.

- Die Preisbildungsregeln am Strommarkt müssen ab etwa 2020 verstärkt die Bereitstellung von Back up- und Regelkapazitäten berücksichtigen und die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in die Preisbildung einbeziehen. Andernfalls wird die Integration erneuerbarer Energien in den Markt erschwert und es bestehen Risiken für die Netzstabilität.

- Ein sofortiger Ausbau der Stromnetze ist erforderlich, um die zunehmende Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien adäquat zu nutzen. Dem stehen häufig Umsetzungs- und Akzeptanzprobleme entgegen.

- Für den kommerziellen Einsatz der CCS-Technologie sind die technischen, rechtlichen und infrastrukturellen Voraussetzungen bis etwa 2015 zu klären.

- Einen bedeutenden Beitrag zur Absenkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen leistet in allen Zielszenarien der Gebäudesektor, wobei die Sanierung bestehender Gebäude die entscheidende Rolle spielt. Um die notwendigen Sanierungen zu realisieren, sind frühzeitig Fragen der damit zusammen hängenden Organisation und Lastenverteilung zu klären. Denn angesichts der langen Renovierungszyklen im Bereich der Wohngebäude könnten wegen unklarer Regelungen verspätet oder gar nicht in Angriff genommene Sanierungen die angestrebte Treibhausgasreduktion gefährden. Zu beantworten sind Fragen nach der Ausgestaltung staatlicher Interventionen unter Berücksichtigung des Wirtschaftlichkeitsgebots und sozialer Aspekte sowie nach Organisationsformen, die Wohneigentumssanierungen vor dem Hintergrund des demografischen Wandels mit einer steigenden Zahl älterer Eigentümer ermöglichen.

- Der in den Zielszenarien angenommene Ausbau der Elektromobilität hängt von der Verfügbarkeit von Speicherbatterien ab, die hinsichtlich Leistung und Kosten gegenüber der heute verfügbaren Technik deutlich verbessert sind. Das sollte bis etwa 2020 der Fall sein. Nur unter dieser Voraussetzung dürften sich Elektroantriebe rechtzeitig als wettbewerbsfähige Alternative zu konventionellen Verbrennungsmotoren am Markt durchsetzen.

- Die energetische Nutzung von Biomasse spielt in den Zielszenarien eine bedeutende Rolle bei der Treibhausgasreduktion im Verkehrssektor. Damit die benötigten Mengen an Biokraftstoffen zeitgerecht und nachhaltig bereitgestellt werden können, ist ein auf Zertifizierung basierender transparenter Handel unter Einbindung der Landwirtschaft, der Energiewirtschaft und der Abfallwirtschaft erforderlich.

Die genannten Punkte führen die aus heutiger Sicht wichtigsten Voraussetzungen für die Erreichbarkeit des angestrebten THG-Minderungszieles auf. Angesichts der Vielzahl möglicher Zukunftsentwicklungen kann die Liste aber nicht den Anspruch auf Vollständigkeit erheben. Sollte eine der Voraussetzungen nicht oder nur zum Teil erfüllt werden, müssten die anderen im Rahmen des Möglichen umso intensiver verfolgt werden, wenn das Ziel erreicht werden soll. Dies gilt nicht für den ersten Punkt. Ein fehlendes internationales Klimaschutzabkommen stellt eine langfristig angelegte anspruchsvolle nationale Klimaschutzstrategie grundsätzlich in Frage.

Frühzeitige und sachgerechte Lösungsansätze für die genannten Fragen und Anforderungen sind Voraussetzung für die in den erstellten Zielszenarien angestrebte Treibhausgasreduktion.

Neben einem koordinierten Vorgehen von Politik und Wirtschaft erfordert dies einen gesellschaftlichen Grundkonsens über die Notwendigkeit einer klimaschonenden, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Nur dann dürften die Bürger bereit sein, vorübergehende oder dauerhafte Zusatzbelastungen in Kauf zu nehmen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Anhang A 1

Inhalt

Tabelle A 1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t, Anteile und Veränderungen in % (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t, Anteile und Veränderungen in % (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-3: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-3: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-4: Nettoimporte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-4: Nettoimporte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-5: Strombilanz 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-5: Strombilanz 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-6: Fernwärmebilanz 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-6: Fernwärmebilanz 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-7: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-7: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-8: Energieträgereinsatz Stromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-8: Energieträgereinsatz Stromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-9: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-9: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-10: Energieträgereinsatz KWK-Wärmeerzeugung 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-10: Energieträgereinsatz KWK-Wärmeerzeugung 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-11: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

Tabelle A 1-11: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-12: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-12: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-13: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-13: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-14: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-14: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-15: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-15: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-16: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-16: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-18: Strompreise, in €/MWh (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-18: Strompreise, in €/MWh (Szenarien I B bis IV B)
Tabelle A 1-19: Gesamtwirtschaftliche Effekte in den Zielszenarien im Überblick (Szenarien I A bis IV A)
Tabelle A 1-19: Gesamtwirtschaftliche Effekte in den Zielszenarien im Überblick (Szenarien I B bis IV B)

Tabelle A 1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t, Anteile und Veränderungen in % (Szenarien I A bis IV A)

			Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	1990	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Verbrennungsbedingte THG nach Sektor																						
Private Haushalte	131	105	83	69	57	48	79	51	31	18	80	55	35	21	80	55	35	21	79	51	31	18
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	89	48	37	30	22	17	31	18	10	8	31	18	10	8	31	18	10	8	30	15	8	6
Industrie	156	96	71	60	55	53	71	61	53	48	70	56	47	43	70	56	47	43	70	56	47	43
Verkehr	165	153	141	126	106	85	132	91	50	18	132	91	50	18	133	90	50	18	132	91	50	18
Energiewirtschaft	420	357	305	212	183	164	259	175	91	49	231	137	92	50	231	112	88	51	234	114	81	50
Energiebedingte Treibhausgase																						
Verbrennungsbedingte THG insgesamt	960	760	637	496	423	367	573	396	235	141	544	357	234	141	545	331	230	141	545	327	216	134
Diffuse Emissionen	29	13	10	8	7	7	9	7	6	5	8	6	5	4	8	6	5	4	8	6	5	4
Energiebedingte THG nach Gas																						
Kohlendioxid (CO_2)	950	752	630	490	419	363	566	391	231	138	538	353	231	138	539	328	226	139	540	324	213	131
Methan (CH_4)	33	14	11	9	9	9	10	9	7	6	10	8	7	6	10	7	7	6	10	7	7	6
Lachgas (N_2O)	8	6	5	4	3	3	5	3	2	1	4	3	2	1	4	2	2	1	4	2	2	1
Energiebedingte THG insgesamt	**990**	**773**	**647**	**503**	**431**	**374**	**581**	**403**	**240**	**145**	**552**	**363**	**239**	**145**	**553**	**337**	**235**	**146**	**554**	**334**	**221**	**138**
Veränderung gegenüber 1990 in %		-21,9	-34,6	-49,2	-56,5	-62,2	-41,3	-59,3	-75,7	-85,3	-44,2	-63,3	-75,8	-85,3	-44,1	-65,9	-76,3	-85,3	-44,0	-66,3	-77,6	-86,0
Verbrennungsbed. THG nach Sektor in %																						
Private Haushalte	13,7	13,9	13,1	13,8	13,6	13,1	13,8	13,0	13,1	12,7	14,7	15,3	14,9	15,0	14,7	16,5	15,2	14,9	14,5	15,7	14,3	13,3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	9,2	6,3	5,8	6,0	5,3	4,7	5,4	4,5	4,3	5,7	5,7	5,1	4,4	5,7	5,7	5,5	4,5	5,7	5,5	4,5	3,7	4,3
Industrie	16,3	12,6	11,1	12,1	12,9	14,5	12,5	15,5	22,5	34,3	12,9	15,8	19,9	30,5	12,9	17,0	20,3	30,4	12,9	17,2	21,5	32,1
Verkehr	17,1	20,2	22,1	25,4	25,0	23,3	23,1	22,9	21,2	12,4	24,3	25,4	21,3	13,1	24,4	27,2	21,7	13,0	24,2	27,7	23,1	13,1
Energiewirtschaft	43,7	47,0	47,9	42,7	43,3	44,6	45,3	44,1	38,8	34,9	42,4	38,4	39,5	35,7	42,3	33,8	38,3	35,9	42,9	34,9	37,5	37,3

Tabelle A 1-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990-2050, in Mio t, Anteile und Veränderungen in % (Szenarien I B bis IV B)

			Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	1990	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Verbrennungsbedingte THG nach Sektor																						
Private Haushalte	131	105	83	69	57	48	79	51	31	18	80	55	35	21	80	55	35	21	79	51	31	18
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	89	48	37	30	22	17	31	18	10	8	31	18	10	8	31	18	10	8	30	15	8	6
Industrie	156	96	71	60	55	53	71	61	53	48	70	56	47	43	70	56	47	43	71	57	47	42
Verkehr	165	153	141	126	106	85	132	91	50	18	132	91	50	18	132	91	50	18	132	91	50	18
Energiewirtschaft	420	357	305	212	183	164	255	175	90	49	244	152	90	50	262	144	86	50	274	159	86	48
Energiebedingte Treibhausgase																						
Verbrennungsbedingte THG insgesamt	960	760	637	496	423	367	568	396	234	141	557	372	232	141	575	364	228	141	586	372	221	131
Diffuse Emissionen	29	13	10	8	7	7	9	7	6	5	9	7	5	4	9	7	5	4	9	7	5	4
Energiebedingte THG nach Gas																						
Kohlendioxid (CO_2)	950	752	630	490	419	363	562	391	231	138	551	368	229	138	569	360	225	138	579	368	218	128
Methan (CH_4)	33	14	11	9	9	9	10	9	7	6	10	8	7	6	11	8	7	6	11	8	7	6
Lachgas (N_2O)	8	6	5	4	3	3	4	3	2	1	4	3	2	1	5	3	2	1	5	3	2	1
Energiebedingte THG insgesamt	**990**	**773**	**647**	**503**	**431**	**374**	**577**	**403**	**240**	**145**	**565**	**379**	**237**	**145**	**584**	**370**	**233**	**145**	**595**	**379**	**227**	**135**
Veränderung gegenüber 1990 in %		-21,9	-34,6	-49,2	-56,5	-62,2	-41,7	-59,3	-75,8	-85,3	-42,9	-61,7	-76,0	-85,3	-41,0	-62,6	-76,4	-85,3	-39,9	-61,7	-77,1	-86,3
Verbrennungsbed. THG nach Sektor in %																						
Private Haushalte	13,7	13,9	13,1	13,8	13,6	13,1	13,9	13,0	13,2	12,6	14,4	14,7	15,0	15,0	13,9	15,1	15,3	15,0	13,5	13,8	13,9	13,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	9,2	6,3	5,8	6,0	5,3	4,7	5,4	4,5	4,3	5,7	5,6	4,9	4,5	5,7	5,4	5,0	4,5	5,7	5,1	3,9	3,5	4,4
Industrie	16,3	12,6	11,1	12,1	12,9	14,5	12,6	15,5	22,6	34,3	12,6	15,1	20,0	30,5	12,2	15,5	20,4	30,5	12,0	15,4	21,2	32,1
Verkehr	17,1	20,2	22,1	25,4	25,0	23,3	23,2	22,9	21,3	12,4	23,7	24,3	21,5	13,1	23,0	24,9	21,9	13,1	22,6	24,3	22,5	13,4
Energiewirtschaft	43,7	47,0	47,9	42,7	43,3	44,6	44,9	44,2	38,6	35,0	43,7	40,9	39,0	35,7	45,6	39,6	37,9	35,7	46,8	42,6	38,9	36,5

Tabelle A 1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Kernenergie	1.623,0	537,3	0,0	0,0	0,0	963,4	0,0	0,0	0,0	1.621,0	912,8	0,0	0,0	1.624,9	1.500,1	535,2	0,0	1.625,6	1.527,1	1.038,4	96,3
Steinkohle	1.800,0	1.425,2	1.027,2	1.076,1	829,5	1.038,2	849,8	607,7	447,4	931,1	741,3	649,6	443,1	905,7	659,6	644,8	450,9	919,2	644,1	583,5	430,1
Braunkohle	1.554,0	1.457,7	738,9	456,5	555,6	1.330,1	624,4	179,7	38,4	1.220,5	450,5	185,2	40,2	1.234,6	328,3	176,0	38,5	1.247,9	361,0	167,8	35,6
Mineralöle	4.877,0	4.229,1	3.660,1	3.131,5	2.719,4	4.037,7	2.945,4	2.023,5	1.410,8	4.040,3	2.930,4	1.992,1	1.405,6	4.052,0	2.922,3	1.992,4	1.405,4	4.026,5	2.887,6	1.958,7	1.368,6
Gase	3.070,0	2.436,4	2.445,1	2.263,8	1.890,2	2.321,2	1.991,9	1.479,7	1.084,1	2.188,7	1.831,6	1.444,6	1.084,3	2.196,4	1.751,4	1.399,7	1.083,5	2.194,0	1.677,5	1.286,6	1.007,1
Nichterneuerbare Abfälle	201,0	116,4	123,0	128,0	129,7	119,8	118,2	118,1	117,7	120,9	120,5	121,8	121,1	121,0	120,5	121,8	121,1	120,6	120,5	121,8	121,3
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-81,0	-37,6	159,5	137,3	240,6	-80,6	140,0	274,5	367,7	-135,8	69,7	312,2	388,9	-134,8	10,2	166,9	379,9	-130,4	33,8	134,2	458,5
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	64,7	58,0	105,6	0,0	64,5	155,8	240,8	0,0	32,2	177,0	254,9	0,0	4,7	96,1	249,6	0,0	15,8	77,4	300,7
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Erneuerbare Energien	1.147,0	1.989,0	2.415,7	2.738,4	2.954,1	2.108,0	2.837,3	3.394,1	3.540,5	2.120,7	2.846,0	3.391,8	3.514,4	2.122,9	2.880,0	3.402,2	3.520,7	2.090,4	2.804,2	3.294,3	3.418,2
Windkraft	146,2	338,4	435,6	493,2	530,7	368,2	491,3	592,8	617,8	368,2	491,3	592,4	609,4	368,2	491,3	596,1	616,3	338,4	435,6	491,8	501,6
Wasserkraft	73,1	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,2	87,8	90,3	90,3	90,2	88,4	90,3	90,3	90,2	88,1	90,3	90,3	90,3	90,0
Fotovoltaik	15,8	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4
Biomassen	888,0	1.286,0	1.481,4	1.629,9	1.717,4	1.352,8	1.785,1	2.105,8	2.154,1	1.369,4	1.802,9	2.122,8	2.169,4	1.371,6	1.836,2	2.129,2	2.169,2	1.365,5	1.808,5	2.115,3	2.155,0
feste Biomasse	398,0	630,9	739,8	809,4	845,4	659,6	768,7	838,5	831,7	665,0	777,8	847,9	835,2	665,3	784,4	850,3	835,0	664,0	782,2	846,0	837,6
Biokraftstoffe	220,0	269,8	303,8	360,7	397,3	302,4	587,1	819,2	884,0	302,8	587,3	819,1	889,4	304,5	607,3	820,4	889,6	302,7	586,9	816,9	878,9
gasfärmige Biomasse	140,0	288,8	335,2	355,1	369,9	294,3	326,7	343,4	333,6	305,1	335,1	351,1	340,0	305,3	341,9	353,8	339,8	302,3	336,8	347,6	333,7
ern. Abfälle, Deponiegas	130,0	96,5	102,6	104,7	104,8	96,5	102,6	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8
Geothermie	1,4	73,3	109,9	145,0	181,8	73,5	109,4	145,3	180,7	74,5	109,9	145,5	180,8	74,5	110,6	145,8	180,8	74,3	110,3	145,5	180,6
Solarthermie	14,7	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umweltwärme	8,3	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,8	110,9	115,1
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	1.147,0	1.989,0	2.480,5	2.796,4	3.059,7	2.108,0	2.901,8	3.549,9	3.781,3	2.120,7	2.878,2	3.568,8	3.769,4	2.122,9	2.884,7	3.498,3	3.770,4	2.090,4	2.820,1	3.371,7	3.719,0
nachrichtlich: fossile Energieträger	11.301,0	9.548,5	7.871,4	6.927,9	5.994,7	8.727,2	6.411,5	4.290,6	2.980,6	8.380,6	5.953,8	4.271,5	2.973,1	8.388,8	5.661,5	4.212,9	2.978,3	8.387,7	5.570,2	3.996,6	2.841,4
Primärenergieverbrauch insgesamt	**14.191,5**	**12.153,5**	**10.569,7**	**9.934,0**	**9.331,0**	**11.837,9**	**9.507,2**	**8.078,7**	**7.021,3**	**12.107,4**	**9.902,8**	**8.098,7**	**7.012,3**	**12.122,8**	**10.172,3**	**8.440,3**	**7.014,9**	**12.093,8**	**10.055,9**	**8.586,7**	**6.950,6**
Struktur in %																					
Kernenergie	11,4	4,4	0,0	0,0	0,0	8,1	0,0	0,0	0,0	13,4	9,2	0,0	0,0	13,4	14,7	6,3	0,0	13,4	15,2	12,1	1,4
Steinkohle	12,7	11,7	9,7	10,8	8,9	8,8	8,9	7,5	6,4	7,7	7,5	8,0	6,3	7,5	6,5	7,6	6,4	7,6	6,4	6,8	6,2
Braunkohle	11,0	12,0	7,0	4,6	6,0	11,2	6,6	2,2	0,5	10,1	4,5	2,3	0,6	10,2	3,2	2,1	0,5	10,3	3,6	2,0	0,5
Mineralöle	34,4	34,8	34,6	31,5	29,1	34,1	31,0	25,0	20,1	33,4	29,6	24,6	20,0	33,4	28,7	23,6	20,0	33,3	28,7	22,8	19,7
Gase	21,6	20,0	23,1	22,8	20,3	19,6	21,0	18,3	15,4	18,1	18,5	17,8	15,5	18,1	17,2	16,6	15,4	18,1	16,7	15,0	14,5
Nichterneuerbare Abfälle	1,4	1,0	1,2	1,3	1,4	1,0	1,2	1,5	1,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,0	1,2	1,4	1,7	1,0	1,2	1,4	1,7
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-0,6	-0,3	1,5	1,4	2,6	-0,7	1,5	3,4	5,2	-1,1	0,7	3,9	5,5	-1,1	0,1	2,0	5,4	-1,1	0,3	1,6	6,6
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	0,6	0,6	1,1	0,0	0,7	1,9	3,4	0,0	0,3	2,2	3,6	0,0	0,0	1,1	3,6	0,0	0,2	0,9	4,3
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Erneuerbare Energien	8,1	16,4	22,9	27,6	31,7	17,8	29,8	42,0	50,4	17,5	28,7	41,9	50,1	17,5	28,3	40,3	50,2	17,3	27,9	38,4	49,2
Windkraft	1,0	2,8	4,1	5,0	5,7	3,1	5,2	7,3	8,8	3,0	5,0	7,3	8,7	3,0	4,8	7,1	8,8	2,8	4,3	5,7	7,2
Wasserkraft	0,5	0,7	0,9	0,9	1,0	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,9	1,1	1,3	0,7	0,9	1,1	1,3	0,7	0,9	1,1	1,3
Fotovoltaik	0,1	0,9	1,2	1,4	1,5	0,9	1,4	1,7	2,0	0,9	1,3	1,7	2,0	0,9	1,3	1,6	2,0	0,9	1,3	1,6	2,0
Biomassen	6,3	10,6	14,0	16,4	18,4	11,4	18,8	26,1	30,7	11,3	18,2	26,2	30,9	11,3	18,1	25,2	30,9	11,3	18,0	24,6	31,0
feste Biomasse	2,8	5,2	7,0	8,1	9,1	5,6	8,1	10,4	11,8	5,5	7,9	10,5	11,9	5,5	7,7	10,1	11,9	5,5	7,8	9,9	12,1
Biokraftstoffe	1,6	2,2	2,9	3,6	4,3	2,6	6,2	10,1	12,6	2,5	5,9	10,1	12,7	2,5	6,0	9,7	12,7	2,5	5,8	9,5	12,6
gasfärmige Biomasse	1,0	2,4	3,2	3,6	4,0	2,5	3,4	4,3	4,8	2,5	3,4	4,3	4,8	2,5	3,4	4,2	4,8	2,5	3,3	4,0	4,8
ern. Abfälle, Deponiegas	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	0,8	1,1	1,3	1,5	0,8	1,0	1,3	1,5	0,8	1,0	1,2	1,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Geothermie	0,0	0,6	1,0	1,5	1,9	0,6	1,2	1,8	2,6	0,6	1,1	1,8	2,6	0,6	1,1	1,7	2,6	0,6	1,1	1,7	2,6
Solarthermie	0,1	0,4	1,0	1,5	1,9	0,6	1,5	2,6	3,4	0,5	1,4	2,3	3,0	0,5	1,3	2,3	3,0	0,5	1,4	2,4	3,4
Umweltwärme	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	0,4	0,9	1,4	1,7	0,4	0,9	1,4	1,7	0,4	0,8	1,4	1,7	0,4	0,9	1,3	1,7
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	8,1	16,4	23,5	28,2	32,8	17,8	30,5	43,9	53,9	17,5	29,1	44,1	53,8	17,5	28,4	41,4	53,7	17,3	28,0	39,3	53,5
nachrichtlich: fossile Energieträger	79,6	78,6	74,5	69,7	64,2	73,7	67,4	53,1	42,5	69,2	60,1	52,7	42,4	69,2	55,7	49,9	42,5	69,4	55,4	46,5	40,9

Tabelle A 1-2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Kernenergie	1.623,0	537,3	0,0	0,0	0,0	963,8	0,0	0,0	0,0	1.394,8	682,1	0,0	0,0	988,4	842,2	425,4	0,0	738,2	504,6	374,4	0,0
Steinkohle	1.800,0	1.425,2	1.027,2	1.076,1	829,5	1.040,9	868,8	608,5	448,6	977,5	797,7	625,2	444,4	1.098,2	766,5	627,3	443,7	1.174,2	792,6	570,1	398,8
Braunkohle	1.554,0	1.457,7	738,9	456,5	555,6	1.303,6	615,9	175,3	38,4	1.290,6	525,4	179,3	39,0	1.341,7	480,3	164,7	38,5	1.370,4	563,3	164,2	34,8
Mineralöle	4.877,0	4.229,1	3.660,1	3.131,5	2.719,4	4.038,0	2.945,4	2.023,5	1.410,8	4.039,4	2.930,2	1.992,2	1.405,6	4.038,1	2.929,6	1.991,4	1.405,4	4.028,4	2.900,1	1.972,0	1.368,6
Gase	3.070,0	2.436,4	2.445,1	2.263,8	1.890,2	2.295,6	1.981,0	1.479,1	1.084,4	2.209,4	1.865,7	1.454,5	1.084,7	2.257,6	1.854,6	1.407,9	1.084,8	2.281,5	1.832,7	1.364,5	995,8
Nichterneuerbare Abfälle	201,0	116,4	123,0	128,0	129,7	119,9	118,2	118,1	117,7	120,5	120,5	121,8	121,1	119,8	120,5	121,8	121,1	120,7	122,0	122,8	122,2
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-81,0	-37,6	159,5	137,3	240,6	-72,5	139,9	276,6	338,7	-126,4	73,2	322,6	361,2	-75,1	61,8	210,0	395,9	-58,7	105,8	293,4	515,9
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	64,7	58,0	105,6	0,0	64,6	156,8	222,1	0,0	34,0	182,2	238,1	0,0	28,8	119,7	259,2	0,0	48,7	166,1	335,8
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Erneuerbare Energien	1.147,0	1.989,0	2.415,7	2.738,4	2.954,1	2.109,9	2.831,1	3.368,4	3.500,6	2.113,8	2.841,8	3.388,3	3.526,7	2.104,7	2.846,0	3.398,9	3.496,0	2.076,0	2.792,3	3.287,6	3.408,2
Windkraft	146,2	338,4	435,6	493,2	530,7	368,2	485,8	566,2	577,0	368,2	491,3	589,2	622,2	368,2	491,3	598,6	589,8	338,4	435,6	489,5	489,5
Wasserkraft	73,1	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,2	88,4	90,3	90,3	90,2	87,6	90,3	90,3	90,3	89,2	90,3	90,3	90,3	88,8
Fotovoltaik	15,8	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4
Biomassen	888,0	1.286,0	1.481,4	1.629,9	1.717,4	1.354,5	1.784,5	2.106,6	2.154,3	1.362,8	1.798,9	2.122,6	2.169,6	1.354,2	1.802,9	2.123,7	2.169,7	1.352,1	1.797,3	2.111,1	2.158,1
feste Biomasse	398,0	630,9	739,8	809,4	845,4	660,4	768,4	838,8	831,8	662,0	776,0	847,8	835,3	658,1	777,8	848,3	835,4	660,1	779,2	845,5	840,2
Biokraftstoffe	220,0	269,8	303,8	360,7	397,3	302,4	587,1	819,2	884,0	302,6	587,2	819,1	889,4	302,5	587,3	819,1	889,4	302,3	586,6	816,8	878,9
gasförmige Biomasse	140,0	288,8	335,2	355,1	369,9	295,3	326,3	343,8	333,7	301,7	333,0	351,0	340,1	297,1	335,1	351,5	340,2	293,1	328,9	344,2	334,2
ern. Abfälle, Deponiegas	130,0	96,5	102,6	104,7	104,8	96,5	102,6	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8	96,5	102,7	104,7	104,8
Geothermie	1,4	73,3	109,9	145,0	181,8	73,6	109,4	145,3	180,7	74,2	109,7	145,5	180,8	73,7	109,9	145,5	180,8	73,3	109,4	145,1	180,5
Solarthermie	14,7	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umweltwärme	8,3	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,9	111,0	115,2
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	1.147,0	1.989,0	2.480,5	2.796,4	3.059,7	2.109,9	2.895,6	3.525,2	3.722,7	2.113,8	2.875,8	3.570,5	3.764,8	2.104,7	2.874,8	3.518,6	3.755,2	2.076,0	2.841,0	3.453,7	3.744,0
nachrichtlich: fossile Energieträger	11.301,0	9.548,5	7.871,4	6.927,9	5.994,7	8.678,2	6.411,1	4.286,4	2.982,3	8.516,9	6.119,0	4.251,2	2.973,6	8.735,6	6.031,0	4.191,3	2.972,3	8.854,5	6.088,7	4.070,8	2.798,0
Primärenergieverbrauch insgesamt	**14.191,5**	**12.153,5**	**10.569,7**	**9.934,0**	**9.331,0**	**11.799,3**	**9.500,4**	**8.050,8**	**6.954,0**	**12.019,7**	**9.836,7**	**8.085,2**	**6.997,4**	**11.873,5**	**9.901,6**	**8.348,7**	**7.000,2**	**11.730,8**	**9.613,4**	**8.150,2**	**6.859,1**
Struktur in %																					
Kernenergie	11,4	4,4	0,0	0,0	0,0	8,2	0,0	0,0	0,0	11,6	6,9	0,0	0,0	8,3	8,5	5,1	0,0	6,3	5,2	4,6	0,0
Steinkohle	12,7	11,7	9,7	10,8	8,9	8,8	9,1	7,6	6,5	8,1	8,1	7,7	6,4	9,2	7,7	7,5	6,3	10,0	8,2	7,0	5,8
Braunkohle	11,0	12,0	7,0	4,6	6,0	11,0	6,5	2,2	0,6	10,7	5,3	2,2	0,6	11,3	4,9	2,0	0,5	11,7	5,9	2,0	0,5
Mineralöle	34,4	34,8	34,6	31,5	29,1	34,2	31,0	25,1	20,3	33,6	29,8	24,6	20,1	34,0	29,6	23,9	20,1	34,3	30,2	24,2	20,0
Gase	21,6	20,0	23,1	22,8	20,3	19,5	20,9	18,4	15,6	18,4	19,0	18,0	15,5	19,0	18,7	16,9	15,5	19,4	19,1	16,7	14,5
Nichterneuerbare Abfälle	1,4	1,0	1,2	1,3	1,4	1,0	1,2	1,5	1,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,0	1,3	1,5	1,8
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-0,6	-0,3	1,5	1,4	2,6	-0,6	1,5	3,4	4,9	-1,1	0,7	4,0	5,2	-0,6	0,6	2,5	5,7	-0,5	1,1	3,6	7,5
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	0,6	0,6	1,1	0,0	0,7	1,9	3,2	0,0	0,3	2,3	3,4	0,0	0,3	1,4	3,7	0,0	0,5	2,0	4,9
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Erneuerbare Energien	8,1	16,4	22,9	27,6	31,7	17,9	29,8	41,8	50,3	17,6	28,9	41,9	50,4	17,7	28,7	40,7	49,9	17,7	29,0	40,3	49,7
Windkraft	1,0	2,8	4,1	5,0	5,7	3,1	5,1	7,0	8,3	3,1	5,0	7,3	8,9	3,1	5,0	7,2	8,4	2,9	4,5	6,0	7,1
Wasserkraft	0,5	0,7	0,9	0,9	1,0	0,8	1,0	1,1	1,3	0,8	0,9	1,1	1,3	0,8	0,9	1,1	1,3	0,8	0,9	1,1	1,3
Fotovoltaik	0,1	0,9	1,2	1,4	1,5	0,9	1,4	1,7	2,0	0,9	1,3	1,7	2,0	0,9	1,3	1,6	2,0	1,0	1,3	1,7	2,0
Biomassen	6,3	10,6	14,0	16,4	18,4	11,5	18,8	26,2	31,0	11,3	18,3	26,3	31,0	11,4	18,2	25,4	31,0	11,5	18,7	25,9	31,5
feste Biomasse	2,8	5,2	7,0	8,1	9,1	5,6	8,1	10,4	12,0	5,5	7,9	10,5	11,9	5,5	7,9	10,2	11,9	5,6	8,1	10,4	12,2
Biokraftstoffe	1,6	2,2	2,9	3,6	4,3	2,6	6,2	10,2	12,7	2,5	6,0	10,1	12,7	2,5	5,9	9,8	12,7	2,6	6,1	10,0	12,8
gasförmige Biomasse	1,0	2,4	3,2	3,6	4,0	2,5	3,4	4,3	4,8	2,5	3,4	4,3	4,9	2,5	3,4	4,2	4,9	2,5	3,4	4,2	4,9
ern. Abfälle, Deponiegas	0,9	0,8	1,0	1,1	1,1	0,8	1,1	1,3	1,5	0,8	1,0	1,3	1,5	0,8	1,0	1,3	1,5	0,8	1,1	1,3	1,5
Geothermie	0,0	0,6	1,0	1,5	1,9	0,6	1,2	1,8	2,6	0,6	1,1	1,8	2,6	0,6	1,1	1,7	2,6	0,6	1,1	1,8	2,6
Solarthermie	0,1	0,4	1,0	1,5	1,9	0,6	1,5	2,6	3,5	0,5	1,4	2,3	3,0	0,5	1,4	2,3	3,0	0,5	1,5	2,5	3,4
Umweltwärme	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	0,4	0,9	1,4	1,7	0,4	0,9	1,4	1,7	0,4	0,9	1,4	1,7	0,4	0,9	1,4	1,7
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	8,1	16,4	23,5	28,2	32,8	17,9	30,5	43,8	53,5	17,6	29,2	44,2	53,8	17,7	29,0	42,1	53,6	17,7	29,6	42,4	54,6
nachrichtlich: fossile Energieträger	79,6	78,6	74,5	69,7	64,2	73,5	67,5	53,2	42,9	70,9	62,2	52,6	42,5	73,6	60,9	50,2	42,5	75,5	63,3	49,9	40,8

Tabelle A 1-3: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Wärmebereitstellung	**377,1**	**571,4**	**763,3**	**925,9**	**1.015,8**	**619,7**	**830,8**	**981,3**	**1.018,7**	**611,0**	**828,5**	**974,3**	**992,1**	**611,0**	**827,8**	**974,4**	**992,1**	**615,2**	**836,3**	**979,6**	**1.018,2**
Biomasse	355,5	482,0	594,3	682,7	722,4	508,0	599,2	658,1	659,0	504,3	606,6	670,3	666,1	504,3	605,8	670,3	666,1	504,9	606,3	664,9	667,5
Solarthermie	13,8	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umgebungswärme	7,8	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,8	110,9	115,1
Fern- und Nahwärmeerzeugung	**50,7**	**119,6**	**148,0**	**148,6**	**174,5**	**122,8**	**139,8**	**153,9**	**156,4**	**142,6**	**149,2**	**157,6**	**158,1**	**142,9**	**161,4**	**162,4**	**157,6**	**138,3**	**155,5**	**158,3**	**153,5**
Biomasse	50,0	97,7	110,1	96,5	109,5	100,7	102,3	101,5	92,5	119,5	111,2	104,9	94,1	119,8	122,8	109,5	93,6	115,4	117,2	105,6	89,8
Biomasse fest	17,4	45,8	52,5	47,0	52,5	47,0	49,2	49,1	45,3	54,9	53,0	50,5	46,0	55,0	57,8	52,4	45,8	53,2	55,5	50,8	44,2
Biomasse flüssig	0,4	0,9	1,0	0,7	1,0	0,9	0,9	0,8	0,6	1,3	1,1	0,9	0,7	1,3	1,3	1,0	0,7	1,2	1,2	0,9	0,6
Biogas	32,2	51,1	56,6	48,8	56,1	52,8	52,2	51,6	46,5	63,3	57,2	53,5	47,4	63,5	63,7	56,1	47,2	61,0	60,5	53,9	45,0
Geothermie	0,7	21,9	37,9	52,1	65,0	22,1	37,4	52,4	63,9	23,1	38,0	52,6	64,0	23,1	38,6	52,9	64,0	22,9	38,3	52,7	63,7
Wärmeerzeugung insgesamt	**427,8**	**691,0**	**911,3**	**1.074,5**	**1.190,3**	**742,5**	**970,6**	**1.135,2**	**1.175,2**	**753,6**	**977,7**	**1.131,9**	**1.150,2**	**753,9**	**989,3**	**1.136,8**	**1.149,7**	**753,4**	**991,7**	**1.137,9**	**1.171,8**
Stromerzeugung																					
Windkraft	146,2	338,4	435,6	493,2	530,7	368,2	491,3	592,8	617,8	368,2	491,3	592,4	609,4	368,2	491,3	596,1	616,3	338,4	435,6	491,8	501,6
Wasserkraft	73,1	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,2	87,8	90,3	90,3	90,2	88,4	90,3	90,3	90,2	88,1	90,3	90,3	90,3	90,0
Fotovoltaik	15,8	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4
Biomassen	329,2	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1
Biomasse fest	48,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0
Biomasse flüssig	50,0	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2
Biogas	151,2	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1
erneuerbare Abfälle, Deponiegas	80,0	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7
Geothermie	0,7	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8
Stromerzeugung insgesamt	**565,0**	**977,9**	**1.138,1**	**1.232,1**	**1.297,3**	**1.007,6**	**1.193,8**	**1.331,6**	**1.381,9**	**1.007,6**	**1.193,8**	**1.331,2**	**1.374,1**	**1.007,6**	**1.193,8**	**1.335,0**	**1.380,7**	**977,9**	**1.138,1**	**1.230,6**	**1.267,9**
Biokraftstoffeinsatz im Verkehr	**138,4**	**210,6**	**240,8**	**296,7**	**333,0**	**243,1**	**524,2**	**755,1**	**820,0**	**243,1**	**524,2**	**754,9**	**825,4**	**244,9**	**544,0**	**756,2**	**825,7**	**243,1**	**523,7**	**752,8**	**815,1**
Gesamtbeitrag	**1.131,1**	**1.879,4**	**2.290,2**	**2.603,3**	**2.820,7**	**1.993,3**	**2.688,6**	**3.221,9**	**3.377,1**	**2.004,4**	**2.695,8**	**3.218,1**	**3.349,7**	**2.006,4**	**2.727,0**	**3.227,9**	**3.356,1**	**1.974,4**	**2.653,5**	**3.121,3**	**3.254,7**
Gesamtbeitrag PEV in Abgrenzung der EBIL	1.147,0	1.989,0	2.415,7	2.738,4	2.954,1	2.108,0	2.837,3	3.394,1	3.540,5	2.120,7	2.846,0	3.391,8	3.514,4	2.122,9	2.880,0	3.402,2	3.520,7	2.090,4	2.804,2	3.294,3	3.418,2
Anteil am Primärenergieverbrauch	8,1%	16,4%	23,5%	28,2%	32,8%	17,8%	30,5%	43,9%	53,9%	17,5%	29,1%	44,1%	53,8%	17,5%	28,4%	41,4%	53,7%	17,3%	28,0%	39,3%	53,5%

Tabelle A 1-3: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Wärmebereitstellung	**377,1**	**571,4**	**763,3**	**925,9**	**1.015,8**	**619,7**	**830,8**	**981,3**	**1.018,7**	**611,0**	**828,5**	**974,3**	**992,1**	**611,0**	**828,6**	**974,4**	**992,1**	**621,0**	**841,9**	**983,2**	**1.021,6**
Biomasse	355,5	482,0	594,3	682,7	722,4	508,0	599,2	658,1	658,9	504,3	606,6	670,3	666,1	504,3	606,6	670,3	666,1	510,6	611,8	668,4	670,7
Solarthermie	13,8	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umgebungswärme	7,8	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,9	111,0	115,2
Fern- und Nahwärmeerzeugung	**50,7**	**119,6**	**148,0**	**148,6**	**174,5**	**124,5**	**139,2**	**154,6**	**156,6**	**136,3**	**145,3**	**157,3**	**158,3**	**128,0**	**149,2**	**158,4**	**158,4**	**119,4**	**138,9**	**150,6**	**153,1**
Biomasse	50,0	97,7	110,1	96,5	109,5	102,3	101,8	102,2	92,7	113,6	107,6	104,7	94,3	105,7	111,2	105,7	94,4	97,5	101,5	98,3	89,4
Biomasse fest	17,4	45,8	52,5	47,0	52,5	47,7	49,0	49,4	45,4	52,4	51,4	50,4	46,1	49,1	53,0	50,8	46,1	45,7	48,9	47,7	44,1
Biomasse flüssig	0,4	0,9	1,0	0,7	1,0	1,0	0,9	0,8	0,6	1,2	1,0	0,9	0,7	1,0	1,1	0,9	0,7	0,9	0,9	0,8	0,6
Biogas	32,2	51,1	56,6	48,8	56,1	53,7	51,9	52,0	46,7	60,0	55,2	53,4	47,5	55,6	57,2	53,9	47,6	51,0	51,8	49,8	44,8
Geothermie	0,7	21,9	37,9	52,1	65,0	22,2	37,4	52,5	63,9	22,8	37,7	52,6	64,0	22,3	38,0	52,7	64,0	21,9	37,4	52,2	63,7
Wärmeerzeugung insgesamt	**427,8**	**691,0**	**911,3**	**1.074,5**	**1.190,3**	**744,2**	**970,0**	**1.135,9**	**1.175,3**	**747,3**	**973,9**	**1.131,6**	**1.150,3**	**739,0**	**977,7**	**1.132,7**	**1.150,5**	**740,4**	**980,8**	**1.133,8**	**1.174,8**
Stromerzeugung																					
Windkraft	146,2	338,4	435,6	493,2	530,7	368,2	485,8	566,2	577,0	368,2	491,3	589,2	622,2	368,2	491,3	598,6	589,8	338,4	435,6	489,5	489,5
Wasserkraft	73,1	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,2	88,4	90,3	90,3	90,2	87,6	90,3	90,3	90,3	89,2	90,3	90,3	90,3	88,8
Fotovoltaik	15,8	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4	111,6	129,6	136,8	140,4
Biomassen	329,2	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1	386,1	410,6	418,9	419,1
Biomasse fest	48,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0	58,1	61,7	63,0	63,0
Biomasse flüssig	50,0	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2	58,3	62,0	63,2	63,2
Biogas	151,2	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1	173,3	184,3	188,0	188,1
erneuerbare Abfälle, Deponiegas	80,0	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7	96,5	102,6	104,7	104,7
Geothermie	0,7	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8	51,4	72,0	92,9	116,8
Stromerzeugung insgesamt	**565,0**	**977,9**	**1.138,1**	**1.232,1**	**1.297,3**	**1.007,6**	**1.188,2**	**1.305,1**	**1.341,7**	**1.007,6**	**1.193,8**	**1.328,0**	**1.386,2**	**1.007,6**	**1.193,8**	**1.337,4**	**1.355,4**	**977,9**	**1.138,1**	**1.228,3**	**1.254,6**
Biokraftstoffeinsatz im Verkehr	**138,4**	**210,6**	**240,8**	**296,7**	**333,0**	**243,1**	**524,2**	**755,1**	**820,0**	**243,1**	**524,2**	**754,9**	**825,4**	**243,1**	**524,2**	**754,9**	**825,4**	**243,1**	**523,7**	**752,8**	**815,1**
Gesamtbeitrag	**1.131,1**	**1.879,4**	**2.290,2**	**2.603,3**	**2.820,7**	**1.995,0**	**2.682,5**	**3.196,1**	**3.337,1**	**1.998,1**	**2.691,9**	**3.214,6**	**3.362,0**	**1.989,8**	**2.695,8**	**3.225,1**	**3.331,3**	**1.961,3**	**2.642,6**	**3.114,9**	**3.244,4**
Gesamtbeitrag PEV in Abgrenzung der EBIL	1.147,0	1.989,0	2.415,7	2.738,4	2.954,1	2.109,9	2.831,1	3.368,4	3.500,6	2.113,8	2.841,8	3.388,3	3.526,7	2.104,7	2.846,0	3.398,9	3.496,0	2.076,0	2.792,3	3.287,6	3.408,2
Anteil am Primärenergieverbrauch	8,1%	16,4%	23,5%	28,2%	32,8%	17,9%	30,5%	43,8%	53,5%	17,6%	29,2%	44,2%	53,8%	17,7%	29,0%	42,1%	53,6%	17,7%	29,6%	42,4%	54,6%

Tabelle A 1-4: Nettoimporte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Kernenergie	1.623,0	537,3	0,0	0,0	0,0	963,4	0,0	0,0	0,0	1.621,0	912,8	0,0	0,0	1.624,9	1.500,1	535,2	0,0	1.625,6	1.527,1	1.038,4	96,3
Steinkohle	1.281,0	1.425,2	1.027,2	1.076,1	829,5	1.038,2	849,8	607,7	447,4	931,1	741,3	649,6	443,1	905,7	659,6	644,8	450,9	919,2	644,1	583,5	430,1
Braunkohle	-23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	4.746,0	4.154,1	3.635,1	3.131,5	2.719,4	3.962,7	2.920,4	2.023,5	1.410,8	3.965,3	2.905,4	1.992,1	1.405,6	3.977,0	2.897,3	1.992,4	1.405,4	3.951,5	2.862,6	1.958,7	1.368,6
Gase	2.568,0	2.076,4	2.235,1	2.203,8	1.880,2	1.961,2	1.781,9	1.419,7	1.074,1	1.828,7	1.621,6	1.384,6	1.074,3	1.836,4	1.541,4	1.339,7	1.073,5	1.834,0	1.467,5	1.226,6	997,1
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	29,3	0,0	85,2	407,2	468,9	0,0	103,0	424,2	484,3	0,0	136,3	430,6	484,1	0,0	108,5	416,6	469,8
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-81,0	-37,6	159,5	137,3	240,6	-80,6	140,0	274,5	367,7	-135,8	69,7	312,2	388,9	-134,8	10,2	166,9	379,9	-130,4	33,8	134,2	458,5
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	64,7	58,0	105,6	0,0	64,5	155,8	240,8	0,0	32,2	177,0	254,9	0,0	4,7	96,1	249,6	0,0	15,8	77,4	300,7
Nettoimporte insgesamt	**10.114,0**	**8.155,4**	**7.056,9**	**6.548,7**	**5.699,0**	**7.844,9**	**5.777,3**	**4.732,5**	**3.768,8**	**8.210,2**	**6.353,7**	**4.762,7**	**3.796,1**	**8.209,3**	**6.744,8**	**5.109,6**	**3.793,8**	**8.200,0**	**6.643,6**	**5.358,0**	**3.820,4**
Nettoimporte / Primärenergieverbrauch	71,3%	67,1%	66,8%	65,9%	61,1%	66,3%	60,8%	58,6%	53,7%	67,8%	64,2%	58,8%	54,1%	67,7%	66,3%	60,5%	54,1%	67,8%	66,1%	62,4%	55,0%
Struktur in %																					
Kernenergie	16,0	6,6	0,0	0,0	0,0	12,3	0,0	0,0	0,0	19,7	14,4	0,0	0,0	19,8	22,2	10,5	0,0	19,8	23,0	19,4	2,5
Steinkohle	12,7	17,5	14,6	16,4	14,6	13,2	14,7	12,8	11,9	11,3	11,7	13,6	11,7	11,0	9,8	12,6	11,9	11,2	9,7	10,9	11,3
Braunkohle	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	46,9	50,9	51,5	47,8	47,7	50,5	50,6	42,8	37,4	48,3	45,7	41,8	37,0	48,4	43,0	39,0	37,0	48,2	43,1	36,6	35,8
Gase	25,4	25,5	31,7	33,7	33,0	25,0	30,8	30,0	28,5	22,3	25,5	29,1	28,3	22,4	22,9	26,2	28,3	22,4	22,1	22,9	26,1
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	1,5	8,6	12,4	0,0	1,6	8,9	12,8	0,0	2,0	8,4	12,8	0,0	1,6	7,8	12,3
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-0,8	-0,5	2,3	2,1	4,2	-1,0	2,4	5,8	9,8	-1,7	1,1	6,6	10,2	-1,6	0,2	3,3	10,0	-1,6	0,5	2,5	12,0
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,9	0,9	1,9	0,0	1,1	3,3	6,4	0,0	0,5	3,7	6,7	0,0	0,1	1,9	6,6	0,0	0,2	1,4	7,9

Tabelle A 1-4: Nettoimporte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ, Anteile in % (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Kernenergie	1.623,0	537,3	0,0	0,0	0,0	963,8	0,0	0,0	0,0	1.394,8	682,1	0,0	0,0	988,4	842,2	425,4	0,0	738,2	504,6	374,4	0,0
Steinkohle	1.281,0	1.425,2	1.027,2	1.076,1	829,5	1.040,9	868,8	608,5	448,6	977,5	797,7	625,2	444,4	1.098,2	766,5	627,3	443,7	1.174,2	792,6	570,1	398,8
Braunkohle	-23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	4.746,0	4.154,1	3.635,1	3.131,5	2.719,4	3.963,0	2.920,4	2.023,5	1.410,8	3.964,4	2.905,2	1.992,2	1.405,6	3.963,1	2.904,6	1.991,4	1.405,4	3.953,4	2.875,1	1.972,0	1.368,6
Gase	2.568,0	2.076,4	2.235,1	2.203,8	1.880,2	1.935,6	1.771,0	1.419,1	1.074,4	1.849,4	1.655,7	1.394,5	1.074,7	1.897,6	1.644,6	1.347,9	1.074,8	1.921,5	1.622,7	1.304,5	985,8
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	29,3	0,0	84,5	408,0	469,1	0,0	99,0	423,9	484,5	0,0	103,0	425,1	484,6	0,0	97,4	412,5	472,9
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-81,0	-37,6	159,5	137,3	240,6	-72,5	139,9	276,6	338,7	-126,4	73,2	322,6	361,2	-75,1	61,8	210,0	395,9	-58,7	105,8	293,4	515,9
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	64,7	58,0	105,6	0,0	64,6	156,8	222,1	0,0	34,0	182,2	238,1	0,0	28,8	119,7	259,2	0,0	48,7	166,1	335,8
Nettoimporte insgesamt	**10.114,0**	**8.155,4**	**7.056,9**	**6.548,7**	**5.699,0**	**7.830,8**	**5.784,7**	**4.735,6**	**3.741,6**	**8.059,8**	**6.212,9**	**4.758,4**	**3.770,3**	**7.872,2**	**6.322,7**	**5.027,0**	**3.804,4**	**7.728,6**	**5.998,1**	**4.926,9**	**3.742,0**
Nettoimporte / Primärenergieverbrauch	71,3%	67,1%	66,8%	65,9%	61,1%	66,4%	60,9%	58,8%	53,8%	67,1%	63,2%	58,9%	53,9%	66,3%	63,9%	60,2%	54,3%	65,9%	62,4%	60,5%	54,6%
Struktur in %																					
Kernenergie	16,0	6,6	0,0	0,0	0,0	12,3	0,0	0,0	0,0	17,3	11,0	0,0	0,0	12,6	13,3	8,5	0,0	9,6	8,4	7,6	0,0
Steinkohle	12,7	17,5	14,6	16,4	14,6	13,3	15,0	12,8	12,0	12,1	12,8	13,1	11,8	13,9	12,1	12,5	11,7	15,2	13,2	11,6	10,7
Braunkohle	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	46,9	50,9	51,5	47,8	47,7	50,6	50,5	42,7	37,7	49,2	46,8	41,9	37,3	50,3	45,9	39,6	36,9	51,2	47,9	40,0	36,6
Gase	25,4	25,5	31,7	33,7	33,0	24,7	30,6	30,0	28,7	22,9	26,6	29,3	28,5	24,1	26,0	26,8	28,3	24,9	27,1	26,5	26,3
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	1,5	8,6	12,5	0,0	1,6	8,9	12,8	0,0	1,6	8,5	12,7	0,0	1,6	8,4	12,6
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-0,8	-0,5	2,3	2,1	4,2	-0,9	2,4	5,8	9,1	-1,6	1,2	6,8	9,6	-1,0	1,0	4,2	10,4	-0,8	1,8	6,0	13,8
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,9	0,9	1,9	0,0	1,1	3,3	5,9	0,0	0,5	3,8	6,3	0,0	0,5	2,4	6,8	0,0	0,8	3,4	9,0

Tabelle A 1-5: Strombilanz 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	523,8	494,9	488,5	495,8	496,5	483,6	449,7	426,6	402,0	484,6	460,1	442,8	421,4	485,2	461,2	443,7	421,0	484,5	459,8	441,9	422,1
Private Haushalte	139,4	136,1	126,7	117,9	108,5	130,8	117,3	102,8	85,4	131,3	118,3	106,5	92,3	131,3	118,3	106,5	92,3	130,8	117,3	102,9	85,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	134,2	128,7	126,7	129,2	121,6	125,7	120,3	118,7	107,7	125,7	120,3	119,3	109,1	125,7	120,9	119,8	109,1	126,1	120,8	120,8	111,4
Industrie	233,6	210,5	209,4	215,0	222,1	205,2	180,0	159,0	144,1	205,7	189,4	171,0	157,9	206,3	189,9	171,4	157,4	205,7	189,6	172,2	160,2
Verkehr	16,6	19,7	25,6	33,7	44,3	22,0	32,2	46,0	64,9	22,0	32,2	46,0	62,2	22,0	32,2	46,0	62,2	22,0	32,2	46,0	64,9
Verbrauch im Umwandlungsbereich	52,2	40,7	34,2	32,2	26,8	35,5	28,0	17,2	10,4	31,1	22,5	16,9	10,4	31,1	18,9	16,0	10,4	31,7	19,1	14,8	10,2
Kraftwerkseigenverbrauch	38,3	27,8	22,4	21,3	16,8	23,1	17,4	8,2	2,9	18,7	11,9	8,0	2,9	18,7	8,4	7,1	3,0	19,3	8,8	6,2	2,9
übrige Umwandlung	13,9	12,9	11,8	10,9	10,0	12,4	10,6	9,0	7,5	12,4	10,5	8,9	7,5	12,4	10,6	8,9	7,5	12,3	10,3	8,7	7,3
Leitungsverluste	30,1	23,2	22,0	21,0	19,9	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0
Speicherstromverbrauch	7,9	10,4	11,3	13,5	11,8	10,5	9,3	12,4	11,0	11,5	11,4	13,2	10,3	11,9	13,0	13,1	10,8	11,7	12,3	12,5	13,8
Bruttostromverbrauch	614,0	569,2	556,0	562,4	555,1	552,7	507,8	475,0	440,6	550,3	514,9	491,9	459,2	551,4	514,1	491,7	459,2	551,0	512,2	488,1	463,1
Importsaldo (+ bedeuted Nettoimport)	-22,5	-10,4	44,2	38,1	66,9	-22,4	38,9	76,3	102,1	-37,7	19,3	86,7	104,8	-37,4	2,7	46,4	102,1	-36,2	9,4	37,2	117,3
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	18,0	16,1	29,3	0,0	17,9	43,3	66,9	0,0	8,9	49,2	70,8	0,0	1,3	26,7	69,3	0,0	4,4	21,5	83,5
Bruttostromerzeugung	636,5	579,6	511,8	524,3	488,2	575,1	468,9	398,8	338,4	588,0	495,6	405,2	354,4	588,8	511,3	445,3	357,1	587,2	502,8	450,9	345,8
darunter: Private Haushalte	0,0	0,7	2,6	3,4	2,8	0,6	2,2	2,3	1,4	0,6	2,3	2,6	1,8	0,6	2,3	2,6	1,8	0,6	2,2	2,3	1,4

Tabelle A 1-5: Strombilanz 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	523,8	494,9	488,5	495,8	496,5	480,0	449,2	426,2	400,6	481,5	459,5	443,2	420,3	484,0	460,0	443,7	421,1	477,3	449,8	436,6	423,2
Private Haushalte	139,4	136,1	126,7	117,9	108,5	130,8	117,3	102,8	85,4	131,3	118,3	106,5	92,3	131,3	118,3	106,5	92,3	130,8	117,3	102,9	85,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	134,2	128,7	126,7	129,2	121,6	125,7	120,3	118,7	107,7	125,7	120,3	119,3	109,1	125,7	120,9	119,8	109,1	126,1	120,8	120,8	111,4
Industrie	233,6	210,5	209,4	215,0	222,1	201,5	179,5	158,6	142,7	202,6	188,8	171,4	156,8	205,1	188,8	171,4	157,5	198,5	179,5	166,9	161,3
Verkehr	16,6	19,7	25,6	33,7	44,3	22,0	32,2	46,0	64,9	22,0	32,2	46,0	62,2	22,0	32,2	46,0	62,2	22,0	32,2	46,0	64,9
Verbrauch im Umwandlungsbereich	52,2	40,7	34,2	32,2	26,8	34,9	27,9	17,1	10,4	32,6	24,4	16,8	10,4	35,1	23,3	15,9	10,4	37,0	25,5	16,1	9,9
Kraftwerkseigenverbrauch	38,3	27,8	22,4	21,3	16,8	22,5	17,4	8,2	2,9	20,2	13,9	7,9	2,9	22,7	12,8	7,0	2,9	24,7	15,1	7,4	2,6
übrige Umwandlung	13,9	12,9	11,8	10,9	10,0	12,4	10,6	9,0	7,5	12,4	10,5	8,9	7,5	12,4	10,5	8,9	7,5	12,3	10,3	8,7	7,3
Leitungsverluste	30,1	23,2	22,0	21,0	19,9	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0	23,2	20,9	18,9	17,0
Speicherstromverbrauch	7,9	10,4	11,3	13,5	11,8	10,6	9,9	14,7	12,5	11,4	11,1	14,0	10,2	10,2	11,4	15,9	11,0	9,2	9,5	15,1	13,2
Bruttostromverbrauch	614,0	569,2	556,0	562,4	555,1	548,7	508,0	476,9	440,7	548,6	515,9	492,8	458,0	552,6	515,7	494,3	459,5	546,8	505,7	486,7	463,3
Importsaldo (+ bedeuted Nettoimport)	-22,5	-11,1	41,6	34,8	64,0	-20,7	36,7	74,5	92,7	-35,7	18,0	86,9	98,5	-21,5	14,9	55,7	108,2	-16,9	27,1	79,2	141,9
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	18,0	16,1	29,3	0,0	17,9	43,5	61,7	0,0	9,4	50,6	66,1	0,0	8,0	33,3	72,0	0,0	13,5	46,1	93,3
Bruttostromerzeugung	636,5	579,6	511,8	524,2	488,3	568,7	469,1	400,0	346,5	583,6	495,6	403,3	357,6	573,4	498,5	436,0	349,5	563,1	476,4	405,2	320,0
darunter: Private Haushalte	0,0	0,7	2,6	3,4	2,8	0,6	2,2	2,3	1,4	0,6	2,3	2,6	1,8	0,6	2,3	2,6	1,8	0,6	2,2	2,3	1,4

Tabelle A 1-6: Fernwärmebilanz 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Fernwärme	462,1	444,7	421,7	389,7	355,7	420,7	340,9	257,4	185,7	409,6	336,7	262,0	196,5	409,6	336,7	262,0	196,5	403,3	310,9	230,9	172,1
Private Haushalte	160,0	157,0	148,2	137,5	123,0	154,9	130,4	94,6	55,8	157,5	141,6	114,1	79,2	157,5	141,6	114,1	79,2	154,9	130,5	95,5	59,1
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	136,0	112,5	88,5	66,3	44,9	96,1	56,7	34,2	24,6	96,1	57,0	34,8	25,4	96,1	57,0	34,8	25,4	92,3	42,2	22,2	21,2
Industrie	166,0	175,2	185,0	185,9	187,8	169,7	153,8	128,5	105,2	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9
Verbrauch im Umwandlungsbereich	5,2	4,0	3,1	2,3	1,6	3,8	2,8	1,9	1,2	3,8	2,7	1,9	1,2	3,8	2,8	1,9	1,2	3,8	2,7	1,8	1,2
Leitungsverluste	36,7	34,7	32,6	29,8	27,0	32,8	26,4	19,7	14,1	31,9	26,0	20,1	14,9	31,9	26,0	20,1	14,9	31,5	24,0	17,7	13,1
Gesamtverbrauch	504,0	483,3	457,4	421,8	384,4	457,3	370,0	279,1	201,0	445,4	365,5	284,0	212,7	445,4	365,5	284,0	212,7	438,5	337,6	250,5	186,4
Relation Verbrauch / Einsatz	93%	101%	100%	101%	94%	98%	96%	89%	81%	88%	92%	88%	82%	88%	87%	85%	82%	90%	87%	83%	80%
Umwandlungseinsatz insgesamt	539,7	477,5	456,8	416,3	408,2	465,8	384,1	314,5	246,8	505,4	398,8	324,4	258,1	505,9	419,8	333,9	257,9	489,4	388,0	301,1	231,7
Steinkohle	108,0	66,6	40,1	88,6	121,2	56,6	57,3	48,4	49,9	55,2	71,4	61,5	55,7	52,6	65,5	73,2	58,1	50,7	56,1	57,1	43,0
Braunkohle	36,0	32,5	18,3	24,3	19,4	30,5	15,4	9,2	5,3	29,7	15,4	10,4	6,6	29,8	14,5	9,0	5,3	29,4	13,9	7,2	4,4
Mineralölprodukte	9,0	3,6	1,9	0,2	0,0	4,0	1,4	0,2	0,0	6,8	1,9	0,3	0,0	6,9	2,6	0,4	0,0	6,2	2,3	0,3	0,0
Gase	302,1	238,3	233,5	139,5	78,1	234,7	155,2	87,8	20,2	252,5	145,8	79,7	22,7	255,1	160,8	73,9	21,9	246,5	145,3	63,3	15,8
nichterneuerbare Abfälle	34,0	16,9	15,0	15,0	15,0	17,1	15,0	15,0	15,0	18,6	15,0	15,0	15,0	18,6	15,0	15,0	15,0	18,3	15,0	15,0	15,0
Erneuerbare Energien	50,7	119,6	148,0	148,6	174,5	122,8	139,8	153,9	156,4	142,6	149,2	157,6	158,1	142,9	161,4	162,4	157,6	138,3	155,5	158,3	153,5
Biomassen	50,0	97,7	110,1	96,5	109,5	100,7	102,3	101,5	92,5	119,5	111,2	104,9	94,1	119,8	122,8	109,5	93,6	115,4	117,2	105,6	89,8
Geothermie	0,7	21,9	37,9	52,1	65,0	22,1	37,4	52,4	63,9	23,1	38,0	52,6	64,0	23,1	38,6	52,9	64,0	22,9	38,3	52,7	63,7
nachrichtlich: Anteil Ern. Energ. an Einsatz	9,4%	25,1%	32,4%	35,7%	42,8%	26,4%	36,4%	48,9%	63,4%	28,2%	37,4%	48,6%	61,3%	28,2%	38,5%	48,7%	61,1%	28,3%	40,1%	52,6%	66,3%

Tabelle A 1-6: Fernwärmebilanz 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Fernwärme	462,1	444,7	421,7	389,7	355,7	420,7	340,9	257,4	185,7	409,6	336,7	262,0	196,5	409,6	336,7	262,0	196,5	405,4	313,0	232,0	168,4
Private Haushalte	160,0	157,0	148,2	137,5	123,0	154,9	130,4	94,6	55,8	157,5	141,6	114,1	79,2	157,5	141,6	114,1	79,2	154,9	130,5	95,5	59,1
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	136,0	112,5	88,5	66,3	44,9	96,1	56,7	34,2	24,6	96,1	57,0	34,8	25,4	96,1	57,0	34,8	25,4	92,3	42,2	22,2	21,2
Industrie	166,0	175,2	185,0	185,9	187,8	169,7	153,8	128,5	105,2	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9	158,2	140,2	114,3	88,2
Verbrauch im Umwandlungsbereich	5,2	4,0	3,1	2,3	1,6	3,8	2,8	1,9	1,2	3,8	2,7	1,9	1,2	3,8	2,7	1,9	1,2	3,8	2,7	1,8	1,2
Leitungsverluste	36,7	34,7	32,6	29,8	27,0	32,8	26,3	19,7	14,1	31,9	26,0	20,1	14,9	32,0	26,0	20,1	14,9	31,6	24,2	17,8	12,8
Gesamtverbrauch	504,0	483,3	457,4	421,8	384,4	457,3	370,0	279,1	201,0	445,4	365,5	284,0	212,7	445,4	365,5	284,0	212,7	440,8	339,9	251,7	182,4
Relation Verbrauch / Einsatz	93%	101%	100%	101%	94%	97%	97%	89%	81%	91%	93%	88%	82%	95%	92%	87%	82%	99%	94%	87%	80%
Umwandlungseinsatz insgesamt	539,7	477,5	456,8	416,3	408,2	469,9	383,2	315,0	247,0	490,6	392,0	323,4	258,3	469,9	399,3	327,9	258,4	444,9	360,7	289,0	228,1
Steinkohle	108,0	66,6	40,1	88,6	121,2	56,7	60,7	46,7	49,5	56,4	72,1	59,0	56,0	58,8	64,1	68,0	56,3	56,7	50,9	39,7	40,4
Braunkohle	36,0	32,5	18,3	24,3	19,4	30,6	15,4	8,7	5,3	29,9	15,5	9,7	6,1	30,2	15,6	9,5	5,6	30,1	14,7	7,8	4,4
Mineralölprodukte	9,0	3,6	1,9	0,2	0,0	4,3	1,4	0,2	0,0	5,9	1,7	0,3	0,0	4,8	1,9	0,3	0,0	3,6	1,4	0,2	0,0
Gase	302,1	238,3	233,5	139,5	78,1	236,7	151,6	89,8	20,5	243,8	142,3	82,1	22,9	230,6	153,5	76,8	23,1	218,2	139,8	75,7	15,2
nichterneuerbare Abfälle	34,0	16,9	15,0	15,0	15,0	17,2	15,0	15,0	15,0	18,1	15,0	15,0	15,0	17,5	15,0	15,0	15,0	16,9	15,0	15,0	15,0
Erneuerbare Energien	50,7	119,6	148,0	148,6	174,5	124,5	139,2	154,6	156,6	136,3	145,3	157,3	158,3	128,0	149,2	158,4	158,4	119,4	138,9	150,6	153,1
Biomassen	50,0	97,7	110,1	96,5	109,5	102,3	101,8	102,2	92,7	113,6	107,6	104,7	94,3	105,7	111,2	105,7	94,4	97,5	101,5	98,3	89,4
Geothermie	0,7	21,9	37,9	52,1	65,0	22,2	37,4	52,5	63,9	22,8	37,7	52,6	64,0	22,3	38,0	52,7	64,0	21,9	37,4	52,2	63,7
nachrichtlich: Anteil Ern. Energ. an Einsatz	9,4%	25,1%	32,4%	35,7%	42,8%	26,5%	36,3%	49,1%	63,4%	27,8%	37,1%	48,6%	61,3%	27,2%	37,4%	48,3%	61,3%	26,8%	38,5%	52,1%	67,1%

Tabelle A 1-7: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttostromerzeugung, Absolutwerte in TWh																					
Kernkraft 1)	148,8	49,2	0,0	0,0	0,0	88,3	0,0	0,0	0,0	148,6	83,7	0,0	0,0	149,0	137,5	49,1	0,0	149,0	140,0	95,2	8,8
Steinkohle	124,6	120,2	88,4	90,0	60,3	80,2	68,3	48,7	29,8	69,6	56,2	52,9	29,9	67,5	47,8	51,1	30,6	68,9	47,1	46,3	30,2
CCS	0,0	0,0	0,0	13,0	20,3	0,0	6,1	13,8	27,9	0,0	7,4	16,4	27,4	0,0	7,3	16,9	27,6	0,0	6,1	15,1	25,1
Braunkohle	150,6	145,2	76,4	47,7	55,7	133,0	65,5	17,4	1,9	121,9	46,1	17,9	2,0	123,3	32,6	17,0	1,9	124,4	36,3	16,3	1,8
CCS	0,0	0,0	0,0	6,4	49,9	0,0	0,0	1,8	1,9	0,0	0,0	2,1	2,0	0,0	0,0	1,6	1,9	0,0	0,0	1,3	1,7
Erdgas	86,7	40,4	81,5	96,5	69,1	40,8	57,7	24,5	0,0	14,4	28,9	17,6	0,0	15,3	11,4	10,5	0,0	19,5	13,6	5,1	0,0
Heizöl	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	6,2	7,5	8,1	9,7	8,5	7,5	6,7	8,9	7,9	8,3	8,2	9,5	7,5	8,6	9,4	9,4	7,8	8,4	8,9	9,0	9,9
andere Brennstoffe 3)	18,7	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9
Erneuerbare Energien	92,3	195,3	231,3	251,4	263,9	203,5	245,3	271,4	269,4	203,5	246,8	278,9	285,2	203,5	246,8	280,0	287,0	195,3	231,3	251,0	255,7
Lauf- und Speicherwasser	20,3	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	24,4	25,1	25,1	25,1	24,5	25,1	25,1	25,1	24,5	25,1	25,1	25,1	25,0
Wind onshore	40,4	68,0	73,0	77,0	79,4	68,0	73,0	74,0	55,6	68,0	73,0	73,9	56,3	68,0	73,0	74,9	58,2	68,0	73,0	76,6	71,3
Wind offshore	0,0	26,0	48,0	60,0	68,0	34	62	83	98	34,3	63,5	90,7	113,0	34,3	63,5	90,7	113,0	26,0	48,0	60,0	68,0
Biomasse 4)	27,2	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0
Photovoltaik	4,4	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0
Geothermie	0,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4
Insgesamt	637,3	578,9	509,2	520,9	485,4	574,5	466,7	396,5	337,0	587,4	493,3	402,6	352,6	588,2	509,0	442,7	355,3	586,6	500,6	448,6	334,4
Bruttostromerzeugung, Struktur in %																					
Kernkraft 1)	23,3	8,5	0,0	0,0	0,0	15,4	0,0	0,0	0,0	25,3	17,0	0,0	0,0	25,3	27,0	11,1	0,0	25,4	28,0	21,2	2,6
Steinkohle	19,6	20,8	17,4	17,3	12,4	14,0	14,6	12,3	8,9	11,9	11,4	13,1	8,5	11,5	9,4	11,6	8,6	11,8	9,4	10,3	9,0
CCS	0,0	0,0	0,0	2,5	4,2	0,0	1,3	3,5	8,3	0,0	1,5	4,1	7,8	0,0	1,4	3,8	7,8	0,0	1,2	3,4	7,5
Braunkohle	23,6	25,1	15,0	9,2	11,5	23,2	14,0	4,4	0,6	20,8	9,3	4,4	0,6	21,0	6,4	3,8	0,5	21,2	7,3	3,6	0,5
CCS	0,0	0,0	0,0	1,2	10,3	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,5	0,6	0,0	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0	0,3	0,5
Erdgas	13,6	7,0	16,0	18,5	14,2	7,1	12,4	6,2	0,0	2,4	5,9	4,4	0,0	2,6	2,2	2,4	0,0	3,3	2,7	1,1	0,0
Heizöl	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	1,0	1,3	1,6	1,9	1,8	1,3	1,4	2,2	2,4	1,4	1,7	2,4	2,1	1,5	1,8	2,1	2,2	1,4	1,8	2,0	3,0
andere Brennstoffe 3)	2,9	3,6	4,6	4,9	5,8	3,7	5,0	6,5	8,3	3,6	4,7	6,4	7,9	3,6	4,6	5,8	7,9	3,6	4,7	5,7	8,4
Erneuerbare Energien	14,5	33,7	45,4	48,3	54,4	35,4	52,5	68,4	79,9	34,6	50,0	69,3	80,9	34,6	48,5	63,2	80,8	33,3	46,2	56,0	76,5
Lauf- und Speicherwasser	3,2	4,3	4,9	4,8	5,2	4,4	5,4	6,3	7,2	4,3	5,1	6,2	7,0	4,3	4,9	5,7	6,9	4,3	5,0	5,6	7,5
Wind onshore	6,3	11,7	14,3	14,8	16,4	11,8	15,6	18,7	16,5	11,6	14,8	18,4	16,0	11,6	14,3	16,9	16,4	11,6	14,6	17,1	21,3
Wind offshore	0,0	4,5	9,4	11,5	14,0	6,0	13,3	20,9	29,1	5,8	12,9	22,5	32,1	5,8	12,5	20,5	31,8	4,4	9,6	13,4	20,3
Biomasse 4)	4,3	6,4	7,9	7,9	8,4	6,4	8,6	10,3	12,2	6,3	8,1	10,2	11,6	6,3	7,9	9,3	11,5	6,3	8,0	9,1	12,3
Photovoltaik	0,7	5,4	7,1	7,3	8,0	5,4	7,7	9,6	11,6	5,3	7,3	9,4	11,1	5,3	7,1	8,6	11,0	5,3	7,2	8,5	11,7
Geothermie	0,0	0,3	0,6	0,8	1,0	0,3	0,6	1,0	1,5	0,3	0,6	1,0	1,4	0,3	0,6	0,9	1,4	0,3	0,6	0,9	1,5
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,1	1,3	1,6	1,9	1,1	1,3	1,6	1,8	1,1	1,2	1,4	1,8	1,1	1,2	1,4	1,9

1) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)
2) inklusive Vianden (Luxemburg)
3) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB
4) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet
5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas
6) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A 1-7: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttostromerzeugung, Absolutwerte in TWh																					
Kernkraft 1)	148,8	49,2	0,0	0,0	0,0	88,4	0,0	0,0	0,0	127,9	62,5	0,0	0,0	90,6	77,2	39,0	0,0	67,7	46,3	34,3	0,0
Steinkohle	124,6	120,2	88,4	90,0	60,3	81,1	70,2	49,0	30,1	74,3	62,3	50,6	30,0	86,3	59,9	49,9	29,9	94,7	64,4	47,0	27,4
CCS	0,0	0,0	0,0	13,0	20,3	0,0	6,6	14,4	27,9	0,0	7,8	15,9	27,5		6,4	15,7	27,4	0,0	5,0	12,2	24,8
Braunkohle	150,6	145,2	76,4	47,7	55,7	130,6	64,5	16,9	1,9	128,8	54,6	17,3	1,9	134,1	49,6	15,7	1,9	137,1	59,0	15,8	1,7
CCS	0,0	0,0	0,0	6,4	49,9	0,0	0,0	1,8	1,9	0,0	0,0	1,9	1,9	0,0	0,0	1,7	1,9	0,0	0,0	1,6	1,7
Erdgas	86,7	40,4	81,5	96,5	69,1	35,9	56,4	24,0	0,0	19,3	35,6	19,0	0,0	29,8	31,1	11,1	0,0	39,8	43,1	18,9	0,0
Heizöl	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	6,2	7,5	8,1	9,7	8,5	7,6	7,1	10,6	9,0	8,2	8,0	10,1	7,3	7,3	8,2	11,4	7,9	6,7	6,8	10,9	9,5
andere Brennstoffe 3)	18,7	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9	21,1	23,4	25,7	27,9
Erneuerbare Energien	92,3	195,3	231,3	251,4	263,9	203,5	245,3	271,7	276,2	203,5	246,8	278,0	288,6	203,5	246,8	280,7	280,0	195,3	231,3	250,4	252,0
Lauf- und Speicherwasser	20,3	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	24,6	25,1	25,1	25,1	24,3	25,1	25,1	25,1	24,8	25,1	25,1	25,1	24,7
Wind onshore	40,4	68,0	73,0	77,0	79,4	68,0	73,0	74,3	62,3	68,0	73,0	73,0	59,8	68,0	73,0	75,6	50,8	68,0	73,0	76,0	68,0
Wind offshore	0,0	26,0	48,0	60,0	68,0	34	62	83	98	34,3	63,5	90,7	113,0	34,3	63,5	90,7	113,0	26,0	48,0	60,0	68,0
Biomasse 4)	27,2	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0	37,0	40,0	41,0	41,0
Photovoltaik	4,4	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0	31,0	36,0	38,0	39,0
Geothermie	0,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0	2,0	3,0	4,0	5,0
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4	6,2	6,2	6,3	6,4
Insgesamt	637,3	578,9	509,2	520,9	485,4	568,1	466,9	397,8	345,1	583,0	493,3	400,7	355,8	572,8	496,2	433,4	347,7	562,4	474,2	402,9	318,6
Bruttostromerzeugung, Struktur in %																					
Kernkraft 1)	23,3	8,5	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	0,0	0,0	21,9	12,7	0,0	0,0	15,8	15,6	9,0	0,0	12,0	9,8	8,5	0,0
Steinkohle	19,6	20,8	17,4	17,3	12,4	14,3	15,0	12,3	8,7	12,7	12,6	12,6	8,4	15,1	12,1	11,5	8,6	16,8	13,6	11,7	8,6
CCS	0,0	0,0	0,0	2,5	4,2	0,0	1,4	3,6	8,1	0,0	1,6	4,0	7,7	0,0	1,3	3,6	7,9	0,0	1,1	3,0	7,8
Braunkohle	23,6	25,1	15,0	9,2	11,5	23,0	13,8	4,2	0,5	22,1	11,1	4,3	0,5	23,4	10,0	3,6	0,6	24,4	12,4	3,9	0,5
CCS	0,0	0,0	0,0	1,2	10,3	0,0	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,4	0,5
Erdgas	13,6	7,0	16,0	18,5	14,2	6,3	12,1	6,0	0,0	3,3	7,2	4,7	0,0	5,2	6,3	2,6	0,0	7,1	9,1	4,7	0,0
Heizöl	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	1,0	1,3	1,6	1,9	1,8	1,3	1,5	2,7	2,6	1,4	1,6	2,5	2,1	1,3	1,7	2,6	2,3	1,2	1,4	2,7	3,0
andere Brennstoffe 3)	2,9	3,6	4,6	4,9	5,8	3,7	5,0	6,5	8,1	3,6	4,7	6,4	7,9	3,7	4,7	5,9	8,0	3,8	4,9	6,4	8,8
Erneuerbare Energien	14,5	33,7	45,4	48,3	54,4	35,8	52,5	68,3	80,0	34,9	50,0	69,4	81,1	35,5	49,7	64,8	80,5	34,7	48,8	62,1	79,1
Lauf- und Speicherwasser	3,2	4,3	4,9	4,8	5,2	4,4	5,4	6,3	7,1	4,3	5,1	6,3	6,8	4,4	5,1	5,8	7,1	4,5	5,3	6,2	7,7
Wind onshore	6,3	11,7	14,3	14,8	16,4	12,0	15,6	18,7	18,0	11,7	14,8	18,2	16,8	11,9	14,7	17,4	14,6	12,1	15,4	18,9	21,3
Wind offshore	0,0	4,5	9,4	11,5	14,0	6,0	13,3	20,9	28,4	5,9	12,9	22,6	31,8	6,0	12,8	20,9	32,5	4,6	10,1	14,9	21,3
Biomasse 4)	4,3	6,4	7,9	7,9	8,4	6,5	8,6	10,3	11,9	6,3	8,1	10,2	11,5	6,5	8,1	9,5	11,8	6,6	8,4	10,2	12,9
Photovoltaik	0,7	5,4	7,1	7,3	8,0	5,5	7,7	9,6	11,3	5,3	7,3	9,5	11,0	5,4	7,3	8,8	11,2	5,5	7,6	9,4	12,2
Geothermie	0,0	0,3	0,6	0,8	1,0	0,4	0,6	1,0	1,4	0,3	0,6	1,0	1,4	0,3	0,6	0,9	1,4	0,4	0,6	1,0	1,6
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,1	1,3	1,6	1,9	1,1	1,3	1,6	1,8	1,1	1,3	1,5	1,8	1,1	1,3	1,6	2,0

1) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)
2) inklusive Vianden (Luxemburg)
3) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB
4) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet
5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas
6) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A 1-8: Energieträgereinsatz Stromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ																					
Kernkraft 1)	1623	537	0	0	0	963	0	0	0	1621	913	0	0	1625	1500	535	0	1626	1527	1038	96
Steinkohle	1092	931	652	670	428	604	498	349	233	512	398	384	233	492	331	368	238	506	328	331	235
Braunkohle	1419	1357	671	393	500	1235	566	143	14	1127	394	148	15	1141	274	140	15	1154	307	135	13
Erdgas	563	233	458	539	405	238	327	134	0	84	163	94	0	89	67	56	0	115	80	28	0
Heizöl	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher 2)	30	37	41	48	43	38	33	45	40	41	41	48	37	43	47	47	39	42	44	45	50
andere Brennstoffe 3)	213	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301
Erneuerbare Energien	564	978	1138	1232	1297	1008	1188	1304	1328	1008	1194	1331	1374	1008	1194	1335	1381	978	1138	1231	1268
Wasser	73	90	90	90	90	90	90	90	88	90	90	90	88	90	90	90	88	90	90	90	90
Wind onshore	144	245	263	277	286	245	263	266	211	245	263	266	203	245	263	270	209	245	263	276	257
Wind offshore	2	94	173	216	245	123	223	299	353	123	229	326	407	123	229	326	407	94	173	216	245
Biomasse 4)	329	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363
Photovoltaik	16	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140
Geothermie	1	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)		56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56
Insgesamt	5604	4296	3208	3156	2975	4307	2861	2250	1916	4615	3352	2280	1961	4620	3662	2757	1973	4643	3674	3082	1964
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung, Struktur in %																					
Kernkraft 1)	29,0	12,5	0,0	0,0	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	35,1	27,2	0,0	0,0	35,2	41,0	19,4	0,0	35,0	41,6	33,7	4,9
Steinkohle	19,5	21,7	20,3	21,2	14,4	14,0	17,4	15,5	12,2	11,1	11,9	16,8	11,9	10,6	9,0	13,4	12,0	10,9	8,9	10,7	12,0
Braunkohle	25,3	31,6	20,9	12,4	16,8	28,7	19,8	6,3	0,7	24,4	11,8	6,5	0,8	24,7	7,5	5,1	0,7	24,9	8,4	4,4	0,7
Erdgas	10,0	5,4	14,3	17,1	13,6	5,5	11,4	6,0	0,0	1,8	4,9	4,1	0,0	1,9	1,8	2,0	0,0	2,5	2,2	0,9	0,0
Heizöl	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	0,5	0,9	1,3	1,5	1,4	0,9	1,2	2,0	2,1	0,9	1,2	2,1	1,9	0,9	1,3	1,7	2,0	0,9	1,2	1,5	2,5
andere Brennstoffe 3)	3,8	5,2	7,8	8,7	10,1	5,2	8,7	12,2	15,7	4,8	7,4	12,1	15,4	4,8	6,8	10,0	15,3	4,8	6,8	8,9	15,3
Erneuerbare Energien	10,1	22,8	35,5	39,0	43,6	23,4	41,5	58,0	69,3	21,8	35,6	58,4	70,1	21,8	32,6	48,4	70,0	21,1	31,0	39,9	64,6
Wasser	1,3	2,1	2,8	2,9	3,0	2,1	3,2	4,0	4,6	2,0	2,7	4,0	4,5	2,0	2,5	3,3	4,5	1,9	2,5	2,9	4,6
Wind onshore	2,6	5,7	8,2	8,8	9,6	5,7	9,2	11,8	11,0	5,3	7,8	11,7	10,3	5,3	7,2	9,8	10,6	5,3	7,2	8,9	13,1
Wind offshore	0,0	2,2	5,4	6,8	8,2	2,9	7,8	13,3	18,4	2,7	6,8	14,3	20,7	2,7	6,2	11,8	20,6	2,0	4,7	7,0	12,5
Biomasse 4)	5,9	7,7	11,1	11,5	12,2	7,7	12,4	16,1	18,9	7,2	10,6	15,9	18,5	7,2	9,7	13,2	18,4	7,1	9,7	11,8	18,5
Photovoltaik	0,3	2,6	4,0	4,3	4,7	2,6	4,5	6,1	7,3	2,4	3,9	6,0	7,2	2,4	3,5	5,0	7,1	2,4	3,5	4,4	7,1
Geothermie	0,0	1,2	2,2	2,9	3,9	1,2	2,5	4,1	6,1	1,1	2,1	4,1	6,0	1,1	2,0	3,4	5,9	1,1	2,0	3,0	5,9
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	1,3	1,7	1,8	1,9	1,3	1,9	2,5	2,9	1,2	1,6	2,4	2,9	1,2	1,5	2,0	2,8	1,2	1,5	1,8	2,9

1) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)
2) inklusive Vianden (Luxemburg)
3) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB
4) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet
5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas
6) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A 1-8: Energieträgereinsatz Stromerzeugung nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ																					
Kernkraft 1)	1623	537	0	0	0	964	0	0	0	1395	682	0	0	988	842	425	0	738	505	374	0
Steinkohle	1092	931	652	670	428	607	512	352	235	552	447	365	234	657	428	358	233	727	466	337	214
Braunkohle	1419	1357	671	393	500	1209	558	139	14	1196	469	143	14	1247	424	128	14	1276	508	130	13
Erdgas	563	233	458	539	405	209	319	131	0	114	201	102	0	175	179	61	0	233	244	103	0
Heizöl	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher 2)	30	37	41	48	43	38	36	53	45	41	40	50	37	37	41	57	40	33	34	54	47
andere Brennstoffe 3)	213	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301	222	249	275	301
Erneuerbare Energien	564	978	1138	1232	1297	1008	1188	1305	1342	1008	1194	1328	1386	1008	1194	1337	1355	978	1138	1228	1255
Wasser	73	90	90	90	90	90	90	90	88	90	90	90	88	90	90	90	89	90	90	90	89
Wind onshore	144	245	263	277	286	245	263	267	224	245	263	263	215	245	263	272	183	245	263	273	245
Wind offshore	2	94	173	216	245	123	223	299	353	123	229	326	407	123	229	326	407	94	173	216	245
Biomasse 4)	329	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363	331	356	363	363
Photovoltaik	16	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140	112	130	137	140
Geothermie	1	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117	51	72	93	117
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)		56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56	56	55	56	56
Insgesamt	5604	4296	3208	3156	2975	4256	2861	2255	1937	4527	3282	2263	1972	4334	3357	2642	1943	4207	3143	2503	1830
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung, Struktur in %																					
Kernkraft 1)	29,0	12,5	0,0	0,0	0,0	22,6	0,0	0,0	0,0	30,8	20,8	0,0	0,0	22,8	25,1	16,1	0,0	17,5	16,1	15,0	0,0
Steinkohle	19,5	21,7	20,3	21,2	14,4	14,3	17,9	15,6	12,1	12,2	13,6	16,1	11,9	15,1	12,7	13,5	12,0	17,3	14,8	13,5	11,7
Braunkohle	25,3	31,6	20,9	12,4	16,8	28,4	19,5	6,2	0,7	26,4	14,3	6,3	0,7	28,8	12,6	4,9	0,7	30,3	16,2	5,2	0,7
Erdgas	10,0	5,4	14,3	17,1	13,6	4,9	11,2	5,8	0,0	2,5	6,1	4,5	0,0	4,0	5,3	2,3	0,0	5,5	7,8	4,1	0,0
Heizöl	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	0,5	0,9	1,3	1,5	1,4	0,9	1,2	2,3	2,3	0,9	1,2	2,2	1,9	0,8	1,2	2,2	2,0	0,8	1,1	2,2	2,6
andere Brennstoffe 3)	3,8	5,2	7,8	8,7	10,1	5,2	8,7	12,2	15,6	4,9	7,6	12,2	15,3	5,1	7,4	10,4	15,5	5,3	7,9	11,0	16,5
Erneuerbare Energien	10,1	22,8	35,5	39,0	43,6	23,7	41,5	57,9	69,3	22,3	36,4	58,7	70,3	23,2	35,6	50,6	69,7	23,2	36,2	49,1	68,6
Wasser	1,3	2,1	2,8	2,9	3,0	2,1	3,2	4,0	4,6	2,0	2,8	4,0	4,4	2,1	2,7	3,4	4,6	2,1	2,9	3,6	4,8
Wind onshore	2,6	5,7	8,2	8,8	9,6	5,8	9,2	11,9	11,6	5,4	8,0	11,6	10,9	5,6	7,8	10,3	9,4	5,8	8,4	10,9	13,4
Wind offshore	0,0	2,2	5,4	6,8	8,2	2,9	7,8	13,2	18,2	2,7	7,0	14,4	20,6	2,8	6,8	12,4	20,9	2,2	5,5	8,6	13,4
Biomasse 4)	5,9	7,7	11,1	11,5	12,2	7,8	12,4	16,1	18,7	7,3	10,8	16,1	18,4	7,6	10,6	13,8	18,7	7,9	11,3	14,5	19,8
Photovoltaik	0,3	2,6	4,0	4,3	4,7	2,6	4,5	6,1	7,2	2,5	3,9	6,0	7,1	2,6	3,9	5,2	7,2	2,7	4,1	5,5	7,7
Geothermie	0,0	1,2	2,2	2,9	3,9	1,2	2,5	4,1	6,0	1,1	2,2	4,1	5,9	1,2	2,1	3,5	6,0	1,2	2,3	3,7	6,4
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	1,3	1,7	1,8	1,9	1,3	1,9	2,5	2,9	1,2	1,7	2,5	2,8	1,3	1,6	2,1	2,9	1,3	1,7	2,2	3,1

1) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)
2) inklusive Vianden (Luxemburg)
3) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB
4) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet
5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas
6) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A 1-9: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen 2008-2050, in TWh (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Absolutwerte in TWh																					
Steinkohle		119,4	100,5	109,6	134,5	98,7	95,0	121,9	150,2	100,7	101,8	128,2	145,5	100,2	101,6	132,7	147,5	97,4	96,0	129,0	139,9
Braunkohle		19,0	15,6	18,1	17,2	17,9	13,9	8,0	6,2	17,3	13,4	8,0	6,3	17,3	12,8	7,5	6,1	17,1	12,6	6,9	5,6
Erdgas		50,1	81,9	104,0	64,0	51,4	57,2	27,8	0,0	17,9	30,3	18,3	0,0	18,2	15,2	11,0	0,0	24,5	17,1	5,6	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Erneuerbare Energien		49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6
Biomasse		41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3
Geothermie		2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3
Insgesamt		244,6	259,4	296,6	282,2	224,2	227,5	222,6	222,8	192,0	207,0	219,4	218,2	191,8	191,0	216,1	220,0	195,2	187,2	206,4	211,9
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Struktur in %																					
Steinkohle		48,8	38,7	37,0	47,7	44,0	41,8	54,8	67,4	52,4	49,2	58,4	66,7	52,2	53,2	61,4	67,0	49,9	51,3	62,5	66,0
Braunkohle		7,8	6,0	6,1	6,1	8,0	6,1	3,6	2,8	9,0	6,5	3,7	2,9	9,0	6,7	3,5	2,8	8,8	6,8	3,3	2,7
Erdgas		20,5	31,6	35,1	22,7	22,9	25,1	12,5	0,0	9,3	14,6	8,3	0,0	9,5	7,9	5,1	0,0	12,5	9,1	2,7	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		2,8	2,6	2,3	2,4	3,0	3,0	3,1	3,1	3,6	3,3	3,1	3,1	3,6	3,6	3,2	3,1	3,5	3,7	3,3	3,2
Erneuerbare Energien		20,2	21,0	19,6	21,1	22,0	24,0	26,1	26,8	25,7	26,4	26,4	27,3	25,7	28,6	26,9	27,1	25,3	29,2	28,1	28,1
Biomasse		16,8	17,2	15,6	16,4	18,3	19,6	20,7	20,8	21,4	21,6	21,0	21,2	21,4	23,4	21,4	21,0	21,0	23,9	22,4	21,8
Geothermie		0,9	1,4	1,9	2,5	0,9	1,6	2,5	3,1	1,1	1,8	2,6	3,2	1,1	1,9	2,6	3,2	1,1	2,0	2,7	3,3
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		2,5	2,4	2,1	2,2	2,7	2,7	2,8	2,8	3,2	3,0	2,9	2,9	3,2	3,3	2,9	2,9	3,2	3,3	3,0	3,0
Insgesamt		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Müll, Grubengas und Sonstige Brennstoffe nach AGEB

2) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-9: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen 2008-2050, in TWh (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Absolutwerte in TWh																					
Steinkohle		119,4	100,5	109,6	134,5	101,4	98,0	124,3	151,1	101,3	102,2	127,3	146,4	101,0	99,0	129,1	145,5	98,0	92,5	116,6	136,4
Braunkohle		19,0	15,6	18,1	17,2	17,9	13,9	7,8	6,2	17,4	13,5	7,8	6,2	17,5	13,5	7,7	6,2	17,5	13,2	7,1	5,6
Erdgas		50,1	81,9	104,0	64,0	45,8	55,1	27,0	0,0	25,0	35,7	19,8	0,0	37,6	32,8	12,8	0,0	49,9	44,7	21,4	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Erneuerbare Energien		49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6	49,3	54,6	58,0	59,6
Biomasse		41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3	41,1	44,7	46,1	46,3
Geothermie		2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0	2,1	3,7	5,6	7,0
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,2	6,3	6,3
Insgesamt		244,6	259,4	296,6	282,2	221,3	228,5	224,0	223,7	199,8	212,8	219,7	219,0	212,2	206,6	214,5	218,1	221,6	211,9	210,0	208,5
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Struktur in %																					
Steinkohle		48,8	38,7	37,0	47,7	45,8	42,9	55,5	67,5	50,7	48,0	57,9	66,8	47,6	47,9	60,2	66,7	44,2	43,7	55,5	65,4
Braunkohle		7,8	6,0	6,1	6,1	8,1	6,1	3,5	2,8	8,7	6,4	3,6	2,8	8,2	6,5	3,6	2,8	7,9	6,2	3,4	2,7
Erdgas		20,5	31,6	35,1	22,7	20,7	24,1	12,1	0,0	12,5	16,8	9,0	0,0	17,7	15,9	6,0	0,0	22,5	21,1	10,2	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		2,8	2,6	2,3	2,4	3,1	3,0	3,0	3,0	3,4	3,2	3,1	3,1	3,2	3,3	3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3
Erneuerbare Energien		20,2	21,0	19,6	21,1	22,3	23,9	25,9	26,6	24,7	25,6	26,4	27,2	23,2	26,4	27,1	27,3	22,3	25,8	27,6	28,6
Biomasse		16,8	17,2	15,6	16,4	18,6	19,5	20,6	20,7	20,6	21,0	21,0	21,1	19,4	21,6	21,5	21,2	18,5	21,1	22,0	22,2
Geothermie		0,9	1,4	1,9	2,5	0,9	1,6	2,5	3,1	1,1	1,7	2,5	3,2	1,0	1,8	2,6	3,2	0,9	1,7	2,7	3,4
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		2,5	2,4	2,1	2,2	2,8	2,7	2,8	2,8	3,1	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	3,0	3,0
Insgesamt		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Müll, Grubengas und Sonstige Brennstoffe nach AGEB

2) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-10: Energieträgereinsatz KWK-Wärmeerzeugung 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ																					
Steinkohle		397,5	331,4	362,8	449,8	329,2	316,2	418,9	555,8	336,7	339,5	441,2	536,2	335,2	339,5	457,5	543,1	326,0	320,6	446,4	515,3
Braunkohle		60,8	50,2	58,3	55,7	57,4	45,0	27,0	21,7	55,3	43,6	27,1	22,1	55,4	41,5	25,5	21,3	54,9	41,0	23,4	19,8
Erdgas		144,4	226,2	284,3	173,0	149,2	159,3	76,7	0,0	52,0	84,3	49,2	0,0	52,8	44,4	29,9	0,0	71,8	49,8	15,5	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2
Erneuerbare Energien		228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3
Biomasse		179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6
Geothermie		20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5
Insgesamt		860,9	897,9	1017,1	1002,9	793,9	810,6	834,2	901,9	702,1	757,5	829,1	882,7	701,5	715,6	824,5	888,9	710,9	701,6	796,9	859,6
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), Struktur in %																					
Steinkohle		46,2	36,9	35,7	44,8	41,5	39,0	50,2	61,6	48,0	44,8	53,2	60,7	47,8	47,4	55,5	61,1	45,9	45,7	56,0	59,9
Braunkohle		7,1	5,6	5,7	5,6	7,2	5,5	3,2	2,4	7,9	5,7	3,3	2,5	7,9	5,8	3,1	2,4	7,7	5,9	2,9	2,3
Erdgas		16,8	25,2	28,0	17,2	18,8	19,7	9,2	0,0	7,4	11,1	5,9	0,0	7,5	6,2	3,6	0,0	10,1	7,1	1,9	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		3,5	3,4	3,0	3,0	3,8	3,7	3,6	3,3	4,3	4,0	3,6	3,4	4,3	4,2	3,7	3,4	4,2	4,3	3,8	3,5
Erneuerbare Energien		26,5	29,0	27,7	29,3	28,7	32,1	33,7	32,6	32,5	34,3	34,0	33,3	32,5	36,3	34,1	33,1	32,1	37,1	35,3	34,2
Biomasse		20,9	21,8	19,9	20,2	22,6	24,2	24,2	22,5	25,6	25,9	24,4	22,9	25,6	27,4	24,5	22,8	25,3	27,9	25,4	23,6
Geothermie		2,4	4,0	5,0	6,3	2,6	4,4	6,1	7,0	2,9	4,8	6,2	7,2	2,9	5,0	6,2	7,1	2,9	5,1	6,4	7,3
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		3,2	3,1	2,8	2,8	3,5	3,4	3,4	3,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,9	3,9	3,4	3,2	3,9	4,0	3,5	3,3
Insgesamt		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB

2) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-10: Energieträgereinsatz KWK-Wärmeerzeugung 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ																					
Steinkohle		397,5	331,4	362,8	449,8	338,4	326,4	427,4	558,8	338,4	340,7	437,9	539,6	337,2	329,6	443,9	536,5	326,8	307,6	400,4	503,9
Braunkohle		60,8	50,2	58,3	55,7	57,4	45,1	26,6	21,7	55,6	43,9	26,4	21,6	56,1	43,7	26,1	21,7	56,0	42,9	24,2	19,7
Erdgas		144,4	226,2	284,3	173,0	132,8	153,2	74,3	0,0	73,2	99,1	53,2	0,0	110,1	93,2	35,5	0,0	144,8	125,4	59,1	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2	30,1	30,2	30,2	30,2
Erneuerbare Energien		228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3	228,0	260,0	281,5	294,3
Biomasse		179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6	179,8	196,0	202,1	202,6
Geothermie		20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2	20,6	36,0	51,1	63,2
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5	27,7	28,0	28,2	28,5
Insgesamt		860,9	897,9	1017,1	1002,9	786,8	814,9	839,9	905,0	725,4	773,8	829,2	885,6	761,5	756,6	817,2	882,6	785,8	766,0	795,3	848,1
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), Struktur in %																					
Steinkohle		46,2	36,9	35,7	44,8	43,0	40,1	50,9	61,7	46,7	44,0	52,8	60,9	44,3	43,6	54,3	60,8	41,6	40,2	50,3	59,4
Braunkohle		7,1	5,6	5,7	5,6	7,3	5,5	3,2	2,4	7,7	5,7	3,2	2,4	7,4	5,8	3,2	2,5	7,1	5,6	3,0	2,3
Erdgas		16,8	25,2	28,0	17,2	16,9	18,8	8,8	0,0	10,1	12,8	6,4	0,0	14,5	12,3	4,3	0,0	18,4	16,4	7,4	0,0
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		3,5	3,4	3,0	3,0	3,8	3,7	3,6	3,3	4,1	3,9	3,6	3,4	4,0	4,0	3,7	3,4	3,8	3,9	3,8	3,6
Erneuerbare Energien		26,5	29,0	27,7	29,3	29,0	31,9	33,5	32,5	31,4	33,6	34,0	33,2	29,9	34,4	34,4	33,3	29,0	33,9	35,4	34,7
Biomasse		20,9	21,8	19,9	20,2	22,8	24,1	24,1	22,4	24,8	25,3	24,4	22,9	23,6	25,9	24,7	23,0	22,9	25,6	25,4	23,9
Geothermie		2,4	4,0	5,0	6,3	2,6	4,4	6,1	7,0	2,8	4,7	6,2	7,1	2,7	4,8	6,3	7,2	2,6	4,7	6,4	7,4
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		3,2	3,1	2,8	2,8	3,5	3,4	3,4	3,2	3,8	3,6	3,4	3,2	3,6	3,7	3,5	3,2	3,5	3,6	3,6	3,4
Insgesamt		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB

2) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-11: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern 2008-2050, in GW (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008[1)]	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttoleistung, Absolutwerte in GW																					
Kernkraft 2)	20,4	6,7	0,0	0,0	0,0	12,1	4,0	0,0	0,0	20,4	12,1	0,0	0,0	20,4	20,4	8,0	0,0	20,4	20,4	15,6	2,6
Steinkohle	30,7	28,5	18,0	17,9	10,9	24,0	17,9	18,4	15,1	21,3	18,2	18,9	14,8	19,6	18,2	19,1	14,8	19,2	17,8	18,6	14,0
CCS	0,0	0,0	0,0	2,5	4,9	0,0	1,5	4,6	10,7	0,0	1,8	5,1	10,4	0,0	1,8	5,3	10,4	0,0	1,5	5,0	9,7
Braunkohle	22,4	21,4	11,8	7,9	7,9	21,4	11,8	6,2	0,7	21,2	11,7	6,6	0,7	21,0	11,4	6,3	0,7	21,0	11,4	6,2	0,6
CCS	0,0	0,0	0,0	1,0	7,0	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,5	0,6	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,3	0,5
Erdgas	25,7	24,4	45,7	44,5	41,5	22,4	36,7	25,7	20,1	16,3	26,5	27,4	22,0	16,0	18,6	21,8	22,5	16,6	19,1	16,7	22,1
Heizöl	6,7	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0
Pumpspeicher 3)	7,5	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
andere Brennstoffe 4)	3,2	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4
Erneuerbare Energien	39,1	87,6	97,5	103,1	106,4	90,0	101,2	108,9	113,9	90,0	101,6	110,8	117,6	90,0	101,6	110,8	117,6	87,6	97,5	103,1	106,4
Lauf und Speicherwasser	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Wind onshore	23,9	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4
Wind offshore	0,0	7,6	12,6	15,2	17	10,1	16,3	21,0	24,5	10,1	16,7	23,0	28,25	10,1	16,7	23,0	28,25	7,6	12,6	15,2	17,0
Biomasse	3,5	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0
Photovoltaik	6,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0
Geothermie	0,0	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	1,2	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7
Insgesamt	156,3	180,5	185,0	185,4	178,8	181,9	183,7	171,1	161,9	181,2	182,1	175,7	167,3	179,0	182,3	178,0	167,8	176,7	178,3	172,2	157,9
Bruttoleistung, Struktur in %																					
Kernkraft 2)	13,0	3,7	0,0	0,0	0,0	6,7	2,2	0,0	0,0	11,3	6,6	0,0	0,0	11,4	11,2	4,5	0,0	11,6	11,5	9,0	1,7
Steinkohle	19,7	15,8	9,7	9,6	6,1	13,2	9,8	10,7	9,3	11,7	10,0	10,8	8,9	10,9	10,0	10,7	8,8	10,9	10,0	10,8	8,9
CCS	0,0	0,0	0,0	1,3	2,7	0,0	0,8	2,7	6,6	0,0	1,0	2,9	6,2	0,0	1,0	3,0	6,2	0,0	0,8	2,9	6,2
Braunkohle	14,3	11,9	6,4	4,3	4,4	11,8	6,4	3,6	0,4	11,7	6,4	3,7	0,4	11,7	6,3	3,5	0,4	11,9	6,4	3,6	0,4
CCS	0,0	0,0	0,0	0,5	3,9	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3
Erdgas	16,4	13,5	24,7	24,0	23,2	12,3	20,0	15,0	12,4	9,0	14,6	15,6	13,2	9,0	10,2	12,3	13,4	9,4	10,7	9,7	14,0
Heizöl	4,3	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0
Pumpspeicher 3)	4,8	4,3	4,2	4,2	4,3	4,3	4,2	4,5	4,8	4,3	4,2	4,4	4,6	4,3	4,2	4,3	4,6	4,4	4,3	4,5	4,9
andere Brennstoffe 4)	2,0	2,0	2,1	2,2	2,5	1,9	2,1	2,4	2,7	2,0	2,1	2,3	2,6	2,0	2,1	2,3	2,6	2,0	2,2	2,4	2,8
Erneuerbare Energien	25,0	48,5	52,7	55,6	59,5	49,5	55,1	63,6	70,3	49,7	55,8	63,1	70,3	50,3	55,8	62,3	70,1	49,5	54,7	59,9	67,4
Lauf und Speicherwasser	3,3	3,1	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,3	3,5	3,1	3,1	3,2	3,4	3,1	3,1	3,2	3,3	3,2	3,1	3,3	3,6
Wind onshore	15,3	18,5	18,2	19,0	20,3	18,3	18,4	20,6	22,5	18,4	18,5	20,1	21,7	18,6	18,5	19,8	21,7	18,9	18,9	20,5	23,0
Wind offshore	0,0	4,2	6,8	8,2	9,5	5,5	8,9	12,3	15,1	5,6	9,2	13,1	16,9	5,6	9,2	12,9	16,8	4,3	7,1	8,8	10,8
Biomasse	2,2	3,2	3,3	3,2	3,4	3,1	3,3	3,5	3,7	3,2	3,3	3,4	3,6	3,2	3,3	3,4	3,6	3,2	3,4	3,5	3,8
Photovoltaik	3,8	18,5	20,3	20,9	21,8	18,3	20,4	22,7	24,1	18,4	20,6	22,1	23,3	18,6	20,6	21,8	23,2	18,9	21,0	22,5	24,7
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,5	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,5
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1

1) Basierend auf BDEW Kraftwerksstatistik bzw. BMU EE in Zahlen

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

4) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB

5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-11: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern 2008-2050, in GW (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008[1)]	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Bruttoleistung, Absolutwerte in GW																					
Kernkraft 2)	20,4	6,7	0,0	0,0	0,0	12,1	0,0	0,0	0,0	17,5	9,0	0,0	0,0	12,4	11,1	6,7	0,0	9,2	6,6	5,3	0,0
Steinkohle	30,7	28,5	18,0	17,9	10,9	23,1	18,1	18,5	15,2	22,7	18,3	18,8	14,8	24,9	18,0	18,8	14,8	25,3	17,7	18,0	14,1
CCS	0,0	0,0	0,0	2,5	4,9	0,0	1,6	4,7	10,6	0,0	1,9	5,0	10,4	0,0	1,6	4,9	10,3	0,0	1,3	4,2	9,6
Braunkohle	22,4	21,4	11,8	7,9	7,9	21,4	11,8	6,2	0,7	21,4	11,8	6,7	0,7	21,4	11,8	6,7	0,7	21,4	11,8	6,7	0,6
CCS	0,0	0,0	0,0	1,0	7,0	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,4	0,5
Erdgas	25,7	24,4	45,7	44,5	41,5	22,6	36,3	25,8	20,3	17,2	29,3	26,9	22,3	19,0	27,5	22,7	21,5	20,9	30,7	23,5	24,2
Heizöl	6,7	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0
Pumpspeicher 3)	7,5	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
andere Brennstoffe 4)	3,2	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4	3,5	3,8	4,1	4,4
Erneuerbare Energien	39,1	87,6	97,5	103,1	106,4	90,0	101,2	108,9	113,9	90,0	101,6	110,8	117,6	90,0	101,6	110,8	117,6	87,6	97,5	103,1	106,4
Lauf und Speicherwasser	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Wind onshore	23,9	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4	33,3	33,7	35,2	36,4
Wind offshore	0,0	7,6	12,6	15,2	17,0	10,1	16,3	21,0	24,5	10,1	16,7	23,0	28,3	10,1	16,7	23,0	28,3	7,6	12,6	15,2	17,0
Biomasse	3,5	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0	5,7	6,0	6,0	6,0
Photovoltaik	6,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0	33,3	37,5	38,8	39,0
Geothermie	0,0	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7	0,3	0,4	0,6	0,7
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	1,2	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7
Insgesamt	156,3	180,5	185,0	185,4	178,8	181,1	179,5	171,4	162,2	180,8	182,1	175,3	167,6	179,7	182,1	177,6	166,8	176,4	176,3	168,5	157,4
Bruttoleistung, Struktur in %																					
Kernkraft 2)	13,0	3,7	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	9,7	4,9	0,0	0,0	6,9	6,1	3,8	0,0	5,2	3,7	3,2	0,0
Steinkohle	19,7	15,8	9,7	9,6	6,1	12,7	10,1	10,8	9,4	12,6	10,1	10,7	8,9	13,9	9,9	10,6	8,9	14,4	10,0	10,7	8,9
CCS	0,0	0,0	0,0	1,3	2,7	0,0	0,9	2,7	6,6	0,0	1,0	2,9	6,2	0,0	0,9	2,8	6,2	0,0	0,7	2,5	6,1
Braunkohle	14,3	11,9	6,4	4,3	4,4	11,8	6,6	3,6	0,4	11,8	6,5	3,8	0,4	11,9	6,5	3,8	0,4	12,1	6,7	4,0	0,4
CCS	0,0	0,0	0,0	0,5	3,9	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3
Erdgas	16,4	13,5	24,7	24,0	23,2	12,5	20,2	15,1	12,5	9,5	16,1	15,4	13,3	10,6	15,1	12,8	12,9	11,8	17,4	13,9	15,4
Heizöl	4,3	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0
Pumpspeicher 3)	4,8	4,3	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,5	4,8	4,3	4,2	4,4	4,6	4,3	4,2	4,4	4,6	4,4	4,4	4,6	4,9
andere Brennstoffe 4)	2,0	2,0	2,1	2,2	2,5	2,0	2,1	2,4	2,7	2,0	2,1	2,4	2,6	2,0	2,1	2,3	2,6	2,0	2,2	2,4	2,8
Erneuerbare Energien	25,0	48,5	52,7	55,6	59,5	49,7	56,4	63,5	70,2	49,8	55,8	63,2	70,2	50,1	55,8	62,4	70,5	49,7	55,3	61,2	67,6
Lauf und Speicherwasser	3,3	3,1	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,3	3,5	3,1	3,1	3,2	3,3	3,1	3,1	3,2	3,4	3,2	3,2	3,3	3,6
Wind onshore	15,3	18,5	18,2	19,0	20,3	18,4	18,8	20,6	22,4	18,4	18,5	20,1	21,7	18,6	18,5	19,8	21,8	18,9	19,1	20,9	23,1
Wind offshore	0,0	4,2	6,8	8,2	9,5	5,6	9,1	12,3	15,1	5,6	9,2	13,1	16,9	5,6	9,2	12,9	16,9	4,3	7,2	9,0	10,8
Biomasse	2,2	3,2	3,3	3,2	3,4	3,2	3,4	3,5	3,7	3,2	3,3	3,4	3,6	3,2	3,3	3,4	3,6	3,2	3,4	3,6	3,8
Photovoltaik	3,8	18,5	20,3	20,9	21,8	18,4	20,9	22,6	24,0	18,4	20,6	22,1	23,3	18,6	20,6	21,8	23,4	18,9	21,3	23,0	24,8
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,5	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,5
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1

1) Basierend auf BDEW Kraftwerksstatistik bzw. BMU EE in Zahlen

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3) inklusive Vianden (Luxemburg)

4) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB

5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A 1-12: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern 2008-2050 (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche Jahresvolllaststunden 1)																					
Kernkraft 2)	7289	7359	0	0	0	7321	0	0	0	7279	6936	0	0	7297	6736	6151	0	7300	6857	6112	3353
Steinkohle	4547	4326	4999	5259	6473	3439	4123	3547	4863	3386	3419	3744	4801	3558	2962	3665	4853	3695	2943	3494	4925
CCS	0	0	0	6684	6107	0	6826	6212	6324	0	6779	6372	6259	0	6864	6371	6282	0	6874	6468	6225
Braunkohle	6814	6900	6594	6244	7221	6323	5645	3070	5488	5849	4072	2964	5289	5976	2957	2951	4964	6030	3283	2843	5793
CCS	0	0	0	7383	7240	0	0	7053	6285	0	0	7032	6035	0	0	6922	6203	0	0	6747	6202
Erdgas	3183	1673	1805	2167	1666	1849	1605	954	0	901	1111	643	0	977	618	481	0	1205	726	305	0
Pumpspeicher	828	885	1007	1179	1102	894	816	1080	1028	989	1018	1159	964	1029	1165	1141	1007	1006	1102	1090	1283
Erneuerbare Energien																					
Lauf- und Speicherwasser	3908	4471	4471	4471	4470	4471	4471	4468	4345	4471	4471	4468	4376	4471	4471	4469	4361	4471	4471	4470	4456
Wind onshore	1690	2040	2165	2185	2184	2040	2165	2100	1529	2040	2165	2097	1548	2040	2165	2126	1600	2040	2165	2174	1962
Wind offshore	0	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000
Biomasse	5846	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817
Photovoltaik	739	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000
Geothermie	2727	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818

1) inklusive Auslastung durch KWK-Wärmeauskopplung außer bei Geothermie und Biomasse

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

Tabelle A 1-12: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern 2008-2050 (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche Jahresvolllaststunden 1)																					
Kernkraft 2)	7289	7359	0	0	0	7324	0	0	0	7300	6956	0	0	7326	6978	5846	0	7342	7028	6424	0
Steinkohle	4547	4326	4999	5259	6473	3621	4198	3552	4857	3377	3755	3626	4816	3569	3627	3584	4809	3840	3900	3462	4709
CCS	0	0	0	6684	6107	0	6826	6212	6324	0	6779	6372	6259	0	6864	6371	6282	0	6874	6468	6225
Braunkohle	6814	6900	6594	6244	7221	6208	5567	2986	5493	6118	4723	2802	5382	6372	4300	2564	5265	6512	5091	2584	5418
CCS	0	0	0	7383	7240	0	0	7056	6288	0	0	7048	6217	0	0	6896	6184	0	0	7060	6105
Erdgas	3183	1673	1805	2167	1666	1614	1584	930	0	1148	1244	705	0	1601	1162	488	0	1945	1435	804	0
Pumpspeicher	828	885	1007	1179	1102	909	874	1294	1168	979	990	1227	949	871	1013	1402	1024	782	837	1332	1228
Erneuerbare Energien																					
Lauf- und Speicherwasser	3908	4471	4471	4471	4470	4471	4471	4468	4377	4471	4471	4467	4339	4471	4471	4470	4419	4471	4471	4469	4395
Wind onshore	1690	2040	2165	2185	2184	2040	2165	2108	1713	2040	2165	2072	1646	2040	2165	2145	1398	2040	2165	2156	1869
Wind offshore	0	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000	3400	3800	3950	4000
Biomasse	5846	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817	6468	6651	6817	6817
Photovoltaik	739	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000	930	960	980	1000
Geothermie	2727	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818	6818

1) inklusive Auslastung durch KWK-Wärmeauskopplung außer bei Geothermie und Biomasse

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

Tabelle A 1-13: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.502,1	2.277,9	2.134,7	2.027,5	1.886,1	2.187,3	1.858,5	1.563,3	1.265,5	2.208,5	1.935,3	1.675,1	1.382,2	2.208,5	1.935,3	1.675,1	1.382,2	2.187,3	1.858,8	1.564,6	1.269,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.404,1	1.244,8	1.126,0	1.028,4	912,9	1.146,5	934,6	838,1	781,4	1.144,4	927,6	810,8	735,9	1.144,4	930,5	811,3	735,7	1.130,5	872,1	778,8	734,4
Industrie	2.645,4	2.334,2	2.196,1	2.148,6	2.157,7	2.322,9	2.048,0	1.817,6	1.668,2	2.288,7	1.997,2	1.762,5	1.631,4	2.290,8	1.998,9	1.763,7	1.629,3	2.289,1	1.998,2	1.766,9	1.641,7
Verkehr	2.575,2	2.495,1	2.339,1	2.152,2	1.940,5	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.511,7	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.520,2	2.422,6	2.160,1	1.846,0	1.520,6	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.511,7
Steinkohle	375,4	262,6	216,3	195,1	186,4	254,8	195,1	138,9	112,3	253,1	184,2	128,3	103,0	253,1	183,9	128,2	102,7	253,0	182,7	126,8	101,7
Braunkohle	82,5	57,3	44,1	36,6	32,0	54,9	38,0	26,6	19,0	54,9	36,9	25,7	18,4	54,9	36,9	25,7	18,4	54,8	36,4	25,0	17,6
Mineralölprodukte	3.593,0	3.083,6	2.634,9	2.192,0	1.841,6	2.905,4	1.971,6	1.162,8	626,1	2.905,1	1.957,1	1.133,6	621,3	2.915,9	1.948,8	1.133,8	621,1	2.892,9	1.916,9	1.102,5	586,9
Heizöl leicht	962,2	721,4	563,2	446,6	360,6	660,6	365,2	168,5	82,5	664,7	370,2	164,1	79,3	664,7	369,5	163,4	79,1	653,2	333,8	138,5	63,6
Heizöl schwer	71,8	44,8	31,3	24,5	21,6	53,2	45,7	28,5	18,2	49,6	30,2	8,8	7,1	49,6	30,2	8,8	7,1	49,6	30,2	8,8	7,1
Benzin aus Mineralöl	869,4	479,6	325,7	271,9	251,1	479,0	280,2	155,7	43,3	479,0	280,2	155,6	48,2	479,0	276,1	155,6	48,2	479,0	280,0	155,2	42,6
Diesel aus Mineralöl	1.215,5	1.340,7	1.228,4	1.032,0	823,5	1.226,8	811,4	429,8	150,5	1.226,8	811,2	429,3	156,8	1.237,5	807,7	430,2	156,8	1.226,8	809,8	426,1	145,4
Flugtreibstoff	381,3	392,8	374,7	369,4	358,4	384,1	363,6	340,6	314,9	384,1	363,6	340,6	314,8	384,1	363,6	340,6	314,8	384,1	363,6	340,5	314,7
übrige Mineralölprodukte	92,7	104,4	111,7	47,6	26,3	101,8	105,5	39,6	16,8	100,9	101,7	35,2	15,1	100,9	101,7	35,2	15,1	100,3	99,6	33,4	13,7
Gase	2.173,8	1.893,5	1.661,8	1.477,2	1.285,3	1.777,4	1.420,5	1.155,8	949,2	1.780,9	1.432,8	1.166,4	944,2	1.781,0	1.434,2	1.165,9	944,1	1.761,3	1.363,5	1.093,0	874,4
Erdgas, übrige Naturgase	2.079,3	1.819,5	1.603,3	1.429,0	1.244,3	1.705,0	1.363,0	1.107,0	907,8	1.709,4	1.377,8	1.120,5	906,0	1.709,4	1.379,2	1.120,0	905,9	1.689,7	1.308,5	1.047,1	836,2
übrige Gase	94,5	74,0	58,4	48,2	40,9	72,5	57,5	48,8	41,4	71,6	55,0	45,9	38,2	71,6	55,0	45,9	38,2	71,6	55,0	45,9	38,2
Nichterneuerbarer Abfall	39,0	46,6	54,4	58,6	59,7	49,7	49,9	49,2	48,4	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,8
Strom	1.885,6	1.781,8	1.758,4	1.784,8	1.787,6	1.741,0	1.618,8	1.535,6	1.447,4	1.744,5	1.656,2	1.594,1	1.517,2	1.746,6	1.660,3	1.597,3	1.515,4	1.744,1	1.655,3	1.590,8	1.519,7
darunter aus Erneuerbaren Energien	303,0	642,7	821,4	882,4	973,8	669,0	873,9	1.060,3	1.171,6	667,9	842,0	1.081,0	1.175,6	667,4	814,5	1.011,0	1.174,9	640,6	775,2	899,4	1.120,2
Fernwärme	462,0	444,7	421,7	389,7	355,7	420,7	340,9	257,4	185,7	409,6	336,7	262,0	196,5	409,6	336,7	262,0	196,5	403,3	310,9	230,9	172,1
darunter aus Erneuerbaren Energien	43,4	111,4	136,6	139,1	152,1	110,9	124,0	126,0	117,7	115,6	126,0	127,2	120,4	115,7	129,5	127,5	120,1	113,9	124,6	121,4	114,1
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Erneuerbare Energien	515,5	781,9	1.004,1	1.220,2	1.337,0	862,8	1.355,0	1.735,1	1.824,0	854,1	1.352,7	1.727,9	1.802,6	855,8	1.371,7	1.729,2	1.802,9	858,3	1.359,9	1.731,0	1.818,5
Biomassen	493,9	692,6	835,1	977,0	1.043,5	751,1	1.123,4	1.411,8	1.464,2	747,4	1.130,7	1.423,9	1.476,7	749,1	1.149,7	1.425,2	1.477,0	748,0	1.129,9	1.416,3	1.467,8
Biomassen fest	326,3	433,9	518,2	581,2	604,7	456,5	528,3	573,6	566,0	452,8	532,4	580,4	567,8	452,8	531,7	580,4	567,8	453,9	533,9	578,7	573,0
Biokraftstoffe	138,4	210,6	240,8	296,7	333,0	243,1	524,2	755,1	820,0	243,1	524,2	754,9	825,4	244,9	544,0	756,2	825,7	243,1	523,7	752,8	815,1
Biogas	29,3	48,1	76,0	99,1	105,7	51,5	70,9	83,1	78,1	51,4	74,1	88,6	83,5	51,4	74,1	88,6	83,5	51,0	72,4	84,9	79,7
Solarthermie	13,8	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umweltwärme	7,8	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,8	110,9	115,1
Endenergieverbrauch insgesamt	**9.126,7**	**8.352,0**	**7.795,8**	**7.356,7**	**6.897,2**	**8.066,8**	**6.989,8**	**6.062,8**	**5.226,8**	**8.051,6**	**7.008,8**	**6.092,1**	**5.269,6**	**8.066,2**	**7.024,8**	**6.096,1**	**5.267,7**	**8.017,0**	**6.877,8**	**5.954,1**	**5.157,6**
Anteil Erneuerbare Energien am EEV	5,6%	9,4%	12,9%	16,6%	19,4%	10,7%	19,4%	28,6%	34,9%	10,6%	19,3%	28,4%	34,2%	10,6%	19,5%	28,4%	34,2%	10,7%	19,8%	29,1%	35,3%
Ern. Energien inkl. Anteile Strom u. Fernw.	861,9	1536,1	1962,1	2241,8	2462,9	1642,7	2352,9	2921,4	3113,3	1637,6	2320,7	2936,2	3098,6	1639,0	2315,7	2867,6	3097,9	1612,8	2259,6	2751,8	3052,8
Anteil EE inkl. Strom / FW am EEV	9,4%	18,4%	25,2%	30,5%	35,7%	20,4%	33,7%	48,2%	59,6%	20,3%	33,1%	48,2%	58,8%	20,3%	33,0%	47,0%	58,8%	20,1%	32,9%	46,2%	59,2%
Bruttoendenergieverbrauch	9409,7	8570,3	7988,4	7538,6	7056,5	8266,3	7154,1	6180,2	5312,6	8234,4	7153,1	6209,1	5356,4	8249,1	7156,3	6210,0	5354,7	8201,6	7008,9	6062,0	5242,5
Anteil Erneuerb. Energien am BEEV	9,5%	18,7%	24,8%	30,2%	34,9%	20,8%	33,2%	46,6%	56,5%	20,8%	33,2%	46,2%	55,5%	20,8%	33,5%	46,3%	55,7%	20,5%	33,2%	45,7%	54,9%

Tabelle A 1-13: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	2.502,1	2.277,9	2.134,7	2.027,5	1.886,1	2.187,3	1.858,5	1.563,3	1.265,5	2.208,5	1.935,3	1.675,1	1.382,2	2.208,5	1.935,3	1.675,1	1.382,2	2.187,3	1.858,8	1.564,6	1.269,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.404,1	1.244,8	1.126,0	1.028,4	912,9	1.147,8	935,2	838,4	781,4	1.144,2	926,8	810,6	735,9	1.143,2	927,7	812,1	735,7	1.128,6	867,5	776,7	734,4
Industrie	2.645,4	2.334,2	2.196,1	2.148,6	2.157,7	2.309,2	2.045,9	1.815,7	1.662,9	2.277,5	1.995,3	1.763,9	1.627,5	2.287,0	1.995,2	1.763,8	1.630,1	2.275,5	1.983,2	1.756,0	1.630,9
Verkehr	2.575,2	2.495,1	2.339,1	2.152,2	1.940,5	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.511,7	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.520,2	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.520,2	2.410,1	2.148,6	1.843,8	1.511,7
Steinkohle	375,4	262,6	216,3	195,1	186,4	254,2	194,7	138,5	112,1	253,1	184,3	128,3	103,0	253,3	184,3	128,2	103,0	252,7	182,7	126,4	98,3
Braunkohle	82,5	57,3	44,1	36,6	32,0	54,9	38,0	26,6	19,0	54,9	36,9	25,7	18,4	54,9	36,9	25,7	18,4	54,7	36,3	24,8	17,1
Mineralölprodukte	3.593,0	3.083,6	2.634,9	2.192,0	1.841,6	2.905,5	1.971,6	1.162,8	626,1	2.905,1	1.957,2	1.133,7	621,3	2.905,1	1.956,4	1.132,9	621,1	2.897,2	1.929,5	1.115,0	586,9
Heizöl leicht	962,2	721,4	563,2	446,6	360,6	660,6	365,2	168,5	82,5	664,7	370,3	164,1	79,3	664,7	369,6	163,4	79,1	655,1	339,5	144,4	63,6
Heizöl schwer	71,8	44,8	31,3	24,5	21,6	53,2	45,7	28,5	18,2	49,6	30,3	8,8	7,1	49,6	30,2	8,8	7,1	51,4	35,5	14,0	7,1
Benzin aus Mineralöl	869,4	479,6	325,7	271,9	251,1	479,0	280,2	155,7	43,3	479,0	280,2	155,6	48,2	479,0	280,2	155,6	48,2	479,0	280,0	155,2	42,6
Diesel aus Mineralöl	1.215,5	1.340,7	1.228,4	1.032,0	823,5	1.226,8	811,4	429,8	150,5	1.226,8	811,2	429,3	156,8	1.226,8	811,2	429,3	156,8	1.226,8	809,9	426,2	145,4
Flugtreibstoff	381,3	392,8	374,7	369,4	358,4	384,1	363,6	340,6	314,9	384,1	363,6	340,6	314,8	384,1	363,6	340,6	314,8	384,1	363,6	340,5	314,7
übrige Mineralölprodukte	92,7	104,4	111,7	47,6	26,3	101,8	105,5	39,6	16,8	100,9	101,6	35,2	15,1	100,9	101,6	35,2	15,1	100,8	101,2	34,9	13,7
Gase	2.173,8	1.893,5	1.661,8	1.477,2	1.285,3	1.778,7	1.421,0	1.156,1	949,2	1.780,8	1.432,0	1.166,3	944,2	1.779,8	1.431,5	1.166,7	944,2	1.758,4	1.358,4	1.081,4	863,1
Erdgas, übrige Naturgase	2.079,3	1.819,5	1.603,3	1.429,0	1.244,3	1.706,2	1.363,5	1.107,4	907,8	1.709,2	1.377,0	1.120,4	906,0	1.708,2	1.376,5	1.120,8	906,0	1.686,9	1.303,4	1.036,3	825,6
übrige Gase	94,5	74,0	58,4	48,2	40,9	72,5	57,5	48,8	41,4	71,6	55,0	45,9	38,2	71,6	55,0	45,9	38,2	71,5	55,0	45,2	37,5
Nichterneuerbarer Abfall	39,0	46,6	54,4	58,6	59,7	49,7	49,9	49,2	48,4	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,6	50,7	53,4	53,6	52,7
Strom	1.885,6	1.781,8	1.758,4	1.784,8	1.787,6	1.727,9	1.617,1	1.534,1	1.442,3	1.733,3	1.654,1	1.595,5	1.513,2	1.742,6	1.656,2	1.597,2	1.515,9	1.718,2	1.619,2	1.571,7	1.523,5
darunter aus Erneuerbaren Energien	303,0	642,7	821,4	882,4	973,8	668,4	867,6	1.031,8	1.113,4	667,7	844,3	1.081,3	1.179,6	669,4	839,1	1.028,9	1.168,7	642,7	808,1	972,3	1.142,0
Fernwärme	462,0	444,7	421,7	389,7	355,7	420,7	340,9	257,4	185,7	409,6	336,7	262,0	196,5	409,6	336,7	262,0	196,5	405,4	313,0	232,0	168,4
darunter aus Erneuerbaren Energien	43,4	111,4	136,6	139,1	152,1	111,4	123,8	126,4	117,7	113,8	124,9	127,4	120,4	111,6	125,8	126,5	120,4	108,8	120,5	120,9	113,1
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Erneuerbare Energien	515,5	781,9	1.004,1	1.220,2	1.337,0	862,8	1.355,0	1.735,1	1.824,0	854,1	1.352,7	1.727,9	1.802,6	854,1	1.352,7	1.727,9	1.802,7	864,1	1.365,5	1.734,7	1.821,9
Biomassen	493,9	692,6	835,1	977,0	1.043,5	751,1	1.123,4	1.411,8	1.464,2	747,4	1.130,7	1.423,9	1.476,7	747,4	1.130,8	1.423,9	1.476,7	753,7	1.135,4	1.419,9	1.471,0
Biomassen fest	326,3	433,9	518,2	581,2	604,7	456,5	528,3	573,6	566,0	452,8	532,4	580,4	567,8	452,8	532,4	580,4	567,8	458,4	538,3	581,5	575,5
Biokraftstoffe	138,4	210,6	240,8	296,7	333,0	243,1	524,2	755,1	820,0	243,1	524,2	754,9	825,4	243,1	524,2	754,9	825,4	243,1	523,7	752,8	815,1
Biogas	29,3	48,1	76,0	99,1	105,7	51,5	70,9	83,1	78,1	51,4	74,1	88,6	83,5	51,4	74,1	88,6	83,5	52,1	73,5	85,6	80,4
Solarthermie	13,8	50,6	101,9	146,4	175,6	65,4	144,4	209,6	241,9	63,6	137,2	190,0	208,1	63,6	137,2	190,0	208,1	64,5	143,2	203,7	235,7
Umweltwärme	7,8	38,7	67,1	96,8	117,9	46,3	87,2	113,6	117,8	43,2	84,8	114,0	117,9	43,2	84,8	114,0	117,9	45,8	86,9	111,0	115,2
Endenergieverbrauch insgesamt	**9.126,7**	**8.352,0**	**7.795,8**	**7.356,7**	**6.897,2**	**8.054,4**	**6.988,2**	**6.061,2**	**5.221,5**	**8.040,3**	**7.006,0**	**6.093,4**	**5.265,7**	**8.048,7**	**7.006,8**	**6.094,8**	**5.268,2**	**8.001,4**	**6.858,1**	**5.941,1**	**5.146,8**
Anteil Erneuerbare Energien am EEV	5,6%	9,4%	12,9%	16,6%	19,4%	10,7%	19,4%	28,6%	34,9%	10,6%	19,3%	28,4%	34,2%	10,6%	19,3%	28,4%	34,2%	10,8%	19,9%	29,2%	35,4%
Ern. Energien inkl. Anteile Strom u. Fernw.	861,9	1536,1	1962,1	2241,8	2462,9	1642,7	2346,4	2893,2	3055,1	1635,6	2321,8	2936,6	3102,6	1635,1	2317,7	2883,3	3091,8	1615,5	2294,1	2827,8	3076,9
Anteil EE inkl. Strom / FW am EEV	9,4%	18,4%	25,2%	30,5%	35,7%	20,4%	33,6%	47,7%	58,5%	20,3%	33,1%	48,2%	58,9%	20,3%	33,1%	47,3%	58,7%	20,2%	33,5%	47,6%	59,8%
Bruttoendenergieverbrauch	9409,7	8570,3	7988,4	7538,6	7056,5	8251,7	7152,5	6178,4	5307,4	8228,5	7157,3	6210,0	5352,5	8246,0	7154,2	6208,0	5354,9	8205,4	7012,1	6053,7	5230,5
Anteil Erneuerb. Energien am BEEV	9,5%	18,7%	24,8%	30,2%	34,9%	20,8%	33,2%	46,2%	55,8%	20,8%	33,2%	46,2%	55,8%	20,7%	33,2%	46,3%	55,2%	20,5%	33,2%	45,7%	54,8%

Tabelle A 1-14: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	331,3	242,9	200,3	182,2	176,0	236,9	183,7	131,4	106,6	235,1	172,3	120,0	96,5	235,1	172,0	119,9	96,2	235,6	172,5	120,0	96,3
Braunkohle	64,5	45,2	33,8	27,6	24,2	43,5	30,8	21,7	15,5	43,4	29,1	20,0	14,1	43,4	29,2	20,0	14,1	43,4	29,2	20,1	14,1
Mineralölprodukte	167,7	105,9	74,9	59,5	53,2	126,0	109,8	69,4	44,9	117,5	72,5	21,4	17,4	117,5	72,5	21,4	17,4	117,5	72,5	21,4	17,4
Heizöl leicht	67,8	45,3	33,5	27,8	25,9	53,9	49,2	32,4	21,9	50,3	32,5	10,0	8,5	50,3	32,4	10,0	8,5	50,3	32,5	10,0	8,5
Heizöl schwer	71,6	44,6	31,1	24,4	21,6	53,0	45,7	28,5	18,2	49,4	30,2	8,8	7,1	49,4	30,1	8,8	7,1	49,4	30,2	8,8	7,1
Flüssiggas	13,0	8,8	6,6	5,6	5,2	10,5	9,7	6,5	4,4	9,8	6,4	2,0	1,7	9,8	6,4	2,0	1,7	9,8	6,4	2,0	1,7
übrige Mineralölprodukte	15,3	7,2	3,6	1,7	0,4	8,5	5,2	1,9	0,4	7,9	3,5	0,6	0,1	7,9	3,5	0,6	0,1	7,9	3,5	0,6	0,1
Gase	888,9	783,1	685,2	635,5	627,0	768,7	681,6	656,6	643,2	758,8	652,5	617,5	594,1	758,8	652,5	617,5	594,1	758,8	652,5	617,5	594,1
Erdgas, übrige Naturgase	794,4	709,1	626,7	587,2	586,0	696,2	624,2	607,8	601,8	687,3	597,5	571,6	555,9	687,3	597,5	571,6	555,9	687,3	597,5	571,6	555,9
Gichtgas	64,1	50,2	39,6	32,7	27,8	49,2	39,0	33,1	28,1	48,5	37,3	31,1	25,9	48,5	37,3	31,1	25,9	48,5	37,3	31,1	25,9
Kokereigas	28,6	22,4	17,7	14,6	12,4	21,9	17,4	14,8	12,5	21,7	16,6	13,9	11,6	21,7	16,6	13,9	11,6	21,7	16,6	13,9	11,6
Grubengas	1,8	1,4	1,1	0,9	0,8	1,4	1,1	0,9	0,8	1,4	1,0	0,9	0,7	1,4	1,0	0,9	0,7	1,4	1,0	0,9	0,7
Nichterneuerbarer Abfall	39,0	46,6	54,4	58,6	59,7	49,7	49,9	49,2	48,4	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,8
Strom	841,0	757,8	753,9	773,9	799,6	738,7	648,0	572,6	518,8	740,4	681,8	615,5	568,4	742,6	683,8	617,0	566,6	740,4	682,4	619,9	576,7
darunter aus Erneuerbaren Energien	135,1	273,3	352,2	382,6	435,6	283,8	349,8	395,4	419,9	283,5	346,6	417,4	440,4	283,8	335,4	390,5	439,3	271,9	319,6	350,5	425,1
Fernwärme	166,0	175,2	185,0	185,9	187,8	169,7	153,8	128,5	105,2	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9
darunter aus Erneuerbaren Energien	15,6	43,9	59,9	66,4	80,3	44,7	56,0	62,9	66,7	44,0	51,7	54,9	56,3	44,1	53,1	55,0	56,2	44,1	55,3	59,5	60,9
Erneuerbare Energien	147,1	177,5	208,6	225,5	230,3	189,8	190,4	188,3	185,7	188,1	198,9	202,1	197,5	188,1	198,9	202,1	197,5	188,1	198,9	202,3	199,5
Biomassen	146,9	175,2	203,8	218,1	220,4	187,3	186,1	182,1	177,8	185,6	194,3	195,5	189,0	185,6	194,3	195,5	189,0	185,6	194,3	195,6	191,0
Biomassen - fest	118,3	140,6	163,2	174,4	175,9	150,3	149,1	145,7	142,1	149,0	155,7	156,3	150,6	149,0	155,7	156,3	150,6	149,0	155,7	156,5	152,6
Biogas	28,7	34,6	40,5	43,7	44,5	37,0	37,0	36,4	35,7	36,6	38,6	39,1	38,4	36,6	38,6	39,1	38,4	36,6	38,6	39,1	38,4
Umweltwärme	0,2	2,3	4,8	7,4	9,8	2,5	4,4	6,2	7,9	2,4	4,6	6,6	8,5	2,4	4,6	6,6	8,5	2,4	4,6	6,6	8,5
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.645,4**	**2.334,2**	**2.196,1**	**2.148,6**	**2.157,7**	**2.322,9**	**2.048,0**	**1.817,6**	**1.668,2**	**2.288,7**	**1.997,2**	**1.762,5**	**1.631,4**	**2.290,8**	**1.998,9**	**1.763,7**	**1.629,3**	**2.289,1**	**1.998,2**	**1.766,9**	**1.641,7**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	297,8	494,7	620,7	674,5	746,2	518,4	596,2	646,6	672,3	515,6	597,2	674,5	694,2	515,9	587,5	647,6	692,9	504,1	573,8	612,2	685,5

Tabelle A 1-14: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	331,3	242,9	200,3	182,2	176,0	236,3	183,3	130,9	106,5	235,1	172,3	120,0	96,5	235,4	172,4	119,9	96,5	235,3	172,5	119,6	92,9
Braunkohle	64,5	45,2	33,8	27,6	24,2	43,5	30,8	21,7	15,5	43,4	29,1	20,0	14,1	43,3	29,2	20,0	14,1	43,3	29,1	19,9	13,6
Mineralölprodukte	167,7	105,9	74,9	59,5	53,2	126,0	109,8	69,4	44,9	117,5	72,6	21,4	17,4	117,5	72,5	21,4	17,4	121,9	85,2	33,9	17,4
Heizöl leicht	67,8	45,3	33,5	27,8	25,9	53,9	49,2	32,4	21,9	50,3	32,5	10,0	8,5	50,3	32,5	10,0	8,5	52,2	38,2	15,9	8,5
Heizöl schwer	71,6	44,6	31,1	24,4	21,6	53,0	45,7	28,5	18,2	49,4	30,2	8,8	7,1	49,4	30,2	8,8	7,1	51,3	35,5	13,9	7,1
Flüssiggas	13,0	8,8	6,6	5,6	5,2	10,5	9,7	6,5	4,4	9,8	6,4	2,0	1,7	9,8	6,4	2,0	1,7	10,2	7,5	3,2	1,7
übrige Mineralölprodukte	15,3	7,2	3,6	1,7	0,4	8,5	5,2	1,9	0,4	7,9	3,5	0,6	0,1	7,9	3,5	0,6	0,1	8,2	4,1	1,0	0,1
Gase	888,9	783,1	685,2	635,5	627,0	768,7	681,6	656,6	643,2	758,8	652,5	617,6	594,1	758,8	652,5	617,5	594,1	757,8	651,9	608,0	582,8
Erdgas, übrige Naturgase	794,4	709,1	626,7	587,2	586,0	696,2	624,2	607,8	601,8	687,3	597,5	571,7	555,9	687,3	597,5	571,6	555,9	686,3	596,9	562,8	545,3
Gichtgas	64,1	50,2	39,6	32,7	27,8	49,2	39,0	33,1	28,1	48,5	37,3	31,1	25,9	48,5	37,3	31,1	25,9	48,5	37,3	30,6	25,4
Kokereigas	28,6	22,4	17,7	14,6	12,4	21,9	17,4	14,8	12,5	21,7	16,6	13,9	11,6	21,7	16,6	13,9	11,6	21,6	16,6	13,7	11,3
Grubengas	1,8	1,4	1,1	0,9	0,8	1,4	1,1	0,9	0,8	1,4	1,0	0,9	0,7	1,4	1,0	0,9	0,7	1,4	1,0	0,9	0,7
Nichterneuerbarer Abfall	39,0	46,6	54,4	58,6	59,7	49,7	49,9	49,2	48,4	49,3	52,0	52,7	51,6	49,3	52,0	52,7	51,6	50,7	53,4	53,6	52,7
Strom	841,0	757,8	753,9	773,9	799,6	725,5	646,3	571,1	513,7	729,3	679,7	616,9	564,4	738,5	679,6	616,9	567,1	714,5	646,3	600,7	580,5
darunter aus Erneuerbaren Energien	135,1	273,3	352,2	382,6	435,6	280,7	346,7	384,1	396,6	280,9	346,9	418,1	440,0	283,7	344,3	397,4	437,2	267,3	322,5	371,6	435,2
Fernwärme	166,0	175,2	185,0	185,9	187,8	169,7	153,8	128,5	105,2	156,1	138,1	113,1	91,9	156,1	138,1	113,1	91,9	158,2	140,2	114,3	88,2
darunter aus Erneuerbaren Energien	15,6	43,9	59,9	66,4	80,3	44,9	55,8	63,1	66,7	43,4	51,2	55,0	56,3	42,5	51,6	54,6	56,3	42,4	54,0	59,5	59,2
Erneuerbare Energien	147,1	177,5	208,6	225,5	230,3	189,8	190,4	188,3	185,6	188,1	198,9	202,1	197,5	188,1	198,9	202,1	197,5	193,8	204,5	205,9	202,8
Biomassen	146,9	175,2	203,8	218,1	220,4	187,3	186,1	182,1	177,8	185,6	194,3	195,5	189,0	185,6	194,3	195,5	189,0	191,3	199,8	199,2	194,2
Biomassen - fest	118,3	140,6	163,2	174,4	175,9	150,3	149,1	145,7	142,1	149,0	155,7	156,3	150,6	149,0	155,7	156,3	150,6	153,6	160,1	159,3	155,2
Biogas	28,7	34,6	40,5	43,7	44,5	37,0	37,0	36,4	35,7	36,6	38,6	39,1	38,4	36,6	38,6	39,1	38,4	37,8	39,7	39,9	39,0
Umweltwärme	0,2	2,3	4,8	7,4	9,8	2,5	4,4	6,2	7,9	2,4	4,6	6,6	8,5	2,4	4,6	6,6	8,5	2,5	4,7	6,8	8,6
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.645,4**	**2.334,2**	**2.196,1**	**2.148,6**	**2.157,7**	**2.309,2**	**2.045,9**	**1.815,7**	**1.662,9**	**2.277,5**	**1.995,3**	**1.763,9**	**1.627,5**	**2.287,0**	**1.995,2**	**1.763,8**	**1.630,1**	**2.275,5**	**1.983,2**	**1.756,0**	**1.630,9**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	297,8	494,7	620,7	674,5	746,2	515,4	593,0	635,5	648,9	512,4	597,0	675,2	693,8	514,3	594,8	654,1	691,0	503,6	581,1	637,1	697,2

Tabelle A 1-15: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	29,1	14,0	12,2	10,9	9,8	13,3	9,1	6,8	5,4	13,4	9,6	7,6	6,2	13,4	9,6	7,6	6,2	13,3	9,1	6,8	5,4
Braunkohle	18,0	12,1	10,3	9,0	7,9	11,5	7,2	4,9	3,5	11,5	7,7	5,7	4,3	11,5	7,7	5,7	4,3	11,5	7,2	4,9	3,5
Mineralölprodukte	675,5	519,7	418,3	349,4	291,7	492,2	281,2	136,0	62,3	498,5	299,4	152,6	72,8	498,5	299,4	152,6	72,8	492,2	281,2	136,0	62,3
Heizöl leicht	646,8	499,3	402,1	335,1	279,2	472,8	267,7	125,9	55,1	478,9	285,0	141,3	64,5	478,9	285,0	141,3	64,5	472,8	267,7	125,9	55,1
Benzin / übrige Mineralölprodukte	28,7	20,4	16,2	14,4	12,5	19,4	13,6	10,2	7,2	19,7	14,4	11,3	8,2	19,7	14,4	11,3	8,2	19,4	13,6	10,2	7,2
Erdgas, übrige Naturgase	893,8	743,4	618,3	515,9	427,1	702,3	503,7	338,4	209,7	712,8	539,3	384,6	251,2	712,8	539,3	384,6	251,2	702,3	503,7	338,4	209,7
Strom	502,0	489,9	456,3	424,5	390,6	470,8	422,2	370,0	307,4	472,5	425,7	383,4	332,2	472,5	425,7	383,4	332,2	470,8	422,3	370,4	308,4
darunter aus Erneuerbaren Energien	80,7	176,7	213,1	209,9	212,8	180,9	227,9	255,5	248,8	180,9	216,4	260,0	257,4	180,6	208,8	242,7	257,5	172,9	197,7	209,4	227,3
Fernwärme	160,0	157,0	148,2	137,5	123,0	154,9	130,4	94,6	55,8	157,5	141,6	114,1	79,2	157,5	141,6	114,1	79,2	154,9	130,5	95,5	59,1
darunter aus Erneuerbaren Energien	15,0	39,3	48,0	49,1	52,6	40,8	47,4	46,3	35,4	44,4	53,0	55,4	48,5	44,5	54,5	55,5	48,4	43,8	52,3	50,2	39,2
Erneuerbare Energien	223,6	341,8	471,1	580,2	636,1	342,3	504,8	612,5	621,4	342,2	511,8	627,2	636,2	342,2	511,8	627,2	636,2	342,3	504,8	612,5	621,4
Biomassen	208,0	285,3	354,0	409,9	429,0	282,2	357,6	403,8	392,0	283,6	365,5	420,3	414,0	283,6	365,5	420,3	414,0	282,2	357,6	403,8	392,0
Biomassen fest	208,0	274,8	323,4	361,5	376,2	272,5	331,9	368,7	363,1	273,3	337,4	380,5	379,4	273,3	337,4	380,5	379,4	272,5	331,9	368,7	363,1
Biogas	0,0	10,5	30,7	48,4	52,8	9,7	25,7	35,1	28,9	10,3	28,1	39,8	34,6	10,3	28,1	39,8	34,6	9,7	25,7	35,1	28,9
Solarthermie	10,0	30,7	71,2	103,8	125,8	33,5	92,4	139,2	162,3	33,9	90,9	131,1	146,1	33,9	90,9	131,1	146,1	33,5	92,4	139,2	162,3
Umweltwärme	5,6	25,7	45,9	66,5	81,3	26,6	54,9	69,5	67,1	24,7	55,4	75,7	76,1	24,7	55,4	75,7	76,1	26,6	54,9	69,5	67,1
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.502,1**	**2.277,9**	**2.134,7**	**2.027,5**	**1.886,1**	**2.187,3**	**1.858,5**	**1.563,3**	**1.265,5**	**2.208,5**	**1.935,3**	**1.675,1**	**1.382,2**	**2.208,5**	**1.935,3**	**1.675,1**	**1.382,2**	**2.187,3**	**1.858,8**	**1.564,6**	**1.269,8**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	319,3	557,8	732,3	839,2	901,5	564,1	780,2	914,3	905,6	567,5	781,3	942,6	942,1	567,2	775,1	925,3	942,1	559,0	754,9	872,2	887,9

Tabelle A 1-15: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	29,1	14,0	12,2	10,9	9,8	13,3	9,1	6,8	5,4	13,4	9,6	7,6	6,2	13,4	9,6	7,6	6,2	13,3	9,1	6,8	5,4
Braunkohle	18,0	12,1	10,3	9,0	7,9	11,5	7,2	4,9	3,5	11,5	7,7	5,7	4,3	11,5	7,7	5,7	4,3	11,5	7,2	4,9	3,5
Mineralölprodukte	675,5	519,7	418,3	349,4	291,7	492,2	281,2	136,0	62,3	498,5	299,4	152,6	72,8	498,5	299,4	152,6	72,8	492,2	281,2	136,0	62,3
Heizöl leicht	646,8	499,3	402,1	335,1	279,2	472,8	267,7	125,9	55,1	478,9	285,0	141,3	64,5	478,9	285,0	141,3	64,5	472,8	267,7	125,9	55,1
Benzin / übrige Mineralölprodukte	28,7	20,4	16,2	14,4	12,5	19,4	13,6	10,2	7,2	19,7	14,4	11,3	8,2	19,7	14,4	11,3	8,2	19,4	13,6	10,2	7,2
Erdgas, übrige Naturgase	893,8	743,4	618,3	515,9	427,1	702,3	503,7	338,4	209,7	712,8	539,3	384,6	251,2	712,8	539,3	384,6	251,2	702,3	503,7	338,4	209,7
Strom	502,0	489,9	456,3	424,5	390,6	470,8	422,2	370,0	307,4	472,5	425,7	383,4	332,2	472,5	425,7	383,4	332,2	470,8	422,3	370,4	308,4
darunter aus Erneuerbaren Energien	80,7	176,7	213,1	209,9	212,8	182,1	226,5	248,8	237,3	182,0	217,3	259,8	258,9	181,5	215,7	247,0	256,1	176,1	210,7	229,2	231,2
Fernwärme	160,0	157,0	148,2	137,5	123,0	154,9	130,4	94,6	55,8	157,5	141,6	114,1	79,2	157,5	141,6	114,1	79,2	154,9	130,5	95,5	59,1
darunter aus Erneuerbaren Energien	15,0	39,3	48,0	49,1	52,6	41,0	47,3	46,5	35,4	43,8	52,5	55,5	48,5	42,9	52,9	55,1	48,5	41,6	50,3	49,8	39,7
Erneuerbare Energien	223,6	341,8	471,1	580,2	636,1	342,3	504,8	612,5	621,4	342,2	511,8	627,2	636,2	342,2	511,8	627,2	636,2	342,3	504,8	612,5	621,4
Biomassen	208,0	285,3	354,0	409,9	429,0	282,2	357,6	403,8	392,0	283,6	365,5	420,3	414,0	283,6	365,5	420,3	414,0	282,2	357,6	403,8	392,0
Biomassen fest	208,0	274,8	323,4	361,5	376,2	272,5	331,9	368,7	363,1	273,3	337,4	380,5	379,4	273,3	337,4	380,5	379,4	272,5	331,9	368,7	363,1
Biogas	0,0	10,5	30,7	48,4	52,8	9,7	25,7	35,1	28,9	10,3	28,1	39,8	34,6	10,3	28,1	39,8	34,6	9,7	25,7	35,1	28,9
Solarthermie	10,0	30,7	71,2	103,8	125,8	33,5	92,4	139,2	162,3	33,9	90,9	131,1	146,1	33,9	90,9	131,1	146,1	33,5	92,4	139,2	162,3
Umweltwärme	5,6	25,7	45,9	66,5	81,3	26,6	54,9	69,5	67,1	24,7	55,4	75,7	76,1	24,7	55,4	75,7	76,1	26,6	54,9	69,5	67,1
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.502,1**	**2.277,9**	**2.134,7**	**2.027,5**	**1.886,1**	**2.187,3**	**1.858,5**	**1.563,3**	**1.265,5**	**2.208,5**	**1.935,3**	**1.675,1**	**1.382,2**	**2.208,5**	**1.935,3**	**1.675,1**	**1.382,2**	**2.187,3**	**1.858,8**	**1.564,6**	**1.269,8**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	319,3	557,8	732,3	839,2	901,5	565,5	778,7	907,8	894,1	567,9	781,6	942,5	943,7	566,6	780,4	929,3	940,8	560,0	765,8	891,4	892,3

Tabelle A 1-16: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	15,0	5,7	3,8	2,1	0,6	4,6	2,3	0,8	0,3	4,6	2,3	0,8	0,3	4,6	2,3	0,8	0,3	4,1	1,1	0,0	0,0
Mineralölprodukte	371,2	278,6	215,8	159,7	122,5	230,7	128,1	77,1	63,0	232,6	132,6	79,4	63,1	232,6	132,0	78,7	63,0	226,6	110,7	64,8	51,2
Heizöl leicht	247,6	176,7	127,6	83,7	55,5	133,9	48,4	10,2	5,5	135,6	52,7	12,8	6,2	135,6	52,1	12,1	6,1	130,1	33,6	2,6	0,0
Dieselkraftstoff	85,6	73,9	67,0	60,3	55,1	72,0	63,1	55,1	48,1	72,0	63,1	54,8	47,6	72,0	63,1	54,8	47,6	72,0	61,7	51,7	43,1
Benzin	12,1	10,4	9,5	8,5	7,8	10,2	8,9	7,8	6,8	10,2	8,9	7,7	6,7	10,2	8,9	7,7	6,7	10,2	8,7	7,3	6,1
Flüssiggas	22,7	14,7	9,3	4,9	2,1	12,0	5,4	2,0	0,8	12,2	5,6	2,1	0,9	12,2	5,6	2,0	0,9	11,8	4,4	1,4	0,5
Flugtreibstoff (Militär)	3,0	2,6	2,4	2,1	1,9	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,8	1,5
Erdgas, übrige Naturgase	386,1	323,6	267,6	204,2	154,1	264,5	154,7	81,9	60,9	267,4	160,5	85,3	63,6	267,4	161,9	84,8	63,6	258,2	126,8	58,1	35,3
Strom	483,0	463,3	456,1	465,1	437,8	452,5	432,9	427,4	387,7	452,5	433,0	429,5	392,8	452,5	435,1	431,3	392,8	453,8	434,9	434,9	401,1
darunter aus Erneuerbaren Energien	77,6	167,1	213,0	229,9	238,5	173,9	233,7	295,1	313,8	173,2	220,1	291,3	304,4	172,9	213,4	273,0	304,5	166,7	203,7	245,9	295,6
Fernwärme	136,0	112,5	88,5	66,3	44,9	96,1	56,7	34,2	24,6	96,1	57,0	34,8	25,4	96,1	57,0	34,8	25,4	92,3	42,2	22,2	21,2
darunter aus Erneuerbaren Energien	12,8	28,2	28,7	23,7	19,2	25,3	20,6	16,8	15,6	27,1	21,3	16,9	15,6	27,1	21,9	16,9	15,5	26,1	16,9	11,7	14,0
Erneuerbare Energien	12,7	61,1	94,2	131,0	153,0	98,2	159,9	216,7	244,9	91,4	142,2	181,1	190,6	91,4	142,2	181,1	190,6	95,4	156,4	198,7	225,7
Biomassen	6,9	30,6	47,1	65,5	76,5	49,1	80,0	108,3	122,5	45,7	71,1	90,5	95,3	45,7	71,1	90,6	95,3	47,7	78,2	99,3	112,8
Biomassen fest	0,0	18,5	31,6	45,3	52,5	33,6	47,3	59,2	60,8	30,6	39,3	43,5	37,7	30,5	38,6	43,5	37,7	32,4	46,3	53,5	57,2
Biokraftstoffe	6,3	9,1	10,6	13,3	15,5	10,6	24,5	37,6	48,1	10,6	24,5	37,4	47,0	10,6	25,2	37,4	47,0	10,6	23,9	35,2	43,1
Biogas	0,6	3,0	4,8	7,0	8,5	4,8	8,2	11,6	13,5	4,5	7,3	9,7	10,5	4,5	7,3	9,7	10,5	4,7	8,0	10,6	12,5
Solarthermie	3,8	19,9	30,6	42,6	49,7	31,9	52,0	70,4	79,6	29,7	46,2	58,9	61,9	29,7	46,2	58,9	61,9	31,0	50,8	64,6	73,3
Umweltwärme	2,0	10,7	16,5	22,9	26,8	17,2	28,0	37,9	42,9	16,0	24,9	31,7	33,4	16,0	24,9	31,7	33,4	16,7	27,4	34,8	39,5
Endenergieverbrauch insgesamt	**1.404,1**	**1.244,8**	**1.126,0**	**1.028,4**	**912,9**	**1.146,5**	**934,6**	**838,1**	**781,4**	**1.144,4**	**927,6**	**810,8**	**735,9**	**1.144,4**	**930,5**	**811,3**	**735,7**	**1.130,5**	**872,1**	**778,8**	**734,4**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	103,1	256,4	335,9	384,7	410,8	297,4	414,3	528,6	574,4	291,7	383,6	489,2	510,5	291,4	377,6	471,0	510,7	288,1	377,0	456,2	535,3

Tabelle A 1-16: Endenergieverbrauch im Sektor GHD nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	15,0	5,7	3,8	2,1	0,6	4,6	2,3	0,8	0,3	4,6	2,3	0,8	0,3	4,6	2,3	0,8	0,3	4,1	1,1	0,0	0,0
Mineralölprodukte	371,2	278,6	215,8	159,7	122,5	230,7	128,1	77,1	63,0	232,6	132,6	79,4	63,1	232,5	131,9	78,7	63,0	226,6	110,5	64,8	51,2
Heizöl leicht	247,6	176,7	127,6	83,7	55,5	133,9	48,4	10,2	5,5	135,6	52,7	12,8	6,2	135,6	52,1	12,1	6,1	130,1	33,6	2,6	0,0
Dieselkraftstoff	85,6	73,9	67,0	60,3	55,1	72,0	63,1	55,1	48,1	72,0	63,1	54,8	47,6	72,0	63,1	54,8	47,6	72,0	61,7	51,7	43,1
Benzin	12,1	10,4	9,5	8,5	7,8	10,2	8,9	7,8	6,8	10,2	8,9	7,7	6,7	10,2	8,9	7,7	6,7	10,2	8,7	7,3	6,1
Flüssiggas	22,7	14,7	9,3	4,9	2,1	12,1	5,4	2,0	0,8	12,2	5,5	2,1	0,9	12,1	5,5	2,1	0,9	11,7	4,2	1,4	0,5
Flugtreibstoff (Militär)	3,0	2,6	2,4	2,1	1,9	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,9	1,7	2,5	2,2	1,8	1,5
Erdgas, übrige Naturgase	386,1	323,6	267,6	204,2	154,1	265,8	155,2	82,2	60,9	267,2	159,7	85,2	63,6	266,2	159,2	85,6	63,6	256,4	122,3	56,1	35,3
Strom	483,0	463,3	456,1	465,1	437,8	452,5	432,9	427,4	387,7	452,5	433,0	429,5	392,8	452,5	435,1	431,3	392,8	453,8	434,9	434,9	401,1
darunter aus Erneuerbaren Energien	77,6	167,1	213,0	229,9	238,5	175,0	232,3	287,4	299,3	174,3	221,0	291,1	306,2	173,8	220,5	277,8	302,9	169,8	217,0	269,0	300,6
Fernwärme	136,0	112,5	88,5	66,3	44,9	96,1	56,7	34,2	24,6	96,1	57,0	34,8	25,4	96,1	57,0	34,8	25,4	92,3	42,2	22,2	21,2
darunter aus Erneuerbaren Energien	12,8	28,2	28,7	23,7	19,2	25,4	20,6	16,8	15,6	26,7	21,1	16,9	15,6	26,2	21,3	16,8	15,6	24,8	16,3	11,6	14,2
Erneuerbare Energien	12,7	61,1	94,2	131,0	153,0	98,2	159,9	216,7	244,9	91,4	142,2	181,1	190,6	91,4	142,2	181,1	190,6	95,4	156,4	198,7	225,7
Biomassen	6,9	30,6	47,1	65,5	76,5	49,1	80,0	108,3	122,5	45,7	71,1	90,5	95,3	45,7	71,1	90,6	95,3	47,7	78,2	99,3	112,8
Biomassen fest	0,0	18,5	31,6	45,3	52,5	33,6	47,3	59,2	60,8	30,6	39,3	43,5	37,7	30,6	39,3	43,5	37,7	32,4	46,3	53,5	57,2
Biokraftstoffe	6,3	9,1	10,6	13,3	15,5	10,6	24,5	37,6	48,1	10,6	24,5	37,4	47,0	10,6	24,5	37,4	47,0	10,6	23,9	35,2	43,1
Biogas	0,6	3,0	4,8	7,0	8,5	4,8	8,2	11,6	13,5	4,5	7,3	9,7	10,5	4,5	7,3	9,7	10,5	4,7	8,0	10,6	12,5
Solarthermie	3,8	19,9	30,6	42,6	49,7	31,9	52,0	70,4	79,6	29,7	46,2	58,9	61,9	29,7	46,2	58,9	61,9	31,0	50,8	64,6	73,3
Umweltwärme	2,0	10,7	16,5	22,9	26,8	17,2	28,0	37,9	42,9	16,0	24,9	31,7	33,4	16,0	24,9	31,7	33,4	16,7	27,4	34,8	39,5
Endenergieverbrauch insgesamt	**1.404,1**	**1.244,8**	**1.126,0**	**1.028,4**	**912,9**	**1.147,8**	**935,2**	**838,4**	**781,4**	**1.144,2**	**926,8**	**810,6**	**735,9**	**1.143,2**	**927,7**	**812,1**	**735,7**	**1.128,6**	**867,5**	**776,7**	**734,4**
nachrichtl.: Ern. Energien inkl. Strom / FW	103,1	256,4	335,9	384,7	410,8	298,7	412,8	520,9	559,9	292,4	384,3	489,1	512,4	291,4	384,0	475,7	509,1	289,9	389,7	479,3	540,5

Tabelle A 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I A bis IV A)

		Referenzszenario				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Benzin auf Mineralölbasis	854,8	467,1	314,2	261,4	241,3	466,8	269,3	145,9	34,5	466,8	269,3	145,9	39,5	466,8	265,2	145,9	39,5	466,8	269,3	145,9	34,5
Diesel auf Mineralölbasis	1.129,2	1.266,3	1.161,1	971,4	768,2	1.154,3	747,8	374,4	102,2	1.154,3	747,8	374,4	109,1	1.165,1	744,2	375,3	109,1	1.154,3	747,8	374,4	102,2
Flugtreibstoffe auf Mineralölbasis	378,3	390,2	372,3	367,2	356,5	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2
Gas	21,2	99,1	169,0	144,9	85,4	95,8	154,6	100,3	41,6	95,8	154,6	100,3	41,4	95,8	154,6	100,3	41,4	95,8	154,6	100,3	41,6
Strom	59,6	70,8	92,1	121,3	159,6	79,0	115,7	165,7	233,5	79,0	115,7	165,7	223,8	79,0	115,7	165,7	223,8	79,0	115,7	165,7	233,5
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Biokraftstoff	132,1	201,5	230,1	283,4	317,5	232,5	499,8	717,5	772,0	232,5	499,8	717,5	778,4	234,2	518,8	718,8	778,7	232,5	499,8	717,5	772,0
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.575,2**	**2.495,1**	**2.339,1**	**2.152,2**	**1.940,5**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.511,7**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.520,2**	**2.422,6**	**2.160,1**	**1.846,0**	**1.520,6**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.511,7**
Bio-Anteil an Benzin / Diesel Straße in %	6,1%	10,6%	13,8%	19,1%	24,5%	12,8%	33,6%	59,4%	87,9%	12,8%	33,6%	59,4%	86,8%	12,8%	33,6%	59,4%	86,8%	12,8%	33,6%	59,4%	87,9%
nachrichtl. Ern. Energien inkl. Strom in %	5,5%	9,1%	11,7%	16,0%	20,8%	10,9%	26,2%	45,1%	63,6%	10,9%	26,0%	45,0%	62,6%	10,9%	26,6%	44,6%	62,6%	10,9%	25,8%	44,0%	62,5%
Struktur in %																					
Benzin	33,2	18,7	13,4	12,1	12,4	19,4	12,5	7,9	2,3	19,4	12,5	7,9	2,6	19,3	12,3	7,9	2,6	19,4	12,5	7,9	2,3
Diesel	43,8	50,8	49,6	45,1	39,6	47,9	34,8	20,3	6,8	47,9	34,8	20,3	7,2	48,1	34,5	20,3	7,2	47,9	34,8	20,3	6,8
Flugtreibstoffe	14,7	15,6	15,9	17,1	18,4	15,8	16,8	18,4	20,7	15,8	16,8	18,4	20,6	15,8	16,7	18,3	20,6	15,8	16,8	18,4	20,7
Gas	0,8	4,0	7,2	6,7	4,4	4,0	7,2	5,4	2,8	4,0	7,2	5,4	2,7	4,0	7,2	5,4	2,7	4,0	7,2	5,4	2,8
Strom	2,3	2,8	3,9	5,6	8,2	3,3	5,4	9,0	15,4	3,3	5,4	9,0	14,7	3,3	5,4	9,0	14,7	3,3	5,4	9,0	15,4
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0
Biokraftstoff	5,1	8,1	9,8	13,2	16,4	9,6	23,3	38,9	51,1	9,6	23,3	38,9	51,2	9,7	24,0	38,9	51,2	9,6	23,3	38,9	51,1
Indexwerte 2008=100																					
Benzin auf Mineralölbasis	100	55	37	31	28	55	31	17	4	55	31	17	5	55	31	17	5	55	31	17	4
Diesel auf Mineralölbasis	100	112	103	86	68	102	66	33	9	102	66	33	10	103	66	33	10	102	66	33	9
Flugtreibstoffe auf Mineralölbasis	100	103	98	97	94	101	96	90	83	101	96	90	83	101	96	90	83	101	96	90	83
Gas	100	468	799	685	404	453	731	474	196	453	731	474	196	453	731	474	196	453	731	474	196
Strom	100	119	155	204	268	133	194	278	392	133	194	278	376	133	194	278	376	133	194	278	392
Wasserstoff																					
Biokraftstoff	100	153	174	215	240	176	378	543	584	176	378	543	589	177	393	544	589	176	378	543	584
Endenergieverbrauch insgesamt	**100**	**97**	**91**	**84**	**75**	**94**	**83**	**72**	**59**	**94**	**83**	**72**	**59**	**94**	**84**	**72**	**59**	**94**	**83**	**72**	**59**
Bio-Anteil an Benzin / Diesel Straße	100	173	225	312	400	208	548	969	1.434	208	548	969	1.416	208	548	969	1.416	208	548	969	1.434
nachrichtl. Ern. Energien inkl. Strom	100	165	212	290	379	198	476	820	1.155	198	473	818	1.138	198	484	811	1.138	197	469	800	1.135

Tabelle A 1-17: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern 2008-2050, in PJ (Szenarien I B bis IV B)

		Referenzszenario				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte in PJ																					
Benzin auf Mineralölbasis	854,8	467,1	314,2	261,4	241,3	466,8	269,3	145,9	34,5	466,8	269,3	145,9	39,5	466,8	269,3	145,9	39,5	466,8	269,3	145,9	34,5
Diesel auf Mineralölbasis	1.129,2	1.266,3	1.161,1	971,4	768,2	1.154,3	747,8	374,4	102,2	1.154,3	747,8	374,4	109,1	1.154,3	747,8	374,4	109,1	1.154,3	747,8	374,4	102,2
Flugtreibstoffe auf Mineralölbasis	378,3	390,2	372,3	367,2	356,5	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2	381,6	361,4	338,6	313,2
Gas	21,2	99,1	169,0	144,9	85,4	95,8	154,6	100,3	41,6	95,8	154,6	100,3	41,4	95,8	154,6	100,3	41,4	95,8	154,6	100,3	41,6
Strom	59,6	70,8	92,1	121,3	159,6	79,0	115,7	165,7	233,5	79,0	115,7	165,7	223,8	79,0	115,7	165,7	223,8	79,0	115,7	165,7	233,5
Wasserstoff	0,0	0,0	0,1	2,3	11,9	0,0	0,1	1,4	14,8	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,9	0,0	0,1	1,4	14,8
Biokraftstoff	132,1	201,5	230,1	283,4	317,5	232,5	499,8	717,5	772,0	232,5	499,8	717,5	778,4	232,5	499,8	717,5	778,4	232,5	499,8	717,5	772,0
Endenergieverbrauch insgesamt	**2.575,2**	**2.495,1**	**2.339,1**	**2.152,2**	**1.940,5**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.511,7**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.520,2**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.520,2**	**2.410,1**	**2.148,6**	**1.843,8**	**1.511,7**
Bio-Anteil an Benzin / Diesel Straße in %	6,1%	10,6%	13,8%	19,1%	24,5%	12,8%	33,6%	59,4%	87,9%	12,8%	33,6%	59,4%	86,8%	12,8%	33,6%	59,4%	86,8%	12,8%	33,6%	59,4%	87,9%
nachrichtl. Ern. Energien inkl. Strom in %	5,5%	9,1%	11,7%	16,0%	20,8%	10,9%	26,2%	45,0%	63,0%	10,9%	26,0%	45,0%	62,7%	10,9%	26,0%	44,7%	62,6%	10,9%	25,9%	44,5%	62,6%
Struktur in %																					
Benzin	33,2	18,7	13,4	12,1	12,4	19,4	12,5	7,9	2,3	19,4	12,5	7,9	2,6	19,4	12,5	7,9	2,6	19,4	12,5	7,9	2,3
Diesel	43,8	50,8	49,6	45,1	39,6	47,9	34,8	20,3	6,8	47,9	34,8	20,3	7,2	47,9	34,8	20,3	7,2	47,9	34,8	20,3	6,8
Flugtreibstoffe	14,7	15,6	15,9	17,1	18,4	15,8	16,8	18,4	20,7	15,8	16,8	18,4	20,6	15,8	16,8	18,4	20,6	15,8	16,8	18,4	20,7
Gas	0,8	4,0	7,2	6,7	4,4	4,0	7,2	5,4	2,8	4,0	7,2	5,4	2,7	4,0	7,2	5,4	2,7	4,0	7,2	5,4	2,8
Strom	2,3	2,8	3,9	5,6	8,2	3,3	5,4	9,0	15,4	3,3	5,4	9,0	14,7	3,3	5,4	9,0	14,7	3,3	5,4	9,0	15,4
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	0,0	0,1	1,0
Biokraftstoff	5,1	8,1	9,8	13,2	16,4	9,6	23,3	38,9	51,1	9,6	23,3	38,9	51,2	9,6	23,3	38,9	51,2	9,6	23,3	38,9	51,1
Indexwerte 2008=100																					
Benzin auf Mineralölbasis	100	55	37	31	28	55	31	17	4	55	31	17	5	55	31	17	5	55	31	17	4
Diesel auf Mineralölbasis	100	112	103	86	68	102	66	33	9	102	66	33	10	102	66	33	10	102	66	33	9
Flugtreibstoffe auf Mineralölbasis	100	103	98	97	94	101	96	90	83	101	96	90	83	101	96	90	83	101	96	90	83
Gas	100	468	799	685	404	453	731	474	196	453	731	474	196	453	731	474	196	453	731	474	196
Strom	100	119	155	204	268	133	194	278	392	133	194	278	376	133	194	278	376	133	194	278	392
Wasserstoff																					
Biokraftstoff	100	153	174	215	240	176	378	543	584	176	378	543	589	176	378	543	589	176	378	543	584
Endenergieverbrauch insgesamt	**100**	**97**	**91**	**84**	**75**	**94**	**83**	**72**	**59**	**94**	**83**	**72**	**59**	**94**	**83**	**72**	**59**	**94**	**83**	**72**	**59**
Bio-Anteil an Benzin / Diesel Straße	100	173	225	312	400	208	548	969	1.434	208	548	969	1.416	208	548	969	1.416	208	548	969	1.434
nachrichtl. Ern. Energien inkl. Strom	100	165	212	290	379	198	475	817	1.145	198	473	818	1.139	198	472	813	1.137	198	472	808	1.139

Tabelle A 1-18: Strompreise, in €/MWh (Szenarien I A bis IV A)

		Referenz				Szenario I A				Szenario II A				Szenario III A				Szenario IV A			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Real (Preisbasis 2008), in EUR/MWh																					
Großhandel - Base	65	44	54	68	63	43	57	49	19	33	46	55	21	33	37	47	27	35	39	40	34
Endverbraucherpreise																					
Haushalte	217	217	222	225	218	219	229	220	214	210	220	224	215	210	212	217	214	210	211	209	216
Handel und Gewerbe	127	147	151	152	147	148	156	150	146	141	149	152	146	142	143	147	145	141	142	141	146
Industrie	96	104	107	109	105	105	113	108	105	99	106	110	105	99	101	105	105	99	100	99	105
stromintensive Industrie	71	50	62	76	71	49	65	59	30	39	54	65	33	40	45	57	38	41	46	49	44

Tabelle A 1-18: Strompreise, in €/MWh (Szenarien I B bis IV B)

		Referenz				Szenario I B				Szenario II B				Szenario III B				Szenario IV B			
	2008	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Real (Preisbasis 2008), in EUR/MWh																					
Großhandel - Base	65	44	54	68	63	41	57	50	19	36	50	53	22	41	48	44	21	44	54	49	22
Endverbraucherpreise																					
Haushalte	217	217	222	225	218	218	229	221	213	213	222	223	214	217	221	216	215	218	224	218	210
Handel und Gewerbe	127	147	151	152	147	148	156	150	145	144	151	151	146	147	150	146	147	148	152	147	143
Industrie	96	104	107	109	105	105	113	108	105	101	108	109	105	104	107	104	106	105	109	105	102
stromintensive Industrie	71	50	62	76	71	48	65	60	30	43	58	64	33	47	56	54	33	50	61	58	32

Tabelle A1-19: Gesamtwirtschaftliche Effekte in den Zielszenarien im Überblick (Szenarien I A bis IV A)

	Referenz				Sz. I A				Sz. II A				Sz. III A				Sz. IV A			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte																				
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Mrd. Euro	2.448	2.635	2.877	3.155	2.449	2.632	2.888	3.174	2.452	2.638	2.883	3.169	2.454	2.644	2.892	3.174	2.454	2.643	2.892	3.171
Beschäftigte in 1000	33.391	31.926	29.646	28.238	33.404	31.863	29.697	28.350	33.423	31.906	29.669	28.324	33.416	31.934	29.713	28.342	33.415	31.945	29.724	28.340
Abweichungen zur Referenz																				
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in %					0,06	-0,09	0,36	0,62	0,19	0,12	0,19	0,46	0,24	0,34	0,50	0,62	0,24	0,31	0,49	0,51
Beschäftigte in 1000					13,67	-62,86	51,34	112,10	32,47	-20,22	23,09	86,56	25,15	7,71	67,09	104,05	23,96	18,38	78,19	102,23

Tabelle A1-19: Gesamtwirtschaftliche Effekte in den Zielszenarien im Überblick (Szenarien I B bis IV B)

	Referenz				Sz. I B				Sz. II B				Sz. III B				Sz. IV B			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte																				
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Mrd. Euro	2.448	2.635	2.877	3.155	2.453	2.631	2.888	3.177	2.453	2.638	2.883	3.172	2.450	2.640	2.891	3.172	2.459	2.638	2.884	3.177
Beschäftigte in 1000	33.391	31.926	29.646	28.238	33.433	31.851	29.699	28.365	33.426	31.901	29.672	28.342	33.412	31.919	29.717	28.336	33.469	31.907	29.674	28.372
Abweichungen zur Referenz																				
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in %					0,21	-0,16	0,38	0,71	0,20	0,10	0,21	0,56	0,10	0,20	0,47	0,54	0,47	0,13	0,23	0,70
Beschäftigte in 1000					41,89	-75,68	52,92	127,37	35,71	-24,83	25,69	103,91	21,57	-7,02	70,62	98,19	77,95	-19,19	28,34	134,22

Anhang 2

Inhalt

A 2 Status quo: Energieversorgung – wo stehen wir derzeit ? A 2-3

A 2.1 Internationale und europäische Entwicklung A 2-3
A 2.1.1 Weltweite und europäische Energiemärkte – Veränderungen und Trends A 2-3
A 2.1.2 Energiebedingte CO_2-Emissionen weltweit und in Europa A 2-7
A 2.2 Entwicklung in Deutschland A 2-9
A 2.2.1 Energieverbrauch A 2-9
A 2.2.2 Energiemix A 2-14
A 2.2.3 Energiebedingte CO_2-Emissionen A 2-15
A 2.2.4 Entwicklung erneuerbarer Energien A 2-19
A 2.2.5 Energieproduktivität und Energieeffizienz A 2-22
A 2.2.6 Wettbewerb in Energiemärkten A 2-23

Abbildungen

Abbildung A 2.1.1-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs 1990-2007, in PJ A 2-3

Abbildung A 2.1.1-2: Pro-Kopf Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 bis 2007, in MJ pro Kopf A 2-4

Abbildung A 2.1.1-3: Spezifischer Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 bis 2007, in PJ pro Mrd US-Dollar A 2-5

Abbildung 2.1.1-4: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Regionen 1990, 2000 und 2007, in PJ A 2-6

Abbildung A 2.1.2-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Regionen 1990-2007, in Mio t CO_2 A 2-7

Abbildung A 2.1.2-2: CO_2-Intensität des Bruttoinlandprodukts nach Regionen 1990 bis 2007, in kg CO_2 pro US-Dollar A 2-8

Abbildung A 2.1.2-3: CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs nach Regionen 1990 bis 2007, in 1000 t CO_2 pro PJ A 2-9

Abbildung A 2.2.1-1: Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch in Deutschland 1990 bis 2008, in PJ A 2-10

Abbildung A 2.2.1-2: Bruttoinlandsprodukt, Bevölkerung, Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch und Verbrauch im Energiesektor 1990 bis 2008, Index, 1990=100 A 2-11

Abbildung A 2.2.1-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren 1990, 1995, 2000, 2005 und 2008, in PJ A 2-12

Abbildung A 2.2.1-4: Importquote nach Energieträgern 1990 bis 2008, in % A 2-13

Abbildung A 2.2.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990, 1995, 2000, 2005 und 2008, in PJ A 2-14

Abbildung A 2.2.2.-2: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 1990, 1995, 2000, £2005 und 2008, in PJ A 2-15

Abbildung A 2.2.3-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen 1990 bis 2008, in Mio t CO_2 A 2-16

Abbildung A 2.2.3-2: CO_2-Intensitäten 1990 bis 2008, Index, 1990 = 100 A 2-17

Abbildung A 2.2.3-3: Sektorale Struktur der energiebedingten CO_2-Emissionen 1990 bis 2008, Anteile in % A 2-18

Abbildung A 2.2.4-1: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch und an der Bruttostromerzeugung 1990 bis 2008, in % A 2-19

Abbildung A 2.2.4-2: Erneuerbare Energien nach Energieträgern 1990 bis 2009, in PJ A 2-20

Abbildung A 2.2.4-3: Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien nach Energieträgern 1990 bis 2009, in GWh A 2-21

Abbildung A 2.2.5-1: Energieproduktivität und spezifischer Energieverbrauch 1990 bis 2008, Index 1990 = 100 A 2-22

Abbildung A 2.2.6-1: Strom- und Erdgaspreise für Industrie und Haushaltskunden, in €-Cent pro kWh 1991 bis 2009 A 2-25

Abbildung A 2.2.6-2: Rohölpreis und Preise von Erdölprodukten, in €/Liter (Erdölprodukte) und US-Dollar/Barrel (Rohöl) 1991 bis 2009 A 2-27

A 2 Status quo: Energieversorgung – wo stehen wir derzeit ?

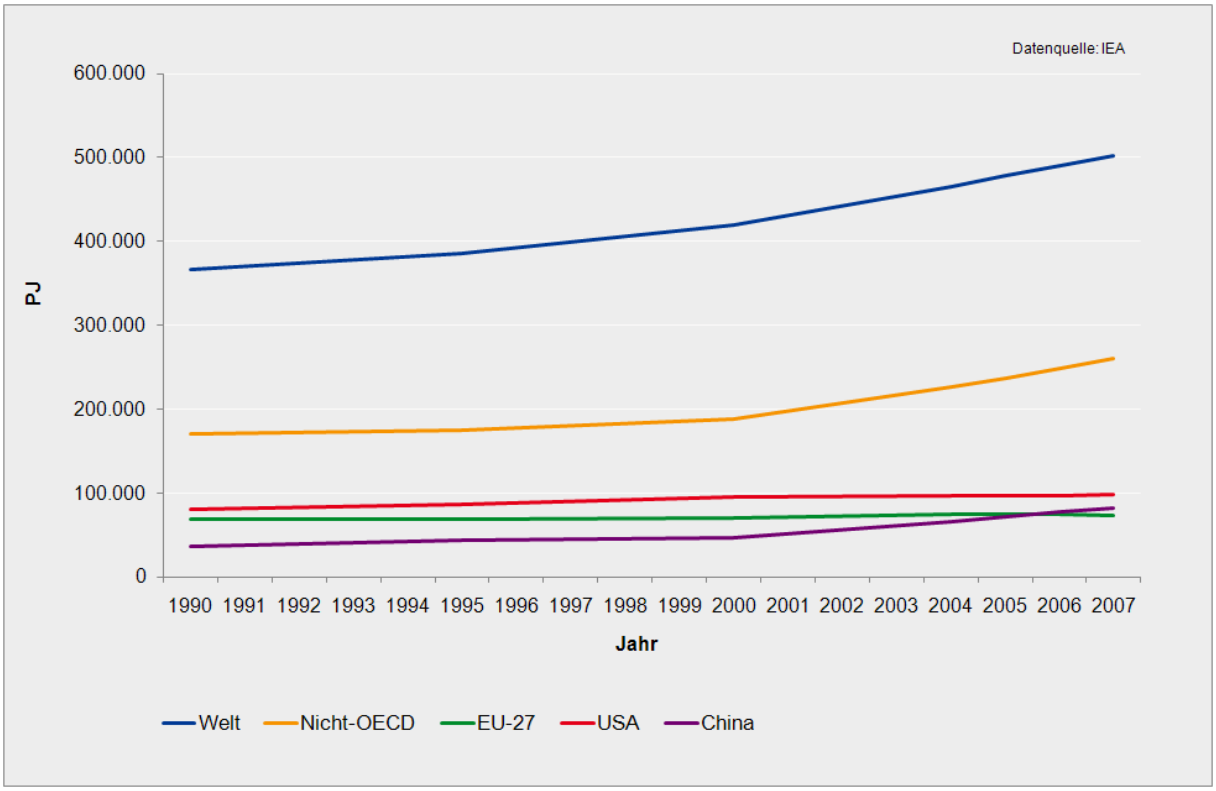
A 2.1 Internationale und europäische Entwicklung

A 2.1.1 Weltweite und europäische Energiemärkte – Veränderungen und Trends

Im Folgenden werden die Entwicklungslinien der wichtigsten Energieverbrauchsindikatoren global sowie für die EU-27 dargestellt. Der Betrachtungszeitraum für alle folgenden Analysen des Status Quo ist die Periode von 1990 bis 2007. Falls aktuellere Daten verfügbar sind, werden diese berücksichtigt.

Der weltweite Primärenergieverbrauch stieg im Zeitraum von 1990 bis 2007 um mehr als 37 % an. Besonders stark war die Zunahme mit fast 20% zwischen 2000 bis 2007. Der Anteil der EU-27 am weltweiten Primärenergieverbrauch ging zwischen 1990 und 2007 von 18,7 % auf 14,7 % zurück und lag immer deutlich unter dem Anteil der USA. Der Primärenergieverbrauch Chinas und der gesamten Nicht-OECD-Länder wurde im Betrachtungszeitraum deutlich ausgeweitet, was sich in einem steigenden Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch äußert (Abbildung A 2.1.1-1).

Abbildung A 2.1.1-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs 1990-2007, in PJ

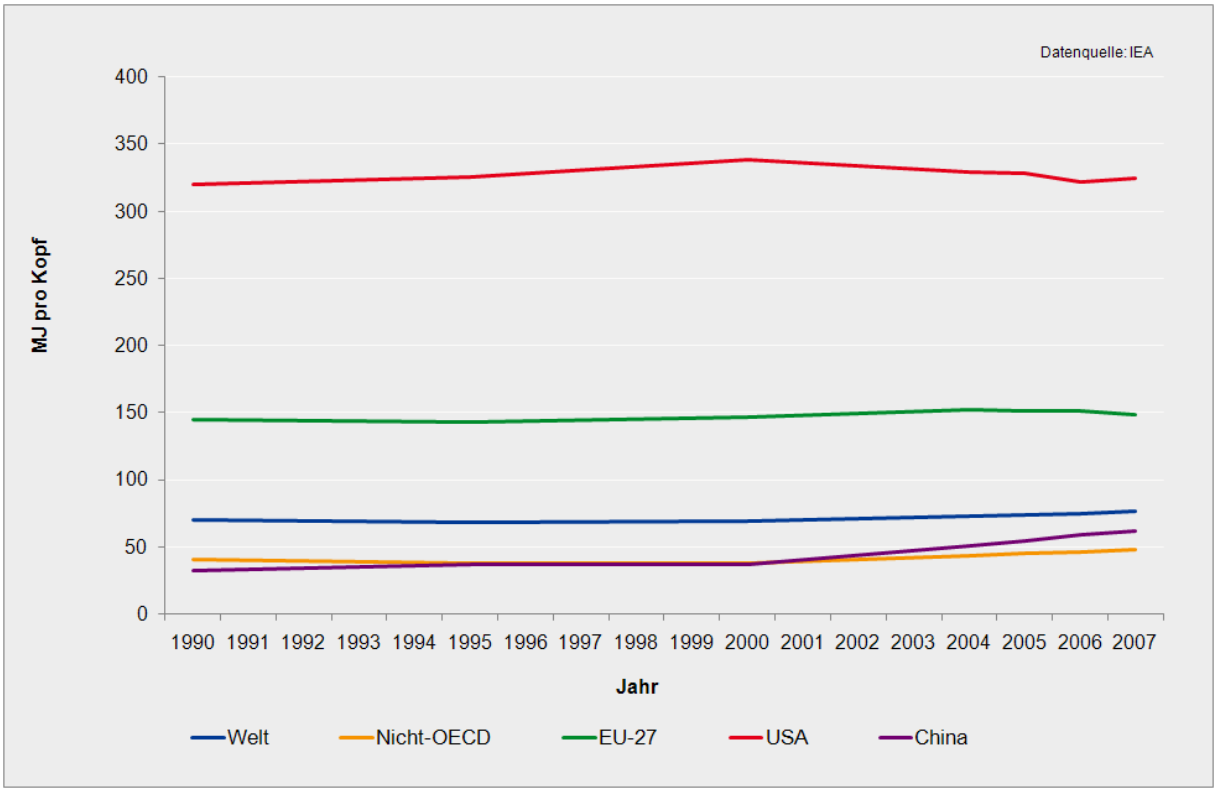


Prognos / EWI / GWS 2010

Ein Vergleich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den verschiedenen Regionen seit 1990 zeigt den schnellen Anstieg von einem relativ niedrigen Niveau in China und den Nicht-OECD-Ländern. Auch in der EU-27 (um 7,5%) und in den USA (um 22,3%) nahm der Verbrauch in dieser Zeit zu, mit geringen Zuwächsen seit 2000 und teilweise leicht fallender Tendenz in den letzten Jahren.

Der Primärenergieverbrauch pro Kopf zeigt deutliche regionale Differenzen. In der EU-27 war er über den gesamten Betrachtungszeitraum etwa halb so hoch wie in den USA. Der weltweite pro-Kopf Verbrauch war nochmals niedriger und betrug ungefähr die Hälfte des Verbrauchs in der EU-27. Weit darunter lagen die Werte für China und die Nicht-OECD-Länder. China wies jedoch in den Jahren ab 2000 enorme Zuwachsraten des Energieverbrauchs pro Kopf auf, der Wert für 2007 lag um 78 % höher als im Jahr 2000 (Abbildung A 2.1.1-2).

Abbildung A 2.1.1-2: Pro-Kopf Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 bis 2007,
in MJ pro Kopf

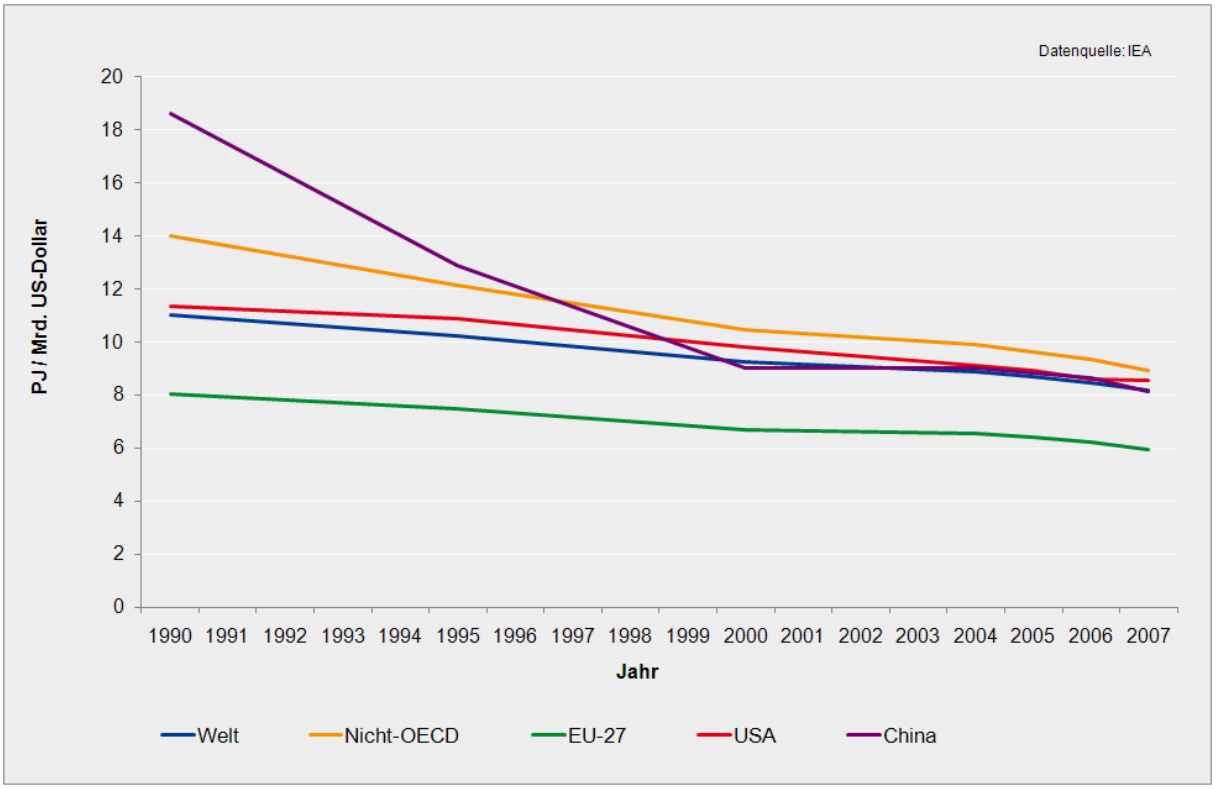


Prognos / EWI / GWS 2010

Der spezifische Energieverbrauch (Primärenergieverbrauch pro BIP-Einheit) ist in der EU-27 im Vergleich mit den anderen Regionen am niedrigsten. Zudem sank der spezifische Energieverbrauch in der EU-27 im Betrachtungszeitraum kontinuierlich und

lag 2007 bei 5,9 PJ pro Mrd US-Dollar[1]. Im selben Jahr wurden weltweit für die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung von einer Mrd US-Dollar im Durchschnitt 8,2 PJ Energie benötigt. Die Werte für die USA und die Summe der Nicht-OECD Länder lagen etwa in dieser Größenordnung. Auffallend ist der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs in China während der 90er Jahre, wobei dieser Rückgang dem sehr dynamischen Wirtschaftswachstum und einem anfangs noch relativ geringen Anstieg des Primärenergieverbrauchs zuzuschreiben ist (Abbildung A 2.1.1-3).

Abbildung A 2.1.1-3: Spezifischer Primärenergieverbrauch nach Regionen 1990 bis 2007, in PJ pro Mrd US-Dollar



Prognos / EWI / GWS 2010

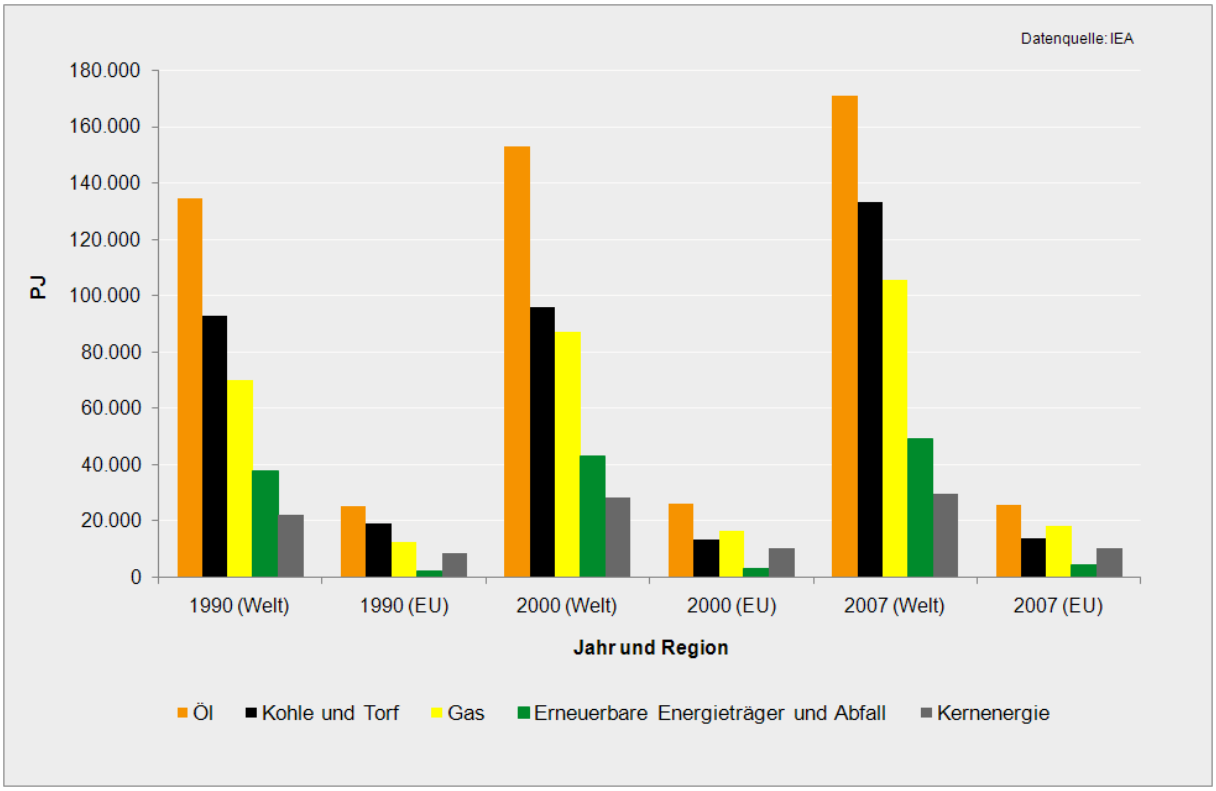
Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs nach den Energieträgern Öl, Kohle, Gas, Kernenergie und Erneuerbare Energien auf globaler Ebene und in der EU-27 zeigt deutliche Unterschiede. Zwar ist sowohl global als auch in der EU-27 Öl der bedeutendste Energieträger, doch ging der Ölverbrauch in der EU in den letzten Jahren zurück, während er global bis 2007 zugenommen hat. Zudem stieg der weltweite Verbrauch von Kohle von 1990 bis 2007 um 43,5 % an, während der Kohleverbrauch in der EU rückläufig war (- 27,4 %). Zudem zeigt ein Vergleich für das Jahr 2007, dass der Anteil von Kernenergie am Primärenergieverbrauch in der EU-27 zwar deutlich höher ist als im globalen Maßstab (EU-27: 14,2 %, global: 6,1 %). Allerdings ist der Kernener-

1 Reale Werte für US-Dollar mit dem Bezugsjahr 2000, Berechnung durch die IEA über durchschnittliche Kaufkraftparitäten des Jahres 2000 [IEA, 2009a], gilt auch für die folgenden Ergebnisse.

gieverbrauch weltweit seit 1990 fast doppelt so stark gestiegen wie in der EU-27. Der Verbrauch von Gas erhöhte sich sowohl in der EU-27 (+ 46,6 %) als auch weltweit (+ 50,8 %).

Bemerkenswert ist der Verbrauchsanstieg bei erneuerbaren Energieträgern um fast 120 % in der EU-27. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Energieverbrauchs lag im Jahr 2007 in der EU-27 allerdings nur bei 7 %, während sich dieser Anteil weltweit auf knapp 11 % belief (Abbildung A 2.1.1-4).

Abbildung 2.1.1-4: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Regionen 1990, 2000 und 2007, in PJ

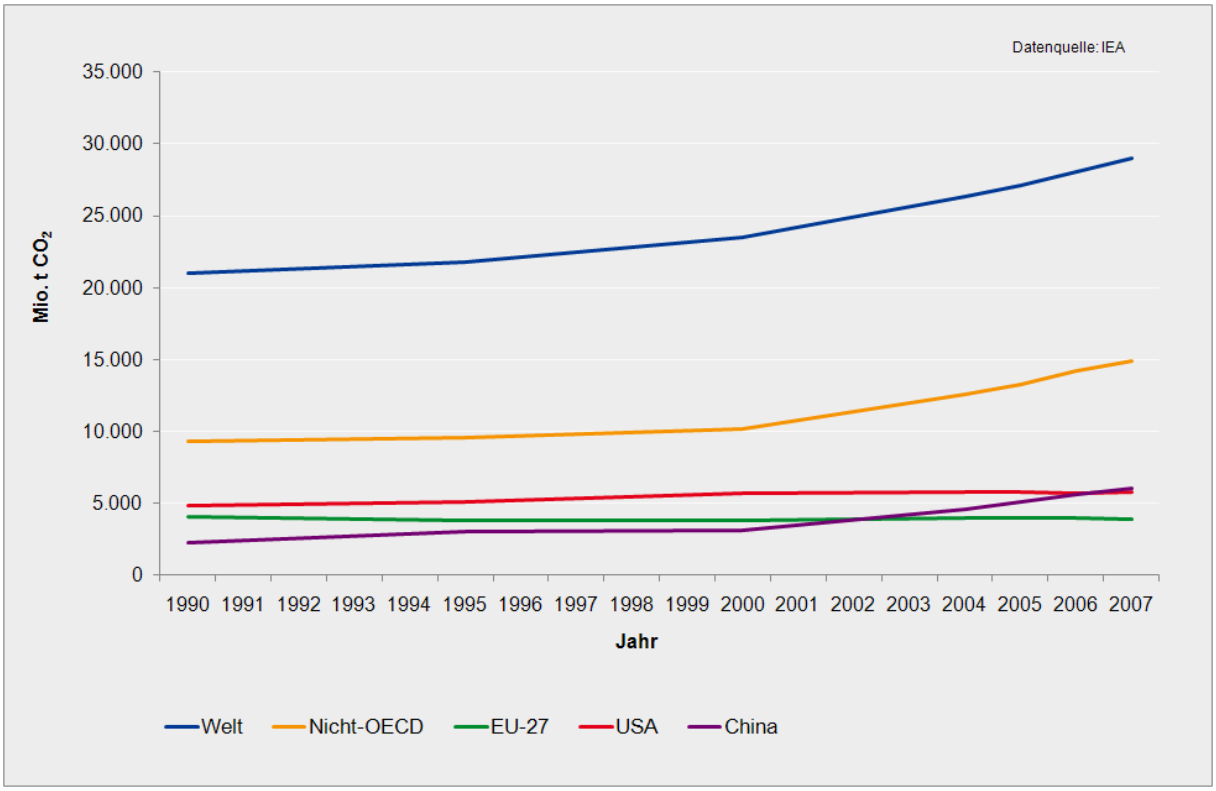


Prognos / EWI / GWS 2010

A 2.1.2 Energiebedingte CO_2-Emissionen weltweit und in Europa

Ähnliche Trends wie beim Primärenergieverbrauch zeigen sich bei den energiebedingten CO_2-Emissionen. Der Anteil der EU an den globalen CO_2-Emissionen belief sich 2007 auf 13,7 % und lag damit unter den Werten für die USA und China. Wie beim Energieverbrauch ist vor allem in China und den sonstigen Nicht-OECD-Ländern für den gesamten Zeitraum seit 1990 und insbesondere nach 2000 ein starkes Wachstum der energiebedingten CO_2-Emissionen zu verzeichnen (Abbildung A 2.1.2-1).

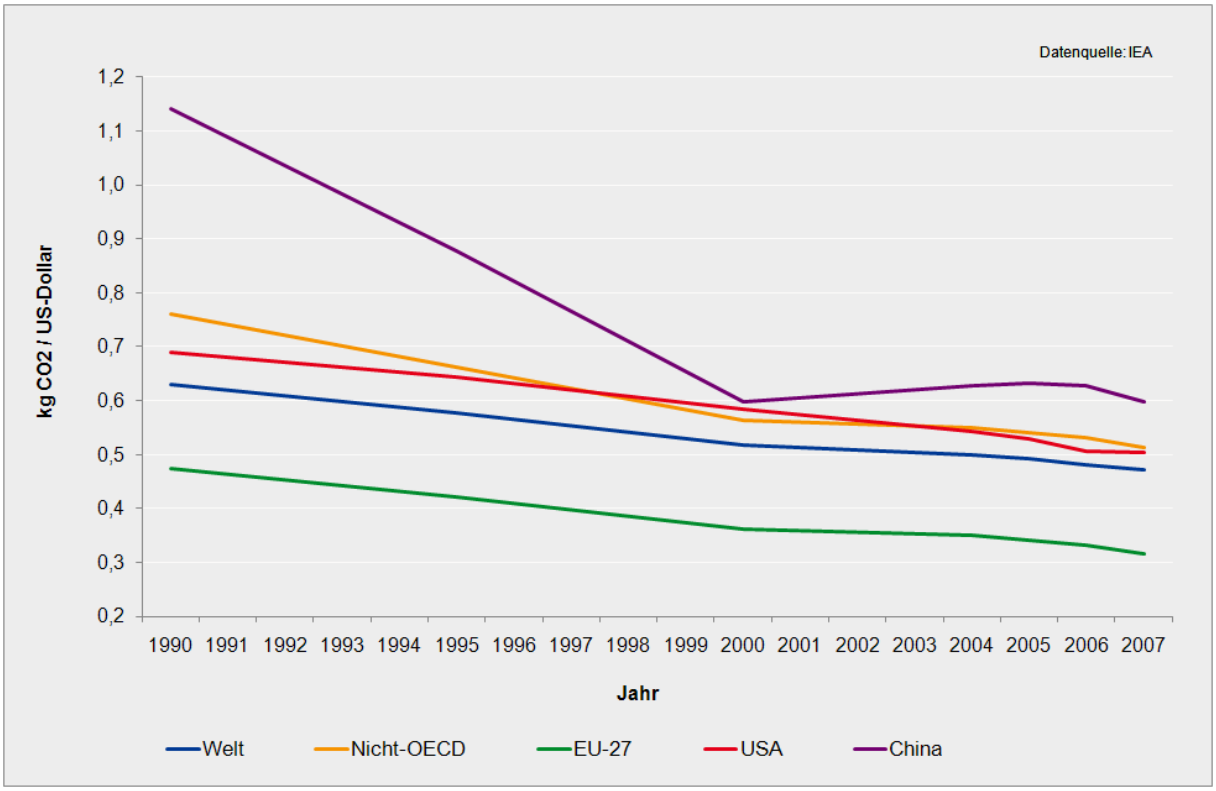
Abbildung A 2.1.2-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Regionen 1990-2007, in Mio t CO_2



Prognos / EWI / GWS 2010

Die CO_2-Intensität des Bruttoinlandprodukts der EU-27 lag im Betrachtungszeitraum deutlich unter den Werten der anderen Regionen. Während die USA im Jahr 2007 für die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung von einem US-Dollar 0,50 kg CO_2 emittierten, lag dieser Wert für die EU-27 bei 0,32 kg CO_2. Die CO_2-Intensität des Bruttoinlandprodukts sank in allen betrachteten Regionen, wobei der Rückgang über den gesamten Betrachtungszeitraum in China am stärksten ausfiel, seit 2000 aber stagniert (Abbildung A 2.1.2-2).

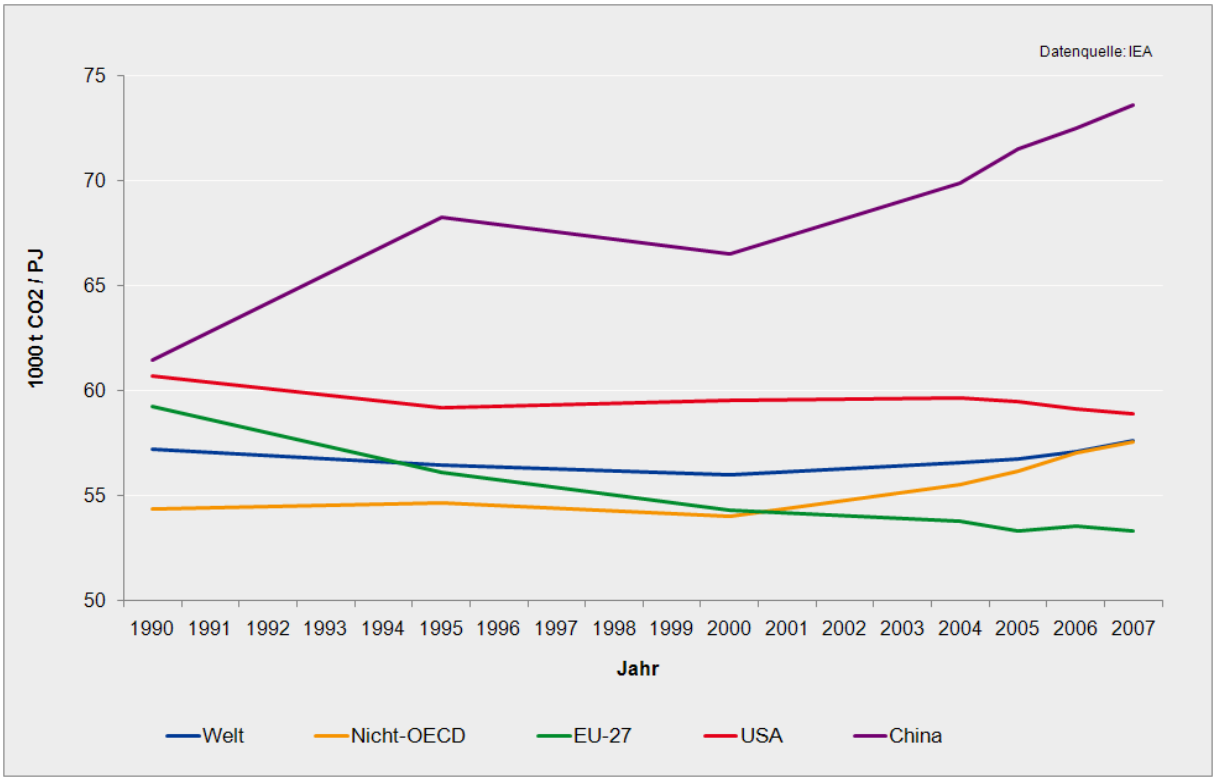
Abbildung A 2.1.2-2: CO_2-Intensität des Bruttoinlandprodukts nach Regionen 1990 bis 2007, in kg CO_2 pro US-Dollar



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Werte für die CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs zeigten ebenfalls deutliche Unterschiede in den betrachteten Regionen auf. Während die CO_2-Intensität in der EU-27 über den gesamten Betrachtungszeitraum um 10 % gesunken ist, hat sie sich auf globaler Ebene seit 1990 kaum verändert. Die Ursache dafür liegt in der sinkenden CO_2-Intensität des Energieverbrauchs in Industrieregionen wie den USA und den EU-27 und den gleichzeitig stark ansteigenden Werten für die Entwicklungs- und Schwellenländer. Beispielsweise stieg die CO_2-Intensität über den gesamten Betrachtungszeitraum in den Nicht-OECD-Ländern um 5,8 % und in China sogar um 19,8 % (Abbildung A 2.1.2-3).

Abbildung A 2.1.2-3: CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs nach Regionen 1990 bis 2007, in 1000 t CO_2 pro PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

A 2.2 Entwicklung in Deutschland

A 2.2.1 Energieverbrauch

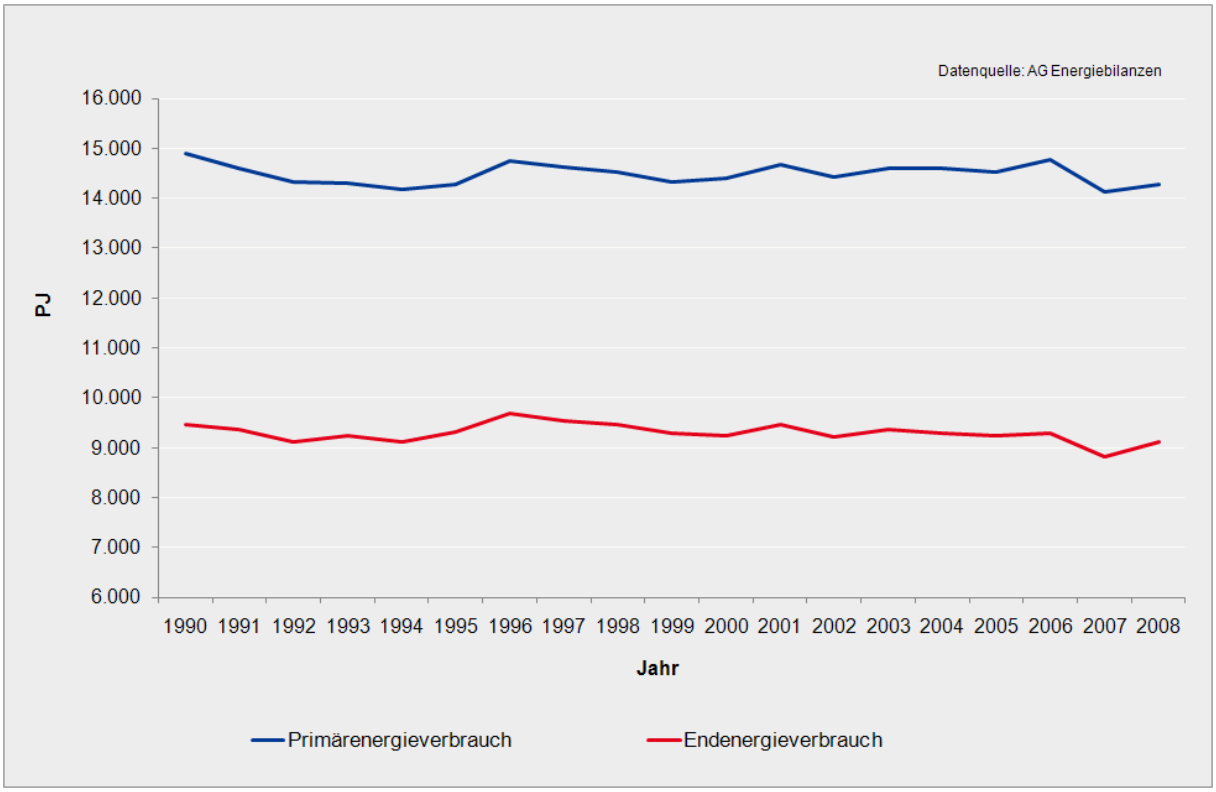
In Deutschland war der Untersuchungszeitraum durch erhebliche Veränderungen des Energieverbrauchs und seiner Struktur sowie der CO_2-Emissionen geprägt. Dazu hat nicht zuletzt die Deutsche Einheit beigetragen, in deren Folge sich eine massive Umstrukturierung der ostdeutschen Wirtschaft vollzog. Dies hat insbesondere die Entwicklung des Energieverbrauchs in der Phase 1990 bis etwa 1995 stark beeinflusst. Prägend für den Zeitraum ab der Jahrtausendwende war der starke Ausbau erneuerbarer Energieträger. Die Entwicklungslinien der wichtigsten Verbrauchsindikatoren werden im Folgenden kurz dargestellt:

Der Primärenergieverbrauch blieb den Ergebnissen der AG Energiebilanzen zufolge im Betrachtungszeitraum relativ stabil. Im Jahr 2008 lag er um 4,2 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 1990.[2] Zwar gab es einige Schwankungen, doch wurde der Verbrauchswert von 1990 in keinem der folgenden Jahre überschrit-

2 Datengrundlage sind die ausführlichen Energiebilanzen 1990 bis 2008 [AG Energiebilanzen, 2009]

ten.[3] Im EU-Durchschnitt war während dieser Zeit ein leichter Anstieg des Primärenergieverbrauchs zu verzeichnen. Die Veränderung des Endenergieverbrauchs in Deutschland folgte im Wesentlichen der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs. Insgesamt ging der Endenergieverbrauch etwas weniger stark zurück als der Primärenergieverbrauch und lag im Jahr 2008 um 3,6 % niedriger als 1990 (Abbildung A 2.2.1-1).

Abbildung A 2.2.1-1: Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch in Deutschland 1990 bis 2008, in PJ



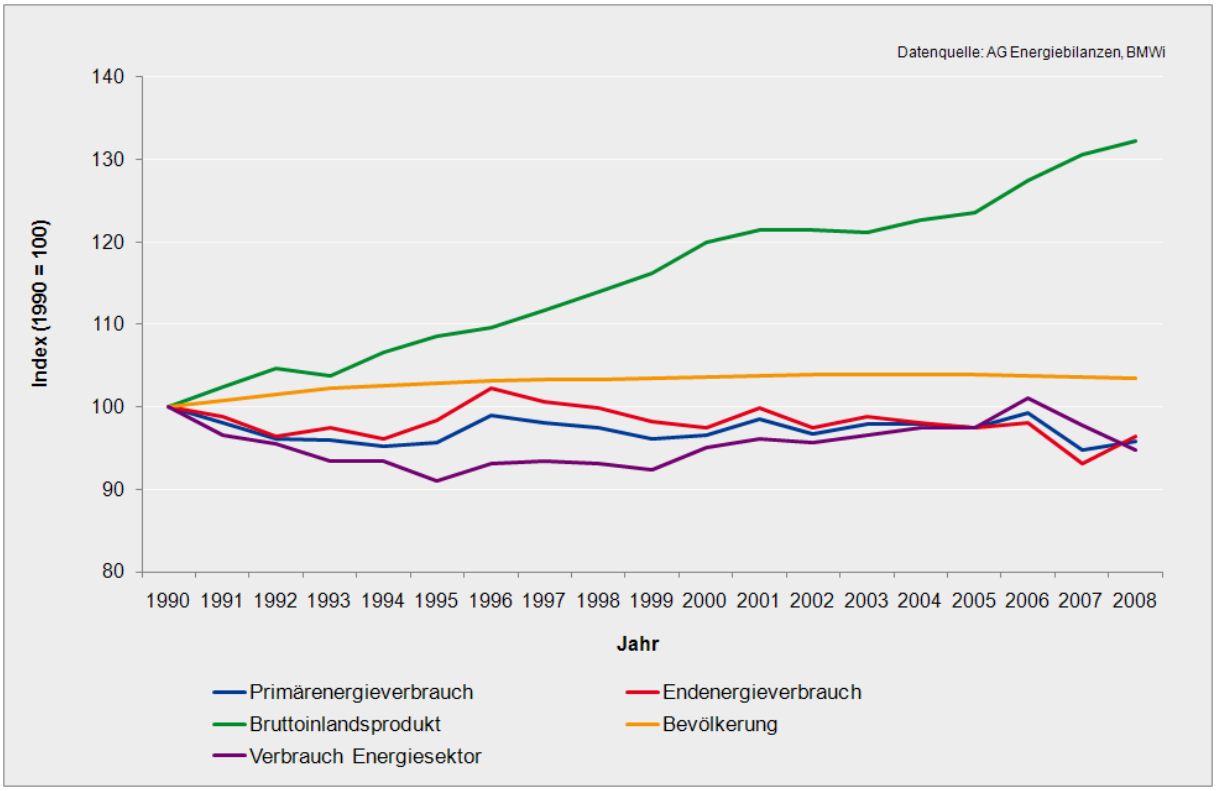
Prognos / EWI / GWS 2010

Primärverbrauch und Endenergieverbrauch zeigen zwischen 1994 bis 1996 eine leichte Zunahme und das anschließende Absinken auf das Niveau von 2008. Die Schwankungen der jährlichen Werte sind beim Endenergieverbrauch deutlicher ausgeprägt als beim Primärenergieverbrauch, weil der Endenergieverbrauch stärker auf die jährlichen Temperaturveränderungen reagiert. Der Primärenergieverbrauch enthält auch den Energieträgereinsatz für die Stromerzeugung, der weniger temperatursensitiv ist. In den kalten Jahren 1996 und 1997 überstieg der Wert für den Endenergieverbrauch aufgrund des zusätzlichen Heizbedarfs das Niveau von 1990.

3 Bemerkenswert ist dies auch, weil 1990 ein vergleichsweise warmes Jahr mit dadurch bedingt relativ niedrigem Energieverbrauch gewesen war.

Das BIP stieg im Betrachtungszeitraum mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,6 %. Gleichzeitig ist die Bevölkerungszahl in Deutschland zwischen 1990 und 2000 um 3,6 % gestiegen und stagnierte anschließend (Abbildung A 2.2.1-2).

Abbildung A 2.2.1-2: Bruttoinlandsprodukt, Bevölkerung, Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch und Verbrauch im Energiesektor 1990 bis 2008, Index, 1990=100

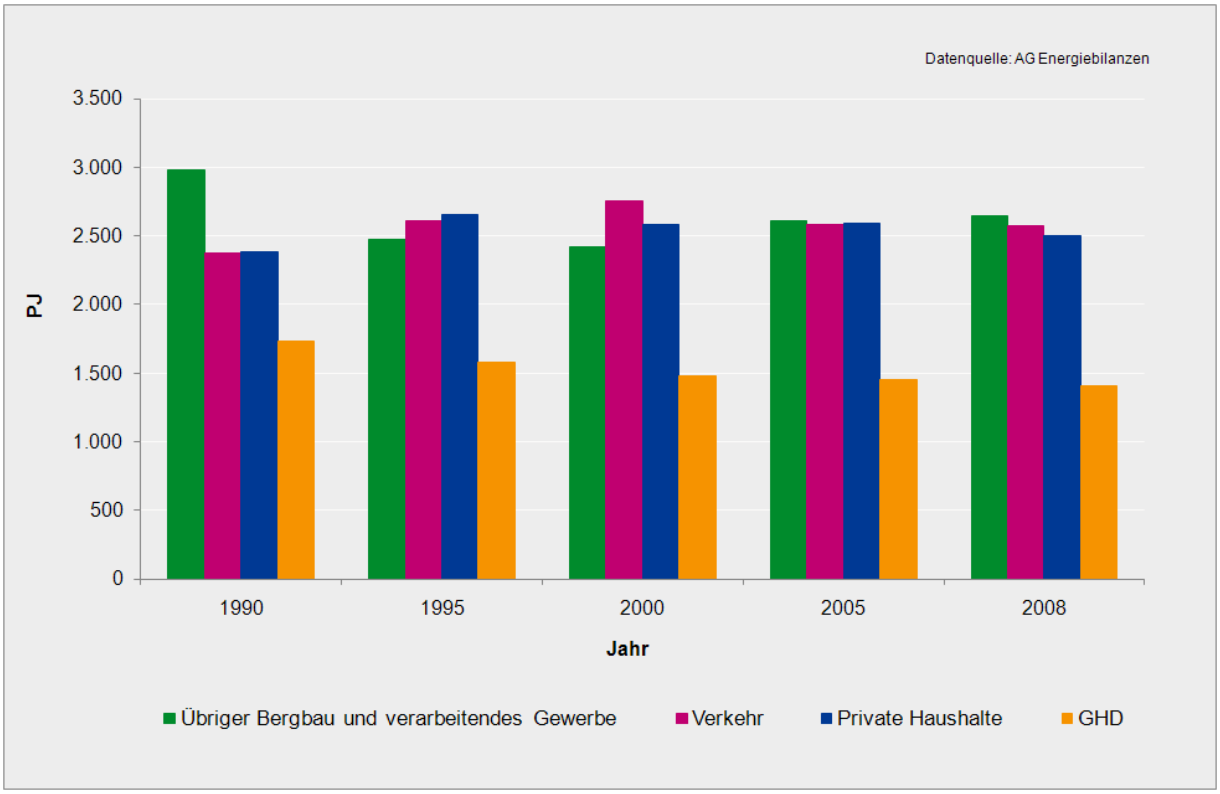


Prognos / EWI / GWS 2010

Die sektorale Struktur des Endenergieverbrauchs wies im Betrachtungszeitraum einige Schwankungen auf. Der Verbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ging um insgesamt 19 % zurück, die Industrie (Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) verbrauchte 2008 um 11,1 % weniger als 1990. Hier stieg der Verbrauch etwa ab der Mitte der 1990er Jahre wieder an, nachdem er nach der Wiedervereinigung Deutschlands stark abgesunken war.

Der Endenergieverbrauch der Haushalte und des Verkehrssektors erhöhte sich unter Schwankungen um 5 % bzw. 8,3 %. Bemerkenswert dabei ist der zunächst starke Anstieg des Energieverbrauchs im Verkehr zwischen 1990 und 2000 (15,7 %) und der anschließende Rückgang (Abbildung 2.2.1-3).

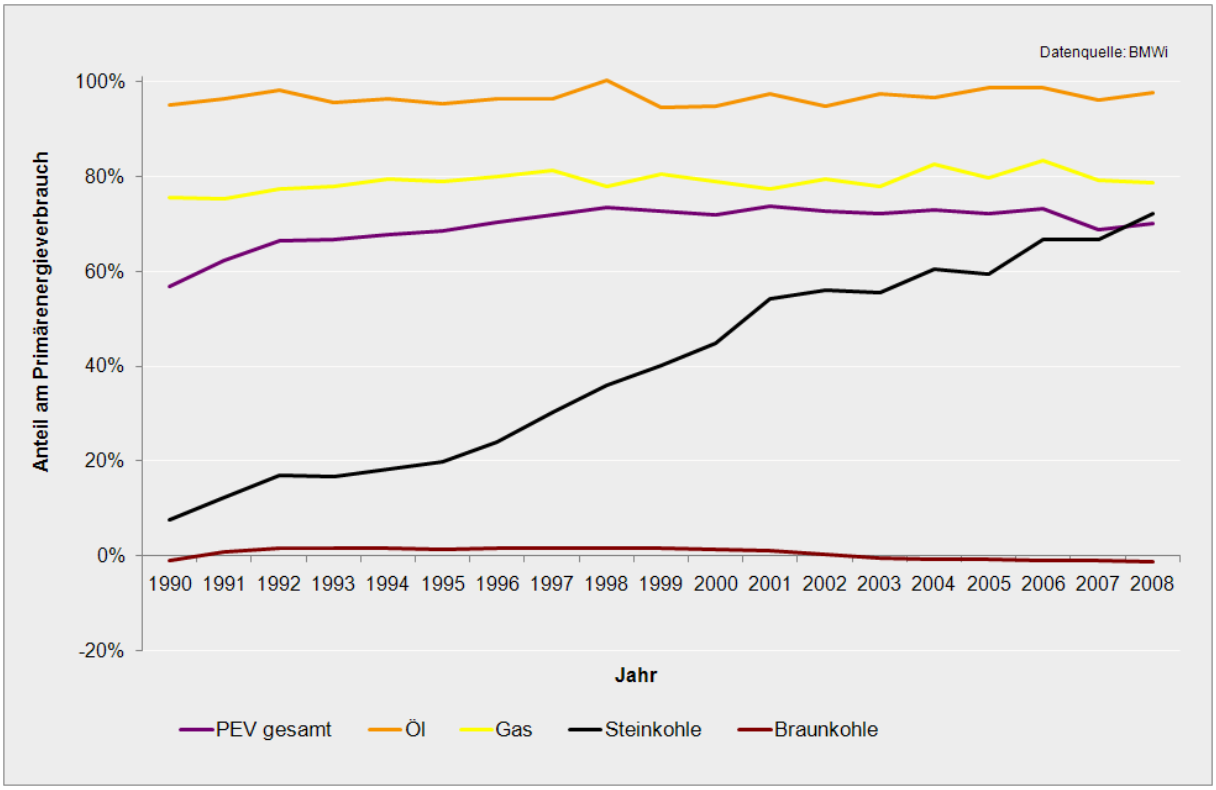
Abbildung A 2.2.1-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren 1990, 1995, 2000, 2005 und 2008, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Die Importquote (Anteil Netto-Energieimporte am Primärenergieverbrauch[4]) und damit die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Energieträgern aus dem Ausland, hat sich von knapp 57 % im Jahr 1990 auf mehr als 70 % im Jahr 2008 erhöht. Dieser Anstieg hatte im Wesentlichen zwei Gründe. Zum einen wurde mehr Erdgas verbraucht, das überwiegend importiert wird. Zum anderen wurde heimische Steinkohle zunehmend durch Importsteinkohle ersetzt (Abbildung A 2.2.1-4).

Abbildung A 2.2.1-4: Importquote nach Energieträgern 1990 bis 2008, in %



Prognos / EWI / GWS 2010

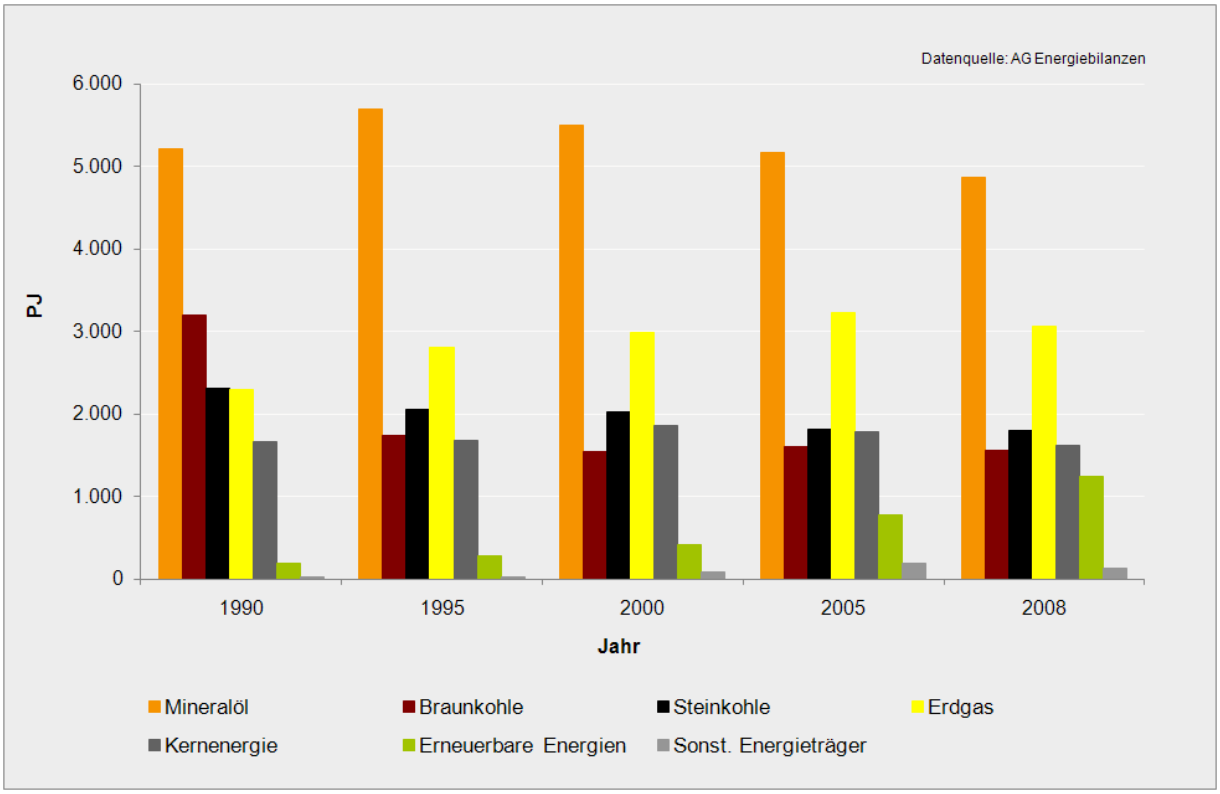
4 Berechnet als (Energieträgerimport-Energieträgerexport-Bunker)/Primärenergieverbrauch, Kernenergie wird hierbei zu 100% als importiert betrachtet und ist in der Importquote des gesamten PEV berücksichtigt [AG Energiebilanzen, 2009].

A 2.2.2 Energiemix

Der Verbrauch von Mineralöl ging nach 1995 zurück (-14,4 %), stellte im Jahr 2008 aber noch immer den größten Anteil am Primärenergiebedarf Deutschlands. Rückläufig war auch der Verbrauch von Steinkohle und Braunkohle, wobei der Braunkohleeinsatz seit 2000 annähernd konstant geblieben ist. Zugenommen hat der Verbrauch von Erdgas. Die erneuerbaren Energieträger haben im Betrachtungszeitraum mit einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate von mehr als 10 % deutlich zugelegt. Insgesamt deckten sie rund 9 % des Primärenergiebedarfs (Abbildung A 2.2.2-1).

Diese Verbrauchstendenzen zeigten sich in ähnlicher Weise in der EU-27. Allerdings stieg der Mineralölverbrauch dort noch leicht an, und die erneuerbaren Energien wurden mit knapp 5 % p.a. langsamer ausbaut.

Abbildung A 2.2.2-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1990, 1995, 2000, 2005 und 2008, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

In der Stromerzeugung haben Braunkohle und Steinkohle im Betrachtungszeitraum leicht an Bedeutung verloren. Insgesamt ging ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung von 56,7 % im Jahr 1990 auf 42,8 % im Jahr 2009 zurück[5]. Der Anteil von Erdgas hat sich in

5 Berechnungen der AG Energiebilanzen auf Basis des Wirkungsgradprinzips [AG Energiebilanzen, 2009]

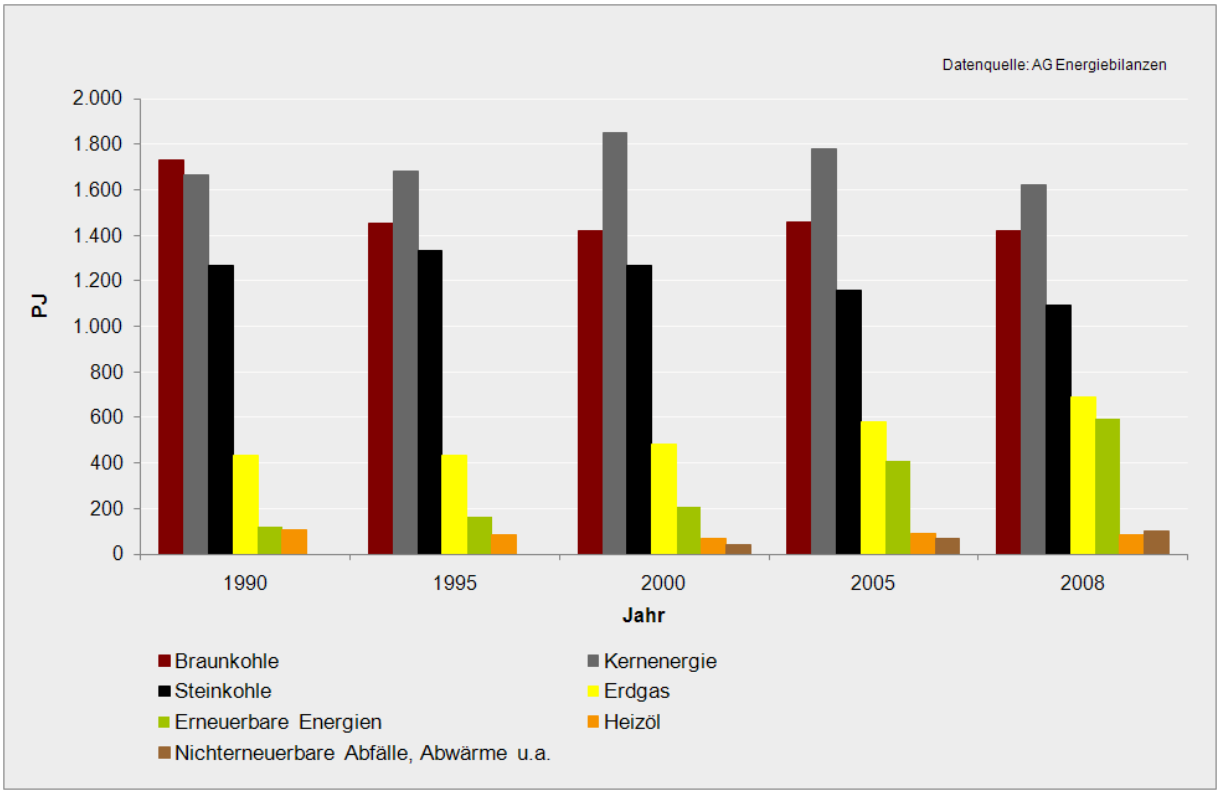
diesem Zeitraum auf 12,9 % verdoppelt. Insgesamt trugen mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke im Jahr 2009 mit 57,8 % zur Bruttostromerzeugung bei (Abbildung A 2.2.2-2).

Der Anteil von Kernkraftwerken an der Bruttostromerzeugung nahm bis etwa 2000 leicht zu und ging danach wieder zurück, im Jahr 2009 betrug er 22,6 %.

Einen erheblichen Bedeutungsgewinn verzeichnen die erneuerbaren Energien. Ihr Beitrag zur Bruttostromerzeugung, der 1990 noch bei 3,6 % lag, war bis 2009 auf 15,7 % gestiegen.

Als Folge des starken Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sind die Anteile der Kernenergie und der fossilen Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland seit 1990 insgesamt gesunken.

Abbildung A 2.2.2.-2: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 1990, 1995, 2000, 2005 und 2008, in PJ



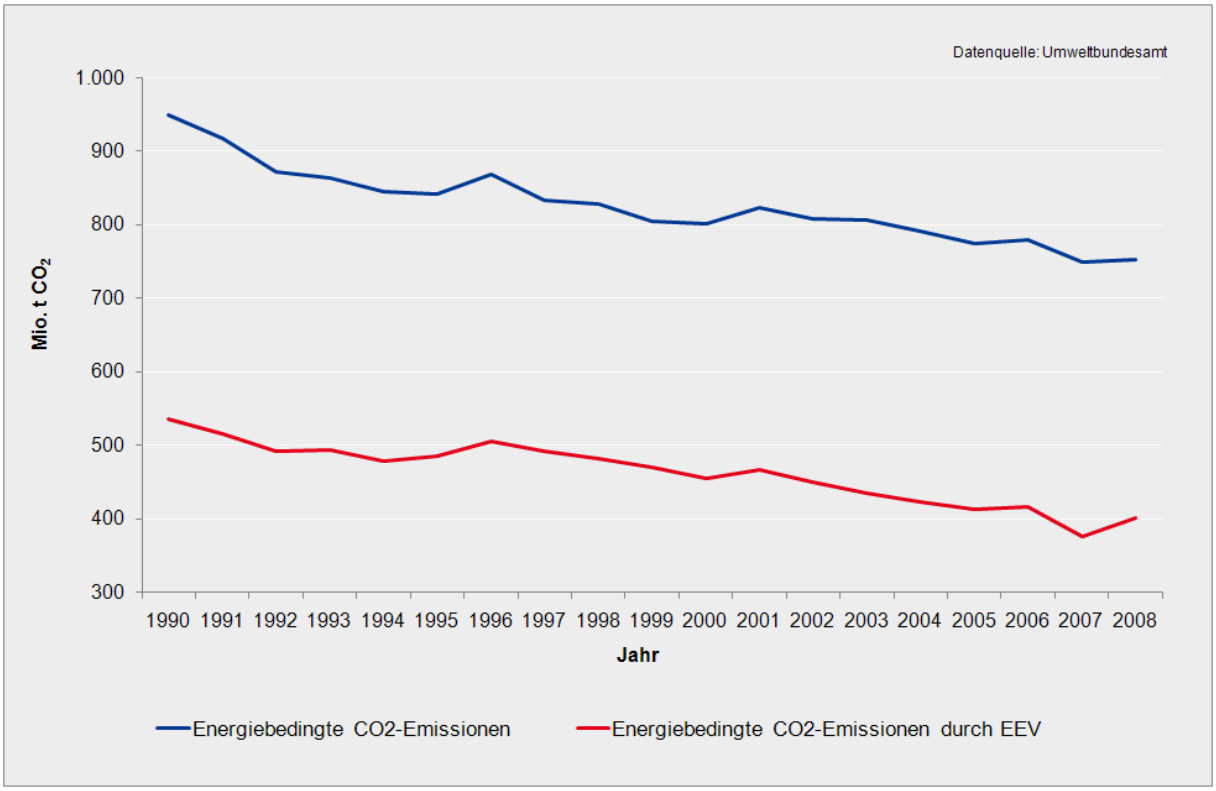
Prognos / EWI / GWS 2010

A 2.2.3 Energiebedingte CO_2-Emissionen

Der Ausstoß von energiebedingten CO_2-Emissionen lag 2008 um 20,8 % unter dem Niveau des Kyoto-Basisjahres 1990. Damit sind diese Emissionen erheblich stärker gesunken als im EU-27-Durch-

schnitt, der bei - 3,3 % lag. Ausschlag gebend dafür war unter anderem die starke Reduktion der Emissionen um 11 % zwischen 1990 und 1995, die zum großen Teil auf die Entwicklung in Ostdeutschland zurückzuführen ist. In den Jahren ab 2000 sanken die dem Endenergieverbrauch direkt zurechenbaren CO_2-Emissionen stärker als die mit dem gesamten Primärenergieverbrauch verbundenen Emissionen (Abbildung A 2.2.3-1). Diese Entwicklung ist vor allem dem geringfügigen Anstieg der CO_2-Emissionen im Energiesektor zuzuschreiben. Hauptgrund für diesen Anstieg war neben dem konstant hohen Anteil von Braunkohle in der Stromerzeugung die Zunahme der Stromerzeugung aus Erdgas.

Abbildung A 2.2.3-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen 1990 bis 2008, in Mio t CO_2



Prognos / EWI / GWS 2010

Je Einwohner beliefen sich die energiebedingten CO_2-Emissionen im Jahr 2007 nach den Daten der IEA [IEA, 2009] in Deutschland auf 9,7 t und lagen damit um 22 % über dem EU-27-Durchschnitt, aber 11,6 % unter dem Durchschnitt der OECD-Länder. Im Betrachtungszeitraum sind die pro-Kopf Emissionen in Deutschland stärker gesunken als in der EU-27.

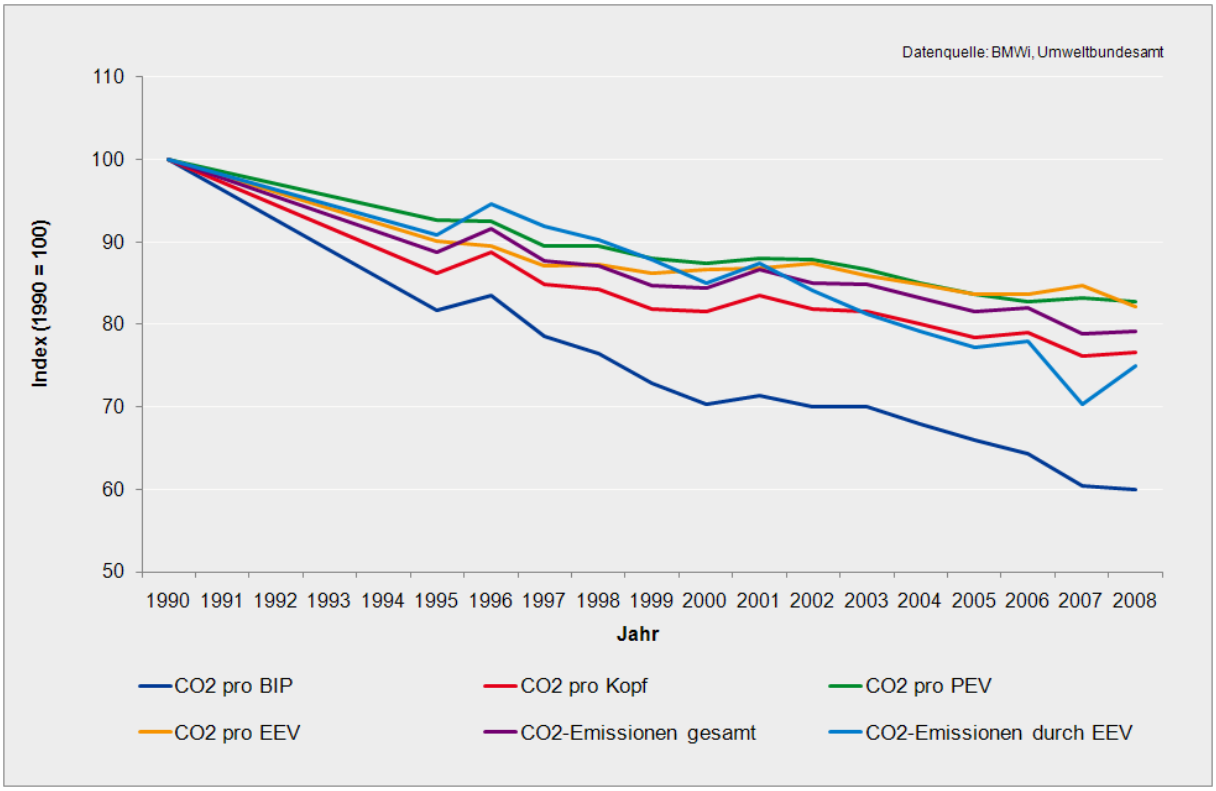
Die CO_2-Intensität der Wirtschaftsleistung (CO_2-Emissionen pro BIP) hat in Deutschland über den gesamten Betrachtungszeitraum erheblich abgenommen (- 40 %), was unter anderem auf die verbesserte Energieeffizienz der Wirtschaft zurückzuführen ist. Im Jahr 2007 wurden durch die Erzeugung einer Wirtschaftsleistung

von einem US-Dollar in Deutschland 0,34 kg CO_2 emittiert. Dieser Wert liegt geringfügig über dem EU-Durchschnitt von 0,32 kg CO_2 und etwas unter dem Durchschnitt der OECD-Länder von 0,4 kg CO_2 [IEA, 2009].

Die abnehmende CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs (1990-2008: - 17,3 %) wird durch den Energieträgermix bestimmt und ist auf den teilweisen Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger zurückzuführen. Die CO_2-Intensität des Endenergieverbrauchs weist einen ähnlichen Rückgang auf (- 17,8 %).

Diese Kennzahlen zeigen, dass es in Deutschland gelungen ist, einerseits CO_2-Emissionen und Energieverbrauch sowie andererseits Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung bis zu einem gewissen Grad zu entkoppeln (Abbildung 2.2.3-2).

Abbildung A 2.2.3-2: CO_2-Intensitäten 1990 bis 2008, Index, 1990 = 100



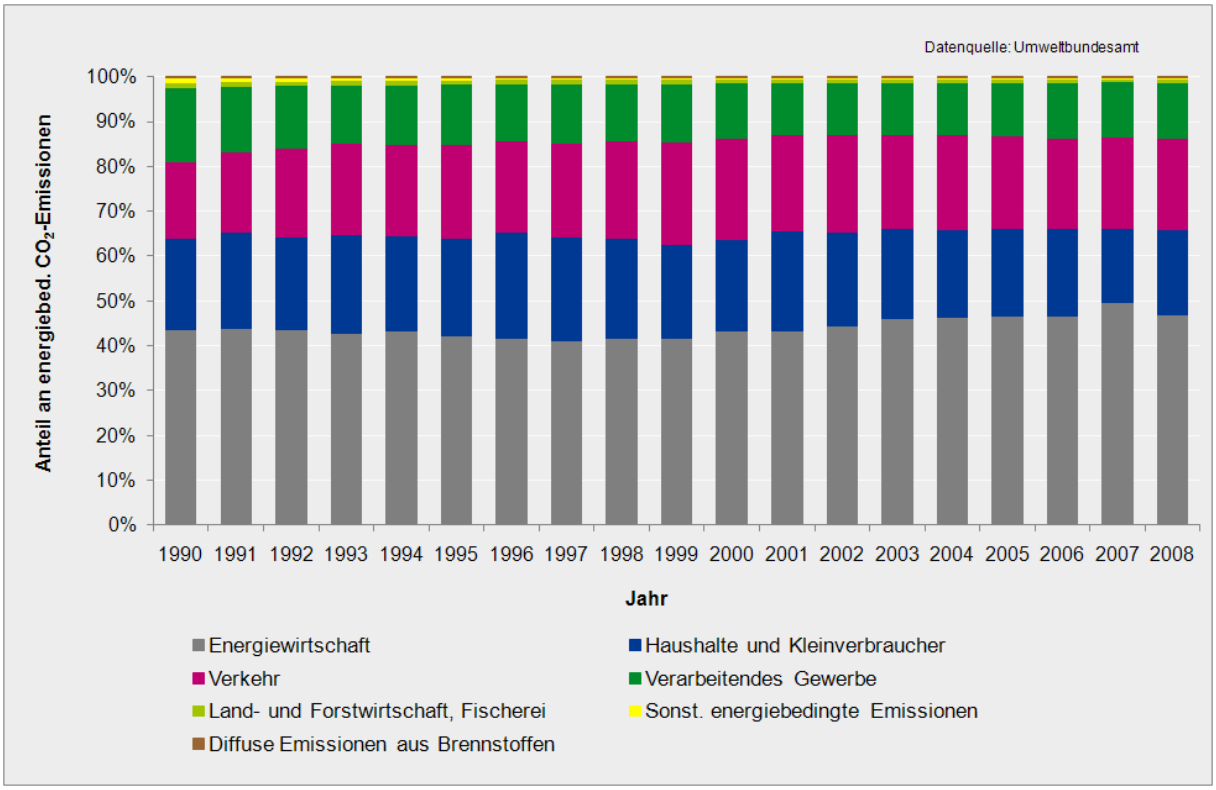
Prognos / EWI / GWS 2010

Im Beitrag der einzelnen Sektoren zu den gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen zeigen sich im Betrachtungszeitraum geringfügige Verschiebungen (Abbildung 2.2.3-3). Anteilsmäßig leicht zugenommen haben die Emissionen der Energiewirtschaft, die bis 1995 im Zuge der Deutschen Einheit zunächst stark gesunken waren. Ab 1999 stiegen die Emissionen hier wieder und stagnieren seit 2005 durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträ-

ger in der Stromerzeugung und die Einführung des EU-Emissionshandels.

Ebenfalls zugenommen hat der Anteil der verkehrsbedingten Emissionen, wobei der absolute Anstieg der Emissionen bis 1999 bemerkenswert ist. In den Jahren 2000 bis 2008 zeigten die verkehrsbedingten Emissionen dann eine rückläufige Tendenz. Die CO_2-Emissionen der Haushalte und des Verarbeitenden Gewerbes sind beinahe über den gesamten Betrachtungszeitraum rückläufig, wobei die Haushalte in den Jahren 1996 und 2001 aufgrund des temperaturbedingt höheren Heizbedarfs geringfügige Ausreißer verzeichneten. Ein Vergleich der absoluten Werte des Jahres 2008 mit denen des Jahres 1990 zeigt, dass die CO_2-Emissionen im Betrachtungszeitraum in allen Sektoren abgenommen haben.

Abbildung A 2.2.3-3: Sektorale Struktur der energiebedingten CO_2-Emissionen 1990 bis 2008, Anteile in %



Prognos / EWI / GWS 2010

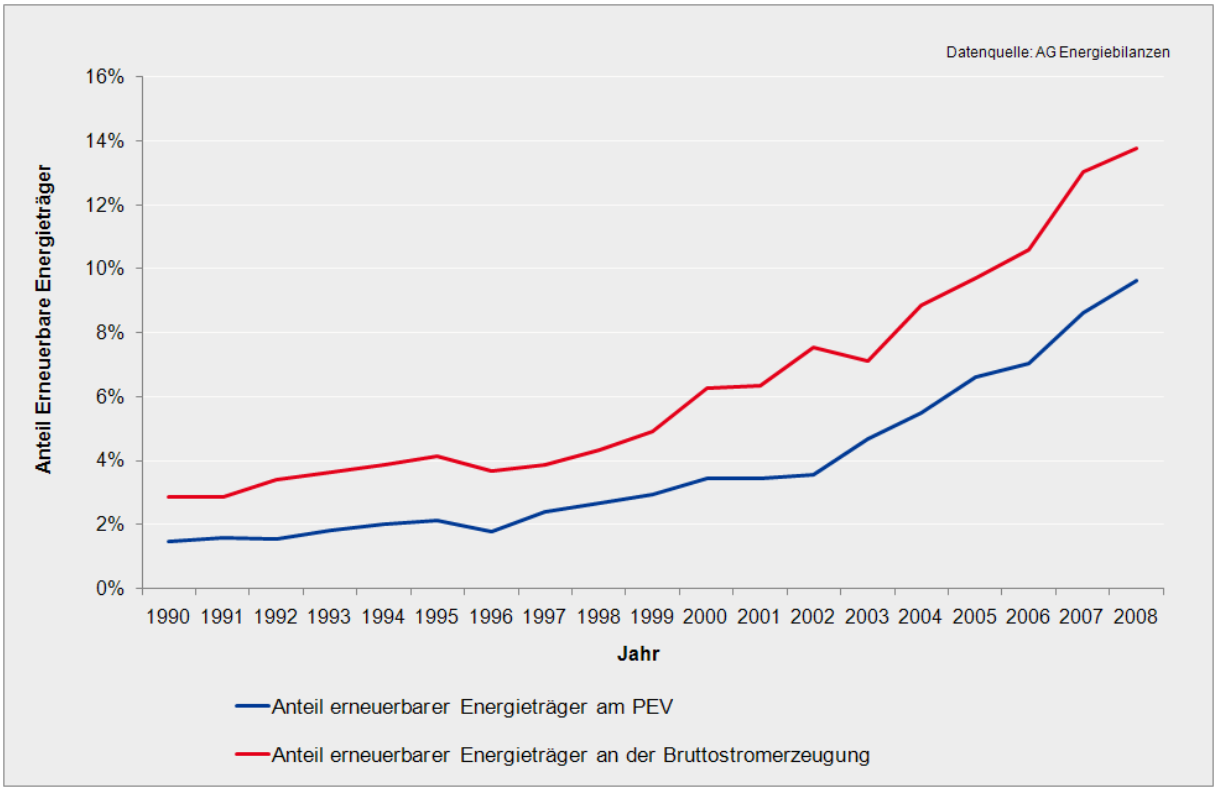
A 2.2.4 Entwicklung erneuerbarer Energien

Sowohl der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch als auch der Anteil Erneuerbarer an der Bruttostromerzeugung sind seit 1990 kontinuierlich gestiegen.

Bis 2008 hat sich der Beitrag der Erneuerbaren zur Bruttostromerzeugung von 2,9 % auf 13,8 % fast verfünffacht. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch, hat sich der Anteil sich von 1,3 % auf 8,7 % mehr als versechsfacht (Abbildung A 2.2.4-1).

Damit ist der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland deutlich schneller angestiegen als im EU-Durchschnitt.

Abbildung A 2.2.4-1: Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch und an der Bruttostromerzeugung 1990 bis 2008, in %



Prognos / EWI / GWS 2010

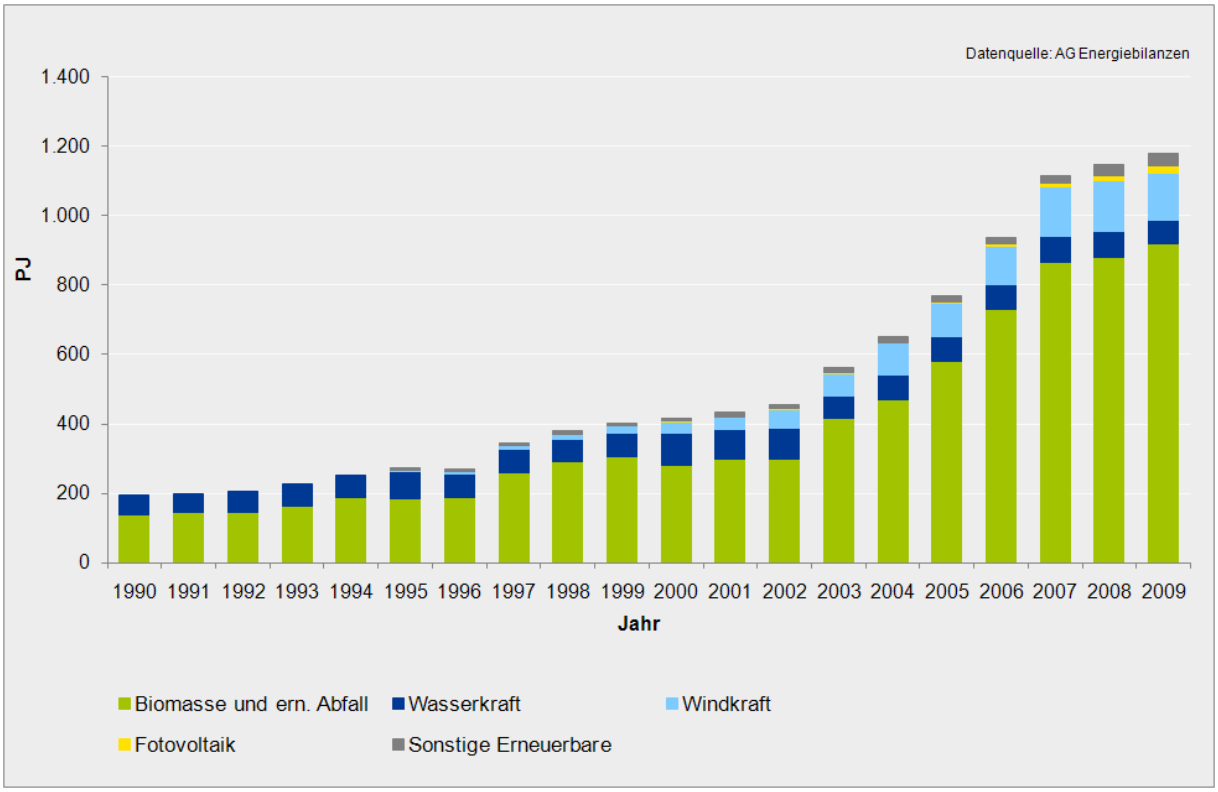
Der bedeutendste erneuerbare Energieträger war im Jahr 2009 – wie bereits 1990 – Biomasse (feste Biomasse, Biodiesel, Biogas und biogene Abfälle). Primärenergetisch bewertet stellten Biomassen 78 % der gesamten erneuerbaren Energien.

Im Betrachtungszeitraum massiv an Bedeutung gewonnen haben Windkraft und Fotovoltaik, welche allerdings erst ab den späten 90er Jahren relevante Anteile zur Deckung des Primärenergiever-

brauchs aufweisen. Der Beitrag von Wasserkraft zur Primärenergieversorgung veränderte sich von 1990 bis 2009 kaum.

Die gesamte Energiebereitstellung durch erneuerbare Quellen belief sich im Jahr 2009 auf 1.181 PJ (Abbildung A 2.2.4-2). Wasserkraft, Fotovoltaik und Windkraft werden ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt, während Biomasse sowohl für die Erzeugung von Strom und Wärme sowie für die Herstellung von Kraftstoffen genutzt wird.

Abbildung A 2.2.4-2: Erneuerbare Energien nach Energieträgern 1990 bis 2009, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2010

Bei der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien waren 2009 Wind-, Wasser- und Biomasse-Kraftwerke die Erzeugungstechnologien mit den größten Beiträgen. Der Anteil der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen an der gesamten Bruttostromerzeugung Deutschlands lag im Jahr 2009 bei 6,3 % (37,8 TWh). Bemerkenswert sind die durchschnittlichen Wachstumsraten der jährlichen Erzeugung aus Windkraftanlagen, die sich im Zeitraum von 2000 bis 2009 auf mehr als 17 % p.a. beliefen.

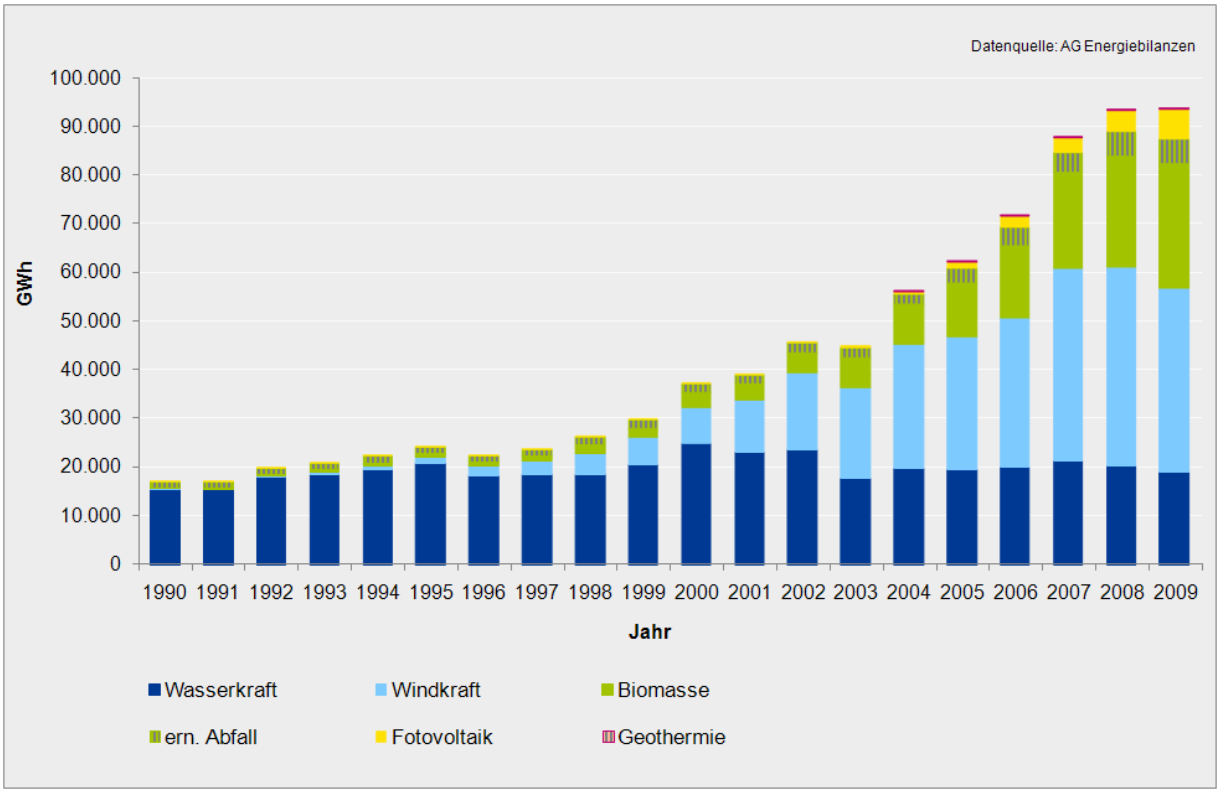
Neben der Windkraft expandiert in Deutschland seit 2000 vor allem die Stromerzeugung aus Fotovoltaik mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von fast 58 %. Allerdings belief sich die Stromerzeugung aus Fotovoltaik-Anlagen mit 6,2 TWh im Jahr

2009 nur auf knapp über 1 % der gesamten Bruttostromerzeugung Deutschlands.

Deutlich höher war 2009 mit über 25 TWh oder 4,3 % der Beitrag von Biomasse-Kraftwerken.

Wasserkraftwerke waren bis Ende der 1990er Jahre die dominierende Technologie in der erneuerbaren Stromerzeugung. Über den gesamten Betrachtungszeitraum stagnierte die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen, die jährlichen Schwankungen sind hauptsächlich auf Änderungen des witterungsabhängigen Wasserdargebots zurückzuführen. Ergänzend zu erwähnen ist die Stromerzeugung aus biogenen Abfällen und Geothermie, die 2009 zusammen knapp 1 % zur Bruttostromerzeugung beitrugen (Abbildung A 2.2.4-3).

Abbildung A 2.2.4-3: Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien nach Energieträgern 1990 bis 2009, in GWh



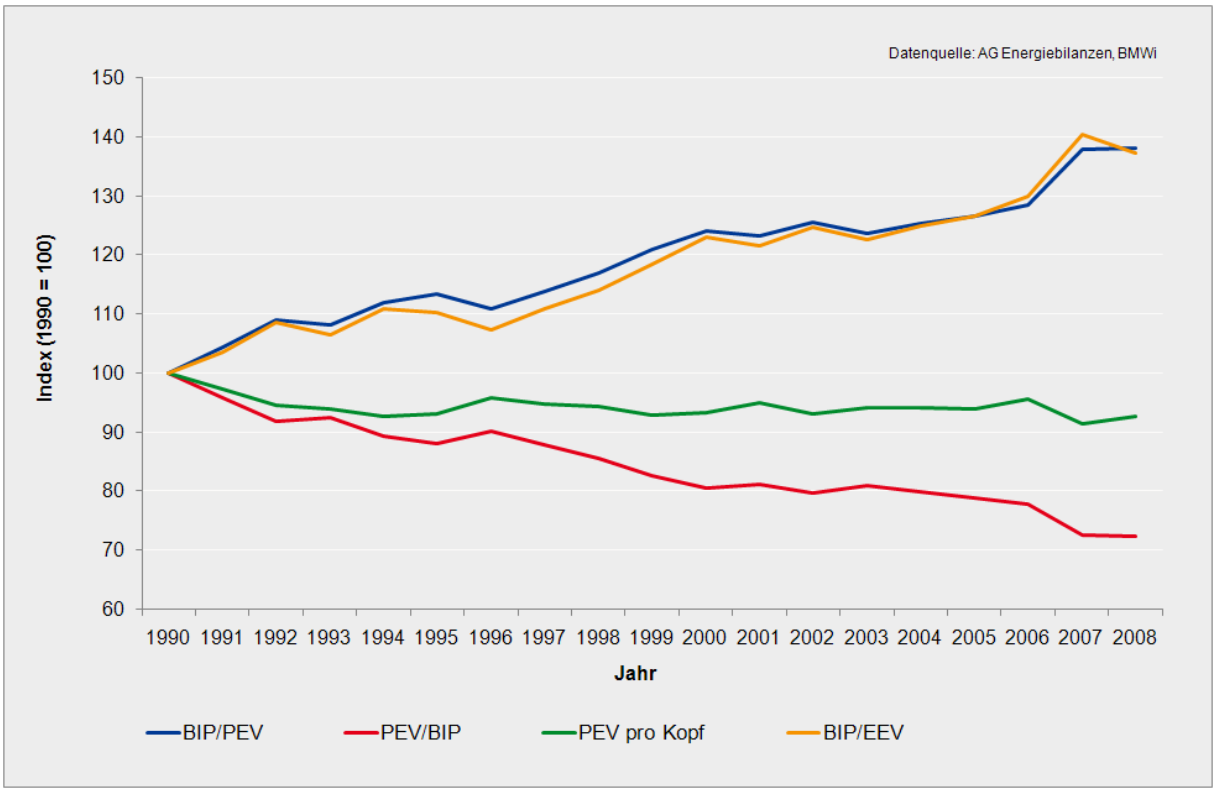
Prognos / EWI / GWS 2010

A 2.2.5 Energieproduktivität und Energieeffizienz

Im Betrachtungszeitraum ist die Energieproduktivität (Wirtschaftsleistung pro Primärenergieverbrauch) in Deutschland um fast 40 % gestiegen. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,8 % und damit etwa dem EU-Durchschnitt. In den USA lag die entsprechende Rate mit 1,7 % p.a. etwas niedriger.

Im Jahr 2007 erzielte Deutschland – wie auch die EU im Durchschnitt – durch den Einsatz einer Kilowattstunde Primärenergie eine Wirtschaftsleistung von ca. 0,6 US-Dollar[6]. Dieser Wert liegt um 19 % über dem entsprechenden Durchschnitt der OECD-Länder. Mit 168,6 GJ lag der Primärenergieverbrauch pro Kopf in Deutschland im Jahr 2007 über dem EU-Durchschnitt (148,5 GJ) und um mehr als 13 % unter dem Wert für die OECD-Länder (194,2 GJ). Zwar sank der Pro-Kopf-Energieverbrauch Deutschlands – auch aufgrund der Wiedervereinigung – von 1990 bis 1995, veränderte sich danach aber nur wenig und lag 2008 auf dem Niveau von 1995. Die Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch folgte in ihrer Entwicklung im Wesentlichen der Energieproduktivität des Primärenergieverbrauchs (Abbildung A 2.2.5-1).

Abbildung A 2.2.5-1: Energieproduktivität und spezifischer Energieverbrauch 1990 bis 2008, Index 1990 = 100



Prognos / EWI / GWS 2010

6 BIP nach Kaufkraftparitäten, reale Werte bezogen auf das Jahr 2000, Datenquelle IEA [IEA, 2009a], eigene Berechnung.

A 2.2.6 Wettbewerb in Energiemärkten

Die zentrale Maßnahme im Bereich der EU-Energiepolitik war im Betrachtungszeitraum die Orientierung der Europäischen Union an einer stärkeren Integration der Energiemärkte und die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Binnenmarktes für Energie. Dies betraf vor allem den Strom- und Gasmarkt. Der erste entscheidende Schritt dieser Politik war die Verabschiedung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie des Jahres 1996 und der Richtlinie zur Liberalisierung des Erdgasmarktes 1998. Im Bereich des Elektrizitätsmarktes wurde mit der Verabschiedung der zweiten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie des Jahres 2003 ein weiterer Schritt getan, um mehr Wettbewerb am Strommarkt zu ermöglichen. Im selben Jahr wurde von der Europäischen Union auch eine Richtlinie verabschiedet, welche gemeinsame Vorschriften für den europäischen Erdgasbinnenmarkt beinhaltete [EUROPA, 2009a]. Diese beiden EU-Richtlinien wurden durch eine Neufassung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) im Jahr 2005 in deutsches Recht umgesetzt [BMWi, 2010b]. Wesentliche Ziele der Richtlinien des Jahres 2003 sind die Trennung des natürlichen Monopols der Energienetze von der Energieerzeugung und dem Energievertrieb, die Regulierung des Netzbereichs, die Öffnung des Energiemarktes für den grenzüberschreitenden Handel und die Ermöglichung des freien Netzzugangs für Erzeuger sowie des Netzanschlusses für Endkunden [EUROPA, 2009a]. Im Juni 2009 wurde durch die Europäische Union schließlich das dritte Legislativpaket für den Energiebinnenmarkt verabschiedet, welches nach der Veröffentlichung innerhalb von 18 Monaten durch die Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt werden soll. Der Schwerpunkt dieses neuen Pakets liegt auf der Stärkung des EU-Energiebinnenmarktes, dem Verbraucherschutz für Energiekonsumenten, niedrigen Energiepreisen und der Verbesserung der Energieeffizienz [EUROPA, 2009b].

Noch in den 1990er Jahren war der deutsche Energiemarkt durch stark monopolistische Strukturen gekennzeichnet. Die Implementierung der Richtlinien der Europäischen Union in die nationale Gesetzgebung erforderte umfassende Veränderungen der bestehenden Regelungen. In Deutschland waren alle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, Aktivitäten, welche die Energieerzeugung oder den Energievertrieb betrafen, spätestens bis zum 1. Juli 2007 aus ihrem Unternehmen herauszulösen. Dies betraf das Management, die Buchhaltung, den Informationsfluss und die rechtliche Identität des Unternehmens, nicht jedoch die eigentumsrechtlichen Verhältnisse. Zudem wurde in Deutschland 2005 die Bundesnetzagentur geschaffen, welche die Aufgabe hat, alle Netzwerkindustrien (Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn) Deutschlands zu regulieren. Die Aufgaben der Bundesnetzagentur umfassen insbesondere die Festlegung der Gebühren für die Nutzung der Gas- und Elektrizitätsnetze.

Netzzugang und Netzanschluss sind in Deutschland gesetzlich gewährleistet und können vor Gericht durchgesetzt werden. Im Bereich des internationalen Energiehandels erfolgt zudem ein intensiver Austausch mit den Nachbarstaaten [BMWi, 2010b].

Die Elektrizitätsversorgung in Deutschland wird durch die vier Unternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall geprägt. Insgesamt entfielen zum 31.12.2008 auf diese vier Unternehmen 84,7 % der Netto-Engpassleistung[7]. Der Anteil an der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge Deutschlands betrug im Jahr 2008 für die vier größten Unternehmen 86,3 %. Bezogen auf die Netto-Elektrizitätserzeugung und die Netto-Engpassleistung gab es im Jahr 2008 kein weiteres Unternehmen, das über einen Anteil von mindestens 5 % verfügte [Bundesnetzagentur, 2009]. Im Bereich des Besitzes der Übertragungsnetze kam es in näherer Vergangenheit zu entscheidenden Veränderungen. Bis zum Jahr 2007 besaßen noch alle ehemaligen Verbundunternehmen auch eigene Übertragungsnetze. Im Zeitraum von 2008 bis 2010 verkaufte E.ON sein Übertragungsnetz, welches sich nun als das Unternehmen Transpower Stromübertragungs GmbH im Besitz des niederländischen Stromnetzbetreibers TenneT befindet [TenneT, 2009]. Zudem lagerte RWE sein Übertragungsnetz in diesem Zeitraum in das Tochterunternehmen Amprion aus [RWE/Amprion, 2009] und das Übertragungsnetz von Vattenfall wurde als 50 Hertz Transmission GmbH an das belgische Unternehmen Elia und den australischen Infrastrukturfonds IFM verkauft [50Hertz Transmission, 2010]. EnBW ist weiterhin 100%iger Anteilseigner am Kapital des Tochterunternehmens EnBW Transportnetze AG [EnBW, 2009].

Der deutsche Gasmarkt weist eine Struktur auf, in der einerseits wenige große Unternehmen die Ferngasversorgung und das Importgeschäft dominieren und andererseits sehr viele kleine Unternehmen die regionale Versorgung übernehmen. Die Ferngasleitungen werden dabei zu einem großen Teil von Tochtergesellschaften der großen Erdgasversorger betrieben. Im Gasbereich wurde aufgrund dieser Situation mit der Implementierung des Zweivertragsmodells im Jahr 2008 der Netzzugang für Gaslieferanten wesentlich erleichtert. Dieses Modell sieht vor, dass Gaslieferanten innerhalb eines Marktgebietes nur jeweils einen Ein- und einen Ausspeisevertrag benötigen und nicht mit allen dazwischen liegenden Netzbetreibern Durchleitungsverträge abschließen müssen [Bundesnetzagentur, 2009].

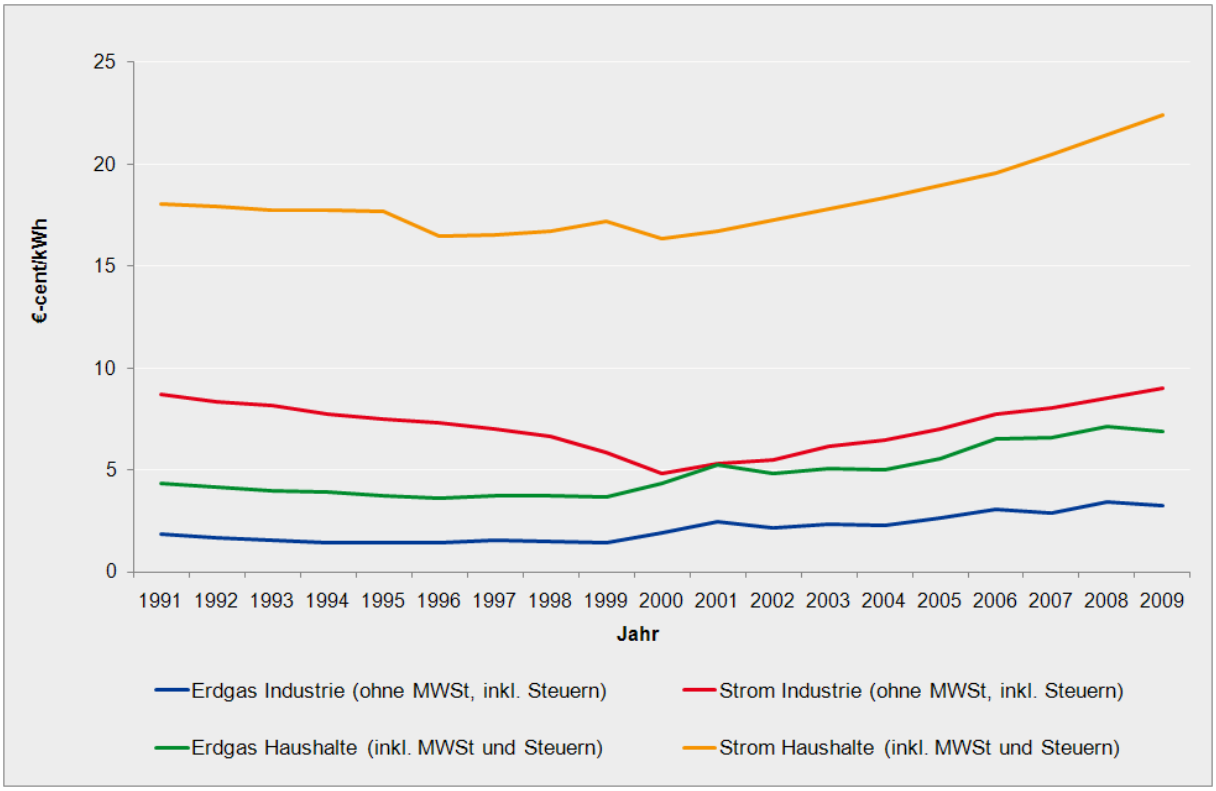
Die Energiepreise[8] für Endverbraucher zeigten nach weitgehender Stabilität bei Erdgas und einer sinkenden Tendenz bei Strom im Zeitraum 1991 bis 1999 ab der Jahrtausendwende eine leicht stei-

7 Berechnung der Anteile an der installierten Leistung und der jährlichen Erzeugung durch die Bundesnetzagentur unter Anwendung der Dominanzmethode (Zuordnung der Abgabemenge beherrschter Unternehmen zu 100 % an das jeweilig beherrschende Unternehmen), bei Gemeinschaftsunternehmen (50 % Beteiligung) wird jeweils die Hälfte den beiden Unternehmen zugerechnet [Bundesnetzagentur, 2009]

8 Energiepreise in EUR 2008

gende Entwicklung. Während die Haushaltspreise im Strombereich im Vergleich zum Jahr 1995 gestiegen sind, lagen die Preise für die Industrie 2009 ungefähr auf demselben Niveau wie 1991. Ein Grund für den Anstieg der Strompreise ab der Jahrtausendwende war die Einführung der Stromsteuer 1999 sowie die Implementierung der für die Vergütung von erneuerbarer Stromerzeugung eingeführten EEG-Umlage im Jahr 2000. Während die EEG-Umlage vor allem den Anstieg der Strompreise in den Jahren ab 2005 beeinflusste, ist in der Einführung der Stromsteuer eine Ursache für den Anstieg der Jahre 2000 bis 2005 zu sehen. Hinzu kamen die Auswirkungen des EU-Emissionshandels und steigende Preise für fossile Brennstoffe. Der Anstieg der Erdgaspreise ist nur in geringem Ausmaß auf die Erhöhung der Erdgassteuer im Jahr 2003 zurückzuführen. Entscheidend hierfür ist vielmehr die Verteuerung von Rohöl und des preislich daran gekoppelten Erdgases ab dem Jahr 2004 (Abbildung A 2.2.6-1).

Abbildung A 2.2.6-1: Strom- und Erdgaspreise für Industrie und Haushaltskunden, in €-Cent pro kWh 1991 bis 2009



Prognos / EWI / GWS 2010

Zur Bewertung des Wettbewerbs am Endverbrauchermarkt für Strom und Gas können Lieferantenwechselquoten genutzt werden. Die von der Bundesnetzagentur für den Elektrizitätsmarkt erhobenen Werte des Jahres 2008 zeigen, dass die mengen- und anzahlbezogenen Wechselquoten für Endkunden ab einer Elektrizitätsentnahmemenge von 100 MWh/Jahr deutlich über den Quoten von Endkunden mit geringeren jährlichen Entnahmemengen lagen.

Von den großen Industrie- und Gewerbekunden wechselten 10,9 % (Verbrauch bis 2 GWh p.a.) bzw. 17,4 % (Verbrauch über 2 GWh p.a.) im Jahr 2008 ihren Lieferanten, während der Wert für die zahlenmäßig bedeutendere Gruppe der kleinen Industrie- und Gewerbekunden (Energieentnahmemenge von weniger als 100 MWh p.a.) nur bei 4 - 5 % lag. Der Markt für Industrie- und Gewerbekunden wird von der Bundesnetzagentur zudem insgesamt als Markt mit überregionalem Wettbewerb bewertet, weil im Jahr 2008 nur 2,1 % der nachgefragten Menge vom Grundversorger mit einem Grundversorgungsvertrag beliefert wurden [Bundesnetzagentur, 2009].

Im Vergleich dazu lag 2008 die Wechselquote von Haushaltskunden nur bei 4,1 % bzw. 0,7 % (Haushaltskunden nach einem Umzug). Mehr als die Hälfte (51 %) der Haushaltskunden wurden 2008 weiterhin von ihrem Grundversorger mit einem Grundversorgungsvertrag beliefert, wobei dieser Wert im Vergleich zum Jahr 2007 etwas abgesunken ist [Bundesnetzagentur, 2009].

Im Bereich der Gasversorgung stieg die Wechselrate für den gesamten Markt – bezogen auf die Entnahmemenge der Endverbraucher – in den Jahren 2006 bis 2008 von 1,3 % auf 4,35 %. Dabei wechselten ähnlich wie in der Stromversorgung im Jahr 2008 vor allem Großkunden den Lieferanten. Während die Wechselrate – bezogen auf die Anzahl der Kunden – bei Großkunden mit einer jährlichen Entnahmemenge von mehr als 100.000 MWh im Jahr 2008 bei 15,8 % lag, belief sich dieser Wert für Kunden mit einer Entnahmemenge von 300 MWh p.a. oder weniger auf 2,8 % [Bundesnetzagentur, 2009].

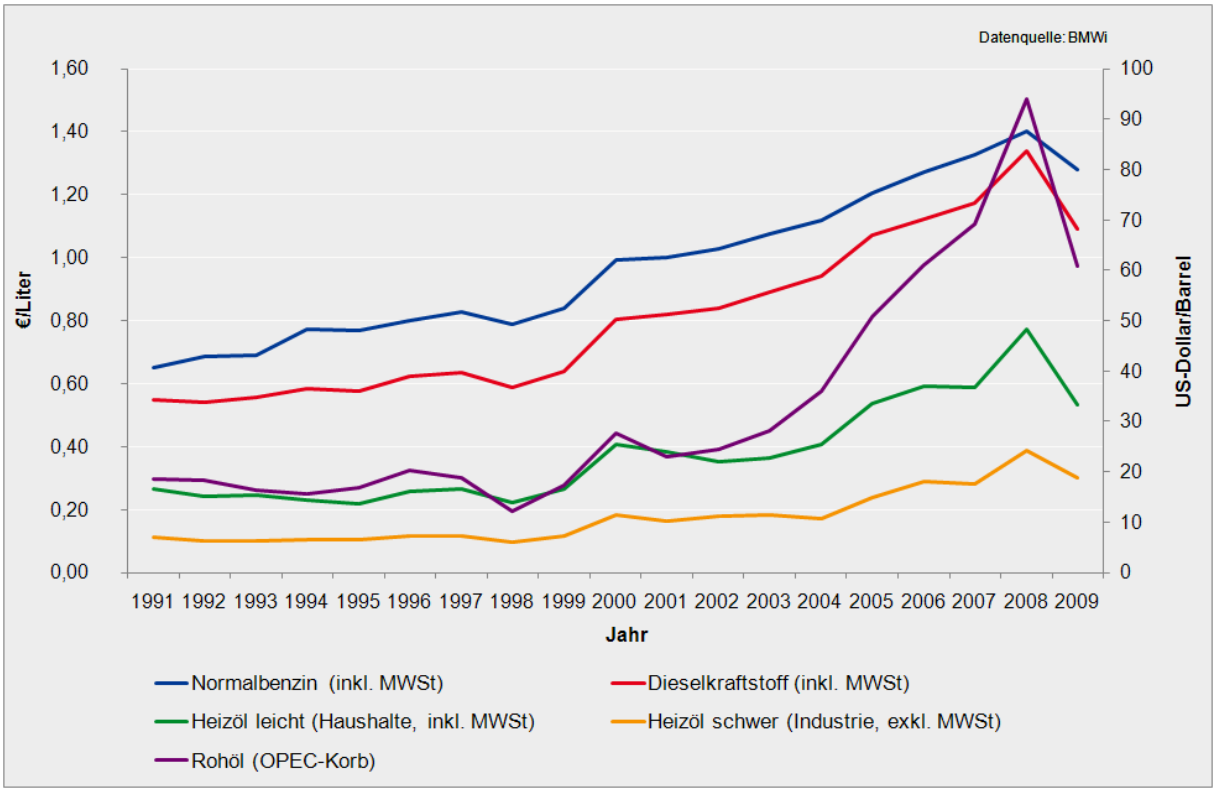
Preisentwicklung bei Erdöl und Mineralölprodukten

Die Preisentwicklung von Erdöl und Erdölprodukten war im Zeitraum von 1991 bis 2009 vor allem durch einen kontinuierlichen Anstieg der Preise und den historischen Höchststand des Rohölpreises im Jahr 2008 gekennzeichnet. Die Preise der von den Endverbrauchern bezogenen Erdölprodukte, wie Benzin, Diesel und Heizöl, folgten in ihrer Entwicklung im Wesentlichen dem Rohölpreis. Abbildung A 2.2.6-2 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Endverbraucherpreise für Erdölprodukte und den Weltmarktpreis für Rohöl.

Die Einflussgrößen des Rohölpreises lassen sich in solche Faktoren einteilen, die für die mittel- und langfristige Preisentwicklung relevant sind und solche, die die kurzfristige Preisentwicklung bestimmen. Die Endlichkeit von Ölvorkommen, temporäre Beschränkungen in der Bereitstellung (z.B. aufgrund verzögerter Investitionen in Exploration und Förderung) und neue Extraktionsmöglichkeiten für Rohöl bestimmen eher die mittel- und langfristige Preisentwicklung. Kurzfristige Veränderungen werden eher durch die Erwartungen an den Kapitalmärkten und daran gebundene Spe-

kulationen getrieben. Extreme Schwankungen des Ölpreises, wie in den vergangenen Jahren beobachtet, sind wohl auf das Zusammenspiel mehrerer dieser Faktoren zurückzuführen [IEA, 2009c].

Abbildung A 2.2.6-2: Rohölpreis und Preise von Erdölprodukten, in €/Liter (Erdölprodukte) und US-Dollar/Barrel (Rohöl) 1991 bis 2009



Prognos / EWI / GWS 2010