# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Projektleitung:
Fraunhofer ISI – Benjamin Pfluger
Consentec GmbH – Bernd Tersteegen
ifeu – Bernd Franke

## Projektteam

**Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung:** Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac, Rainer Elsland, Tobias Fleiter, André Kühn, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Matthias Rehfeldt, Frank Sensfuß, Jan Steinbach

**Consentec GmbH:** Andreas Cronenberg, Alexander Ladermann, Christian Linke, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Sebastian Willemsen,

**IFEU:** Bernd Franke, Benedikt Kauertz, Martin Pehnt, Nils Rettenmaier

**Technische Universität Wien:** Michael Hartner, Lukas Kranzl

**M-Five:** Wolfgang Schade

**TEP Energy GmbH:** Giacomo Catenazzi, Martin Jakob, Ulrich Reiter

## Impressum


| | |
|---|---|
| Benjamim Pfluger | Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)<br>Breslauer Straße 48 \| 76139 Karlsruhe<br>Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de |
| Bernd Testeegen | Consentec GmbH<br>Grüner Weg 1 \| 52070 Aachen<br>tersteegen@consentec.de |
| Bernd Franke | ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH<br>Wilckensstraße 3 \| D-69120 Heidelberg, Deutschland<br>bernd.franke@ifeu.de |



| | |
|---|---|
| Hintergrundbild Deckblatt | © shutterstock.com / vs148 |



| | |
|---|---|
| Veröffentlicht | September 2017 |

# Inhaltsverzeichnis


**1 Einleitung ..... 1**

1.1 Hintergrund und Projektüberblick ..... 3

1.2 Szenarioarchitektur ..... 6

1.2.1 Referenzszenario ..... 7

1.2.2 Basisszenario ..... 8

1.3 Überblick über die Entwicklung der $CO_2$-Preise ..... 10

**2 Industrie ..... 11**

2.1 Sektorspezifische Rahmendaten ..... 11

2.2 Technologische und energiepolitische Annahmen ..... 25

2.2.1 Übersicht ..... 25

2.2.2 Politische Instrumente und technische Entwicklung ..... 25

2.2.3 Potenziale und Restriktionen für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern zur Bereitstellung von Wärme ..... 32

2.2.4 Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ ..... 36

2.3 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 39

2.4 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 40

2.5 Vergleich der Szenarien und Fazit ..... 46

2.5.1 Endenergiebedarf ..... 46

2.5.2 Entwicklung der Subsektoren ..... 47

2.5.3 Energieintensive Prozesse ..... 48

2.5.4 Elektromotoren und Beleuchtung ..... 48

2.5.5 Treibhausgasemissionen ..... 50

2.5.6 Differenzkosten des Industriesektors ..... 54

2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen ..... 60

**3 GHD-Prozesse ..... 63**

3.1 Sektorspezifische Rahmendaten ..... 63

3.2 Energiedienstleistungen und energiepolitische Annahmen ..... 65

3.3 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 67
3.4 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 69
3.5 Vergleich der Szenarien und Fazit ..... 72
3.6 Differenzkosten des GHD-Sektors ..... 72

**4 Verkehr ..... 75**
4.1 Sektorspezifische Rahmendaten ..... 75
4.2 Technologische und verkehrspolitische Annahmen ..... 77
4.3 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 81
4.4 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 88
4.5 Vergleich der Szenarien und Fazit ..... 98
4.6 Differenzkosten des Verkehrssektors ..... 103

**5 Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) ..... 113**
5.1 Sektorspezifische Rahmendaten ..... 113
5.2 Technologische und energiepolitische Annahmen ..... 114
5.3 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 118
5.4 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 123
5.5 Vergleich der Szenarien und Fazit ..... 129
5.6 Differenzkosten des Gebäudesektors ..... 133

**6 Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung ..... 136**
6.1 Sektorspezifische Rahmendaten ..... 136
6.2 Technologische und energiepolitische Annahmen ..... 136
6.3 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 138
6.4 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 139
6.5 Vergleich der Szenarien und Fazit ..... 140
6.6 Differenzkosten Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung ..... 141

**7 Stromerzeugung und KWK ..... 144**

7.1 Szenarienspezifische Annahmen ..... 144
7.1.1 Parametrierung der Stromerzeugung im Referenzszenario ..... 144
7.1.2 Parametrierung der Stromerzeugung im Basisszenario ..... 145
7.1.3 Stromnetze ..... 149

7.2 Ergebnisse des Referenzszenarios ..... 152
7.2.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland ..... 152
7.2.2 Ergebnisse für Deutschland ..... 158
7.2.3 Stromnetze ..... 182
7.2.4 Entwicklung der deutschen Stromsystemkosten im Referenzszenario ..... 206

7.3 Ergebnisse des Basisszenarios ..... 211
7.3.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland ..... 211
7.3.2 Ergebnisse für Deutschland ..... 220
7.3.3 Stromnetze ..... 247
7.3.4 Entwicklung der deutschen Stromsystemkosten im Basisszenario ..... 280

7.4 Vergleich der Ergebnisse von Referenz- und Basisszenario ..... 285
7.4.1 Stromerzeugung ..... 285
7.4.2 Analyse stundenscharfer Erzeugung in Deutschland ..... 286
7.4.3 Stromhandel ..... 289
7.4.4 Regionaler Ausbau ..... 289
7.4.5 Stromnetze ..... 289
7.4.6 Kostenvergleich Referenz- und Basisszenario ..... 303

**8 Gesamtergebnisse für Deutschland im Referenz- und Basisszenario ..... 306**

8.1 Entwicklungen der THG-Emissionen ..... 306
8.1.1 Entwicklung der THG-Emissionen im Referenzszenario ..... 307
8.1.2 Entwicklung der THG-Emissionen im Basisszenario ..... 310

8.2 Entwicklungen des Endenergieverbrauchs ..... 314
8.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Referenzszenario ..... 314
8.2.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Basisszenario ..... 316

8.3 Entwicklungen des Primärenergieverbrauchs ..... 319
8.3.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario ..... 319
8.3.2 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Basisszenario ..... 321
8.4 Entwicklungen des energetischen Biomasseeinsatzes ..... 324
8.4.1 Biomasseeinsatz im Referenzszenario ..... 324
8.4.2 Biomasseeinsatz im Basisszenario ..... 325
8.5 Systemanalytische Differenzkosten ..... 328
8.5.1 Kostendefinition und Berechnungsmethodik ..... 328
8.5.2 Differenz der Kosten zwischen Basis- und Referenzszenario ..... 330

**9 Schlussfolgerungen ..... 333**
9.1 Übergeordnete Erkenntnisse ..... 333
9.2 Industrie ..... 335
9.3 Verkehr ..... 336
9.4 Gebäudesektor ..... 337
9.5 Systemische Effekte des Stromsystems ..... 338
9.6 Fossile Stromerzeugung ..... 340
9.7 Erneuerbare Energien ..... 341
9.8 Netzfragestellungen ..... 344

**10 Literatur ..... 348**

## Abbildungsverzeichnis


Abbildung 1: Grundsätzliche Szenarioarchitektur ..... 7

Abbildung 2: Stromverbrauch in Querschnittstechniken je Subsektor im Jahr 2010 ..... 30

Abbildung 3: Annahmen zu Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen im *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 31

Abbildung 4: Brennstoffbedarf der Industrie nach Temperaturniveau und Wirtschaftszweig im Jahr 2010 ..... 33

Abbildung 5: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im *Referenzszenario* ..... 39

Abbildung 6: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor im *Referenzszenario* ..... 40

Abbildung 7: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im *Basisszenario* ..... 41

Abbildung 8: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor im *Basisszenario* ..... 42

Abbildung 9: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor und Energieträger im *Basisszenario* ..... 42

Abbildung 10: $CO_2$-Abscheidung und Speicherung im *Basisszenario* bis 2050 ..... 43

Abbildung 11: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im Vergleich von *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 46

Abbildung 12: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor – *Referenz*- und *Basisszenario* im Vergleich ..... 47

Abbildung 13: Entwicklung des Stromverbrauchs durch Querschnittstechniken ..... 49

Abbildung 14: Stromverbrauch durch Querschnittstechniken im Vergleich zu den Diffusionsgrenzen ..... 50

Abbildung 15: Brutto-Treibhausgasemissionen (vor Saldierung der durch CCS aufgefangenen Emissionen) des Industriesektors ..... 51

Abbildung 16 Netto-Treibhausgasemissionen des Industriesektors je Subsektor und Szenario bis 2050 ..... 52

Abbildung 17: Treibhausgasemissionen des Industriesektors im ETS und Non-ETS-Bereich im *Referenz*- und *Basisszenario* bis 2050 ..... 53

Abbildung 18: Annahmen zu den spezifischen Investitionen ausgewählter Technologien zur Dampferzeugung in der Industrie ..... 56

Abbildung 19: Annuisierte Differenzinvestitionen Industriesektor nach Investitionskategorien (ohne Materialeffizienz und Recycling) zwischen *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 57

Abbildung 20: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Stromnachfrage ..... 67

Abbildung 21: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Endenergienachfrage nach Energieträgern ..... 69

Abbildung 22: Ergebnisse des *Basisszenarios* zur Stromnachfrage nach Verbrauchergruppen ..... 71

Abbildung 23: Stromeinsparung in TWh im Vergleich zwischen *Referenzszenario* und *Basisszenario* ..... 72

Abbildung 24: Endenergieverbrauch der Verkehrsträger im *Referenzszenario* ..... 82

Abbildung 25: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern im *Referenzszenario* ..... 83

Abbildung 26: PKW-Flotte nach Antrieben im *Referenzszenario* ..... 84

Abbildung 27: Entwicklung der Nachfrage nach Biokraftstoffen im *Referenzszenario* ..... 85

Abbildung 28: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr im *Referenzszenario* ..... 86

Abbildung 29: Entwicklung des Güteraufkommens im *Referenzszenario* ..... 87

Abbildung 30: Entwicklung der Güterverkehrsleistung im *Referenzszenario* ..... 88

Abbildung 31: Endenergieverbrauch der Verkehrsträger im *Basisszenario* ..... 89

Abbildung 32: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern im *Basisszenario* ..... 90

Abbildung 33: Endenergieverbrauch im nationalen / internationalen Verkehr im *Basisszenario* ..... 91

Abbildung 34: PKW-Flotte nach Antrieben im *Basisszenario* ..... 93

Abbildung 35: Entwicklung der Nachfrage nach Biokraftstoffen im *Basisszenario* ..... 95

Abbildung 36: Entwicklung der Verkehrsleistung im bodengebundenen Personenverkehr im *Basisszenario* ..... 96

Abbildung 37: Entwicklung des Güteraufkommens im *Basisszenario* ..... 97

Abbildung 38: Entwicklung der Güterverkehrsleistung im *Basisszenario* ..... 98

Abbildung 39: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Verkehrsträgern (*Basis*- und *Referenzszenario*) ..... 99

Abbildung 40: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Energieträgern (*Basis*- und *Referenzszenario*) ..... 100

Abbildung 41: Vergleich der Systemkosten im Verkehr zwischen *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 105

Abbildung 42: Thermisch relevante Sanierungsrate nach Gebäudekategorien, *Referenzszenario* ..... 118

Abbildung 43: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenzszenario* ..... 120

Abbildung 44: Primärenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung sowie Beleuchtung im GHD-Sektor ..... 122

Abbildung 45 Thermisch relevante Sanierungsrate nach Gebäudekategorien, *Basisszenario* ..... 124

Abbildung 46 Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Basisszenario* ..... 126

Abbildung 47: Primärenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung sowie Beleuchtung im GHD-Sektor nach Energieträgern sowie Einsparung gegenüber 2008, 2010 bis 2050, *Basisszenario* ..... 128

Abbildung 48: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenz*- und *Basisszenario* ..... 132

Abbildung 49: Primärenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern sowie Einsparung gegenüber 2008, 2010 bis 2050, *Referenz*- und *Basisszenario* ..... 132

Abbildung 50: Energienachfrage nach Anwendungsgruppen im *Referenzszenario* ..... 139

Abbildung 51: Energienachfrage nach Anwendungsgruppen im *Basisszenario* ..... 140

Abbildung 52: Vergleich der Energienachfrage nach Anwendungsgruppen und Szenario ..... 141

Abbildung 53: Stromerzeugung Wind-Onshore im *Referenzszenario* nach Regionen im Jahr 2050 ..... 154

Abbildung 54: Stromerzeugung der PV-Freiflächen im *Referenzszenario* nach Regionen im Jahr 2050..... 155

Abbildung 55: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Europa..... 156

Abbildung 56: Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland..... 157

Abbildung 57: Stromnachfrage und Verluste im *Referenzszenario* ..... 159

Abbildung 58: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Referenzszenario*..... 163

Abbildung 59: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Referenzszenario*..... 164

Abbildung 60: Vollkosten der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken nach Jahresauslastung (*Referenzszenario*) ..... 166

Abbildung 61: Potenziale Erneuerbare Energien in Deutschland..... 167

Abbildung 62: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (*Referenzszenario*) ..... 170

Abbildung 63: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (*Referenzszenario*) ..... 172

Abbildung 64: Stromhandelsindikator für Europa im *Referenzszenario* ..... 173

Abbildung 65: Stromhandel im *Referenzszenario* ..... 175

Abbildung 66: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Referenzszenario*..... 177

Abbildung 67: Potenzialausnutzung PV-Freifläche im *Referenzszenario*..... 179

Abbildung 68: Potenzialausnutzung PV-Aufdach im *Referenzszenario* ..... 180

Abbildung 69: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Referenzszenario* in Europa bis 2050 ..... 184

Abbildung 70 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Referenzszenario* in Europa bis 2050 ..... 185

Abbildung 71: Maximale (n-1)-Netzbelastung 2030 bis 2050 im *Referenzszenario* vor endogenem Ausbau ..... 187

Abbildung 72: Entwicklung des Netzbestandes in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Referenzszenario* ..... 188

Abbildung 73: Netzausbedarf in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Referenzszenario* je Dekade ..... 189

Abbildung 74: Entwicklung der Trassenkilometer je Technologie im *Referenzszenario* bis 2050 ..... 191

Abbildung 75: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (absolut) im *Referenzszenario* ..... 192

Abbildung 76: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (flächenspezifisch) im *Referenzszenario* ..... 193

Abbildung 77: Investitionsbedarfe im Übertragungsnetz bis 2050 im *Referenzszenario* ..... 195

Abbildung 78: Annuitätische Kosten im Übertragungsnetz bis 2050 im *Referenzszenario* ..... 195

Abbildung 79: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“ ..... 196

Abbildung 80: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario* ..... 198

Abbildung 81: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario* ..... 199

Abbildung 82: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im *Referenzszenario* ..... 200

Abbildung 83: Entwicklung der Netzmengen nach Netzebenen im *Referenzszenario* ..... 203

Abbildung 84: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario* ..... 205

Abbildung 85: Kosten des deutschen Stromsystems im *Referenzszenario* ..... 209

Abbildung 86: Stromerzeugung aus Wind-Onshore im *Basisszenario* nach Regionen im Jahr 2050 ..... 214

Abbildung 87: Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen im *Basisszenario* nach Regionen im Jahr 2050 ..... 215

Abbildung 88: Stromerzeugung im *Basisszenario* in Europa (exklusive Deutschland) ..... 217

Abbildung 89: Vollkosten der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken nach Jahresauslastung (*Basisszenario*) ..... 218

Abbildung 90: Potenziale Erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland ..... 219

Abbildung 91: Stromnachfrage und Verluste im *Basisszenario* ..... 220

Abbildung 92: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Basisszenario* ..... 223

Abbildung 93: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Basisszenario* ..... 224

Abbildung 94: Verteilung der in 2050 in ganz Europa abgeregelten Energiemenge nach Stunden (deutsche Zeitzone) ..... 228

Abbildung 95: Potenziale Erneuerbare Energien in Deutschland ..... 230

Abbildung 96: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (*Basisszenario*) ..... 233

Abbildung 97: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (*Basisszenario*) ..... 235

Abbildung 98: Stromhandelsindikator für Europa im *Basisszenario* ..... 236

Abbildung 99: Stromhandel im *Basisszenario* ..... 238

Abbildung 100: Potenzialausnutzung von Wind-Onshore im *Basisszenario* ..... 240

Abbildung 101: Potenzialausnutzung PV-Freifläche im *Basisszenario* ..... 242

Abbildung 102: Potenzialausnutzung PV-Dachanlagen im *Basisszenario* ..... 243

Abbildung 103: Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im *Basisszenario* ..... 245

Abbildung 104: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basisszenario* in Europa bis 2050 ..... 249

Abbildung 105 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Basisszenario* in Europa bis 2050 ..... 250

Abbildung 106: Maximale (n-1)-Netzbelastung 2030 bis 2050 im *Basisszenario* vor endogenem Ausbau ..... 251

Abbildung 107: Entwicklung der installierten EE-Leistungen 2020 bis 2050 im *Basisszenario* ..... 252

Abbildung 108: Entwicklung der zeitungleichen Höchstlast je Übertragungsnetzknoten und Technologie neuer Stromverbraucher zwischen 2020 und 2050 im *Basisszenario* ..... 254

Abbildung 109: Deutsche Stromhandelsbilanzen in 2020 und 2050 im *Basisszenario* ..... 255

Abbildung 110: Dauerlinie der stündlichen Handelsflüsse (Summe aus zeitgleiche Exporten und Importen) über die deutschen Grenzen für die Jahre 2020 und 2050 im *Basisszenario* ..... 257

Abbildung 111: Dauerlinie der stündlichen Handelsflüsse (Summe zeitgleicher stündlicher Importe und Exporte) für das Jahr 2050 unterschieden nach Im- und Exporten im *Basisszenario* ..... 258

Abbildung 112: Entwicklung des Netzbestandes in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Basisszenario* ..... 260

Abbildung 113: Netzausbedarf in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Basisszenario* je Dekade ..... 261

Abbildung 114: Entwicklung der Trassenkilometer je Technologie im *Basisszenario* bis 2050 ..... 263

Abbildung 115: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (absolut) im *Basisszenario* ..... 265

Abbildung 116: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (flächenspezifisch) im *Basisszenario* ..... 265

Abbildung 117: Investitionsbedarfe im Übertragungsnetz bis 2050 im *Basisszenario* ..... 267

Abbildung 118: Annuitätische Kosten im Übertragungsnetz bis 2050 im *Basisszenario* ..... 267

Abbildung 119: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“ ..... 269

Abbildung 120: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Basisszenario* ..... 270

Abbildung 121: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Basisszenario* ..... 272

Abbildung 122: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im *Basisszenario* ..... 273

Abbildung 123: Entwicklung der Netzmengen nach Netzebenen im *Basisszenario* ..... 277

Abbildung 124: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im *Basisszenario* ..... 279

Abbildung 125: Kosten des deutschen Stromsystems im *Basisszenario* in Mrd. $EUR_{2010}$ ..... 283

Abbildung 126: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland im Szenarienvergleich ..... 288

Abbildung 127: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basis*- und *Referenzszenario* in Europa bis 2050..... 290

Abbildung 128 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Basis*- und *Referenzszenario* in Europa bis 2050 ..... 291

Abbildung 129: Gegenüberstellung der maximalen (n-1)-Leitungsbelastungen im *Basis*- und *Referenzszenario* in 2050 vor endogenem Netzausbau ..... 292

Abbildung 130: Gegenüberstellung des Austauschvolumens im *Basis*- und *Referenzszenario*..... 293

Abbildung 131: Gegenüberstellung des grenzscharfen Austauschvolumens im *Basis*- und *Referenzszenario* in 2050 ..... 294

Abbildung 132: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basis*- und *Referenzszenario*..... 295

Abbildung 133: Gegenüberstellung der Investitionen im *Basis*- und *Referenzszenario*..... 296

Abbildung 134: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 297

Abbildung 135: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*) ..... 299

Abbildung 136: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)..... 300

Abbildung 137: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)..... 301

Abbildung 138: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)..... 302

Abbildung 139: Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*, in Mrd. $EUR_{2010}$ ..... 304

Abbildung 140: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Referenzszenario*..... 308

Abbildung 141: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Basisszenario* ..... 312

Abbildung 142: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh ..... 315

Abbildung 143: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh ..... 317

Abbildung 144: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh ..... 320

Abbildung 145: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh ..... 323

Abbildung 146: Biomasseeinsatz im *Referenzszenario* nach Sektoren..... 325

Abbildung 147: Biomasseeinsatz im *Basisszenario* nach Sektoren in TWh ..... 327

## Tabellenverzeichnis


Tabelle 1: In den Modellen eingesetzte $CO_2$-Preise im *Referenz-* und *Basisszenario* in EUR/t $CO_2$ ..... 10

Tabelle 2: Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Industriesektors je Subsektor bis 2050 in Mrd. EUR ..... 13

Tabelle 3: Entwicklung der Anzahl der Beschäftigten des Industriesektors je Subsektor bis 2050 (in 1.000 Beschäftigten) ..... 14

Tabelle 4: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Referenzszenario* (Teil 1 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt) ..... 16

Tabelle 5: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Referenzszenario* (Teil 2 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt) ..... 17

Tabelle 6: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Basisszenario* (Teil 1 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt) ..... 19

Tabelle 7: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Basisszenario* (Teil 2 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt) ..... 20

Tabelle 8: Entwicklung der Energieträgerpreise für die Industrie im *Basis-* und *Referenzszenario* ..... 23

Tabelle 9: Zusammenfassung der Rahmendaten für *Basis-* und *Referenzszenario* im Industriesektor ..... 24

Tabelle 10: Übersicht der Annahmen zu energiepolitischen Instrumenten und technologischen Trends ..... 25

Tabelle 11: Annahmen zur Weiterführung von bestehenden Instrumenten im *Referenzszenario* ..... 26

Tabelle 12: Annahmen zur Weiterführung von bestehenden Instrumenten im *Basisszenario* ..... 28

Tabelle 13: Zusammenfassung wichtiger Trends beim Einsatz von Sekundärrohstoffen ..... 29

Tabelle 14 Zusammenfassung der angenommenen Parameter für die Modellierung von CCS in ausgewählten Prozessen der Industrie im *Basisszenario* ..... 38

Tabelle 15: Zusammenfassung $CO_2$-Abscheidung und Speicherung in Industrieprozessen im *Basisszenario* ..... 44

Tabelle 16: Strom- und Brennstoffbedarf für den Einsatz von CCS im *Basisszenario* ..... 45

Tabelle 17: Diffusion ausgewählter Effizienztechniken im Vergleich der Szenarien in % des Anlagenbestandes ..... 48

Tabelle 18: Verbleibende Brutto-THG-Emissionen im Industriesektor im Jahr 2050 nach Szenario, Subsektor und Energieträger inkl. Abscheidung und Speicherung ..... 54

Tabelle 19: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten aller Investitionskategorien unterteilt nach Subsektoren in Mio. EUR ..... 59

Tabelle 20: Parametrierung der wesentlichen Treiber im GHD-Sektor ..... 63

Tabelle 21: Anzahl Beschäftigte in Mio. und Energiebezugsfläche in Mio. $m^2$ für die definierten GHD-Sektoren ..... 64

Tabelle 22: Durchschnittswerte der Sub-Sektoren für die Energiedienstleistungstreiber ..... 65

Tabelle 23: Politische Instrumente ..... 66

Tabelle 24: Stromnachfrage des GHD-Sektors im *Referenzszenario* in TWh ..... 68

Tabelle 25: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Endenergie nach Energieträgern ..... 69

Tabelle 26: Ergebnisse des *Basisszenarios* zur Stromnachfrage nach Verbrauchern ..... 71

Tabelle 27: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten aller GHD-Anwendungen in Mio. EUR ..... 74

Tabelle 28: Kraftstoffpreise für Benzin und Diesel im *Referenzszenario* ..... 75

Tabelle 29: Rahmendaten für den Luftverkehr im *Referenzszenario* ..... 76

Tabelle 30: Rahmendaten für die Seeschifffahrt im *Referenzszenario* ..... 76

Tabelle 31: Technologische Annahmen im Verkehr ..... 78

Tabelle 32: Instrumente im Verkehr im *Referenzszenario* ..... 79

Tabelle 33: Instrumente im Verkehr im *Basisszenario* ..... 80

Tabelle 34: Vergleich zentraler Indikatoren der beiden Szenarien ..... 102

Tabelle 35: Übersicht der annuisierten (Differenz-)Fixkosten und Energiekosten der Verkehrsträger und Infrastrukturen in Mio. EUR ..... 109

Tabelle 36: Entwicklung beheizter Gebäudeflächen 2010-2050 im *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 113

Tabelle 37: Energiepolitische Rahmenbedingungen im *Referenzszenario* ..... 116

Tabelle 38: Energiepolitische Rahmenbedingungen im *Basisszenario* ..... 117

Tabelle 39: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenzszenario* (TWh) ..... 120

Tabelle 40: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Basisszenario* (TWh) ..... 126

Tabelle 41: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten der GHD und Wohngebäude in Mio. EUR ..... 135

Tabelle 42: Entwicklung der Anzahl an Personen je privatem Haushalt und der privaten Haushalte 2008-2050 ..... 136

Tabelle 43: Energiepolitische Instrumente des Haushaltssektors für Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung im *Referenzszenario* ..... 138

Tabelle 44: Energiepolitische Instrumente des Haushaltssektors für Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung im *Basisszenario* ..... 138

Tabelle 45: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten für Haushalte ..... 143

Tabelle 46: Im Stromsektor des *Basisszenarios* abgebildete Regionen außerhalb Deutschlands ..... 146

Tabelle 47: Annahmen zum Verkabelungsgrad im *Basis*- und *Referenzszenario* ..... 150

Tabelle 48: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *Basisszenario* ..... 152

Tabelle 49: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Europa in TWh ..... 156

Tabelle 50: Zusammenfassung Kernergebnisse Stromnachnachfrage im *Referenzszenario* in TWh ..... 159

Tabelle 51: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Deutschland in TWh ..... 163

Tabelle 52: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Referenzszenario* in GW ..... 164

Tabelle 53: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland in h/a ..... 165

Tabelle 54: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms im *Referenzszenario* ..... 181

Tabelle 55: Kosten des deutschen Stromsystems im *Referenzszenario* in Mio. $EUR_{2010}$. ..... 209

Tabelle 56: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Referenzszenario* ..... 210

Tabelle 57: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Referenzszenario* ..... 210

Tabelle 58: Stromerzeugung *Basisszenario* in Europa (exklusive Deutschland) in TWh ..... 217

Tabelle 59: Zusammenfassung Kernergebnisse Stromnachnachfrage im *Basisszenario* in TWh ..... 221

Tabelle 60: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Basisszenario* in TWh ..... 223

Tabelle 61: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Basisszenario* in GW ..... 224

Tabelle 62: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland ..... 225

Tabelle 63: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms im *Basisszenario* ..... 246

Tabelle 64: Kosten des deutschen Stromsystems im *Basisszenario* in Mio. $EUR_{2010}$. ..... 283

Tabelle 65: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Basisszenario* ..... 284

Tabelle 66: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Basisszenario* ..... 284

Tabelle 67: Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*, in Mio. $EUR_{2010}$ ..... 305

Tabelle 68: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland im *Referenzszenario* in Mt-$CO_2$-eq ..... 309

Tabelle 69: Reduktion der Emissionen gegenüber dem Basisjahr in Deutschland im *Referenzszenario* ..... 310

Tabelle 70: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Basisszenario* in Mt-$CO_2$-eq ..... 311

Tabelle 71: Reduktion der Emissionen gegenüber dem Basisjahr in Deutschland im *Basisszenario* ..... 313

Tabelle 72: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh ..... 314

Tabelle 73: Relative Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* nach Energieträgern gegenüber 2010 ..... 315

Tabelle 74: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im *Referenzszenario* ..... 316

Tabelle 75: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh ..... 317

Tabelle 76: Relative Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* nach Energieträgern gegenüber 2010 ..... 318

Tabelle 77: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im *Basisszenario* ..... 318

Tabelle 78: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh ..... 320

Tabelle 79: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern gegenüber 2008 im *Referenzszenario* ..... 321

Tabelle 80: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh ..... 322

Tabelle 81: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern gegenüber 2008 im *Basisszenario* ..... 323

Tabelle 82: Biomasseeinsatz im *Referenzszenario* nach Sektoren in TWh ..... 324

Tabelle 83: Relative Entwicklung des Biomasseeinsatzes im Vergleich zu 2010 im *Referenzszenario* ..... 325

Tabelle 84: Biomasseeinsatz im *Basisszenario* nach Sektoren in TWh ..... 327

Tabelle 85: Relative Entwicklung des Biomasseeinsatzes im Vergleich zu 2010 im *Basisszenario* ..... 327

Tabelle 86: Differenz der Kosten zwischen *Basis*- und *Referenzszenario* in Mio. EUR ..... 332

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| AC | Dreh-/Wechselstrom (alternating current) |
| AGEB | Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen |
| BBPlG | Bundesbedarfsplangesetz |
| BECCS | Bioenergie mit $CO_2$-Abscheidung und Speicherung (Bioenergy with CCS) |
| BEV | Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery electric vehicle) |
| BZ | Brennstoffzellen |
| CCS | $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung (Carbon capture and storage) |
| $CH_4$ | Methan |
| CNG | Compressed natural gas |
| $CO_2$ | Kohlenstoffdioxid |
| CSP | Konzentrierende Solarthermie (Concentrated solar power) |
| DC | Gleichstrom (direct current) |
| DRI | Direktreduziertes Eisen (Direct-reduced iron) |
| DSM | Management der Stromnachfrage (Demand side management) |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EFH | Einfamilienhäusern |
| EnEV | Energieeinsparverordnung |
| EnLAG | Energieleitungsausbaugesetz |
| EU | Europäische Union |
| EUA | EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance) |
| (EU) ETS | (European Union) Emission Trading Scheme |
| EUR | Euro |
| geNA | geringerer Netzausbau |
| GHD | Gewerbe, Handel, Dienstleistungen |
| GT | Gasturbine |
| GuD | Gas-und Dampfturbine |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattstunde |
| $H_2$ | Wasserstoff |
| HöS | Höchstspannung |
| HöS/HS | Höchst-/Hochspannung |
| HS | Hochspannung |
| HS/MS | Hoch-/Mittelspannung |
| HSL | Hochstromleiterseil |
| HTL | Hochtemperaturleiterseil |
| IKT | Informations- und Kommunikationstechnik |
| KMU | Kleine und mittlere Unternehmen |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |

| | |
|---|---|
| LKW | Lastkraftwagen |
| L-NFz | Leichte Nutzfahrzeuge |
| LNG | Flüssigerdgas (Liquified natural gas) |
| MAP | Marktanreizprogramm |
| MENA | Mittler Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa ) |
| MFH | Mehrfamilienhäuser |
| MJ | Megajoule |
| MNA | Modellnetzanalyse |
| MS | Mittelspannung |
| MS/NS | Mittel-/Niederspannung |
| MW | Megawatt |
| MW | Megawattstunde |
| $N_2O$ | Distickstoffmonoxid |
| NE | Nichteisen |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NS | Niederspannung |
| NTC | Stromhandelskapazität (Net transfer capacity) |
| OH-LKW | Oberleitungs-Hybrid-LKW |
| PE | Primärenergie |
| PKW | Personenkraftwagen |
| PSW | Pumpspeicherkraftwerke |
| PTDF | Power Transfer Distribution Factors |
| PV | Photovoltaik |
| S-NFz | Schwere Nutzfahrzeuge |
| TDI | Toluol-2,4-diisocyanat |
| TEN(-V) | Trans-European Networks (Verkehr) |
| THG | Treibhausgas |
| TWh | Terawattstunde |
| TYNDP | Ten-Year-Network-Development-Plan |
| WEA | Windenergieanlage |
| WP | Wärmepumpe |
| WZ | Wirtschaftszweig |

# 1 Einleitung

Das vorliegende Dokument ist das erste Ergebnisberichtsmodul des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“. In ihm werden die Ergebnisse zweier zentraler Szenarien der Studie dargestellt:

- Das *Referenzszenario*, das ein „Auslaufen“ der Energiewende unterstellt, um einen Bezugspunkt für Modellergebnisse und Kostenvergleich mit den Zielszenarien zu bilden.
- Das *Basisszenario*, in welchem eine recht freie kostenminimierende Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele angestrebt wird.

In diesem Kapitel werden das Projekt und die Methodik kurz zusammengefasst; detaillierte Informationen dazu finden sich im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ sowie im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“. Die Ergebnisse der beiden Szenarien werden sektoral dargestellt, d. h., es werden je Sektor die szenariospezifische Parametrierung vorgestellt und die Ergebnisse der beiden Szenarien hergeleitet, erläutert und verglichen.

In den Kapiteln 2 bis 6 werden die Ergebnisse der Nachfragemodellierung (Industrie, Gewerbe-, Handels- und Diestleistungs (GHD)-Prozesse, Verkehr, Gebäude sowie Haushaltgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung) dargestellt. In Kapitel 7 folgt die Beschreibung der Ergebnisse des Umwandlungssektors, der Fokus liegt dabei auf der Stromerzeugung und den Stromnetzen. In Kapitel 8 werden die aus den vorangegangenen Kapiteln abgeleiteten übergeordneten Ergebnisse zu Emissionen, Energieverbräuchen und bezüglich der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele dargestellt. In Kapitel 9 werden die zentralen Schlussfolgerungen zusammengefasst, die sich aus den beiden Szenarien ziehen lassen.

**An dieser Stelle soll noch einmal betont werden, dass es sich bei keinem der in dieser Studie betrachteten Szenarien um ein „Leitszenario“ handelt; keiner der dargestellten Pfade stellt eine Handlungsempfehlung der Autoren dar.** Ebenso stellt keines der modellierten Szenarien eine Prognose der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems dar. Vielmehr geht es darum, Erkenntnisse aus dem Vergleich der Szenarien zu gewinnen, die in die Diskussionen um die zukünftige Energie- und Klimapolitik einfließen können.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass jeder Blick in die Zukunft bei einem derart langen Betrachtungszeitraum – in diesem Fall bis zum Jahr 2050 – mit ganz erhebli-

chen Unsicherheiten verbunden ist. So kann man zwar Technologie- und Kostenentwicklungen auf Basis von Lernkurven fortschreiben, Technologiesprünge, neue Technologien oder disruptive Entwicklungen lassen sich aber nicht vorhersehen.

Des Weiteren ist es nicht möglich, sämtliche Bereiche der Energieversorgung in einem einzigen Modell in sehr hoher Auflösung abzubilden und zu optimieren. In der vorliegenden Studie liegt der Fokus der Arbeiten auf der Kostenoptimierung des Stromversorgungssystems einschließlich der Übertragungs- und Verteilnetze. Für die Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr (einschließlich der dortigen Infrastruktur, wie z. B. Gasnetze und -speicher, Wärmenetze) werden angesichts der sehr komplexen Modellarchitektur weniger Szenarien betrachtet und die Ergebnisse in einer im Vergleich zum Stromsektor geringeren Detailtiefe diskutiert.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Szenarien auf eine Minimierung der Kosten des Energiesystems abzielen. Die Modelle berücksichtigen nur begrenzt die gesamtwirtschaftlichen Effekte, die in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie anfallen. Des Weiteren abstrahiert diese Systemkostenoptimierung in bestimmten Bereichen vom bestehenden institutionellen Rahmen und der einzelwirtschaftlichen Perspektive. Dementsprechend kann und muss das Ergebnis einer Systemkostenoptimierung auch von bestimmten realen Entwicklungen abweichen: In der Realität treffen Akteure unter Berücksichtigung der bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen einzelwirtschaftlich motivierte Entscheidungen, die vom gesamtwirtschaftlichen Optimum abweichen. Als konkretes Beispiel: In diesem Projekt geht es nicht um die Frage, für welche Akteure sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen der Bau eine Photovoltaikanlage lohnt; vielmehr geht es darum zu bestimmen, wie viel PV-Leistung in Deutschland installiert wird, wenn die Kosten der Energieversorgung minimiert werden.

## 1.1 Hintergrund und Projektüberblick

Die Begrenzung des von Menschen verursachten Klimawandels zählt zu den zentralen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Es besteht weitgehender Konsens, dass eine massive Minderung der Treibhausgasemissionen erforderlich ist. Diese entstehen bei der Nutzung fossiler Energieträger, aber auch durch andere Aspekte des Lebens und Wirtschaftens wie der Nahrungsmittelproduktion oder in manchen Industrieprozessen.

Seit Beginn der weltweiten Klimaverhandlungen und der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls ist die langfristige Dekarbonisierung der Wirtschaftssysteme in den Industrieländern ein zentrales Entwicklungsziel. Dieses Ziel wurde in den Beschlüssen von Paris durch die Übereinkunft zum Ziel, die Klimaerwärmung möglichst auf maximal 1,5°C zu begrenzen, noch einmal bekräftigt. Mit welchen Mitteln dieses ambitionierte Ziel verfolgt und erreicht werden kann, ist Gegenstand politischer, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Diskussionen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die wissenschaftliche Basis für ein tieferes Verständnis des klima- und energiepolitischen Transformationsprozesses zu erarbeiten. Ausgangspunkt der Arbeiten ist dabei zunächst die Tatsache, dass eine Vielzahl an Studien der letzten Jahre gezeigt hat, dass und wie die Energiewende gelingen kann. Insbesondere die verschiedenen Veröffentlichungen der „Leitstudie“[1] haben konkrete Umsetzungspfade für die Energiewende aufgezeigt, noch bevor sich der Begriff „Energiewende“ für das ambitionierte Vorhaben der Umstrukturierung und Dekarbonisierung des Energiesystems eingebürgert hat. Viele weitere Studien haben weitere Konzepte erarbeitet, die ebenfalls zu einem Energiesystem führen, welches mit den energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands vereinbar ist. Die Studien kommen in vielen Aspekten zu gleichen oder zumindest recht ähnlichen Aussagen: Unstrittig ist, dass die Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) Wind- und Solarenergie im Stromsystem deutlich zunehmen muss. Des Weiteren unterstreichen nahezu alle Studien die Bedeutung einer rationellen Energieverwendung bzw. der Energieeffizienz. In vielen anderen Punkten kommen die Studien jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Zu vielen Fragen, z. B. welches Verhältnis von Wind- und Solarenergie verfolgt werden soll,

---

1 Die „Leistudien“ sind eine Reihe von Studien, die vom Bundesumweltministerium beauftragt vom Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – teilweise mit weiteren Forschungspartnern – unter Leitung von Joachim Nitsch durchgeführt wurden, siehe z.B. [Nitsch et al. 2012].

welche Rolle Stromnetze und Stromspeicher spielen, in welchen Bereichen wie viel Biomasse eingesetzt werden soll bzw. kann und in vielen weiteren Aspekten besteht kein wissenschaftlicher oder gesellschaftlicher Konsens.

Die Studien zeigen somit, dass es nicht nur *eine* Antwort auf die Fragen der Energiewende gibt, sondern einen Lösungsraum. Die vorliegende Studie baut in gewisser Hinsicht auf vorhergehende Studien auf; in einigen Aspekten hinterfragt und überprüft sie jedoch auch bestehende Konzepte auf ihre Zweckmäßigkeit. Anders als in anderen Studien liegt der Fokus stärker auf den Kostenaspekten und ist kostenminimierend ausgerichtet. Die zugrundeliegende Frage könnte vereinfachend ausgedrückt lauten:

**Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?**

Innerhalb des Lösungsraums werden also Umsetzungswege für die Energiewende gesucht, die die geringsten Kosten verursachen. Den Autoren der Studie ist dabei bewusst, dass diese Zielformulierung unweigerlich bestimmte Aspekte ausklammert, die in der Realität den Kostenaspekten oftmals gegenüberstehen. Die Lösung mit den geringsten Kosten muss nicht zwangsläufig diejenige sein, die den meisten Zuspruch findet oder sich am besten umsetzen lässt. Keines der betrachteten Szenarien wird als eine direkte Empfehlung zur Umsetzung in die Realität entwickelt; es handelt sich nicht um „Leitszenarien“. Das Ziel ist vielmehr, zunächst die durch geeignete Modelle hinreichend genau bestimmbare günstigste (technologische) Lösung zu bestimmen, um darüber hinausgehende Aspekte auf dieser Basis zu diskutieren. Das Kalkül dahinter ist vor allem, die Kosten für eine Abweichung vom rein ökonomischen Optimum bestimmen zu können. Wie viel mehr kostet es, unter Berücksichtigung der systemischen Folgeeffekte Windenergieanlagen offshore zu bauen? Mit welchen Mehrkosten ist es verbunden, wenn es nicht gelingt, Übertragungsnetze schnell genug auszubauen? Ist der kostenoptimale Arbeitspunkt als Ausgangspunkt bestimmt, können bei der Diskussion um beabsichtigte und ungewollte Abweichungen die möglichen Folgen besser diskutiert werden. So können beispielweise eine verbesserte Akzeptanz, die sich mutmaßlich durch eine teurere Option ergibt, den dafür anfallenden Mehrkosten gegenübergestellt werden.

Die einzelnen Komponenten des Energiesystems weisen bereits heute zahlreiche Berührungspunkte untereinander auf. In einigen Bereichen erscheint es wahrscheinlich, wenn nicht sogar unabdingbar, dass die Interaktionen zwischen den Sektoren zunehmen werden. Am deutlichsten wird dies im Stromsektor, in dem

durch die voranschreitende Substitution fossiler Brennstoffe in den Nachfragesektoren durch elektrische Energie neue Nachfrage entsteht (Sektorkopplung). Durch den dafür erforderlichen gleichzeitigen Ausbau erneuerbarer Energien entsteht ein Flexibilitätsbedarf, der wiederum teilweise durch die Flexibilität der neuen Stromverbraucher gedeckt werden kann.

Auch wenn der Fokus dieser Studie auf dem Stromsektor liegt, ist es dennoch unabdingbar, die Entwicklungen des Energiesystems in seiner Gänze abzubilden. Dazu bedarf es eines methodisch ausgereiften und flexiblen Instrumentariums. Die zentrale Herausforderung ist dabei, dass die Beantwortung der dargestellten Frage „Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?“ zwar eine äußert detaillierte Abbildung des Stromsektors erfordert, jedoch alle wichtigen Wechselwirkungen mit anderen Sektoren konsistent erfasst werden müssen. Neben den unmittelbaren Berührungspunkten der Sektoren muss die Erfüllung vieler energie- und klimapolitischer Ziele sektorübergreifend betrachtet werden.

Die Herausforderungen bei der Abbildung des Energiesystems in Modellen unterscheiden sich zwischen den Sektoren erheblich. Im Stromsektor macht insbesondere die Abbildung der Integration fluktuierender EE eine stündliche Auflösung notwendig; sowohl für eine realistische Erfassung der Potenziale erneuerbarer Energien als auch für die sachgerechte Abbildung der Stromnetze ist zudem eine hohe räumliche Auflösung notwendig. Im Gebäudesektor müssen der existierende Gebäudebestand und dessen Entwicklungen detailliert abgebildet werden. In der Modellierung des Energiebedarfs der Industrie müssen äußerst unterschiedliche Sektoren mit einer sehr großen Anzahl von Prozessen abgebildet werden. Des Weiteren müssen in allen Sektoren die Wirkungen von energiepolitischen Maßnahmen wie Förderungen und ordnungsrechtlichen Vorschriften beachtet werden.

In der Summe führen diese Anforderungen dazu, dass für eine hinsichtlich der Fragestellung hinreichend genaue Abbildung des Energiesystems ein Verbund aus detaillierten, sektoralen Modellen gekoppelt zum Einsatz kommen muss.

Bei der Erstellung der Szenarien wird dabei wie folgt vorgegangen: Es werden modellbasierte Szenarien auf Basis dynamischer Energiesystem- und Netzmodelle entwickelt, mit deren Hilfe eine techno-ökonomische Optimierung des Energiesystems ermöglicht wird. Dabei werden zunächst zwei Kernszenarien betrachtet:

- Das *Referenzszenario*, welches eine hypothetische Welt mit einem zeitnahen Auslaufen der Energiewende abbildet.

- Das *Basisszenario*, in welchem die Modelle recht große Freiheiten haben, eine kostenminimale Lösung zur Erreichung der Ziele der Energiewende zu ermitteln, aber zentrale, bereits getroffene Beschlüsse zur Technologiewahl berücksichtigen.

Dabei erfolgt die Erarbeitung kostenminimaler Entwicklungspfade des gesamten Energiesystems – einschließlich der Stromnetze und der Verbrauchssektoren Strom, Wärme/Kälte, Verkehr – unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung. Der Fokus der Studie liegt jedoch auf dem Stromsystem. In weiteren Szenariovarianten erfolgen dann Analysen von Unsicherheits- und Stressfaktoren, die neue Erkenntnisse zu wichtigen Stellgrößen des Transformationsprozesses liefern. Im Nachgang der Szenariorechnungen und -auswertungen erfolgen zusätzlich übergreifende ökonomische und ökologische Analysen und Bewertungen als Grundlage für Empfehlungen zu Strategien und Maßnahmen für einen klimafreundlichen Umbau des Energieversorgungssystems.

Der Fokus der Studie liegt dabei auf Deutschland; die Modellierung erfolgt aber insbesondere im Stromsystem für ganz Europa und in bestimmten Szenarien auch für Nordafrika und den Mittleren Osten, da Wechselwirkungen im Binnenmarkt bzw. Stromverbund erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklungen und die optimale Strategiewahl in Deutschland haben. Die Abhängigkeiten zwischen der europäischen und deutschen Entwicklung sind somit abgebildet und Rückwirkungen einer veränderten europäischen Entwicklung können ebenfalls untersucht werden.

## 1.2 Szenarioarchitektur

Die Untersuchungen dieser Studie erfolgen im Wesentlichen modellbasiert. Dies bedeutet zum einen, dass die Szenarien mit Hilfe von Energiesystemmodellen erstellt werden; zum anderen bedeutet es auch, dass der Erkenntnisgewinn durch den Vergleich der Modellergebnisse der Szenarien entsteht. Wie in der Einleitung bereits erwähnt, ist es nicht das Ziel, ein zentrales Szenario mit empfehlendem Charakter abzuleiten, sondern vielmehr neue Erkenntnisse aus dem Vergleich unterschiedlicher Szenarien zu gewinnen. Neben der Analyse der Szenarien im Einzelnen ist das Ziel der Untersuchung, modellendogene Antworten des Optimiermodells auf unterschiedliche exogene Vorgaben zu interpretieren und daraus Schlussfolgerungen abzuleiten; dabei stehen nicht die einzelnen Szenarien im Vordergrund, sondern die vergleichende Analyse. Die grundsätzliche „Szenarioarchitektur“, also das Verhältnis der Szenarien zueinander, ist in Abbildung 1 dargestellt. Die beiden in diesem Bericht behandelten Szenarien und ihre Funktion wer-

den im Folgenden kurz zusammengefasst. Das Zusammenspiel der weiteren Szenarien wird im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ in Kapitel 2 „Szenarioarchitektur“ dargestellt, die Szenarien selbst werden jeweils in eigenen Berichtsmodulen behandelt.

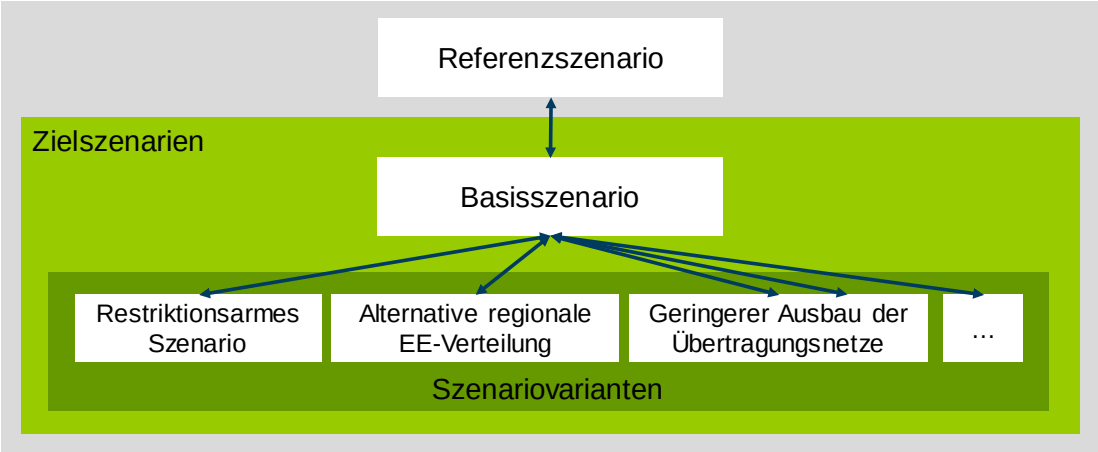



Abbildung 1: Grundsätzliche Szenarioarchitektur

In diesem Berichtsmodul werden das *Referenz-* und das *Basisszenario* diskutiert; die weiteren Szenarien werden in separaten Berichtsmodulen behandelt. Dabei werden die Ergebnisse der anderen Szenarien in der Regel mit dem *Basisszenario* verglichen, welches die Grundlage der übrigen Zielszenarien bildet.

### 1.2.1 Referenzszenario

Das *Referenzszenario* ist das einzige Szenario dieser Studie, das die energie- und klimapolitischen Ziele verfehlt, da diese in den Modellen nicht vorgegeben werden. Es bildet, vereinfacht ausgedrückt, ein „Auslaufen der Energiewende“ ab. Der Zweck des Szenarios ist es nicht, diese fiktive Entwicklung im Detail durchzuspielen, sondern aufzuzeigen, welche Ergebnisse die Modelle ohne energiepolitische Eingriffe erzeugen. In dem Szenario laufen derzeit existierende Förderpolitiken noch bis zu ihrem planmäßigen Ende weiter, werden danach aber nicht wieder aufgesetzt. Einmal etablierte Standards und Ordnungspolitiken bleiben auf dem derzeitigen Niveau bestehen, werden aber nicht mehr verschärft.

Die Analyse des Szenarios erlaubt ein besseres Verständnis der Modelle und ihrer Reaktionen auf die zwischen den Szenarien nicht variierten globalen Rahmenbedingungen, z. B. bezüglich der Brennstoffpreise und den sozioökonomischen Entwicklungen. Dabei wird unter anderem deutlich, welche Veränderungen auch ohne

politische Eingriffe z. B. durch die Annahmen bezüglich des technologischen Lernens und der modellendogenen Transformationsentwicklungen stattfinden. Darüber hinaus bildet das Szenario aber auch einen Referenzpunkt für den Kostenvergleich: Durch die Gegenüberstellung eines Szenarios ohne energiepolitische Eingriffe können die zur Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele notwendigen Differenzkosten in den Zielszenarien abgeschätzt werden.

Insbesondere im Stromsektor handelt es sich aber dennoch um ein optimiertes Szenario: Es werden trotzdem nur die günstigsten Optionen eingesetzt und viele reale Hindernisse werden abstrahiert oder ignoriert. Das Szenario stellt also explizit keinen „Business-as-usual“-Fall dar und hat keinen Prognosecharakter.

Dennoch ist zu beachten, dass das Szenario keine völlig konsistente Welt abbildet. So findet beispielweise im Vergleich zu den Zielszenarien keine Änderung der Lernraten der erneuerbaren Energien an die in diesem Szenario langsamere Technologiediffusion statt. Dieses Vorgehen begründet sich zum einen darin, dass Deutschland und Europa bei EE durch den mittlerweile weltweit steigenden Ausbau in zunehmendem Maße Preisnehmer werden. Zum anderen sind die einheitlichen Kostenannahmen auch bedeutsam für die Funktion des Szenarios als „Kontrafaktum“ einer Welt ohne weitere energiepolitische Eingriffe. Durch weitere, darüberhinausgehende Unterschiede zu den Zielszenarien könnten die Effekte der Eingriffe nicht mehr isoliert betrachtet und ihre Kostenwirkungen nicht trennscharf bewertet werden. Diese Wahl führt gezwungenermaßen zu gewissen Inkonsistenzen und tendenziell zu einer Unterschätzung der Kosten des *Referenzszenarios*.

### 1.2.2 Basisszenario

Das *Basisszenario* ist das zentrale Zielszenario dieser Studie. Es untersucht eine Welt, in der die energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Kosten erreicht werden. Dies bedeutet, dass durch Iterationen der eingesetzten Modelle ein Szenario angestrebt wird, welches alle wesentlichen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung insbesondere in der langfristigen Perspektive erreicht und dabei die dafür geringstmöglichen Kosten aufweist.

Auf der Energienachfrageseite werden aus verschiedenen Gründen Simulationsmodelle eingesetzt (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“). In diesen ist der Optimierungsaspekt nicht direkt endogen verankert, sondern wird durch die Iterationen der Modelle approximativ verfolgt. Dies bedeutet, dass die Szenarien unter Einsatz des Expertenwissens der Modellierer Modelllauf für Modelllauf

in eine Richtung weiterentwickelt werden, in denen die Ziele möglichst günstig erreicht werden können. Dabei kommt es durch den in den Modellen verwendeten „Logit-Ansatz“ immer auch zu einer technologischen Streuung. So werden sich beispielweise nie alle Autokäufer homogen für die aus klimapolitscher und gesamtökonomischer Sicht beste Option entscheiden, da viele andere Faktoren ebenfalls bedeutsam sind. Durch Änderungen der Maßnahmen in den Modellen können Entscheidungen aber in Richtung des globalen Kostenminimums beeinflusst werden.

Im Umwandlungssektor hingegen wird der Optimierungsgedanke sehr stringent verfolgt: Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* hat bei der Ermittlung des günstigsten Stromsystems (sowie Teile der Wärmeversorgung) große Freiheiten. Einige wenige Eckpunkte des EE-Ausbaus werden vorgegeben, um existierendem Konsens bzw. bereits getroffenen Technologieentscheidungen Rechnung zu tragen. So wird z. B. Photovoltaik mindestens bis zum derzeitigen Deckel von 52 GW ausgebaut, drei Viertel davon als Photovoltaik (PV)-Aufdachanlagen. Auch das Ziel, die Wind-Offshore-Energieleistung bis zum Jahr 2030 auf 15 GW auszubauen, wird in dem Szenario nicht in Frage gestellt. Der Einsatz der Technologie der $CO_2$-Abscheidung und -speicherung (CCS, engl.: Carbon Capture and Storage) im Stromsektor wird ausgeschlossen, im Industriesektor wird CCS jedoch für bestimmte Prozesse zugelassen.

Darüber hinaus werden im *Basisszenario* jedoch im Sinne des größtmöglichen Erkenntnisgewinns auch gegebenenfalls als extrem empfundene Ergebnisse bewusst zugelassen und nicht in Richtung einer als „kompromissfähiger“ vermuteten Lösung abgeschwächt. Ein Beispiel hierfür ist die besonders in den ersten Dekaden des Zeithorizonts starke Konzentration des Windenergieausbaus im Nordwesten Deutschlands. Die Modellergebnisse zeigen, dass ein solcher Ausbau auch unter Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus geringere Gesamtkosten verursacht als ein stärker über ganz Deutschland verteilter Ausbau. Ein weniger stark konzentrierter Ausbau wird in einem weiteren Szenario (Modul 5 „Alternative regionale EE-Verteilung“) ebenfalls untersucht; aus der Analyse der Unterschiede der Szenarien, insbesondere der Kostendifferenz, können dann Erkenntnisse abgeleitet werden, die neben den rein technischen und ökonomischen Aspekten weitere Punkte, wie z. B. Akzeptanz und regionale Belastungs- und Nutzenverteilung, mit einbeziehen.

Das *Basisszenario* bildet den zentralen Bezugspunkt für alle weiteren Szenarien, nicht zuletzt, da seine Prämisse (günstigste Lösung, die den derzeitigen Konsens berücksichtigt) ein einfaches, klar definiertes Konzept darstellt. Durch diese Zielstellung ist das Szenario aber nicht als Empfehlung im Sinne eines „Leitszenarios“

zu verstehen. In den vielfältigen Diskussionen um die geeignetste Strategie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele spielen Kosten eine zentrale Rolle; das Verständnis, mit welchem durch die Modelle bestimmten Technologiemix die Ziele zu den geringsten Kosten erreicht werden können, kann wichtigen Input für den Diskussionsprozess liefen. In diesem können und müssen aber noch weitere Faktoren eine Rolle spielen. Den weiteren Aspekten können dann jedoch die Kostenwirkungen gegenübergestellt werden, um auf dieser Basis fundierte Entscheidungen treffen zu können.

## 1.3 Überblick über die Entwicklung der $CO_2$-Preise

Bevor die Ergebnisse der beiden Szenarien diskutiert werden, soll zunächst ein kurzer Überblick über die Preise für Kohlendioxid ($CO_2$)-Emissionen gegeben werden, die in den Modellen zum Einsatz kommen. Diese sind in Tabelle 1 dargestellt. Im *Referenzszenario* wurde der Preispfad vor den Modellläufen festgelegt; der Pfad soll eine unambitionierte Klimapolitik widerspiegeln, in der es nicht gelingt, den $CO_2$-Preispfad auf ein Niveau zu bringen, von dem eine starke Wirkung ausgeht.

Für die Zielszenarien wird der $CO_2$-Preis iteriert, um eine Erfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen. In Tabelle 1 ist das Ergebnis dieses Prozesses für das *Basisszenario* dargestellt. Dabei muss betont werden, dass der $CO_2$-Preis zwar in allen Modellen direkt oder indirekt (z. B. durch höhere Strompreise) zum Tragen kommt, aber nicht das einzige Instrument zur Erreichung der Ziele ist: Darüber hinaus kommen unterschiedliche sektorale Maßnahmen zum Einsatz, die den $CO_2$-Preis komplementieren. In gewisser Weise ist diese Wahl arbiträr; so könnte die Wirkung einer bestimmten ordnungsrechtlichen Maßnahme häufig auch durch einen höheren $CO_2$-Preis erzielt werden; genauso könnten die Ziele auch mit einem niedrigeren $CO_2$-Preis erreicht werden, wenn die komplementären Maßnahmen verstärkt würden. Der $CO_2$-Preis dient aber insbesondere im Stromsektor auch zur Vereinheitlichung des europäischen Ambitionsniveaus.

Tabelle 1: In den Modellen eingesetzte $CO_2$-Preise im *Referenz-* und *Basisszenario* in EUR/t $CO_2$

| | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|
| Referenzszenario | 10 | 15 | 20 | 30 |
| Basisszenario | 10 | 35 | 65 | 100 |

# 2 Industrie

In den folgenden Abschnitten werden die Entwicklungen des Industriesektors im *Basisszenario* und *Referenzszenario* dargestellt. Zunächst werden dabei die sektorspezifischen Eingangsdaten des verwendeten Modells *Forecast-Industry* dargestellt. Danach folgen die Ergebnisse der Szenarien inklusive eines Vergleichs in Abschnitt 2.5.

## 2.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Bei der modellbasierten Berechnung der Energienachfrage und der resultierenden Treibhausgas-(THG)-Emissionen sind die wirtschaftlichen Rahmendaten zentrale Einflussgrößen. Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts ist im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ in Abschnitt 4.5 „Bruttoinlandsprodukt“ dargestellt; insgesamt wird in den Szenarien von einem moderaten Wachstum der Wirtschaftsleistung ausgegangen. Für den Industriesektor sind besonders die wirtschaftliche Entwicklung der einzelnen Industriebranchen von Bedeutung, jedoch auch die Energie- und $CO_2$-Preise. Die wirtschaftliche Entwicklung fließt dabei in Form unterschiedlicher Kennzahlen in das Modell ein. Nach Möglichkeit wird eine Kenngröße gewählt, die eine möglichst nahe Korrelation mit dem Energieverbrauch aufweist. Dies ist bei der Produktionsmenge in Tonnen je (Zwischen-)Produkt der Fall (z. B. Tonnen Zement). Bei der (Brutto-) Wertschöpfung eines ganzen Subsektors ist die Korrelation mit dem Energieverbrauch des jeweiligen Subsektors weniger direkt; in diesem Fall können Verschiebungen zwischen den unterschiedlichen Produkten oder Veränderungen in der spezifischen Wertschöpfung (z. B. durch produktnahe Dienstleistungen) den Kennwert beeinflussen, ohne dass dies beim Energieverbrauch in gleicher Form berücksichtigt werden kann.

Insgesamt sind die folgenden Rahmendaten für die Modellierung des Industriesektors relevant, die im Folgenden erläutert werden:

- Bruttowertschöpfung je Subsektor
- Beschäftigte je Subsektor
- Physikalische Produktion in Tonnen je Prozess
- Energieträgerpreise für Endkunden des Industriesektors (Mittel)
- $CO_2$-Preise des EU-Emissionshandels (EUAs)

### Bruttowertschöpfung

Die Bruttowertschöpfung (BWS) stellt die übergreifende Aktivitätsgröße für die Szenarien zum Industriesektor dar. Andere Aktivitätsgrößen wie die Anzahl der Beschäftigten oder die Produktionsmenge werden durch die BWS maßgeblich bestimmt. Tabelle 2 zeigt die entsprechende Entwicklung der BWS je Subsektor bis 2050. Entsprechend ist für die gesamte Industrie von 2010 bis 2050 ein Wachstum von 33 % zu verzeichnen. Dies entspricht einem mittleren jährlichen Wachstum von 0,7 %. Damit wächst die Industrie langsamer als die gesamte Wirtschaft und es findet bis 2050 eine weitere Verschiebung vom Industrie- zum Dienstleistungssektor statt. Auch innerhalb der Industrie wird ein Strukturwandel von der Grundstoffindustrie zu Branchen mit höherer spezifischer Wertschöpfung wie dem Maschinenbau, dem Fahrzeugbau oder Teilen der chemischen Industrie angenommen.

Tabelle 2: Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Industriesektors je Subsektor bis 2050 in Mrd. EUR

| **Wirtschaftsbereiche** | **Wirt-schafts-zweig (WZ) 2008** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** | **2050/ 2010** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gew. v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau | 8 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | -30% |
| Ernährung und Tabak | 10,11,12 | 45 | 43 | 42 | 41 | 40 | -11% |
| Papiergewerbe | 17 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 7% |
| Grundstoffchemie | 20.1 | 24 | 24 | 25 | 26 | 27 | 12% |
| Sonstige chemische Industrie | 20 und 21 ohne 20.1 | 29 | 30 | 31 | 32 | 34 | 17% |
| Gummi- u. Kunststoffwaren | 22 | 21 | 22 | 23 | 25 | 26 | 25% |
| Glas u. Keramik | 23.1, 23.2, 23.31 und 23.4 | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 12% |
| Verarbeitung v. Steine u. Erden | 23 ohne 23.1, 23.2, 23.31 und 23.4 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 12% |
| Metallerzeugung | 24.1 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 13% |
| Nichteisen (NE)-Metalle, -gießereien | 24.4 und 24.5 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 16% |
| Metallbearbeitung | 24.2, 24.3 und 25 | 37 | 39 | 40 | 42 | 43 | 16% |
| Maschinenbau | 28 ohne 28.23 | 67 | 77 | 86 | 96 | 106 | 59% |
| Fahrzeugbau | 29, 30 | 77 | 88 | 99 | 110 | 121 | 57% |
| Sonstiges verarbeitendes Gewerbe | alle übrigen außer 5.1, 5.2, 6, 9, 19.1, 19.2 | 87 | 96 | 106 | 115 | 124 | 43% |
| **Industrie gesamt** | | **423** | **457** | **492** | **526** | **561** | **33%** |

### Anzahl Beschäftigte

Die Anzahl der Beschäftigten (entsprechend der Definition des Statistischen Bundesamts) wird im Modell genutzt, um die Entwicklung der Gebäudenutzfläche, also die Summe aller beheizten und klimatisierten Flächen, zu berechnen. Diese ist der zentrale Treiber des Raumwärmebedarfs. Hierbei werden die Beschäftigten auf Angestellte und Arbeiter aufgeteilt, um den Flächenbedarf getrennt nach Büro- und Produktionsräumen auszuweisen.

Insgesamt ist im verarbeitenden Gewerbe ein Rückgang von 8,9 Mio. Beschäftigten in 2010 auf 5,1 Mio. Beschäftigte in 2050 in beiden Szenarien zu verzeichnen (siehe Tabelle 3). Bei gleichzeitig steigender Wertschöpfung ist dieser Rückgang durch einen deutlichen Anstieg der Arbeitsproduktivität getrieben. Der Rückgang ist besonders hoch in den energieintensiven Grundstoffindustrien (in denen das Wachstum unter 1 % pro Jahr beträgt), was allerdings auch mit der nur langsam steigenden Wertschöpfung in diesen Branchen zusammenhängt.

Tabelle 3: Entwicklung der Anzahl der Beschäftigten des Industriesektors je Subsektor bis 2050 (in 1.000 Beschäftigten)

| **Subsektor** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** | **Veränd. 2050 /2010** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gewinnung v. Steinen und Erden, sonst. Bergbau | 59 | 40 | 30 | 24 | 22 | -63% |
| Ernährung und Tabak | 408 | 286 | 244 | 203 | 192 | -53% |
| Papiergewerbe | 577 | 438 | 377 | 322 | 292 | -49% |
| Grundstoffchemie | 976 | 737 | 587 | 508 | 488 | -50% |
| Sonstige chemische Industrie | 976 | 737 | 587 | 508 | 488 | -50% |
| Gummi- u. Kunststoffwaren | 348 | 273 | 261 | 236 | 211 | -39% |
| Glas u. Keramik | 257 | 191 | 166 | 139 | 126 | -51% |
| Verarbeitung v. Steine u. Erden | 257 | 191 | 166 | 139 | 126 | -51% |
| Metallerzeugung | 742 | 595 | 541 | 467 | 416 | -44% |
| NE-Metalle, -gießereien | 742 | 595 | 541 | 467 | 416 | -44% |
| Metallbearbeitung | 742 | 595 | 541 | 467 | 416 | -44% |
| Maschinenbau | 1.087 | 932 | 891 | 815 | 751 | -31% |
| Fahrzeugbau | 1.594 | 1.344 | 1.300 | 1.169 | 1.087 | -32% |
| Sonstige Wirtschaftszweige | 145 | 92 | 83 | 64 | 54 | -63% |
| **Industrie gesamt** | **8.911** | **7.045** | **6.316** | **5.529** | **5.084** | **-43%** |

### Produktion der Grundstoffindustrie in Tonnen

Für jeden der 64 im Modell berücksichtigten Prozesse muss für die Szenarien eine Entwicklung der jährlichen Produktionsmenge festgelegt werden. Während die Produktionsmengen im Jahr 2000 und 2010 aus verschiedenen Statistiken der Verbände sowie vom Statistischen Bundesamt stammen, stellt die Fortschreibung eine Annahme dar, die in Diskussionen mit Branchenvertretern validiert wurde und sich an der Entwicklung der Wertschöpfung des jeweiligen Subsektors orientiert. Die Wertschöpfung muss jedoch nicht unbedingt parallel zur physischen Produktion verlaufen. Sie entsteht zum großen Teil durch die Produktion der höherwertigen, weniger energieintensiven Zwischenprodukte und weniger durch die Produktion von energieintensiven Grundstoffen [Herbst et al. 2013]. Im Folgenden sind die Annahmen zur jährlichen Produktion in Deutschland für *Referenz-* und *Basisszenario* dargestellt.

Tabelle 4: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Referenzszenario* (Teil 1 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt)

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Eisen und Stahl** | | | | | |
| Sintern | 28.560 | 26.528 | 24.257 | 22.932 | 21.702 |
| Oxygenstahl - Hochofen | 30.615 | 28.437 | 26.003 | 24.582 | 23.263 |
| Elektrostahl - Lichtbogenofen | 13.215 | 16.283 | 16.788 | 16.388 | 16.846 |
| Walzstahl | 36.827 | 37.574 | 35.953 | 34.424 | 33.700 |
| Koksofen | 8.171 | 7.590 | 6.940 | 6.561 | 6.209 |
| Schmelzreduktion | - | - | - | - | - |
| Direkte Reduktion | 487 | 508 | 497 | 504 | 507 |
| **Nicht-Eisen Metalle** | | | | | |
| Aluminium primär | 403 | 439 | 381 | 349 | 323 |
| Aluminium sekundär | 611 | 658 | 705 | 793 | 888 |
| Aluminium Strangpressen | 559 | 597 | 646 | 736 | 831 |
| Aluminium Gießereien | 810 | 841 | 911 | 1.037 | 1.171 |
| Aluminium Walzen | 1.877 | 2.002 | 2.167 | 2.468 | 2.788 |
| Kupfer primär | 402 | 383 | 376 | 389 | 398 |
| Kupfer sekundär | 302 | 291 | 286 | 295 | 303 |
| Kupferbearbeitung | 1.732 | 1.797 | 1.765 | 1.823 | 1.868 |
| Primärzink | 238 | 230 | 226 | 234 | 239 |
| Sekundärzink | 89 | 86 | 84 | 87 | 89 |
| **Papiergewerbe** | | | | | |
| Papier | 22.509 | 24.002 | 24.303 | 24.358 | 24.978 |
| Zellstoff - Verfahren | 1.383 | 1.299 | 1.053 | 884 | 761 |
| Holzstoff - Verfahren | 1.520 | 1.428 | 1.157 | 971 | 836 |
| Altpapierstoff | 15.378 | 16.527 | 17.043 | 17.368 | 18.268 |
| **Glas** | | | | | |
| Behälterglas | 4.379 | 4.391 | 4.535 | 4.675 | 4.845 |
| Flachglas | 1.814 | 1.819 | 1.878 | 1.936 | 2.007 |
| Glasfasern | 1.013 | 1.016 | 1.049 | 1.081 | 1.121 |
| Übriges Glas | 479 | 481 | 496 | 512 | 530 |

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Keramik** | | | | | |
| Haushalts- und Sanitärkeramik | 120 | 116 | 115 | 116 | 116 |
| Technische Keramik | 239 | 231 | 228 | 228 | 227 |
| Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik | 2.192 | 2.193 | 2.238 | 2.263 | 2.315 |
| **Nicht metallische Mineralstoffe** | | | | | |
| Klinker Brennen (trocken) | 22.823 | 22.424 | 21.216 | 20.257 | 19.338 |
| Klinker Brennen (halbtrocken) | 1.718 | - | - | - | - |
| Klinker Brennen (feucht) | - | - | - | - | - |
| Aufbereitung von Kalkstein | 24.311 | 22.214 | 21.017 | 20.067 | 19.157 |
| Gips | 953 | 910 | 897 | 897 | 893 |
| Zementmahlen | 32.721 | 31.104 | 30.175 | 29.541 | 28.916 |
| Kalkmahlen | 5.250 | 4.876 | 4.459 | 4.215 | 3.989 |
| Ziegel | 10.642 | 10.936 | 10.609 | 10.291 | 9.891 |
| Kalkbrennen | 6.339 | 5.888 | 5.384 | 5.090 | 4.817 |

Quellen des Jahres 2010: Eisen und Stahl: Stahlinstitut VDEh, Zentrales System Emissionen (ZSE), AG-Energiebilanzen; Nicht-Eisen Metalle: Metallstatistik; Papiergewerbe: Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP); Glas: BV Glas; Keramik: Statistisches Bundesamt [2012]; Nicht metallische Mineralstoffe: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie (BDZ), Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., UNFCCC

Tabelle 5: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Referenzszenario* (Teil 2 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt)

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Nahrungsmittel** | | | | | |
| Zucker | 3.846 | 3.862 | 3.793 | 3.789 | 3.784 |
| Molkerei | 13.877 | 13.934 | 13.686 | 13.672 | 13.654 |
| Bierbrauen | 9.853 | 9.697 | 9.336 | 9.141 | 8.948 |
| Fleischverarbeitung | 4.631 | 4.756 | 4.813 | 4.952 | 5.089 |
| Backwaren | 4.328 | 4.389 | 4.354 | 4.394 | 4.432 |
| Stärke | 1.811 | 1.837 | 1.823 | 1.839 | 1.855 |
| **Kunststoffverarbeitung** | | | | | |
| Extrusion | 4.325 | 4.878 | 5.320 | 5.873 | 6.511 |
| Spritzgießen | 2.178 | 2.456 | 2.678 | 2.957 | 3.278 |
| Blaßformen | 950 | 1.071 | 1.168 | 1.289 | 1.430 |

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Chemie** | | | | | |
| Adipinsäure | 358 | 407 | 461 | 523 | 592 |
| Ammoniak | 3.128 | 3.255 | 3.172 | 3.153 | 3.142 |
| Calciumcarbid | 180 | 179 | 174 | 172 | 168 |
| Industrieruß | 684 | 646 | 629 | 620 | 607 |
| Chlor, Diaphragma | 1.104 | 1.144 | - | - | - |
| Chlor, Membran | 2.611 | 3.559 | 4.848 | 4.857 | 4.849 |
| Chlor, Amalgan | 824 | - | - | - | - |
| Ethylen | 4.794 | 4.785 | 4.711 | 4.689 | 4.640 |
| Methanol | 1.924 | 1.910 | 1.862 | 1.835 | 1.798 |
| Salpetersäure | 2.513 | 2.804 | 3.172 | 3.525 | 3.814 |
| Sauerstoff | 7.312 | 7.625 | 8.194 | 8.903 | 9.615 |
| Polycarbonat | 432 | 491 | 557 | 631 | 715 |
| Polyethylen | 2.704 | 3.070 | 3.299 | 3.626 | 4.008 |
| Polypropylen | 1.832 | 2.080 | 2.235 | 2.457 | 2.716 |
| Polysulfone | 323 | 367 | 417 | 472 | 535 |
| Soda | 1.454 | 1.372 | 1.337 | 1.318 | 1.291 |
| Toluol-2,4-diisocyanat (TDI) | 380 | 431 | 489 | 555 | 628 |
| Titandioxid | 437 | 456 | 490 | 532 | 575 |

Quellen des Jahres 2010: Chemie: Statistisches Bundesamt [2012], UNFCCC; Nahrungsmittel: Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e.V. (WVZ), Milchindustrie, Deutscher Brauerbund, Statistisches Bundesamt; Kunststoffverarbeitung: Fraunhofer ICT und Fraunhofer ISI [2010]

Die Entwicklungen im *Basisszenario* basieren grundsätzlich auf den Annahmen des *Referenzszenarios*, da in beiden Szenarien die gleiche wirtschaftliche Entwicklung unterstellt ist. Es wurden jedoch zusätzlich ambitioniertere Annahmen zur Entwicklung der Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft getroffen. Diese führen dazu, dass z. B. der Wechsel von der Oxygenstahlroute zur Elektrostahlroute schneller voranschreitet oder die jährlich produzierte Zementmenge niedriger liegt als im *Referenzszenario* (siehe z. B. [Herbst et al. 2014]). Im Folgenden ist die resultierende Entwicklung der Produktionsmengen für das *Basisszenario* dargestellt. Die Annahmen zur Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft sind im Abschnitt 2.2.2 zum energiepolitischen Rahmen zusammengefasst.

Tabelle 6: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Basisszenario* (Teil 1 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt)

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Eisen und Stahl** | | | | | |
| Sintern | 28.560 | 25.351 | 21.362 | 18.512 | 15.961 |
| Oxygenstahl - Hochofen | 30.615 | 26.326 | 22.184 | 19.224 | 16.575 |
| Elektrostahl - Lichtbogenofen | 13.215 | 17.834 | 19.538 | 20.210 | 21.529 |
| Walzstahl | 36.827 | 37.104 | 35.055 | 33.133 | 32.015 |
| Koksofen | 8.171 | 7.026 | 5.921 | 5.131 | 4.424 |
| Schmelzreduktion | - | - | - | - | - |
| Direkte Reduktion | 487 | 502 | 485 | 485 | 482 |
| **Nicht-Eisen Metalle** | | | | | |
| Aluminium primär | 403 | 420 | 348 | 304 | 268 |
| Aluminium sekundär | 611 | 670 | 724 | 817 | 913 |
| Aluminium Strangpressen | 559 | 593 | 638 | 722 | 810 |
| Aluminium Gießereien | 810 | 836 | 899 | 1.017 | 1.142 |
| Aluminium Walzen | 1.877 | 1.989 | 2.140 | 2.421 | 2.718 |
| Kupfer primär | 402 | 374 | 358 | 360 | 358 |
| Kupfer sekundär | 302 | 301 | 305 | 324 | 342 |
| Kupferbearbeitung | 1.732 | 1.797 | 1.765 | 1.823 | 1.868 |
| Primärzink | 238 | 222 | 209 | 208 | 205 |
| Sekundärzink | 89 | 90 | 93 | 101 | 107 |
| **Papiergewerbe** | | | | | |
| Papier | 22.509 | 23.702 | 23.695 | 23.445 | 23.729 |
| Zellstoff - Verfahren | 1.383 | 1.237 | 924 | 682 | 472 |
| Holzstoff - Verfahren | 1.520 | 1.366 | 1.029 | 769 | 545 |
| Altpapierstoff | 15.378 | 16.648 | 17.292 | 17.591 | 18.255 |
| **Glas** | | | | | |
| Behälterglas | 4.379 | 4.336 | 4.421 | 4.500 | 4.603 |
| Flachglas | 1.814 | 1.807 | 1.855 | 1.900 | 1.957 |
| Glasfasern | 1.013 | 1.003 | 1.023 | 1.041 | 1.065 |
| Übriges Glas | 479 | 475 | 484 | 493 | 504 |

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Keramik** | | | | | |
| Haushalts- und Sanitärkeramik | 120 | 116 | 115 | 116 | 116 |
| Technische Keramik | 239 | 231 | 228 | 228 | 227 |
| Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik | 2.192 | 2.193 | 2.238 | 2.263 | 2.315 |
| **Nicht metallische Mineralstoffe** | | | | | |
| Klinker Brennen (trocken) | 22.823 | 21.036 | 18.617 | 16.572 | 14.697 |
| Klinker Brennen (halbtrocken) | 1.718 | - | - | - | - |
| Klinker Brennen (feucht) | - | - | - | - | - |
| Aufbereitung von Kalkstein | 24.311 | 22.214 | 21.017 | 20.067 | 19.157 |
| Gips | 953 | 910 | 897 | 897 | 893 |
| Zementmahlen | 32.721 | 30.715 | 29.420 | 28.433 | 27.470 |
| Kalkmahlen | 5.250 | 4.515 | 3.804 | 3.297 | 2.842 |
| Ziegel | 10.642 | 10.936 | 10.609 | 10.291 | 9.891 |
| Kalkbrennen | 6.339 | 5.451 | 4.593 | 3.981 | 3.432 |

Quellen des Jahres 2010: Eisen und Stahl: Stahlinstitut VDEh, Zentrales System Emissionen (ZSE), AG-Energiebilanzen; Nicht-Eisen Metalle: Metallstatistik; Papiergewerbe: Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP); Glas: BV Glas; Keramik: Statistisches Bundesamt [2012]; Nicht metallische Mineralstoffe: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie (BDZ), Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., UNFCCC

Tabelle 7: Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe je Prozess im *Basisszenario* (Teil 2 von 2) (Titandioxid in $10^3 m^3$, alle anderen Produkte in kt)

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Chemie** | | | | | |
| Adipinsäure | 358 | 407 | 461 | 523 | 592 |
| Ammoniak | 3.128 | 3.255 | 3.172 | 3.153 | 3.142 |
| Calciumcarbid | 180 | 179 | 174 | 172 | 168 |
| Industrieruß | 684 | 646 | 629 | 620 | 607 |
| Chlor, Diaphragma | 1.104 | 1.144 | - | - | - |
| Chlor, Membran | 2.611 | 3.559 | 4.848 | 4.857 | 4.849 |
| Chlor, Amalgan | 824 | - | - | - | - |
| Ethylen | 4.794 | 4.785 | 4.711 | 4.689 | 4.640 |
| Methanol | 1.924 | 1.910 | 1.862 | 1.835 | 1.798 |
| Salpetersäure | 2.513 | 2.804 | 3.172 | 3.525 | 3.814 |

| Prozess/Produkt | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Sauerstoff | 7.312 | 7.625 | 8.194 | 8.903 | 9.615 |
| Polycarbonat | 432 | 491 | 557 | 631 | 715 |
| Polyethylen | 2.704 | 3.070 | 3.299 | 3.626 | 4.008 |
| Polypropylen | 1.832 | 2.080 | 2.235 | 2.457 | 2.716 |
| Polysulfone | 323 | 367 | 417 | 472 | 535 |
| Soda | 1.454 | 1.372 | 1.337 | 1.318 | 1.291 |
| TDI | 380 | 431 | 489 | 555 | 628 |
| Titandioxid | 437 | 456 | 490 | 532 | 575 |
| **Nahrungsmittel** | | | | | |
| Zucker | 3.846 | 3.862 | 3.793 | 3.789 | 3.784 |
| Molkerei | 13.877 | 13.934 | 13.686 | 13.672 | 13.654 |
| Bierbrauen | 9.853 | 9.697 | 9.336 | 9.141 | 8.948 |
| Fleischverarbeitung | 4.631 | 4.756 | 4.813 | 4.952 | 5.089 |
| Backwaren | 4.328 | 4.389 | 4.354 | 4.394 | 4.432 |
| Stärke | 1.811 | 1.837 | 1.823 | 1.839 | 1.855 |
| **Kunststoffverarbeitung** | | | | | |
| Extrusion | 4.325 | 4.878 | 5.320 | 5.873 | 6.511 |
| Spritzgießen | 2.178 | 2.456 | 2.678 | 2.957 | 3.278 |
| Blaßformen | 950 | 1.071 | 1.168 | 1.289 | 1.430 |

Quellen des Jahres 2010: Chemie: Statistisches Bundesamt [2012], UNFCCC; Nahrungsmittel: Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e.V. (WVZ), Milchindustrie, Deutscher Brauerbund, Statistisches Bundesamt; Kunststoffverarbeitung: Fraunhofer ICT und Fraunhofer ISI [2010]

### Energie- und $CO_2$-Preise

Die Entwicklung der Energieträgerpreise für den Industriesektor ist in Tabelle 8 dargestellt.[2] Alle Energieträgerpreise erfahren ein deutliches Wachstum bis zum Jahr 2050, wobei das Wachstum in der Dekade von 2010 bis 2020 am höchsten ist. Zwischen den Energieträgern sind deutliche Unterschiede zu erkennen. So steigt der Strompreis bis 2020 an und fällt nach 2030 wieder deutlich – im Gegensatz zu allen anderen Energieträgern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen dieser Studie die Entwicklungen des Strompreises nicht im Fokus der Betrachtungen stehen. So werden beispielsweise die Mechanismen des Strommarkts nur in vereinfachter, idealisierter Form abgebildet. Auch die Verteilung der Kosten der Stromversorgung, wie z. B. der Netzentgelte und der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Umlage, die letzten Endes durch politische bzw. regulatorische Setzungen erfolgt, kann durch Modelle kaum realitätsgetreu abgebildet werden. Dennoch benötigen die Modelle Strompreise als Eingangsdaten, so dass durch Heuristiken bestimmte Entwicklungen für Endkundenpreise vorgegeben werden. Diese stellen jedoch keine Prognosen dar und dienen nur dem Verständnis der Eingangsdaten in die Modelle. Eine Vorhersage der Entwicklungen der EEG-Umlage und der Netzentgelte auf die einzelnen Stromkunden ist nicht Teil der Arbeiten dieser Studie.

Die Preise der fossilen Energieträger entwickeln sich recht ähnlich und steigen bis 2050 um 63 bis 77 %. Die Fernwärme weist mit einem Wachstum um 118 % den stärksten Anstieg auf. Die relativen Verschiebungen der Preise zwischen den Energieträgern wirken sich im Modell auf die Technologiewahl aus. Dies ist insbesondere bei den unterschiedlichen Dampferzeugern und Ofentypen der Fall.

2 Die Großhandelspreise fossiler Energieträger auf dem Weltmarkt beruhen auf dem Szenario „Reference Scenario 2013“ aus der Studie „Trends to 2050“, veröffentlicht durch die Europäische Kommission. Sie werden im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ dargestellt.

Tabelle 8: Entwicklung der Energieträgerpreise für die Industrie im *Basis-* und *Referenzszenario*

| Energieträger | ***Basisszenario*** **[EUR Cent$_{2010}$/kWh]** | | | | | ***Referenzszenario*** **[EUR Cent$_{2010}$/kWh]** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
| Strom | 9,7 | 13,7 | 14,3 | 13,9 | 12,4 | 9,7 | 12,1 | 11,7 | 10,9 | 10,3 |
| Heizöl, leicht | 4,8 | 6,8 | 7,0 | 7,6 | 8,0 | 4,8 | 6,8 | 7,0 | 7,6 | 8,0 |
| Heizöl, schwer | 3,6 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 6,4 | 3,6 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 6,4 |
| Steinkohle | 1,3 | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 2,1 | 1,3 | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 2,1 |
| Kokskohle | 2,5 | 3,1 | 3,2 | 3,5 | 4,1 | 2,5 | 3,1 | 3,2 | 3,5 | 4,1 |
| Braunkohle | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 1,1 |
| Erdgas | 2,8 | 4,5 | 4,6 | 4,7 | 4,6 | 2,8 | 4,5 | 4,6 | 4,7 | 4,6 |
| Fernwärme | 4,7 | 5,9 | 7,4 | 8,8 | 10,2 | 4,7 | 5,9 | 6,4 | 7,0 | 7,8 |

Es ist zu beachten, dass die Preise in Tabelle 8 nur für die Energieträger Strom und Fernwärme bereits $CO_2$-Preise beinhalten, da diese im Umwandlungssektor anfallen und eingepreist sind. Deshalb unterscheiden sich auch bei Strom und Fernwärme die Preise zwischen *Referenz-* und *Basisszenario*. $CO_2$-Preise spielen jedoch auch bei den anderen fossilen Energieträgern eine wichtige Rolle. Im *Referenzszenario* wird angenommen, dass der Emissionshandel weiterhin Gültigkeit hat; er wird jedoch nicht ausgedehnt, und Unternehmen außerhalb des Emissionshandels werden nicht durch andere Formen von $CO_2$-Preisen belastet (siehe Abschnitt 2.2.2 zu den energiepolitischen Annahmen).

Im *Basisszenario* wird hingegen zusätzlich für die nicht am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen eine $CO_2$-Steuer in gleicher Höhe angenommen. Die resultierenden Energieträgerpreise sind für beide Szenarien in Tabelle 8 zusammengefasst. Die hinterlegten $CO_2$-Preise sind in Abschnitt 1.3 dargestellt. Im *Basisszenario* steigt der Preis auf 100 EUR/t $CO_2$ bis 2050, während er im *Referenzszenario* lediglich auf 30 EUR/t $CO_2$ ansteigt. Der Preis schlägt naturgemäß besonders auf die $CO_2$-intensiven Energieträger durch, allen voran die Braunkohle, deren Preis im Jahr 2050 bei einem $CO_2$-Preis von 100 EUR/t $CO_2$ im *Basisszenario* etwa 460 % des ursprünglichen Preises ohne $CO_2$-Aufschlag entspricht.

Zu beachten ist jedoch auch, dass unter den Annahmen zur Brennstoffpreisentwicklung auch bei einem $CO_2$-Preis von 100 EUR/t $CO_2$ (*Basisszenario* im Jahr 2050) Steinkohleeinsatz weiterhin günstiger als der Einsatz von Erdgas sein kann (c.p.). Dies ist von zentraler Bedeutung für die Entwicklung des Brennstoffwechsels hin zu $CO_2$-armen Energieträgern. Bei der Stromerzeugung, bei der Gas- und

Dampf (GuD) –Kraftwerke einen höheren Wirkungsgrad aufweisen als Kohlekraftwerke, führt ein steigender $CO_2$-Preis früher dazu, dass sich der Einsatz von Kohle als Brennstoff nicht mehr lohnt. Bei der reinen Wärmeerzeugung, bei der Erdgas und Kohle vergleichbare Wirkungsgrade aufweisen, bedürfte es unter den angenommenen Brennstoffpreisen höherer $CO_2$-Preise, um einen umfassenden Brennstoffwechsel anzureizen.

Tabelle 9 fasst die in diesem Abschnitt diskutierten Rahmendaten für den Industriesektor zusammen. Zu beachten ist, dass sich einige Rahmendaten in den beiden Szenarien unterscheiden, da hier bereits Annahmen zu politischen Instrumenten eingehen. Dies sind die Produktionsmenge, die Preise für Fernwärme und Strom sowie die $CO_2$-Preise. Alle anderen Größen sind in beiden Szenarien identisch, um eine möglichst gute Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien herzustellen.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Rahmendaten für *Basis*- und *Referenzszenario* im Industriesektor

| **Parameter** | **Parametrierung** |
|---|---|
| Wertschöpfung [$EUR_{2010}$/a] | Industrie: 0,7 %/a<br>Maschinenbau und Fahrzeugbau: >1 %<br>Energieintensive Grundstoffindustrie: < 0,5 % |
| Beschäftigte [Personen/a] | Anzahl Beschäftigte sinkt von 7,4 Mio. in 2010 auf 4,5 Mio. in 2050 in beiden Szenarien<br>Besonders starker Rückgang bei den energieintensiven Grundstoffen |
| Produktion [t/a] | Kontinuierlich, kaum Wachstum<br>Im *Basisszenario* mehr Sekundärproduktion und mehr Materialeffizienz als im *Referenzszenario* |
| Energiepreise [$EURCent_{2010}$/kWh] | Brennstoffe weisen in *Basis*- und *Referenzszenario* die gleiche Entwicklung auf<br>Wachstum der Preise für fossile Energieträger um 63-77 % bis 2050<br>Wachstum des Strompreises im niedriger (siehe Tabelle 8) |
| EUA-Preise [$EUR_{2010}$/t $CO_2$-Äqu] | *Basisszenario*: Anstieg auf 100 EUR/t $CO_2$ in 2050<br>*Referenzszenario*: Anstieg auf 30 EUR/t $CO_2$ in 2050 |

## 2.2 Technologische und energiepolitische Annahmen

### 2.2.1 Übersicht

Im Folgenden werden die für den Industriesektor relevanten Annahmen zum technologischen Wandel und zu energiepolitischen Instrumenten beschrieben. Tabelle 10 zeigt eine Übersicht der wichtigsten Parameter. Technologischer Wandel zeigt sich im Modell über eine Reduktion der spezifischen Kosten von Effizienztechniken sowie im Vergleich mit dem *Referenzszenario* über eine frühere Verfügbarkeit neuer Technologien. Eine Technologie von besonderer Bedeutung ist dabei CCS. Während CCS für Industrieprozesse im *Referenzszenario* für das Modell nicht verfügbar ist, kann CCS im *Basisszenario* ab 2030 eingesetzt werden, ist dabei aber auf große $CO_2$-Punktquellen des Industriesektors beschränkt. Politische Instrumente zur THG-Vermeidung und insbesondere Materialeffizienz werden weiter unten im Einzelnen diskutiert.

Tabelle 10: Übersicht der Annahmen zu energiepolitischen Instrumenten und technologischen Trends

| **Parameter** | ***Referenzszenario*** | ***Basisszenario*** |
|---|---|---|
| Technischer Fortschritt | Technologisches Lernen als Reduktion spezifischer Kosten in beiden Szenarien gleich | Verfügbarkeit neuer Technologien teilweise früher |
| $CO_2$-Abscheidung und Speicherung (CCS) | CCS ist nicht verfügbar | Für große Punktquellen ist CCS ab 2030 verfügbar |
| Politische Instrumente | Erhalt bestehenden Ordnungsrechts; Auslaufen finanzieller Förderung | Ambitionierte Weiterentwicklung bestehender Instrumente und neuer Instrumente zur Zielerreichung |
| Materialeffizienz | Fortführung vergangener Trends | Deutlich ambitionierterer Fortschritt |

### 2.2.2 Politische Instrumente und technische Entwicklung

Für das *Referenzszenario*, welches ein Auslaufen der Energiewende stilisiert abbildet, wurden die folgenden Annahmen zur Weiterführung und zum Auslaufen der bestehenden Politikinstrumente getroffen: Ordnungsrechtliche Maßnahmen werden grundsätzlich weitergeführt, jedoch nicht novelliert, Subventionen hingegen laufen aus. Im Emissionshandel steigen die Preise nur langsam bis auf 30 EUR/t $CO_2$ in 2050, der Emissionshandel wird nicht auf neue Bereiche ausgeweitet. Neue

Instrumente werden in dieser „Welt“ nicht umgesetzt. Tabelle 11 fasst die einzelnen Instrumente zusammen.

Tabelle 11: Annahmen zur Weiterführung von bestehenden Instrumenten im *Referenzszenario*

| Instrumententyp | Instrument | Ausprägung im Referenzszenario |
|---|---|---|
| Ordnungsrechtliche Vorschriften | Mindeststandards (EU-Ökodesign Richtlinie) | Wird beibehalten, jedoch nicht mehr novelliert. Die Lose, deren Vorstudien bereits abgeschlossen sind, werden gemäß Zeitplan umgesetzt. |
| | Gebäudestandards (Energieeinsparverordnung (EnEV)) | Beibehalten auf aktuellem Niveau der EnEV 2014 |
| | Ausnahmeregelung bei Spitzenausgleich und EEG-Umlage gekoppelt an Energiemanagementsystem | Wird beibehalten, jedoch nicht mehr novelliert |
| Subventionen und Zuschüsse | Finanzielle Förderung hocheffizienter Querschnittstechniken | Förderung läuft aus |
| | Finanzielle Förderung von Energieaudits | Förderung läuft aus |
| | KWK-Förderung | Förderung wird eingestellt, Ausbau wird im Stromsystemmodell unter Kostengesichtspunkten optimiert |
| Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen | Emissionshandel | Wird beibehalten, verpflichtet sind jedoch nur die Teilnehmer aus der 3. Handelsperiode (2013-2020); Preis wird exogen vorgegeben |

In Tabelle 12 sind die Annahmen zur Weiterführung politischer Instrumente für das *Basisszenario* zusammengefasst. Sämtliche derzeit bestehende Maßnahmen werden weitergeführt und teilweise ambitioniert novelliert. Hinzu kommen weitere Maßnahmen und Strategien, die zentrale Stellhebel zur THG-Vermeidung darstellen. Im Bereich der Energieeffizienz sind das die Ausschöpfung der Einsparpotenziale durch Systemoptimierung – besonders im Bereich der Elektromotorsysteme – und die schnelle Markteinführung hochinnovativer Herstellungsverfahren in den energieintensiven Grundstoffindustrien (Zement, Papier, Stahl, etc.). Weiterhin wird ein derzeit im Instrumentenmix fehlender Anreiz zum Anregen des Brennstoffwechsels hin zu erneuerbaren Energien im Nicht-ETS Sektor in Form einer $CO_2$-Steuer umgesetzt. Diese wirkt sich besonders auf die weniger energieintensiven

Subsektoren aus, in denen ansonsten ein entsprechender Anreiz zum Brennstoffwechsel fehlen würde. Auch werden eine Beschleunigung des Materialeffizienzfortschritts und erhöhte Recyclingraten angenommen.

Tabelle 12: Annahmen zur Weiterführung von bestehenden Instrumenten im *Basisszenario*

| Instrumententyp | Instrument | Ausprägung im *Basisszenario* |
|---|---|---|
| Ordnungsrechtliche Vorschriften | Mindeststandards für Geräte (EU-Ökodesign Richtlinie) | Novellierung entsprechend Least-Life-Cycle-Cost |
| | Gebäudestandards (EnEV) | Wird leicht ambitionierter als im *Referenzszenario* gestaltet |
| | Ausnahmeregelung bei Spitzenausgleich und EEG-Umlage gekoppelt an Energiemanagementsystem | Werden ambitioniert umgesetzt und fördern einen schnellen und effektiven Ausbau von Energiemanagementsystemen |
| Subventionen und Zuschüsse | Finanzielle Förderung hocheffizienter Querschnittstechniken | Förderung wird erhöht. Insbesondere gelingt es, Systemoptimierung zu fördern. |
| | Finanzielle Förderung von Energieaudits | Förderung wird erhöht. |
| | KWK-Förderung | Förderung wird eingestellt, Ausbau wird im Stromsystemmodell optimiert (siehe Kapitel 7). |
| Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen | Emissionshandel | Wird beibehalten, verpflichtet sind jedoch nur die Teilnehmer aus der 3. Handelsperiode (2013-2020); Preis wird exogen vorgegeben und steigt deutlich schneller als im *Referenzszenario* |
| | $CO_2$-Steuer | Es wird angenommen, dass für den Nicht-Emissionshandelssektor eine $CO_2$-Steuer eingeführt wird, die hinsichtlich der Höhe dem EUA-Preis entspricht. |
| Strategien* | Materialeffizienz | Erfolgreicher Anstieg von Materialeffizienz und Recyclingraten |
| | Effizienz durch Systemoptimierung | Verbleibende Potenziale werden weitestgehend ausgeschöpft |
| | Forschung, Entwicklung und Markteinführung | Umfassende erfolgreiche Markteinführung von innovativen Prozesstechniken in den energieintensiven Industrien (z. B. $CO_2$- armer Zement) |

*Für die Modellierung nicht in konkrete Instrumente umgesetzt, sondern direkt als Annahmen zur Ausschöpfung technischer Potenziale modelliert.

Die Annahmen zu Materialeffizienz und Recycling betreffen zum einen den im *Basisszenario* schnelleren Wechsel von der Primär- zur Sekundärproduktion (z. B. von Oxygenstahl zu Elektrostahl) und zum anderen einen reduzierten Bedarf an Material und damit einhergehend eine niedrigere Produktion.

Tabelle 13 zeigt zentrale Trends beim Einsatz von Sekundärrohstoffen Im Vergleich der Szenarien. Diese wurden als exogene Annahmen getroffen und nicht als Wirkung von z. B. Emissionshandel oder anderen Instrumenten der Klimapolitik modelliert. Die Steigerung der Sekundärproduktion verläuft im *Basisszenario* zwar ambitioniert, sie überschreitet jedoch nicht das Gesamtpotenzial, das sich aus der Verfügbarkeit von Sekundärrohstoffen, wie z. B. Metallschrott, ergibt.

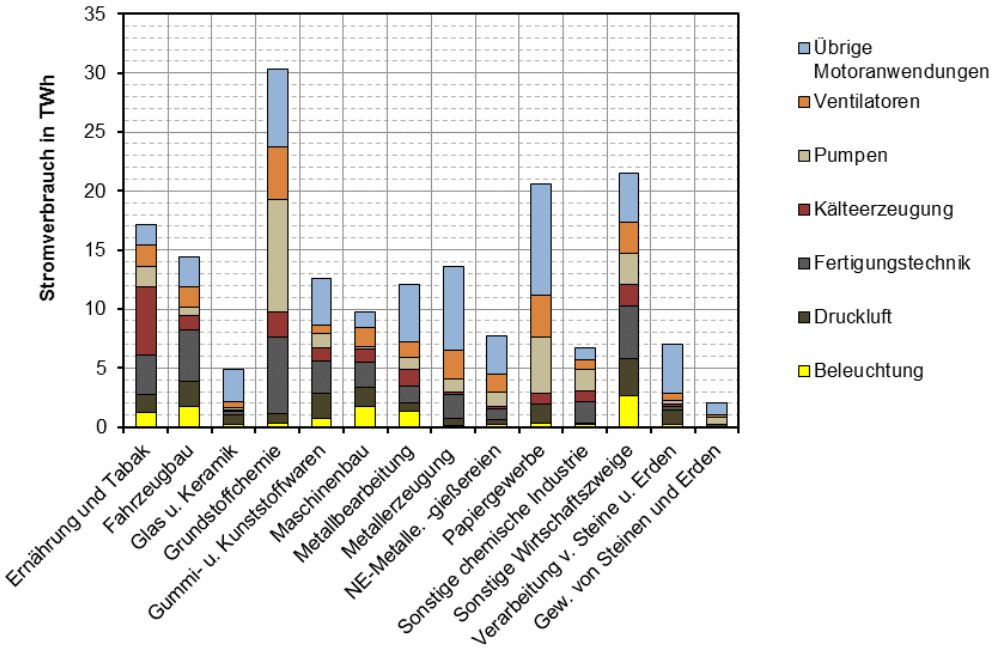
Tabelle 13: Zusammenfassung wichtiger Trends beim Einsatz von Sekundärrohstoffen

| **Kennwert** | **2000** | **2010** | **2030** | | **2050** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **Ref** | **Basis** | **Ref** | **Basis** |
| Stahl: Anteil Elektrostahl | 29% | 30% | 39% | 47% | 42% | 57% |
| Aluminium: Anteil Sekundäraluminium | 47% | 60% | 65% | 68% | 73% | 77% |
| Kupfer: Anteil Sekundärkupfer | | 43% | 43% | 46% | 43% | 49% |
| Papier: Anteil Recyclingfaserstoff | 86% | 85% | 89% | 90% | 92% | 95% |
| Zement: Klinkerfaktor | 74% | 77% | 70% | 63% | 67% | 54% |

Annahmen zur verwendungsseitigen Materialeffizienz im Sinne von gesunkener Nachfrage und entsprechend gesunkener Produktion energieintensiver Güter wurden je Produkt bzw. Zwischenprodukt getroffen. Im *Basisszenario* wird im Vergleich zum *Referenzszenario* eine gesteigerte Materialeffizienz unterstellt, die langfristig bis 2050 in einer Reduktion der produzierten Menge um 3-5 % resultiert. Dies ist der Fall für Stahl, Aluminium, Zink, Papier, Glas, Zement, Ammoniak, Chlor, Ethylen, Methanol, Kunststoffe sowie Fleisch. Wenngleich es kaum Untersuchungen zu den Potenzialen einer gesteigerten Materialeffizienzpolitik gibt, so ist davon auszugehen, dass diese Annahmen eher konservativ sind und unter den verfügbaren Potenzialen liegen.

Im Folgenden sind weitere Annahmen zu den einzelnen Technologiefeldern zusammengefasst. Um die Einsparpotenziale der Querschnittstechniken (Motorsysteme und Beleuchtung) auf Seiten der Stromnachfrage zu modellieren, muss zunächst ermittelt werden, wie hoch der Stromverbrauch der einzelnen Anwendungen ist. Dieser wird im Modell FORECAST-Industry über Anteile am Stromverbrauch der Sektoren berechnet, da eine reine bottom-up-Berechnung aufgrund der

sehr heterogenen Anwendungen in diesem Umfang nicht praktikabel ist. Die entsprechenden Annahmen sind in Abbildung 2 zusammengefasst und stellen eine Aktualisierung der im Projekt „Datenbasis Energieeffizienz“ erstellten Anwendungsbilanzen dar [Prognos et al. 2011].




Quelle: FORECAST Modell

Abbildung 2: Stromverbrauch in Querschnittstechniken je Subsektor im Jahr 2010

Für die Diffusion von Effizienztechniken in Querschnitts- sowie Prozesstechniken und damit für die Geschwindigkeit des Effizienzfortschritts ist die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Effizienzmaßnahmen entscheidend. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird im Simulationsmodell *FORECAST-Industry* die Amortisationsdauer genutzt. Dies spiegelt empirische Beobachtungen zum Investitionsverhalten der Unternehmen wider (siehe z. B. [Fleiter et al. 2010b]). Insbesondere werden die Erwartungen der Unternehmen an maximal zulässige Amortisationsdauern hinterlegt, die ggf. durch bestimmte Politikinstrumente des Szenarios verändert werden.

Obgleich viele Unternehmen nur in Einsparoptionen mit einer Amortisationszeit von maximal zwei bis drei Jahren investieren, so ist die Spannweite recht groß und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Um diese Beobachtung im Modell abzubilden, wird für die Investition in einzelne Einsparoptionen in einem Jahr eine Verteilung abhängig von der Amortisationszeit hinterlegt. Diese ist in Abbildung 3 als

kumulative Verteilung dargestellt. Während ihre Steigung vorwiegend monetäre Hemmnisse der Investition abbildet, bildet die Differenz des Startwertes (bei einer Amortisationsdauer von null Jahren) nicht-monetäre Hemmnisse wie z. B. mangelnde Informationen ab. Entsprechend werden im *Referenzszenario* nur knapp 30 % der Einsparoptionen mit einer Amortisationsdauer von einem Jahr umgesetzt, während es im *Basisszenario* etwa 75 % sind. Folglich spiegeln die Annahmen im *Basisszenario* eine Überwindung der meisten Hemmnisse wider, wozu ein umfangreicher Mix an verschiedensten Politikinstrumenten (u. a. Zuschüsse, Energiemanagement, zinsvergünstigte Darlehen) notwendig wäre.

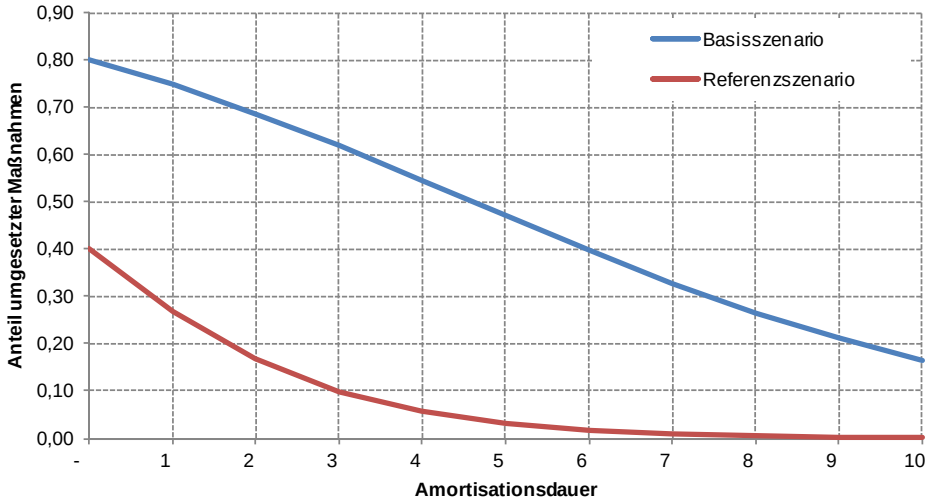



Abbildung 3: Annahmen zu Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen im *Basis*- und *Referenzszenario*

Energiepreise, $CO_2$-Preise oder mögliche Veränderungen der Investitionskosten verändern die reale Amortisationsdauer und somit die Diffusion der Maßnahmen entsprechend. Mindeststandards, wie im Rahmen der EU Ökodesign-Richtlinie gefordert, führen zu einer preisunabhängigen Diffusion entsprechender Einsparoptionen.

Im Gegensatz zu den Effizienzmaßnahmen werden Industrie-KWK-Anlagen und Dampferzeuger in der Optimierung der Erzeugungskapazitäten im Strommarkt modelliert (siehe Kapitel 7). Hier wird, wie für alle Strominfrastrukturen, ein Zinssatz von 7 % unterstellt.

### 2.2.3 Potenziale und Restriktionen für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern zur Bereitstellung von Wärme

Auch für die Bereitstellung von Prozesswärme haben erneuerbare Energien in Deutschland ein beachtliches Potenzial. Während einerseits der direkte Einsatz von Biomasse und Solarthermie möglich ist, kann andererseits auch über die Nutzung von Sekundärenergieträgern wie Strom und Fernwärme der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung deutlich erhöht werden. Letzteres gilt besonders vor dem Hintergrund, dass bis zum Jahr 2050 Strom nahezu vollständig und Fernwärme zu großen Teilen auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt werden.

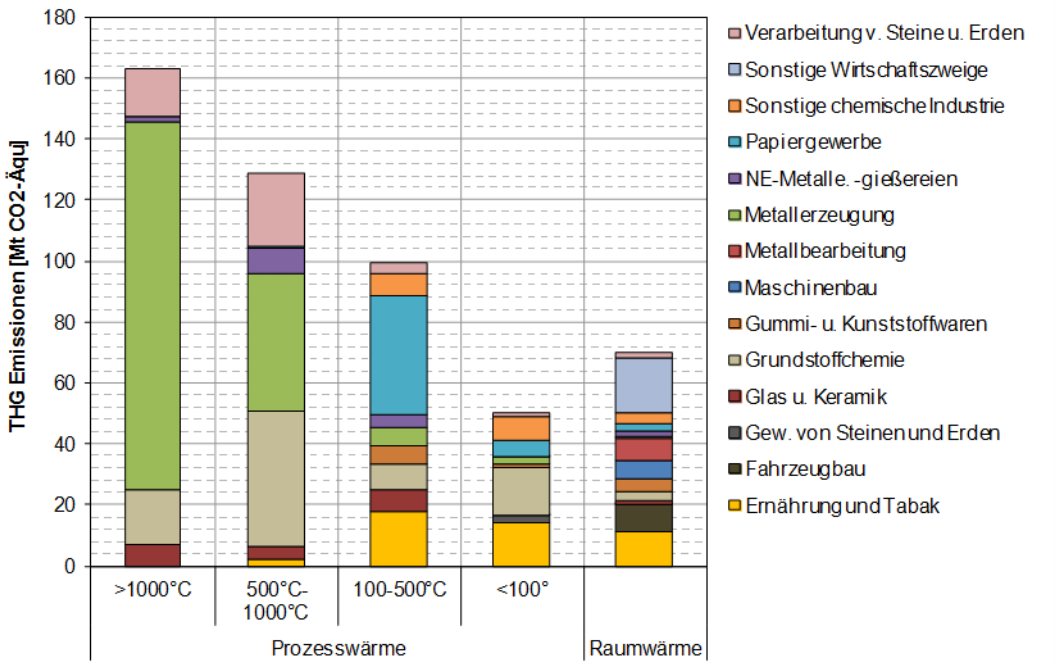
Im Folgenden werden die Möglichkeiten und Restriktionen für den Einsatz von Biomasse, Solarthermie, Strom und Fernwärme zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie die Umsetzung in der Modellierung der Szenarien dargestellt. Die deutlichsten Restriktionen folgen dabei aus dem Temperaturniveau der genutzten Wärme. Abbildung 4 zeigt den Endenergiebedarf für die Wärmenachfrage der Industrie im Jahr 2010, wie er in die Simulation einfließt. Während auf allen definierten Temperaturniveaus eine bedeutende Wärmemenge benötigt wird, so ist der Beitrag der einzelnen Subsektoren unterschiedlich.

**Niedertemperatur (<100°C)**: Hier handelt es sich vorwiegend um die Bereitstellung von Raumwärme, aber auch Prozesswärme, besonders in der Nahrungsmittelindustrie. Die Wärme wird meistens mittels herkömmlicher Erdgas- oder Heizölkessel erzeugt, es können jedoch auch andere Technologien und Energieträger eingesetzt werden, wie Biomasse, Fernwärme, Wärmepumpen, Solarthermie oder Abwärmenutzung.

**Mittlere Temperatur (100-500°C)**: In diesem Temperaturintervall wird vorwiegend Prozessdampf für Prozesse in der chemischen Industrie, der Papierherstellung und der Nahrungsmittelindustrie nachgefragt. Die Dampferzeugung ist grundsätzlich über den Einsatz von Biomasse-Kesseln möglich, auch in Form von Kraft-Wärme-Kopplung. Bis zu einem gewissen Temperaturniveau können auch Wärmepumpen und Solarthermie genutzt werden. Die von Wärmepumpen erreichten Temperaturniveaus sind abhängig vom Kältemittel. Temperaturniveaus von 140°C und zukünftig auch bis zu 160°C scheinen jedoch realisierbar [Wolf et al. 2012]. Dabei ist zu beachten, dass bei diesen Temperaturniveaus auch eine Wärmequelle auf relativ hoher Temperatur benötigt wird, damit die Jahresarbeitszahl nicht

zu weit absinkt [Lambauer et al. 2008]. Während Solarthermie derzeit zur Wärmebereitstellung unter 100°C genutzt wird, so sind zukünftig auch Anwendungen und Technologien für den Temperaturbereich 100-200°C denkbar [Lauterbach et al. 2012].

**Hochtemperatur (>500°C)**: Über 500°C wird Wärme in unterschiedlichen Öfen erzeugt und genutzt. Aufgrund von speziellen Anforderungen an die Reinheit oder das jeweilige Verfahren ergeben sich verschiedenste Restriktionen an den Einsatz der Brennstoffe. Wärme wird hier hauptsächlich in der Stahlindustrie, der Glas- und Zementherstellung sowie der chemischen Industrie benötigt. Neben der Nutzung von Biomasse ist für einzelne Prozesse und Öfen auch eine Bereitstellung der Wärme über den Einsatz von Strom möglich [Rudolph und Schaefer 1989]. Bereits heute genutzte Beispiele sind der Elektrolichtbogenofen zur Herstellung von Elektrostahl oder der Induktionsofen zum Schmelzen von Metall.




Quelle: *FORECAST* Modell

Abbildung 4: Brennstoffbedarf der Industrie nach Temperaturniveau und Wirtschaftszweig im Jahr 2010

Besonders Biomasse stellt somit für die Industrie eine attraktive Option zur Treibhausgasvermeidung dar, da sie es sowohl erlaubt, Wärme auf einem relativ hohen Temperaturniveau (abhängig vom Heizwert) bereitzustellen, als auch in verschiedensten Aggregatzuständen verfügbar ist, deren Einsatz nur geringfügige

Änderungen an der Wärmeerzeugung verlangt. Weiterhin ist Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien, wie z. B. der Solarthermie, nicht dargebotsabhängig und kann ähnlich flexibel wie fossile Brennstoffe eingesetzt werden.

Restriktionen bezüglich des Biomasseeinsatzes sind vom jeweiligen Prozess abhängig, für den die Wärme benötigt wird. So ist der Drehrohrofen in der Zementherstellung meistens bereits jetzt mit Mehrstoffbrennern ausgerüstet, die einen flexiblen Einsatz verschiedenster Brennstoffe erlauben, einschließlich eines derzeit noch geringen Anteils Biomasse, während im Hochofen in der Stahlindustrie nur begrenzte Mengen Biomasse wirtschaftlich in Form von Holzkohle beigemischt werden können. Von einzelnen Öfen abgesehen, gibt es in den meisten Wirtschaftszweigen eine relativ hohe Nachfrage nach Prozessdampf, welcher über Dampferzeuger erzeugt wird, die zumindest über einen Austausch flexibel Biomasse einsetzen können.

Während bereits Dampferzeuger mit Mehrstoffbrennern im Einsatz sind, sind andere Brenner noch auf einzelne Energieträger ausgelegt (z. B. Erdgas). Letztere benötigen entweder die Biomasse im entsprechenden Aggregatzustand (z. B. Biogas) oder müssen über eine Reinvestition ausgetauscht werden. Da auch bei relativ langlebigen Anlagen wie Dampferzeugern der Anlagenbestand bis 2050 mindestens einmal komplett ausgetauscht werden kann, ist davon auszugehen, dass für die Erzeugung von Prozessdampf langfristig eine sehr flexible Nutzung von Biomasse möglich ist. Gerade die Papierindustrie weist einen sehr hohen Dampfbedarf auf, welcher zum Teil bereits 2010 durch Biomasse aus Produktionsreststoffen wie Lignin (Schwarzlauge) oder Rinde gedeckt wird [LFU und PTS 2002]. In der Nahrungsmittelindustrie werden Dampf und Warmwasser in großen Mengen für die Herstellung von Zucker, Bier [Schmitt et al. 2011], Stärke, Fleisch und Molkereiprodukten benötigt. Entsprechende Mehrstoffbrenner können hier flexibel Biomasse einsetzen. Bei der Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren wird Dampf für die Urformprozesse wie Extrudieren oder Spritzgießen benötigt.

Bei Bereitstellung von Wärme auf hohem Temperaturniveau in Industrieöfen hängen die Möglichkeiten des Einsatzes von Biomasse stark von den einzelnen Öfen

und Verfahren ab.[3] Im Folgenden werden die Prozesse mit der höchsten Wärmenachfrage kurz diskutiert.

**Stahl** wird in Deutschland auf drei unterschiedlichen Wegen erzeugt: im Hochofen, über die Direktreduktion (in Deutschland kaum verwendet) und auf Basis von Stahlschrott. Der Biomasseeinsatz in der Hochofenroute konzentriert sich auf den graduellen Ersatz von Koks und Kohle durch Holzkohle und Holz, was sich aufgrund der notwendigen strukturellen Eigenschaften des Kokses größtenteils in der Substitution des eingeblasenen Kohlenstaubes erschöpft. Eine entsprechende „Holzkohleeinblasung“ würde nach heutigem Stand zwar bereits etwa 40 % der benötigten Brennstoffe ausmachen, ist jedoch wirtschaftlich noch nicht umsetzbar [Suopajärvi und Fabritius 2013]. Zur Stahlherstellung auf Basis von Stahlschrott wird der Elektrolichtbogenofen genutzt. Entsprechend führt ein weitergehender Ersatz der Hochofenroute durch die Elektrostahlroute zu einer Substitution von Kohle durch Strom.

Die alternative Route der Stahlerzeugung über direktreduziertes Eisen (DRI, engl.: Direct-Reduced Iron) verzichtet auf das Schmelzen der Erze, wird in Deutschland bisher allerdings kaum eingesetzt. Neben der dadurch unmittelbar entstehenden Energieeinsparung kann auch auf die besonderen Eigenschaften von Koks verzichtet werden. DRI-Prozesse nutzen Kohle und Erdgas, wobei erdgasbasierte Prozesse auch biogene Brennstoffe verwenden können. Da das Erdgas vor dem Reduktionsprozess in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenmonoxid aufgespalten wird, ist auch der teilweise Ersatz durch erneuerbar erzeugten Wasserstoff möglich – wenn auch zurzeit unwirtschaftlich. Chemisch ist der vollständige Umstieg auf Wasserstoff denkbar, da er als Reduktionsmittel ebenso geeignet ist wie Kohlenmonoxid [Midrex 2014]. Die technische Umsetzung ist aber nicht in den bestehenden Anlagen möglich. Das direkt reduzierte Eisen kann in einem Elektro-Lichtbogenofen direkt zu Stahl geschmolzen werden.

---

3 Darüber hinaus ist für alle Prozesse folgender Zusammenhang zu berücksichtigen: Der Ersatz von Brennstoff durch niederkalorische Ersatzbrennstoffe, zu denen Biomasse im Allgemeinen zählt, ist eng an das sog. „Energieaustauschverhältnis“ geknüpft, wie es [Beckmann und Scholz 1998] definieren. Insbesondere für Hochtemperaturprozesse ergeben sich aus dem Verhältnis der kalorischen Verbrennungstemperatur (abhängig vom Energiegehalt) zweier Brennstoffe Grenzen der Substituierbarkeit: Ab einer bestimmten gewünschten Prozesstemperatur wird bei der Substitution durch einen niederkalorischen Brennstoff überproportional mehr Energie verbraucht. Der Einsatz von niederkalorischen Brennstoffen scheint daher im Nieder- und Mitteltemperaturbereich (<1000°C) effizienter zu sein.

Der energieintensivste Prozessschritt der **Zementherstellung** ist das Brennen des Klinkers. In Deutschland wird dies fast ausschließlich nach dem „trocken“ genannten Verfahren in Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer durchgeführt. Dabei existieren mehrere Beheizungsstufen mit unterschiedlichen Temperaturen und daher unterschiedlichen Potenzialen zur Nutzung von Ersatzbrennstoffen. Bei angemessener Auswahl der Ersatzbrennstoffe kann eine Substitutionsrate von 100 % erreicht werden. Bei den verwendeten Ersatzbrennstoffen handelt es sich heutzutage aber nur zu einem kleinen Teil um Biomasse. Hauptsächlich ist dies wirtschaftlich begründet, allerdings existieren auch thermodynamische Begrenzungen. So kann in der Hochtemperaturzone mit Flammtemperaturen bis zu 2000°C nur ein begrenzter Anteil von niederkalorischen biogenen Brennstoffen verwendet werden.

Der Energieverbrauch der **Glasindustrie** lässt sich zum größten Teil auf die zum Schmelzen des Glases benötigte Wärme zurückführen, wobei Temperaturen um die 1500°C benötigt werden [GWI 2007]. Brennstoff ist hauptsächlich Erdgas, teilweise wird noch Heizöl oder Strom eingesetzt. In den letzten Jahren liefen mehrere Forschungsprojekte, um Brenner auf den Betrieb mit niederkalorischen Gasen umzustellen, was tendenziell die Verwendung von biogenen Gasen, die nicht auf Erdgasqualität aufbereitet werden oder werden können, erleichtert [Giese et al. 2010].

### 2.2.4 Abscheidung und Speicherung von $CO_2$

Der Einsatz von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ (CCS) steht heute sowohl vor technologischen als auch vor wirtschaftlichen und politisch-gesellschaftlichen Herausforderungen. Um sich einer möglichen Entwicklung bis 2050 anzunähern, wurden für diese Studie die folgenden Annahmen getroffen:

- Rechtliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von CCS in Industrieprozessen sind bis 2030 geschaffen.
- Akzeptanz stellt für CCS im Industriesektor ein geringeres Hemmnis dar, da es oftmals kaum oder nur sehr teure Alternativtechnologien zur $CO_2$-Vermeidung gibt. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Akzeptanzfragen in der Bevölkerung nicht wesentlich kostensteigernd auswirken.
- Einsatz von CCS ist an Wirtschaftlichkeit geknüpft; diese wird gemessen durch einen Vergleich zu den dem Unternehmen sonst anfallenden Kosten durch Emissionen unter Berücksichtigung der Alternativoptionen.
- Für CCS notwendige Technologien erreichen bis 2030 Marktreife, so dass sie in Industrieprozessen eingesetzt werden können – sofern sie über den $CO_2$-Preis wirtschaftlich werden.

Für die Modellierung wird zunächst eine Auswahl von CCS-relevanten Prozessen getroffen. In einem zweiten Schritt wird die Diffusion von CCS im Anlagenbestand dieser Prozesse simuliert. Im *Referenzszenario* wird CCS für Industrieprozesse ausgeschlossen, wenngleich es bei dem gegebenen $CO_2$-Preispfad auch keine bedeutende Rolle spielen würde. Im Vergleich zu CCS in der Stromerzeugung kann CCS in einzelnen Industrieprozessen attraktiver sein, da hier zum einen die $CO_2$-Vermeidungskosten durch CCS niedriger liegen als beim Einsatz von CCS in Kohlekraftwerken zur Stromerzeugung und zum anderen kaum alternative Optionen verfügbar sind, die eine ähnliche Reduktionstiefe ermöglichen [Hermann et al. 2012].

Für die Prozessauswahl wurden die Emissionsmenge, die $CO_2$-Intensität (Punktquellen) sowie die Reinheit des $CO_2$, welche sich kostenmindernd auf den CCS-Prozess auswirkt, als Kriterien genutzt. In der Summe dieser Faktoren wird CCS für die folgenden Prozesse im Modell zugelassen:

- Stahlherstellung (Integrierte Stahlwerke der Hochofenroute)
- Klinkerbrennen
- Kalksteinherstellung
- Methanolherstellung
- Ethylenherstellung
- Ammoniaksynthese

Die techno-ökonomischen Annahmen für die Simulation der Marktdiffusion von CCS sind in Tabelle 14 zusammengefasst. Die Annahmen beruhen maßgeblich auf zwei Metastudien aktueller und zukünftiger CCS-Technologien [Kuramochi et al. 2012; Saygin et al. 2013]. Die berücksichtigten Kosten umfassen Investition, Transport und Lagerung des $CO_2$ sowie Betriebs- und Energiekosten. Bei Berücksichtigung der durch CCS vermiedenen $CO_2$-Kosten ergibt sich ein interner Zinssatz der Investition, der als Parameter einer Diffusionsfunktion die Verbreitung von CCS in ausgewählten industriellen Prozessen definiert. Abscheideraten im Hochofenprozess berücksichtigen die Nutzung der ergänzenden Gichtgasrückführung (Top-Gas Recycling), die effizientere $CO_2$-Abscheidungstechnologien ermöglicht. Aufgrund des heute noch relativ jungen Entwicklungsstadiums der CCS-Technologien sind besonders die hinterlegten techno-ökonomischen Annahmen mit relativ hohen Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus handelt es sich bei allen Angaben um Aggregate einer Vielzahl von in Frage kommender Technologien, so dass eine eindeutige Zuordnung der angegebenen Werte zu einzelnen Technologien nicht möglich ist. Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund anlagenspezifischer Anforderungen letztlich ein Technologiemix verwendet wird.

Tabelle 14 Zusammenfassung der angenommenen Parameter für die Modellierung von CCS in ausgewählten Prozessen der Industrie im *Basisszenario*

| | **Einheit** | **Ammoniak** | **Ethylen** | **Klinker brennen** | **Integriertes Stahlwerk** | **Kalkstein** | **Methanol** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Transport- und Lagerkosten* | EUR/t $CO_2$ | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Investition (2015) | EUR/t $CO_2$ | 191 | 191 | 500 | 350 | 500 | 191 |
| Laufende Kosten | EUR/t $CO_2$ | 5-6 | 5-6 | 5-6 | 5-6 | 5-6 | 5-6 |
| Kostendegression | Reduktion je 5 Jahre | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% |
| Brennstoffbedarf | MWh/t $CO_2$ | 0,80 | 0,80 | 0,50 | 0,28 | 0,50 | 0,80 |
| Strombedarf | MWh/t $CO_2$ | 0,16 | 0,16 | 0,11 | 0,14 | 0,11 | 0,16 |
| Abscheiderate (ab 2030) | | 95% | 95% | 80% | 26-36% | 90% | 95% |

Quellen: [Kuramochi et al. 2012; Saygin et al. 2013]

* Kosten für 100 km Pipeline

## 2.3 Ergebnisse des Referenzszenarios

Das *Referenzszenario* weist einen kontinuierlichen Rückgang der Endenergienachfrage des Industriesektors auf, sodass diese in 2050 13 % unter dem Niveau von 2010 liegt. Dieser Rückgang ergibt sich durch die stagnierende Entwicklung der energieintensiven Industrien sowie einem Fortschreiten der Effizienzverbesserung.

Auch die Entwicklung der einzelnen Energieträger verläuft zunächst annähernd kontinuierlich. Es ist ein langsamer Wechsel von fossilen Energieträgern zu biogenen Brennstoffen zu verzeichnen. Power-to-Heat hingegen bleibt auch in 2050 mit 2 TWh auf niedrigem Niveau. Der „konventionelle“ Stromverbrauch fällt von 2010 bis 2050 um 1 %, während der Brennstoffbedarf deutlich um 19 % zurückgeht.

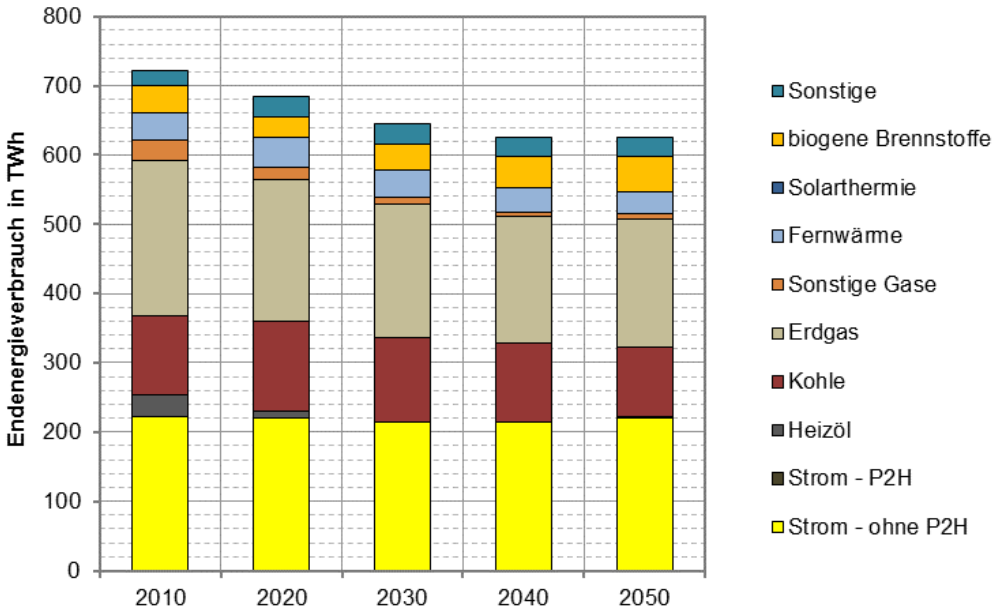



Abbildung 5: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im *Referenzszenario*

Bei Betrachtung der Entwicklung je Subsektor zeigt sich nur eine geringe Verschiebung bis 2050 (siehe Abbildung 6). Die Bedeutung der Stahlindustrie nimmt leicht ab, verursacht durch den Rückgang bei der Oxygenstahl- und den Anstieg bei der Elektrostahlroute. Anteilig steigt die Bedeutung von weniger energieintensiven Branchen wie dem Maschinen- und Fahrzeugbau und den sonstigen Wirtschaftszweigen. Jedoch sind auch in 2050 die energieintensiven Subsektoren weiterhin die stärksten Energieverbraucher.

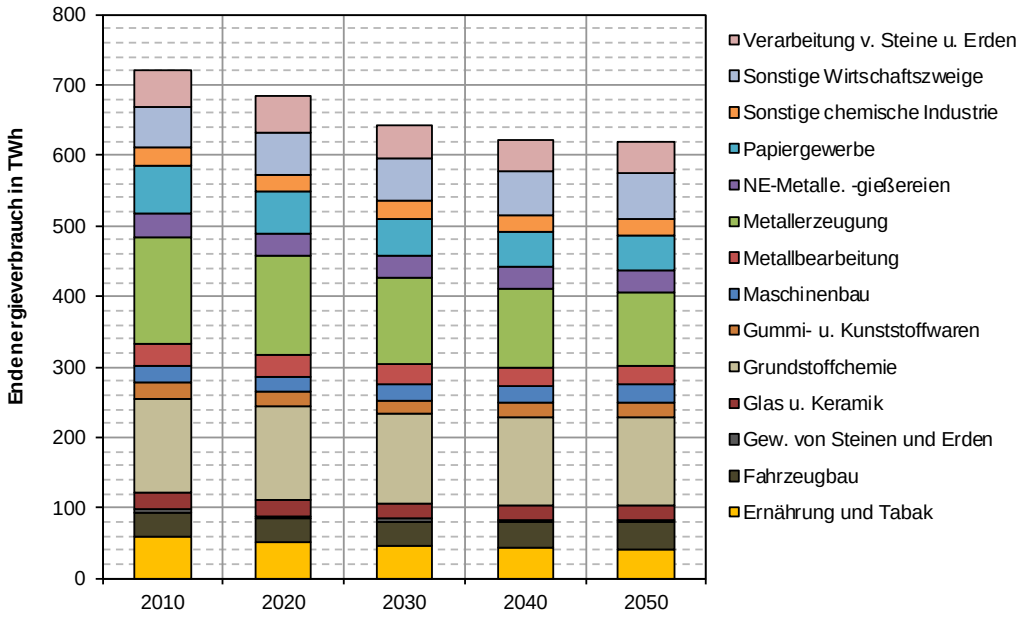



Abbildung 6: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor im *Referenzszenario*

## 2.4 Ergebnisse des Basisszenarios

Abbildung 7 zeigt den Endenergieverbrauch des Industriesektors im *Basisszenario*. Dieser fällt bis zum Jahr 2040 kontinuierlich, wobei insbesondere die Kohle- und Heizölnachfrage stark sinken. Kohle wird in 2050 lediglich noch in der Stahlindustrie verwendet, wo ihre Nutzung in Form von Koks an der nach heutigem Kenntnisstand unteren technischen Grenze des Hochofenprozesses liegt. Die Nutzung biogener Brennstoffe nimmt bis 2050 um 211 % zu. Power-to-Heat kommt ab 2040 in den Markt und erreicht bis 2050 21 TWh/a. Es ersetzt vorwiegend KWK-Anlagen, die im Zeitraum 2020-2040 eine hohe Bedeutung haben. Der „konventionelle“ Stromverbrauch sinkt im gleichen Zeitraum um 16 %, der Brennstoffbedarf sogar um 32 %. Beides ist auf eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz zurückzuführen. Der beobachtete leichte Anstieg des Brennstoffbedarfs vom Jahr 2040 zum Jahr 2050 stammt aus einem Rückgang der KWK-Anlagen, welcher aufgrund der Bilanzierung von KWK-Anlagen zu einem etwa 25 TWh höheren Endenergieverbrauch im Jahr 2050 führt; dieser Effekt entsteht durch die Bilanzierung des Brennstoffverbrauchs nach der „Finnischen Methode“, nach der KWK-Anlagen eine thermische Effizienz von über 100 % aufweisen können.

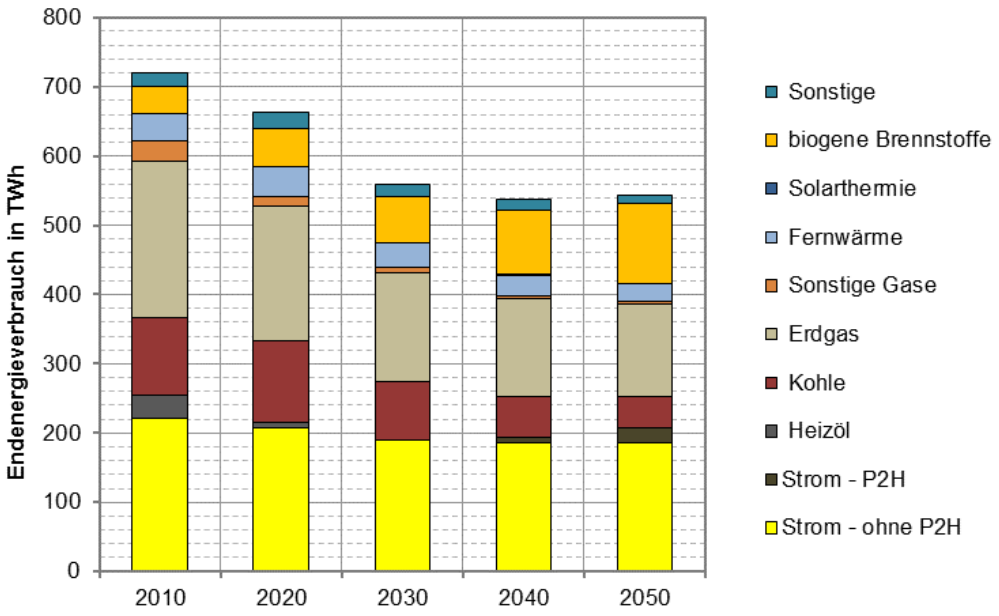



Abbildung 7: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im *Basisszenario*

Auf Ebene der einzelnen Subsektoren zeigt sich eine Verschiebung von der Grundstoffindustrie hin zu leichteren Industriezweigen wie Maschinen- und Fahrzeugbau und den sonstigen Wirtschaftszweigen, wie in Abbildung 8 ersichtlich wird. Besonders in der Stahlindustrie ist relativ und absolut ein starker Rückgang des Endenergieverbrauchs zu verzeichnen, welcher auf den Wechsel von der Oxygenstahl- zur Elektrostahlroute zurückzuführen ist. Auch das Papiergewerbe und die Verarbeitung von Steinen und Erden – vorwiegend Zementklinker – zeigen einen deutlichen Rückgang bis 2050.

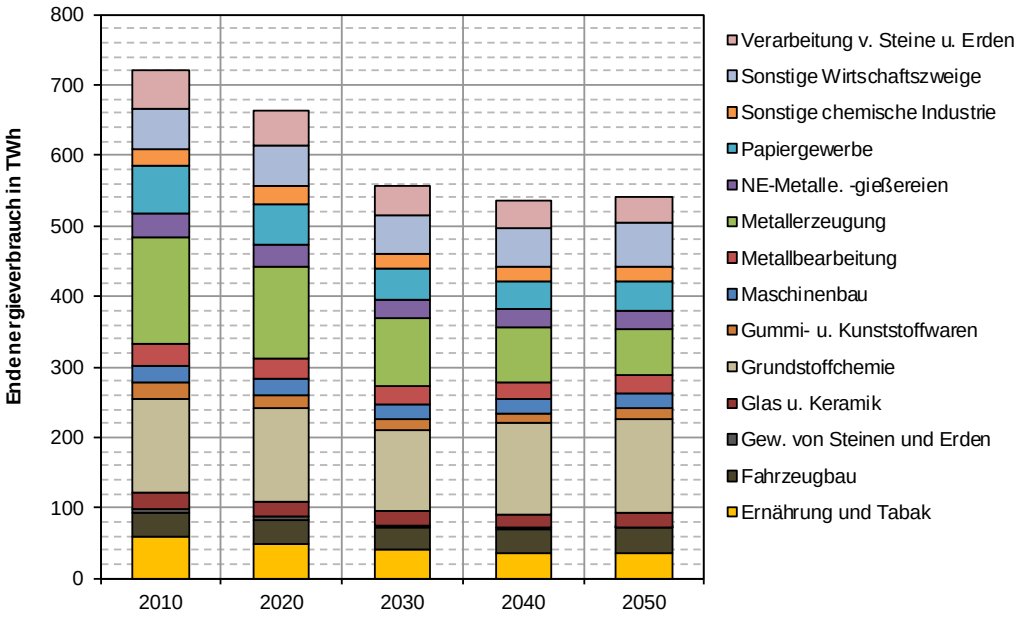



Abbildung 8: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor im *Basisszenario*

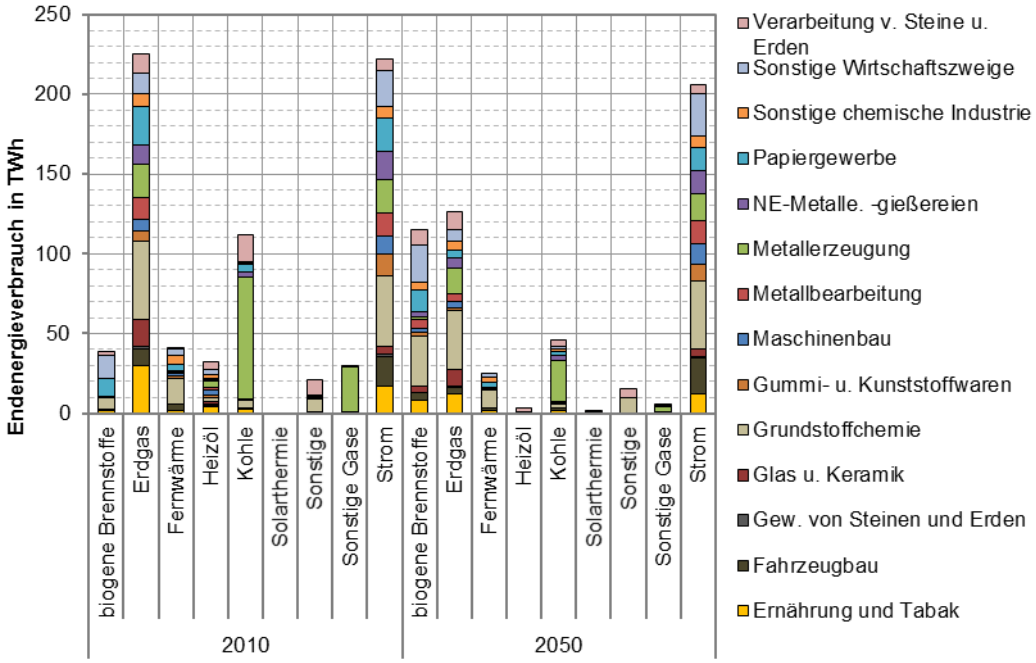



Abbildung 9: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor und Energieträger im *Basisszenario*

### Abscheidung und Speicherung von $CO_2$

Unter den gegebenen Annahmen erreichen erste CCS-Anwendungen ab dem Jahr 2030 die Wirtschaftlichkeit, wobei zunächst die chemischen Prozesse mit hochreinen $CO_2$-Strömen wirtschaftlich interessant werden (siehe Abbildung 10). Es folgen Stahl- und Klinkererzeugung. Insgesamt steigen die jährlich abgeschiedenen $CO_2$-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf 35 Mt.

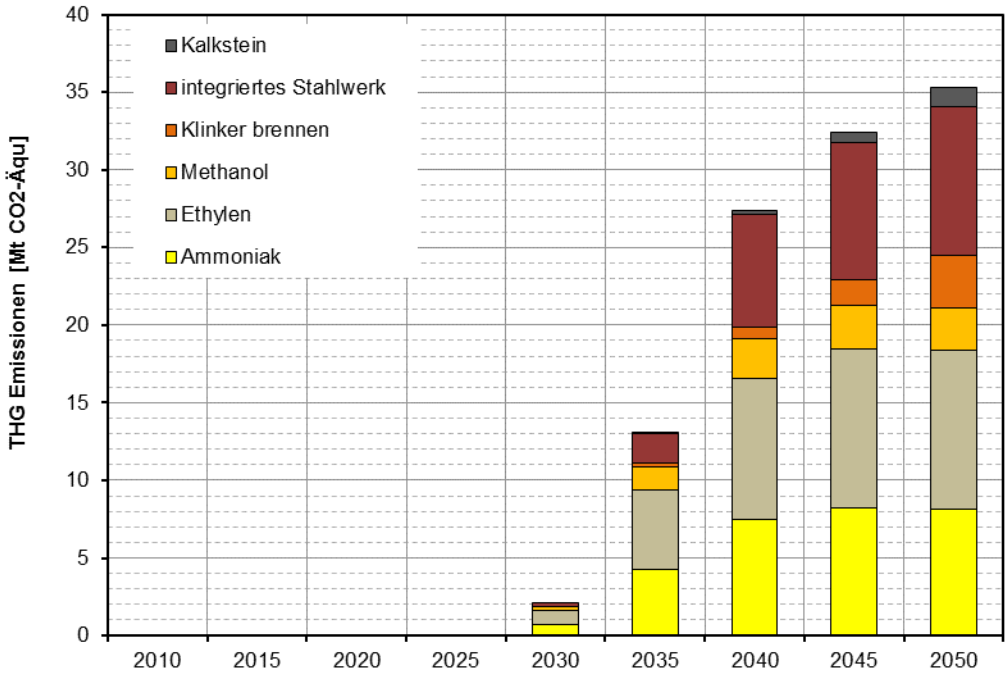



Abbildung 10: $CO_2$-Abscheidung und Speicherung im *Basisszenario* bis 2050

Bis 2050 erreicht jeder Prozess die als Maximum angenommene Diffusion von 95 % (an der gesamten Produktionskapazität je Prozess), mit Ausnahme der Klinker- und Kalkprozesse, die aufgrund der Verwendung des Drehrohrofens besondere Anforderungen an die Reinigung des Abgasstromes stellen und daher nur eine Diffusion von 38 % erreichen. Diese Diffusion basiert auf den Investitionsentscheidungen der Anlagenbetreiber. Eventuell limitierende Faktoren wie die Leistungsfähigkeit der $CO_2$-Abscheideanlagenhersteller, die Dauer der Genehmigungsverfahren oder der Bau notwendiger Infrastruktur sind nicht explizit abgebildet. Daher sind diese Ergebnisse von langfristig wirksamen Signalen der $CO_2$-Preise abhängig, die notwendige Vorlaufplanungen in den Zeitraum vor 2030 verschieben müssen.

Die Abscheiderate der CCS-Anlagen liegt im Mittel bei etwa 60 % (Stahl: 36 %, Chemieprozesse bis zu 95 %), so dass 2050 etwa 54 % (35 Mt) der in den betrachteten Prozessen erzeugten $CO_2$-Emissionen abgeschieden werden, wovon ein Drittel prozessbedingt, der Rest energiebedingt ist. Dabei verbessert sich bis 2050 die Wirtschaftlichkeit der CCS-Anlagen durch sinkende Investitionen und gleichzeitig steigende $CO_2$-Preise stetig. Im Jahr 2050 haben die kumulierten gespeicherten Emissionen aus Industrieprozessen über den gesamten Zeitraum 463 Mio. Tonnen $CO_2$ erreicht (siehe Tabelle 15). Demgegenüber stehen um ein Vielfaches höhere Lagerkapazitäten. Schätzungen der in Deutschland vorhandenen Lagerkapazitäten gehen von alleine 12 bis 28 Milliarden Tonnen $CO_2$-Lagerkapazität in salinen Aquiferen (stark salzhaltige poröse Sedimente) und weiteren etwa 3 Mrd. Tonnen in erschöpften Gasfeldern aus [Grünwald 2007].[4]

Tabelle 15: Zusammenfassung $CO_2$-Abscheidung und Speicherung in Industrieprozessen im *Basisszenario*

| **$CO_2$-Abscheidung [Mt $CO_2$-Äqu.]** | **2030** | **2035** | **2040** | **2045** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| Ammoniak | 0,7 | 4,3 | 7,5 | 8,2 | 8,2 |
| Ethylen | 0,8 | 5,2 | 9,1 | 10,2 | 10,2 |
| Klinker | - | 0,3 | 0,7 | 1,7 | 3,3 |
| Stahl | 0,3 | 1,9 | 7,3 | 8,8 | 9,6 |
| Kalkstein | - | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 1,3 |
| Methanol | 0,2 | 1,4 | 2,5 | 2,8 | 2,8 |
| **Summe** | **2,1** | **13,1** | **27,4** | **32,4** | **35,3** |
| davon prozessbedingt | 0,7 | 4,1 | 7,5 | 9,0 | 10,8 |
| **Summe kumuliert** | **5,3** | **43,3** | **144,5** | **293,9** | **463,1** |
| Anteil abgeschieden* | 3 % | 17 % | 39 % | 48 % | 54 % |

*Bezogen auf die Summe der Emissionen aller sechs Prozesse

Der Einsatz von CCS ist mit erheblichem Energieverbrauch verbunden. Abhängig vom jeweiligen Prozess und gewählten CCS-Verfahren liegt der spezifische Energiebedarf in etwa bei 1 MWh je Tonne abgeschiedenes $CO_2$. In Summe ergeben sich für das Jahr 2050 etwa 22 TWh Brennstoffbedarf (vorwiegend Erdgas) und

4 Hierbei handelt es sich um ein maximales Potenzial. Es wird keine Aussage zu den Erschließungskosten getroffen. Auch die Entfernung von Emissionsquellen und Speicherorten wird mit zunehmender CCS-Nutzung zunehmen und die Transportkosten erhöhen.

5 TWh Strombedarf. Diese teilen sich entsprechend Tabelle 16 auf die berücksichtigten Industrieprozesse auf.

Tabelle 16: Strom- und Brennstoffbedarf für den Einsatz von CCS im *Basisszenario*

| **Energieverbrauch für CCS [TWh/a]** | **2030** | **2035** | **2040** | **2045** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Brennstoffe Summe** | **1,5** | **9,4** | **17,8** | **20,6** | **21,9** |
| Ammoniak | 0,6 | 3,4 | 6,0 | 6,6 | 6,5 |
| Ethylen | 0,7 | 4,1 | 7,3 | 8,2 | 8,2 |
| Klinkerbrennen | - | 0,1 | 0,4 | 0,8 | 1,7 |
| Integriertes Stahlwerk | 0,1 | 0,5 | 2,0 | 2,4 | 2,7 |
| Kalkstein | - | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,6 |
| Methanol | 0,2 | 1,2 | 2,0 | 2,2 | 2,2 |
| **Strom Summe** | **0,3** | **2,0** | **4,1** | **4,8** | **5,1** |
| Ammoniak | 0,1 | 0,7 | 1,2 | 1,3 | 1,3 |
| Ethylen | 0,1 | 0,8 | 1,4 | 1,6 | 1,6 |
| Klinkerbrennen | - | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,4 |
| Integriertes Stahlwerk | 0,0 | 0,3 | 1,0 | 1,2 | 1,3 |
| Kalkstein | - | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| Methanol | 0,0 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |

Unsicherheiten ergeben sich unter anderem durch steigende Transport- und Lagerkosten (z. B. durch Erschöpfung leicht zugänglicher Lagerstätten), die technologische Entwicklung, aber besonders auch bezüglich der langfristigen Dichtigkeit der Lager und der gesellschaftlichen Akzeptanz.

## 2.5 Vergleich der Szenarien und Fazit

### 2.5.1 Endenergiebedarf

Mit einem Endenergieverbrauch von 720 TWh im Jahr 2010 ist der Industriesektor einer der größten Energieverbraucher in Deutschland. Gleichzeitig verteilt sich der Energieverbrauch auf eine Vielzahl unterschiedlicher Unternehmen und Prozesse. Veränderungen im Energieverbrauch hängen nicht alleine von der wirtschaftlichen Entwicklung und dem Energieeffizienzfortschritt bzw. der Energieträgerwahl ab, sondern sind auch in hohem Maße durch strukturellen Wandel bedingt. In Deutschland zeichnet sich die Industrie durch einen hohen Anteil energieintensiver Grundstoffindustrie (Stahl, Zement, Papier, Chemie) aus.

In den vergangenen 20 Jahren konnte im Industriesektor bereits ein sinkender Endenergieverbrauch beobachtet werden. Dieser Trend setzt sich in beiden Szenarien fort.

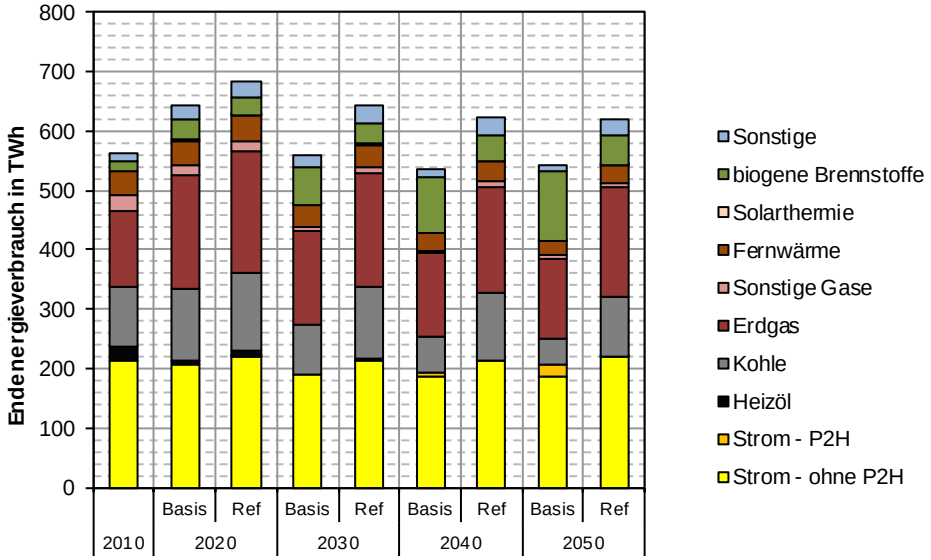



Abbildung 11: Resultierender Endenergieverbrauch des Industriesektors im Vergleich von *Basis*- und *Referenzszenario*

Abbildung 11 zeigt den Endenergieverbrauch im Vergleich zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*. Auffällig im Vergleich zu anderen Sektoren ist, dass das *Basisszenario* in 2050 nur etwa 12 % unter dem *Referenzszenario* liegt, obwohl im Vergleich zum *Referenzszenario* im *Basisszenario* Effizienzpotenziale noch deutlich umfangreicher erschlossen wurden. Diese recht niedrige Lücke lässt sich zu einem gewissen Teil durch die Bilanzierung von KWK-Anlagen erklären. Diese

weisen im *Referenzszenario* im Jahr 2050 einen Endenergieverbrauch von 66 TWh für die Wärmeerzeugung auf, während es im *Basisszenario* lediglich 40 TWh sind; durch die Bilanzierung nach der sog. „Finnischen Methode“ ergibt sich für den Wärmeanteil der KWK-Erzeugung häufig bilanziell ein Wirkungsgrad von über 100 %. Der Endenergieverbrauch profitiert im *Referenzszenario* somit von den hohen KWK-Anteilen. Auf die Ursachen und Auswirkungen der Unterschiede im KWK-Ausbau wird in Kapitel 7 näher eingegangen. Zudem verbrauchen CCS-Anlagen im *Basisszenario* zusätzliche 27 TWh Endenergie in 2050.

### 2.5.2 Entwicklung der Subsektoren

Der Endenergieverbrauch je Subsektor ist stark von der wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst, die in beiden Szenarien bis auf Materialeffizienzverbesserungen bei einzelnen energieintensiven Produkten im *Basisszenario* gleich verläuft. Entsprechend zeigt die Struktur der Subsektoren in beiden Szenarien bis 2050 einen ähnlichen, relativ kontinuierlichen Verlauf, wie in Abbildung 12 zu sehen ist. Deutliche Veränderungen zeigen sich lediglich in der Stahlindustrie, bei der im *Basisszenario* ein schnellerer Wandel von der Oxygenstahl- zur Elektrostahlroute stattfindet. Da letztere vorwiegend Strom nutzt, sinkt der Endenergieverbrauch der Stahlindustrie durch diesen Prozesswechsel.

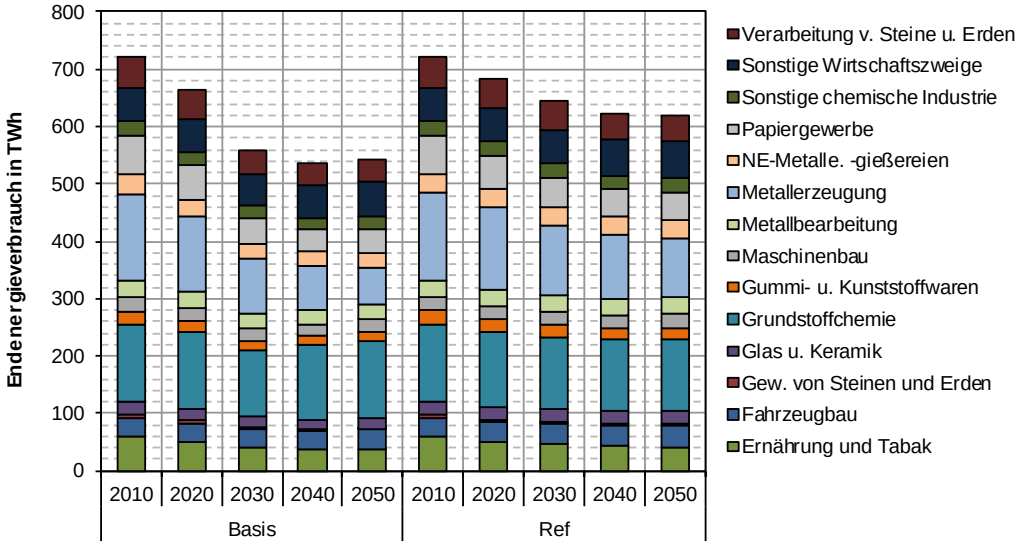



Abbildung 12: Resultierender Endenergieverbrauch je Subsektor – *Referenz-* und *Basisszenario* im Vergleich

### 2.5.3 Energieintensive Prozesse

In Tabelle 17 sind die Diffusionspfade ausgewählter innovativer Effizienztechniken im Bereich der energieintensiven Industrieprozesse dargestellt. Es wird deutlich, wie sehr sich *Basis*- und *Referenzszenario* unterscheiden, dass aber auch im *Basisszenario* noch keine vollständige Diffusion durch den gesamten Anlagenbestand erreicht ist. Diese hängt zum einen von der Markteinführung der Techniken ab und zum anderen von der sehr langsamen Umwälzung des Kapitalbestandes.

Tabelle 17: Diffusion ausgewählter Effizienztechniken im Vergleich der Szenarien in % des Anlagenbestandes

| Technologie | Szenario | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Zellstoff: Ablaugenvergasung | Referenz | 0 | 2 | 3 | 6 | 9 |
| | Basis | 0 | 4 | 19 | 41 | 50 |
| Stahl: Abwärmenutzung Walzwerksöfen | Referenz | 0 | 8 | 24 | 34 | 37 |
| | Basis | 0 | 12 | 39 | 51 | 53 |
| Zement: Alternative Zementtypen | Referenz | 0 | 4 | 7 | 14 | 23 |
| | Basis | 0 | 6 | 18 | 44 | 64 |
| Aluminium: Benetzbare Kathoden | Referenz | 0 | 0 | 3 | 16 | 26 |
| | Basis | 0 | 0 | 8 | 45 | 72 |
| Stahl: Endabmessungs-nahes Gießen | Referenz | 0 | 7 | 18 | 21 | 22 |
| | Basis | 0 | 10 | 28 | 33 | 34 |
| Aluminium: Inerte Anoden | Referenz | 0 | 0 | 3 | 5 | 7 |
| | Basis | 0 | 4 | 26 | 56 | 65 |
| Stahl: Kokstrockenkühlung | Referenz | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 |
| | Basis | 0 | 3 | 14 | 36 | 45 |

### 2.5.4 Elektromotoren und Beleuchtung

Querschnittstechniken wie Elektromotorsysteme (Pumpen, Ventilatoren, Kälte, Druckluft etc.) und Beleuchtung machen in Summe etwa 80 % des Stromverbrauchs der Industrie aus. Potenzialstudien haben gezeigt, dass besonders die Systemoptimierung noch große Einsparpotenziale aufweist [Schmid et al. 01.01.2003]. Diese werden im *Basisszenario* weitestgehend ausgeschöpft. Wie Abbildung 13 zeigt, sinkt folglich der Stromverbrauch in Querschnittstechniken um 24 %, während er im *Referenzszenario* nur leicht um 3 % sinkt.

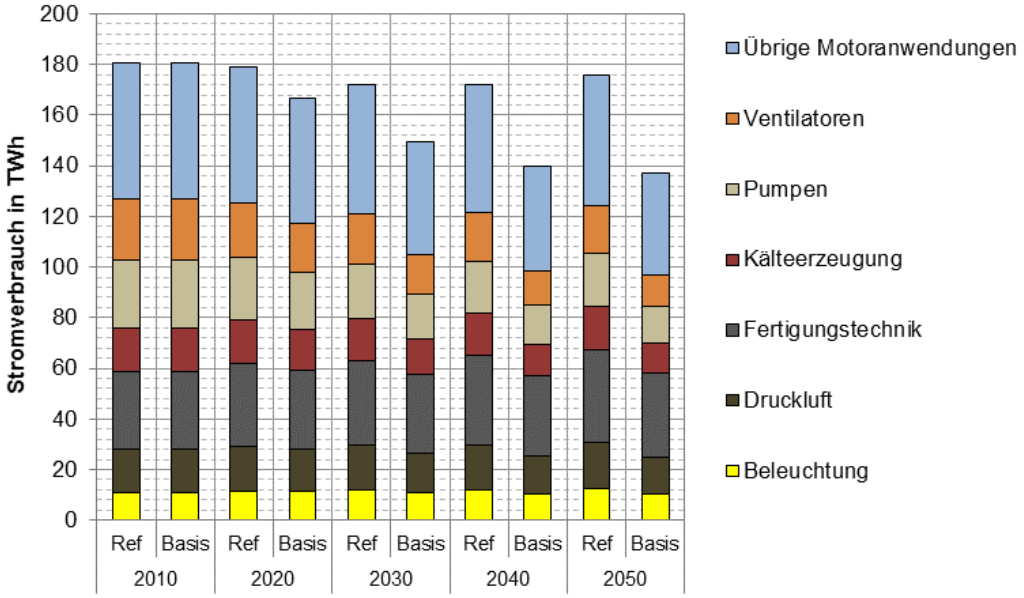



Abbildung 13: Entwicklung des Stromverbrauchs durch Querschnittstechniken

Um einschätzen zu können, wie ambitioniert diese Entwicklung ist, eignet sich ein Vergleich mit einer theoretischen Entwicklung, bei der es keinen Effizienzfortschritt gibt („frozen diffusion“), und mit der technischen Potenzialobergrenze. Wie diese beiden Pfade einen unteren und einen oberen Grenzwert darstellen, wird in Abbildung 14 ersichtlich. Während das *Referenzszenario* einem mittleren Verlauf folgt, liegt das *Basisszenario* nahe an der maximalen Diffusion und es verbleibt nur eine Differenz zur maximalen Diffusion von 17 TWh im Jahr 2050.

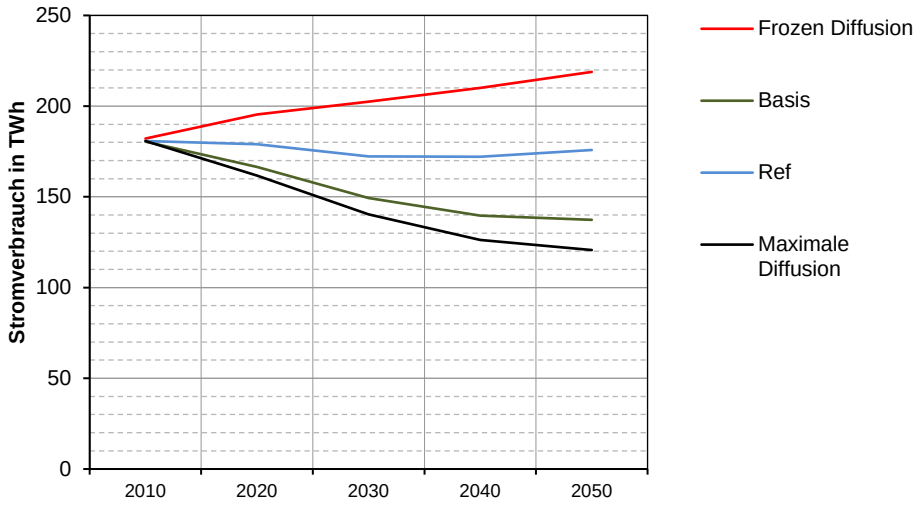



Abbildung 14: Stromverbrauch durch Querschnittstechniken im Vergleich zu den Diffusionsgrenzen

### 2.5.5 Treibhausgasemissionen

Im Vergleich beider Szenarien sind bei Betrachtung der Treibhausgasemissionen deutlich größere Unterschiede als noch beim absoluten Endenergiebedarf festzustellen. Dies liegt daran, dass mit Energieträgerwechsel und CCS zwei zusätzliche Stellhebel vorhanden sind. Die im Folgenden dargestellten THG-Emissionen des Industriesektors umfassen sowohl energiebedingte (direkte) Emissionen wie auch prozessbedingte Emissionen (z. B. $N_2O$ aus der Adipinsäureherstellung). Entsprechend des Prinzips der Quellenbilanzierung sind indirekte Emissionen durch den Einsatz von Strom oder Fernwärme nicht in diesem Kapitel bilanziert. Folglich verschiebt eine Substitution von z. B. Erdgas durch Strom Emissionen in der Bilanzierung aus dem Industriesektor in den Stromsektor. Falls nicht anders ausgewiesen, werden die Nettoemissionen angegeben, d. h. mögliche Reduktionen durch CCS wie auch der damit verbundene Mehrverbrauch an Energie werden bereits berücksichtigt.

Eine vergleichende Darstellung der THG-Emissionen je Szenario ist in Abbildung 15 zu finden. Bereits im *Referenzszenario* sinken die Emissionen von 2010 bis 2050 um 24 % von etwa 140 auf etwa 107 Mio. t $CO_{2\text{-}Äqu}$. Dies reflektiert zum einen den Rückgang der gesamten Endenergienachfrage wie auch den sinkenden Anteil besonders $CO_2$-intensiver Energieträger wie Heizöl (-100 %), anderer fossiler Gase wie Gichtgas (-75 %), aber auch Kohle (-12 %). Gleichzeitig steigt der Anteil

biogener Brennstoffe. Die prozessbedingten THG-Emissionen sinken um 9 % im gleichen Zeitraum.

Das *Basisszenario* verzeichnet mit 75 % einen deutlich stärkeren Rückgang der THG-Emissionen auf verbleibende 36 Mt in 2050. Von der zusätzlichen Minderung um 71 Mt im Vergleich zum *Referenzszenario* geht etwas weniger als die Hälfte auf den Einsatz von CCS zurück (wenn auch der zusätzliche Energieverbrauch für CCS berücksichtigt wird).

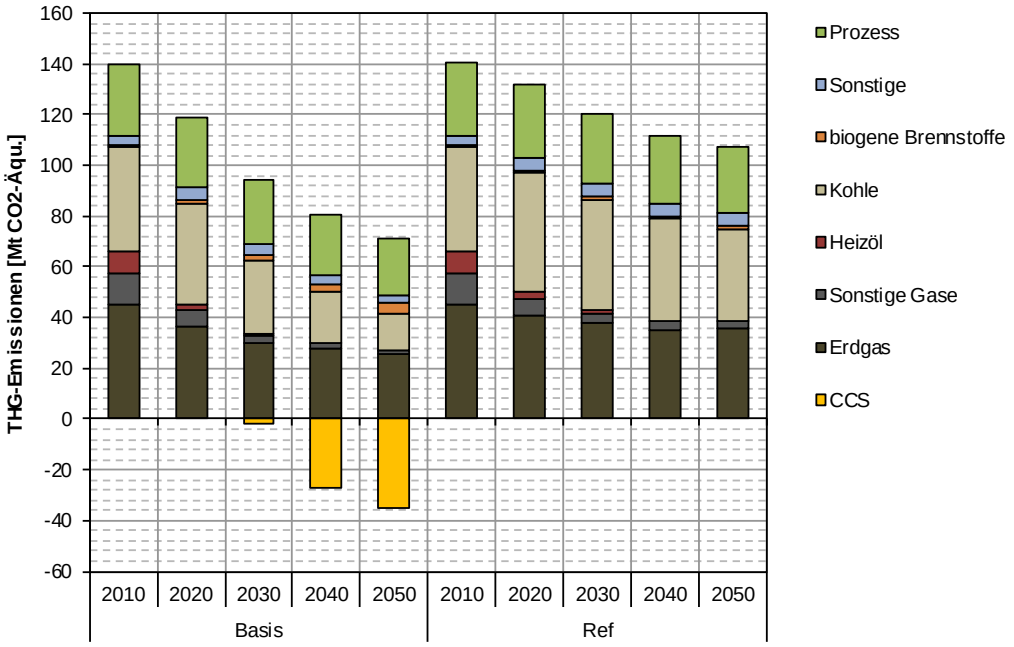



Abbildung 15: Brutto-Treibhausgasemissionen (vor Saldierung der durch CCS aufgefangenen Emissionen) des Industriesektors je Energieträger und Szenario bis 2050

Bereits im Jahr 2010 sind die THG-Emissionen sehr ungleich auf die einzelnen Subsektoren verteilt (siehe Abbildung 16). So sind die Metallerzeugung, die Grundstoffchemie und die Verarbeitung von Steine und Erden (Zement, Glas) für etwa 70 % der gesamten Emissionen des Industriesektors verantwortlich. Die THG-Emissionen der Metallerzeugung sinken im *Referenzszenario* bis 2050 bereits um knapp 40 %, u.a. bedingt durch den kontinuierlichen Wechsel von Oxygen- zu Elektrostahl. Im *Basisszenario* ist besonders in den drei großen Sektoren ein deutlich schnellerer Rückgang zu verzeichnen – nach 2030 verstärkt durch den Einsatz von CCS getrieben.

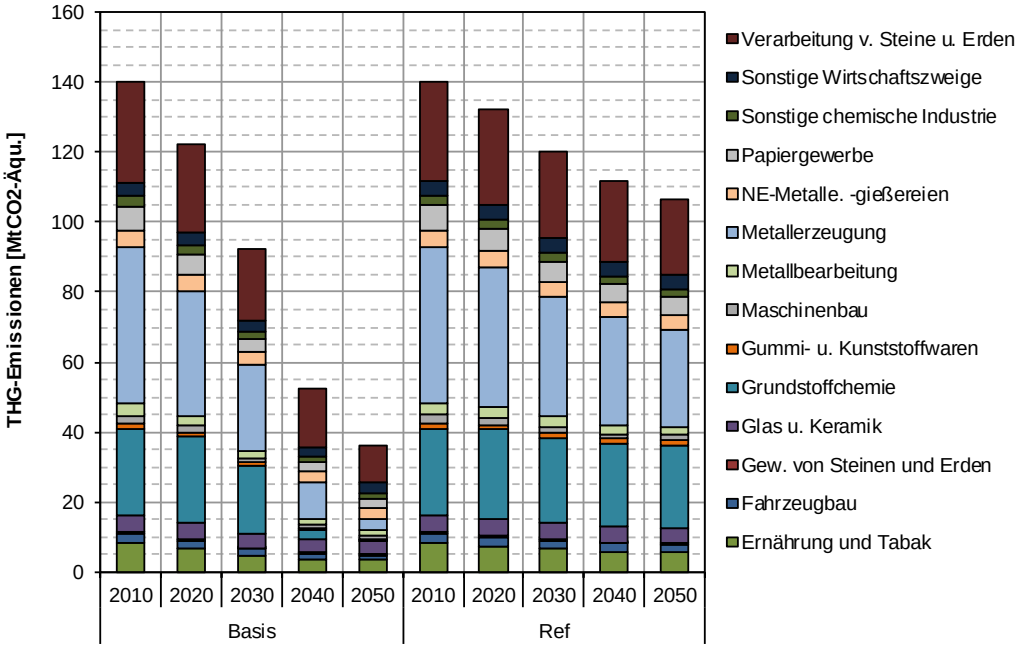



Abbildung 16 Netto-Treibhausgasemissionen des Industriesektors je Subsektor und Szenario bis 2050

Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen entsprechend der Zuordnung zum EU-Emissionshandel (EU ETS). Die Aufteilung ist dabei vereinfachend anhand der Subsektoren durchgeführt. Von den gesamten Emissionen von etwa 140 Mio. t $CO_{2\text{-Äqu}}$ im Jahr 2010 sind etwa 82 % im ETS bilanziert. Während dieser Anteil im *Referenzszenario* in etwa auf gleichem Niveau bleibt, sinkt er im *Basisszenario* auf 65 %, was auf eine relativ betrachtet stärkere Vermeidung im ETS-Sektor zurückzuführen ist.

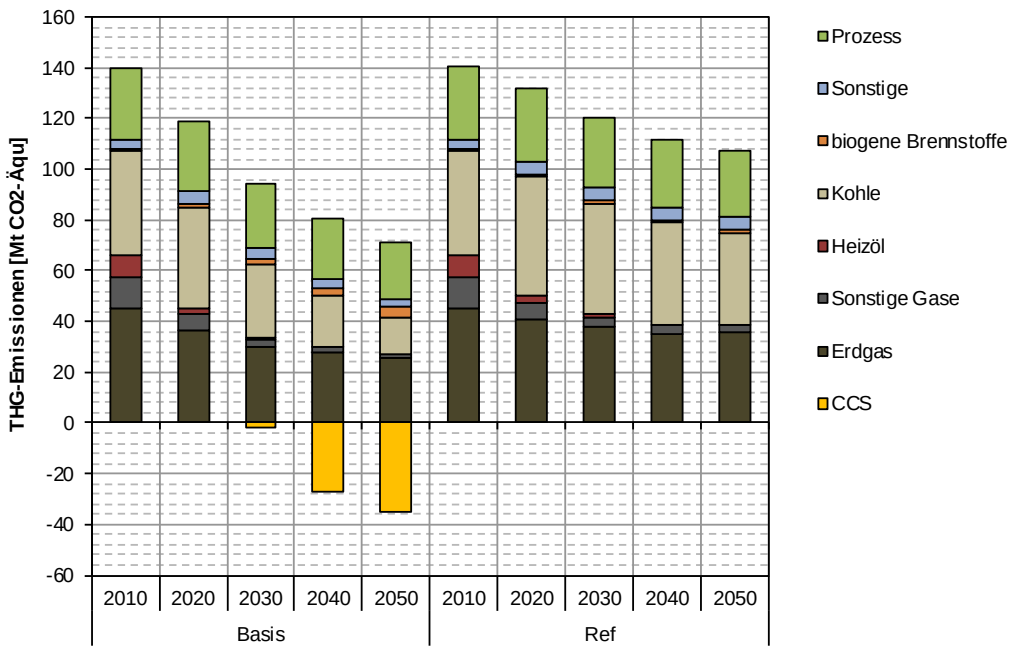



Abbildung 17: Treibhausgasemissionen des Industriesektors im ETS und Non-ETS-Bereich im *Referenz*- und *Basisszenario* bis 2050

Tabelle 18 zeigt einen Querschnitt der verbleibenden Brutto-THG-Emissionen beider Szenarien für das Jahr 2050. Die Tabelle zeigt in welcher Kombination aus Subsektoren und Energieträgern THG-Emissionen verbleiben. Große verbleibende Quellen im *Referenzszenario* sind der Einsatz von Erdgas in der chemischen Industrie, Kohle in der Metallerzeugung sowie prozessbedingte Emissionen in der chemischen Industrie und der Zementherstellung. Im *Basisszenario* sind diese Energieträger-Subsektor Kombinationen noch immer die bedeutendsten Emissionsquellen. Entsprechend konzentriert sich der Einsatz von CCS in diesen Subsektoren. Darüber hinaus verbleibende Emissionen im *Basisszenario* verteilen sich vorwiegend auf den Einsatz von Erdgas und biogenen Brennstoffen in allen Subsektoren. Auch Kohle wird zu einem niedrigen Anteil noch in allen Subsektoren eingesetzt. CCS ist für die dezentrale Nutzung fossiler Energieträger im *Basisszenario* nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Tabelle 18: Verbleibende Brutto-THG-Emissionen im Industriesektor im Jahr 2050 nach Szenario, Subsektor und Energieträger inkl. Abscheidung und Speicherung

| | | THG Emissionen (ohne CCS) | | | | | | Abzug | Netto |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Szenario | Branche | biogene Brstoffe | Erdgas | Kohle | Sonstige | Prozess | Summe | CCS | |
| Basis | Ernährung und Tabak | 0,3 | 2,5 | 0,6 | - | - | 3,4 | - | 3,4 |
| | Fahrzeugbau | 0,2 | 0,8 | 0,2 | 0,1 | - | 1,3 | - | 1,3 |
| | Gew. von Steinen und Erden | 0,0 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | - | 0,2 | - | 0,2 |
| | Glas u. Keramik | 0,1 | 2,1 | 0,1 | - | 1,3 | 3,6 | - | 3,6 |
| | Grundstoffchemie | 1,2 | 7,5 | 0,6 | 1,8 | 9,9 | 21,0 | 21,1 | - 0,1 |
| | Gummi- u. Kunststoffwaren | 0,1 | 0,3 | 0,1 | - | - | 0,5 | - | 0,5 |
| | Maschinenbau | 0,1 | 0,8 | 0,1 | - | - | 1,0 | - | 1,0 |
| | Metallbearbeitung | 0,2 | 1,1 | 0,2 | - | - | 1,5 | - | 1,5 |
| | Metallerzeugung | 0,1 | 3,2 | 8,8 | 1,0 | - | 13,0 | 9,6 | 3,4 |
| | NE-Metalle. -gießereien | 0,1 | 1,3 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 3,2 | - | 3,2 |
| | Papiergewerbe | 0,6 | 1,0 | 0,8 | - | - | 2,4 | - | 2,4 |
| | Sonstige chemische Industrie | 0,2 | 1,2 | 0,3 | - | - | 1,7 | - | 1,7 |
| | Sonstige Wirtschaftszweige | 0,9 | 1,6 | 0,4 | - | - | 2,9 | - | 2,9 |
| | Verarbeitung v. Steine u. Erden | 0,4 | 2,2 | 1,3 | 0,9 | 10,5 | 15,3 | 4,6 | 10,7 |
| Ref | Ernährung und Tabak | 0,0 | 3,8 | 1,6 | 0,1 | - | 5,6 | - | 5,6 |
| | Fahrzeugbau | 0,0 | 1,9 | 0,4 | 0,1 | - | 2,5 | - | 2,5 |
| | Gew. von Steinen und Erden | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | - | 0,3 | - | 0,3 |
| | Glas u. Keramik | 0,1 | 3,0 | 0,3 | - | 1,3 | 4,6 | - | 4,6 |
| | Grundstoffchemie | 0,3 | 7,8 | 2,4 | 2,8 | 10,4 | 23,7 | - | 23,7 |
| | Gummi- u. Kunststoffwaren | 0,0 | 1,0 | 0,3 | - | - | 1,3 | - | 1,3 |
| | Maschinenbau | 0,0 | 1,4 | 0,1 | 0,0 | - | 1,5 | - | 1,5 |
| | Metallbearbeitung | 0,0 | 2,1 | 0,4 | - | - | 2,5 | - | 2,5 |
| | Metallerzeugung | 0,0 | 3,5 | 21,2 | 2,8 | - | 27,5 | - | 27,5 |
| | NE-Metalle. -gießereien | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 0,3 | 0,5 | 4,4 | - | 4,4 |
| | Papiergewerbe | 0,3 | 2,5 | 2,3 | 0,0 | - | 5,1 | - | 5,1 |
| | Sonstige chemische Industrie | 0,0 | 1,5 | 0,9 | 0,1 | - | 2,5 | - | 2,5 |
| | Sonstige Wirtschaftszweige | 0,5 | 2,9 | 0,8 | - | - | 4,3 | - | 4,3 |
| | Verarbeitung v. Steine u. Erden | 0,2 | 2,4 | 3,4 | 1,4 | 14,0 | 21,5 | - | 21,5 |
| Basis | Summe | 4,4 | 25,6 | 14,7 | 4,0 | 22,2 | 71,0 | 35,3 | 35,7 |
| Ref | Summe | 1,6 | 35,7 | 36,1 | 7,7 | 26,2 | 107,1 | - | 107,1 |

## 2.5.6 Differenzkosten des Industriesektors

Im Vergleich mit anderen Sektoren ist die Genauigkeit, mit der Kosten von getätigten Investitionen angegeben werden können im Industriesektor relativ niedrig. Dies liegt zum einen daran, dass es im Industriesektor die höchste Vielfalt an energieverbrauchenden Geräten, Techniken und Herstellungsverfahren gibt. Zum anderen sind Investitionen in neue Anlagen bzw. ganze Produktionsstandorte schwierig zu erheben und es existiert nur wenig Literatur zum Thema. Nicht zuletzt sind Kostenangaben in der Literatur häufig veraltet.

Dennoch spielen Kosten eine zu große Rolle, als dass sie außer Acht gelassen werden können. Es wurde daher auch für die Industrie eine Größenordnung der nötigen Mehrinvestitionen berechnet. Hierfür wurde das Modell *FORECAST* genutzt. Die Herausforderung der enormen technischen Vielfalt des Industriesektors bestimmt maßgeblich die Struktur des Modells. So werden möglichst homogene

Investitionskategorien separat abgebildet. Der methodische Ansatz unterscheidet sich dabei entsprechend der Relevanz und der verfügbaren Informationen zwischen den Kategorien. Folgende Investitionskategorien wurden berücksichtigt:

- **Dampferzeugung**: Erzeugung von Warmwasser und Dampf in Heizkesseln oder KWK-Anlagen. Informationen zu Anlagenkosten sind prinzipiell relativ belastbar zu schätzen, empirische Informationen sind dennoch sehr selten. Abbildung 18 zeigt die entsprechenden Annahmen für ausgewählte Technologien.
- **Dampfverteilsystem**: Verteilung von Warmwasser und Dampf am Industriestandort. Energieeffizienzmaßnahmen haben meistens sehr kurze Amortisationszeiten. Informationen zu Kosten sind lediglich aus einzelnen Fallstudien verfügbar.
- **Elektromotorsysteme und Beleuchtung**: Elektromotoren, aber auch die entsprechenden Systeme wie Druckluft, Pumpen, Ventilatoren, Fertigungstechnik. Für einzelne Techniken (z. B. Elektromotoren) sind Informationen zu Kosten verfügbar, andere Effizienzmaßnahmen sind sehr heterogen und kaum mit Kosten zu bewerten. Die meisten Maßnahmen haben relativ kurze Amortisationszeiten von wenigen Jahren.
- **Raumwärme Heizungssysteme**: Erzeugung von Raumwärme. Die Kosten der Heiztechniken sind relativ belastbar und verfügbar.
- **Prozesstechniken**: Beinhaltet etwa 200 Einsparoptionen bei prozessspezifischen Produktionsverfahren. Die hohe Vielfalt in Kombination mit wenig verfügbaren Informationen erlauben lediglich eine Größenordnung der Kosten zu schätzen. Es wird vorwiegend die Methode der anlegbaren Investitionskosten genutzt, welche erlaubt, ausgehend von typischen Amortisationszeiten, die Höhe der Investition zu schätzen.

Maßnahmen in den Investitionskategorien Materialeffizienz, Recycling und Substitution von Produkten sowie Brennstoffwechsel im Bereich der Industrieöfen (z. B. Biomasse in Form von Holzkohle für die Stahlherstellung) konnten aus oben genannten Gründen nicht mit Kosten bewertet werden.

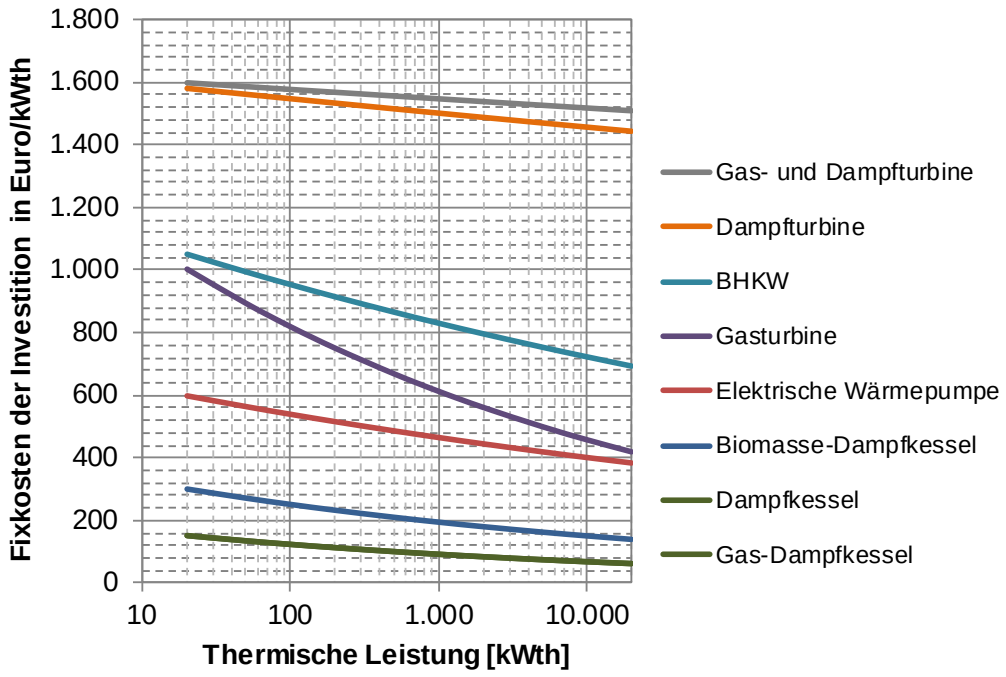



Abbildung 18: Annahmen zu den spezifischen Investitionen ausgewählter Technologien zur Dampferzeugung in der Industrie

Für alle Investitionskategorien wurde davon ausgegangen, dass kein vorzeitiger Anlagenaustausch stattfindet. Diese Annahme hat starke Auswirkungen auf die Höhe der Investitionen. Solange kein vorzeitiger Anlagenaustausch stattfindet, sind immer die Differenzkosten im Vergleich zu einer herkömmlichen Technik relevant. Je nach Verfahren ist dieser „Energieeffizienz-Aufpreis“ deutlich geringer als die gesamten Fixkosten der Investition. Andererseits ist zu beachten, dass diese Annahme die Dynamik der Technikdiffusion beschränkt, da diese an die Lebensdauer und die natürliche Umwälzung des Anlagenbestandes gebunden ist (besonders in gesättigten Märkten).

In Summe lässt sich festhalten, dass die ausgewiesenen Kosten mit Vorsicht zu interpretieren sind. In der Größenordnung kann der Vergleich mit der Änderung der Energiekosten und anderen Sektoren durchaus aufschlussreich sein (siehe Abschnitt 8.5.2).

Die Entwicklung der annualisierten Fixkosten der Investitionen (als Differenz des *Basis*- und *Referenzszenarios*) sind in Abbildung 19 dargestellt. Es zeigt sich deutlich, dass CCS der größte Einzelposten ist. Besonders zwischen 2030 und 2040 werden hier hohe Investitionen getätigt. Von 2040 zu 2050 liegt die Steigerung der annualisierten Investitionen wieder deutlich niedriger, was auf eine Sättigung des

Ausbaus von CCS bei den meisten Prozessen zurückzuführen ist (bis auf Zementklinker erreicht CCS bei allen Prozessen die maximale Diffusion vor 2050).

Die Differenzinvestitionen der anderen Kategorien liegen in den meisten Jahren zwischen 0,5 und 1 Milliarde EUR. Die größten Posten sind hier Raumwärme sowie Prozesstechniken. Der hohe Anteil der Raumwärmeerzeugung mag zunächst überraschend erscheinen, jedoch lässt er sich plausibilisieren, wenn berücksichtigt wird, dass es sich hier um ein Vielfaches der Anlagen handelt als z. B. bei der Dampferzeugung oder bei den Prozesstechniken. Weiterhin sind die spezifischen Kosten je kW installierter Wärmeleistung bei kleineren Anlagen deutlich höher und die Jahresvolllaststunden niedriger.

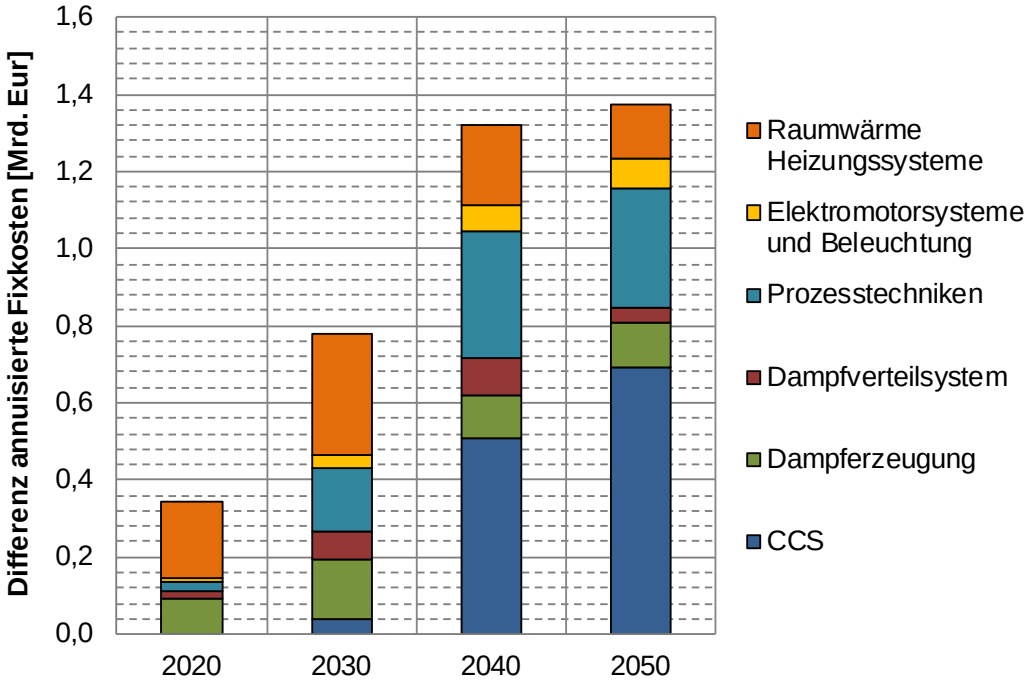



Abbildung 19: Annuisierte Differenzinvestitionen Industriesektor nach Investitionskategorien (ohne Materialeffizienz und Recycling) zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*

Die Fixkosten der Investition stehen in vielen Fällen gerade in den ersten Dekaden Minderkosten durch einen geringeren Energiebezug gegenüber (im Falle von Energieeffizienztechniken). Tabelle 19 zeigt die Differenz der Energiekosten im Vergleich zur Differenz der Fixkosten. Über alle Subsektoren hinweg zeigt sich, dass die eingesparten Energiekosten die annualisierten Fixkosten bis 2030 überwiegen und es netto zu negativen Kosten, d. h. zu Einsparungen kommt. Diese

Einsparungen spiegeln dabei eher eine volkswirtschaftliche als eine einzelwirtschaftliche Perspektive wider. So enthalten die hinterlegten Energiepreise z. B. keine Gewinnmargen oder Steuern. Die Einsparungen sind dabei stark durch Energieeffizienzmaßnahmen dominiert, die – selbst wenn sie eine längere Amortisationszeit als üblich aufweisen – auch im *Basisszenario* über die gesamte Lebensdauer der Anlagen und Geräte wirtschaftlich sind. Weiterhin ist zu beachten, dass einige Investitionskategorien nicht monetär bewertet werden konnten (Materialeffizienz, Recycling und Sekundärproduktion sowie Brennstoffwechsel bei Industrieöfen). Dennoch führen sie zu geringeren Energiekosten im *Basisszenario* (Materialeffizienz und Recycling).

In der langfristigen Perspektive steigen die Energiekosten jedoch im *Basisszenario* und führen zu Mehrkosten gegenüber dem *Referenzszenario*, wie in Tabelle 19 dargestellt. Dabei wird unterschieden zwischen den Mehrkosten durch Investitionen, Wartung und Instandhaltung – also Fixkosten – und den Kosten für den Energiebezug. Letztere werden besonders durch zwei Entwicklungen getrieben: Zum einen der Brennstoffwechsel, insbesondere von Kohle zu anderen Brennstoffen; zum anderen ist aber auch der Strombezug im *Basisszenario* insbesondere in den beiden letzten Dekaden teurer als im *Referenzszenario*. Dieser Effekt, der auch in allen anderen Sektoren relevant ist, wird in Abschnitt 8.5.2 noch diskutiert.

Im Jahr 2050 übersteigen die Systemkosten des Industriesektors im Basisszenario diejenigen im Referenzszenario um 3,3 Mrd. EUR. Die Mehrkosten durch den geänderten Energiemix übersteigen mit 1,9 Mrd. EUR dabei auch in der letzten Dekade die annuisierten Kosten der Investitionen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Vergleich die systemanalytischen Differenzkosten betrachtet werden. Hierbei werden in allen Sektoren die gleichen spezifischen Kosten für Energieträger angesetzt. Aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive der Industrieunternehmen, die durch große Abnahmemengen meist günstigere Preise als andere Abnehmer erzielen, würden sich andere (betriebswirtschaftliche) Kosten ergeben. Die Gesamtsumme der systemanalytischen Differenzkosten für den Industriesektor darf nicht mit einer „Mehrbelastung“ der Industrieunternehmen verwechselt werden.

Tabelle 19: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten aller Investitionskategorien unterteilt nach Subsektoren in Mio. EUR

| Subsektor | Kostenart | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Grundstoffchemie | Fixkosten | 25 | 91 | 353 | 369 |
| Ernährung und Tabak | Fixkosten | 57 | 107 | 97 | 76 |
| Fahrzeugbau | Fixkosten | 39 | 73 | 64 | 54 |
| Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau | Fixkosten | 3 | 6 | 5 | 4 |
| Glas u. Keramik | Fixkosten | 10 | 27 | 31 | 22 |
| Gummi- u. Kunststoffwaren | Fixkosten | 20 | 41 | 45 | 40 |
| Maschinenbau | Fixkosten | 25 | 46 | 41 | 34 |
| Metallbearbeitung | Fixkosten | 31 | 56 | 48 | 37 |
| Metallerzeugung | Fixkosten | 10 | 49 | 136 | 224 |
| NE-Metalle. -gießereien | Fixkosten | 13 | 36 | 57 | 79 |
| Verarbeitung v. Steine u. Erden | Fixkosten | 13 | 57 | 256 | 285 |
| Papiergewerbe | Fixkosten | 22 | 61 | 86 | 68 |
| Sonstige chemische Industrie | Fixkosten | 19 | 37 | 33 | 26 |
| Sonstige Wirtschaftszweige | Fixkosten | 56 | 93 | 70 | 55 |
| **Summe** | **Fixkosten** | **343** | **781** | **1.320** | **1.374** |
| Grundstoffchemie | Energie | 153 | 147 | 1.149 | 1.491 |
| Ernährung und Tabak | Energie | -28 | -135 | -122 | 13 |
| Fahrzeugbau | Energie | 67 | 100 | 127 | 201 |
| Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau | Energie | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Glas u. Keramik | Energie | -20 | -85 | -85 | -32 |
| Gummi- u. Kunststoffwaren | Energie | -51 | -189 | -237 | -237 |
| Maschinenbau | Energie | 20 | 32 | 17 | 17 |
| Metallbearbeitung | Energie | 38 | 30 | 56 | 143 |
| Metallerzeugung | Energie | -74 | -204 | -279 | -83 |
| NE-Metalle. -gießereien | Energie | 36 | 28 | 43 | 131 |
| Verarbeitung v. Steine u. Erden | Energie | -65 | -102 | -90 | 78 |
| Papiergewerbe | Energie | -56 | -329 | -309 | -91 |
| Sonstige chemische Industrie | Energie | 0 | -22 | -6 | 71 |
| Sonstige Wirtschaftszweige | Energie | 57 | 23 | 62 | 227 |
| **Summe** | **Energie** | **76** | **-706** | **327** | **1.931** |
| **Summe** | **Gesamt** | **420** | **75** | **1.647** | **3.305** |

## 2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Für *Referenz-* wie auch *Basisszenario* wird angenommen, dass der Industriesektor bis 2050 mit 0,7 % pro Jahr weiterhin ein kontinuierliches Wachstum verzeichnet. Es findet ein gewisser Strukturwandel von der Grundstoffindustrie hin zu Branchen wie dem Maschinenbau oder dem Fahrzeugbau statt. Dennoch wachsen auch die meisten Branchen der Grundstoffindustrie leicht. Mögliche Belastungen und dadurch entstehende Nachteile in der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie könnten entstehen, wenn das Ambitionsniveau anderer Länder deutlich niedriger ist als das deutsche. Ob es zu Auswirkungen kommt und wie stark welche Sektoren davon betroffen wären, ist außerhalb der Systemgrenzen dieser Szenarioanalyse und wird daher nicht betrachtet. Entsprechend findet in den Szenarien auch kein Carbon Leakage statt.

Es zeigt sich deutlich, dass die Industrie selbst in einem ambitionierten Energiewendeszenario noch erhebliche Mengen Energie benötigen wird. Während im Gebäudesektor Niedrigenergie- und Passivhäuser ausgereifte, am Markt verfügbare Technologien sind, weisen im Industriesektor innovativste Technologien, die derzeit noch nicht auf dem Markt verfügbar sind, Einsparpotenziale von oft „nur“ 10-20 % verglichen mit dem derzeitigen Anlagenbestand auf; besonders deutlich tritt diese Problematik in den energieintensiven Industrieprozessen auf.

Während das *Referenzszenario* eher eine kontinuierliche Veränderung der Industriestruktur beschreibt, befindet sich das *Basisszenario* je nach Technologiefeld zwischen einer ambitioniert evolutionären und einer revolutionären Veränderung. Im Gegensatz zum *Referenzszenario* wird im *Basisszenario* deutlich mehr Biomasse eingesetzt, Kohle wird – in einem deutlich reduzierten Umfang – nur noch für die Stahlindustrie verwendet, Strom wird auch für Wärmeerzeugung eingesetzt, CCS wird in Punktquellen umfassend genutzt und Effizienzpotenziale werden weitestgehend ausgeschöpft.

Die THG-Emissionen der Industrie sinken bereits im *Referenzszenario* von etwa 140 Mio. t $CO_{2\text{-Äqu}}$ in 2010 auf etwa 107 Mio. t in 2050, was einem Rückgang um 25 % entspricht. Im *Basisszenario* fallen die Emissionen um 75 % auf 36 Mio. t.

Um eine Ausschöpfung der **Effizienzpotenziale** im *Basisszenario* zu erreichen, werden deutlich ambitioniertere Maßnahmen nötig sein. So kommen im Bereich der energieintensiven Prozesse neue Verfahren in den Markt und erreichen bis 2050 hohe Marktanteile (z. B. $CO_2$-arme Zementherstellung, endabmessungsnahes Stahlgießen, Sauerstoffverzehrkatoden bei der Chlorherstellung, innovative Papiertrocknungsverfahren, Magnetheizer beim Aluminiumverarbeiten). Die

Markteinführung dieser Verfahren ist heutzutage noch weitgehend ungewiss. Im Bereich der Querschnittstechniken (Elektromotoren und Dampfsysteme) werden Effizienzpotenziale durch Systemoptimierung in starkem Umfang erschlossen. Diese Potenziale sind zwar sehr hoch, aber die Adressierung durch Politikinstrumente ist aufgrund der vielfältigen Systeme und individuellen Situation in den Unternehmen schwierig.

Die Grundstoffindustrien durchlaufen im *Basisszenario* einen ambitionierten Wandel hin zur **Sekundärproduktion** und **innovativen Herstellungsverfahren**. So steigt der Anteil des Elektrostahls an der gesamten Stahlproduktion von 29 % in 2010 auf 57 % in 2050, während er im *Referenzszenario* in 2050 bei 42 % liegt. Wenngleich dieser Wandel ambitioniert erscheint, ist die Stahlindustrie in 2050 immer noch ein großer Kohleverbraucher, allerdings an der technisch möglichen unteren Grenze der Prozessführung. Über die modellierten Prozesse hinaus könnte eine konsequent umgesetzte Kreislaufwirtschaft weitere Einsparpotenziale haben. Auch die verstärkte Substitution von Materialien mit hohen Kohlenstofffußabdrücken wie Stahl oder Zement durch erneuerbare Materialien wie Holz könnte erhebliche Potenziale aufweisen, die in dieser Studie nicht umfassend modelliert werden konnten.

**Power-to-Heat** spielt im *Basisszenario* ab 2040 eine wichtige Rolle und steigt auf 21 TWh bis 2050. Es substituiert **KWK**-Anlagen, die besonders im Zeitraum bis 2030 bedeutend sind. Im *Referenzszenario* hingegen bleibt KWK bis zum Jahr 2050 auf einem hohen Niveau und wird nur geringfügig durch Power-to-Heat ersetzt (2 TWh in 2050). **Wärmepumpen** weisen in beiden Szenarien knapp 2 TWh Stromverbrauch in 2050 auf. Damit bleiben sie auch im *Basisszenario* noch deutlich hinter dem technischen Potenzial zurück. Temperaturniveaus von 140°C und zukünftig auch bis zu 160°C könnten erreicht werden [Wolf et al. 2012]. Neben dem Temperaturniveau der Wärmesenke ist ein effizienter Einsatz von Wärmepumpen in Industrieprozessen durch die Notwendigkeit einer Wärmequelle eingeschränkt.

**Erdgas** ist auch im *Basisszenario* neben Strom noch der zweitwichtigste Energieträger im Jahr 2050, wenngleich es im Vergleich mit 2010 zu einem Rückgang von 49 % kommt. Die Nutzung anderer fossiler Energieträger wie Heizöl und Kohle läuft im *Basisszenario* aus – lediglich Kohle wird noch in der Stahlindustrie sowie in KWK-Industriekraftwerken genutzt.

**Biomasse** nimmt in beiden Szenarien an Bedeutung zu. Im *Basisszenario* steigt ihre Nutzung um 211 % auf 120 TWh im Jahr 2050. Diese schnelle Verbreitung

spiegelt die Attraktivität von Biomasse als $CO_2$-Vermeidungsoption wider, die relativ wenig Eingriffe in die bestehende industrielle Produktionsstruktur benötigt. Andere erneuerbare Energien erreichen aufgrund ihrer eingeschränkten Einsatzbereiche nur relativ niedrige Marktanteile. So kann z. B. die **Solarthermie** aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit, niedrigen Energiedichte und ihrem geringen Temperaturniveau in vielen Bereichen der Industrie nicht eingesetzt werden, obwohl es sicherlich einige attraktive Marktnischen gibt. [Lauterbach et al. [2012]] schätzen das technische Potenzial der Solarthermie in Industrieanwendungen auf maximal 17 TWh.

Während **CCS** im *Referenzszenario* nicht genutzt wird, spielt es im *Basisszenario* eine sehr wichtige Rolle bei den großen Punktquellen der Stahl-, Klinker-, Kalkstein-, Ammoniak-, Ethylen- und Methanolproduktion. Die Marktdiffusion von CCS-Anlagen beginnt im Jahr 2030 und erreicht im Jahr 2050 bei den meisten Prozessen (außer Klinker) den maximalen Marktanteil. Die jährliche $CO_2$-Vermeidung durch CCS beläuft sich bis 2050 auf 35 Mt.

Ohne den Einsatz von CCS wären bei einigen Industrieprozessen deutlich radikalere Innovationen notwendig. In der Stahlherstellung könnte die Direktreduktion in Kombination mit erneuerbarem Wasserstoff konventionelle Verfahren ersetzen [Fischedick et al. 2014]. Die chemische Industrie müsste evtl. erneuerbaren Elektrolyse-Wasserstoff als Alternative zum Erdgas nutzen, z. B. bei der Ammoniak- und der Methanolherstellung [Wietschel et al. 2015]. In der Zementherstellung befinden sich alternative $CO_2$-arme Verfahren in der Entwicklung, deren Markteinführung ist jedoch noch ungewiss [Dewald und Achternbosch 2015].

Bei Interpretation der Szenarien ist es notwendig, die **Langlebigkeit des industriellen Kapitalbestandes** sowie die häufig gesättigten Märkte zu berücksichtigen. Radikalen technischen Wandel in Form neuer Produktionsanlagen gibt es daher nur, wenn Altanlagen ersetzt werden. Der Reinvestitionszyklus ist in der Industrie allerdings sehr lang und kann in einigen Branchen durchaus dem gesamten Projektionszeitraum entsprechen. Hinzu kommen hohe Unsicherheiten in der technischen Entwicklung und häufig komplexe Hemmnisstrukturen, wie von [Dewald und Achternbosch 2015] für die Markteinführung von $CO_2$-armen Zementverfahren gezeigt. Vor diesem Hintergrund wird ersichtlich, wie zentral es ist, bereits frühzeitig Anreize für die Transformation des Industriesektors zu setzen, wenn langfristig ambitionierte $CO_2$-Minderungsziele erreicht werden sollen.

# 3 GHD-Prozesse

## 3.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Der wichtigste Treiber des Energieverbrauchs bei GHD-Prozessen ist die Anzahl Beschäftigter pro Subsektor. Diese Größe ist direkt proportional zur Diffusion von Geräten und der entsprechenden Energienachfrage. Zusätzlich ist die Energiebezugsfläche ein wesentlicher Treiber, welcher ebenfalls proportional zur Diffusion von Geräten und Energiedienstleistungen ist. Weitere Treiber betreffen die Strompreisentwicklung, die Annahmen zum technologischen Fortschritt sowie die Diskontierungsraten. Die Werte für die genannten sektorspezifischen Parameter sind in Tabelle 20 aufgeführt. Die sektorübergreifenden Parameter sind in Modul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ und in [Fleiter et al. 2010a] und [Jakob et al. 2011] beschrieben.

Tabelle 20: Parametrierung der wesentlichen Treiber im GHD-Sektor

| Parameter | Parametrierung |
|---|---|
| Beschäftigte | szenariounabhängig, +2,5 % bis 2050 (Basisjahr 2010) |
| Strompreise | Aus den Ergebnissen der Stromsystemmodellierung abgeleitet |
| Energiebezugsfläche | szenariounabhängig<br>Flächenwachstum: +14,7 % bis 2050 (Basisjahr 2010), Fläche pro Beschäftigter: +11,9 % bis 2050 (Basisjahr 2010)<br>Automation: geringere Anzahl Beschäftigter pro Laden; Logistik: weniger Lagerfläche; Trends: Open Spaces in neuen Bürogebäuden |
| Technischer Fortschritt | szenariounabhängig (autonomes technisches Lernen),<br>0,5 %/a bis 1,0 %/a<br>Strompreisanstieg hat einen starken Einfluss (ambitioniertere Sparmaßnahmen)<br>Minimalstandards: 15 % bis 40 % zwischen 2010 und 2020 |
| Implizite Diskontierungsrate | 35 % im *Referenzszenario*<br>15 % bis 20 % im *Basisszenario* |

Während die Anzahl der Beschäftigten in den meisten Subsektoren in den nächsten Dekaden weiter zunimmt, ist in den Bereichen „Öffentliche Verwaltung“ und „Schulen“ mit rückläufigen Zahlen zu rechnen (siehe Tabelle 21). Entsprechend der Zu- bzw. Abnahme entwickeln sich auch die Flächenzahlen. Auffällig ist, dass die proportionale Zu- bzw. Abnahme im Flächenbereich teilweise signifikant größer ausfällt. Dementsprechend steht den Beschäftigten im Jahr 2050 mehr Platz zur Verfügung als in 2010 oder 2030.

Unter dem technischen Fortschritt wird die laufende Energieeffizienzverbesserung von neuen Geräten und Energieanwendungen verstanden, welche im Modell berücksichtigt wird. Je nach Gerät bzw. Energieanwendung nimmt die Energieeffizienz autonom zwischen 0,5 % und 1 % pro Jahr zu. Über den autonomen Fortschritt hinaus sind technische Minimalstandards für die Energieeffizienz von Geräten definiert,[5] welche bis 2020 erreicht werden müssen und eine Verbesserung der Effizienz um 15 % bis 40 % vorschreiben. Die maximale technische Entwicklung beschränkt die Diffusion von neuen Anlagen nach oben. Innerhalb dieser Bandbreite zwischen autonomem Lernen und maximaler technischer Ausbreitung findet je nach wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie z. B. Höhe der Energiepreise oder Wirtschaftlichkeitsanforderungen der Unternehmen (implizite Diskontierung)) die tatsächliche Entwicklung statt. Im *Referenzszenario* ist die Diskontierungsrate für neue und effiziente Anlagen höher als im *Basisszenario*, um die derzeitigen Hemmnisse beim Einsatz der effizienten Technologien zu beschreiben.

Tabelle 21: Anzahl Beschäftigte in Mio. und Energiebezugsfläche in Mio. $m^2$ für die definierten GHD-Sektoren

| | **Beschäftigte [Mio.]** | | | | | **Energiebezugsfläche [Mio. $m^2$]** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2010** | **2030** | **Veränderung zu 2010** | **2050** | **Veränderung zu 2010** | **2010** | **2030** | **Veränderung zu 2010** | **2050** | **Veränderung zu 2010** |
| Handel | 4,8 | 5,25 | +9% | 5,93 | +24% | 348 | 411 | +18% | 500 | +44% |
| Gastgewerbe | 0,6 | 0,6 | +9% | 0,70 | +22% | 34 | 38 | +13% | 45 | +33% |
| IKT | 1,85 | 1,9 | +1% | 1,9 | +2% | 102 | 112 | +9% | 122 | +19% |
| Finanzwesen | 1,65 | 1,7 | +3% | 1,65 | 0% | 48 | 55 | +13% | 58 | +21% |
| Gesundheitswesen | 3,6 | 4,2 | +18% | 4,4 | +23% | 95 | 122 | +29% | 140 | +48% |
| Schulen | 2,3 | 2,3 | -3% | 2,0 | -16% | 146 | 153 | +5% | 144 | -2% |
| Öff. Verw. | 3,6 | 3,3 | -7% | 2,8 | -23% | 204 | 193 | -5% | 164 | -20% |
| Andere Dienstleistungen | 11,3 | 11,3 | 0% | 11,1 | -2% | 646 | 672 | +4% | 689 | +7% |
| **Summe** | **29,7** | **30,1** | **+3%** | **30,4** | **+2%** | **1623** | **1756** | **+8%** | **1861** | **+15%** |

*Angegeben sind die Werte für das Basisjahr 2010 sowie die Modelljahre 2030 und 2050, einschließlich des relativen Wachstums gegenüber dem Basisjahr. (Werte teilweise gerundet).*

5 Insbesondere EU-Ökodesign-Verordnung von Produkten bzw. Heizgeräten.

## 3.2 Energiedienstleistungen und energiepolitische Annahmen

Die nachgefragten Energiedienstleistungen (z. B. beleuchtete Fläche, belüftete Fläche oder Anzahl Computer-Sets pro Beschäftigte) und die Diffusionsraten von effizienteren Energieverbrauchern (z. B. die relative Marktverbreitung von hocheffizienten Beleuchtungssystemen) nehmen in den kommenden Jahren laufend zu (siehe Tabelle 22). Für diese Studie sind die Diffusionsraten für die berechneten Szenarien unabhängig voneinander. Dementsprechend ist im *Basisszenario* aufgrund der höheren Anforderungen an die Energieeffizienz eine verstärkte Zunahme der Diffusionswerte zu erwarten.

Tabelle 22: Durchschnittswerte der Sub-Sektoren für die Energiedienstleistungstreiber

| | Treiber | 2010 | 2030 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Beleuchtung | Fläche | 100% | 100% | 100% |
| Straßenbeleuchtung | Index | 1,00 | 1,09 | 1,24 |
| Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) Büro | Besch. | 71% | 103% | 149% |
| Datencenter | Besch. | 5% | 8% | 15% |
| Lüftung und Klimatisierung | Fläche | 10% | 15% | 22% |
| Aufzüge | Fläche | 0,02% | 0,024% | 0,028% |
| Weitere Gebäudestromverbraucher[6] | Fläche | 85% | 109% | 123% |
| Kochen | Besch. | 22% | 23% | 23% |
| Waschen | Besch. | 14% | 16% | 17% |
| Kühl- und Gefriergeräte | Besch. | 8% | 10% | 11% |

Im *Referenzszenario* sind für GHD-Prozesse im Wesentlichen drei Politikinstrumente implementiert (siehe Tabelle 23). Auf der Stufe der gesetzlichen Regulierung sind die bestehenden Mindesteffizienzstandards und verbindlichen Energieverbrauchskennzeichnungen im *Referenzszenario* maßgebend, wobei davon ausgegangen wird, dass diese Maßnahmen bis 2050 nicht weiter angepasst bzw. erneuert werden. Die derzeitig vorgesehenen „Lose“ werden in den entsprechenden

6 Weitere Gebäudestromverbraucher umfassen unter anderem den Energieverbrauch der Gebäudeautomation, weiterer Steuerungsgeräte, Umwälzpumpen und Hilfsaggregate.

Zeitintervallen implementiert. Die finanziellen Fördermaßnahmen beschränken sich auf einen Sonderfond für Energieeffizienz für kleine und mittlere Unternehmen (KMU), wobei das Anreizsystem im Jahr 2020 ausläuft.

Tabelle 23: Politische Instrumente

| **Instrumententyp** | **Instrument** | **Festlegung für *Referenzszenario*** |
|---|---|---|
| Regulierung | Mindesteffizienzstandards | Wird beibehalten, jedoch nicht mehr novelliert. Die verschiedenen Lose werden in verschiedenen Zeiten implementiert. |
| | Verbindliche Energieverbrauchskennzeichnung | |
| Ökonomische Instrumente | Sonderfonds Energieeffizienz in KMU | Annahme: Förderung läuft 2020 aus. |

## 3.3 Ergebnisse des Referenzszenarios

Die Endenergienachfrage der GHD-Prozesse ist zwischen 2013 und 2030 rückläufig und weist danach einen leichten Anstieg aus (siehe Abbildung 20). Somit erreicht die Stromnachfrage in 2050 wieder den Wert zu Beginn des Betrachtungshorizonts. Die Gesamtnachfrage bewegt sich dabei zwischen 125 und 140 TWh pro Jahr.

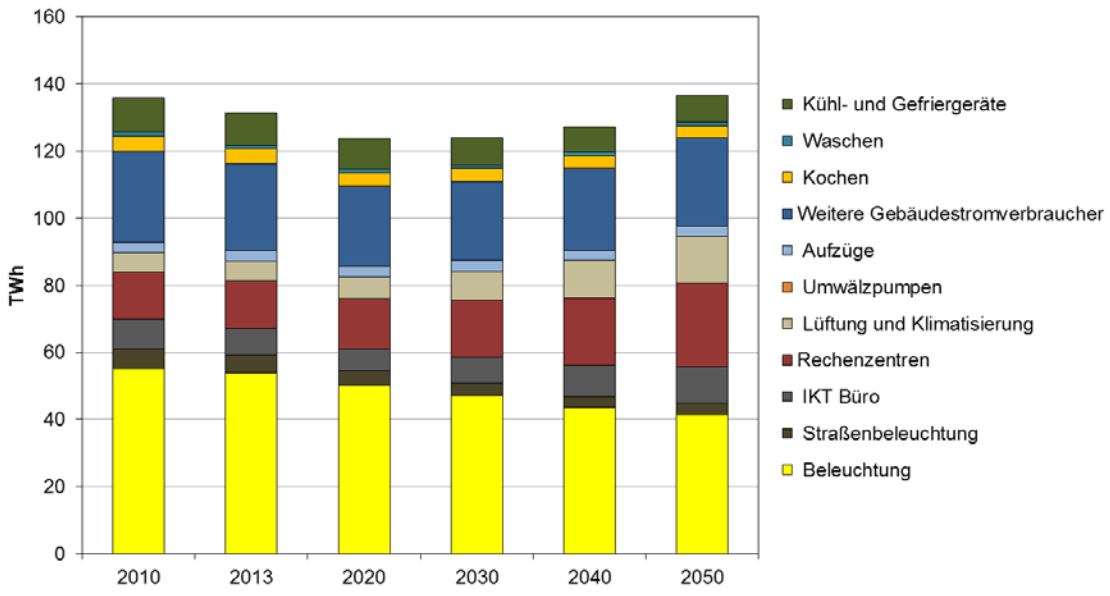



Abbildung 20: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Stromnachfrage

Für diese Entwicklung gibt es verschiedene Gründe. Am Anfang des Beobachtungszeitraums haben die vorgesehenen Energieeffizienzmaßnahmen einen großen Effekt, der in den vergangenen Jahren bereits beobachtet werden konnte (klimabereinigte Statistik, [AGEB 2013]). Die Einsparungen insbesondere im Bereich Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) überkompensieren dabei die durch die Zunahme der Beschäftigung wachsende Energienachfrage. Die bis 2050 weitere Zunahme der Betriebsflächen pro Beschäftigtem und die Energienachfrage von speziellen Anwendungen (Datenzentren, Kühlung) führen dazu, dass trotz der zwischen 2030 und 2050 stagnierenden Beschäftigungszahlen die Energienachfrage wieder zunimmt und ab 2040 die Effizienzgewinne übertrifft (siehe Tabelle 24).

Tabelle 24: Stromnachfrage des GHD-Sektors im *Referenzszenario* in TWh

| | 2010 | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Beleuchtung | 55,3 | 53,9 | 50,0 | 47,0 | 43,5 | 41,5 |
| Straßenbeleuchtung | 5,8 | 5,4 | 4,5 | 3,8 | 3,4 | 3,2 |
| IKT Büro | 8,7 | 7,9 | 6,4 | 7,6 | 9,2 | 10,9 |
| Datencenter | 14,2 | 14,2 | 14,9 | 17,2 | 20,2 | 24,9 |
| Lüftung und Klimatisierung | 5,7 | 5,8 | 6,7 | 8,6 | 11,1 | 14,1 |
| Umwälzpumpen | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Aufzüge | 3,1 | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 3,1 | 3,1 |
| Weitere Gebäudestromverbraucher | 27,3 | 26,0 | 23,7 | 23,4 | 24,5 | 26,2 |
| Kochen | 4,4 | 4,3 | 4,0 | 3,9 | 3,7 | 3,6 |
| Waschen | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,0 |
| Kühl- und Gefriergeräte | 10,3 | 9,8 | 9,1 | 8,1 | 7,5 | 7,9 |
| **Gesamt** | **135,9** | **131,5** | **123,6** | **124** | **127,3** | **136,4** |

Der dominierende Energieträger im GHD-Sektor bleibt weiterhin Strom; die Stromnachfrage übertrifft die Nachfrage nach anderen Energieträgern, die z. B. für Prozesswärme eingesetzt werden, um mehr als das Doppelte. Im Gegensatz zur recht stabilen Stromnachfrage sinkt bis 2050 die Nachfrage nach Prozesswärme um 10 % und die Nachfrage nach weiteren Energieträgern (Benzin und Diesel) um mehr als 25 % (siehe Abbildung 21 und Tabelle 25).

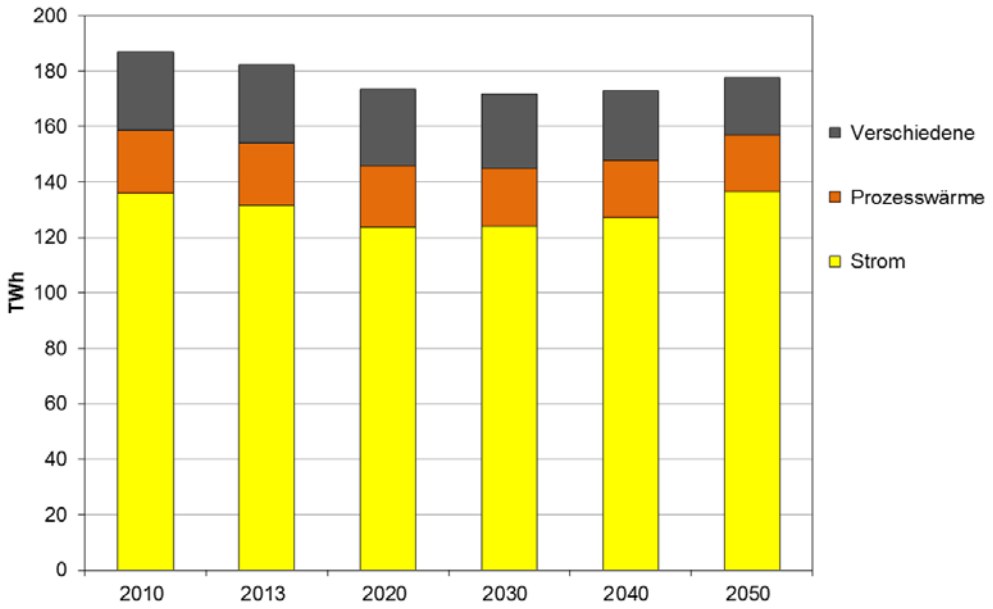



Abbildung 21: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Endenergienachfrage nach Energieträgern

Tabelle 25: Ergebnisse des *Referenzszenarios* zur Endenergie nach Energieträgern

| Energieträger | 2010 | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Strom | 136 | 131 | 124 | 124 | 127 | 136 |
| Prozesswärme | 23 | 23 | 22 | 21 | 20 | 20 |
| Verschiedene | 28 | 28 | 28 | 27 | 25 | 21 |
| **Gesamt** | **187** | **182** | **174** | **172** | **172** | **177** |

## 3.4 Ergebnisse des Basisszenarios

Im Basisszenario fällt die Stromnachfrage des GHD-Sektors bis 2050 um etwa 20 % gegenüber 2010 (Abbildung 22 und Tabelle 26). Dieser Rückgang spiegelt eine Umkehr des im *Referenzszenario* erwarteten Trends wider und ist getrieben durch eine ambitionierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen und der schnellen Verbreitung hocheffizienter Geräte und einem veränderten Verhalten bei der Nutzung von Energiedienstleistungen.

Auch im *Basisszenario* werden nur Effizienzmaßnahmen umgesetzt, die wirtschaftlich realisierbar sind, d. h. Maßnahmen mit einem positiven Barwert bei ei-

nem mittleren Diskontierungssatz von 20 %. Zusätzlich wird jedoch davon ausgegangen, dass sämtliche darüber hinaus existierende Hemmnisse für den Einsatz von Effizienzmaßnahmen abgebaut werden. Diese Hemmnisse sind gerade im GHD-Sektor sehr hoch, da in vielen Unternehmen der Energiebedarf mit einem Gesamtkostenanteil von weniger als 1 % eine untergeordnete Rolle spielt bzw. vielfach in Unternehmen keine aktive Suche nach Einsparmaßnahmen stattfindet. Die umgesetzten Einsparpotenziale können somit als sehr ambitioniert eingestuft werden und verlangen entsprechend ein Bündel an politischen Instrumenten zum Abbau von Hemmnissen, welches deutlich über die derzeit implementierten Instrumente hinausgeht.

Die modellierten Änderungen bei der Nutzung von Energiedienstleistungen drücken sich z. B. durch eine langsamer steigende installierte Lichtleistung je Gebäudefläche, eine langsamere Verbreitung von weiteren elektrischen Anwendungen sowie von Kühlregalen in Supermärkten, IKT und Rechenzentren aus.

Die zeitliche Umsetzung der Effizienzmaßnahmen verteilt sich nicht gleichmäßig über den Zeitraum bis 2050, sondern findet verstärkt zwischen 2010 und 2030 statt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein umfangreicher Satz an Maßnahmen kurzfristig umgesetzt werden muss, um die entsprechenden Minimalstandards zu erreichen. Diese Maßnahmen wie z. B. die Einführung von hocheffizienten Beleuchtungstechnologien wirken dann auch in den Folgejahren nach. Aufgrund der relativ kurzen Lebensdauer vieler Anwendungen, z. B. von Lampen und IKT-Geräten, wird die Wirkung entsprechender Maßnahmen schneller sichtbar als z. B. bei Gebäuden oder Industrieanlagen.

Tabelle 26: Ergebnisse des *Basisszenarios* zur Stromnachfrage nach Verbrauchern

| **Stromnachfrage GHD in TWh** | **2010** | **2013** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Beleuchtung | 55,3 | 53,0 | 45,2 | 37,5 | 34,9 | 33,1 |
| Straßenbeleuchtung | 5,8 | 5,3 | 4,3 | 3,4 | 2,8 | 2,4 |
| IKT Büro | 8,7 | 7,6 | 5,1 | 6,2 | 7,4 | 8,9 |
| Datencenter | 14,2 | 14,2 | 14,7 | 16,5 | 18,9 | 22,7 |
| Lüftung und Klimatisierung | 5,7 | 5,8 | 5,5 | 5,9 | 6,9 | 7,9 |
| Umwälzpumpen | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Aufzüge | 3,1 | 3,1 | 3,2 | 3,2 | 3,1 | 3,1 |
| Weitere Gebäudestromverbraucher | 27,3 | 25,9 | 22,4 | 18,9 | 17,9 | 18,2 |
| Kochen | 4,4 | 4,3 | 4 | 3,9 | 3,7 | 3,6 |
| Waschen | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 0,9 |
| Kühl- und Gefriergeräte | 10,3 | 9,8 | 9,0 | 7,9 | 7,2 | 7,5 |
| **Gesamt** | **135,9** | **130,1** | **114,5** | **104,4** | **103,8** | **108,3** |

Bei Betrachtung der einzelnen Anwendungen wird deutlich, dass besonders die Beleuchtung einen markanten Rückgang der Stromnachfrage erfährt. Hier sind bis 2030 hocheffiziente LED-Beleuchtungen sowie Licht- und bewegungsabhängige Steuerungen weitgehend verbreitet. Auch bei anderen Anwendungen werden die verfügbaren Einsparpotenziale mehrheitlich ausgenutzt, auch wenn die Energienachfrage von einigen Anwendungen, insbesondere von Datenzentren, Lüftung und Klimatisierung, bis 2050 noch steigt.

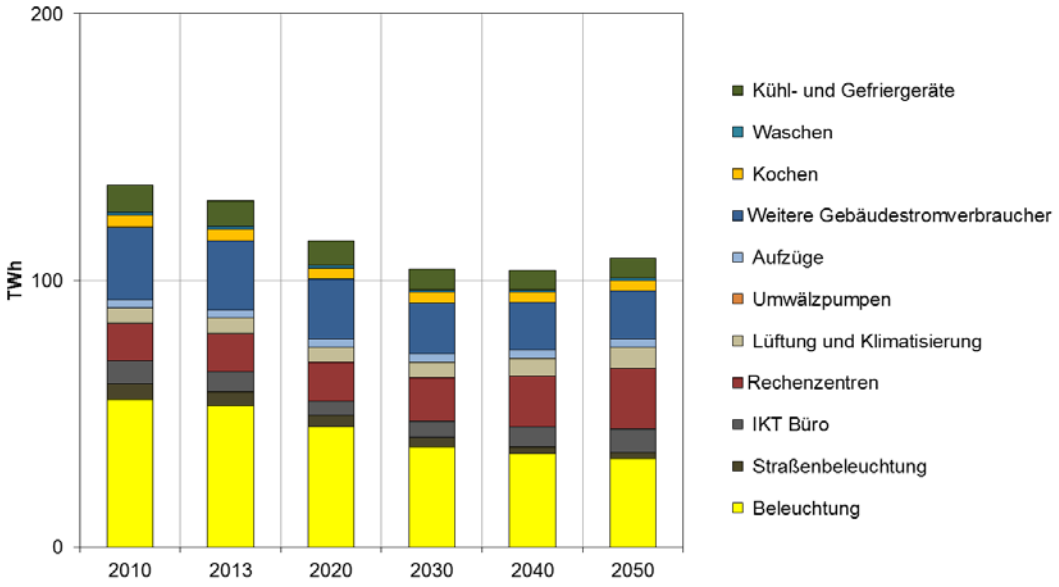



Abbildung 22: Ergebnisse des *Basisszenarios* zur Stromnachfrage nach Verbrauchergruppen

## 3.5 Vergleich der Szenarien und Fazit

Im Vergleich der beiden Szenarien zeigt sich, dass im *Basisszenario* gegenüber der Entwicklung im *Referenzszenario* 27 TWh Strom eingespart werden (siehe Abbildung 23). Bis zum Jahr 2030 werden die Einsparungen mehrheitlich durch verbesserte Effizienz bei der Beleuchtung erreicht, danach tragen auch die Effizienzsteigerungen bei der Belüftung und Klimatisierung sowie bei den weiteren gebundenen Stromverbrauchern (z. B. sektorspezifische Anwendungen im Gesundheitswesen oder der Einsatz von Automation) zu den Einsparungen bei.

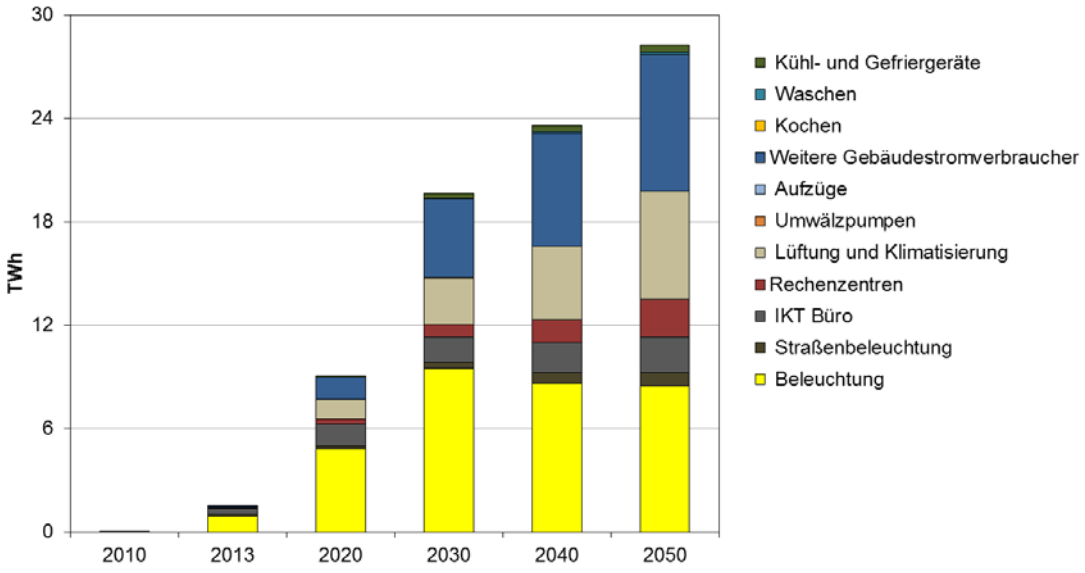



Abbildung 23: Stromeinsparung in TWh im Vergleich zwischen *Referenzszenario* und *Basisszenario*

## 3.6 Differenzkosten des GHD-Sektors

Mit *FORECAST* Tertiary werden die Differenzkosten des GHD-Sektors in Deutschland zwischen Basis- und Referenzszenario berechnet. Diese Kosten beinhalten:

- **Investitionen** in neue Anlagen zur Bereitstellung von Dienstleistungen und Energieeffizienzmaßnahmen (jedoch nicht für Maßnahmen im Bereich Gebäudehülle, Heizung oder Warmwasser; diese werden im Kapitel zu Gebäuden in Abschnitt 5.6 behandelt)
- Ausgaben für **Wartung und Instandhaltung** von Anlagen
- Ausgaben für **Energie** zur Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen und Anwendungen (jedoch nicht für Heizwärme und Warmwasser)

Die folgende Tabelle 27 stellt die Differenz der oben genannten Systemkosten des GHD-Sektors zwischen den beiden Szenarien dar. Im Basisszenario fallen die Systemkosten des GHD-Sektors in 2050 um 2,7 Mrd. € höher aus als im Referenzszenario. Wie einleitend beschrieben ist auch hier zu beachten, dass höheren Investitionskosten meist niedrigere Energie- oder Betriebs- und Unterhaltskosten gegenüberstehen. Beispielsweise werden im *Basisszenario* günstigere Beleuchtungsmittel eingesetzt, welche jedoch mehr Energie benötigen zur Beleuchtung der entsprechenden Flächen. Bei den Fixkosten steigen die Mehrkosten des *Basisszenarios* gegenüber dem Referenzszenario kontinuierlich an, während auf der anderen Seite die Einsparungen beim Energieverbrauch ebenfalls stetig zunehmen. Dabei sind jedoch die unterschiedlichen spezifischen Kosten des Stroms in den beiden Szenarien zu berücksichtigen: Die spezifischen Stromkosten sind im *Basisszenario* in allen abgebildeten Jahren höher als im *Referenzszenario*; in 2050 beträgt der Unterschied 22 %. Verbraucht eine Anwendung im *Basisszenario* in diesem Jahr 22 % weniger Strom als im *Referenzszenario*, sind die Energieträgerkosten in beiden Szenarien identisch, da sich Effizienzgewinn und höhere spezifische Kosten kompensieren. Dieser Effekt ist z. B. bei den IKT-Geräten zu beobachten: Diese verbrauchen im *Basisszenario* zwar deutlich weniger Strom, ein großer Teil dieser Einsparungen wird jedoch durch die (umgelegten) höheren Kosten der Stromerzeugung kompensiert.

Tabelle 27: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten aller GHD-Anwendungen in Mio. EUR

| Anwendung | Kostenart | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Beleuchtung | Fixkosten | 883 | 1.572 | 1.522 | 1.612 |
| Straßenbeleuchtung | Fixkosten | 15 | 14 | 14 | 11 |
| IKT Büro | Fixkosten | 312 | 351 | 423 | 493 |
| Datencenter | Fixkosten | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lüftung und Klimatisierung | Fixkosten | 127 | 292 | 435 | 618 |
| Umwälzpumpen | Fixkosten | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Aufzüge | Fixkosten | 0 | 6 | 0 | 0 |
| Weitere Stromverbraucher | Fixkosten | 163 | 570 | 765 | 868 |
| Kochen | Fixkosten | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Waschen | Fixkosten | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kühl- und Gefriergeräte | Fixkosten | 15 | 43 | 54 | 54 |
| Prozesswärme | Fixkosten | 6 | 25 | 53 | 49 |
| Motoren | Fixkosten | - | - | - | - |
| **Summe** | **Fixkosten** | **1.520** | **2.873** | **3.265** | **3.705** |
| Beleuchtung | Energie | -172 | -371 | -97 | -113 |
| Straßenbeleuchtung | Energie | 17 | 21 | -3 | -23 |
| IKT Büro | Energie | -111 | -49 | -15 | -9 |
| Datencenter | Energie | 103 | 230 | 274 | 265 |
| Lüftung und Klimatisierung | Energie | -88 | -200 | -272 | -428 |
| Umwälzpumpen | Energie | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Aufzüge | Energie | 30 | 55 | 65 | 64 |
| Weitere Stromverbraucher | Energie | 49 | -160 | -260 | -372 |
| Kochen | Energie | 37 | 74 | 80 | 76 |
| Waschen | Energie | 9 | 13 | 12 | 8 |
| Kühl- und Gefriergeräte | Energie | 71 | 118 | 116 | 119 |
| Prozesswärme | Energie | 10 | 31 | 56 | 70 |
| Motoren | Energie | -155 | -497 | -781 | -704 |
| **Summe** | **Energie** | **-201** | **-734** | **-825** | **-1.046** |
| **Summe** | **Gesamt** | **1.319** | **2.139** | **2.441** | **2.659** |

*(In der obigen Darstellung des Systemkostenvergleichs der beiden Szenarien sind die Kosten für Maßnahmen im Bereich der Gebäudehülle und zur Aufbereitung von Heizwärme und Warmwasser nicht mitberücksichtigt. Diese werden in Abschnitt 5.6 diskutiert.)*

# 4 Verkehr

## 4.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Zentrale Rahmendaten und Treiber für den Verkehr sind die beiden Makrotreiber Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt (BIP), die für alle Nachfragemodelle zentrale Eingangsgrößen sind, sowie der Ölpreis. Diese Treiber werden im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ diskutiert. Die Kraftstoffpreise stellen einen weiteren wichtigen Faktor für den Verkehrssektor dar. Die Kraftstoffpreise beeinflussen sowohl die Entwicklung der Fahrzeugflotten und der genutzten Antriebstechnologien als auch die Verkehrsnachfrage insgesamt. Im Allgemeinen reagiert die Güterverkehrsnachfrage stärker auf den Kraftstoffpreis als der Personenverkehr. Der Preispfad ergibt sich aus real konstanten Steuersätzen, steigenden Rohölpreisen in US-Dollar, einem schwächer werdenden EUR gegenüber dem US-Dollar, einem Anstieg der Kosten für beigemischte Biokraftstoffe durch den zunehmenden Wettbewerb um Biomasse und den teilweise erfolgreichen Versuch der Kraftstoffhersteller, die sinkende Absatzmenge durch steigende Margen pro Liter zu kompensieren.

Tabelle 28: Kraftstoffpreise für Benzin und Diesel im *Referenzszenario*

| **Kraftstoff** | | **2015** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Benzin | EUR2010/l | 1,56 | 1,63 | 1,87 | 2,11 | 2,39 |
| Diesel | EUR2010/l | 1,37 | 1,44 | 1,67 | 1,93 | 2,22 |

Weitere Rahmendaten betreffen die Verkehrsnachfrage für den Luftverkehr und den Schiffsverkehr im *Referenzszenario*, die in dieser Studie nicht modelliert ist. Diese wurden aus dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] zur Entwicklung der Gesamteffizienz kombiniert, um die zukünftige Endenergienachfrage abzuschätzen. Tabelle 29 stellt die Rahmendaten für den Luftverkehr dar. Der Personenluftverkehr wächst um 60 bis 85 % bis 2050, während im Güterverkehr sogar noch mehr als eine Verdoppelung erwartet wird.

Tabelle 29: Rahmendaten für den Luftverkehr im *Referenzszenario*

| **Luftverkehr** | | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Personenverkehr national | Mrd. pkm | 10 | 13 | 15 | 17 | 16 |
| Personenverkehr international | Mrd. pkm | 183 | 236 | 292 | 340 | 338 |
| Güterverkehr | Mrd. tkm | 11 | 13 | 18 | 23 | 25 |
| Effizienz Personenverkehr national | MJ/pkm | 2,6 | | | | |
| Effizienz Personenverkehr internat. | MJ/pkm | 1,3 | | | | |
| Effizienz Güterverkehr | MJ/tkm | 8,82 | | | | |
| Effizienzverbesserung jährl. PV nat. | % p.a. | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Effizienzverbesserung jährl. PV int. | % p.a. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Effizienzverbesserung Güterverkehr | % p.a. | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |

In der Seeschifffahrt fällt vor allem der Güterverkehr ins Gewicht. Die Nachfrage im Seegüterverkehr wird als weiterhin stark steigend angesehen und liegt in 2050 um rund das Zweieinhalbfache höher als heute (siehe Tabelle 30).

Nachfrage aus der Personenseeschifffahrt entsteht durch die Verbräuche der Kreuzfahrtschiffe, die in den deutschen Nord- und Ostseehäfen anlegen. Der Hamburger Hafen berichtet z. B. für 2013 von Schiffsankünften von 172 Kreuzfahrtschiffen und 212 Fahrgastschiffen. Die zugehörigen Energieverbräuche werden durch den Hamburger Hafen aber nicht quantifiziert und konnten auch für dieses Vorhaben nicht erstmals quantifiziert werden, so dass die Betrachtung der Seeschifffahrt ausschließlich den Güterverkehr einbezieht.

Tabelle 30: Rahmendaten für die Seeschifffahrt im *Referenzszenario*

| **Seeschifffahrt** | | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Güterverkehr | Mrd. tkm | 1.742 | 2.350 | 2.970 | 3.760 | 4.355 |
| Effizienz Güterverkehr | MJ/tkm | 0,07 | | | | |
| Effizienzverbesserung Güterverkehr | % p.a. | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |

Für die übrige Personenschifffahrt wurde eine grobe Abschätzung durchgeführt um deren Bedeutung für den Klimaschutz einzugrenzen, da sie in existierenden Klimaschutzszenarien bisher nicht berücksichtigt wird. Die Personenschifffahrt umfasst die in Deutschland registrierten Personenschiffe inklusive Fähren, die auf

Binnengewässern verkehren. In Deutschland waren in 2013 1.009 Personenschiffe plus 262 Fähren registriert.[7] Statistiken zum gesamten Energieverbrauch dieser Flotte liegen nicht vor. Daher wurde eine Überschlagsrechnung mit verfügbaren Verbrauchsdaten aus dem Bodenseeverkehr durchgeführt. Überträgt man die Daten der Bodensee-Schifffahrtsbetriebe auf diese Flotte (21.563 km pro Schiff und Jahr, 7,49 l pro Schiffskilometer), ergibt sich ein Endenergieverbrauch der Personenschiffe im Binnenwasserstraßenverkehr von rund 0,2 PJ pro Jahr. Für die weitere Betrachtung wurde aufgrund der geringen Verbrauchsmenge und der Unsicherheiten der Quantifizierung entschieden, diesen Verbrauch nicht zu betrachten.

## 4.2 Technologische und verkehrspolitische Annahmen

Technologisch bestimmen im Verkehrssektor das Wechselspiel und die Gewichtung von Verbesserungen der Energieeffizienz und Umstieg auf alternative $CO_2$-arme oder -freie Kraftstoffe bzw. Energieträger den Erfolg bei den Bemühungen zur THG-Reduktion. Gelingt es, die Effizienz der Energienutzung stärker zu verbessern, können Anstrengungen zur Umstellung auf alternative Energieträger etwas moderater ausfallen und umgekehrt. Dabei stellen der Ölpreis und die Besteuerung von Kraftstoffen zentrale Einflussgrößen auf dieses Wechselspiel dar.

Zwei Besonderheiten beeinflussen den Verkehr stärker als andere Sektoren: Erstens ist insbesondere die Automobilindustrie global aufgestellt und kann dadurch von Skalen- und Wettbewerbseffekten bei der Entwicklung neuer Technologien profitieren. Lernkurven hängen nicht oder nur gering von der Absatzentwicklung in Deutschland ab, sondern können auch in anderen Weltregionen vorangetrieben werden. Zweitens besteht im Verkehr die zusätzliche Option des Umstiegs auf andere Verkehrsträger für einen Verkehrsvorgang (sog. Modalwahl). Erfolgt dieser Umstieg gezielt auf Verkehrsträger mit geringeren spezifischen THG-Emissionen, führt dies zu einer Reduktion der Gesamtemissionen.

Tabelle 31 listet die zentralen technologischen Annahmen für den Verkehrssektor auf. Dazu gehören auch Betriebsparameter wie z. B. Beladungsfaktoren von Lastkraftwagen (LKW).

---

7 WSV – Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (2013): *Veränderungen des Schiffsbestandes der deutschen Binnenflotte im Jahr 2013 - Zentrale Binnenschiffsbestandsdatei.* Bonn.

Tabelle 31: Technologische Annahmen im Verkehr

| Parameter | Parametrierung |
|---|---|
| Verträglichkeit Bioethanol in Personenkraftwagen (PKW) und leichten Nutzfahrzeuge (L-NFz) | *Referenzszenario*: Benziner und Plug-in Hybride sind bis 2035 in der Lage, mit Beimischungsanteilen von bis zu 25 % Bioethanol im Benzin betrieben zu werden und bis 2050 mit bis zu 40 %.<br>*Basisszenario*: Benziner und Plug-in Hybride sind bis 2035 in der Lage, mit Beimischungsanteilen von bis zu 35% Bioethanol im Benzin betrieben zu werden und bis 2050 mit bis zu 70 %. |
| Verträglichkeit Biodiesel in PKW, Bussen und NFz | Diesel und Plug-in Hybride sind bis 2030 in der Lage, mit Beimischungsanteilen von bis zu 25 % Biodiesel im Diesel betrieben zu werden (*Basis*- und *Referenzszenario*). |
| Implementierung der Bahn-Korridore der Trans-Europäischen Verkehrsnetze (TEN-V, engl.: Trans-European Networks (Verkehr)) bis 2030 (Gemäß EU Verordnungen 1315/2013 und 1316/2013) | Bau der fehlenden Netzteile bzw. Ausbau zur Beseitigung von Engpässen z. B. Hochgeschwindigkeitsstrecke Stuttgart-Ulm, Rheinschiene Karlsruhe-Basel viergleisig, Anschluss der BETUWE-Linie und der Fehmarnbelt-Querung, Seehafen-Hinterlandanbindungen, dritte und vierte Gütergleise zur Umfahrung von Knoten, Multi-Modale Terminals und weitere Gleisanschlüsse für Güterverkehr.<br>Realisierung der technischen Parameter der TEN-V: Ausstattung mit ERTMS, Güterverkehr mit >100km/h, Achslast 22,5 Tonnen, Zuglänge >740m sowie Elektrifizierung.<br>Dies führt bereits im R*eferenzszenario* zu einer Steigerung der Bahnkapazität auf 330 Mrd. tkm p.a.. |
| Einführung von schweren LKW mit Energieversorgung durch Oberleitung auf Bundesautobahnen und Kapazität für bis zu 40 km Strecke autark (nur im *Basisszenario*). | Nach Abzug der schweren LKW mit Aufbauarten, die für Oberleitungsbetrieb nicht geeignet sind (z. B. Kipper), verbleiben 32 % der schweren LKW (inklusive Sattelzugmaschinen) als umstellbar auf O-Betrieb.<br>Ab 2030 werden diese LKW über 2 Ersatz-Zyklen vollständig in den Markt eingeführt, d. h. bis 2040 besteht die Flotte der schweren LKW zu 32 % aus Oberleitungs-LKW, auf die auch 32% der Verkehrsleistung entfallen.<br>Energieeffizienzgewinn im Realbetrieb von 20 % gegenüber Diesel-LKW.<br>Aufbau der Leitungsinfrastruktur entlang zentraler Autobahn-Korridore z. B. Hamburg Hafen – Ruhrgebiet, Nordseehäfen – Süddeutschland, etc. |
| Kosten effizienterer PKW | *Referenzszenario*: Die Effizienzpotenziale werden bei PKW nur teilweise genutzt, da die $CO_2$-Emissionsstandards nach 2020 nicht verschärft werden und die Kraftstoffpreise nur moderat steigen.<br>*Basisszenario*: Emissionsstandards werden verschärft. Der Kaufpreis für die zusätzlichen Technologien effizienterer PKW erhöht sich um etwa 30-60 %. |

| Parameter | Parametrierung |
|---|---|
| Einführung und umfassende Kontrolle realitätsnaher Messzyklen für Verbrauch von Straßenfahrzeugen | *Referenzszenario*: Mit Verzögerung werden Zyklus und Kontrolle für PKW und L-NFz eingeführt, so dass bis 2030 auch sichergestellt ist, dass die Werte aus den EU-Verordnungen eingehalten werden.<br>*Basisszenario*: Auf realem Fahrprofil basierende Zyklen werden bis 2020 für PKW, leichte und schwere NFz eingeführt und die Kontrollen zuverlässig gestaltet und umgesetzt. |
| Beladungsfaktoren im Güterverkehr | Deutliche Verbesserung bei schweren NFz, moderate Verbesserung bei Bahn und Binnenschiff (zwischen 8 und 30 %). |

Tabelle 32: Instrumente im Verkehr im *Referenzszenario*

| Instrumententyp | Instrument | Festlegung für ***Referenzszenario*** |
|---|---|---|
| Regulierung | $CO_2$-Standards im Straßenverkehr | EU Verordnungen für PKW 130 $gCO_2$/km in 2015 (EU Verordnung Nr. 443/2009) und 95 $gCO_2$/km in 2021 (Novelle von 443/2009). |
| | | EU Verordnung für L-NFz 175 $gCO_2$/km in 2017 und 147 $gCO_2$/km in 2020 (EU Verordnung Nr. 510/2011). |
| | Vorschriften zum Infrastrukturauf- und -ausbau | Implementierung der Europäischen Verkehrskorridore (TEN-V) bis 2030 (EU Verordnung Nr. 1315/2013) |
| | | Implementierung der europäischen Minimalanforderungen für Lade- und Betankungsinfrastruktur für alternative Kraftstoffe (EU Richtlinie 2014/94): Komprimiertes Erdgas (CNG, engl.: Compressed Natural Gas), Autogas (LPG, engl.: Liquified Petroleum Gas), Strom. |
| | | Deutschland entscheidet sich gegen den Aufbau einer Wasserstoff ($H_2$)-Infrastruktur im Verkehr gemäß EU-Richtlinie 2014/94 |
| Preisliche Instrumente | Steuern im Verkehr | Mineralölsteuersätze bleiben real konstant bis 2050 (65,45 ct/l Benzin, 47,04 ct/l Diesel). |
| | $CO_2$-Bepreisung der fossilen Kraftstoffe basierend auf $CO_2$-Preis | In 2050 Kostenbestandteil von 6 ct/l bei Benzin und 7,5 ct/l bei Diesel. |
| | LKW-Maut auf BAB und ausgewählten Bundesstraßen | LKW-Maut für schwere LKW bleibt real konstant bei 15 ct/km. |

Tabelle 32 beschreibt Instrumente im Verkehr, die auch nach 2020 und bereits im Referenzszenario weitere Wirkungen entfalten. Tabelle 33 beschreibt die zusätzlichen Instrumente für das *Basisszenario*. Insbesondere preisliche Maßnahmen sollen die Steigerung der Effizienz, die Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger und die Nutzung alternativer Antriebe vorantreiben.

Tabelle 33: Instrumente im Verkehr im *Basisszenario*

| **Instrumententyp** | **Instrument** | **Festlegung für *Basisszenario*** |
|---|---|---|
| Preisliche Instrumente | Steuern im Verkehr | Mineralölsteuersätze steigen von 2020 bis 2040 real um 30 ct/l für Benzin und um 40 ct/l für Diesel. |
| | LKW-Maut auf BAB und ausgewählten Bundesstraßen | LKW-Maut für schwere LKW wird bis 2050 real um 30 ct/km erhöht. |
| | | LKW-Maut für LKW von 3,5 bis 12 t zul. Gesamtgewicht wird um 10 ct/km erhöht. |
| | Einführung einer LKW-Maut für leichte LKW | Bemautung in Höhe von 10 ct/km für L-NFz |
| | Einführung einer City-Maut in ausgewählten Großstädten | Bemautung in Höhe von 15 ct/km für PKW |
| | $CO_2$-Bepreisung der fossilen Kraftstoffe basierend auf $CO_2$-Preis | In 2050 zusätzlicher Kostenbestandteil von 15 ct/l bei Benzin und 18 ct/l bei Diesel. |
| Regulierung | $CO_2$-Standards im Straßenverkehr | Einführung von $CO_2$-/Verbrauchs-Standards für schwere LKW, so dass 1 % Effizienzgewinne pro Jahr erzielt werden ab 2025. |
| | | Verschärfung der $CO_2$-Standards für PKW- und L-NFz |
| | Biokraftstoffquote | Für 2050 Quote von >55 % Biokerosin im Luftverkehr |
| | | Für 2050 Quote von >30 % Bio-Flüssigerdgas (LNG, engl.: Liquified natural gas) im Schiffsverkehr |
| | | Für 2050 Quote von >50 % Bio-Bioethanol im Benzin |
| | Vorschriften zum Infrastrukturauf- und -ausbau | Beseitigung neuer Engpässe und Implementierung des umfassenden Netzes der TEN-V bis 2050 (EU Verordnung Nr. 1315/2013). Bahnkapazität im Güterverkehr steigt auf 410 Mrd. tkm. |

## 4.3 Ergebnisse des Referenzszenarios

Bereits im *Referenzszenario* ist ein Absinken des Endenergieverbrauches im Verkehr bis 2050 zu beobachten. Dieser sinkt um ein Fünftel von 749 TWh in 2010 auf 602 TWh in 2050. In diesem Szenario dominiert die Reduktion des Endenergieverbrauches im Straßenverkehr: Der Verbrauch reduziert sich von 604 TWh in 2010 auf 373 TWh in 2050 (siehe Abbildung 24). Dies ist insbesondere auf die bereits ergriffene $CO_2$-Effizienzgesetzgebung im PKW-Bereich zurückzuführen. Das Ziel von 130 $gCO_2$/km in 2015 für den durchschnittlichen Neuwagen in Europa wird bis ungefähr 2030 noch zu weiteren Verringerungen des Energieverbrauchs im PKW-Verkehr führen. Bis dahin wird sich dann der gesamte PKW-Bestand erneuert haben und zumindest diese Vorgabe erfüllen. Für 2021 wurde als Ziel der durchschnittlichen Neuwagenflotte in Europa eine Einigung für eine Festlegung auf 95 $gCO_2$/km erzielt und vereinbart. Diese ist auch Bestandteil des *Referenzszenarios* und wirkt sich bis ungefähr 2035 weiter emissionssenkend aus. Von 2021 bis 2030 werden weitere jährliche Reduktionen bei PKW-Neuwagen erwartet, während im LKW-Bereich von keinen weiteren Energieeffizienzverbesserungen nach 2020 ausgegangen wird. Damit halbiert sich der Energieverbrauch im PKW-Verkehr bis 2050. Bei den leichten Nutzfahrzeugen (L-NFz), deren technologische Entwicklung an PKW angelehnt ist und für die für 2020 ein eigenes Effizienzziel durch die EU vorgegeben wurde, geht der Energieverbrauch um ein Viertel zurück. Bei schweren Nutzfahrzeugen haben die Arbeiten für eine Effizienzgesetzgebung begonnen. Diese wurde aber noch nicht verabschiedet, so dass im *Referenzszenario* von keiner weiteren Verbesserung nach 2020 ausgegangen wird.

Bahn, Luftverkehr und Seeschifffahrt weisen bis 2050 einen steigenden Energieverbrauch auf. Für die Bahn beträgt der Zuwachs rund 29 % bis 2050 gegenüber 2010, für den Luftverkehr rund 45 % und für die Seeschifffahrt rund 111 %. Mit 146 TWh entfällt dann auf den Luftverkehr rund ein Viertel des gesamten Energieverbrauchs des Verkehrs.

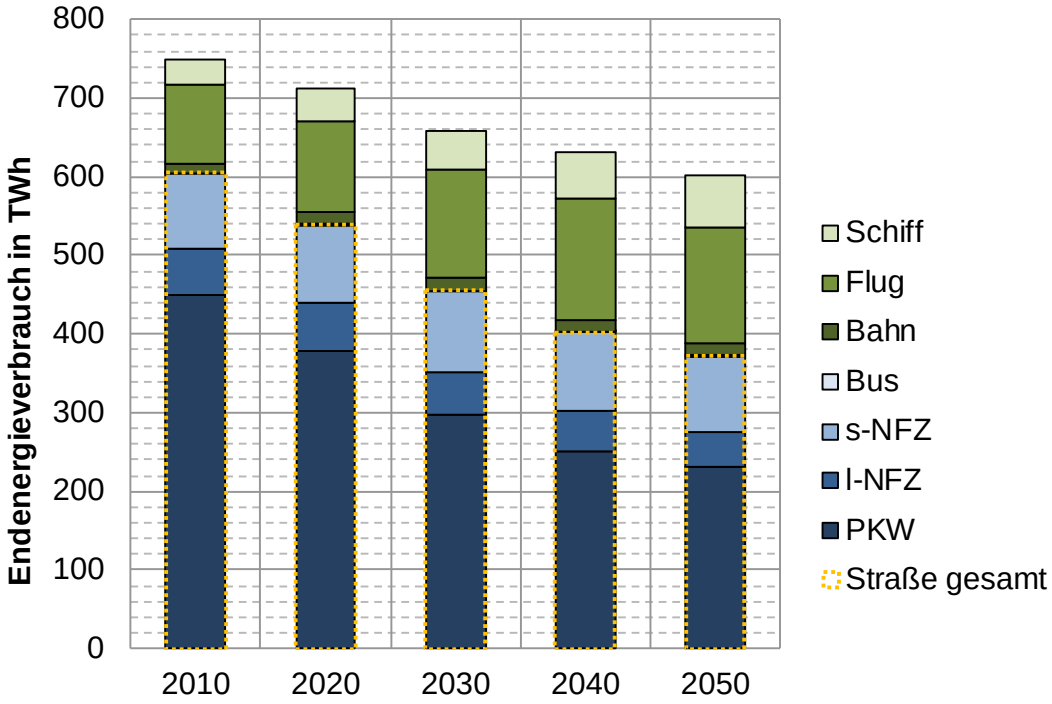



Abbildung 24: Endenergieverbrauch der Verkehrsträger im *Referenzszenario*

Schlüsselt man den Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern auf, dann stellt man fest, dass im *Referenzszenario* die beiden fossilen Energieträger Diesel und Kerosin die Nachfrage bis 2050 dominieren. In 2050 vereinigen diese beiden fossilen Kraftstoffe 60 % der Endenergienachfrage auf sich (362 TWh), zwei Drittel davon entfallen auf Diesel. Mit 86 TWh bzw. 14 % Anteil entfällt der drittgrößte Anteil auf Benzin. Ab 2040 wird Strom mit knapp 32 TWh zum größten alternativen Energieträger im Verkehr. Bis dahin teilen sich Bioethanol und Biodiesel diese Rolle. Beide kommen in 2040 auf etwas mehr als 30 TWh. Der Verbrauch an Biodiesel nimmt bis 2050 noch auf 39 TWh zu, während Bioethanol stagniert. Insgesamt beträgt der Verbrauch an Bioenergie im Verkehr in 2050 103 TWh.

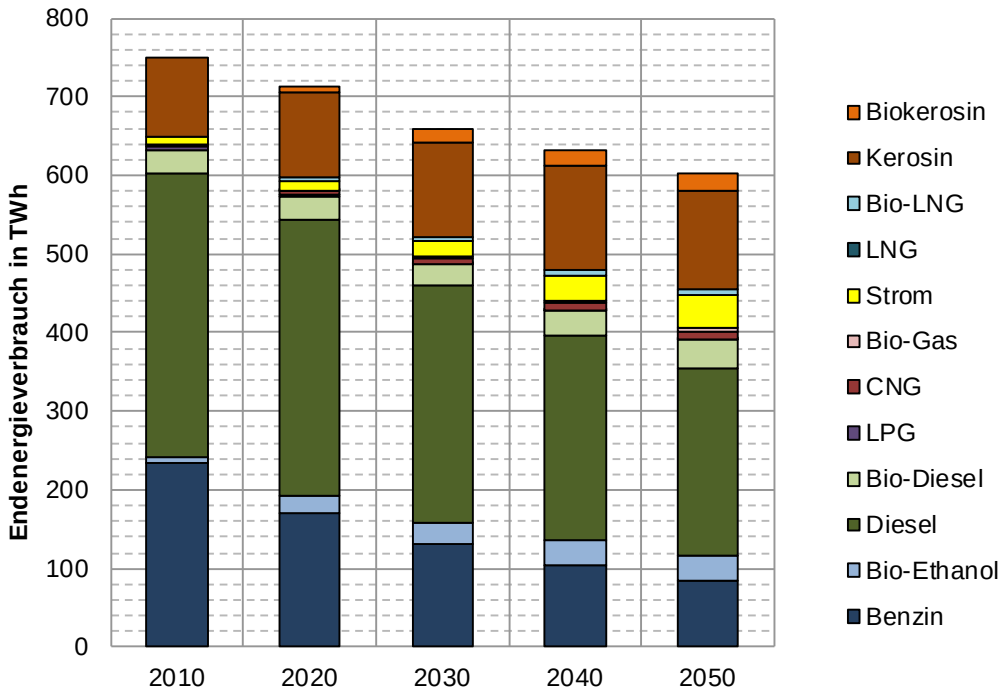



Abbildung 25: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern im *Referenzszenario*

Die bereits ergriffenen Maßnahmen zur Senkung der $CO_2$-Emissionen des PKW-Verkehrs, insbesondere die $CO_2$-Standardsetzung von 95 $gCO_2$/km für den Durchschnitt aller EU-Neuwagen in 2021, führen auch hier zu einer Veränderung der Flottenstruktur. Dies geschieht allerdings deutlich verzögert gegenüber dem *Basisszenario*. Außerdem verbleibt eine große Zahl von teilweise hybridisierten Benzinern mit Verbrennungsmotor in der Flotte. Mit 45 % entfällt auf diese in 2050 der größte Anteil. Diese nutzen gut 31 TWh Bioethanol, was aber nur etwa einem Viertel ihres Endenergieverbrauches entspricht. Die Zahl der Diesel-PKW reduziert sich, ist aber dennoch vier Mal so groß wie im *Basisszenario*. Mit Strom betriebene PKW diffundieren mit steigenden Ölpreisen ab 2030 stärker in den Markt. Dabei diffundieren bis 2050 im Gegensatz zum *Basisszenario* mehr Plug-in Hybride als rein batteriebetriebene Fahrzeuge (BEV, engl.: Battery Electric Vehicle) in die Flotte. Fehlende Maßnahmen und ein langsamerer technischer Fortschritt aufgrund des geringeren Absatzes verhindern eine schnellere Diffusion insbesondere von BEV. Zusammen erreichen Plug-in-hybride und BEV in 2050 einen Anteil am Bestand von nur 37 % gegenüber 74 % im *Basisszenario*.

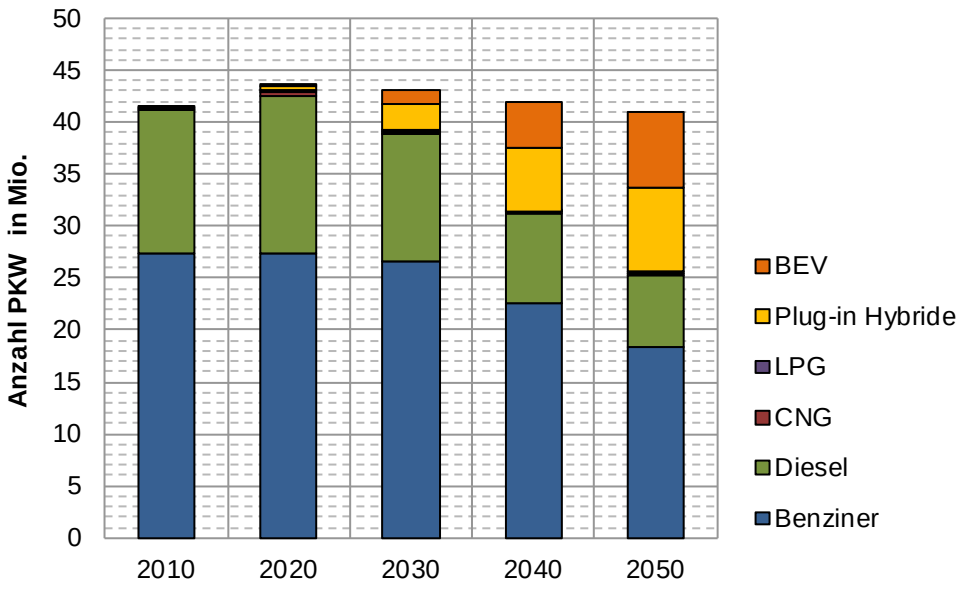



Abbildung 26: PKW-Flotte nach Antrieben im *Referenzszenario*

Bereits im *Referenzszenario* werden bis 2050 kontinuierlich steigende Mengen an Biokraftstoffen eingesetzt. Diese müssen sich allerdings am Markt gegen ihre fossilen Konkurrenten durchsetzen und werden nicht durch Quoten unterstützt. In 2050 liegt damit die genutzte Menge der Biokraftstoffe bei 103 TWh und damit 33 TWh niedriger als im *Basisszenario*. Der Anteil der Biokraftstoffe beträgt dann 17 % gegenüber 34 % im *Basisszenario*. Hier macht sich die deutlich bessere Effizienzentwicklung des *Basisszenario*s durch die kleinere Bezugsbasis bemerkbar. Die Struktur der Biokraftstoffnutzung unterscheidet sich aber: Im *Referenzszenario* kommen mehr Bioethanol (31,5 TWh) und Biodiesel (38,7 TWh) zum Einsatz als im *Basisszenario*. Die Nachfrage nach Biokerosin in 2050 beläuft sich auf 21 TWh im *Referenzszenario*. Auch Biogas (knapp 4 TWh) und Bio-LNG (knapp 9 TWh) kommen im *Referenzszenario* nur in geringem Umfang zum Einsatz.

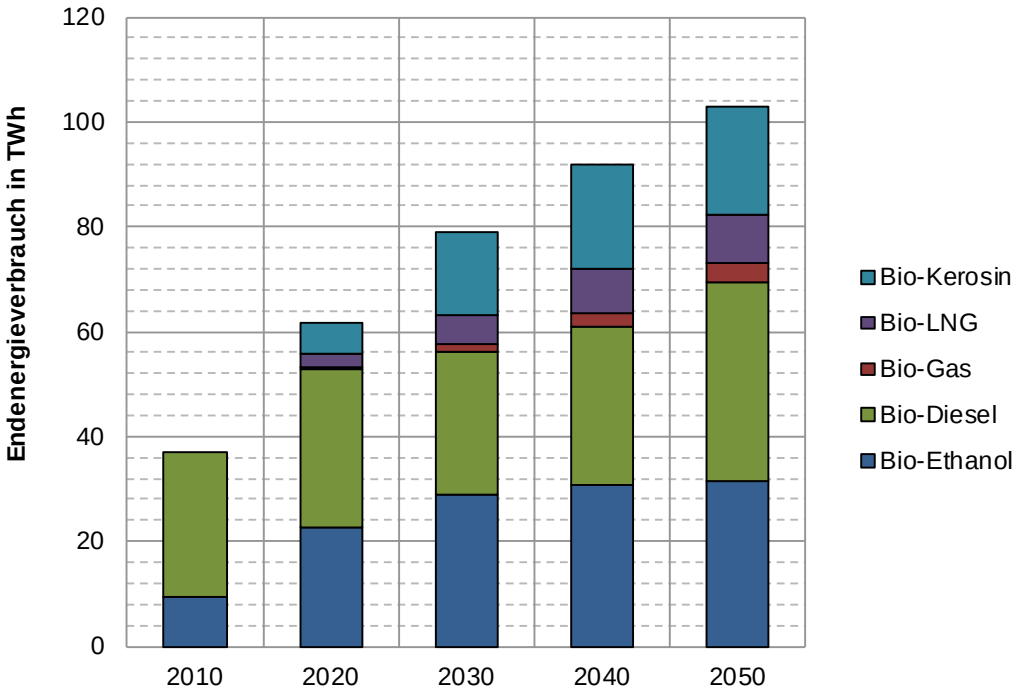



Abbildung 27: Entwicklung der Nachfrage nach Biokraftstoffen im *Referenzszenario*

Die Verkehrsleistung im Personenverkehr steigt trotz sinkender Bevölkerung bis 2050 geringfügig an. Getrieben wird dies durch eine leichte Tendenz zu längeren Fahrten und eine kontinuierliche Tendenz zu motorisierten Fahrten insbesondere mit dem PKW. Die PKW-Verkehrsleistung legt bis 2050 um weitere 6 % zu, während die Bahnverkehrsleistung 4 % verliert. Die gesamte Verkehrsleistung steigt um 5 %, während sie sich im *Basisszenario* um 8 % verringert.

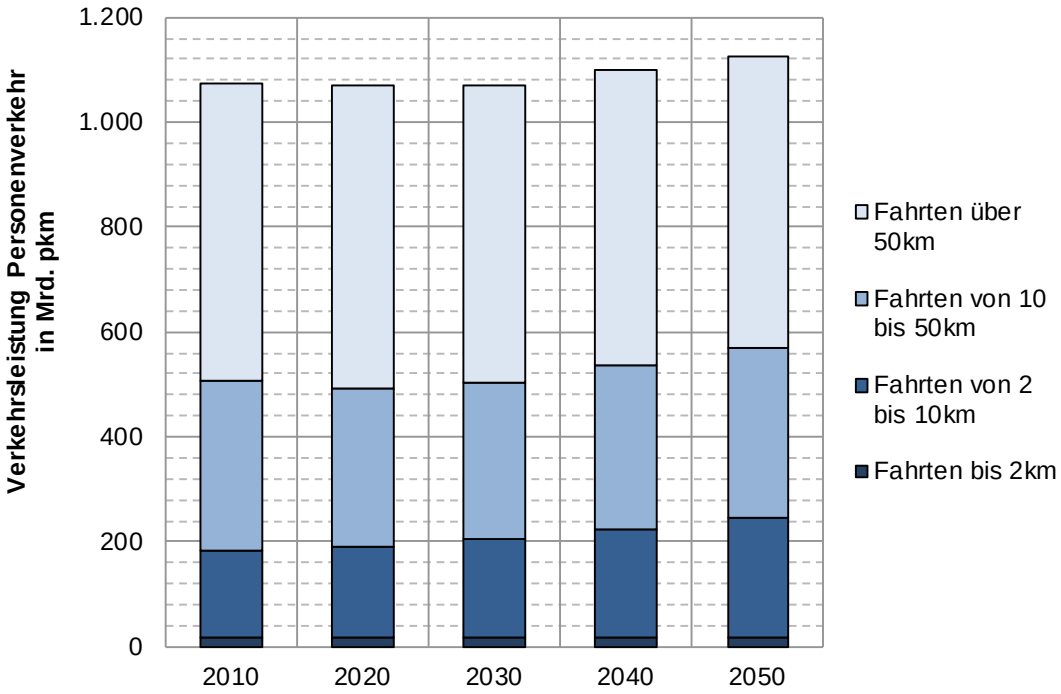



Abbildung 28: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr im *Referenzszenario*

Das Güteraufkommen steigt im *Referenzszenario* bis 2050 nur noch moderat und liegt dann um 10 % höher als in 2010. Die bereits begonnenen Maßnahmen zur Verbesserung der Infrastruktur der Bahn (z. B. TEN-V, Seehafen-Hinterlandanbindung) und der generelle Kapazitätsausbau führen auch im *Referenzszenario* zu einer leichten Verbesserung der Position der Bahn, so dass deren Anteil am Modal-Split bezogen auf das Aufkommen auf 20 % ansteigt in 2050. Der Anteil des LKW sinkt auf 74 %.

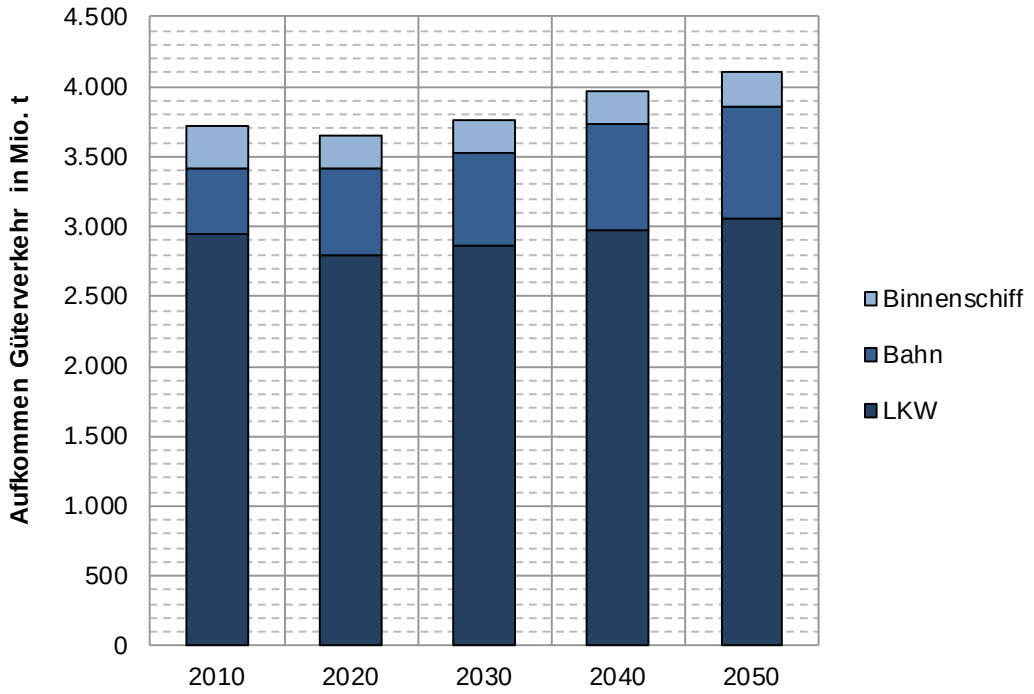



Abbildung 29: Entwicklung des Güteraufkommens im *Referenzszenario*

Umgesetzt auf die Verkehrsleistung bedeutet dies ein stärkeres Wachstum des Bahngüterverkehrs, da die Bahn vor allem bei den länger laufenden Verkehren erfolgreich ist. Die gesamte Verkehrsleistung steigt bis 2050 um 39 % auf 858 Mrd. tkm. Für die Bahn bedeutet dies einen Anstieg um 150 %, während der LKW nur um 15 % zulegt und die Binnenschifffahrt stagniert. D. h. schon im *Referenzszenario* kann die Bahn durch Verbesserung ihrer Infrastrukturausstattung und Verbesserung der relativen Kostenposition gegenüber dem LKW ihren Modalanteil im Güterverkehr auf gut ein Drittel erhöhen.

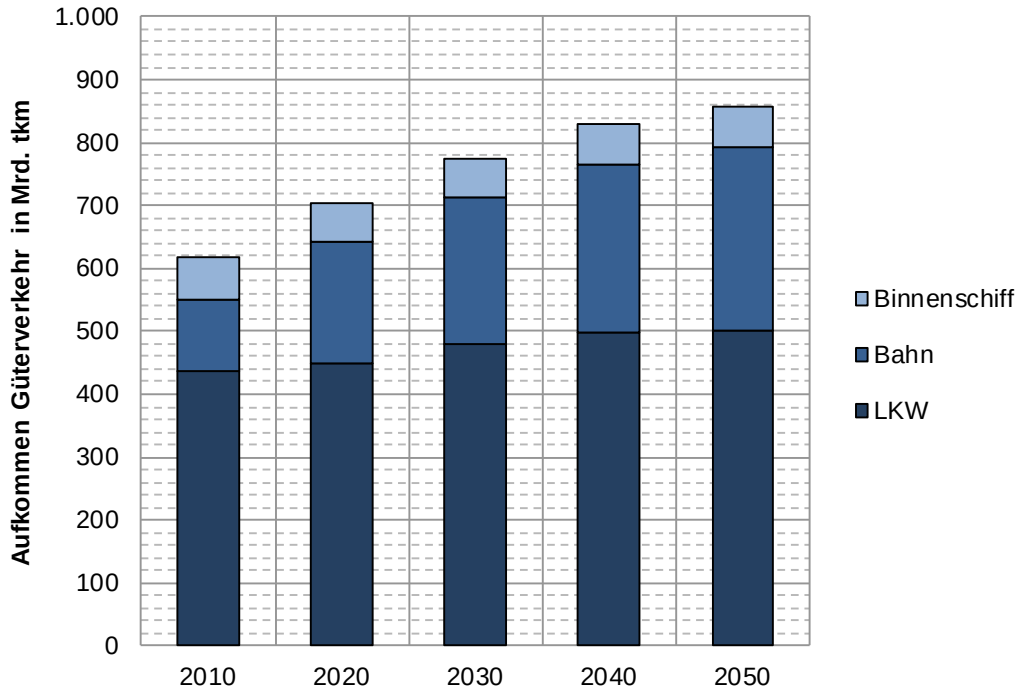



Abbildung 30: Entwicklung der Güterverkehrsleistung im *Referenzszenario*

## 4.4 Ergebnisse des Basisszenarios

Der Energieverbrauch des Verkehrs wird im *Basisszenario* gegenüber 2005 bis 2050 um 46 % reduziert. Der Straßenverkehr trägt den größten Anteil der Reduktion; in ihm reduziert sich der Endenergieverbrauch von 604 TWh in 2010 auf 231 TWh in 2050. Insbesondere im PKW-Verkehr gelingt eine starke Reduktion des Endenergieverbrauchs auf ungefähr ein Viertel des Wertes von 2010. Diese resultiert aus einer Verringerung der Verkehrsleistung um über 15 % sowie einer Effizienzsteigerung aller PKW durch technische Optimierung aller Komponenten, was zu verringerter Reibung, Luftwiderstand und Gewicht führt, sowie durch eine starke Elektrifizierung der PKW. Dieser Wechsel von Verbrennungsmotoren zu Elektroantrieben führt ebenfalls zu deutlicher Steigerung der Energieeffizienz (siehe Abbildung 31).

Trotz Effizienzmaßnahmen steigt aufgrund der weiter steigenden Transportnachfrage der Energieverbrauch in der Seeschifffahrt von 32 TWh in 2010 auf 55 TWh in 2050 an. D. h. bei der Seeschifffahrt liegt die Wachstumsrate der Verkehrsnachfrage höher als die jährliche prozentuale Effizienzverbesserung. Im Luftverkehr und bei den leichten Nutzfahrzeugen fällt der Endenergieverbrauch bis 2050 wieder ungefähr auf das Niveau von 2010, trotz deutlicher Steigerung der Nachfrage.

D. h. bei diesen beiden Verkehrsmitteln neutralisiert die Effizienzverbesserung das Wachstum der Verkehrsnachfrage.

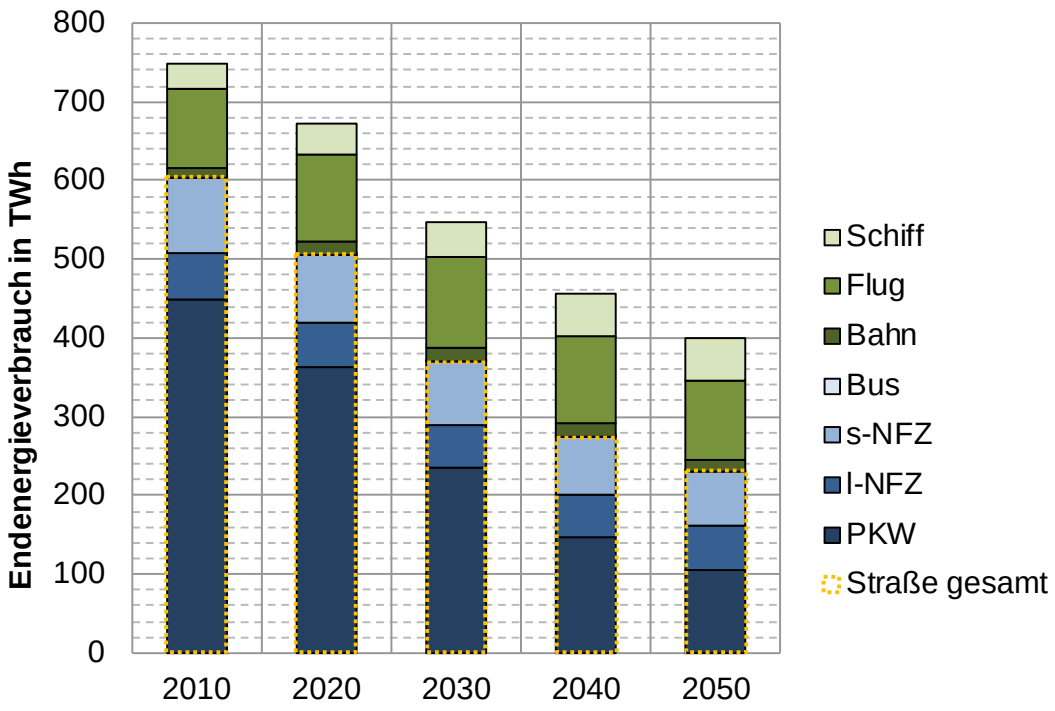



Abbildung 31: Endenergieverbrauch der Verkehrsträger im *Basisszenario*

Betrachtet man die Entwicklung aus der Sicht der eingesetzten Energieträger wird ersichtlich, dass die Nutzung fossiler Energieträger deutlich zurückgefahren wird. Ihr Endenergieverbrauch sinkt von 702 TWh in 2010 auf 168 TWh in 2050. Energetisch kommt den Bioenergieträgern mit 136 TWh 2050 noch eine große Bedeutung zu. Allerdings unterscheidet sich deren Nutzung nur geringfügig zwischen dem Basis- und dem *Referenzszenario*. Anders ist dies bei der Nutzung von Strom, dessen Einsatz im *Basisszenario* im Verkehr 96 TWh beiträgt. Dies bedeutet einen Anstieg um 125 % gegenüber dem *Referenzszenario*, während die Biokraftstoffe in 2050 im *Basisszenario* nur 30 % höher liegen als im *Referenzszenario*. Mit 96 TWh ist Strom auch im *Basisszenario* in 2050 der meistgenutzte Energieträger, gefolgt von Diesel mit 79 TWh und Biokerosin mit 53 TWh.

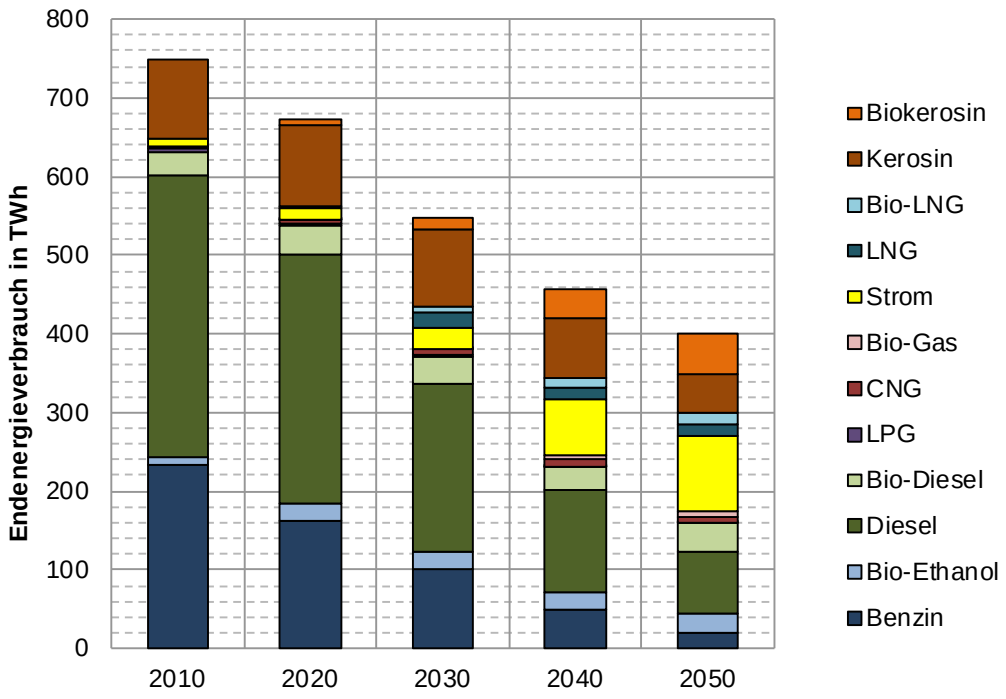



Abbildung 32: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern im *Basisszenario*

Abbildung 32 stellt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im nationalen und internationalen Verkehr dar. Während sich im nationalen Verkehr der Endenergieverbrauch bis 2050 gegenüber 2010 um 60 % verringert, steigt im internationalen Verkehr der Verbrauch bis 2040 um 26 % an, um dann bis 2050 leicht zurückzugehen. In 2050 liegt der Endenergieverbrauch im internationalen Verkehr aber immer noch um 18 % über dem Wert von 2010.

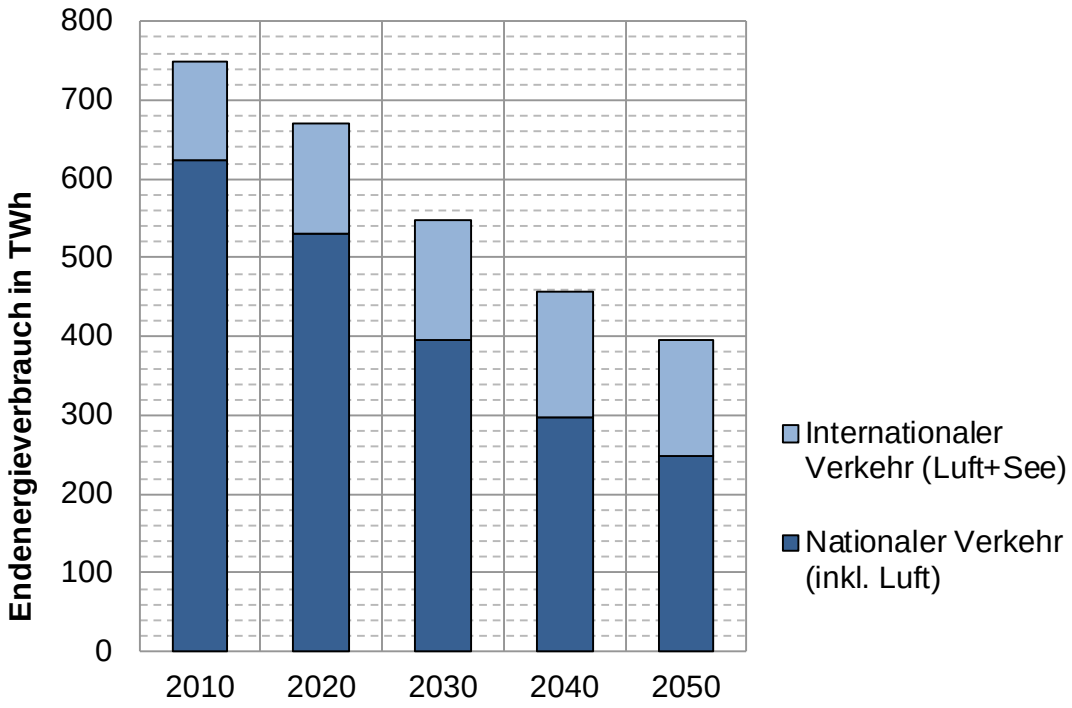



Abbildung 33: Endenergieverbrauch im nationalen / internationalen Verkehr im *Basisszenario*

Das *Basisszenario* verfolgt im Wesentlichen eine Kostenoptimierung. Wasserstoff wird daher nicht als Energieträger im Verkehr genutzt; der Aufbau zweier neuer Infrastrukturen, d. h. Ladeinfrastruktur für Strom und Betankungsinfrastruktur für Wasserstoff sowie auf Wasserstoff angepasste Fahrzeugkonzepte und -technologien stellen gegenüber einer reinen Stromnutzung ein teureres Szenario dar. Die Mehrkosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur könnten anders bewertet werden, wenn auch andere Sektoren einen Wasserstoffpfad einschlagen würden und der Verkehr vom gemeinsam erzielten technischen Fortschritt profitieren könnte. Im *Basisszenario*, welches auf eine 80%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 abzielt, ist der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger auch in anderen Sektoren nicht erforderlich. Da er auch in anderen Sektoren zumeist mit höheren Kosten verbunden ist, wird er in diesen ebenfalls nicht genutzt.

Unter diesen Rahmenbedingungen stellt Abbildung 34 die Entwicklung des PKW-Bestandes in Deutschland nach Antriebsarten ohne den Markteintritt von PKW mit Wasserstoffbrennstoffzellen (H2-BZ) dar. Die heutige bipolare Welt von Benzin- und Diesel-PKW mit marginalen Anteilen an Erdgas (CNG) und Autogas-PKW (LPG) verändert sich nach 2020 deutlich. Der Bestand an PKW mit Verbrennungsmotoren inklusive Hybriden ohne Stecker verringert sich auf rund ein Viertel aller

PKW in 2050. Diesel fallen sogar auf fast ein Zehntel des heutigen Wertes, bedingt durch ihre Konkurrenz mit der Nutzung von Diesel und Biodiesel im schweren LKW-Verkehr und aufgrund der Anpassung der Steuersätze zugunsten von Benzinern. Diese Nutzungskonkurrenz um Biomasse entsteht bei Benzinern in geringerem Umfang, da die Ausgangsstoffe zur Erzeugung von Bioethanol und die Erzeugungskapazitäten weniger knapp sind. Fast 30 Mio. PKW fahren in 2050 elektrisch (Battery Electric Vehicle, BEV) oder teil-elektrisch (Plug-in). Dabei liegt die Zahl der BEV um knapp 800.000 höher als die der Plug-in. Die hohe Zahl der Plug-in-Hybride stammt aus der Überganszeit, in der Batteriereichweiten begrenzt und Batteriekosten relativ hoch sind. Nach 2030 gewinnen die BEV an Attraktivität auch gegenüber Plug-in, so dass in den Jahren nach 2050 von einer vollständigen Umstellung auf BEV ausgegangen werden kann. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass die Entwicklungen in diesem sehr dynamischen Feld mit großen Unsicherheiten verbunden sind. Auch eine frühere und stärkere Verschiebung hin zu BEV erscheint möglich; BEV sind technologisch deutlich einfacher als Plug-ins, da sie nur einen Antriebsstrang benötigen und auch keine komplexe Steuerung von kombiniertem Strom- und Verbrennerantrieb erforderlich ist.

In 2050 liegt die PKW-Flotte um ca. 330.000 PKW niedriger als im *Referenzszenario*. LPG-PKW verlieren bis 2050 ganz an Bedeutung, aber auch CNG-PKW erreichen in der Spitze nur eine Zahl von rund 320.000 Einheiten im Bestand. 2020 erreicht die Flotte aus Plug-ins und BEV eine Anzahl von 800.000 PKW, davon knapp ein Viertel BEV.

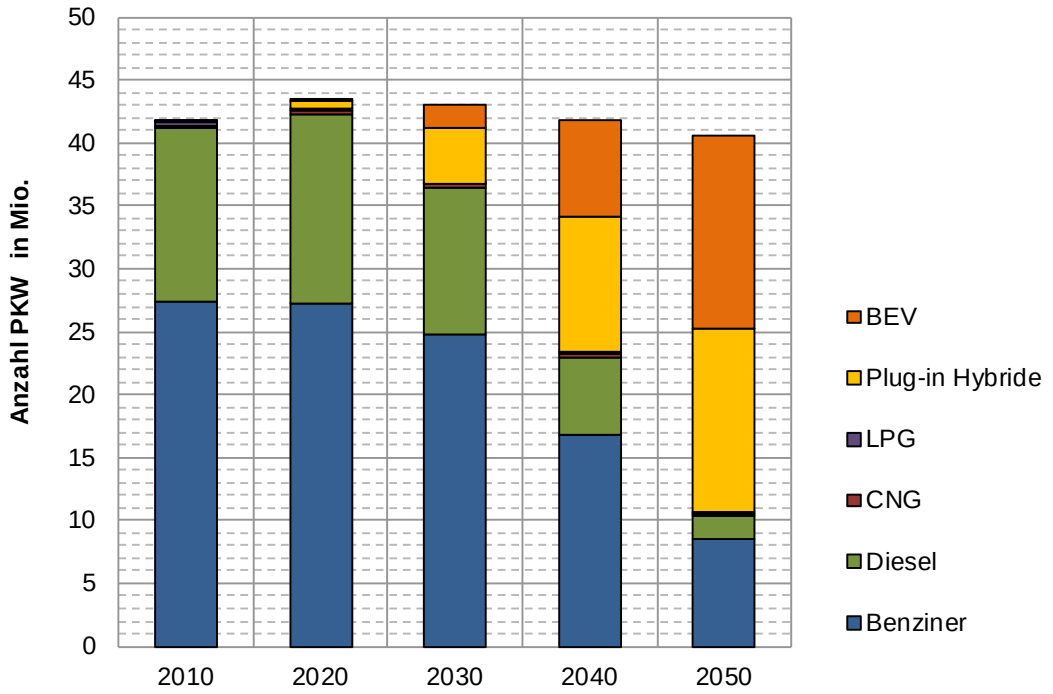



Abbildung 34: PKW-Flotte nach Antrieben im *Basisszenario*

Die folgende Abbildung 35 vertieft die Darstellung für die fünf Hauptgruppen von Biokraftstoffen. Teilweise werden diese nur in einem Verkehrsträger genutzt (z. B. Biokerosin im Luftverkehr, Bioethanol im Straßenverkehr mit PKW und L-NFz), während andere bei mehreren Verkehrsträgern eingesetzt werden (z. B. Bio-LNG bei schweren Nutzfahrzeugen (S-NFz), Binnenschiffen und in der Seeschifffahrt). Dabei können für die Nutzung der Biokraftstoffe folgende Beschränkungen vorliegen:

- **Nachfragebeschränkung** liegt vor, wenn größere Mengen eines Biokraftstoffes produziert werden könnten, d. h. sowohl Ausgangsbiomasse und Produktionskapazität vorhanden sind, diesen jedoch eine kleinere Nachfrage gegenübersteht. Dies ist beim Bioethanol und beim Biogas der Fall. Im ersteren Fall verringert sich die heute vorhandene Nachfrage durch Benzin-PKW durch Effizienzgewinne und alternative Antriebe drastisch, im zweiten Fall erreichen die Gas-PKW nie eine ausreichende Marktdiffusion aufgrund mangelnder Akzeptanz.
- **Angebotsbeschränkung** ist der häufiger auftretende Fall, der entweder aus der Verfügbarkeit der Ausgangsbiomasse oder der Produktionskapazitäten resultiert. Beschränkte Produktionskapazitäten sind auf längere Sicht noch für Bi-

okerosin zu erwarten sowie auch für Biodiesel der zweiten Generation. Insgesamt ist das Angebot an nachhaltiger Biomasse für den Gesamtkomplex der (diesel-)ähnlichen Stoffe (Biodiesel, Biokerosin, Bio-LNG) beschränkt.

Aus diesen Gründen steigt die Nachfrage nach Bioethanol zwischen 2010 und 2020 sehr deutlich an auf rund 21 TWh, verharrt dann aber bis 2050 auf einem Niveau von 22 bis 23 TWh. Anteilsmäßig in Bezug auf den Endenergieverbrauch im Verkehr bedeutet dies aber eine Entwicklung von 3 % in 2020 auf rund 6 % in 2050, da sich der Endenergieverbrauch in dieser Periode deutlich verringert.

Beim Biodiesel verläuft die Entwicklung ähnlich: Bis 2020 steigt der Absatz auf 36 TWh. Nach einem Höchststand von über 37 TWh vor 2030 sinkt der Absatz auf 35 TWh bis 2050. Damit werden die Höchstwerte von rund 42 TWh Absatz von vor 2010 nicht nochmals erreicht. Der Absatz in 2050 entspricht 9 % des deutschen Endenergieverbrauches im Verkehr.

Die anderen Biokraftstoffe verzeichnen einen kontinuierlichen Anstieg von Produktion und Nachfrage, allerdings mit unterschiedlicher Dynamik. Biogas erreicht sein Maximum mit 8 TWh Absatz in den 2040er Jahren und kommt mangels Fahrzeugabsatz über einen Anteil von 2 % am Endenergieverbrauch des Verkehrs nicht hinaus. Alleine PKW, leichte Nutzfahrzeuge und einige Busse fahren mit Gasmotor. Für schwere LKW ist der Gasantrieb aufgrund des erforderlichen Volumens für den Tank nicht geeignet. Dieser würde zu massiven Einbußen an Ladevolumen führen. In 2050 ist dem Gas ein Anteil von 50 % Biogas beigemischt.

LNG stellt eine alternative Option für den Schiffs- und LKW-Verkehr dar. In 2050 wird erwartet, dass ein Anteil von 30 % der LNG-Nachfrage durch Bio-LNG gedeckt wird. Dies gelingt durch die Bereitstellung der nötigen Betankungsinfrastruktur getrieben durch die europäische Politik (EU TEN-V Verordnung 1315/2013 in Kombination mit der EU Richtlinie 2014/94) und die gleichzeitige Setzung von Quoten für Bio-LNG. Der Absatz in 2050 liegt über 16 TWh und damit bei gut 4 %, zwei Drittel davon im Schiffsverkehr.

Die stärkste Nutzung von Biokraftstoffen entsteht aber durch Biokerosin im Luftverkehr. Die Verpflichtung zur Reduktion von THG im Luftverkehr führt dazu, dass in 2020 rund 5 TWh Biokerosin im von Deutschland ausgehenden Luftverkehr genutzt werden und dieser Wert bis 2050 sich auf 53 TWh verzehnfacht. Biokerosin stellt damit nach Strom und Diesel den drittwichtigsten Energieträger dar. Der Anteil von Biokerosin im Luftverkehr steigt von 5 % auf 53 %. Durch die Ergebnisse der Klimaverhandlungen von Paris in 2015 erhöht sich der Druck Maßnahmen im Luftverkehr einzuführen. Die Luftfahrtindustrie arbeitet an der Einführung einer

marktbasierten Maßnahme zur Reduktion der $CO_2$-Emission aus dem Luftverkehr, dies allerdings bereits seit fast einem Jahrzehnt. Aufgrund der Unsicherheiten der tatsächlichen Einführung effektiver Maßnahmen müsste ein steigender Anteil von Biokerosin im Luftverkehr zumindest für den Zeithorizont 2016 bis 2025 durch eine Beimischungsquote erreicht werden.

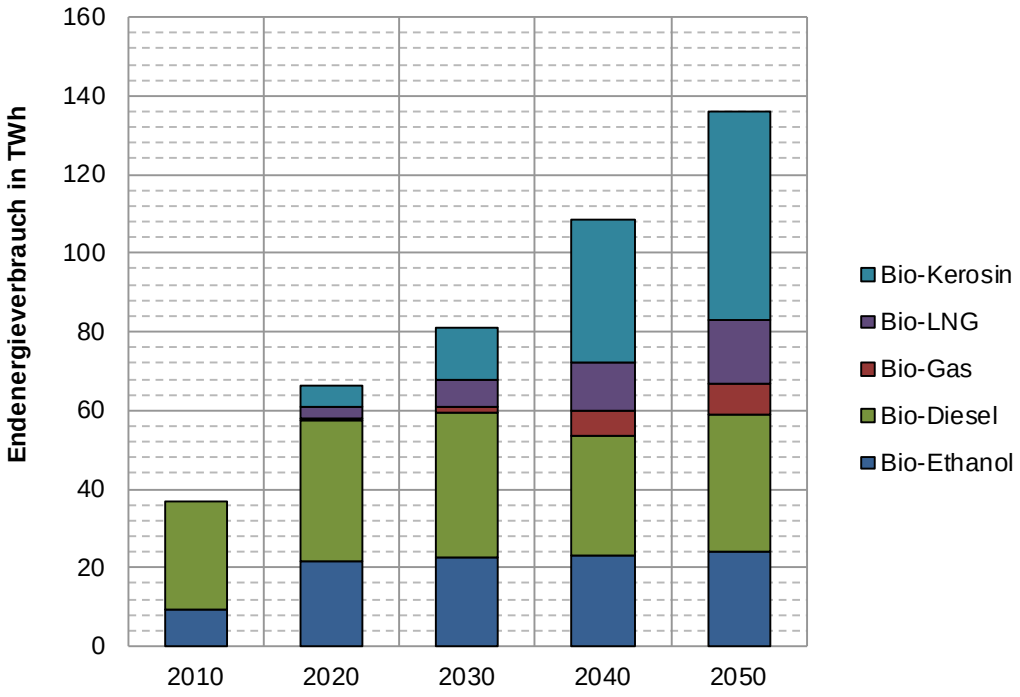



Abbildung 35: Entwicklung der Nachfrage nach Biokraftstoffen im *Basisszenario*

Die Personenverkehrsleistung mit PKW, Bahn, Bus und Rad sinkt zunächst bis 2020 leicht und dann bis 2040 stärker. Dabei werden insbesondere Fahrten in der Kategorie von 10 bis 50 km angepasst und andere Ziele mit kürzeren Entfernungen gewählt, so dass die Verkehrsleistung in der Kategorie 2 bis 10 km leicht zunimmt. Bis 2040 wird so eine Reduktion um 11 % erreicht. Danach setzt durch die kontinuierliche Verbesserung der Effizienz und Fahrzeugkosten ein leichter Rebound-Effekt ein, so dass die Reduktion in 2050 nur noch 8 % beträgt. Gegenüber dem *Referenzszenario* beträgt die Reduktion der bodengebundenen Personenverkehrsleistung immer noch 12 %. Der PKW-Verkehr im Basisszenario verringert sich bis 2050 gegenüber 2010 ebenfalls um 12 %, während Busse um 21 % zulegen und die Bahn um 13 %. Da spezielle Maßnahmen für den Radverkehr nicht ergriffen werden, kann dieser nicht nennenswert profitieren.

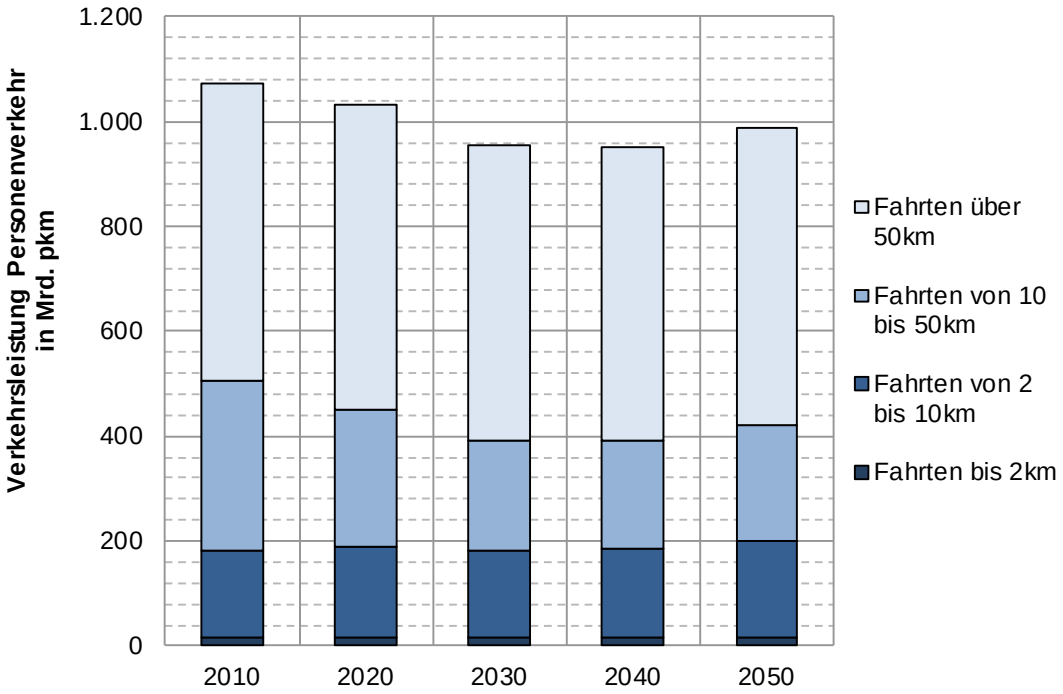



Abbildung 36: Entwicklung der Verkehrsleistung im bodengebundenen Personenverkehr im *Basisszenario*

Der Güterverkehr zeigt noch ein leicht wachsendes Aufkommen bis 2050 mit einem Anstieg von rund 10 % gegenüber 2010. In der modalen Verteilung sind allerdings deutliche Verschiebungen festzustellen. Die Bahn profitiert insbesondere bei den länger laufenden Verkehren von den Maßnahmen zur Verlagerung auf die Bahn, z. B. höhere Besteuerung des Diesels, $CO_2$-Bepreisung der Kraftstoffe, Ausbau der Bahninfrastruktur mit einem Fokus auf die Realisierung der TEN-V und der europäischen Güterverkehrskorridore, der Seehafen-Hinterlandanbindung und neuer Gleisanschlüsse bei größeren Quellen oder Senken. Damit gelingt es auch, die Abhängigkeit der Bahn von ohnehin abnehmenden Massengutverkehren zu verringern und neue Märkte zu erschließen. Das Aufkommen auf der Bahn verdoppelt sich dadurch bis 2050. Rund die Hälfte dieses Zugewinns realisiert die Bahn auch im *Referenzszenario*, während die andere Hälfte des zusätzlichen Aufkommens von der Straße verlagert wird. Die Binnenschifffahrt kann nur im Vergleich zum *Referenzszenario* leicht gewinnen, verliert aber absolut gegenüber 2010. Hier machen sich die Trends der Abnahme der Massengütertransporte und die Schwierigkeiten, bei zunehmendem Klimawandel einen zuverlässigen Binnenschifffahrtsverkehr zu garantieren, deutlich bemerkbar.

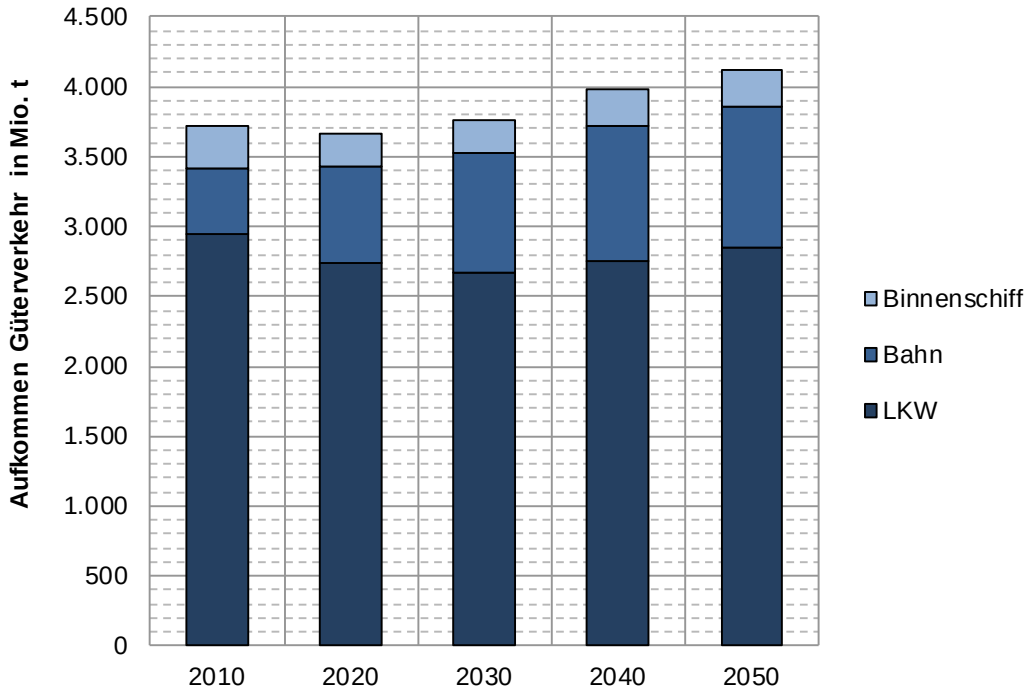



Abbildung 37: Entwicklung des Güteraufkommens im *Basisszenario*

Da die Bahn vor allem die langlaufenden Verkehre an sich zieht, wird die sich beim Aufkommen abzeichnende Entwicklung bei der Verkehrsleistung verstärkt (siehe Abbildung 38). Diese steigt bis 2030 um über 30 % und bis 2050 um rund 50 %. Gegenüber 2010, einem Jahr mit durch die ökonomische Krise von 2008/2009 noch relativ niedriger Bahnnachfrage, verdreifacht sich die Verkehrsleistung der Bahn und nähert sich dem LKW an, der über diesen Zeitraum genauso wie das Binnenschiff nur einen Zuwachs von rund 5 % erzielen kann. In 2050 hält der LKW dann noch einen Anteil am Modal Split von knapp 50 %, während die Bahn auf knapp 44 % kommt und das Binnenschiff gut 7 % erreicht. Das Wachstum der Verkehrsleistung ist auch darauf zurückzuführen, dass die Bahn für viele Quell-Ziel-Verbindungen im Vergleich mit dem LKW aufgrund der geringeren Netzdichte weitere Distanzen fahren muss.[8]

8 Dieser Effekt könnte in der Modellierung jedoch etwas überzeichnet sein, da der Ausbau der Bahninfrastruktur mit *ASTRA-L* nicht im Detail simuliert werden kann.

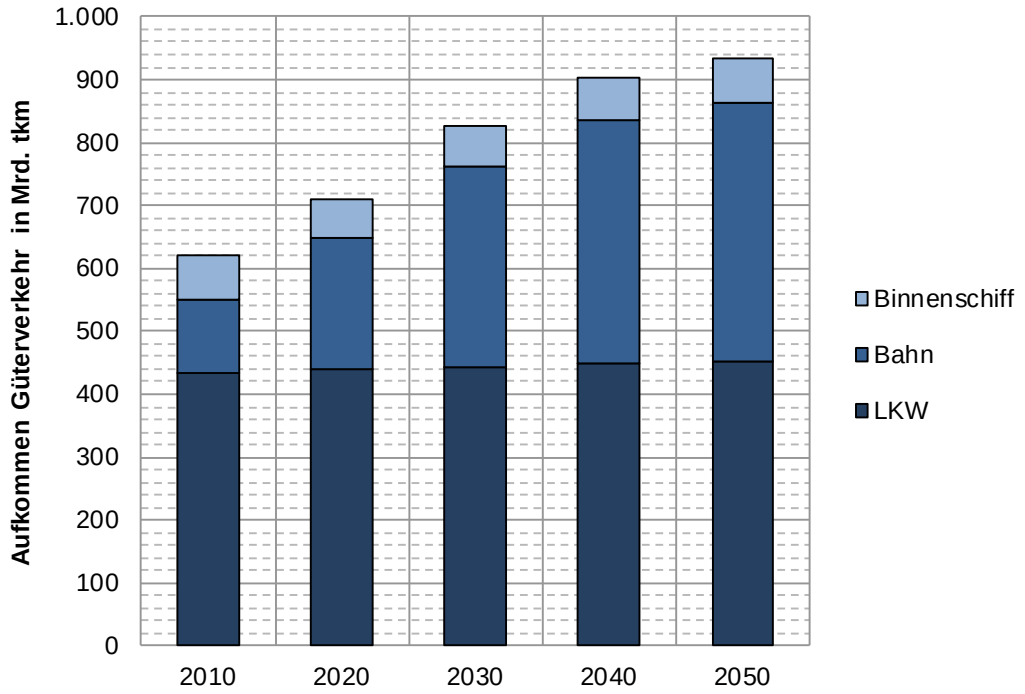



Abbildung 38: Entwicklung der Güterverkehrsleistung im *Basisszenario*

Betrachtet man die systemische Effizienz als Energieverbrauch pro gefahrene Personenkilometer (pkm), ergibt sich im *Basisszenario* folgendes Bild: PKW müssen ihre systemische Effizienz von 2010 bis 2050 um 2,4 % jährlich verbessern. Die höchsten Verbesserungen fallen in die Periode von 2030 bis 2040 mit 3,1 % jährlicher Effizienzverbesserung. Für leichte Nutzfahrzeuge ergibt sich ein Wert von 1,3 %, ebenfalls mit der stärksten Verbesserung von 2030 bis 2040. Bei schweren Nutzfahrzeugen steigt die systemische Effizienz nur um 0,8 % jährlich; allerdings mit der Einführung der ersten Standards für S-NFz liegt die Verbesserung mit 1 % jährlich von 2020 bis 2030 in dieser Periode am höchsten.

## 4.5 Vergleich der Szenarien und Fazit

Das *Referenzszenario* und das *Basisszenario* lassen sich für den Verkehr anhand der Sicht auf die Verkehrs- und die Energieträger vergleichen. Abbildung 39 zeigt den Vergleich der Verkehrsträger. Als erstes fällt auf, dass in beiden Szenarien der Gesamtverbrauch sinkt und dass diese Entwicklung in beiden Szenarien sehr stark durch den PKW-Verkehr getrieben wird. Aber auch alle anderen Verkehrsträger weisen im *Basisszenario* einen niedrigeren Endenergieverbrauch auf als im *Referenzszenario*, mit der Ausnahme der leichten Nutzfahrzeuge. Hier ergibt sich in *ASTRA-L* zwar auch eine starke Verlagerung des Güterverkehrs von schweren

Nutzfahrzeugen auf die Bahn, aber auch die leichten Nutzfahrzeuge profitieren von dieser Entwicklung. Hier bleibt zu prüfen, ob das Ergebnis realistisch und verkehrspolitisch sinnvoll ist oder ob an dieser Stelle gegengesteuert werden sollte. D. h. ein substanzieller Unterschied von *Basis*- und *Referenzszenario* besteht darin, dass im *Basisszenario* alle Verkehrsträger zur Reduktion des Endenergieverbrauches beitragen, während es im *Referenzszenario* vor allem der Straßenverkehr und insbesondere der PKW-Verkehr ist.

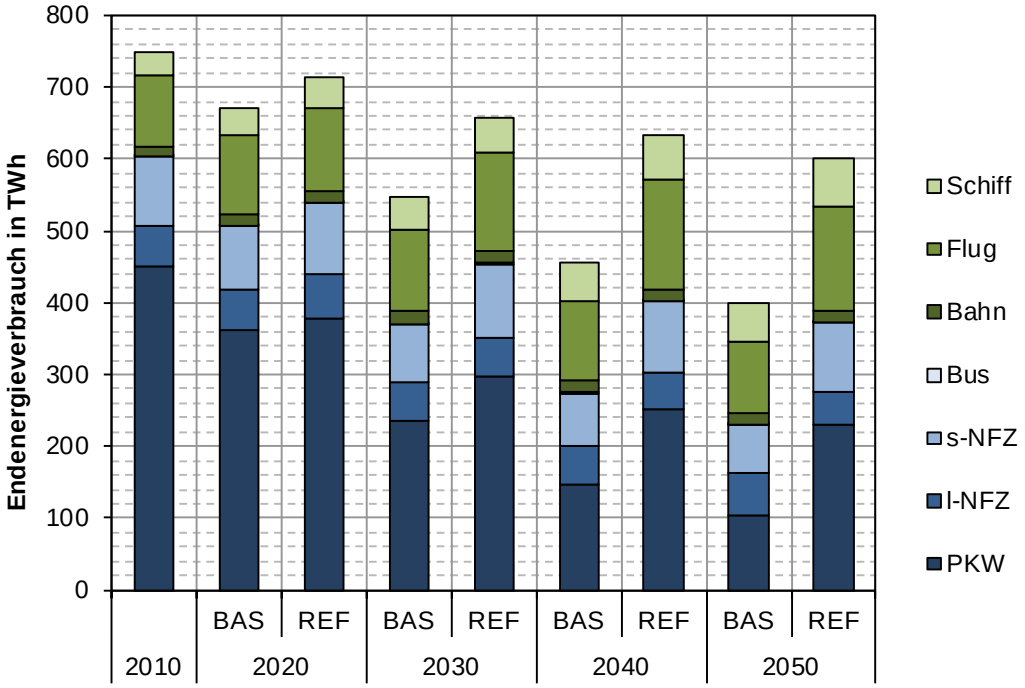



Abbildung 39: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Verkehrsträgern (*Basis*- und *Referenzszenario*)

Aus der Perspektive der Energieträger liegt der Unterschied in der Entwicklung zwischen den Szenarien im deutlichen Rückgang der Nutzung der fossilen Energieträger, in der geänderten Nutzung der Bioenergie sowie im starken Anstieg der Stromnutzung. Diesel- und Benzinnutzung im Straßenverkehr im *Referenzszenario* werden ersetzt durch weitere Effizienzgewinne und die verstärkte Nutzung von Strom bei PKW, L-NFz, S-NFz und Bussen im *Basisszenario*. Die nachgefragte Biomasse steigt um 33 TWh gegenüber dem *Referenzszenario* auf 136 TWh und wird stärker fokussiert auf den Luftverkehr (55 TWh), die Seeschifffahrt (34 TWh) und die S-NFz (11 TWh). Insgesamt sinkt im *Basisszenario* bis 2050 die Nutzung fossiler Energieträger im Verkehr auf ein Fünftel gegenüber 2010. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch beträgt aber immer noch fast 40 %.

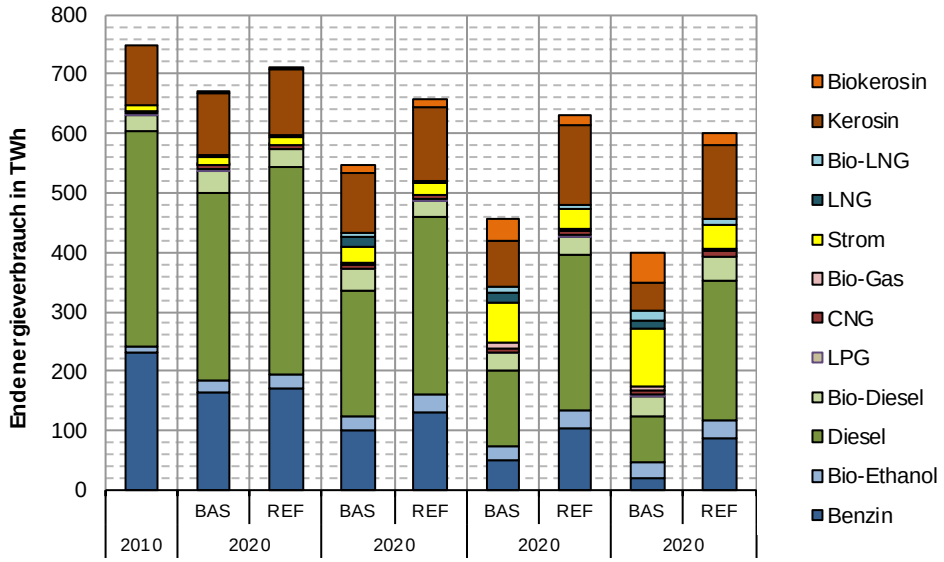



Abbildung 40: Vergleich des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Energieträgern (*Basis*- und *Referenzszenario*)

Vor allem drei Faktoren sind verantwortlich für die Reduktion des Endenergieverbrauches im Verkehr im *Basis*- gegenüber dem *Referenzszenario*:

- **Energieeffizienzsteigerung** nicht nur im PKW-Straßenverkehr, sondern auch bei anderen Verkehrsträgern sowie bei schweren Nutzfahrzeugen.
- Die Ergreifung von **verkehrs- und steuerpolitischen Maßnahmen**, welche die relativen Kosten der Verkehrsträger verändern und so zu einer veränderten Modalwahl führen und im Personenverkehr zu einer veränderten Zielwahl mit Reduktion der Verkehrsleistung. Dies entspricht einer Ausprägung von suffizientem Verhalten im Verkehr.
- Die verstärkte Nutzung von **alternativen Energieträgern im Verkehr**, insbesondere **Strom**. Im *Basisszenario* entwickelt sich Strom zum größten Energieträger vor Diesel. Biomasse wird auch noch etwas stärker als im *Referenzszenario* im Verkehr eingesetzt zu Lasten der anderen Sektoren.

Insgesamt vergrößert sich die Vielfalt der genutzten Energieträger. Dies gilt nicht nur für PKW, die auch in der Vergangenheit bereits Benzin, Diesel, CNG, LPG und E85 nutzten, sondern auch für andere Verkehrsträger, die bisher oft nur einen Kraftstoff verbrennen konnten, wie der Luftverkehr oder die Seeschifffahrt. Hier kommt jeweils mindestens eine Biokraftstoff-Option hinzu und wird auch in signifikantem Umfang eingesetzt, so dass z. B. für den PKW-Bereich nur noch deutlich geringere Mengen an Biokraftstoffen verfügbar sind.

Folgende weitere Aspekte für das *Basisszenario* sollen hier noch hervorgehoben werden:

1. Langfristig stellen die reinen Batteriefahrzeuge den größten Marktanteil bei PKW und verdrängen auch die Plug-in Hybride. Hierbei ist ein deutliches Absinken der Batteriepreise unterstellt, wie es sich bereits abzeichnet, so dass die Effizienz- und Komplexitätsvorteile der BEV sich durchsetzen.
2. In einem kosteneffizienten Szenario wird Wasserstoff im Verkehr keine Rolle spielen, da die Kosten für die Nutzer sowie für den Infrastrukturaufbau zu hoch sind, um mit den Alternativen konkurrieren zu können. Dies könnte sich ändern, wenn Wasserstoff in anderen Sektoren benötigt wird, z. B. zur Umsetzung weiterer ambitionierterer Klimaziele.
3. Im *Referenz*- und *Basisszenario* erhöht sich die Verkehrsleistung im Güterverkehr auf der Schiene deutlich. Dafür ist ein substanzieller Ausbau der Schieneninfrastruktur notwendig. Trotz dieses Ausbaus der Bahn für den Güterverkehr und bei ungefähr gleichbleibender Güterverkehrsnachfrage lässt sich ein $CO_2$-armer Güterverkehr nur mit technologisch angepassten schweren LKW realisieren. Begrenzungen der Verfügbarkeit von Biokraftstoffen sowie Restriktionen der Nutzung von Wasserstoff (z. B. Tankgrößen und minimal realisierbare Reichweiten ohne Betankung) lassen nur eine Umstellung auf Strom zu. Diese kann aufgrund von Begrenzungen durch Gewicht und Nutzlastvolumen nicht über Batterien erfolgen, sondern ist in diesem Vorhaben unter den in Tabelle 31 angegebenen Rahmenbedingungen durch den Aufbau einer Oberleitungs-Infrastruktur für Oberleitungs-Hybrid-LKW und deren Nutzung unterstellt worden. Diese leisten im *Basisszenario* rund 32 % der Verkehrsleistung von schweren LKW. Im *Referenzszenario* kommt diese Technologie nicht zum Einsatz.
4. Der Überschuss an Biomasse zur Bioethanol-Produktion hält die (Plug-in-Hybrid-)Benziner im PKW-Markt und führt zur Verdrängung des Dieseleinsatzes bei PKW.
5. Deutlich sinkender Verbrauch an Diesel und Benzin wird die Mineralölsteuereinnahmen des Staates aus dem Verkehr zukünftig verringern.

Abschließend gibt Tabelle 34 einen Überblick über das Mengengerüst der beiden Szenarien aus verkehrlicher und energetischer Perspektive.

Tabelle 34: Vergleich zentraler Indikatoren der beiden Szenarien

| **Basisszenario** | | | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Verkehrs-leistung** | Personenverkehr* | Mrd. pkm | 1.074 | 1.031 | 957 | 952 | 989 |
| | Luftverkehr** | Mrd. pkm | 193 | 242 | 279 | 304 | 298 |
| | Güterverkehr* | Mrd. tkm | 619 | 709 | 826 | 904 | 934 |
| | Schiffsverkehr*** | Mrd. tkm | 1.742 | 2.330 | 2.880 | 3.620 | 4.040 |
| **Endenergie-nachfrage** | PKW | TWh | 450 | 363 | 236 | 147 | 104 |
| | LKW**** | TWh | 154 | 143 | 133 | 128 | 127 |
| | Bus | TWh | 0,44 | 0,44 | 0,45 | 0,45 | 0,45 |
| | Bahn | TWh | 12,5 | 17,1 | 18,3 | 16,1 | 14,0 |
| | Flug | TWh | 101 | 109 | 113 | 113 | 101 |
| | Schiff | TWh | 32 | 40 | 45 | 53 | 55 |
| | | | | | | | |
| | Fossil | TWh | 702 | 591 | 439 | 278 | 168 |
| | Strom | TWh | 9 | 15 | 27 | 70 | 96 |
| | Biokraftstoff | TWh | 37 | 66 | 81 | 108 | 136 |
| **Referenzszenario** | | | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
| **Verkehrs-leistung** | Personenverkehr* | Mrd. pkm | 1.074 | 1.070 | 1.071 | 1.099 | 1.126 |
| | Luftverkehr** | Mrd. pkm | 193 | 249 | 307 | 357 | 354 |
| | Güterverkehr* | Mrd. tkm | 617 | 704 | 774 | 829 | 858 |
| | Schiffsverkehr*** | Mrd. tkm | 1.742 | 2.350 | 2.970 | 3.760 | 4.355 |
| **Endenergie-nachfrage** | PKW | TWh | 450 | 379 | 297 | 252 | 231 |
| | LKW**** | TWh | 154 | 160 | 158 | 150 | 141 |
| | Bus | TWh | 0,44 | 0,43 | 0,43 | 0,42 | 0,40 |
| | Bahn | TWh | 12,5 | 15,3 | 15,9 | 16,2 | 16,1 |
| | Flug | TWh | 101 | 116 | 137 | 152 | 146 |
| | Schiff | TWh | 32 | 41 | 50 | 61 | 67 |
| | | | | | | | |
| | Fossil | TWh | 703 | 639 | 561 | 509 | 457 |
| | Strom | TWh | 9 | 12 | 19 | 32 | 42 |
| | Biokraftstoff | TWh | 37 | 62 | 79 | 92 | 103 |

*(* bodengebundener Verkehr in Deutschland*

*** nationaler und internationaler Flugverkehr*

**** nationale und internationale Seeschifffahrt*

***** leichte und schwere Nutzfahrzeuge)*

Suffizienz ist für den Verkehrssektor nicht als externer Treiber hinterlegt worden. Allerdings gehen im *Basisszenario* die Verkehrsleistungen im Personenverkehr zurück (siehe Tabelle 34). Dies geschieht als Reaktion der Verkehrsnutzer auf die ökonomischen Instrumente (z. B. Erhöhung der Mineralölsteuer). Diese führt zu einer geänderten Zielwahl, d. h. Wahl von Zielen mit kürzeren Wegen und daher

geringeren Kosten, und auch zu einer geänderten Modalwahl, d. h. Wahl von Verkehrsmitteln, die weniger oder gar nicht von Energiepreissteigerungen betroffen sind (z. B. Fahrrad). Hierbei handelt es sich um in *ASTRA* kostensensitiv modellierte Wahlentscheidungen und nicht um exogene Annahmen. Es ist z. B. keine Anpassung der Siedlungsstruktur zur Förderung von kurzen Wegen unterstellt worden, welche häufig als Suffizienzmaßnahme im Verkehrssektor diskutiert wird.

Im Güterverkehr steigt die Verkehrsleistung im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* sogar leicht an. Dies liegt an der geringeren Netzdichte im Schienenverkehr, so dass Transporte auf der Schiene häufig Umwege in Kauf nehmen, während LKW auf einem dichteren Straßennetz einen direkteren und damit kürzeren Weg wählen können. Der gleiche Effekt tritt bei einer Verlagerung auf die Binnenschifffahrt auf. Im Güterverkehr wurde ebenfalls keine exogene Suffizienzmaßnahme unterstellt. Hier wird in der Literatur häufig die Umstellung auf regionale Wirtschaftskreisläufe angeführt.

## 4.6 Differenzkosten des Verkehrssektors

In diesem Kapitel werden zwei Darstellungen zum Vergleich der Kosten der beiden Szenarien für das Verkehrssystem präsentiert:

- Die **Differenzkosten** gebildet aus der Differenz der zusätzlichen Investitionen im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* sowie der Differenz der veränderten Energieausgaben, die im Allgemeinen in Klimaschutzszenarien wie dem *Basisszenario* durch Effizienzgewinne zu monetären Einsparungen führen. Veränderte Investitionen und Energieausgaben ohne Berücksichtigung von Steuern werden durch Annuisierung und Diskontierung auf den heutigen Zeitpunkt bezogen und so vergleichbar gemacht. Die Differenzkosten sind in analoger Weise auch für die anderen Nachfragesektoren abgeschätzt und im Bericht dargestellt.
- Die **Systemkosten** oder **Gesamtausgaben** als makroökonomischer Indikator der veränderten Ausgaben für den Verkehr ebenfalls im Vergleich zwischen dem *Basis*- und dem *Referenzszenario*. Die Systemkosten bilden die ausgabewirksamen Finanzströme in einem makroökonomischen Modell ab, z. B. die Ausgaben für Kraftstoffe inklusive der Energiesteuern und Mehrwertsteuer (MwSt.), Ausgaben für LKW-Maut, Ausgaben für den Kauf von PKW, Investitionen in Netzinfrastrukturen und Terminals oder Bahnhöfe, etc. Wichtige Unterschiede zu den Differenzkosten liegen in der Berücksichtigung von Steuern und Abga-

ben im Verkehr, die sich zwischen den Szenarien deutlich unterscheiden, sowie in der Art der Berücksichtigung von Investitionen. Die Investitionen werden im Jahr der Erstellung ökonomisch voll wirksam (schaffen z. B. Beschäftigung) und werden nicht annuisiert. Die Vergleichbarkeit der monetären Werte zu verschiedenen Zeitpunkten wird durch den Bezug auf eine einheitlich Preisbasis und die Betrachtung von realen Preisen gewährleistet. Investitionen können Top-Down und Bottom-up abgeschätzt werden. Top-Down werden z. B. Investitionen in Netzinfrastrukturen in Abhängigkeit der Entwicklung der Verkehrsnachfrage und des Bruttoinlandsproduktes abgeschätzt, also nicht über die Betrachtung und Verortung einzelner konkreter Projekte. Bottom-up können z. B. Investitionen in Fahrzeuge in Abhängigkeit von Fahrzeugparametern (Größe, Antriebsart) abgeschätzt werden. Trotzdem kann die Abschätzung der Investitionskosten in dieser makro-ökonomischen Perspektive nur weniger detailliert erfolgen als bei einer techno-ökonomischen Betrachtung, wie sie bei der Berechnung der Differenzkosten verfolgt wird.

Das für den Verkehrssektor eingesetzte Modell *ASTRA-L* berechnet für den territorialen Verkehr in Deutschland endogen die Systemkosten des Verkehrs. Die Systemkosten sind nicht identisch mit den in den anderen Kapiteln diskutierten Differenzkosten, sondern stellen einen weiteren, zusätzlichen Indikator zur ökonomischen Bewertung der Szenarien aus gesamtwirtschaftlicher Sicht dar. Die dargestellten Systemkosten beinhalten:

- Ausgaben für Kraftstoffe, Nutzergebühren, Fahrzeuge, ÖV-Tickets, Mehrwertsteuer, Wartung und Versicherungen im Personenverkehr.
- Ausgaben für Kraftstoffe, Nutzergebühren, Wartung, Fahrzeuge und Fahrer im Güterverkehr.
- Investitionen in Verkehrsnetze, Terminals und Bahnhöfe in Abhängigkeit von BIP und Verkehrsnachfrage.

Die folgende Abbildung 41 stellt die Differenz der Systemkosten des Verkehrs zwischen den beiden Szenarien dar. Positive Werte zeigen eine Zunahme der Systemkosten und einzelner Kostenkomponenten im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* an. Dabei ist zu beachten, dass häufig zusätzlichen Ausgaben an anderer Stelle des ökonomischen Systems Einsparungen gegenüberstehen. Beispielsweise werden im *Basisszenario* weniger PKW abgesetzt, dafür steigt der Preis des einzelnen PKW. Dies betrifft ebenso die schweren LKW. Ähnliches gilt für die variablen Kosten, bei denen der Energieverbrauch pro km sinkt, gleichzeitig aber der Preis pro Energieeinheit steigt, so dass der Saldo der Ausgaben in beide

Richtungen ausfallen kann. Sonstige Ausgaben (wie z. B. Versicherungen und Wartungskosten) für den Personenverkehr sind die gesamten Ausgaben exklusive der dargestellten Kategorien, d. h. ohne Mineralölsteuer und Nutzergebühren. Bzgl. des Saldos der gesamten quantifizierten Ausgaben von 2010 bis 2050 ergibt sich für den Personenverkehr ein Anstieg um knapp 27 Mrd. EUR (d. h. weniger als eine Milliarde EUR pro Jahr) und für den Güterverkehr um 136 Mrd. EUR (d. h. im Mittel rund 3,5 Milliarden EUR pro Jahr). Dieses Verhältnis der Ausgaben spiegelt auch die größere Schwierigkeit wider, im Güterverkehr THG-Emissionen zu reduzieren. Diese Angaben beziehen sich auf reale Preise in $EUR_{2010}$ und werden zum jeweils angegebenen Zeitpunkt voll budgetwirksam, d. h. es wurde keine Annuisierung vorgenommen.[9]

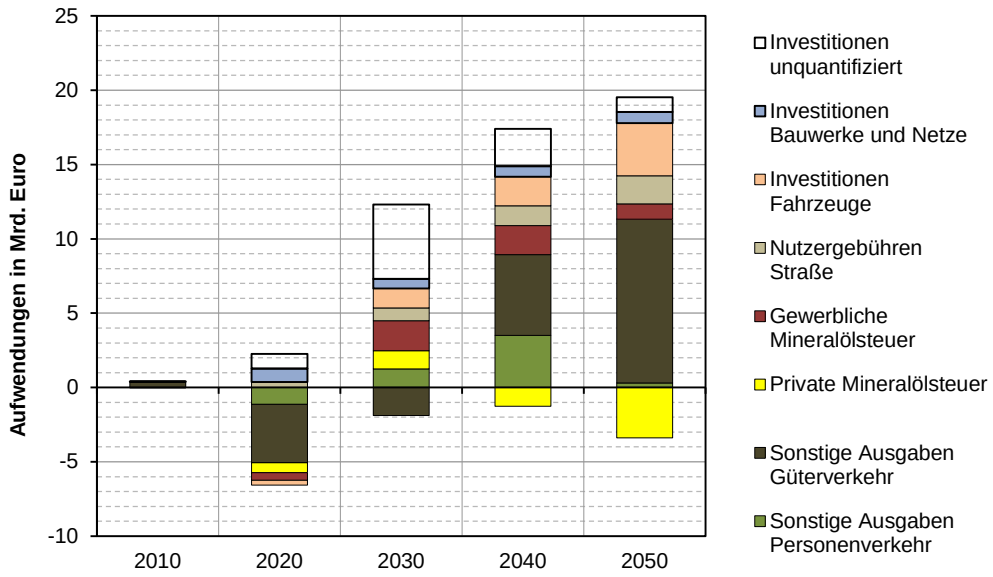



Abbildung 41: Vergleich der Systemkosten im Verkehr zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*

In der obigen Darstellung des Systemkostenvergleichs der beiden Szenarien sind folgende Bestandteile nicht enthalten, weil diese aufgrund des Top-Down-Ansatzes nicht explizit in *ASTRA* modelliert wurden, zum Berechnungszeitpunkt noch

9 Für laufende Kosten wie Kraftstoffe oder Versicherung ist ohnehin keine Annuisierung notwendig. Diese kann aber sinnvoll sein für langlebige Investitionsgüter wie Verkehrsinfrastrukturen oder Fahrzeuge.

nicht quantifizierbar waren und/oder Elemente des internationalen Verkehrs darstellen:

- Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen insbesondere Biokerosin und Bio-LNG; diese werden in einfacher Form im Umwandlungssektor abgebildet.
- Kosten zum Aufbau der Infrastruktur für Oberleitungs-LKW (OH-LKW)[10] sowie Aufbau der Produktionsanlagen dieser Fahrzeuge.
- Zusätzliche Kosten zum Aufbau von Infrastrukturen zur Erfassung der Nutzergebühren, die komplett neu eingeführt werden.
- Kosten zum Aus- und Aufbau der Infrastruktur der internationalen Verkehre, d. h. Häfen und Flughäfen.

Die Kategorie *Investitionen unquantifiziert* in Abbildung 41 soll darauf hinweisen, dass die Kostenschätzungen Lücken bergen, ohne eine exakte quantitative Aussage zu implizieren. Diese Lücken betreffen insbesondere die Infrastrukturen neuer Antriebstechnologien. Dazu gehört die Infrastruktur zum Betrieb der OH-LKW sowie Ladeinfrastruktur zum forcierten Ausbau der E-Mobilität. Diese wird jeweils mit einem Bottom-up Ansatz in den folgenden Differenzkosten abgeschätzt. Der Aufbau dieser beiden Infrastrukturen wird vor 2030 begonnen und auch nach diesem Jahr andauern, so dass zu diesem Zeitpunkt mit einem höheren unquantifizierten Kostenbeitrag gerechnet wird als zu anderen Zeitpunkten.

Für die **Abschätzung der Differenzkosten** – analog zum Vorgehen in den anderen Nachfragesektoren – wurden die investiven Ausgaben in Kategorien unterteilt und mit Annahmen zu durchschnittlichen Lebensdauern und für dieses Vorhaben vereinbarten Zinssätzen annuisiert sowie in den obigen Systemkosten nicht modellmäßig abgebildete ausgewählte Investitionen zusätzlich abgeschätzt. Der gewählte Zinssatz für Fahrzeuge beträgt 7 %. Zur besseren Vergleichbarkeit mit den übrigen Sektoren wurde auch für die Verkehrsinfrastrukturen ein Zinssatz von 7 % verwendet, auch wenn im Allgemeinen mit niedrigeren Zinssätzen für Verkehrs-

10 Die Abkürzung OH-LKW ergibt sich aus Oberleitungs-Hybrid-LKW, da diese LKW neben der Energieversorgung durch die Oberleitung aufgrund der nicht flächendeckend verfügbaren Infrastrukturen noch über eine zweite Antriebs- bzw. Energieträgeroption verfügen müssen. Dies dürfte in den ersten Jahrzehnten der Nutzung von OH-LKW ein Diesel- oder LNG-Motor sein, nach 2040 könnte auch eine Batterie oder Brennstoffzelle in Frage kommen.

wege gerechnet wird. Z. B. wurden von 1985 bis 2014 in der Bundesverkehrswegeplanung 3 % verwendet. Für den Bundesverkehrswegeplan 2016 wurde dieser Satz sogar auf 1,7 % abgesenkt [PTV und TCI Röhling 2016].

Annuisiert wurden folgende Investitionskategorien:

- Das Saldo aller zusätzlichen Fahrzeuginvestitionen in ASTRA gegenüber dem *Referenzszenario*: Hier können auch negative Werte, also vermiedene Investitionen auftreten, z. B. durch Verlagerung auf die Bahn und dadurch geringeren Bedarf an Investitionen in LKW sowie durch wegfallende PKW-Nachfrage als Reaktion auf steigende Energiekosten und verbessertes ÖV-Angebot. Durch verringerte Fahrzeugabsatzzahlen verringern sich die Investitionen in Straßenfahrzeuge in zahlreichen Jahren. Mit Lebensdauern von 10 Jahren für LKW, 18 Jahren für PKW und 30 Jahren für Bahnen und Binnenschiffe ergibt sich im *Basisszenario* ein zusätzlicher annuisierter Investitionsaufwand von 2015 bis 2050 von 63 Mrd. EUR für Fahrzeuge gegenüber dem *Referenzszenario*. Der größte Anteil entfällt hierbei auf zusätzliche Kosten für neue Technologien im PKW-Bereich, denen, wie die oben dargestellte Systemkostenbetrachtung zeigt, Einsparungen bei variablen Kosten in ähnlicher Größenordnung gegenüberstehen. Bei den Systemkosten weist der Personenverkehr im *Basisszenario* nur einen relativ geringen Anstieg gegenüber dem *Referenzszenario* auf.
- Die Veränderung der Infrastrukturinvestitionen in Netze und sonstige Infrastrukturen, ohne die Einführung neuer Technologien (d. h. ohne Oberleitungs-LKW und Forcierung der Elektromobilität): Mit Lebensdauern von 40 Jahren für Netze und 25 Jahren für sonstige Infrastrukturen (z. B. Umschlagsanlagen, Bahnhöfe) ergeben sich von 2015 bis 2050 zusätzliche annuisierte Kosten durch Investitionen in Höhe von 38 Mrd. EUR. Hier ist zu beachten, dass wichtige Infrastrukturinvestitionen der Bahn (z. B. TEN-V) bereits Bestandteil des *Referenzszenarios* sind.
- Die Verstärkung der Investitionen in Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bereits für die moderate Durchdringung mit E-Fahrzeugen im *Referenzszenario* werden private Ladepunkte (zu Hause, im Büro) sowie in sehr begrenztem Umfang auch öffentliche Ladepunkte und in moderatem Umfang auch öffentliche Schnelllader an Fernverkehrsstrecken aufgebaut. Im *Basisszenario* erhöht sich die Zahl der E-Fahrzeuge deutlich, so dass (1) weitere private Ladepunkte hinzukommen (hierbei ist auch berücksichtigt, dass mittelfristig zusätzliche Ladepunkte auch beim Kauf von elektrischen Gebrauchtwagen benötigt werden, nicht nur in Abhängigkeit von den Neuwagenverkäufen), (2)

nun auch vermehrt kostspieligere Laternenladesäulen benötigt werden, da neben den garagenbesitzenden Erstnutzern des *Referenzszenarios* auch Nutzer ohne eigene Garage/Stellplatz auf E-Fahrzeuge umsteigen. Letztere benötigen Ladesäulen im öffentlichen Raum oft mit Anschluss an eine Straßenlaterne. (3) werden für mehr E-Fahrzeuge auch mehr Schnellladesäulen für den Fernverkehr benötigt. Außerdem wird bei Lebensdauern der Ladeinfrastruktur von 20 Jahren erwartet, dass ein großer Teil der zusätzlichen Ladeinfrastruktur bis 2050 einmal erneuert werden muss. Damit ergeben sich im Basisszenario gegenüber dem Referenzszenario zusätzliche annuisierte Infrastrukturinvestitionen für E-Fahrzeuge von 34 Mrd. EUR für den Zeitraum 2016 bis 2050.

- Die Investitionen zur Einführung von Oberleitungs-LKW getrennt nach Mehraufwand für Fahrzeuge und Infrastrukturinvestitionen: Mittlerweile liegen erste Zahlen zu den Kosten des Aufbaus eines Oberleitungs-LKWs in Deutschland vor. Unsere Kostenschätzung geht von Zusatzkosten eines Oberleitungs-LKWs von 24.000 EUR pro LKW aus und von Kosten des Aufbaus einer Oberleitung jeweils auf den rechten Spuren einer Autobahn von 2,5 Mio. EUR pro Autobahn km. Nach unserer Einschätzung genügt die Ausstattung von rund 4.500 km Autobahn, um die wichtigsten Relationen abzudecken und eine Flotte von rund 85.000 OH-LKW auszulasten. Mit dem Aufbau der Infrastruktur wird 2027 begonnen, so dass 2030 1.050 km Autobahn ausgestattet sind, 2035 dann 2.850 km und 2040 4.200 km. Wegen der hohen Laufleistungen werden die OH-LKW nach fünf Jahren ausgemustert. Mit diesen Angaben errechnet sich eine Summe der Annuitäten für die Zusatzausgaben für Fahrzeuge von 7,3 Mrd. EUR und für die Infrastruktur von 17,4 Mrd. EUR. Diese Ausgaben sind in den oben dargestellten Systemkosten bisher nicht enthalten.
- In Summe liegt der Anstieg der annuisierten Infrastrukturkosten im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* in ähnlicher Größenordnung wie der Anstieg der Fahrzeuginvestitionen. Für den Zeitraum 2016 bis 2050 belaufen sich die Mehrkosten der Infrastrukturinvestitionen im *Basisszenario* auf 89 Mrd. EUR. Die gesamten annuisierten Differenzinvestitionen des *Basisszenarios* im Verkehr gegenüber dem *Referenzszenario* betragen für den Zeitraum 2016 bis 2050 153 Mrd. EUR.

Tabelle 35 zeigt die systemanalytischen Differenzkosten zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*. In diesen sind unter der Kostenart „Fixkosten“ nur die annuisierten Investitionen verbucht und den Energiekosten ohne Steuern und Abgaben gegen-

übergestellt. Zusätzliche Investitionskosten im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* erreichen im Jahr 2040 mit etwas über 8 Mrd. EUR pro Jahr einen Höhepunkt, wobei der größte Teil mit rund 4,2 Mrd. EUR auf den Aufbau neuer Infrastrukturen entfällt. Nach 2040 gehen die zusätzlichen Fixkosten durch Einsparungen bei Investitionen für PKW aufgrund sinkender Absatzzahlen und sinkender Preisaufschläge alternativer Antriebstechnologien gegenüber konventionellen Technologien deutlich zurück. Dagegen erhöhen sich die Einsparungen bei Energiekosten kontinuierlich über die Zeit getrieben durch kontinuierliche Effizienzverbesserungen, die über die Zeit in die Fahrzeugflotten diffundieren, sowie durch Elektrifizierung im Straßenverkehr, womit ebenfalls eine substanzielle Senkung der Energiekosten erreicht wird. Daher wird das Maximum der eingesparten Energiekosten im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* mit fast 10 Mrd. EUR in 2050 erreicht. Im Saldo ergeben sich durch das *Basisszenario* gemessen an den Differenzkosten im Verkehr Einsparungen zwischen 65 Mio. EUR und fast 7 Mrd. EUR gegenüber dem *Referenzszenario*.

Tabelle 35: Übersicht der annuisierten (Differenz-)Fixkosten und Energiekosten der Verkehrsträger und Infrastrukturen in Mio. EUR

| Anwendung | Kostenart | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| PKW | Fixkosten | 180 | 3.519 | 3.191 | -2.929 |
| Bus | Fixkosten | 7 | 14 | 19 | 20 |
| LKW | Fixkosten | -306 | -519 | 203 | 640 |
| Binnenschiffe | Fixkosten | -16 | -3 | 115 | 259 |
| Bahn | Fixkosten | 16 | 129 | 330 | 513 |
| Infrastruktur | Fixkosten | 453 | 1.997 | 4.208 | 4.547 |
| **Summe** | **Fixkosten** | **334** | **5.137** | **8.066** | **3.050** |
| PKW | Energie | -847 | -3.249 | -6.388 | -8.371 |
| Bus | Energie | 1 | 2 | 3 | 3 |
| LKW | Energie | -947 | -2.595 | -1.544 | -520 |
| Binnenschiffe | Energie | -103 | -296 | -551 | -1.059 |
| Bahn | Energie | 324 | 554 | 350 | 119 |
| Infrastruktur | Energie | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Summe** | **Energie** | **-1.573** | **-5.585** | **-8.131** | **-9.828** |
| **Summe** | **Gesamt** | **-1.239** | **-448** | **-65** | **-6.778** |

Es mag überraschend erscheinen, dass die Umstellung des Verkehrssektors von einem *Referenzszenario* auf ein 80 %-Klimaschutzszenario, wie es im *Basisszenario* angestrebt wird, mit einem durchaus beherrschbaren Kostenanstieg erreicht

werden kann, und sogar zu Einsparungen führt. Drei zentrale Gründe lassen sich hierfür anführen:

- **Mangelndes Zusammenspiel von Push- und Pullfaktoren** im *Referenzszenario*. Veränderungen des Verkehrsverhaltens werden durch Push- und Pullfaktoren initiiert. Pullfaktoren machen einen Verkehrsträger attraktiv und ziehen Nachfrage auf diesen. Pushfaktoren verringern die (relative) Attraktivität eines Verkehrsträgers und führen zu Verlagerungen weg von diesem Verkehrsträger zugunsten der anderen Verkehrsträger. Die größten modalen Veränderungen entstehen, wenn Push- und Pullfaktoren intelligent kombiniert werden. Durch die Richtlinien zur Implementierung der trans-europäischen Fernverkehrskorridore (TEN-V Netz) ist bis 2030 bereits eine massive Investitionsanstrengung zugunsten des Bahnverkehrs, insbesondere des Schienengüterfernverkehrs, festgelegt worden. Von 2015 bis 2030 sollen 77 Mrd. EUR vorwiegend in das Bahnnetz inklusive Umschlagterminals, europäischem Zugkontrollsystem (ERTMS) und Lärmminderung auf den sechs Deutschland querenden Korridoren investiert werden [Schade et al. 2015]. Die zugehörigen europäischen Richtlinien (1315/2013 und 1316/2013) sind seit 2013 verbindlich und wurden deshalb als Bestandteil des *Referenzszenarios* integriert. Diese Planung stellt einen massiven Pullfaktor zur Verlagerung auf die Bahn dar. Im *Referenzszenario* fehlen aber die adäquaten Pushfaktoren, die Anreize zur Verlagerung weg von der Straße setzen würden. Zumindest sind diese Anreize nicht stark genug ausgeprägt. Das *Basisszenario* behebt nun diesen Mangel an treibenden Pushfaktoren und setzt substanzielle Anreize, so dass Push- und Pullfaktoren sich ergänzen. Während im *Referenzszenario* die Mineralölsteuer und die LKW-Maut real konstant gehalten werden (was nominal bereits einem Anstieg entspräche), werden im *Basisszenario* sowohl die Mineralölsteuer als auch die LKW-Maut deutlich erhöht und ausgeweitet, bei gleichzeitiger Anpassung der Besteuerung von Diesel und Benzin sowie Berücksichtigung einer verstärkten $CO_2$-Bepreisung von Kraftstoffen. Damit werden die bereits im *Referenzszenario* substanziell realisierten Pullfaktoren intelligent kombiniert mit Pushfaktoren. Mit anderen Worten: Die erforderlichen Investitionen für eine Verlagerung auf die Bahn sind zu großen Anteilen bereits im *Referenzszenario* enthalten. Deswegen fallen die zusätzlichen Infrastrukturinvestitionen im *Basisszenario* niedriger aus als allgemein erwartet. Die erhöhten Ausgaben für die Mineralölsteuer, die LKW-Maut und die $CO_2$-Bepreisung tauchen in den Dif-

ferenzkosten definitionsgemäß nicht auf. Deswegen haben wir zu Beginn dieses Abschnitts zusätzlich die Systemkosten dargestellt, die auch diese Ausgaben enthalten.

- Im Verkehrssystem stellt **Kosteneffizienz vielfach nur ein untergeordnetes Entscheidungskriterium** dar. Weiter existieren **umfangreiche, bisher ungehobene kostendeckende Energieeffizienzpotenziale**. Beide Faktoren wirken sich insbesondere in einem Minimal-Kostenszenario auf die ökonomischen Indikatoren aus. Fahrzeuge mit gleichem verkehrlichen Nutzen (5 Personen sicher von A nach B bringen zu ungefähr gleichen variablen Kosten) werden zu Preisen verkauft, die sich um das 3 bis 5-fache unterscheiden trotz des gleichen verkehrlichen Nutzenprofils. Das gilt auch für Dienst- und Firmenwagen. Im Prinzip ließe sich ein Teil dieser akzeptierten Mehrkosten in eine massive Effizienzsteigerung der Fahrzeuge umsetzen, ohne dass sich die Investitionskosten eines Szenarios erhöhen müssten. Wird die Energieeffizienz durch entsprechendes Marketing als Mehrpreiskriterium positioniert, könnten sich die effizienten Fahrzeuge am Markt durchsetzen, ohne die Differenzkosten (die Investitionen) zu erhöhen. Diese Irrationalität hinsichtlich der Bewertung der monetären Kosten gilt zum Teil auch im Güterverkehr. Aufgrund des Wettbewerbs um qualifizierte Fahrer existiert ein Trend zur Hochmotorisierung von schweren LKW auch über das für viele Einsatzzwecke erforderliche Maß hinaus, um den umworbenen Fahrern ein in dieser Hinsicht attraktives Angebot zu machen. Gleichzeitig weisen seit Jahren Studien auf zahlreiche kostendeckende Energieeffizienzpotenziale bei Straßenfahrzeugen hin. Für den LKW-Verkehr mit schweren LKW sind durch kostendeckende Maßnahmen sofort noch 10 bis 20 % Energie einzusparen [IFEU und TU Graz 2015; Schade et al. 2011]. D.h. (1) es kann berechtigt von nur relativ geringen zusätzlichen Investitionskosten für effizientere Fahrzeuge mit bekannten Technologien (z. B. Verbrennungsmotoren) ausgegangen werden und (2) sind auch negative Differenzkosten (d.h. Gewinne bzw. Einsparungen) durch eine intelligente Klimaschutzpolitik im Verkehr realisierbar. **Die Hebung dieser Energieeffizienzpotenziale und die stärker kostenorientierte Verkehrsentscheidung werden auf jeden Fall in einem Szenario mit höheren Nutzer- und Energiekosten, wie dem *Basisszenario*, eher gelingen. Dies senkt die Zusatzkosten des *Basisszenarios*.**
- Ein weiterer Faktor ist die Bedeutung von **verringerten Investitionen in Straßenfahrzeuge durch verringerte Absatzzahlen**. Durch die Verlagerung auf die Bahn im *Basisszenario* werden für den Güterverkehr auf der Straße weniger LKW benötigt. Damit sinkt der Bedarf an neuen LKW und somit auch die Investitionen in LKW. Als Reaktion auf

die Erhöhung der Kraftstoffkosten im *Basisszenario* verzichtet ein Teil der Nutzer auf den Kauf eines eigenen PKW. Somit werden über mehrere Jahrzehnte rund 100.000 PKW pro Jahr weniger verkauft als im *Referenzszenario*. Beide Entwicklungen senken die Differenzkosten des *Basisszenarios* gegenüber dem *Referenzszenario*. D.h. den gesteigerten Investitionen in das Bahnsystem stehen sinkende Investitionen in den Straßenverkehr gegenüber.

Die obige Darstellung erläutert, welche Faktoren zu einem moderaten Anstieg der Differenzkosten des Verkehrs führen und wieso eine Betrachtung der Systemkosten inklusive der durch Steuern und Gebühren veränderten Anreize zum Verständnis der Szenarien und der Differenzkosten ebenfalls wichtig ist. Vereinfacht gesagt enthalten die Differenzkosten aufgrund ihrer Definition für die Entwicklung des Verkehrs im *Basisszenario* wichtige Kostenbestandteile nicht.

# 5 Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude)

## 5.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Die sektorübergreifenden Rahmendaten werden im Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“ dargestellt. Über die dort dokumentierten Annahmen hinaus ist vor allem die Entwicklung der Anzahl an Gebäuden von Relevanz. Diese ist in der folgenden Tabelle beschrieben. Die wesentlichen Rahmendaten wurden mit dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ abgestimmt [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014]. Die beheizten Flächen steigen dementsprechend in den kommenden Dekaden von 2010 bis 2050 insgesamt um etwa 12 % an. Das stärkste Wachstum wird dabei in der Kategorie kleiner Mehrfamilienhäuser (KMH) mit knapp 30 % unterstellt, während das Wachstum der beheizten Gebäudeflächen in Einfamilienhäusern (EFH) bei nur 8 % liegt.

Tabelle 36: Entwicklung beheizter Gebäudeflächen 2010-2050 im *Basis*- und *Referenzszenario* [Mio. m²]

| | **2010** | **2030** | **2050** |
|---|---|---|---|
| Einfamilienhäuser | 1.779 | 1.895 | 1.913 |
| Reihenhäuser | 687 | 761 | 789 |
| Kleine Mehrfamilienhäuser | 722 | 860 | 935 |
| Mittlere Mehrfamilienhäuser | 398 | 434 | 444 |
| Große Mehrfamilienhäuser | 564 | 638 | 674 |
| Mischnutzung | 332 | 350 | 355 |
| Bürogebäude | 268 | 283 | 287 |
| Handel | 238 | 250 | 254 |
| Krankenhäuser | 27 | 28 | 28 |
| Schulen | 175 | 185 | 187 |
| Beherbergung und Gaststätten | 76 | 80 | 81 |
| Sonstige Nicht-Wohngebäude | 293 | 309 | 313 |
| **Gesamt** | **5.560** | **6.073** | **6.261** |

Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Energiebedarfs haben Sanierungsrate und -tiefe. Diese ergeben sich modellendogen (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 2.4, „Raumwärme und Warmwasser“).

## 5.2 Technologische und energiepolitische Annahmen

Sowohl im *Referenz-* als auch im *Basisszenario* wird kontinuierlicher technologischer Fortschritt angenommen, der bei unterschiedlichen Technologien zu jeweils unten angeführten Kostenreduktionen bis zum Jahr 2050 führt. Die Bandbreiten ergeben sich auf Basis von [Schulz et al. 2011] sowie [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014]. Die kumulierten Kostensenkungen belaufen sich bis zum Jahr 2050 auf die folgenden Werte:

1. Konventionelle Heizsysteme wie fossile Heizkessel oder Stromdirektheizungen: 0 %
2. Etablierte Biomassesysteme: 8 %
3. Wärmepumpen und innovative erneuerbare Heizsysteme: 13 %
4. Solarthermie: 15 %
5. Sanierung der Gebäudehülle: 5-15 % (je nach Sanierungstiefe)

Die energiepolitischen Annahmen leiten sich aus der grundlegenden Überlegung ab, dass im *Referenzszenario* alle ordnungspolitischen Maßnahmen, die mit Stand 2013 implementiert waren, unverändert bis 2050 bestehen bleiben. Dies bezieht sich auf die Vorgaben laut Energieeinsparverordnung (EnEV 2014) für Neubau und Gebäudesanierung (d.h. EnEV 2014, die im Jahr 2013 beschlossen wurde und im Mai 2014 in Kraft trat) sowie die Nutzungspflicht für erneuerbare Wärme laut EEWärme-Gesetz. Subventionen und Zuschüsse laufen jedoch bis 2020 aus und werden nicht fortgeführt. Dies betrifft das Marktanreizprogramm (MAP) sowie – für Wohngebäude – das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“.

Im Gegensatz dazu werden im *Basisszenario* die energie- und klimapolitischen Maßnahmen weitergeführt bzw. verstärkt. Bei den ordnungspolitischen Maßnahmen wird angenommen, dass bis zum Jahr 2020 nicht nur die Anforderungen an Neubauten mit der Einführung des Niedrigstenergiegebäudestandards verschärft werden, sondern auch die Anforderungen bei der Sanierung von Bestandgebäuden. Hierbei wird unterstellt, dass die Anforderung an den auf die wärmeübertragende Hüllfläche bezogenen Transmissionswärmeverlust (Ht‘) um durchschnittlich 20 % verschärft wird. Hinsichtlich der Nutzungspflicht wird von einer leichten, schrittweisen Anhebung des geforderten EE-Wärme-Anteils ausgegangen, sodass im Jahr 2030 ein erneuerbarer Wärme-Anteil von 70 % gefordert ist, der in jedem Gebäude zu erfüllen ist, für das der Auslösetatbestand der Nutzungspflicht vorliegt. Ab dem Jahr 2035 wird der Auslösetatbestand für die erneuerbare Wärme-Nutzungspflicht auf den Heizkesseltausch erweitert. Die Förderungen im Rahmen des Marktanreizprogramms laufen bis zum Jahr 2050 weiter. Eine Ausnahme stellen die Förderungen für Solarthermie dar: Hier wurde angenommen, dass diese im

Jahr 2020 auslaufen. Der Hintergrund dieses Vorgehens ist erstens, dass auch für PV-Anlagen im Stromsystemoptimiermodell Enertile keine Förderungen unterstellt wurden (siehe Kapitel 7). Da dezentrale Aufdach-PV-Anlagen mit Solarwärmekollektoren um begrenzte Dachflächen konkurrieren, wäre es modelltechnisch nicht konsistent, für Solarkollektoren Förderungen zu unterstellen. Durch die sinkenden spezifischen Kosten der PV ist zukünftig in vielen Fällen eine Kombination aus PV-Anlage mit Elektrodenheizung oder Wärmepumpe günstiger als Solarthermie. Andererseits verbessert sich die Wirtschaftlichkeit für Solarkollektoren unter den angenommenen Rahmenbedingungen (Energiepreis-Niveau, regulatorische Rahmenbedingungen, EEWärmeG etc) nach 2020 auch ohne Förderungen schrittweise, sodass die Annahme eines Auslaufens der Förderungen plausibel erscheint.

Eine wesentliche Rolle kommt im *Basisszenario* auch der Reduktion nichtökonomischer Barrieren zu. Dazu wird vor allem eine Offensive im Bereich der Ausbildung, Information und Beratung zum Auflösen von Sanierungsstaus angenommen. Das Modell Invert/EE-Lab erlaubt es, die Bedeutung des Informationsstandes verschiedener Akteure sowie der Reduktion nicht-technischer Barrieren auf Entscheidungen von Konsumenten und Investoren zu modellieren (vgl. [Steinbach 2016]). In diesem Sinn wird angenommen, dass sich durch bestimmte Maßnahmen das Niveau von Ausbildung und Information erhöhen. Diese könnte beispielsweise durch noch gezieltere bzw. ausgeweitete Trainingsprogramme für Handwerker und Endkunden aber auch für Intermediäre (z. B. im Bankensektor) erfolgen. Klar soll darauf hingewiesen werden, dass derartigen Maßnahmen zusätzlich zu ökonomischen Anreizen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle zukommt.

Diese Annahmen sind in den folgenden Tabellen für die beiden Szenarien nach Instrumententyp gegliedert zusammengefasst. Diese ergeben sich in erster Linie aus der sektorübergreifenden Szenarioarchitektur des Projekts (siehe Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“). Im *Basisszenario* wurden die Annahmen darüber hinaus derart iteriert, dass sich eine Erreichung des Ziels einer 80%igen Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs bis zum Jahr 2050 ergibt. Diese iterative Annäherung führte letztlich zu dem oben beschriebenen sowie unten tabellarisch zusammengefassten Instrumentenbündel. Ziel war es dabei auch, die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung zu minimieren; dies ist nicht zwangsweise identisch mit einer Kostenminimierung einzelner Sektoren. In diesem Zusammenhang sei auch

darauf hingewiesen, dass die Modellierung auf der Abbildung von Rahmenbedingungen und politischen Instrumenten basiert und deren Wirkung simuliert. Der daraus resultierende Energiebedarf sowie Energieträger- und Technologiemix ist endogenes Modellergebnis (siehe auch die Beschreibung der Methodik in Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“). Da Biomasse zur Raumwärmebereitstellung eine günstige Klimaschutzmaßnahme darstellt, würde bei isolierter Betrachtung des Gebäudesektors ohne Beschränkung der Biomassepotenziale aus den Modellrechnungen ein höherer Anteil an Biomasseeinsatz in Gebäuden resultieren. Durch die Berücksichtigung der Opportunitätskosten durch Berücksichtigung des potentiellen Biomasseeinsatzes als Klimaschutzmaßnahme in anderen Sektoren, ergibt sich der in den Ergebnissen dargestellte geringere Einsatz.

Tabelle 37: Energiepolitische Rahmenbedingungen im *Referenzszenario*

| **Sektor** | **Instrumententyp** | **Instrument** | **Festlegung für *Referenzszenario*** |
|---|---|---|---|
| **Haushalte (Gebäude)** | Ordnungsrechtliche Vorschriften | EnEV | Aktueller Stand (EnEV 2014)[11] bleibt erhalten, keine Verschärfungen |
| | | EEWärmeG | Aktueller Stand (2013) bleibt erhalten |
| | Subventionen und Zuschüsse | MAP | Läuft bis 2020 mit reduzierten Budgetmitteln und wird dann ersatzlos gestrichen |
| | | KfW-Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ | Läuft bis 2020 mit reduzierten Budgetmitteln und wird dann ersatzlos gestrichen |
| **Tertiär (Gebäude)** | Ordnungsrechtliche Vorschriften | EnEV | Aktueller Stand EnEV (2014) bleibt erhalten, keine Verschärfungen |
| | | EEWärmeG | Läuft bis 2020 und wird dann ersatzlos gestrichen |
| | Subventionen und Zuschüsse | MAP | Läuft bis 2020 mit reduzierten Budgetmitteln und wird dann ersatzlos gestrichen |

11 EnEV 2014, die im Jahr 2013 beschlossen wurde und im Mai 2014 in Kraft trat.

Tabelle 38: Energiepolitische Rahmenbedingungen im *Basisszenario*

| Sektor | Instrumententyp | Instrument | Festlegung für ***Basisszenario*** |
|---|---|---|---|
| **Haushalte (Gebäude)** | Ordnungsrechtliche Vorschriften | EnEV | Bis 2020 leichte EnEV-Verschärfung, v.a. für Gebäudesanierung; 2030 weiterer Schritt |
| | | EEWärmeG | Ab 2015 verstärkte Maßnahmen zur EE-Wärmenutzung (schrittweise Anhebung des erforderlichen EE-Wärme-Anteils)<br>Ab 2021 schrittweise Verbesserung der Compliance über schärfere Kontrollen und Maßnahmen bei Nicht-Einhaltung.<br>Ab 2035 verstärkte Nutzungspflicht (Auslöser Heizkesseltausch) |
| | Subventionen und Zuschüsse | MAP | Förderungen laufen weiter bis 2050 (Solarthermie-Förderung läuft 2020 aus) |
| | | KfW-Programm „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“ | Ab 2015 Erhöhung der Förderungen für Gebäudesanierung |
| | Sonstige Maßnahmen | Ausbildung und Information | Ausbildung, Information und Beratung zum Auflösen von Sanierungsstaus |
| **Tertiär (Gebäude)** | Ordnungsrechtliche Vorschriften | EnEV | Bis 2020 leichte EnEV-Verschärfung, v.a. für Gebäudesanierung; 2030 weiterer Schritt |
| | | EEWärmeG | Ab 2015 verstärkte Maßnahmen zur EE-Wärmenutzung (schrittweise Anhebung des erforderlichen EE-Wärme-Anteils)<br>Ab 2035 verstärkte Nutzungspflicht (Auslöser Heizkesseltausch) |
| | Subventionen und Zuschüsse | MAP | Förderungen laufen weiter bis 2050 (Solarthermie-Förderung läuft 2020 aus) |
| | Sonstige Maßnahmen | Ausbildung und Information | Ausbildung, Information und Beratung zum Auflösen von Sanierungsstaus |

## 5.3 Ergebnisse des Referenzszenarios

Die gemäß Annahmen weiterhin bestehenden ordnungspolitischen Rahmenbedingungen im *Referenzszenario* führen bereits zu einer Reduktion des Endenergiebedarfs. Allerdings fällt die Reduktion auf insgesamt etwa 470 TWh im Jahr 2050 deutlich geringer aus als im *Basisszenario*.

Die geringeren Endenergieeinsparungen sind mit – im Vergleich zum *Basisszenario* – reduzierten Sanierungsraten verbunden (siehe Abbildung 42). Dennoch ist auch in diesem Szenario – nicht zuletzt aufgrund der Altersstruktur des Gebäudebestands – ein Anstieg der Sanierungsaktivitäten zu erwarten. Die Reduktion des Heizwärmebedarfs nach Sanierung liegt im Bereich von 38 %-55 % und damit deutlich geringer als im *Basisszenario*. Dies ergibt sich nicht zuletzt aufgrund der fehlenden Instrumente, die Sanierungen ökonomisch anreizen, sowie der Tatsache, dass es zu keiner Verschärfung der ordnungspolitischen Vorgaben kommt.

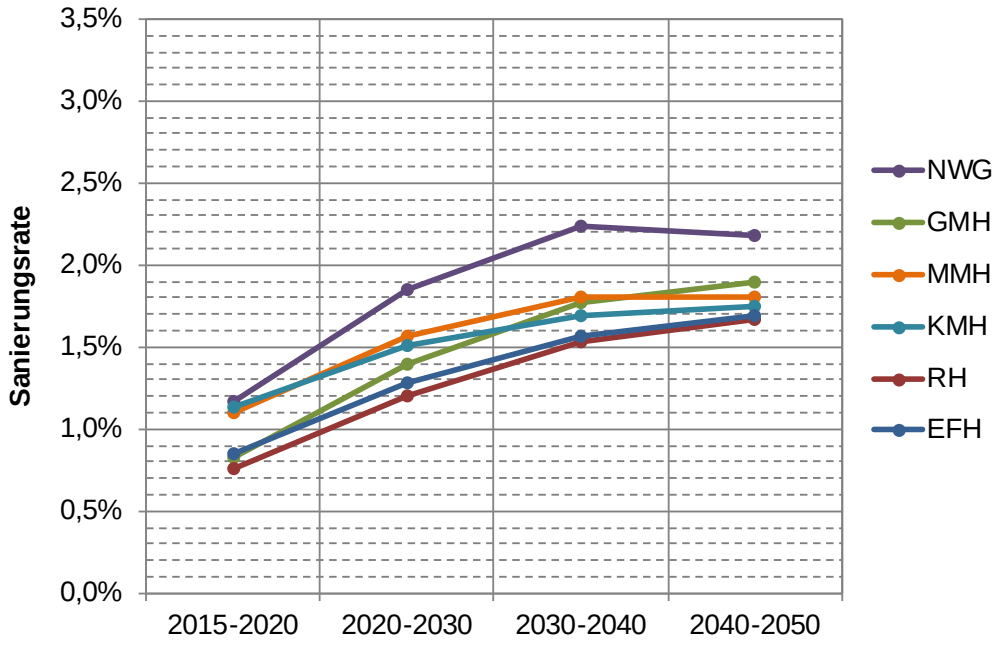



Abbildung 42: Thermisch relevante Sanierungsrate nach Gebäudekategorien, *Referenzszenario* (NWG – Nichtwohngebäude, GMH – Große Mehrfamilienhäuser, MMH – Mittlere Mehrfamilienhäuser, KMH – Kleine Mehrfamilienhäuser, RH – Reihenhäuser, EFH – Einfamilienhäuser)

Durch die Sanierungsaktivitäten reduziert sich der Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung im *Referenzszenario* von 2012 bis 2050 um

47 %. Im Nichtwohngebäudesektor fällt dieser Rückgang (Reduktion um 55 %) stärker aus als im Wohngebäudesektor (Reduktion um 44 %). Dieser Rückgang des Nutzenergiebedarfs berücksichtigt – ebenso wie im *Basisszenario* – Rebound-Effekte, d.h. die Änderung des Nutzerverhaltens, die nach Sanierungsaktivitäten in der Praxis zu beobachten ist. Diese – im Vergleich mit dem *Basisszenario* – deutlich geringere Reduktion des Nutzenergiebedarfs resultiert neben der geringeren Sanierungsrate auch aus einer geringeren Sanierungstiefe der sanierten Gebäude. Dies begründet sich darin, dass im *Basisszenario* einige gezielte Rahmenbedingungen unterstellt wurden, um geringe Sanierungstiefen und damit Lock-in-Effekte zu reduzieren, was im *Referenzszenario* nicht in dem Umfang gegeben ist. Die Maßnahmen betreffen

- die **Verschärfung der Mindestanforderungen** für die Sanierung von Bestandsgebäuden bei gleichzeitiger Annahme einer höheren Compliance durch verbesserte Information und verbesserten Vollzug,
- die Fokussierung der **Förderung auf ambitionierte Sanierungsniveaus**,
- die **Ausbildung** von Handwerkern und anderen Akteuren, um das Bewusstsein hinsichtlich der Relevanz hoher Sanierungstiefe zu schärfen.

Der Einsatz fossiler Energieträger verringert sich im *Referenzszenario* weniger stark als im *Basisszenario*: Fossile Energieträger nehmen mit über 40 % 2050 einen höheren Anteil ein als im *Basisszenario*, sodass sich daraus in absoluten Werten ein um 83 TWh höherer Bedarf für fossile Energieträger ergibt.

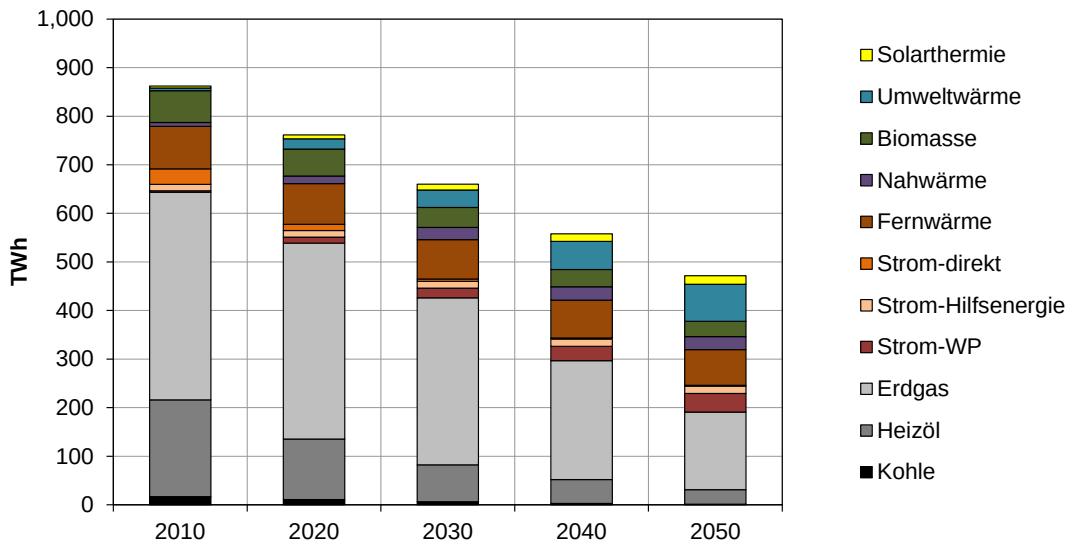



Abbildung 43: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenzszenario*

Tabelle 39: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenzszenario* (TWh)

| TWh | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 17 | 11 | 6 | 3 | 1 |
| Heizöl | 199 | 124 | 76 | 49 | 30 |
| Erdgas | 427 | 403 | 344 | 245 | 160 |
| Strom-Wärmepumpe (WP) | 3 | 12 | 20 | 30 | 38 |
| Strom-Hilfsenergie | 13 | 14 | 14 | 14 | 15 |
| Strom-direkt | 32 | 13 | 5 | 3 | 2 |
| Fernwärme | 87 | 84 | 81 | 78 | 73 |
| Nahwärme | 8 | 16 | 25 | 28 | 27 |
| Biomasse | 65 | 56 | 41 | 35 | 32 |
| Umweltwärme | 6 | 21 | 36 | 58 | 76 |
| Solarthermie | 4 | 8 | 12 | 16 | 17 |

Für den Gebäudebereich ist das Ziel einer 80 %-Einsparung des nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarfs im Zeitraum 2008 bis 2050 definiert. Der nicht-erneuerbare Primärenergie (PE)-Bedarf wird entsprechend des Bilanzraums der EnEV berechnet. Dies umfasst den Primärenergiebedarf, der zur Raumkonditionierung von

Wohn- und Nichtwohngebäuden der privaten Haushalte und des GHD-Sektors aufgebracht wird. Zusätzlich wird bei den Nichtwohngebäuden die Beleuchtung erfasst. Somit sind folgende Energieanwendungen entsprechend der Anwendungsbilanz darin berücksichtigt:

- Raumwärme private Haushalte und GHD
- Warmwasser private Haushalte und GHD
- Klimakälte private Haushalte und GHD
- Beleuchtung GHD

Grundlage für die Umrechnung von Endenergie auf Primärenergie sind die nichterneuerbaren Primärenergiefaktoren, die sich für die sekundären Energieträger (Strom, Nah- und Fernwärme) aus den Modellergebnissen des Umwandlungssektors ergeben. Für die Allokation des PE-Bedarfs der KWK-Anlagen wird die „Finnische Methode“ angewendet. Bei Stromimport nach Deutschland wird das europäische Jahresmittel des EE-Anteils angelegt. Im *Referenzszenario* sinkt der nichterneuerbare PE-Faktor von Strom bis 2050 auf 0,9; der nichterneuerbare PE-Faktor von Nah- und Fernwärme sinkt auf 0,7.

Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird in diesem Szenario mit einer Reduktion um ca. 59 % klar verfehlt.

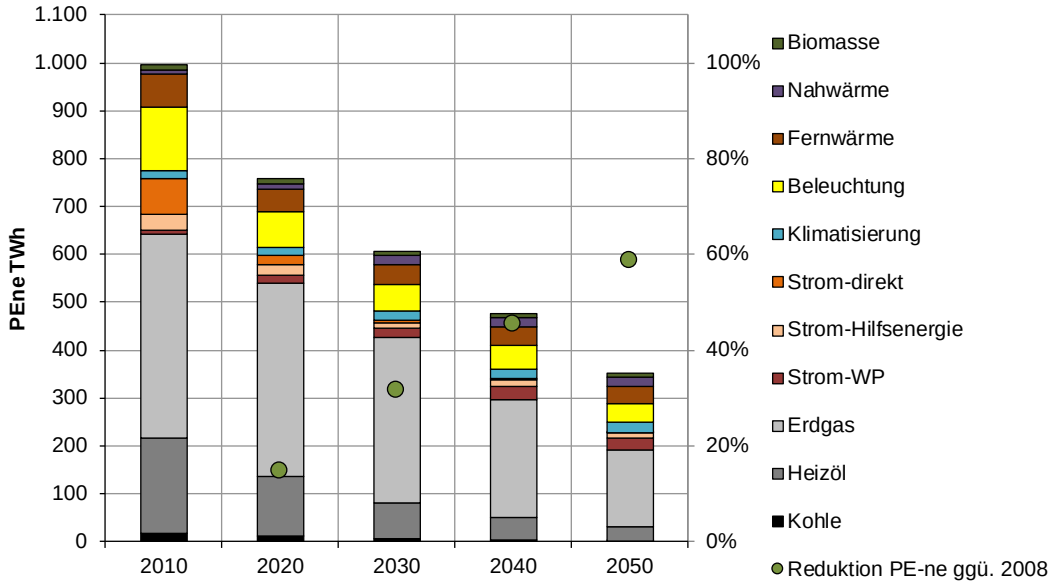



Abbildung 44: Primärenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung sowie Beleuchtung im GHD-Sektor nach Energieträgern sowie Einsparung gegenüber 2008, 2010 bis 2050, *Referenzszenario*

Die Unterschiede zum *Basisszenario* resultieren zum einen aus den geringeren und weniger ambitionierten Sanierungsaktivitäten und andererseits durch eine geringere Steigerung erneuerbarer Heizsysteme im Vergleich. Dies liegt wiederum am Auslaufen der ökonomischen Anreize (MAP) bis 2020 sowie daran, dass die ordnungspolitischen Instrumente (EEWärmeG) nicht weiter verschärft werden.

## 5.4 Ergebnisse des Basisszenarios

Die Kombination von ordnungspolitischen Maßnahmen, finanziellen Anreizen und Maßnahmen zur Reduktion nichtökonomischer Barrieren führen im *Basisszenario* zu einer starken Reduktion des Endenergiebedarfs von etwa 860 TWh im Jahr 2010 auf unter 360 TWh im Jahr 2050. Neben der Steigerung der Energieeffizienz erfolgt auch ein starker Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien.

Die Reduktion des Endenergiebedarfs wird neben der Substitution alter, wenig effizienter Heizkessel durch effiziente Systeme vor allem durch thermische Gebäudesanierungen bewirkt. Die thermische Sanierungsrate steigt je nach Gebäudetyp von unter 1 %-1,3 % in der Periode 2015-2020 auf etwa 2,5 % bis knapp 3,5 % in der Periode von 2040 bis 2050. Dabei sind diese Werte als äquivalente Vollsanierungsraten zu verstehen, d.h. der Ersatz oder die Sanierung nur einer Gebäudekomponente, wie z. B. von Fenstern, wird nicht als volle Gebäudesanierung gewertet. Dieser Anstieg der Sanierungsraten ist durch zwei Effekte zu erklären: Erstens steigt die „natürliche“ Sanierungsrate von Gebäuden aufgrund des Erreichens der technischen Lebensdauern, da die historischen Gebäudekohorten nicht gleichverteilt sind. Dies lässt generell einen Anstieg von Sanierungsaktivitäten erwarten. Der zweite Effekt begründet sich darin, dass ein immer größerer Anteil dieser Sanierungen in einer thermisch umfassenden und ambitionierten Art und Weise erfolgt, sodass der Anteil der thermisch effektiv wirksamen Vollsanierungen ansteigt.

Hier ist zu berücksichtigen, dass im *Basisszenario* folgende Rahmenbedingungen unterstellt werden:

1. Zunehmend stringentes Ordnungsrecht hinsichtlich Gebäudesanierung,
2. hoher Compliance-Grad in Bezug auf diesen ordnungsrechtlichen Rahmen,
3. erhöhte Förderungen für Maßnahmen zur Erzielung hoher Sanierungstiefe und
4. Qualifikation und Ausbildung von Handwerkern und anderen Akteuren.

Neben der Sanierungsrate spielt allerdings auch die Sanierungstiefe bzw. -qualität eine wesentliche Rolle für die Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielsetzungen im Gebäudebestand. Im *Basisszenario* wird im Schnitt eine Reduktion des Heizwärmebedarfs von 50 %-60 % nach Sanierung erzielt.

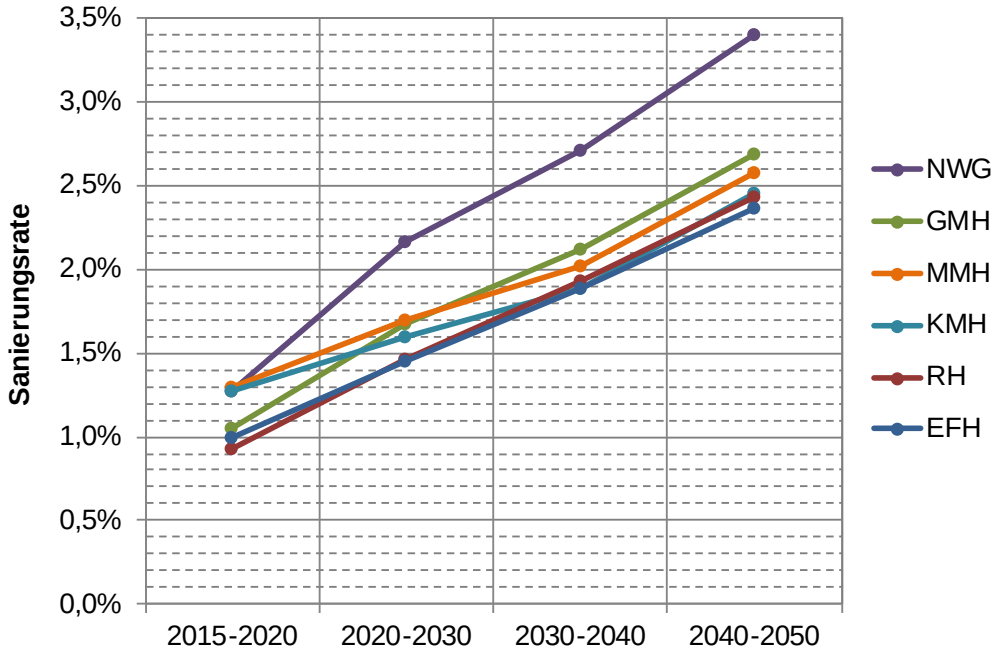



Abbildung 45 Thermisch relevante Sanierungsrate nach Gebäudekategorien, *Basisszenario* (NWG – Nichtwohngebäude, GMH – Große Mehrfamilienhäuser, MMH – Mittlere Mehrfamilienhäuser, KMH – Kleine Mehrfamilienhäuser, RH – Reihenhäuser, EFH – Einfamilienhäuser)

Durch diese Sanierungsaktivitäten reduziert sich der Nutzenergiebedarf von 2012 bis 2050 um 60 %. Im Nichtwohngebäudesektor fällt dieser Rückgang (Reduktion um 70 %) stärker aus als im Wohngebäudesektor (Reduktion um 57 %). Dies ist im Wesentlichen durch die höheren Sanierungsraten im Nichtwohngebäudesektor, allerdings auch mit dem Ausgangszustand der Gebäude erklärbar. Dieser Rückgang des Nutzenergiebedarfs berücksichtigt Rebound-Effekte, d.h. die Änderung des Nutzerverhaltens, die nach Sanierungsaktivitäten in der Praxis zu beobachten ist.

Der Energieträgermix verschiebt sich stark von den fossilen Energieträgern zu Erneuerbaren Energien: Während die Endenergieträger Kohle, Heizöl und Erdgas 2010 noch etwa 75 % der Nachfrage decken, geht dieser Wert auf etwa 30 % im Jahr 2050 zurück, wobei Kohle und Heizöl nur noch einen sehr geringen Anteil von etwa 4 % einnehmen. Eine starke Rolle nehmen Wärmepumpen ein, mit einem entsprechenden Anstieg der Umweltwärme von 6 TWh in 2010 auf 60 TWh in 2050. Auch die Solarthermie verzeichnet im *Basisszenario* einen Anstieg von 4 TWh in 2010 auf 34 TWh in 2050. Eine wesentliche Ursache für diesen Anstieg

der Solarthermie liegt – neben dem ordnungspolitischen Rahmen sowie dem Energiepreisniveau – darin, dass im *Basisszenario* von einer Reduktion der Kosten von Solaranlagen bis 2050 um 15 % bei gleichzeitigem Anstieg des effektiven Solarertrags um etwa 8 % ausgegangen wurde. Dafür bedarf es entsprechender Anstrengungen in der Forschung und Technologieentwicklung. Der stagnierende Trend der Solarthermie in den letzten Jahren zeigt, dass in diesem Sektor eine nicht unwesentliche Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Marktentwicklung besteht. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Die Entwicklungen im Bereich des Biomasseeinsatzes sind durch verschiedene Aspekte geprägt. Zum einen sinkt aufgrund thermischer Sanierungen der Bedarf auch der derzeit mit Biomasse beheizten Gebäude. In dieselbe Richtung wirkt der Ersatz alter, ineffizienter Heizkessel durch moderne Biomasseheizungen. Zum anderen stellt sich zunehmend die Frage nach einer effektiven gesamtwirtschaftlichen Allokation knapper Biomasseressourcen, die eine entsprechende Setzung in diesem Bereich notwendig machte. In vielen Gebäuden ist Biomasse zwar eine günstige, oft sogar die günstigste Option zur Reduktion des fossilen Brennstoffeinsatzes, jedoch bieten sich in vielen Fällen auch andere Optionen an. Diese Optionen sind zwar häufig teurer, jedoch ist zu beachten, dass in anderen Sektoren der Kostensprung von Biomasse auf andere Optionen oft deutlich größer ist als im Gebäudebereich. Im Flugverkehr beispielweise liegen die Alternativen zu Biomasseeinsatz eigentlich nur in aus regenerativem Strom erzeugten Kohlenwasserstoffen; diese sind zum einen um ein Vielfaches teurer und führen zum anderen zu einem deutlich erhöhten Flächenbedarf für EE-Stromerzeugungsanlagen. Der aus Gesamtsystemsicht effiziente Einsatz von Biomasse im Gebäudesektor führt somit dazu, dass im Gebäudebereich weniger Biomasse eingesetzt wird, als dies in einer losgelösten Betrachtung ohne Potentialbeschränkung der Fall wäre.

Neben den in Abbildung 48 dargestellten dezentralen Biomasseheizsystemen nimmt Biomasse als Energieträger auch eine nicht unwesentliche Rolle in Wärmenetzen ein. Mit 22 % am gesamten Endenergiebedarf stellen im *Basisszenario* Wärmenetze in 2050 eine zentrale Technologie dar, deren Marktanteil sich im Vergleich zu 2010 etwa verdoppelt.

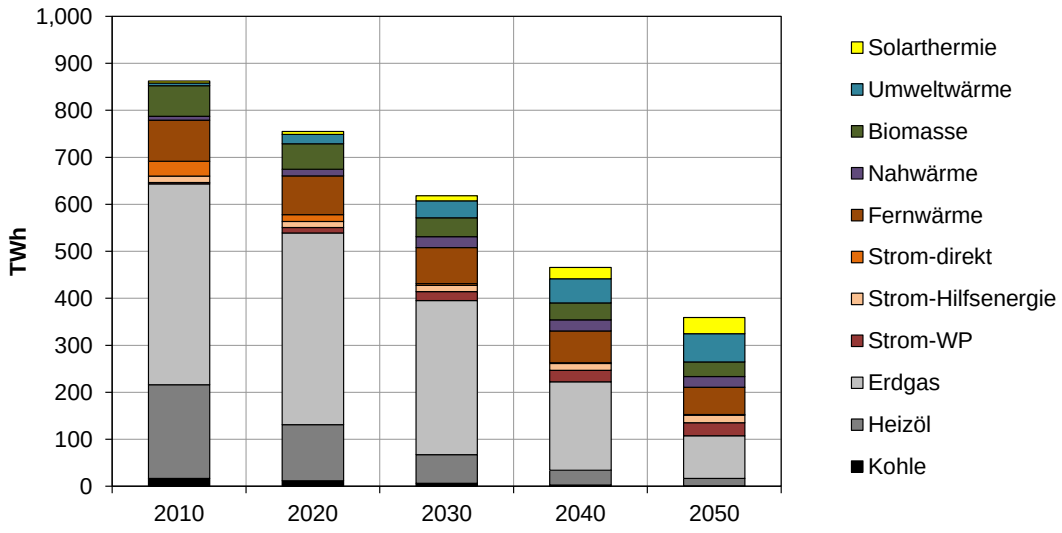



Abbildung 46 Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Basisszenario*

Tabelle 40: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Basisszenario* (TWh)

| TWh | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 17 | 12 | 6 | 3 | 1 |
| Heizöl | 199 | 120 | 61 | 32 | 16 |
| Erdgas | 427 | 408 | 328 | 188 | 91 |
| Strom-WP | 3 | 12 | 19 | 25 | 28 |
| Strom-Hilfsenergie | 13 | 13 | 13 | 14 | 16 |
| Strom-direkt | 32 | 14 | 4 | 2 | 1 |
| Fernwärme | 87 | 83 | 77 | 68 | 58 |
| Nahwärme | 8 | 14 | 23 | 24 | 23 |
| Biomasse | 65 | 54 | 40 | 36 | 31 |
| Umweltwärme | 6 | 20 | 36 | 52 | 60 |
| Solarthermie | 4 | 7 | 11 | 24 | 34 |

Für den Gebäudebereich ist das Ziel einer 80 %-Einsparung des nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarfs im Zeitraum 2008 bis 2050 definiert. Der nicht-erneuerbare PE-Bedarf wird entsprechend des Bilanzraums der EnEV berechnet. Dies umfasst den Primärenergiebedarf, der zur Raumkonditionierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden der privaten Haushalte und des GHD-Sektors aufgebracht

wird. Zusätzlich wird bei den Nichtwohngebäuden die Beleuchtung erfasst. Somit sind folgende Energieanwendungen entsprechend der Anwendungsbilanz darin berücksichtigt:

- Raumwärme private Haushalte und GHD
- Warmwasser private Haushalte und GHD
- Klimakälte private Haushalte und GHD
- Beleuchtung GHD

Grundlage für die Umrechnung von Endenergie auf Primärenergie sind die nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktoren, die sich für die sekundären Energieträger (Strom, Nah- und Fernwärme) aus den Modellergebnissen des Umwandlungssektors ergeben. Für die Allokation des PE-Bedarfs der KWK-Anlagen wird die „Finnische Methode“ angewendet. Bei Stromimport nach Deutschland wird das europäische Jahresmittel des EE-Anteils angelegt. Im *Basisszenario* sinkt der nichterneuerbare PE-Faktor von Strom bis 2050 auf 0,2; der nichterneuerbare PE-Faktor von Nah- und Fernwärme sinkt auf 0,5.

Der steigende Anteil von Umgebungswärme und Solarthermie bewirkt eine stärkere Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs als des Endenergiebedarfs. Dieser ist in Abbildung 47 dargestellt. Bis zum Jahr 2050 wird im *Basisszenario* eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs von 81,8 % erreicht; das Ziel wird also leicht übererfüllt. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass dieses Ergebnis wesentlich von den Primärenergiefaktoren für Strom und Fernwärme abhängig ist, die sich wiederum aus den entsprechenden Szenarioergebnissen für die Energieaufbringung ergeben.

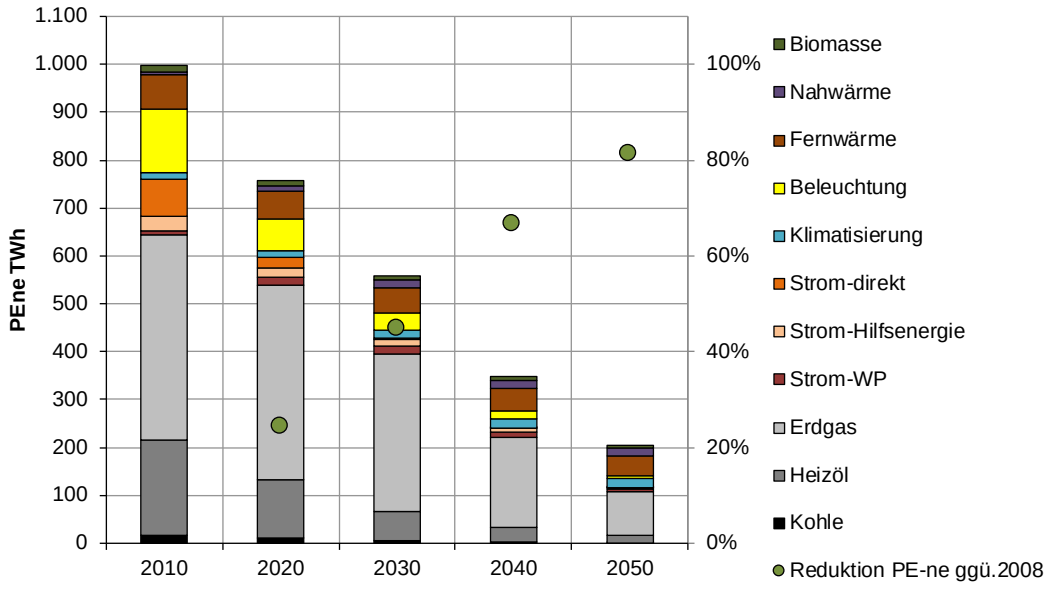



Abbildung 47: Primärenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung sowie Beleuchtung im GHD-Sektor nach Energieträgern sowie Einsparung gegenüber 2008, 2010 bis 2050, *Basisszenario*

## 5.5 Vergleich der Szenarien und Fazit

Die folgenden Abbildungen stellen die Ergebnisse von *Basis-* und *Referenzszenario* hinsichtlich des Endenergie- und Primärenergiebedarfs vergleichend gegenüber. Obwohl erneuerbare Wärme (dezentral eingesetzte Biomasse, Umweltwärme und Solarthermie, ohne erneuerbare Anteile in Wärmenetzen und in der Strombereitstellung) in beiden Szenarien einen etwa gleich hohen Anteil von 125 TWh aufweist, wird aufgrund des im *Basisszenario* deutlich geringeren Endenergiebedarfs eine deutlich höhere Einsparung an nicht-erneuerbarer Primärenergie erreicht als im *Referenzszenario*.

Bereits im *Referenzszenario* werden nicht unwesentliche Einsparungen des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs von 60 % bis 2050 erzielt, wobei das diesbezügliche Ziel jedoch deutlich verfehlt wird. Wesentliche Ursachen für diese Einsparungen werden in der folgenden Box ausführlicher diskutiert: Da das Verständnis der Differenzen von *Referenz-* und *Basisszenario* von großer Bedeutung erscheint, werden hier die wesentlichen Aspekte und Einflussgrößen zusammengefasst. Insbesondere soll damit erklärt werden, warum die Unterschiede in den Einsparungen nicht erneuerbarer Primärenergie zwischen den beiden Szenarien geringer sind als dies in anderen vergleichbaren Arbeiten der Fall ist[12]:

12 Insbesondere sei hier auf die Effizienzstrategie-Gebäude [BMWi 2015] verwiesen sowie die Differenz zwischen den dort erstellten Referenz- sowie Zielszenarien.

**Zum Verständnis des *Referenzszenarios* in Relation zum *Basisszenario***

**1. Energiepreise:** In den Szenarien werden Energiepreise unterstellt, die in den kommenden Jahren deutlich über das heutige Niveau steigen. Der Umsetzungsgrad von Sanierungsmaßnahmen und erneuerbaren Heiz- und Warmwassersystemen weist – sowohl im Modell als auch in der Realität – eine nicht zu vernachlässigende Abhängigkeit vom Energiepreisniveau auf. Das bedeutet, dass bei geringeren Energiepreisen, und vor allem solange die Energiepreise nicht das in den Szenarien unterstellte Niveau erreicht haben, eine geringere Umsetzung von Sanierungsaktivitäten zu erwarten ist, als dies in den Szenarien der Fall ist. Um diese Differenz auszugleichen, müssten entsprechende zusätzliche politische Instrumente genutzt werden, z. B. entsprechende Besteuerung fossiler Energieträger oder Subventionen von Sanierungsmaßnahmen oder erneuerbarer Wärmetechnologien.

2. **$CO_2$-Preis:** Auch im *Referenzszenario* wurde von einem steigenden $CO_2$-Preis ausgegangen, der im Jahr 2050 einen Wert von 30 EUR/t erreicht und Auswirkungen auf Strom- und Fernwärmepreise hat. Auch wenn dieser $CO_2$-Preis alleine nicht der Treiber für starke Sanierungsmaßnahmen ist, wirkt diese Annahme doch auch in Richtung höherer Sanierungsaktivitäten, als dies im Fall dauerhaft niedriger $CO_2$-Preise der Fall wäre.

**3. Ordnungsrecht:** Der bestehende ordnungsrechtliche Rahmen wurde unverändert bis 2050 fortgeschrieben. Gemäß den Modellergebnissen zeigt sich, dass dieser ordnungsrechtliche Rahmen langfristig durchaus Wirkungen zeigt. Auch wenn im *Referenzszenario* angenommen wurde, dass es in der Realität z.B. Abweichungen im Vollzug der EnEV gibt, stellt sich dennoch die Frage, inwiefern die tatsächlich in der Praxis zu erwartende Realisierung ordnungsrechtlicher Vorgabe hinter den Modellannahmen zurückbleibt.

**4. Technologisches Lernen, Zahlungsbereitschaft und autonome Umsetzung hoher Standards von Sanierungsmaßnahmen:** Ein gewisser Anteil der Akteure (Architekten, Planer, Bauunternehmen, Bauherren) setzt derzeit bereits ambitionierte Sanierungsmaßnahmen (z. B. KfW55 Niveau) um; diese erhalten dafür zumindest zum Teil entsprechende Förderungen. Bei Auslaufen dieser Förderungen, wie dies im *Referenzszenario* angenommen wurde, wird unterstellt, dass es weiterhin einen gewissen Anteil an Akteuren gibt, die auch ohne Förderungen eine Präferenz für derartig ambitionierte Maßnahmen aufweisen und diese umsetzen. Die zugrunde liegende Annahme ist, dass über die bisher erfolgten Förderungen bereits eine gewisse Technologieentwicklung und Aktivierung von Akteuren erfolgt ist, die auch nach Auslaufen der Förderungen diese Maßnahmen auf gleichem Effizienzniveau weiterverfolgen. Es stellt sich dabei jedoch die Frage, wie hoch die Signalwirkung einer auslaufenden Förderung in der Realität ist. Hierzu liegen bisher noch keine ausreichend belastbaren empirischen Ergebnisse vor.

Zusammenfassend ergeben sich aus den Ergebnissen die wesentlichen Schlussfolgerungen, dass es erstens zur Erhöhung der im *Referenzszenario* erzielten Einsparungen eines umfangreichen zusätzlichen Bündels an Maßnahmen bedarf und dass zweitens im Fall weniger günstiger Rahmenbedingungen (insbesondere niedriger Energiepreise) die Einsparungen im *Referenzszenario* nicht ohne entsprechende energiepolitische Instrumente, insbesondere Förderungen, erzielbar wären. Die bestehenden ordnungspolitischen Rahmenbedingungen sind geeignet, weitere – und auch deutliche – Energieeinsparungen auszulösen, diese reichen aber nicht für die Erreichung bestehender politischer Zielsetzungen aus. Es muss dabei insbesondere die Trägheit des Gebäudesektors berücksichtigt werden. Aufgrund der langen Lebensdauern von Gebäudekomponenten und -technologien steigt der Aufwand, höhere Primärenergieeinsparungen als im *Referenzszenario* zu erzielen, deutlich überproportional an.

Im Folgenden seien beispielhaft einige Aspekte hervorgehoben, die einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse zum Energiebedarf in Gebäuden ausüben und die durchaus mit Unsicherheiten behaftet sind: (1) Restriktion des Biomasse-Potenzials sowie Allokation des Potenzials zwischen Sektoren. Aufgrund der Tatsache, dass Kohlenwasserstoffe in anderen Sektoren deutlich schwerer zu ersetzen sind als im Gebäudesektor (z. B. Flugsektor, Industrie) wurden im Rahmen dieser Studie die für Raumwärme und Warmwasser verfügbaren Potenziale restriktiver gesetzt als in anderen Arbeiten. (2) Die Wirkung des ordnungsrechtlichen Rahmens hängt zentral mit der Einhaltung der Vorgaben in der Realität zusammen. Dies ist wiederum von Fragen der Ausbildung und Informationsstand der Akteure sowie einer Verbesserung des Vollzugs, aber auch von ökonomischen Rahmenbedingungen abhängig. Die diesbezügliche modelltechnische Implementierung hat einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis. (3) Die Frage, inwiefern Marktentwicklungen in den letzten Jahren einen längerfristigen Trend einleiten oder kurz- und mittelfristige Phänomene darstellen, wird erst die Zukunft weisen. Dies ist insbesondere für die aktuelle Marktsituation von Biomassekesseln sowie von Solarthermie der Fall.

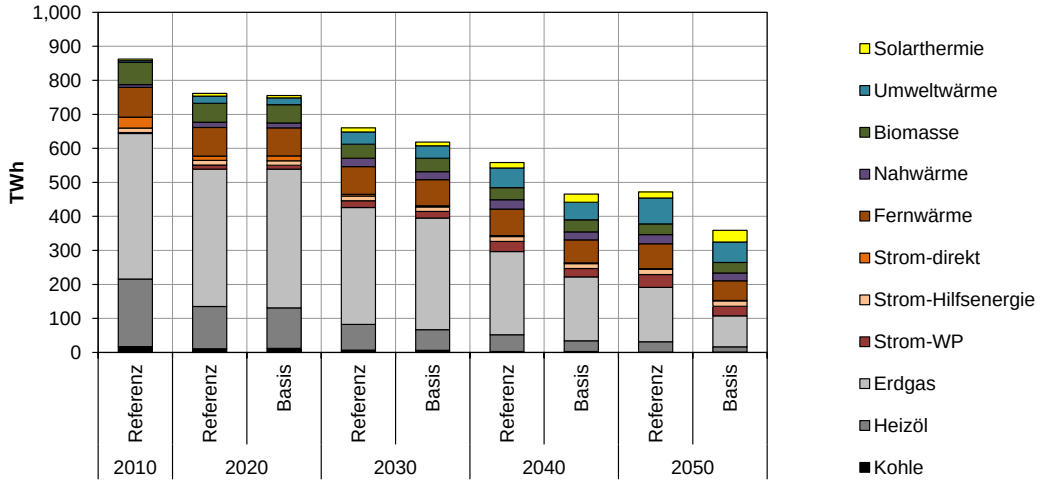



Abbildung 48: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern, 2010 bis 2050, *Referenz-* und *Basisszenario*

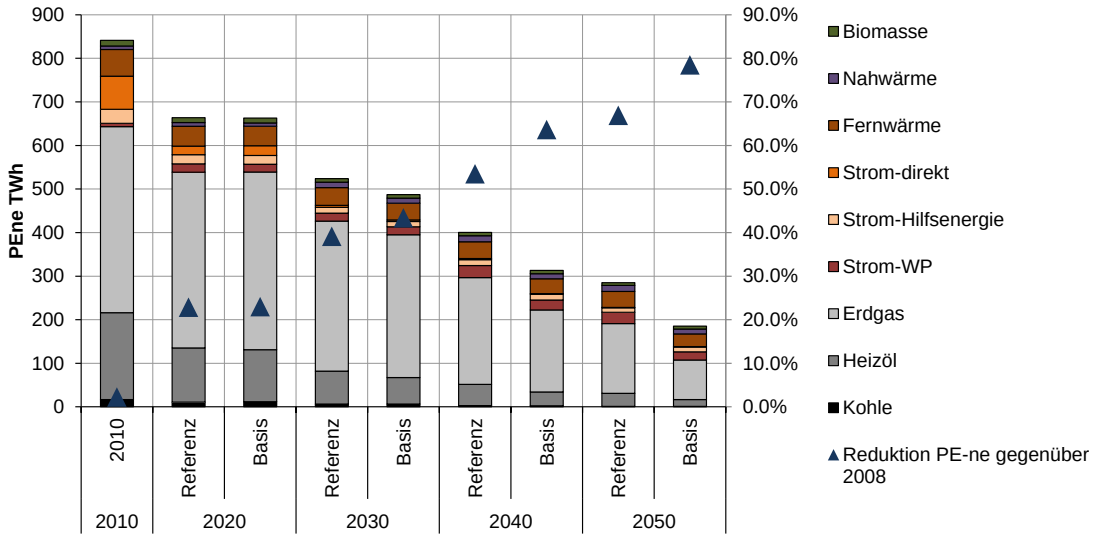



Abbildung 49: Primärenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern sowie Einsparung gegenüber 2008, 2010 bis 2050, *Referenz-* und *Basisszenario*

## 5.6 Differenzkosten des Gebäudesektors

Die Szenarien des Energiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Gebäudebestand wurden auf Basis eines kostenbasierten techno-ökonomischen Bottom-up-Modells (*Invert/EE-Lab*) erstellt. Die Kosten für Gebäudesanierung, Heiz- und Warmwassersysteme und Energieträgereinsatz sind somit integraler Bestandteil der Modellierung und konnten daher mittels des Modells *Invert/EE-Lab* ausgewertet werden.

Konkret wurden folgende Kostenkomponenten unterschieden:

- Investitionen in die Gebäudehülle: Betrachtet wurden die Kosten für Sanierung der obersten Geschoßdecke und des Dachs, der Fassade, der Kellerdecke sowie des Fenstertauschs. Im Neubau wurden Kosten berücksichtigt, die über den in der Bauordnung vorgeschriebenen Standard hinausgehen.
  Bei den Investitionen in die Gebäudehülle ist es besonders wichtig zu betonen, dass der Differenzkostenansatz gewählt wurde. Somit werden Kosten, die ohnehin auch im Fall einer Sanierung aus ästhetischen Gründen anfallen, nicht berücksichtigt, da sie sowohl im *Referenz*- als auch im *Basisszenario* auftreten.
- Investitionen in Heiz- und Warmwassersysteme: Dies inkludiert die Kosten für die Wärmeerzeugung, etwaige Wärmespeicher, Brennstoffspeicher sowie – sofern vorhanden – Lüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung. Insbesondere werden im Modell dabei auch Kosten berücksichtigt, die beim Heizsystemtausch auftreten, dass also beispielsweise beim Wechsel von einem Gaskessel zu einem Pelletkessel nicht nur der Kessel getauscht werden muss, sondern auch das Brennstofflager erforderlich ist. Vereinfachend wurde angenommen, dass die Betriebs- und Wartungskosten von Heiz- und Warmwassersystemen im *Referenz*- und im *Basisszenario* identisch sind.
- Kosten für den Einsatz verschiedener Energieträger zur Deckung des Heiz- und Warmwasserbedarfs: Während für die Modellierung der Szenarien die vollen Einzelhandelsenergiepreise, d. h. einschließlich Steuern und Abgaben angesetzt wurden, wurden für die Kostenbewertung Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt.

Während für alle Sektoren übergreifend ein Zinssatz von 7 % angesetzt wird, sind die Lebensdauern für verschiedene Technologien unterschiedlich. Für die Gebäudehülle wurden 50 Jahre angenommen und für Gebäudetechnik pauschal 25 Jahre.

Tabelle 27 stellt die Differenz der oben genannten Systemkosten der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Wohn- und GHD-Gebäuden zwischen den beiden Szenarien dar. Dabei ist zu beachten, dass häufig zusätzlichen Ausgaben an anderer Stelle Einsparungen gegenüberstehen.

Es zeigt sich, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen im *Basisszenario* im Jahr 2050 etwa 12 Mrd. EUR jährlich an Netto-Zusatzkosten aus dem Bereich Raumwärme und Warmwasser resultieren. Dies ergibt sich aus etwa 15 Mrd. EUR annualisierte Investitionen, denen eine Einsparung von etwa 3 Mrd. EUR an Energiekosten gegenübersteht. Um diese Ergebnisse korrekt interpretieren zu können, ist zu hinterfragen, wodurch diese Ergebnisse geprägt sind und welche Aspekte dabei zu berücksichtigen sind:

- Bereits im *Referenzszenario* ergeben sich nicht unwesentliche Einsparungen im Gebäudebereich, die auch mit entsprechenden Investitionen behaftet sind. Um weiterführende Einsparungen im Einklang mit Klimaschutzzielen zu erreichen, sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich, die in zunehmendem Maße zu höheren Kosten führen. Die Differenzkosten spiegeln genau diese zusätzlichen Maßnahmen wider.
- Es liegt eine starke Abhängigkeit der Ergebnisse vom Zinssatz vor. Eine Reduktion des Zinssatzes von 7 % auf 3 % würde in etwa zu einer Halbierung der annualisierten Investitionen bis zum Jahr 2050 führen. Dadurch würden sich die Netto-Zusatzkosten von etwa 9 Mrd. EUR auf ca. 4,4 Mrd. EUR jährlich verringern. Gerade bei langfristigen Investitionen im Gebäudebereich spricht vieles dafür, geringe Zinssätze, vor allem bei gesamtwirtschaftlichen, gesellschaftlichen Kosten-Überlegungen anzusetzen[13], wodurch sich auch negative Netto-Kosten ergeben könnten.
- Zusatznutzen der Gebäudesanierung wie Komfortgewinne spielen im Gebäudesektor eine wesentliche Rolle. Das Modell *Invert/EE-Lab* berücksichtigt in den Ergebnissen zum Teil deutliche Rebound-Effekte. Dies führt zu einer – energie- und klimapolitisch nicht erwünschten – verringerten Reduktion der Energie- und $CO_2$-Einsparungen aufgrund von Gebäudesanierung. Umgekehrt bedeutet dies, dass der Komfort und damit die Wohlfahrt der Bewohner im *Basisszenario* höher als im

13 Vgl. z.B. [Steinbach und Staniaszek 2015]

*Referenzszenario* sind. Diese Aspekte sind in der Kostenanalyse nicht berücksichtigt.

- Es kann statistisch signifikant nachgewiesen werden, dass Gebäude mit einer höheren thermischen Gebäudequalität auch einen höheren Immobilienwert aufweisen.[14] Dieser erhöhte Immobilienwert des gesamten Gebäudebestands wurde nicht berücksichtigt.

Tabelle 41: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten der GHD und Wohngebäude in Mio. EUR

| Gebäudeart | Anwendung | Kostenart | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| GHD | Gebäudehülle | Fixkosten | 87 | 11 | 151 | 1.269 |
| | Heiz- u. Warmwassersystem | Fixkosten | -10 | -14 | -12 | -48 |
| Haushalte: Einzel- und Reihenhäuser | Gebäudehülle | Fixkosten | 560 | 1.894 | 5.204 | 9.013 |
| | Heiz- u. Warmwassersystem | Fixkosten | -4 | 177 | 718 | 1.212 |
| Haushalte: Mehrfamilienhäuser | Gebäudehülle | Fixkosten | 250 | 668 | 1.672 | 3.563 |
| | Heiz- u. Warmwassersystem | Fixkosten | -5 | 46 | 189 | 295 |
| **Summe** | **Alle** | **Fixkosten** | **877** | **2.783** | **7.921** | **15.303** |
| GHD-Gebäude | Heizung und Warmwasser | Energie | 168 | 1 | -617 | -833 |
| Haushaltsgebäude | Heizung und Warmwasser | Energie | 77 | -119 | -1.721 | -2.428 |
| **Summe** | **Alle** | **Fixkosten** | **245** | **-118** | **-2.338** | **-3.261** |
| **Summe** | **Alle** | **Gesamt** | **1.122** | **2.664** | **5.583** | **12.042** |

14 Vgl. z. B. [Santos et al. 2016]

# 6 Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

## 6.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Die Zunahme an Ein- und Zweipersonenhaushalten der vergangenen Jahre hat zu einem kontinuierlichen Anstieg der Anzahl der privaten Haushalte geführt. In den Szenarien wird unterstellt, dass sich der Trend zu mehr Ein- und Zweipersonenhaushalten in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Die zukünftige Entwicklung der Anzahl an privaten Haushalten wird basierend auf der Bevölkerungsentwicklung und der Anzahl an Personen je Haushalt abgeleitet (siehe Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“, Abschnitt 4.4 „Bevölkerungsentwicklung“). In Anlehnung an die empirische Entwicklung wird im Rahmen dieser Studie die Entwicklung in Tabelle 42 angenommen.

Tabelle 42: Entwicklung der Anzahl an Personen je privatem Haushalt und der privaten Haushalte 2008-2050

| | Einheit | 2008 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Personen je privater Haushalt | Pers./HH | 2,07 | 1,98 | 1,93 | 1,87 | 1,86 |
| Private Haushalte | Mio. | 39,48 | 40,76 | 40,97 | 40,62 | 38,61 |

Quelle: Eigene Berechnungen

Da es bei der Bevölkerung langfristig zu einem Rückgang um ca. 8 Mio. Personen kommt, sinkt die Anzahl der privaten Haushalte trotz des Trends zu kleineren Haushaltsgrößen im selben Zeitraum von 40,97 Mio. auf 38,81 Mio. Somit entwickelt sich die Zahl der privaten Haushalte in der langfristigen Perspektive rückläufig.

## 6.2 Technologische und energiepolitische Annahmen

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung von IKT-Endgeräten wird im Wesentlichen mit weiter steigenden Ausstattungsraten gerechnet. Bei den Fernsehern, die dieses Verbrauchssegment dominieren, wird bei der heute schon hohen Ausstattungsrate von rund 1,6 TV-Geräten pro Haushalt in Deutschland nur noch ein geringfügiger Anstieg angenommen, insbesondere da deren Energiedienstleistung zunehmend auch von anderen Produkten im IKT-Bereich übernommen wird. Insgesamt sind IKT-Endgeräte diejenige Verbrauchergruppe, bei der die Änderung der Ausstattungsraten mit den größten Unsicherheiten verbunden ist, aufgrund

kurzer Reinvestitionszyklen zwischen 3-8 Jahren und einer hohen Dynamik in der Entwicklung neuer Energieanwendungen.

Dahingegen wird bei großen elektrischen Haushaltsgeräten, mit Ausnahme von Wäschetrocknern und Spülmaschinen, nur noch von geringfügig steigenden oder konstanten Ausstattungsraten ausgegangen. Überwiegend wird die Bestandsänderung an großen Geräten in den kommenden Jahren durch Ersatzbeschaffungen bestimmt.

Bei der Anzahl an Beleuchtungspunkten pro Wohneinheit wird mit einer weitgehend konstanten Anzahl gerechnet. Beim zukünftigen Bestand an Klimageräten in privaten Haushalten wird bereits bis 2030 von einem Zuwachs des Bestands um etwa das Siebenfache ausgegangen; die heutige Ausstattungsrate an Klimageräten in privaten Haushalten beträgt etwa ein Prozent.

Die Ausstattungsraten der privaten Haushalte mit elektrischen Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimaanlagen werden auf Grundlage der regelmäßigen Veröffentlichungen des ZVEI und weiterer Studien ermittelt [Barthel et al. 2010; BITKOM 2008; EuP Preparatory Studies 2008a; Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI 2009; GfK 2010; Prognos und Öko-Institut; destatis 2010; ZVEI 2009]. In beiden Szenarien wird von gleichen Ausstattungsraten ausgegangen, um eine hohe Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zu gewährleisten. Die zukünftige Entwicklung der Geräte-, Beleuchtungs- und Klimaanlagenverkäufe nach Effizienzklassen basiert auf den empirischen Daten der [GfK 2010]. Weitere Quellen, die neben der GfK für die Schätzung der spezifischen Verbräuche herangezogen werden, sind [Barthel et al. 2010; EuP Preparatory Studies 2007a-c; EuP Preparatory Studies 2008a-e; EuP Preparatory Studies 2009; Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI 2009; Olonscheck et al. 2011; Prognos; Prognos und EWI 2006; Prognos und Öko-Institut].

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden bei den Haushaltsgeräten, Leuchtmitteln und Klimageräten im Wesentlichen durch Mindesteffizienzstandards und verbindliche Energieverbrauchskennzeichnungen bestimmt. Dabei wird im *Referenzszenario* davon ausgegangen, dass die verschiedenen Lose gemäß ihrem Zeitplan implementiert werden. Dies beinhaltet auch Lose, deren Vorbereitungsstudien schon abgeschlossen sind, die jedoch erst in den kommenden Jahren implementiert werden. Von einer Novellierung der Lose wird im *Referenzszenario* nicht ausgegangen (siehe Tabelle 43). Dahingegen wird im *Basisszenario* von einer kontinuierlichen Novellierung der Lose ausgegangen, entsprechend der Least-Lifecycle-Costs (siehe Tabelle 44).

Tabelle 43: Energiepolitische Instrumente des Haushaltssektors für Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung im *Referenzszenario*

| **Instrumenten-typ** | **Instrument** | **Festlegung für *Referenzszenario*** |
|---|---|---|
| Ordnungs-rechtliche Vor-schriften | Mindesteffizienz-standards | Wird beibehalten, jedoch nicht mehr novelliert. Die verschiedenen Lose werden gemäß Zeit-plan implementiert (beinhaltet auch Lose, de-ren Vorbereitungsstudien schon abgeschlos-sen sind, die jedoch erst in den kommenden Jahren implementiert werden) |
| | Verbindliche Ener-gieverbrauchs-kennzeichnung | |

Tabelle 44: Energiepolitische Instrumente des Haushaltssektors für Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung im *Basisszenario*

| **Instrumenten-typ** | **Instrument** | **Festlegung für *Basisszenario*** |
|---|---|---|
| Ordnungs-rechtliche Vor-schriften | Mindesteffizienz-standards | Mindesteffizienzstandards werden kontinuier-lich novelliert entsprechend der Least-Life-cycle-Costs |
| | Verbindliche Ener-gieverbrauchs-kennzeichnung | |

## 6.3 Ergebnisse des Referenzszenarios

Die Analyse der Endenergienachfrage bis 2050 zeigt zunächst einen rückläufigen Trend bis 2020, der dann zunächst bis 2030 wieder teilweise kompensiert wird. Dies ist auf den die Stromnachfrage steigernden Effekt der Haushaltsentwicklung und den Anstieg der Ausstattungsraten zurückzuführen, die in diesem Zeitraum die Energieeinsparungen übersteigen. Daran schließt sich ein kontinuierlicher Rückgang der Stromnachfrage bis 2050 an. Ein Vergleich der Verbräuche aus den Jahren 2010 und 2050 zeigt eine Senkung um etwa 9,2 TWh (-8,4 %).

Im *Referenzszenario* ist die größte Verbrauchsminderung auf die sog. „Weiße Ware“ zurückzuführen von etwa 12,6 TWh (-38 %). Trotz des Umstandes, dass von keiner Novellierung der Mindesteffizienzstandards in diesem Szenario ausgegangen wird, führt die Bestandsumwälzung bereits im *Referenzszenario* zu einem signifikanten Rückgang der Stromnachfrage. Ein entsprechendes Bild stellt sich auch bei der Beleuchtung ein, wo bereits bestehende Standards zu einem Rückgang der Stromnachfrage von etwa 5,9 TWh (-52 %) führen. Bei den IKT-Endgeräten zeigt sich jedoch lediglich ein geringer Rückgang von etwa 1,7 TWh (-8 %) bis 2050, da sich hier die Effizienzsteigerung und die Erhöhung der Ausstattungsrate im Wesentlichen kompensieren. Der prozentual höchste Anstieg stellt

sich bei der Klimatisierung mit etwa 7,0 TWh (+844 %) ein. Auch bei den elektrischen Kleingeräten kommt es zu einem Anstieg der Stromnachfrage, da diese bis auf Ausnahmen (z. B. Staubsauger) nicht durch regulatorische Maßnahmen adressiert werden.

Die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im *Referenzszenario* ist, differenziert nach Anwendungsbereichen, in Abbildung 50 dargestellt.

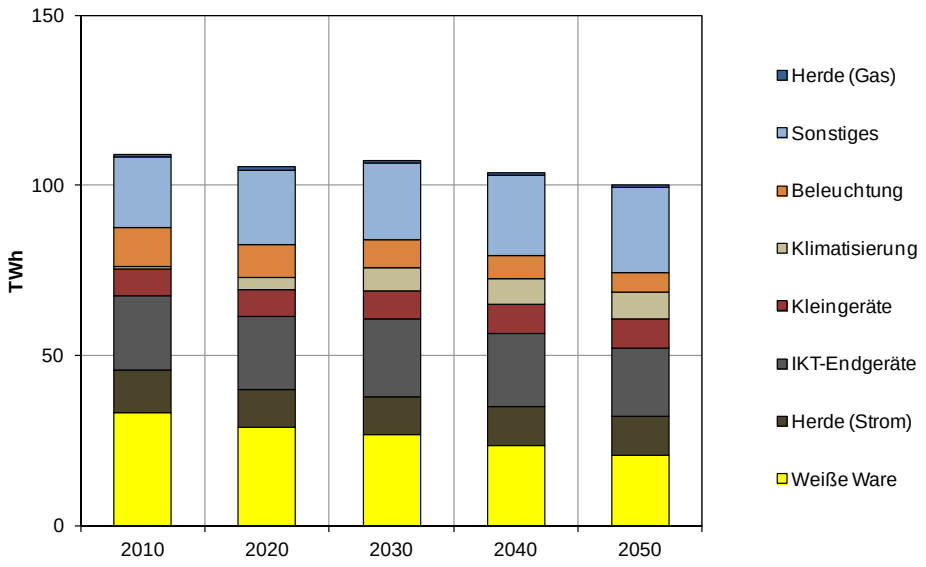



Abbildung 50: Energienachfrage nach Anwendungsgruppen im *Referenzszenario*

## 6.4 Ergebnisse des Basisszenarios

Die Analyse der Endenergienachfrage bis 2050 zeigt im *Basisszenario* einen kontinuierlich rückläufigen Trend. Insgesamt kommt es bis 2050 zu einem Rückgang der Stromnachfrage um 29,6 TWh (-27,1 %). Die größte Verbrauchsminderung tritt bei „Weißer Ware“ in Höhe von etwa 16,2 TWh (-49 %) auf. Die Einsparpotenziale werden im Wesentlichen durch eine Verbreitung von effizienten Geräten erschlossen, denen ein bereits schon heute hoher Sättigungsgrad an Geräteausstattung gegenübersteht. Des Weiteren führt die zunehmende Verbreitung von effizienten Beleuchtungstechniken zu einem zusätzlichen Rückgang von etwa 7,1 TWh bis 2050 (-62 %). Dieser Entwicklung steht ein Anstieg an Beleuchtungspunkten gegenüber, der die eingesparte Strommenge teilweise kompensiert.

Auch bei der Anwendungsgruppe der IKT-Endgeräte sinkt die Stromnachfrage bis 2050 um etwa 7,9 TWh (-36 %). Somit kommt es trotz einer weiteren Verbreitung zu einer Energieeinsparung, die im Wesentlichen auf Mindesteffizienzstandards zurückzuführen ist. Bei Kleingeräten kompensieren sich die erhöhenden und senkenden Faktoren, wodurch es lediglich zu einer Senkung der Stromnachfrage um 0,4 TWh (- 2 %) kommt. Bei der Klimatisierung kommt es zukünftig zu einer starken Durchdringung. Von dem heute noch recht geringen Niveau von etwa 1 TWh kommt es bis 2050 zu einem Anstieg um etwa 5,2 TWh (+628 %).

Die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im *Basisszenario* ist, differenziert nach Anwendungsbereichen, in Abbildung 51 dargestellt.

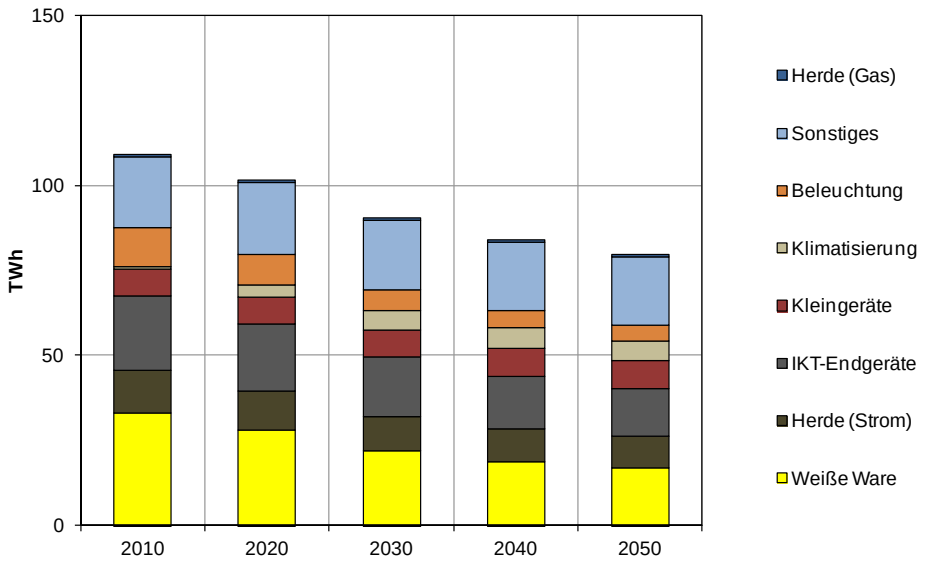



Abbildung 51: Energienachfrage nach Anwendungsgruppen im *Basisszenario*

## 6.5 Vergleich der Szenarien und Fazit

Ein gegenüberstellender Vergleich der Szenarien zwischen den Jahren 2050 und 2010 zeigt, dass die Endenergienachfrage im *Basisszenario* langfristig um weitere 20,4 TWh sinkt. Da die Rahmendaten zur Bevölkerungsentwicklung und der Anzahl an Haushalten in beiden Szenarien identisch sind, ist dieser Unterschied ausschließlich auf verschiedene technologische Entwicklungspfade zurückzuführen. Der größte Unterschied zeigt sich bei den IKT-Endgeräten und den Kleingeräten. Dahingegen ist die Stromnachfrage durch Beleuchtung in 2050 nahezu identisch

in beiden Szenarien aufgrund des hohen Durchdringungsgrades von LED-basierten Leuchtmitteln.

Insgesamt zeigt sich, dass die Vorgabe von Mindesteffizienzstandards die wirksamste Maßnahme zur Senkung des Energieverbrauchs darstellt. Aus Sicht der Modellanalyse bieten diese regulatorischen Maßnahmen auch den Vorteil, dass sich deren Wirkung explizit nach Effizienzklassen und Jahren abbilden lassen.

Die Entwicklung der Endenergienachfrage ist in Form einer Gegenüberstellung in Abbildung 52 dargestellt.

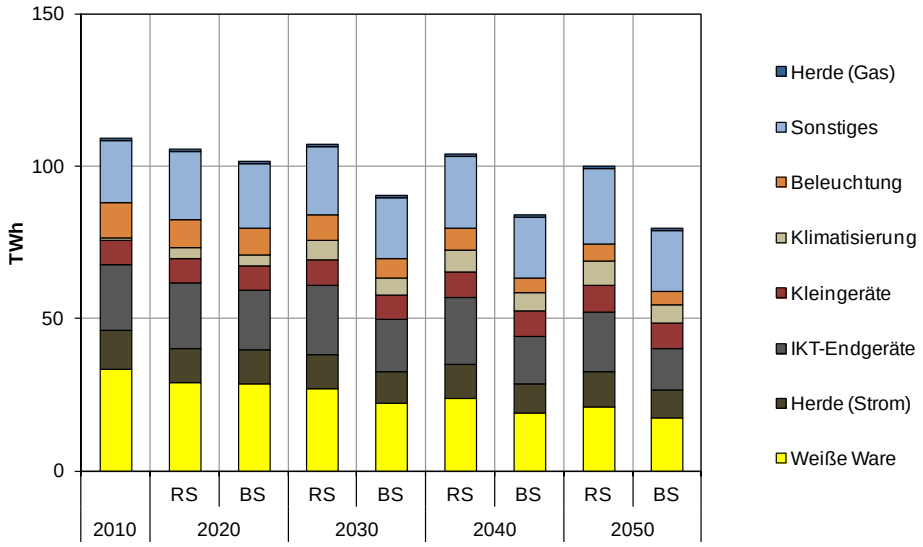



Abbildung 52: Vergleich der Energienachfrage nach Anwendungsgruppen und Szenario

## 6.6 Differenzkosten Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

Um die Differenzkosten im Haushaltssektor für die Anwendungen Geräte, Beleuchtung und Klimatisierung bestimmen zu können, wird eine Wirtschaftlichkeitsbewertung durchgeführt, die folgende Kostenkategorien berücksichtigt:

- Spezifische Investitionen unter Berücksichtigung von technologischem Lernen
- Wartungs- und Instandhaltungskosten, die lediglich für Klimatisierung anfallen
- Einsparungen von Energiekosten durch die Investition in effizientere Technologien

In Tabelle 45 sind die Ergebnisse der Kostenberechnung dargestellt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Investitionen, Wartungen und Instandhaltung bis 2050 auf etwa 5.400 Mio. EUR ansteigen. Der mit Abstand größte Anteil mit etwa 4.400 Mio. EUR ist auf die Weiße Ware zurückzuführen, wobei für Waschmaschinen und Wäschetrockner die höchsten Investitionen anfallen. Dahingegen zeigt sich, dass die Differenz-Investitionen bei den anderen Anwendungen wesentlich geringer sind.

Demgegenüber belaufen sich die Einsparungen durch geringere Energiekosten bis zum Jahre 2050 auf etwa 280 Mio. EUR. Die Analyse der Gegenüberstellung von zusätzlichen Investitionen und Energieeinsparungen zeigt, dass es bei einigen Anwendungen zu Nettoeinsparungen kommt, wenn vorhandene Geräte durch effizientere Alternativen ersetzt werden. Am höchsten sind die Gesamtmehrkosten bei den großen elektrischen Geräten, bei denen ein Ersatz durch höhere Effizienzklassen unter gegebenen Annahmen zu Mehrkosten führt. Hierbei ist zu beachten, dass der Minderverbrauch an Strom im Jahr 2050 nahezu exakt durch die höheren spezifischen Kosten des Stroms im *Basisszenario* kompensiert wird. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Kostenrechnung hier auf Basis der systemanalytischen Gesamtkosten durchgeführt wird (siehe Abschnitt 8.5). Die Perspektive der Nutzer kann sich durch höhere Strompreise für Endverbraucher sowie niedrigere Zinsannahmen deutlich von der hier angestellten Betrachtung unterscheiden.

Tabelle 45: Übersicht der annualisierten (Differenz-) Fixkosten und Energiekosten für Haushalte (ohne Gebäude, Heizung und Warmwasser) in Mio. EUR

| Anwendung | Kostenart | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Weiße Ware | Fixkosten | 1.426 | 2.252 | 3.344 | 4.368 |
| Herde | Fixkosten | 176 | 237 | 274 | 346 |
| IKT-Endgeräte | Fixkosten | 68 | 115 | 167 | 216 |
| Kleingeräte | Fixkosten | 60 | 95 | 142 | 185 |
| Klimatisierung | Fixkosten | 16 | 29 | 39 | 50 |
| Beleuchtung | Fixkosten | 47 | 83 | 143 | 197 |
| Sonstiges | Fixkosten | 14 | 23 | 27 | 33 |
| **Summe** | **Fixkosten** | **1.807** | **2.833** | **4.135** | **5.395** |
| Weiße Ware | Energie | 204 | -96 | -48 | 15 |
| Herde | Energie | 111 | 53 | 48 | -14 |
| IKT-Endgeräte | Energie | -55 | -327 | -294 | -298 |
| Kleingeräte | Energie | 90 | 148 | 153 | 136 |
| Klimatisierung | Energie | 14 | -1 | -15 | -43 |
| Beleuchtung | Energie | 34 | -130 | -78 | -21 |
| Sonstiges | Energie | 57 | 126 | 81 | -56 |
| **Summe** | **Energie** | **455** | **-227** | **-154** | **-280** |
| **Summe** | **Gesamt** | **2.263** | **2.606** | **3.981** | **5.115** |

# 7 Stromerzeugung und KWK

## 7.1 Szenarienspezifische Annahmen

Die Teile der Modellparametrierung im Bereich Stromerzeugung und KWK, die in allen Szenarien identisch sind, sind in Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Kapitel 3, „Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung“ dargestellt. Dies betrifft unter anderem die technologischen und ökonomischen Annahmen zu den im Modell abgebildeten Technologien, die zwischen den Szenarien nicht variiert werden. Darüber hinaus werden dem Modell bestimmte Nebenbedingungen gestellt, die es erfüllen muss. Diese werden im Folgenden erläutert.

### 7.1.1 Parametrierung der Stromerzeugung im Referenzszenario

Im *Referenzszenario* werden bezüglich des EE-Ausbaus in Deutschland nur wenige Vorgaben gemacht. Diese dienen im Wesentlichen dazu, einen zum Zeitpunkt der Festlegung noch nicht endgültig feststehenden EE-Ausbau zum Ende des Jahres 2015 näherungsweise widerzuspiegeln. Es gibt, im Gegensatz zum *Basisszenario*, keine Vorgaben bezüglich des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch.

#### 7.1.1.1 Ausbauvorgaben Photovoltaik

Der Bestand der Photovoltaikanlagen wird über das EE-Anlagenregister abgebildet, für das der Stand zum Ende des Jahres 2012 im Modell hinterlegt ist. Die Bestandsanlagen sind regional den jeweiligen Potenzialen zugeordnet. Für den Ausbau der installierten PV-Leistung wird angenommen, dass diese bis zum Jahr 2015 im Bereich der PV-Freiflächenanlagen auf 9,8 GW ansteigt, im Bereich der PV-Aufdachanlagen auf 30,9 GW. Darüber hinaus werden keine Vorgaben gemacht. Das Modell ist nicht gezwungen, Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer wieder zu ersetzen, um z. B. Leistungsvorgaben einzuhalten. Das Modell hat also theoretisch die Möglichkeit, vollständig auf den weiteren den Ausbau der Photovoltaik zu verzichten. An dieser Stelle sei noch einmal auf den explorativen Charakter des Szenarios verwiesen. Die Autoren sind sich bewusst, dass insbesondere der Ausbau der PV-Aufdachanlagen in der Realität nicht durch einen zentralen Planer gesteuert wird.

#### 7.1.1.2 Ausbauvorgaben Wind-Onshore

Der Bestand der Onshore-Windenergieanlagen wird ebenfalls über das EE-Anlagenregister zum Ende des Jahres 2012 abgebildet. Für den Ausbau bis 2015, der zum Zeitpunkt der Festlegung noch nicht feststand, wurden die Ausbauvorgaben aus dem EEG abgeleitet (der Zweck dieses Vorgehens liegt in der Parametrierung des *Basisszenarios*, siehe Abschnitt 7.1.2.2.3) und als Energiemengenvorgaben umgesetzt. Wind-Onshore muss daher in 2015, und damit auch in 2020, nur die Vorgabe erfüllen, 70 TWh Strom zu erzeugen; dass dieser Wert durch den starken Ausbau der letzten Jahre in der Realität bereits übertroffen wurde, ist für die Fragestellungen dieses Szenarios nicht relevant.

#### 7.1.1.3 Ausbauvorgaben Wind-Offshore

Im *Referenzszenario* werden die bereits umgesetzten und geplanten Wind-Offshoreparks bis 2020 umgesetzt; dafür wird dem Modell eine Mindestleistung von 6,5 GW vorgegeben, die auch in den späteren Jahren nicht unterschritten werden darf. Im Gegensatz zum *Basisszenario* gibt es im *Referenzszenario* darüber hinaus keine weiteren Vorgaben.

### 7.1.2 Parametrierung der Stromerzeugung im Basisszenario

Im *Basisszenario* werden einige wichtige Leitplanken des EE-Ausbaus in Deutschland im Modell vorgegeben. Das Modell muss dazu gewisse Nebenbedingungen erfüllen. Diese sowie der geografische Modellraum werden im Folgenden erläutert.

#### 7.1.2.1 Abgebildeter geografischer Raum

Im *Basisszenario* wird neben Deutschland der Regionencluster Europa abgebildet (siehe Tabelle 46). Nordafrika und der Mittlere Osten, die sog. MENA-Region (engl.: Middle East and North Africa), werden im *Basisszenario* nicht abgebildet. Stromimporte aus der MENA-Region wurden und werden insbesondere im Zusammenhang mit dem Desertec-Konzept[15] diskutiert. In diesem Szenario sind Importe aus außereuropäischen Ländern durch die geografische Abgrenzung nicht möglich.

---

15 Siehe z.B. www.desertec.org.

Zweck dieser Festlegung ist die Tatsache, dass vor dem Hintergrund der derzeitigen geopolitischen Lage ein Zeitplan für eine verstärke Kooperation zwischen Europa und der MENA-Region im Strombereich kaum zu bestimmen ist: Zu welchem Zeitpunkt sich ein Stromimport aus der MENA-Region in welcher Höhe realisieren lässt, kann derzeit nicht sachgerecht abgeschätzt werden. Dies bedeutet nicht, dass eine verstärkte Vernetzung der Regionen nicht potenziell sehr vorteilhaft wäre; aus diesem Grund wird eine stärkere Vernetzung im *restriktionsarmen Szenario* untersucht (siehe Berichtsmodul 6 „Restriktionsarmes Szenario“). Im *Basisszenario* wird aufgrund der Unsicherheiten auf die Berücksichtigung der MENA-Region verzichtet.

Tabelle 46: Im Stromsektor des *Basisszenarios* abgebildete Regionen außerhalb Deutschlands

| **Modellregion** | **Abgebildete Länder** |
|---|---|
| **Regionencluster „Europa"** | |
| Balkan | Serbien, Bosnien und Herzegowina, Albanien, Mazedonien, Montenegro und der Kosovo |
| Baltikum | Estland, Lettland und Litauen |
| Belgien und Luxemburg | Belgien und Luxemburg |
| Britische Inseln | Vereinigtes Königreich und Irland |
| Bulgarien und Griechenland | Bulgarien und Griechenland |
| Dänemark | Dänemark |
| Finnland | Finnland |
| Frankreich | Frankreich |
| Iberische Halbinsel | Spanien und Portugal |
| Italien | Italien |
| Niederlande | Niederlande |
| Norwegen | Norwegen |
| Österreich | Österreich |
| Polen | Polen |
| Rumänien | Rumänien |
| Schweiz | Schweiz |
| Slowakei und Ungarn | Slowakei und Ungarn |
| Schweden | Schweden |
| Tschechien | Tschechien |

#### 7.1.2.2 Vorgaben bezüglich des EE-Ausbaus in Deutschland

##### 7.1.2.2.1 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Deutschland verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung kontinuierlich zu steigern, dabei aber innerhalb bestimmter Grenzen zu halten. Hierzu wurden für verschiedene Jahre Grenzwerte festgelegt, welche nicht unter- bzw. überschritten werden sollen, jeweils gemessen am Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 soll der Anteil mindestens 35 % betragen, in 2025 soll er zwischen 40 und 45 % liegen, in 2035 zwischen 55 und 60 % und in 2050 mindestens 80 % betragen. Diese Zielvorgaben werden als *EE-Ausbaukorridor* bezeichnet. Von diesem wurden im Modell nur die unteren Grenzen implementiert, wobei Ziele für 2030 und 2040 durch Mittelwertbildung aus den anderen Jahren abgeleitet wurden. Zusätzlich muss für die Zukunft eine Festlegung erfolgen, wie Stromimporte in die Berechnung des EE-Anteils eingehen. Hierzu wurden die folgenden Festlegungen getroffen:

1. Der EE-Anteil des Nettostromimports in einem Jahr entspricht dem durchschnittlichen EE-Anteil des europäischen Stromsystems (ohne Deutschland) in dem jeweiligen Jahr.
2. Maximal 10 Prozentpunkte des EE-Ziels in 2050 können durch Importe erfüllt werden. Die inländische Bruttostromerzeugung muss demzufolge mindestens 70 % der Bruttostromnachfrage betragen, der Rest kann durch Importe gedeckt werden. Höhere Stromimporte werden bei der Zielerfüllung nicht weiter berücksichtigt.

Ohne die Ergebnisse vorwegzunehmen sei jedoch an dieser Stelle schon auf die begrenzte Wirkung dieser Vorgaben im *Basisszenario* hingewiesen. In den ersten beiden Dekaden sorgen die technologiescharfen Ausbauvorgaben (siehe die nächsten Abschnitte) sowie der kostengetriebene Ausbau der Windenergie an Land dafür, dass die Minimumziele ohnehin erfüllt werden. In den späteren Jahren liegt der kostenoptimale Ausbau der erneuerbaren Energien über den durch die Nebenbedingungen abgesicherten Zielen[16].

16 In 2050 entspricht der endogene, kostengetriebene EE-Ausbau nahezu exakt der Vorgabe von 70 % inländischer EE-Erzeugung.

#### 7.1.2.2.2 Ausbauvorgaben Photovoltaik

Der Bestand der Photovoltaikanlagen wird über das EE-Anlagenregister abgebildet, für das der Stand zum Ende des Jahres 2012 im Modell hinterlegt ist. Die Bestandsanlagen sind regional den jeweiligen Potenzialen zugeordnet. Für den PV-Ausbau danach wird angenommen, dass der Zubau mindestens bis zum Erreichen des im EEG verankerten „Deckels“ von 52 GW fortgeführt wird. Dieses Ziel wird für 2020 als Minimumbedingung vorgegeben und für alle weiteren Jahre beibehalten, d. h. nach 2020 müssen immer mindestens 52 GW PV in Deutschland installiert sein. Dabei wird zusätzlich festgelegt, dass bis zum Erreichen des 52 GW-Deckels das derzeitige Verhältnis zwischen Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen ungefähr beibehalten wird: Drei Viertel der Gesamtleistung, die vom Modell bis zum Erreichen des 52 GW-Deckels noch hinzukommt, werden als Aufdachanlagen ausgeführt (d. h. 13 GW) und ein Viertel (d. h. 39 GW) als Freiflächenanlagen. Diese Werte bleiben über die abgebildeten Jahre als Minimumvorgaben bestehen. Das Modell kann sowohl bei PV-Freiflächenanlagen als auch bei PV-Aufdachanlagen die vorgegebene Leistung (unter Berücksichtigung des ermittelten Potenzials) in jedem Jahr überschreiten. Für den zusätzlichen Ausbau gibt es keine Bedingungen, die den weiteren Ausbau der einen Technologie an die andere bindet: Nach 2020 können Freiflächenanlagen über die Mindestleistung von 13 GW ausgebaut werden, ohne dass gleichzeitig auch Aufdachanlagen ausgebaut werden müssen. Es gibt für die endogen gebauten Leistungen keine regionalen Vorgaben jenseits der Berücksichtigung der regionalen Anforderungen bzw. Mehrkosten durch ggf. notwendigen Verteilungsnetzausbau (siehe Abschnitt 7.1.3.2). Des Weiteren müssen Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer nicht am gleichen Standort wiedererrichtet werden. Die Leistung von 52 GW kann also in 2050 räumlich anders verteilt sein, als dies in 2020 der Fall ist.

#### 7.1.2.2.3 Ausbauvorgaben Wind-Onshore

Der Bestand der Onshore-Windenergieanlagen wird ebenfalls über das EE-Anlagenregister zum Ende des Jahres 2012 abgebildet. Für den Zeitraum bis 2020 werden die Ausbauvorgaben aus dem EEG abgeleitet, die Leistungsvorgaben aber nicht direkt vorgegeben. Das Modell baut im Rahmen der Optimierung Windenergieanlagen bevorzugt an sehr guten Standorten und setzt dabei häufig auf Anlagen mit einem hohen Rotor-Generator-Verhältnis (sog. Schwachwindanlagen). Die Modellanlagen weisen daher im Schnitt relativ hohe Volllaststunden auf. In der Realität werden aber aus unterschiedlichen Gründen nicht nur die besten Standorte mit optimal ausgelegten Anlagen ausgebaut. Würden die Ziele des EEG

bezüglich der Leistung (2,8 GW/a bis 2019 und 2,9 GW in 2020 [BGBl I 2016]) direkt vorgegeben, ergäbe dies eine Erzeugung, die deutlich über den Erwartungen läge. Unter anderem würde dies dazu führen, dass der EE-Ausbaukorridor in den ersten beiden Dekaden sehr deutlich überschritten würde.

Aus diesem Grunde wurde die zum Zeitpunkt der Festlegung geltende Vorgabe des EEG 2014 (siehe [BGBl I 2014]), die einen Nettozubau von 2,5 GW/a vorsah, in eine Energiemengenvorgabe umgerechnet. Hierzu wurden die Angaben aus dem überarbeiteten Referentenentwurf des EEG 2014 vom 31.03.2014 zugrunde gelegt, welcher für Neuanlagen von durchschnittlich 2.100 Volllaststunden pro Jahr ausgeht. Umgerechnet und mit Berücksichtigung der Bestandanlagen führt dies zur Vorgabe einer Mindesterzeugung von 91 TWh aus Wind-Onshore in 2020. Für die weiteren Jahre werden keinen Vorgaben gemacht.

#### 7.1.2.2.4 Ausbauvorgaben Wind-Offshore

Das Erreichen der im EEG 2016 definierten Ausbauziele bezüglich Wind-Offshore bis 2030 wird im *Basisszenario* durch Nebenbedingungen vorgegeben. In 2020 ist eine Leistung von 6,5 GW vorgegeben, in 2030 15 GW; davon werden mindestens 5,2 GW in der Ostsee errichtet. Die jeweiligen Leistungen dürfen auch im Zeitraum nach 2030 nicht unterschritten werden.

### 7.1.3 Stromnetze

#### 7.1.3.1 Übertragungsnetz

Der methodische Ansatz zur Modellierung des Übertragungsnetzes und die Parametrierung der verwendeten Modelle ist in beiden untersuchten Szenarien (*Referenz-* und *Basisszenario*) in weiten Teilen identisch. Insbesondere wird in beiden Szenarien der gleiche exogen vorgegebene Netzausbau angenommen, der bis einschließlich 2030 als umgesetzt unterstellt wird und weitestgehend auf heutigen Gesetzeslagen basiert: In beiden Szenarien wird unterstellt, dass die Projekte nach dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und dem Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPlG) und Projekte des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) bis 2030 umgesetzt werden. Infolgedessen kann *Enertile* über die gleichen bestehenden Austauschpotentiale zwischen den Regionen verfügen. Darüber hinaus ergibt sich dann in beiden Szenarien entsprechend der Zubauoptimierung in *Enertile* ein unterschiedlicher, modellendogen ermittelter, zusätzlicher Netzausbau.

Anders als im *Basisszenario* werden jedoch im *Referenzszenario* geringere Verkabelungsquoten auf der Höchstspannungsebene angenommen. Diese Parametrierung folgt der Logik, dass im *Referenzszenario* keine besonderen Maßnahmen zur Erreichung von Energiewende-Zielen getroffen werden. Höhere Verkabelungsanteile (bis hin zur Vollverkabelung bei neuen Gleichstrom- (DC)-Trassen) können grundsätzlich als Maßnahme zur Schaffung einer höheren Akzeptanz bei der Umsetzung von Netzausbau interpretiert werden, der – so jedenfalls die Erwartung – erforderlich bzw. unter ökonomischen Gesichtspunkten vorteilhaft zur Erreichung der Ziele der Energiewende ist. Folgende Tabelle zeigt die jeweils unterstellten Verkabelungsgrade unterschieden nach exogenem und endogenem Netzausbau sowie nach Gleichstrom und Drehstrom.

Tabelle 47: Annahmen zum Verkabelungsgrad im *Basis*- und *Referenzszenario*

| | | ***Basisszenario*** | ***Referenzszenario*** |
|---|---|---|---|
| Exogener Netzausbau | AC | 0 % | 0 % |
| | DC | 100 % | 0 % |
| Endogener Netzausbau | AC | 20 % | 10 % |
| | DC | 100 % | 10 % |

Der geringere Verkabelungsgrad im *Referenzszenario* resultiert in deutlich niedrigeren spezifischen Leitungskosten. Von Unterschieden der technischen Übertragungsfunktionen zwischen Kabel und Freileitung wird im Rahmen der Studie abstrahiert, so dass hier keine weiteren Einflüsse betrachtet werden müssen. Für die Ausbaumodellierung bedeutet dies, dass – ceteris paribus – der Netzausbau auf Übertragungsnetzebene im *Referenzszenario* eine attraktivere, da günstigere Option im Vergleich zum *Basisszenario* darstellt.

Da szenarienspezifisch unterschiedliche Annahmen für die Zubauoptimierung angenommen wurden, kann sich losgelöst von der Modellierung des Übertragungsnetzes ein unterschiedlicher endogener Netzausbau ergeben.

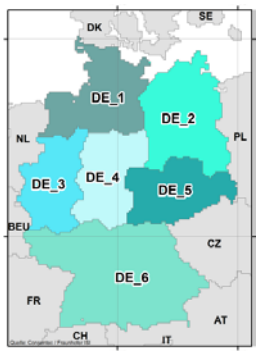
#### 7.1.3.2 Verteilungsnetze

Sämtliche Aspekte zu den Wechselwirkungen zwischen **Verteilungsnetzen** und den nachfrage- und angebotsseitigen Modellen sind im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.2, „Verteilungsnetze“ beschrieben. Die dort genannten Annahmen und Parameter sind grundsätzlich einheitlich für alle Szenarien gültig. Voranalysen zum *Referenzszenario* zeigen, dass in diesem Szenario kein Zubau

von PV-Aufdachanlagen zu erwarten ist. Anders im *Basisszenario*: Dort kommt es entsprechend der weiteren Vorgaben für dieses Szenario zu einem erheblichen Ausbau von PV-Aufdachanlagen in Deutschland (Vorgabe: PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 52 GW werden errichtet, davon dreiviertel, also 39 GW als PV-Aufdachanlagen). Wesentlicher Freiheitsgrad in der Zubauoptimierung ist die regionale Verteilung dieses Zubaus. Diese regionale Verteilung der PV-Aufdachanlagen hat erheblichen Einfluss auf die Höhe des in den Verteilungsnetzen erforderlichen Netzausbaus. Für die Erreichung eines unter den gegebenen Randbedingungen gesamtkostenoptimalen Ergebnis ist es somit erforderlich, den Zusammenhang zwischen Netzkosten und regionaler Verteilung bereits in der Zubauoptimierung *Enertile* zu berücksichtigen. Daher werden für das *Basisszenario* für Deutschland je modellierter Region sogenannte Netzausbauschwellen vorgegeben. Diese beschreiben die installierte Leistung in PV-Aufdachanlagen, ab denen ein Netzausbau mit entsprechender Kostenwirkung erforderlich wird. In *Enertile* ist dies dadurch abgebildet, dass bei einem Zubau, der über diese Schwelle hinausgeht, die Kosten für den Zubau steigen. Die Höhe der Netzausbauschwelle ist allerdings stark arbeitspunktabhängig, da sie wesentlich davon abhängt, wo und in welchem Umfang auch andere EE-Anlagen errichtet werden (PV-Freifläche und Wind), die ebenfalls die Verteilungsnetze „belasten“. Daher müssen die Netzausbauschwellen in einem iterativen Vorgehen ermittelt werden, denn die aus den Netzausbauschwellen resultierende Verteilung der PV-Aufdachanlagen kann wiederum die Verteilung der übrigen EE-Anlagen beeinflussen. Als Ergebnis dieses iterativen Vorgehens haben sich für die einzelnen Regionen Deutschlands als Netzausbauschwellen die in nachfolgender Tabelle aufgeführten Werte ergeben (zur Einteilung der Regionen s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund, Abschnitt 3.5, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“). Im *Referenzszenario* ist eine Berücksichtigung von Netzausbauschwellen nicht erforderlich, da ein Zubau von PV-Aufdachanlagen ohnehin nicht zu erwarten ist.

Tabelle 48: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *Basisszenario*

| Region | Ausbau-schwelle |
|---|---|
| DE 1 | 2,7 GW |
| DE 2 | 4,6 GW |
| DE 3 | 10,2 GW |
| DE 4 | 2,7 GW |
| DE 5 | 4,0 GW |
| DE 6 | 16,2 GW |




## 7.2 Ergebnisse des Referenzszenarios

### 7.2.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland

Die **Stromnachfrageentwicklung** des europäischen Auslands wird in allen Szenarien aus dem EU-Szenario „Reference Scenario 2050“ [Europäische Kommission 2013] übernommen; in diesem Szenario wird von einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Die nationalen Nachfragen werden dem Stromsystemmodell *Enertile* vorgegeben. Hierbei ist zu beachten, dass in *Enertile* für das Ausland Nachfrageflexibilisierung aus rechenzeittechnischen Gründen nicht so detailliert abgebildet werden kann wie in Deutschland. Daher wird im Ausland pauschal ein bestimmter Anteil der Nachfrage als flexibel abgebildet. Dieser Teil der Nachfrage kann innerhalb eines begrenzten Zeitraums verschoben werden. Die Höhe des Anteils orientiert sich dabei an der Entwicklung der flexiblen Nachfrage in Deutschland. Dies bedeutet, dass mit den in Deutschland steigenden Stromnachfragen für Wärmepumpen und Elektromobilität auch der Anteil der flexiblen Nachfrage im europäischen Ausland steigt.

Prinzipiell ist das europäische Ausland im Modell ähnlich abgebildet wie in Deutschland. Es stehen die gleichen Erzeugungstechnologien zur Verfügung, wobei KWK ebenfalls aus rechentechnischen Gründen und Grenzen der Datenverfügbarkeit bei der ansonsten genutzten Detailtiefe nur in Deutschland abgebildet wird.

Die Stromerzeugung der **Kernenergie** sinkt von 2020 bis 2050 durch die exogenen Leistungsvorgaben des Szenarios deutlich ab, von 791 TWh im Jahr 2020 bis auf 382 TWh im Jahr 2050. Die Parametrierung bildet dabei eine Entwicklung ab,

in der die Länder, die derzeit gültige Gesetze zum Kernenergieausstieg haben, ihre Reaktoren nach 40 Jahren Lebensdauer vom Netz nehmen und Länder, die noch nie Kernenergie genutzt haben, dies beibehalten. Länder, die zurzeit über laufende Kernkraftwerke verfügen und keinen Kernenergieausstieg beschlossen haben, lassen ihre Kernkraftwerke ebenfalls die vorgesehenen 40 Jahre in Betrieb, bauen aber auch neue Reaktoren.

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** und die installierte Leistung sinken im Zeitraum von 2020 bis 2050 um ca. 25 %, obwohl ein Ersatz der derzeit bestehenden Leistung möglich ist; eine Erhöhung der installierten Leistung über das heutige Niveau ist in dem Szenario vor dem Hintergrund der Akzeptanzprobleme beim Tagebau im Modell nicht zulässig. Grund für den Rückgang der Erzeugung ist jedoch die steigende Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien. Die Braunkohle ist bei dem gewählten $CO_2$-Preisniveau lange Zeit konkurrenzfähig. Dies zeigt sich auch in Abbildung 60, in der die Vollkosten der fossilen Stromerzeugungstechnogien inklusive der Kosten für $CO_2$-Emisisonen in Abhängigkeit der Auslastung dargestellt sind. Es zeigt sich, dass bei dem in diesem Szenario für 2050 unterstellten $CO_2$-Preis von 30 EUR/t Braunkohle die günstigste fossile Stromerzeugungstechnologie ist, wenn eine Auslastung von mehr als 2.500 h/a erreicht werden kann. Die weiteren Kostensenkungen der EE-Technologien in Kombination mit dem – wenn auch nur moderat steigenden – $CO_2$-Preis drängen die Braunkohle zwar sukzessive aus dem System, aber deutlich zu langsam, um sie bis 2050 vollständig zu verdrängen.

Die Stromerzeugung aus **Steinkohle** wird von 2020 bis 2050 halbiert. Dennoch wird zumindest ein Teil der alten Anlagen durch neue Anlagen ersetzt. Diese Entwicklung lässt sich ebenfalls aus der Konkurrenzsituation zu erneuerbaren Energien und den weiteren fossilen Erzeugungsoptionen verstehen. Sofern ein Ersatz alter Braunkohleanlagen möglich ist, ist dies in diesem Szenario immer günstiger als Steinkohle. Ist jedoch kein Ausbau der Braunkohle aufgrund der hinterlegten Begrenzungen (s. o.) bzgl. der installierbaren Leistung mehr möglich, bleibt die Steinkohle oberhalb einer Auslastung von ca. 5.000 Volllaststunden die günstigste konventionelle Erzeugungsoption.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Offshore** steigt bis auf 107 TWh und entspricht den Vorgaben, die sich aus den nationalen EE-Aktionsplänen ergeben. Darüber hinaus findet über den gesamten Zeitraum kein Zubau statt. Der Grund für den geringen Ausbau sind die im Vergleich zu Wind-Onshore deutlich höheren Kosten. Die zusätzlichen Vorteile insbesondere im Bereich Akzeptanz können im Modell nicht abgebildet werden.

**Wind-Onshore** wird bereits im *Referenzszenario* deutlich auf eine Erzeugung von 1.477 TWh ausgebaut. Grund dafür ist die hohe Wettbewerbsfähigkeit, die zum einen durch das technologische Lernen und zum anderen durch die – wenn auch nur moderat – ansteigenden $CO_2$-Preise getrieben wird. Im Jahr 2050 besteht in der beschriebenen Region ein Erzeugungspotenzial von bis zu 3.000 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh. Der größte Ausbau erfolgt in den windstarken Flächenländern Großbritannien/Irland und Frankreich.

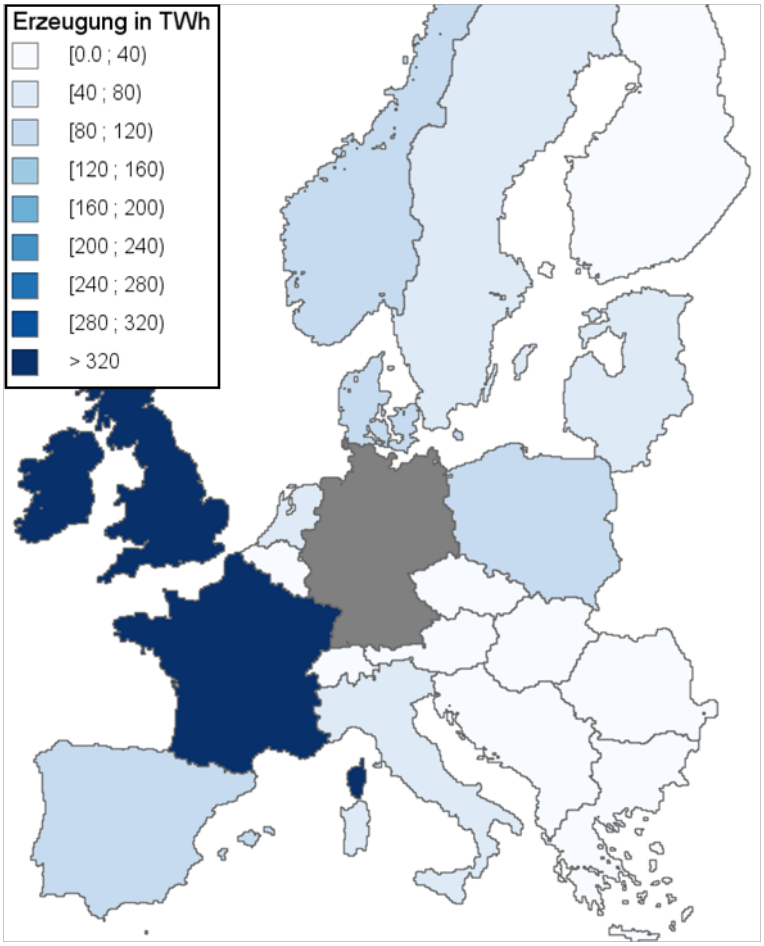



Abbildung 53: Stromerzeugung Wind-Onshore im *Referenzszenario* nach Regionen im Jahr 2050

Die Stromerzeugung der **Photovoltaik** steigt in diesem Szenario bis auf 416 TWh in 2050 an. Die größte Verbreitung wird dabei in Südeuropa erreicht. Insgesamt beträgt das Potenzial mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh in der beschriebenen Region ca. 700 TWh. Ein Überblick über die Stromerzeugung der PV in den modellierten Regionen im Jahr 2050 ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

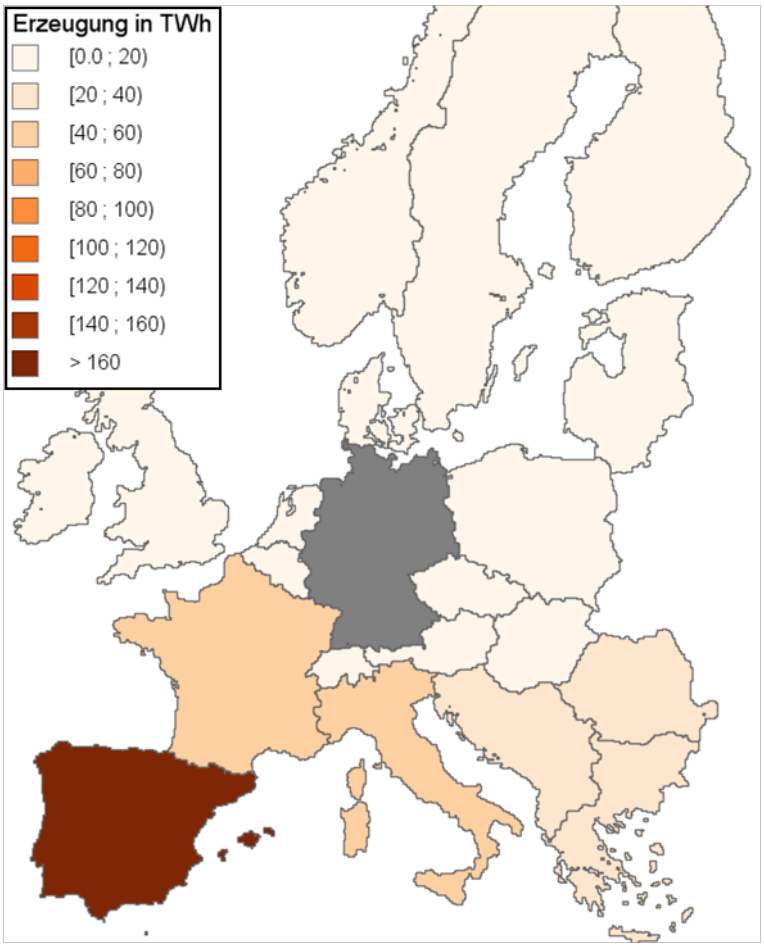



Abbildung 54: Stromerzeugung der PV-Freiflächen im *Referenzszenario* nach Regionen im Jahr 2050

Ein Ausbau der Stromerzeugung aus **konzentrierender Solarthermie** (CSP, engl.: concentrated solar power) findet erst in den letzten beiden Dekaden in nennenswertem Umfang auf ca. 68 TWh im Jahr 2050 statt. Vor dem Hintergrund dieses geringen Ausbaus ist die zugrundeliegende Annahme der deutlichen Reduktion der spezifischen Investitionen von CSP kritisch zu hinterfragen, wenn in anderen Teilen der Welt kein deutlicher Ausbau dieser Technologie stattfindet.

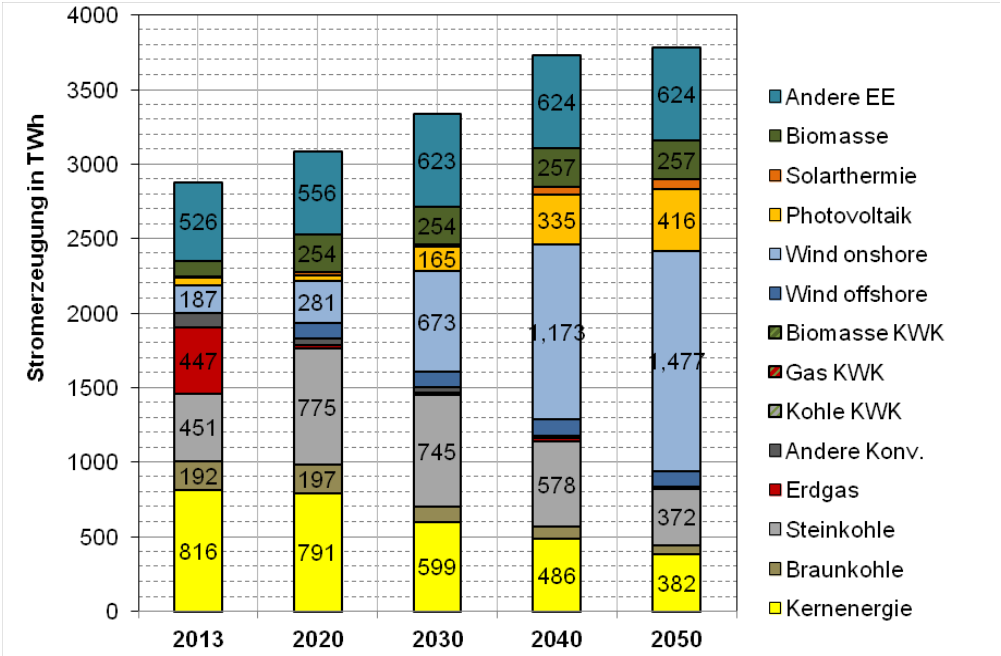



Abbildung 55: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Europa

Tabelle 49: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Europa in TWh

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 816,2 | 790,6 | 599,1 | 486,4 | 382,1 |
| Braunkohle | 192,4 | 197,0 | 106,3 | 80,0 | 64,4 |
| Steinkohle | 451,5 | 774,8 | 744,5 | 577,6 | 372,2 |
| Erdgas | 447,1 | 21,9 | 20,4 | 19,0 | 6,9 |
| Andere Konventionelle | 94,7 | 46,7 | 31,6 | 18,4 | 9,2 |
| Wind-Onshore | 187,4 | 280,8 | 672,6 | 1173,2 | 1476,5 |
| Wind-Offshore | | 104,1 | 107,3 | 107,3 | 107,3 |
| Photovoltaik | 50,4 | 42,8 | 164,5 | 335,2 | 415,8 |
| Solarthermie | 4,4 | 17,4 | 17,2 | 54,3 | 67,5 |
| Biomasse | 111,1 | 254,4 | 254,4 | 257,5 | 257,5 |
| Andere EE | 526,4 | 555,9 | 622,9 | 623,5 | 623,5 |
| **Summe** | **2.881,4** | **3.086,3** | **3.340,9** | **3.732,5** | **3.782,8** |

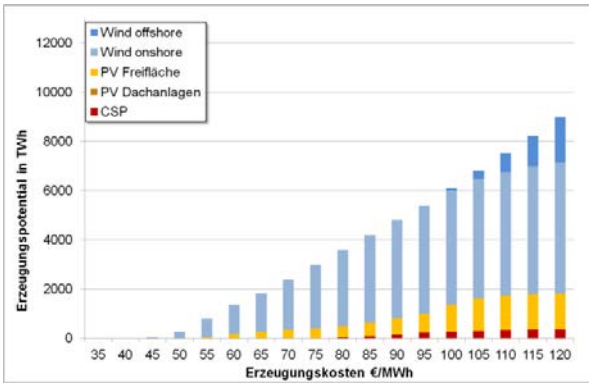
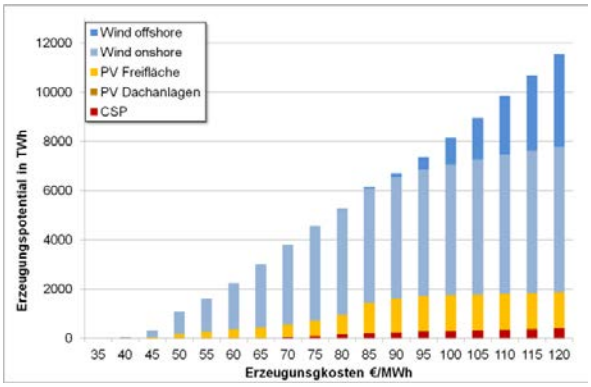
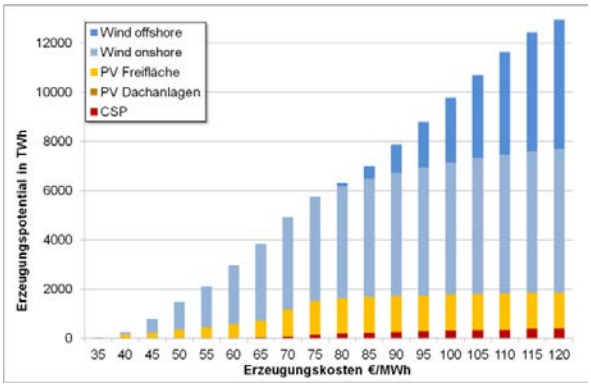
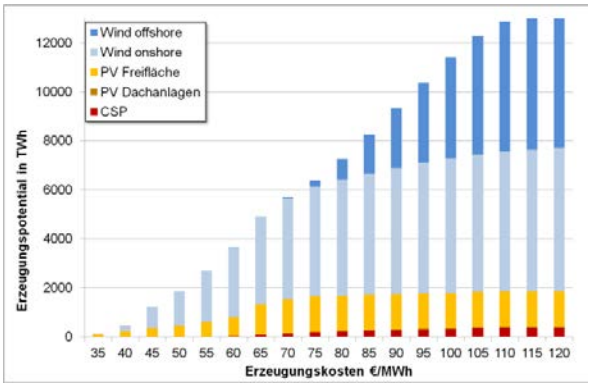
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |

Abbildung 56: Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland

## 7.2.2 Ergebnisse für Deutschland

### 7.2.2.1 Zusammenfassung der Stromnachfrageergebnisse

In den Kapiteln zur Nachfragemodellierung wurde das Zustandekommen der unterschiedlichen Energienachfragen der Sektoren dargestellt. Hieraus ergibt sich die Endenergiestromnachfrage, die das Optimiermodell *Enertile* decken muss. Tabelle 50 bzw. Abbildung 57 fassen die Nachfrageentwicklungen im *Referenzszenario* zusammen. Hierbei ist zu beachten, dass die in Tabelle 50 mit einen * versehenen Verbrauchskategorien (insbesondere Verluste und Power-to-Heat) keine direkten Eingangsdaten in das Modell darstellen. Sie sind vielmehr das Ergebnis der Optimierung. Während die Netzverluste ein notwendiger Effekt des Stromtransports sind, stellt Power-to-Heat im Modell nur eine Option dar, die aus Gründen der Kostenminimierung gewählt werden kann. Bei Wärmepumpen und Elektromobilität hat das Modell bestimmte, aber beschränkte Möglichkeiten, die Last zeitlich zu verlagern; die jährlichen Energienachfragen selbst kann das Modell nicht beeinflussen.

Bis 2030 ist schon das *Referenzszenario* durch eine Verbrauchsreduktion gekennzeichnet. Durch diese sinkt der klassische Bruttostromverbrauch bis 2030 gegenüber 2008 um über 10 %. Parallel dazu kommt es jedoch auch im *Referenzszenario* zu einer Diffusion neuer Verbraucher, besonders im Bereich Wärmepumpen und Elektromobilität; 2050 kommen dann auch Power-to-Heat-Anlagen zur EE-Integration zum Einsatz. Diese sorgen neben dem Bau neuer, effizienterer Kraftwerke auch für einen kontinuierlichen Rückgang beim Eigenverbrauch der Kraftwerke.

In der Summe der Entwicklungen lässt sich beobachten, dass viele Entwicklungen die im *Basisszenario* durch Maßnahmen beschleunigt deutlich schneller geschehen, im *Referenzszenario* ebenfalls zum Tragen kommen. Die Entwicklungen sind dabei jedoch deutlich zu langsam bzw. nicht weitreichend genug. Das Ziel, den klassischen Bruttostromverbrauch bis 2050 um 25 % zu senken, wird daher deutlich verfehlt.

Tabelle 50: Zusammenfassung Kernergebnisse Stromnachnachfrage im *Referenzszenario* in TWh

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Klassischer Nettostromverbrauch | 543,3 | 505,5 | 492,4 | 489,3 | 501,9 |
| Elektromobilität | 0,0 | 0,9 | 6,7 | 19,6 | 30,5 |
| Oberleitungs-LKW | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Wärmepumpen | 3,2 | 10,3 | 16,8 | 26,4 | 34,2 |
| Power-to-Heat Industrie* | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 |
| Power-to-Heat Nah-/ Fernwärme* | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 |
| **Nettostromverbrauch** | **546,5** | **516,7** | **516,0** | **535,4** | **570,0** |
| Speicherverluste* | 1,6 | 1,2 | 0,9 | 1,0 | 0,9 |
| Netzverluste* | 29,0 | 30,2 | 31,0 | 33,4 | 35,7 |
| Kraftwerkseigenverbrauch* | 36,9 | 34,0 | 27,7 | 26,8 | 22,9 |
| CCS: Kraftwerke* | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Bruttostromverbrauch** | **614,0** | **582,0** | **575,6** | **596,7** | **629,6** |
| Export/Import* | 33,8 | 64,8 | -26,0 | -44,6 | -67,1 |
| **Summe** | **647,8** | **646,8** | **549,6** | **552,1** | **562,4** |
| Klass. Bruttostromverbrauch | 610,8 | 570,8 | 552,1 | 550,5 | 561,5 |
| Senkung gegenüber 2008 | 0,8 % | 7,3 % | 10,4 % | 10,6 % | 8,9 % |

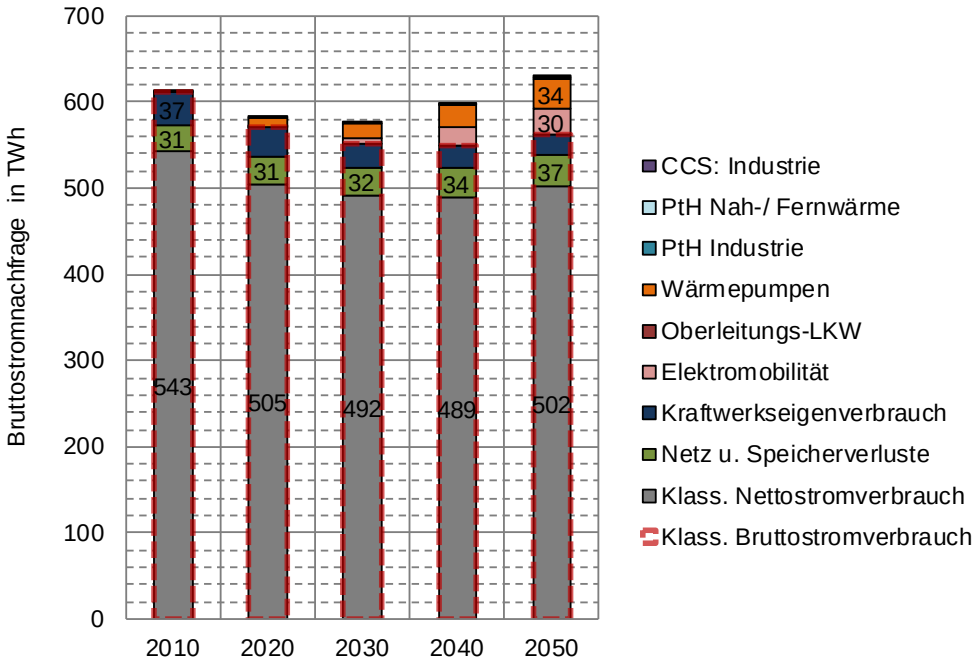



Abbildung 57: Stromnachfrage und Verluste im *Referenzszenario*

#### 7.2.2.2 Stromerzeugungsmix

Abbildung 58 und Tabelle 51 zeigen die Nettostromerzeugung in Deutschland im *Referenzszenario*. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden einzeln diskutiert.

Die installierte Leistung der **Kernenergie** folgt auch im *Referenzszenario* dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, womit 2022 das letzte Kernkraftwerk seine Produktion einstellt. 2020 erreichen die dann noch laufenden Blöcke allerdings weiterhin hohe Auslastungen und speisen 63,9 TWh ein.

Für **Steinkohlekraftwerke** ist in diesem Szenario keine explizite Reduktion der installierten Leistung vorgenommen; die Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren betrieben. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung daher 13,5 GW, die durch hohe Volllaststunden von mehr als 7.000 h fast 95 TWh Stunden Strom erzeugen. Diese hohe Auslastung ergibt sich unter anderem durch die hohe Konkurrenzfähigkeit, auch gegenüber Kraftwerken im Ausland. Zurzeit befinden sich viele Kraftwerke in Europa kurz vor dem Ende ihrer angenommenen Lebensdauer, teilweise haben sie diese auch bereits schon überschritten. Das Modell nutzt daher die bestehenden und bis 2020 zu verstärkenden Interkonnektoren, um Strom zu exportieren. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Leistung bereits heute existierender Kraftwerke auf knapp unter 5 GW. Ein Neubau reiner Kondensationskohlekraftwerke rechnet sich in Deutschland hingegen nicht. Die Alternativoptionen, insbesondere Braunkohle und Steinkohle-KWK-Kraftwerke, sind unter den Rahmenbedingungen dieses Szenarios konkurrenzfähiger.

**Braunkohleverstromung** ist im *Referenzszenario* sehr konkurrenzfähig. In Deutschland nutzt das Modell die Einschränkung, dass die installierte Leistung von 2013 nicht überschritten werden darf, voll aus. Stillgelegte Kraftwerke werden also umgehend ersetzt, so dass die Leistung konstant bei 17,7 GW bleibt. Die Kraftwerke erreichen über den gesamten Zeithorizont eine Auslastung nahe dem durch die technische Verfügbarkeit begrenzten Maximum; die Kraftwerke laufen fast konstant durch. Die hohe Auslastung wird auch durch die existierenden bzw. verstärkten Interkonnektoren (siehe Abschnitt 7.2.3) ermöglicht. In Zeiten hoher Windeinspeisung kann somit der durch den niedrigen $CO_2$-Preis günstige Strom exportiert werden.

Die **Stromerzeugung aus KWK-Anlagen** ist bei den moderaten $CO_2$-Preisen dieses Szenarios stark konkurrenzfähig und wird bis auf ein Niveau von ca. 140 TWh

in 2040 ausgebaut und sinkt danach wieder leicht. In den letzten beiden Dekaden erfolgt eine leichte Verschiebung der KWK-Stromerzeugung in Richtung Gas.

Die **Stromerzeugung aus Wind-Onshore** steigt bis auf 192 TWh im Jahr 2050 an. Insbesondere im Zeitraum nach 2030 ist Wind-Onshore an sehr guten Standorten die günstigste Erzeugungstechnologie. Während der Ausbau bis 2020 durch die energetischen Minimumvorgaben bestimmt wird, erfolgt er danach allein kostengetrieben.

**Wind-Offshore** wird im *Referenzszenario* bis 2020 durch derzeit existierende oder projektierte Projekte auf eine Leistung von knapp über 6,5 GW ausgebaut. Danach gibt es im Szenario nur die Vorgabe, diese Leistung nicht zu unterschreiten. Es bleibt im gesamten Zeitraum bei einem Repowering der Anlagen, die Leistung wird nicht erhöht.

Sowohl bei Wind-Onshore als auch bei Wind-Offshore fallen in Tabelle 52 die hohen Volllaststunden auf. Hier muss beachtet werden, dass auch der Ausbau des *Referenzszenarios* optimiert ist: Das Modell baut die optimalen, und in späteren Jahren auch recht hohen, Schwachwindanlagen an den besten Standorten aus. Dadurch ergeben sich die auch in durchschnittlichen Windjahren hohen Volllaststunden. In der Realität ist ein derart stark optimierter Ausbau durch verschiedene Hürden nicht zu erwarten; eine deutliche Erhöhung der Volllaststunden ist jedoch die logische Fortsetzung der derzeitigen Trends der Windenergieanlagen.

Die **Stromerzeugung aus Solarenergie** geht bis 2040 deutlich zurück, es kommt zu einem Anlagenrückbau. Erst zwischen 2040 und 2050 werden wieder PV-Anlagen installiert, wenn die besten Standorte in Deutschland Stromerzeugungskosten unter 60 EUR/MWh erreichen. Allerdings erfolgt die Ausführung dabei immer als PV-Freiflächenanlage, da diese kostengünstiger ist als PV-Aufdachanlagen. Hierzu ist wieder zu beachten, dass eine Minimierung der Systemkosten durchgeführt wird. Obwohl sich ggf. für Hausbesitzer eine PV-Aufdachanlage lohnen würde, ist die Technologie unter den Rahmenbedingungen des *Referenzszenarios* nicht kosteneffizient.

Die **Stromerzeugung aus Biomasse** geht in diesem Szenario exogen vorgegeben stark zurück. Dies gilt besonders für die ungekoppelte Erzeugung, die bis 2050 auf 6 TWh fällt. Die Erzeugung in KWK-Anlagen geht ebenfalls stark zurück und sinkt auf 9 TWh in 2050, obwohl KWK in dem Szenario attraktiv ist. Die Biomasseanteile im KWK-Bereich, die nicht vom Modell bestimmt, sondern exogen vorgegeben werden, sind in dem Szenario jedoch niedriger als im *Basisszenario*.

Ein Ausbau von **Stromspeichertechnologien** findet im *Referenzszenario* nicht statt. Wie in allen Szenarien wird dem Modell die Möglichkeit gegeben, Speicherdummies[17] auszubauen, welche die Eigenschaften und Kosten von großen Pumpspeicherkraftwerken widerspiegeln. Solange selbst diese günstige Form der Stromspeicherung nicht kosteneffizient ist, müssen alternative, teurere Technologien nicht abgebildet werden.

Im **Stromhandel mit dem Ausland** erfolgt im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 eine Trendwende. Während im Jahr 2020 – getrieben im Wesentlichen durch den Ausbau der KWK-Anlagen – noch ein deutlicher Export von 65 TWh in die Nachbarländer erfolgt, kommt es in den folgenden Dekaden zu einem steigenden Import, der bis 2050 67 TWh erreicht. Ursache für diese Entwicklung sind günstigere Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa. So sind im europäischen Ausland Potenziale in Höhe von ca. 1.800 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 50 EUR/MWh verfügbar, während in Deutschland zu diesen Kosten nur ca. 100 TWh verfügbar sind.

17 Zu Zweck und Parametrierung der Speicherdummies siehe das Berichtsmodul „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.3, „Stromspeichertechnologien“.

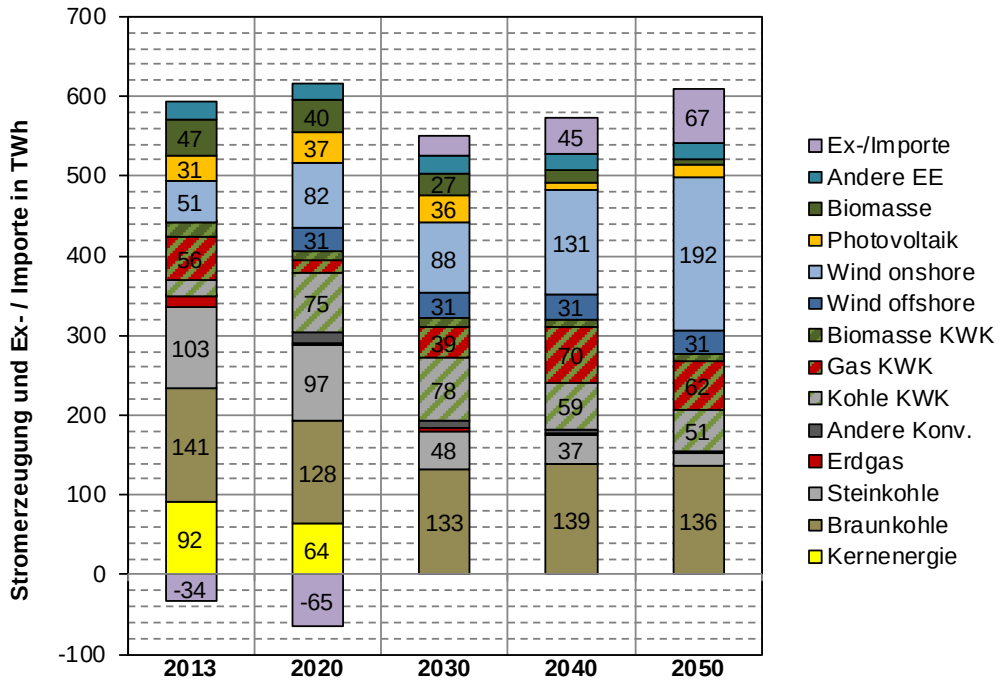



Abbildung 58: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Referenzszenario*

Tabelle 51: Stromerzeugung *Referenzszenario* in Deutschland in TWh

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 92,1 | 63,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 141,2 | 128,4 | 132,9 | 138,9 | 136,1 |
| Steinkohle | 102,9 | 96,6 | 47,7 | 36,6 | 15,3 |
| Erdgas | 12,1 | 1,3 | 3,0 | 1,5 | 0,4 |
| Andere Konv. | 1,3 | 13,3 | 9,5 | 5,7 | 2,9 |
| Kohle KWK | 19,4 | 75,3 | 78,3 | 58,8 | 51,4 |
| Gas KWK | 55,8 | 16,1 | 39,0 | 69,9 | 62,1 |
| Biomasse KWK | 17,1 | 9,9 | 11,4 | 9,4 | 8,1 |
| Wind-Onshore | 51,2 | 81,5 | 88,2 | 131,5 | 192,3 |
| Wind-Offshore | 0,5 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 |
| Photovoltaik | 31,0 | 37,4 | 35,9 | 8,5 | 14,9 |
| Biomasse | 46,6 | 40,2 | 27,0 | 15,6 | 6,0 |
| Andere EE | 23,0 | 20,6 | 20,6 | 20,6 | 20,6 |
| Ex-/Importe | -33,8 | -64,8 | 26,0 | 44,6 | 67,1 |

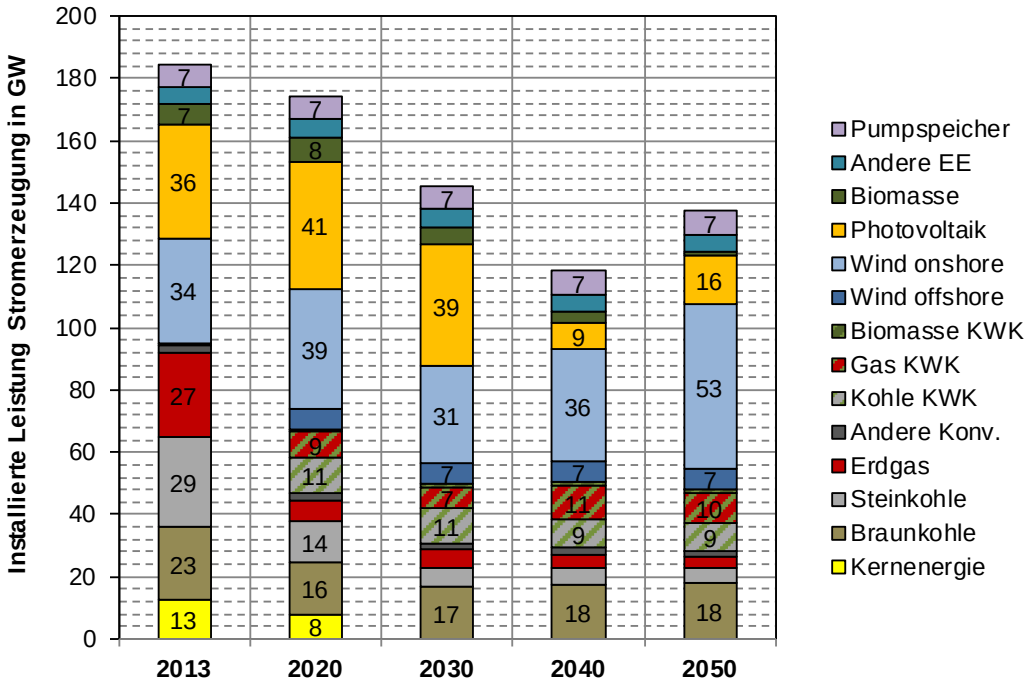



Abbildung 59: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Referenzszenario*

Tabelle 52: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Referenzszenario* in GW

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 12,7 | 8,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 23,1 | 16,4 | 16,9 | 17,7 | 17,8 |
| Steinkohle | 29,2 | 13,5 | 6,1 | 5,2 | 4,9 |
| Erdgas | 26,7 | 6,3 | 5,7 | 4,3 | 3,6 |
| Andere Konv. | 2,9 | 2,7 | 2,3 | 2,3 | 2,2 |
| Kohle KWK | * | 11,2 | 10,9 | 8,8 | 8,7 |
| Gas KWK | * | 8,6 | 7,0 | 10,8 | 9,7 |
| Biomasse KWK | * | 0,6 | 1,2 | 1,5 | 1,4 |
| Wind-Onshore | 33,7 | 38,7 | 31,0 | 35,9 | 52,6 |
| Wind-Offshore | 0,6 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Photovoltaik | 36,3 | 40,7 | 39,0 | 8,7 | 15,7 |
| Biomasse | 6,5 | 7,9 | 5,8 | 3,6 | 1,3 |
| Andere EE | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Pumpspeicher | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,4 |

*(* Die realen KWK-Leistungen lassen sich nicht sachgerecht den Modellergebnissen gegenüberstellen, daher erfolgt für 2013 keine separate Ausweisung.)*

Tabelle 53: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland in h/a

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 7.883 | - | - | - |
| Braunkohle | 7.837 | 7.884 | 7.848 | 7.658 |
| Steinkohle | 7.142 | 7.785 | 7.062 | 3.107 |
| Erdgas | 209 | 531 | 354 | 121 |
| Andere Konventionelle | 5.030 | 4.179 | 2.531 | 1.314 |
| Kohle KWK | 6.889 | 7.399 | 6.881 | 6.062 |
| Gas KWK | 1.891 | 5.455 | 6.259 | 6.179 |
| Biomasse KWK | 12.594 | 8.207 | 6.963 | 6.401 |
| Wind-Onshore | 2.106 | 2.849 | 3.666 | 3.657 |
| Wind-Offshore | 4.716 | 4.716 | 4.716 | 4.716 |
| Photovoltaik | 919 | 920 | 983 | 950 |
| Biomasse | 5.099 | 4.625 | 4.310 | 4.500 |
| Andere EE | 3.643 | 3.643 | 3.643 | 3.643 |

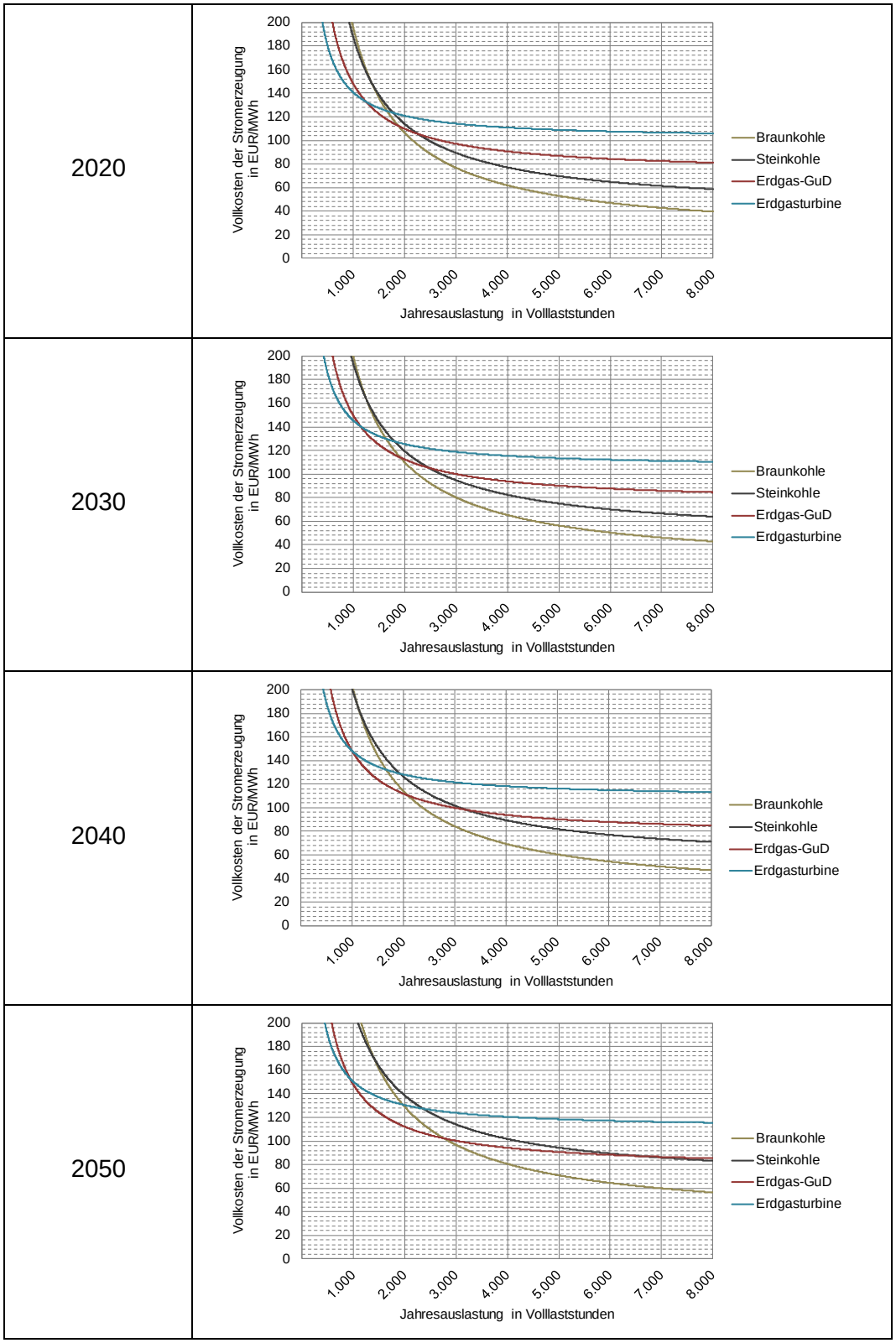



Abbildung 60: Vollkosten der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken nach Jahresauslastung (*Referenzszenario*)

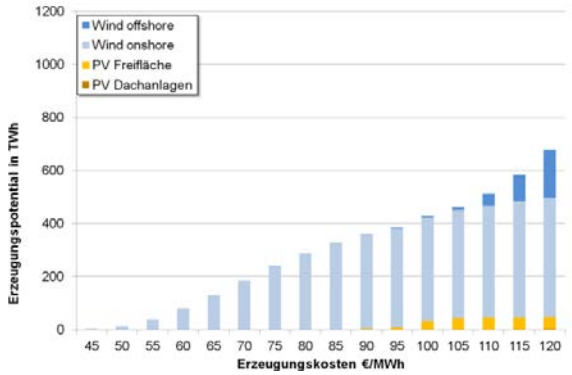
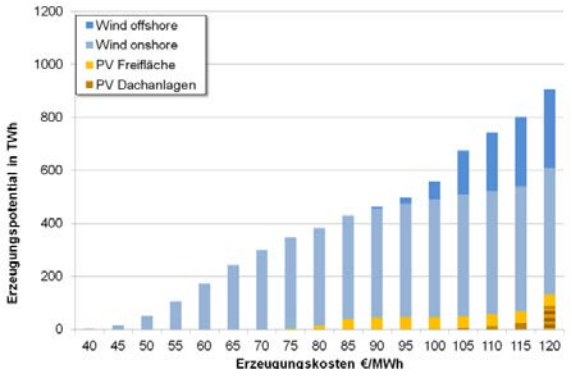
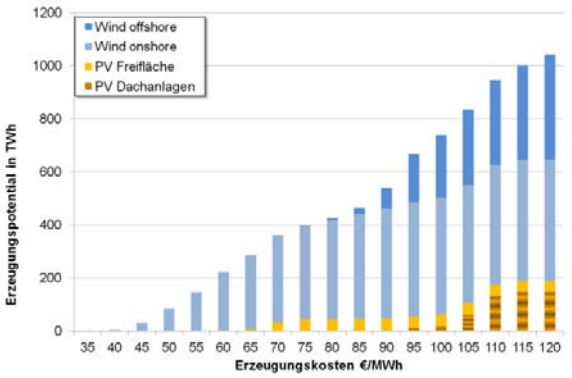
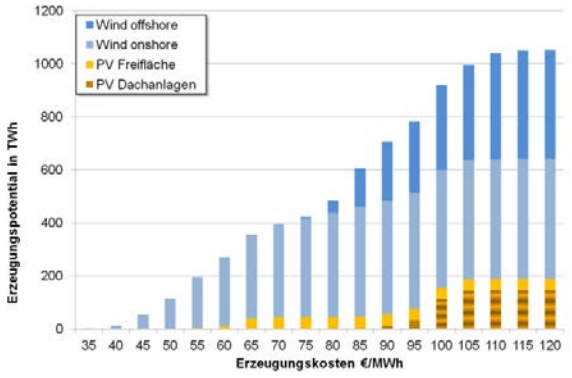
| | |
|---|---|
| 2020 |  |
| 2030 |  |
| 2040 |  |
| 2050 |  |

Abbildung 61: Potenziale Erneuerbare Energien in Deutschland

#### 7.2.2.3 Analyse stundenscharfe Erzeugung

Im Folgenden sollen die internen Wirkungsweisen und Effekte der Stromsystemmodellierung anhand der stundenscharfen Deckung von Angebot und Nachfrage beispielhaft dargestellt werden. Dabei wird die gleiche Kalenderwoche für die im Modell betrachteten Stützjahre gezeigt. Die Wetterdaten, die für die EE-Einspeisung maßgeblich sind, basieren dabei immer auf dem Jahr 2010. Die Abbildungen zeigen, wie das Stromsystem sich im Laufe der Zeit ändert und wie die verschiedenen Komponenten zusammenspielen.

**Winterwoche**

In der folgenden Abbildung ist die stündliche Stromerzeugung in Deutschland anhand einer Beispielwoche im Winter für die berechneten Stützjahre dargestellt. Die Woche zeichnet sich durch eine interessante Wetterlage aus. Zu Beginn der Woche herrscht eine moderate Windeinspeisung, die dann bis zur Mitte der Woche fast komplett nachlässt und dann gegen Ende der Woche stark ansteigt.

Im Jahr 2020 laufen die Kernkraftwerke im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle läuft ebenfalls weitgehend durch. Lediglich in Zeiten der höchsten Windeinspeisung senkt die Braunkohle ihre Erzeugung leicht ein. Dies gilt in stärkerem Umfang auch für die Steinkohle, die im Rest der Woche ebenfalls weitgehend konstant betrieben wird. In den Zeiten höherer Windeinspeisung werden signifikante Strommengen exportiert. Dies gilt insbesondere für das Ende der Woche. In Zeiten geringer Windenerzeugung und hoher Nachfrage wird Strom importiert. Die bestehenden Pumpspeicher werden weiterhin ähnlich eingesetzt wie heute, d. h. nachts erfolgt die Einspeicherung, tagsüber die Ausspeicherung.

Das System verändert sich bereits bis zum Jahr 2030. Die Kernenergie ist nun nicht mehr vorhanden und die ungekoppelte Steinkohle deutlich reduziert. Nun läuft die Braunkohle komplett im Grundlastbetrieb. Die Stromexporte zu Zeiten hoher Winderzeugung nehmen deutlich ab, während die Importe in Zeiten hoher Residuallast steigen. Die KWK-Erzeugung ist ebenfalls deutlich angewachsen und wird relativ konstant betrieben. In einigen Stunden werden auch Gaskraftwerke eingesetzt, um in Zeiten hoher Residuallast die Nachfrage zu decken.

In der weiteren Entwicklung der Jahre 2040 und 2050 setzen sich diese Trends fort. Im direkten Vergleich der Abbildungen zeigt sich auch im *Referenzszenario* bereits der Anstieg der Stromnachfrage durch Wärmepumpen und der Elektromobilität. In den Jahren 2040 und 2050 werden Gaskraftwerke nun kaum eingesetzt und der Import in den Zeiten hoher Residuallast steigt weiter an. Die verbleibende

ungekoppelte Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken nimmt ebenfalls in den letzten Dekaden ab. Die Reaktion der Betriebsweise der Steinkohle auf die Residuallast nimmt im gleichen Umfang zu. Diese Entwicklungen werden durch verschiedene Ursachen getrieben. Zum einen ermöglicht der Netzausbau einen internationalen Austausch der auch im *Referenzszenario* ansteigenden EE-Erzeugung, zum anderen befindet sich der $CO_2$-Preis auf einem Niveau, in der KWK-Anlagen ökonomisch sehr attraktiv sind.

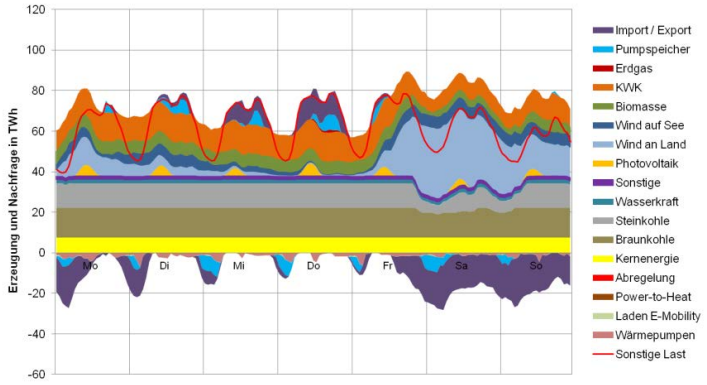
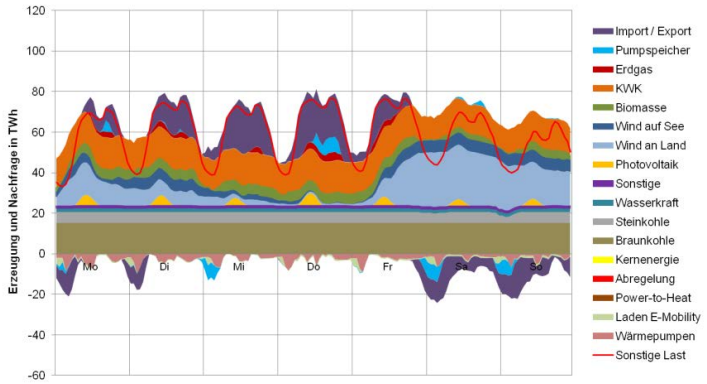
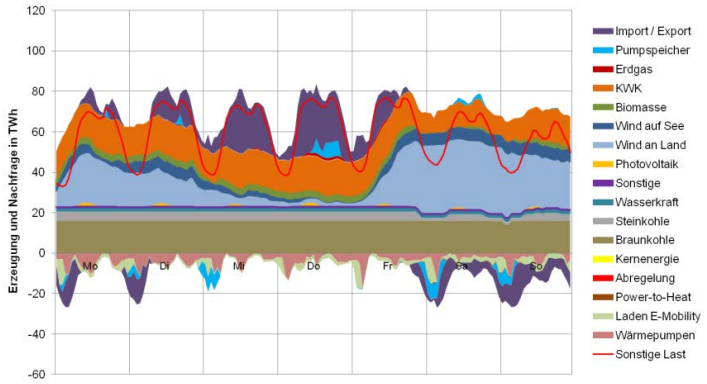
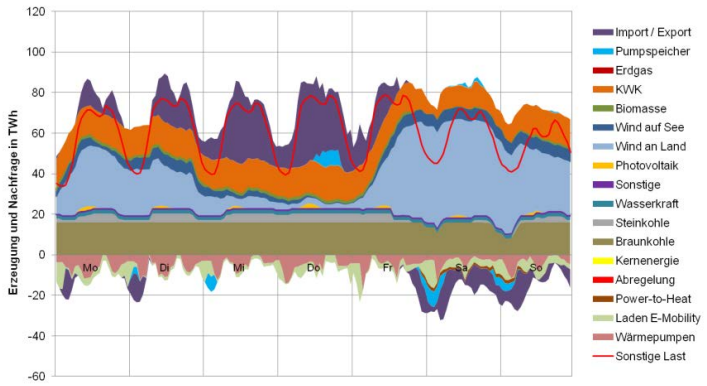
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |



Abbildung 62: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (*Referenzszenario*)

**Sommerwoche**

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in der Kalenderwoche 24 dargestellt. Diese Woche zeichnet sich durch hohe Sonneneinstrahlung und unterschiedliche Windwetterlagen aus. Während zu Beginn der Woche und zu Beginn des Wochenendes hohe Windgeschwindigkeiten auftreten, ist in der Mitte der Woche kaum Stromerzeugung aus Windenergie vorhanden.

Auch in dieser sommerlichen Woche läuft die Kernenergie im Jahr 2020 im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle wird ebenfalls durchgehend betrieben. Die ungekoppelten Steinkohlekraftwerke senken ihre Produktion nur in einzelnen Stunden geringfügig ein. Auch KWK-Anlagen, insbesondere im industriellen Bereich, erzeugen in dieser Woche auf relativ hohem Niveau Strom. In Zeiten, in denen hohe Winderzeugung und hohe Solarerzeugung gleichzeitig auftreten und somit eine geringe Residuallast verursachen, kommt es zu deutlichem Stromexport. In einzelnen Stunden kommt es abends bei geringer Winderzeugung aber auch zu Stromimporten. Diese fallen jedoch im Vergleich zur Winterwoche deutlich geringer aus.

Im Jahr 2030 ist keine Kernenergie mehr im deutschen Stromversorgungsystem vorhanden. Braunkohle- und ungekoppelte Steinkohlekraftwerke laufen in dieser Woche im Grundlastbetrieb. Im Vergleich zu 2020 sinken die Exporte in Zeiten höherer EE Erzeugung leicht ab, während die Importe in Zeiten ohne größere Winderzeugung in Deutschland ansteigen.

Dieser Trend verstärkt sich bis zum Jahr 2040. Der geringere PV-Bestand im Jahr 2040 führt hier auch zu einer erkennbar geringeren Erzeugung. Hier zeigt sich dann im Jahr 2050 wieder eine deutliche Steigerung, da die Kosten der PV durch technologisches Lernen gesunken sind und der – wenn auch nur moderat – steigende $CO_2$-Preis die Wettbewerbsfähigkeit konventionellen Stroms senkt.

Im Vergleich zur ausgewählten Winterwoche fällt auf, dass selbst in den Zeiten starken Imports in Deutschland in keiner der gezeigten Abbildungen ungekoppelte Gaskraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden. Eine Ursache für diesen Unterschied ist die geringere Stromnachfrage der Wärmepumpen im Sommer. Des Weiteren ist die niedrigere Erzeugung der KWK-Anlagen im Sommer erkennbar, die auf die geringere Fernwärmenachfrage zurückgeht.

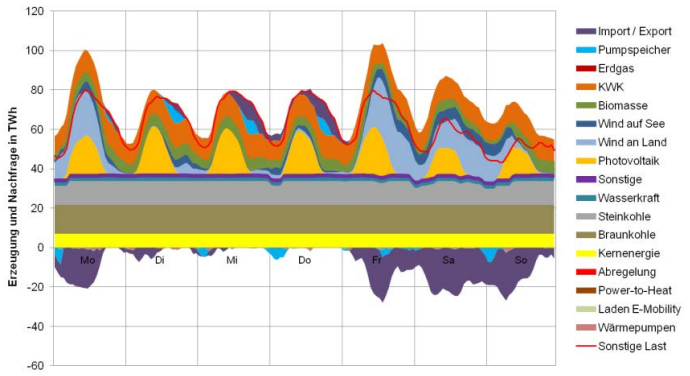
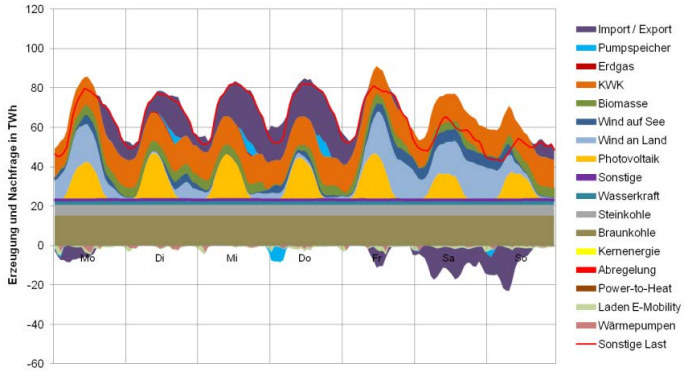
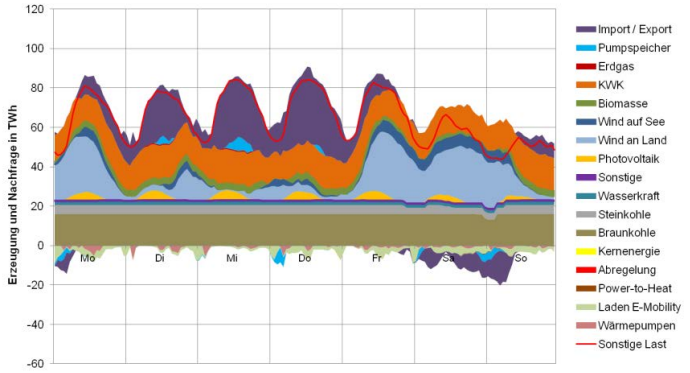
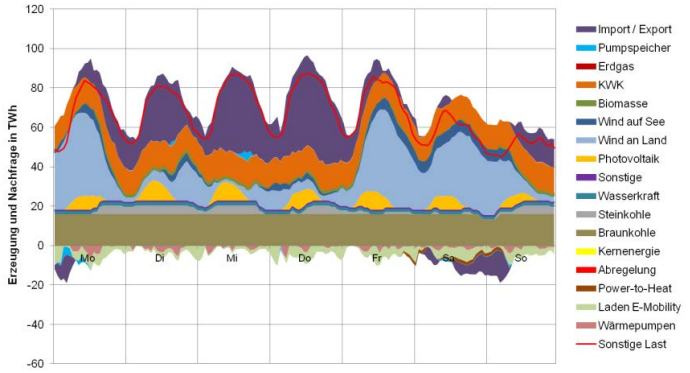
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |



Abbildung 63: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (*Referenzszenario*)

#### 7.2.2.4 Stromhandel

Die Analyse der jährlichen und stundenscharfen Ergebnisse hat gezeigt, dass das Modell den Stromhandel zwischen Regionen in erheblichem Umfang zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage benutzt. Als Indikator wird hier der Quotient aus Bruttostromhandel über Regionengrenzen und der Stromnachfrage berechnet. Dabei ist zu beachten, dass im Wesentlichen die relative Entwicklung relevant ist, da der Regionenschnitt die Größe beeinflusst. Wird die Zahl der Regionen erhöht, steigt auch der Indikator. Da aber der Regionenschnitt im Zeitverlauf konstant ist, zeigt ein Anstieg des Indikators eine Erhöhung der Transportaktivität.

In der folgenden Abbildung ist der Anteil der in Europa über Regionengrenzen hinweg gehandelten Strommengen an der Nachfrage dargestellt. Dieser Anteil steigt von 14 % im Jahr 2020 bis auf 26 % im Jahr 2050 und zeigt mit wachsendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien die steigende Bedeutung des überregionalen Ausgleichs.

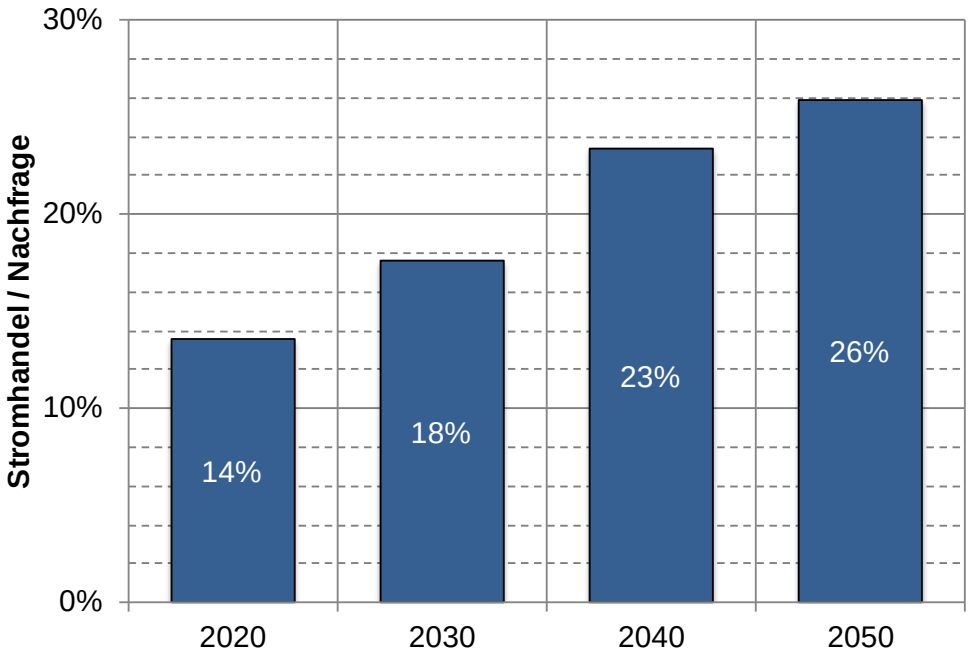



Abbildung 64: Stromhandelsindikator für Europa im *Referenzszenario*

In Abbildung 65 ist die Entwicklung der jährlichen Nettohandelsflüsse für Deutschland und seine direkten Nachbarländer dargestellt. Im Jahr 2020 zeigt sich folgendes Bild: Frankreich exportiert auf allen Verbindungen in den Norden und Westen Strom. In Deutschland fällt insbesondere ein deutlicher Handelsfluss aus der nordwestdeutschen Region „DE 1“ in den Westen auf. Aus den Zonen „DE 4“ und „DE

5“ kommt es ebenfalls zu deutlichen Handelsflüssen in Richtung Süddeutschland („DE 6“).

Im Jahr 2030 verstärken sich die geschilderten Flüsse. Zusätzlich entstehen aus Norwegen heraus weitere Handelsflüsse Richtung Dänemark und Schweden. Über die Verbindung mit Dänemark entsteht ein weiterer Importfluss nach Deutschland, der zum Teil durch Windenergie in Dänemark entsteht. In den Dekaden 2040 und 2050 verstärken sich diese Handelsflüsse weiter. Es entstehen ein deutlich sichtbarer Korridor zwischen Dänemark und Westdeutschland sowie weitere Korridore zwischen Norddeutschland und Ostdeutschland Richtung Süden. Die Verbindung zwischen Norwegen und Schweden wächst ebenfalls durch den Ausbau der Windenergie in Norwegen auf.

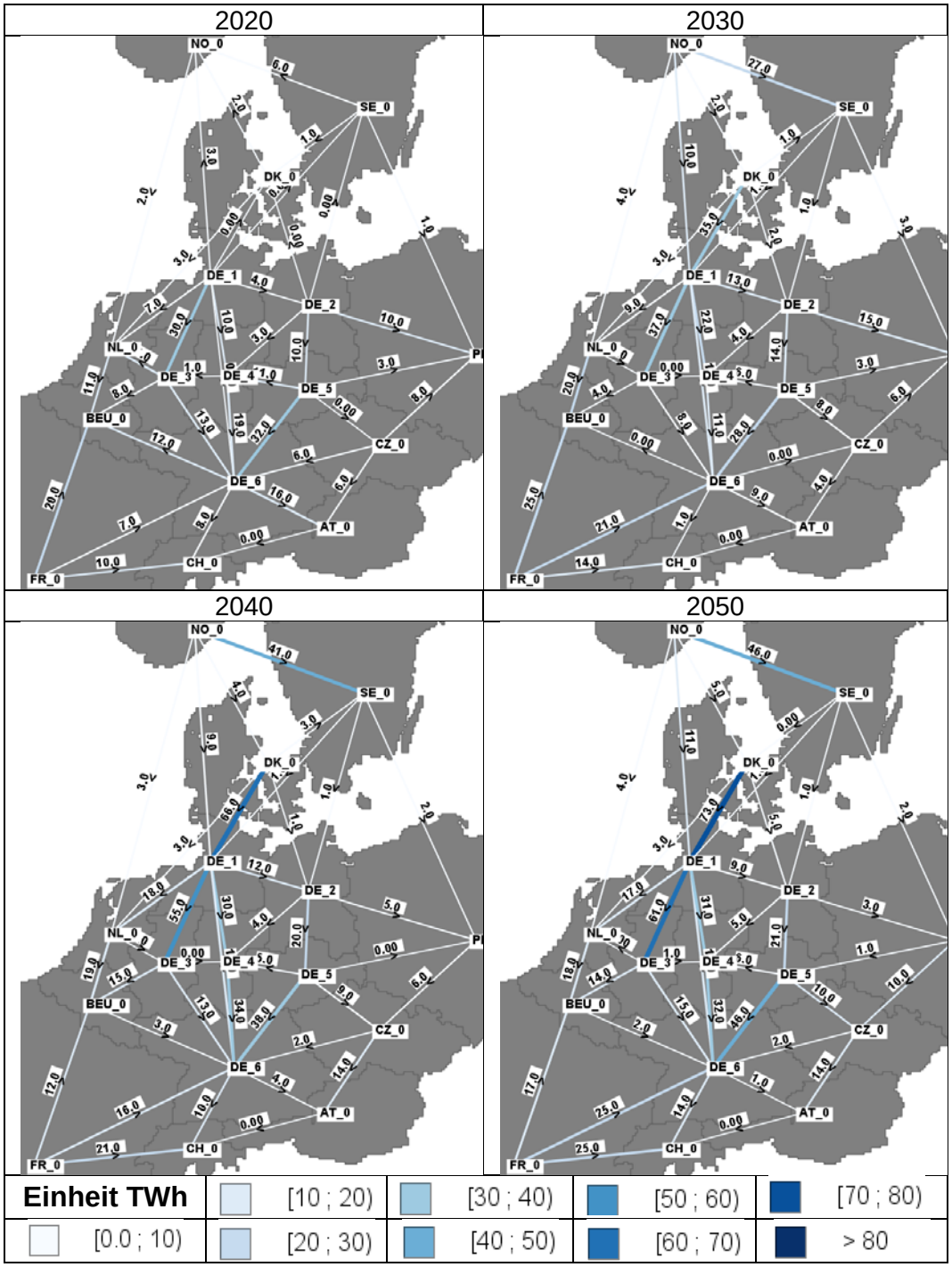



Abbildung 65: Stromhandel im *Referenzszenario*

### 7.2.2.5 Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien

**Wind-Onshore**

Der Ausbau von Wind-Onshore in Europa erfolgt im Modell kostenoptimiert. Einzig in 2020 werden die in den „Nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energie“ angegebenen Ziele in Bezug auf die Energiemengen der europäischen Länder umgesetzt und als Mindestmengen vorgegeben.

In der folgenden Abbildung ist der regionale Ausbau von Wind-Onshore für Europa und in Deutschland dargestellt. Trotz des geringeren $CO_2$-Preises steigt die Stromerzeugung von Wind-Onshore in Europa (inklusive Deutschland) von 362 TWh in 2020 auf 1.664 TWh in 2050. Die Stromerzeugung von Wind-Onshore überschreitet im Jahr 2050 sowohl auf den britischen Inseln als auch in Frankreich die Marke von 300 TWh. In Deutschland steigt die Stromerzeugung von 82 TWh in 2020 auf 187 TWh in 2050. Der kostenoptimierte Ausbau von Wind-Onshore erfolgt auch unter Berücksichtigung der Netzkosten an den besten Standorten. Er konzentriert sich dabei anfangs eng in den Küstenregionen des Atlantiks und der Nord- und Ostsee. Nach Ausschöpfung der besten Potenziale wandert der Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 schrittweise ins Binnenland. Aufgrund des begrenzten Ausbaus bleiben jedoch in Mittel- und Süddeutschland große Teile des Erzeugungspotenzials ungenutzt. Durch die Konzentration des Ausbaus auf die besten Standorte und die Optimierung von Anlagenhöhe und -auslegung werden sehr hohe Auslastungen (Volllaststunden) der Windenergieanlagen erreicht. Aus diesem Grund fallen die installierten Leistungen auf den ersten Blick moderat aus. Auf den britischen Inseln und in Frankreich beträgt die installierte Leistung 85 bzw. 94 GW, in Deutschland erreicht die installierte Leistung nur ca. 51 GW. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich hier häufig um sehr hohe Anlagen mit großen Rotordurchmessern handelt. Ein direkter Vergleich mit in der Vergangenheit installierten Anlagen ist auch aus diesem Grund allein über die Leistung kaum möglich.

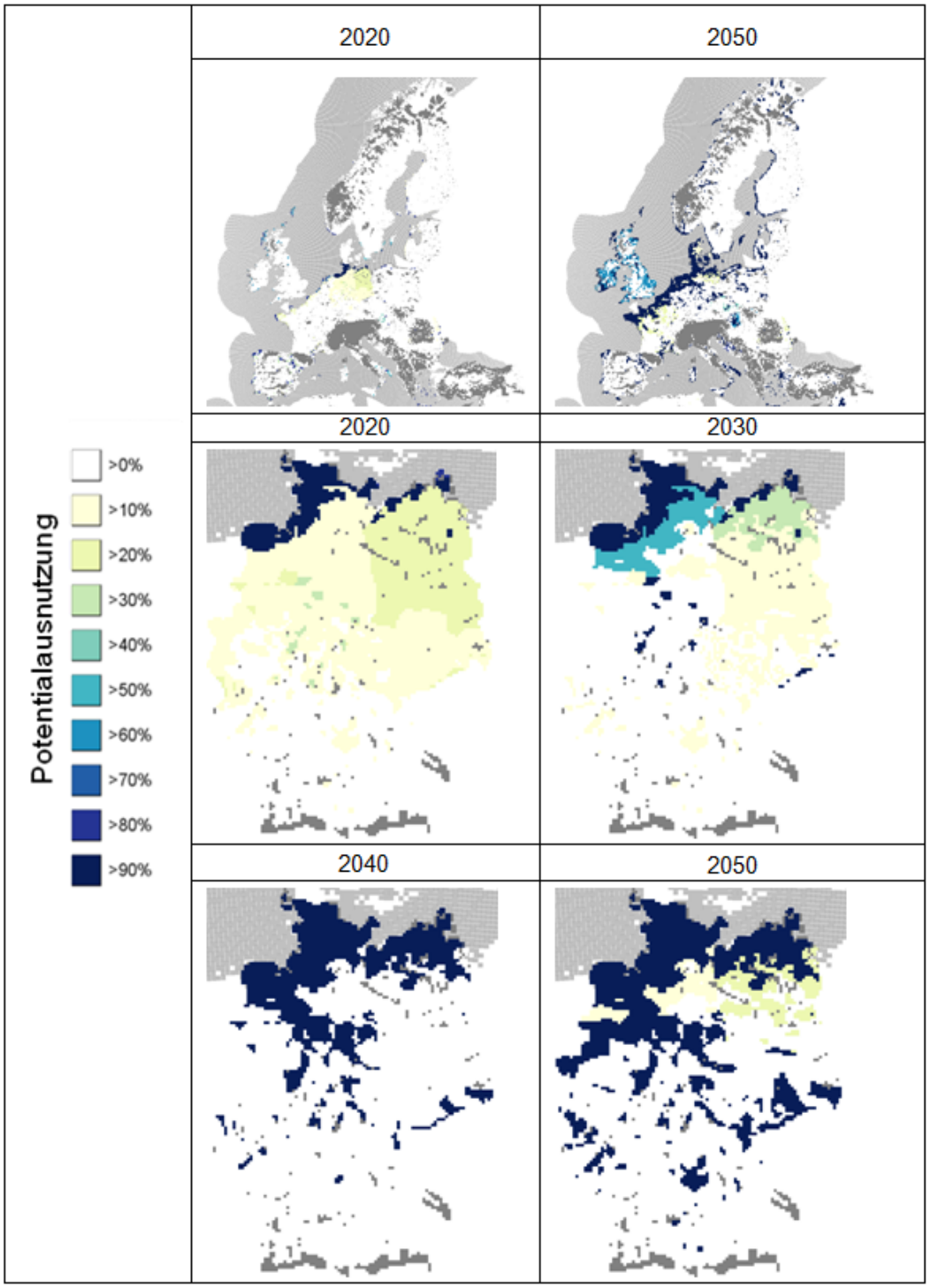



Abbildung 66: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Referenzszenario*

### PV-Freifläche

Der Ausbau der PV-Freiflächen erfolgt bereits im *Referenzszenario* auf substanziellem Niveau. Die Stromerzeugung erreicht im Jahr 2020 ca. 52 TWh in Europa (inklusive Deutschland). In den folgenden Dekaden steigt die Produktion in Europa bis auf 428 TWh im Jahr 2050 an. Der Ausbau der PV erfolgt dabei in der europäischen Perspektive entsprechend der Potenziale: Der optimierte Ausbau startet in der sonnigen Mittelmeerregion und wandert bis 2050 entsprechend der Potenzialausschöpfung schrittweise nach Norden. In Deutschland wird dieses Bild durch den starken Einfluss der bereits bestehenden Anlagen etwas verzerrt. Im Jahr 2020 erfolgt die größte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials in Süd- und Ostdeutschland. Im Jahr 2050 sind die bereits heute installierten Anlagen nicht mehr vorhanden. Der Ausbau der PV konzentriert sich somit stärker im Süden. Eine Ausnahme bildet ein gewisser Ausbau der PV in den Küstenregionen des Nordens.

### PV-Aufdachanlagen

Im *Referenzszenario* werden nach 2020 keine neuen PV-Aufdachanlagen gebaut, da die Anlagen in der Kostenoptimierung nicht konkurrenzfähig zu PV-Freiflächenanlagen oder Windenergie sind. In der regionalen Ausnutzung der Potenziale spiegelt sich diese Entwicklung wider. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich um das Ergebnis einer Systemkostenoptimierung handelt. Ob für einzelne Hausbesitzer PV-Aufdachanlagen aus betriebswirtschaftlicher Perspektive oder bestimmten andere Erwägungen attraktiv sein könnten, ist für das Modell nicht relevant.

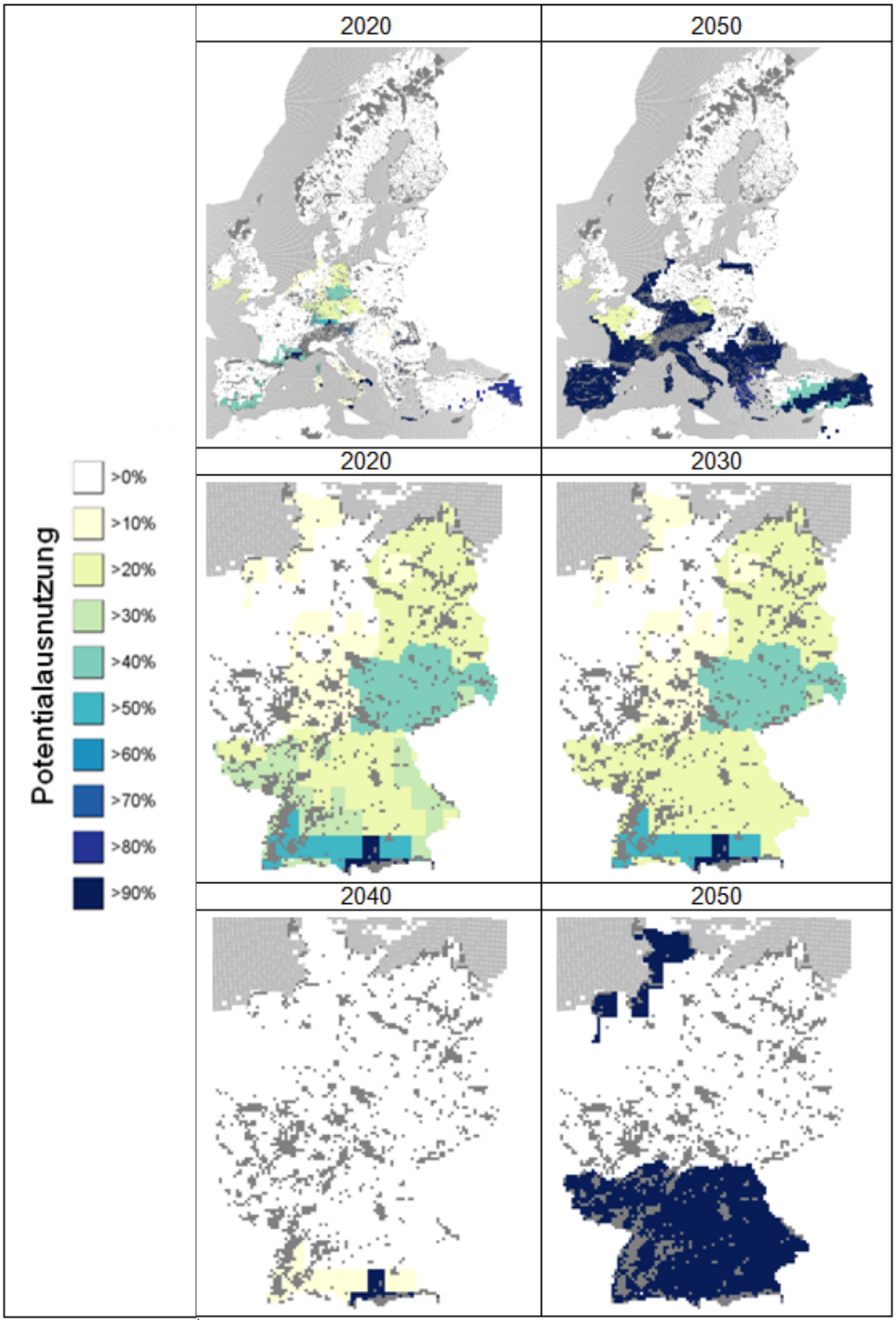



Abbildung 67: Potenzialausnutzung PV-Freifläche im *Referenzszenario*

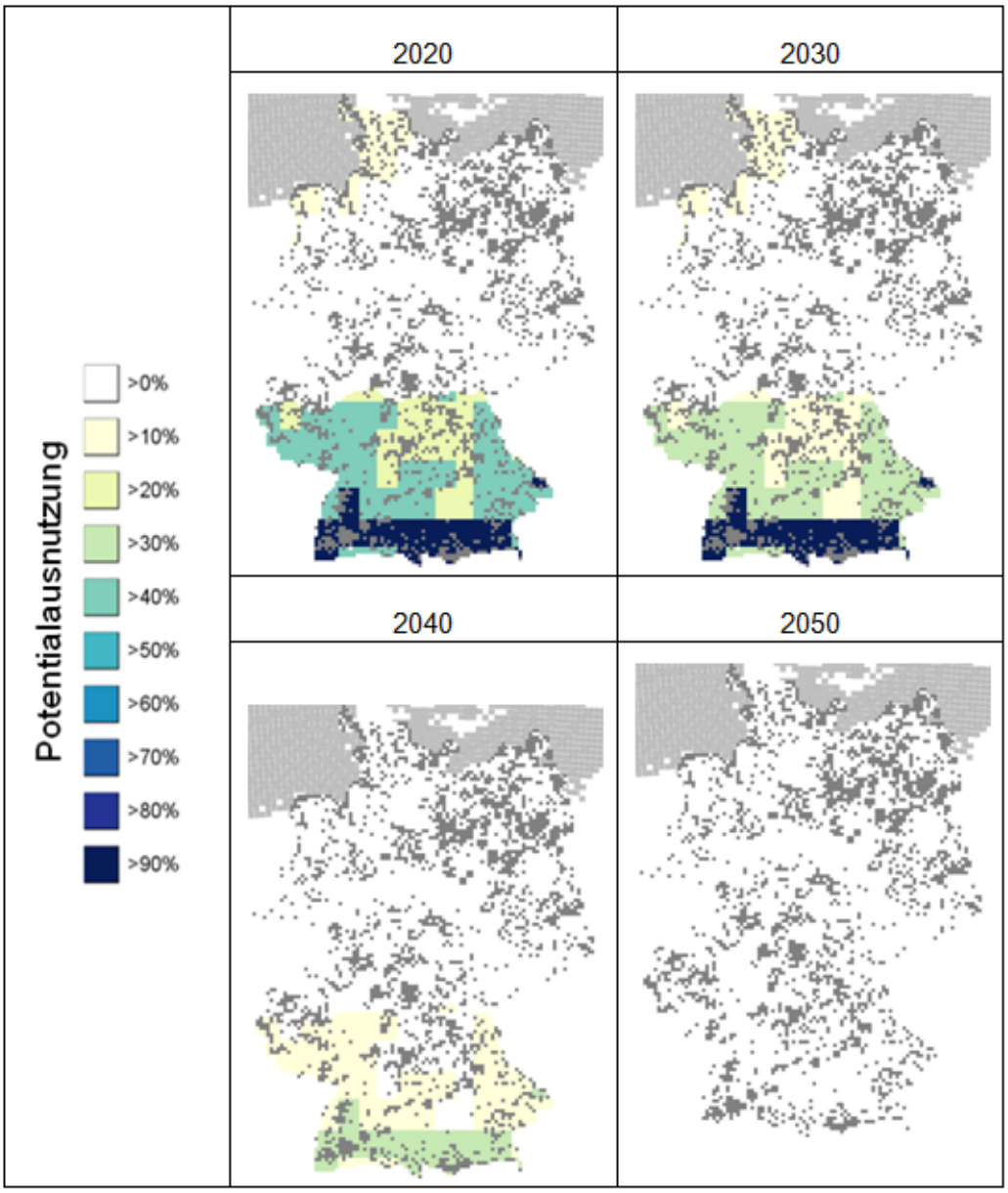



Abbildung 68: Potenzialausnutzung PV-Aufdach im *Referenzszenario*

#### 7.2.2.6 Emissionen und Emissionsfaktoren der Stromerzeugung

In Tabelle 55 werden die Emissionen und die sich aus diesen und dem Stromverbrauch und Handelssaldo ergebenden Emissionsfaktoren für das *Referenzszenario* dargestellt. Die Berechnung der Emissionsfaktoren erfolgt dabei nach der aktuellen Systematik des Umweltbundesamts (siehe [UBA 2016]).

Schon im *Referenzszenario* ist im Zeitverlauf eine Reduktion der Emissionen und Emissionsfaktoren zu beobachten: Gegenüber 2010 sinken die Emissionen bis 2050 um 39 %, der Emissionsfaktor des Strommix um 36 %. Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung läuft somit deutlich zu langsam ab, um die Klimaziele Deutschlands umzusetzen. Der Emissionsfaktor des Strominlandsverbrauchs liegt ab 2040 durch die Stromimporte unter dem des Strommix.

Tabelle 54: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms im *Referenzszenario*

| | | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Direkte $CO_2$-Emissionen | [Mio. t] | 315 | 301 | 253 | 226 | 193 |
| Stromverbrauch | [TWh] | 566 | 613 | 522 | 525 | 540 |
| **$CO_2$-Emissionfaktor Strommix** | **[g/kWh]** | **557** | **490** | **485** | **430** | **357** |
| Stromhandelssaldo | [TWh] | 17 | 65 | -26 | -45 | -67 |
| Inländischer Stromverbrauch | [TWh] | 549 | 548 | 548 | 570 | 607 |
| **Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch** | **[g/kWh]** | **574** | **548** | **462** | **397** | **318** |
| Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo | [Mio. t] | 306 | 269 | 266 | 245 | 217 |
| **$CO_2$-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handelssaldo** | **[g/kWh]** | **557** | **490** | **485** | **430** | **357** |

*(Die Werte für das Jahr 2010 sind aus [UBA 2016] entnommen.)*

### 7.2.3 Stromnetze

#### 7.2.3.1 Ergebnisse für Europa

Für die Ergebnisse bezüglich des Ausbaubedarfs bei den Stromnetzen ist grundsätzlich zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Zwar sind die in den Langfristszenarien angewendete Methodik und die eingesetzten Modelle (s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.1.3, „Netzausbaumethodik“) auch für andere Länder einsetzbar; der Fokus der Langfristszenarien liegt aber auf Deutschland, so dass die Berechnungen und Auswertungen auch hierauf beschränkt wurden. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz in *Enertile* mittels eines weiterentwickelten Net transfer capacity (NTC)-Ansatzes (für eine ausführliche Beschreibung wird auf Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) lassen sich aus den Ergebnissen aus *Enertile* Rückschlüsse zumindest auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen. Diese werden in diesem Abschnitt dargestellt. So ermittelt *Enertile* auch Ausbauentscheidungen für Interkonnektoren / Handelskapazitäten zwischen den abgebildeten Modellregionen, aus denen dann entsprechende Aussagen abgeleitet werden können. Die geringere Genauigkeit dieses „abstrahierten Netzmodells“ im Vergleich zu dem für das deutsche Übertragungsnetz verwendeten detaillierten, leitungsscharfen Lastflussmodells und die gröbere Auflösung des Regionenmodells in *Enertile* außerhalb Deutschlands führen dazu, dass so ermittelte Aussagen zum Netzausbedarf außerhalb Deutschland weniger genau sind. Valide Abschätzungen zur Größenordnung des in den verschiedenen Szenarien entstehenden Aufwands für den europaweiten Ausbau der Übertragungsnetze erscheinen aber möglich. Von dem Ausbau der Verteilungsnetze im Ausland wird dagegen vollständig abstrahiert. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse dienen somit einer Einordnung des im europäischen Übertragungsnetz entstehenden Ausbaubedarfs.

Zur Auswertung werden nachfolgend zwei Größen dargestellt:

- **Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte [TWh*km]**: Für diese Kenngröße werden die Stromaustausche über die in *Enertile* modellierten Regionengrenzen unsaldiert und für jede modellierte Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres ausgewertet und aufsummiert. Bei der Summenbildung werden die Austausche je

Grenze mit der mittleren Transportentfernung der beiden austauschenden Regionen multipliziert. Die mittlere Transportentfernung ergibt sich dabei aus der geographischen Luftlinienentfernung der Regionenmittelpunkte. Damit wird abgebildet, dass der Austausch zwischen zwei vergleichsweise kleinen benachbarten Regionen (z. B. Niederlande und Belgien) das europäische Übertragungsnetz insgesamt weniger stark beansprucht als der Austausch zwischen zwei großen Regionen (z. B. Frankreich und Spanien). Diese Auswertungsgröße trifft zwar noch keine Aussage über den konkret entstehenden Ausbaubedarf, vermittelt aber einen Eindruck, wie stark sich der Transportbedarf im Zeitverlauf verändert. Da die Transportentfernungen in diese Kenngröße miteingehen, kommt auch zum Ausdruck, wenn es im Zeitverlauf z. B. zu einem tendenziell weiträumigeren Austausch kommt: Durch die Gewichtung mit der Transportentfernung würde die Kenngröße dann entsprechend stärker ansteigen.

- **Entwicklung des kumulierten längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten [GW*km]:** Zusätzlich wird der kumulierte Ausbau von Handelskapazitäten über alle modellierten Regionengrenzen ausgewertet. Dabei erfolgt ebenfalls eine Entfernungsgewichtung, die sich in diesem Fall allerdings nicht an der Entfernung der Regionenmittelpunkte orientiert, sondern sich aus dem im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) beschriebenen „NTC-Stufenmodell“ ableitet. Hierbei wird berücksichtigt, dass mit zunehmenden Ausbau an einer bestimmten Grenze der Aufwand für jeden weiteren Ausbau zunimmt, insbesondere durch die notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen in den verbundenen Regionen. Die zur Gewichtung herangezogene Länge steigt dann. Außerdem berücksichtigt dieser Ansatz den ebenfalls in Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“ beschriebenen Effekt der sog. Loop-Flows, also der Tatsache, dass zusätzliche Handelskapazität zwischen zwei Regionen nicht nur Ausbau an dieser Grenze erfordert, sondern auch an anderen Stellen im Übertragungsnetz, da sich der physikalische Fluss im Drehstromnetz entsprechend der elektrischen Eigenschaften der Stromleitungen verteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Modellierungsansätze sind die hier ausgewertete Größe des „längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten“ und der für das deutsche Übertragungsnetz zusätzlich ermittelte Ausbaubedarf in neuen oder zu verstärkenden Stromkreiskilometern nicht direkt miteinander vergleichbar.

Unabhängig vom tatsächlich im jeweiligen Szenario in *Enertile* modellierten geographischen Betrachtungsbereich (mit oder ohne Betrachtung der MENA-Region) werden für die Ermittlung der beiden Kenngrößen einheitlich nur die innereuropäischen Transporte/Austausche und Handelskapazitäten betrachtet. Beide Auswertungsgrößen berücksichtigen nicht, in welchem Umfang der Transportbedarf für Austausche innerhalb der Regionen (und der daraus resultierende Ausbaubedarf) steigt.

Abbildung 69 zeigt, wie sich die entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Referenzszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Zu erkennen ist ein deutlicher Anstieg des Stromaustauschs im Zeitverlauf. Gegenüber dem Betrachtungsjahr 2020 steigen die entfernungsgewichteten Stromtransporte um etwa das 2,5-fache an, von 230.000 TWh*km in 2020 auf 570.000 TWh*km in 2050.

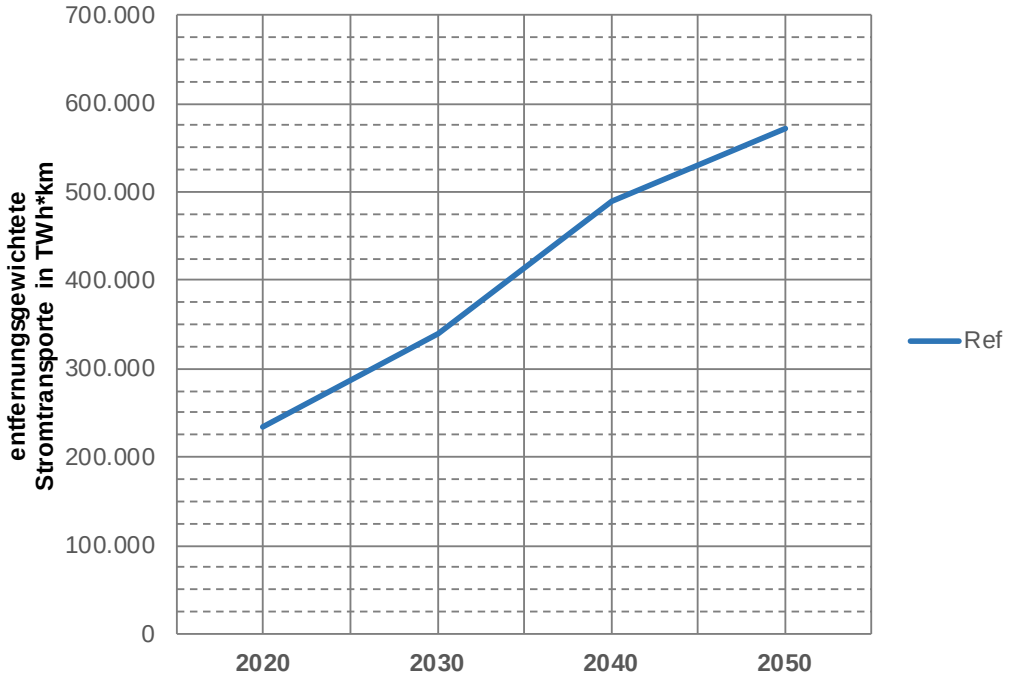



Abbildung 69: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Referenzszenario* in Europa bis 2050

Eine entsprechende Darstellung des längengewichteten Ausbaus der Handelskapazitäten findet sich in Abbildung 70. Der Teil des Ausbaus, der aufgrund des exogen vorgegebenen Netzausbaus – und damit durch *Enertile* nicht beeinflussbar – bis 2030 bereits hinzukommt, ist ebenfalls dargestellt. Die durchgezogene Linie für das *Referenzszenario* stellt die Summe aus endogenem und exogenem Ausbau dar. Der kumulierte Ausbau an Handelskapazitäten liegt im *Referenzszenario* bis

zum Jahr 2050 bei 57.000 GW*km, wovon 13.000 GW*km auf den exogen vorgegebenen Netzausbau entfallen. Der zusätzliche, kostenoptimale Ausbau von 44.000 GW*km liegt also bei dem etwa 3,25-fachen des exogen vorgegebenen Netzausbaus, der sich im Wesentlichen durch Maßnahmen des TYNDP ergibt.

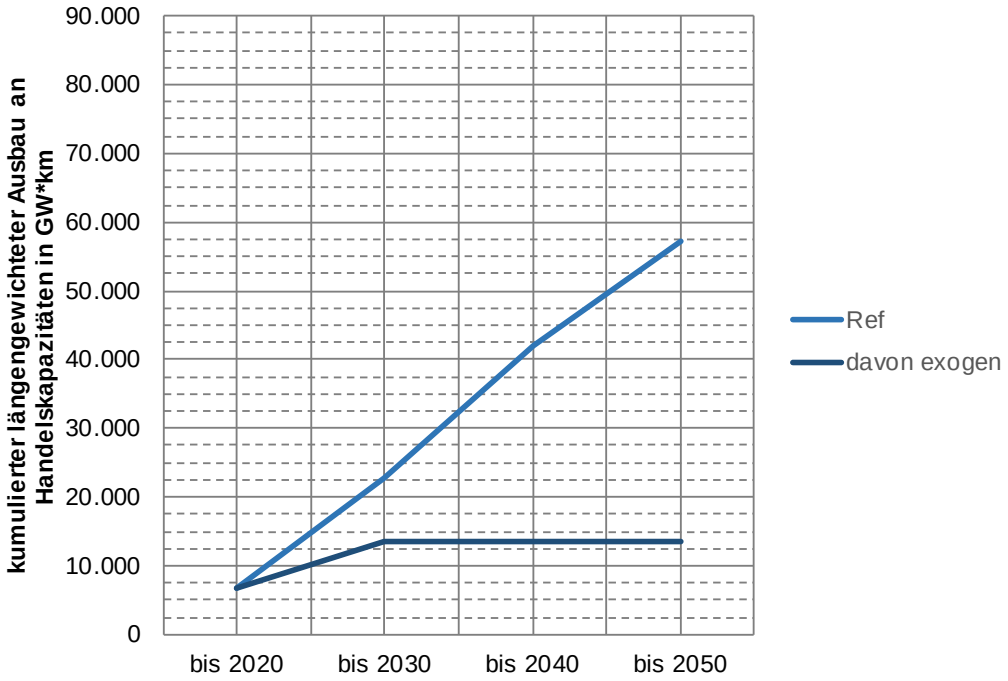



Abbildung 70 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Referenzszenario* in Europa bis 2050

Beide Auswertungsgrößen zeigen, dass unter den Annahmen des *Referenzszenario*s ein deutlich stärkerer europaweiter Stromaustausch kostenoptimal ist. Dieser geht mit einem europaweit deutlichen Ausbau der Handelskapazitäten und damit der Stromnetze einher.

### 7.2.3.2 Deutsches Übertragungsnetz

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz ist es grundsätzliches Ziel der Untersuchungen, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze zu ermitteln. Diese Anforderungen ergeben sich aus einer Veränderung (Zunahme) der kostenoptimalen Transportkapazitäten. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transport-

kapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden soll. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

**Anforderungen an die Übertragungsnetze**

Im *Referenzszenario* sind für das Betrachtungsjahr 2020 – wie in allen anderen Szenarien auch – über den exogen vorgegebenen Übertragungsnetzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen hinaus keine zusätzlichen Maßnahmen zugelassen, so dass für den endogen zu ermittelnden Netzausbau nur die Netzbelastungen aus der Last-/Einspeisesituation und dem Austauschverhalten Deutschlands mit dem Ausland für die späteren Stützjahre relevant sind. Im Hinblick auf das Betrachtungsjahr 2020 erfolgt lediglich eine Überprüfung, inwiefern mit dem vorgegebenen Netzausbau die verschiedenen Lastflusssituationen im deutschen Höchstspannungsnetz bewältigt werden können, die sich aus den für 2020 in *Enertile* und *OptEK* getroffenen Zubau- und Einsatzentscheidungen ergeben. Wäre dies nicht der Fall, dann wäre dies ein Indiz für eine unzulässige Parametrierung des Netzmodellinputs für *Enertile* (vgl. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) und eine weitere, iterative Anpassung wäre erforderlich. Für die Ergebnisse des *Referenzszenarios* wurde diese Prüfung durchgeführt und die Sachgerechtigkeit der nach entsprechenden Iterationen gewählten Parametrierung des Netzmodells für *Enertile* für 2020 konnte bestätigt werden.

Folgende Grafik stellt die Netzbelastungen für die Stützjahre 2030 bis 2050 für das *Referenzszenario* grafisch dar. Dabei sind nur die Leitungen eingefärbt, deren maximale (n-1)-Belastung innerhalb der betrachteten 8.760 Stunden eines Jahres über 110 % liegt. Die dargestellten Netzbelastungen beziehen sich dabei auf den Netzzustand, der nach exogen angenommen Übertragungsnetzausbauprojekten (EnLAG, BBPlG, TYNDP), allerdings vor weiterem Netzausbau[18] vorliegt.

18 Netzausbau umfasst hierbei den gesamten Netzentwicklungsbedarf, also sowohl Maßnahmen, bei denen neue Trassen erschlossen werden, als auch Maßnahmen, bei denen bestehende Trassen verstärkt werden.

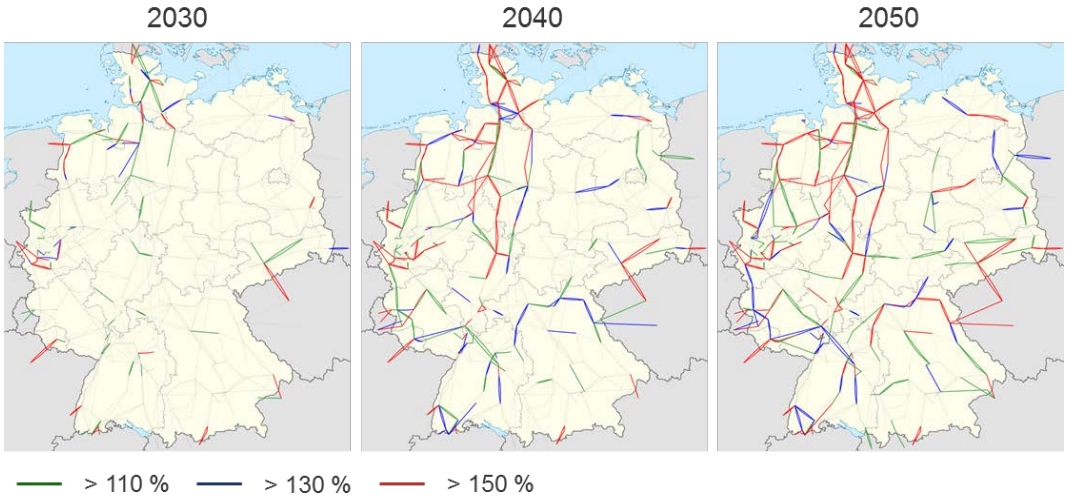



Abbildung 71: Maximale (n-1)-Netzbelastung 2030 bis 2050 im *Referenzszenario* vor endogenem Ausbau

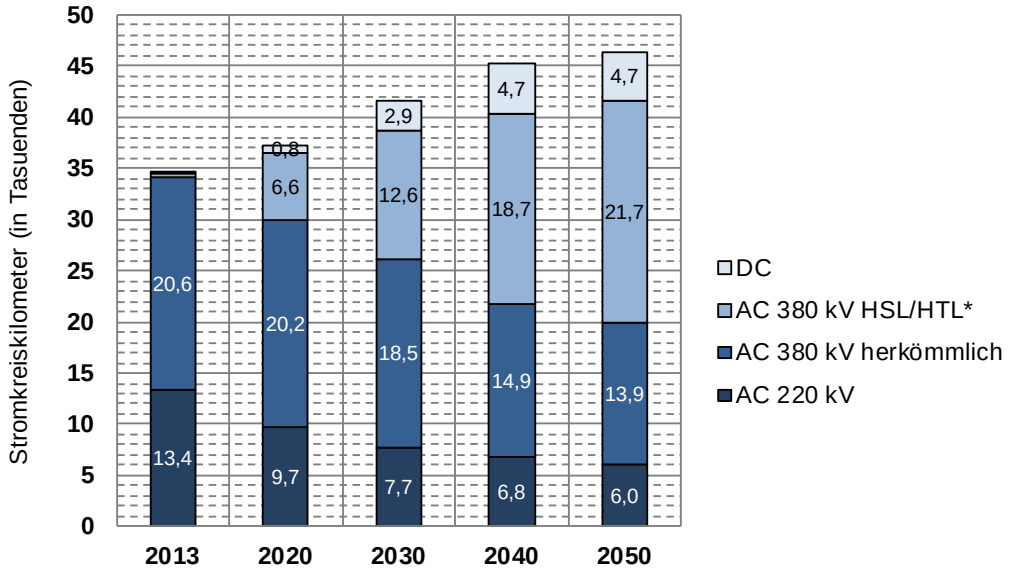
In 2030 treten nicht zulässige Netzbelastungen primär an der Nordseeküste und im Ruhrgebiet sowie an den Grenzen zu den benachbarten Ländern auf. Bis 2050 verschärfen sich diese Netzbelastungen deutlich sowohl in ihrer Höhe als auch in ihrer geografischen Ausweitung. Im Vergleich zu den späteren Stützjahren 2040 und 2050 sind die Netzbelastungen in 2030 noch deutlich weniger stark ausgeprägt.

Im Zeitverlauf ist eine deutliche Zunahme der Nord-Süd-Netzbelastungen zu erkennen, die sich von der deutsch-dänischen Grenze bis zum Ruhrgebiet und in den Süden Deutschlands erstrecken. Im Nordosten und Osten Deutschlands sind die Netzbelastungen im Vergleich hierzu weniger stark ausgeprägt.

**Umfang des Netzausbaus**

Die im Rahmen der Netzsicherheitsuntersuchung identifizierten Netzengpässe je Stützjahr werden in einem anschließenden Schritt durch Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen behoben. Dabei ist es möglich, dass der Netzausbau in der Konsequenz zu deutlich mehr Leitungen als die heute im Betrieb befindlichen führt. Über die Kopplungen der verschiedenen Modelle wird bereits in der vorgelagerten Modellierung der gesamten Angebotsseite in *Enertile* sichergestellt, dass der Netzausbedarf grundsätzlich dem Ziel einer Optimierung der Gesamtsystemkosten folgt. Die hier dargestellten Untersuchungen dienen daher einer genaueren (leitungsscharfen) Ermittlung des Ausbaubedarfs, was insbesondere eine genauere

Analyse und Bewertung der Szenarien erlaubt. In der folgenden Grafik ist die Entwicklung der *Stromkreiskilometer* über den Zeitraum dargestellt. In der Darstellung sind die Stromkreiskilometer zusätzlich nach Technologien unterteilt. Sowohl der Bestand als auch exogen festgelegte Netzausbauvorhaben für die Stützjahre 2020 und 2030 sind dabei miterfasst.




* gemäß Annahmen berücksichtigen alle endogen ermittelten AC-Maßnahmen einen festgelegten Verkabelungsanteil, der in den hier dargestellten Kilometern enthalten ist

Abbildung 72: Entwicklung des Netzbestandes in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Referenzszenario* (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

Die im Referenzjahr 2013 in Betrieb befindlichen Stromkreise betragen etwa 34.500 Stromkreiskilometer und setzen sich mit etwa 60 % vorwiegend aus herkömmlichen 380 kV-Leitungen sowie mit etwa 40 % aus 220 kV-Leitungen zusammen. Bis 2020 werden über den Bestand von 2013 hinaus zusätzliche Stromkreise in Betrieb genommen, wodurch sich der gesamte Bestand an Stromkreiskilometern auf etwa 37.300 km erhöht. Veränderungen im Netzbestand bis 2020 basieren ausschließlich auf exogen vorgegebenen Netzausbauprojekten, die sich aus den Vorhaben gemäß EnLAG, BBPlG, TYNDP und bereits heute in Bau befindlichen zusätzlichen Leitungsprojekten ergeben. Darüber hinaus ist kein weiterer Netzausbau vorgesehen oder zugelassen.

Bis 2030 erhöht sich die Summe an Stromkreiskilometern gegenüber 2020 von 37.300 km um 4.300 km auf insgesamt 41.600 km. Bis 2040 ist weiterer Übertragungsnetzausbau notwendig, der sich sowohl aus Gleichstrom- als auch Wechselstromprojekten zusammensetzt. In Summe werden gegenüber 2030 weitere 3.600 km zusätzlich in Betrieb genommen. Zwischen 2040 und 2050 werden nochmals 1.200 km zusätzliche Stromkreise benötigt. Gegenüber dem Referenzjahr von 2013 erhöht sich die Summe der Stromkreiskilometer des gesamten deutschen Übertragungsnetzes bis 2050 um 35 %.

Im Folgenden wurde der Netzausbau zusätzlich zwischen dem exogen vorgegebenen und dem endogen zusätzlich ermittelten Netzausbau unterschieden. Der Netzausbau wurde hierbei sowohl über die Betrachtungszeiträume als auch hinsichtlich der Stromkreiskilometer für AC- und DC-Verbindungen differenziert.

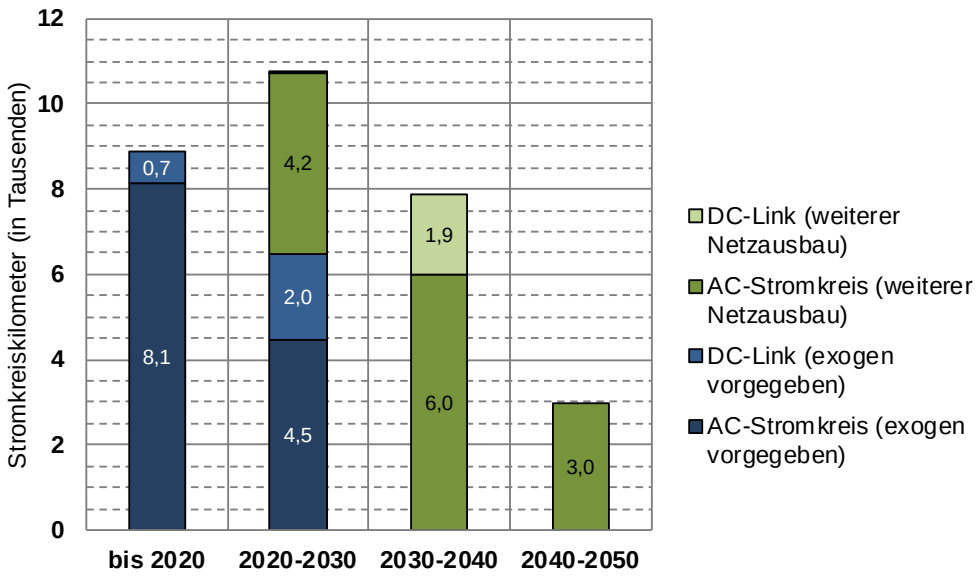



Abbildung 73: Netzausbedarf in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Referenzszenario* je Dekade

Netzausbaumaßnahmen bis 2020 basieren ausschließlich auf exogen vorgegebenen Netzausbauprojekten, die sich aus den Vorhaben gemäß EnLAG, BBPlG, TYNDP und bereits heute in Bau befindlichen zusätzlichen Leitungsprojekten ergeben. Im Wesentlichen werden dabei AC-Systeme beim Netzausbau vorgesehen. In Summe werden bis 2020 etwa 8.900 Stromkreiskilometer umgesetzt.

Nach 2020 ergibt sich im *Referenzszenario* allerdings weiterer, endogener Netzausbau über die bereits gesetzlich beschlossenen Projekte hinaus.

Bis 2050 sind in Summe insgesamt 30.500 km Netzausbau erforderlich, wovon bereits 15.400 km exogen vorgegeben sind und auf den Zeitraum bis 2030 entfallen. Die über den exogen vorgegebenen Netzausbau hinaus notwendigen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen teilen sich jeweils mit 4.300 km auf die Dekade zwischen 2020 und 2030, mit etwa 7.900 km auf die Dekade zwischen 2030 und 2040 sowie weitere 3.000 km bis 2050 auf.

In folgender Grafik ist der aufgrund notwendiger Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen sich über die Jahre verändernde *Trassenbestand* des deutschen Übertragungsnetzes dargestellt. Der Trassenbestand wird hierbei sowohl über die Optimierungszeiträume als auch hinsichtlich der eingesetzten Technologien unterschieden. Weiterhin werden die Trassenkilometer sowohl in bereits heute erschlossene als auch in darüber hinausgehende Verbindungen aufgeteilt. Eine Unterscheidung nach Freileitungs- und Kabeltrassen erfolgt in dieser Darstellung nicht und wäre aufgrund des für diese Untersuchungen angenommenen pauschalen Verkabelungsgrads auch nicht sinnvoll möglich. Die Betrachtung der Trassenkilometer erlaubt keine Aussage über das letztlich wahrgenommene Mastbild bei Freileitungen. So findet in der Angabe von Trassenkilometern keine Berücksichtigung, wie viele Systeme (Stromkreise) auf einem Mast installiert sind. Dies kann allerdings zum Teil mit deutlichen Auswirkungen auf die Höhe und Breite eines Mastes verbunden sein, wodurch sich die Mastbilder zum Teil deutlich voneinander unterscheiden können. Gleiches gilt für die verwendete Betriebsspannung einer Trasse. Eine stärkere Nutzung von bestehenden Trassen, wenn bspw. eine heute lediglich durch einen 220kV Einfachstromkreis genutzte Trasse zukünftig durch einen 380kV Vierfachstromkreis in Hochstromleiterseil-Technologie genutzt wird, führt in dieser Auswertung zu keiner Veränderung der gesamten Trassenlänge.

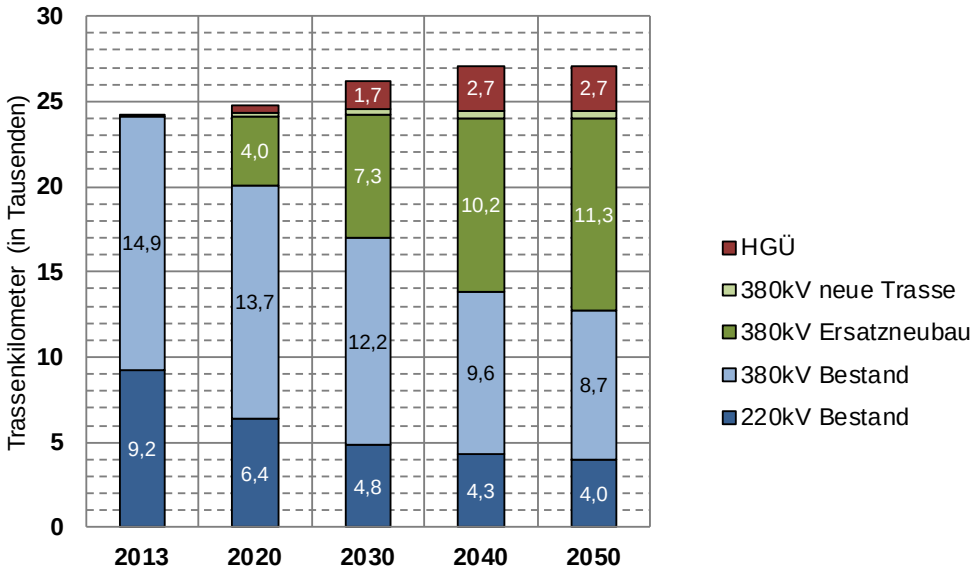



Abbildung 74: Entwicklung der Trassenkilometer je Technologie im *Referenzszenario* bis 2050

Der zu Referenzzwecken dargestellte Trassenbestand des modellierten Bestandsnetzes beträgt etwa 24.200 km. Wie bereits im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.1.3, „Netzausbaumethodik“ beschrieben, dürfte diese modellbasiert ermittelte Größe im Vergleich zur Realität eine Abschätzung nach oben darstellen. In der Realität dürften die tatsächlichen Trassenkilometer im Vergleich niedriger ausfallen und bei etwa 18 bis 19 Tkm liegen (Stichjahr 2013).

Gegenüber dem Bestand in 2013 werden im *Referenzszenario* bis 2050 etwa 3.000 km neue Trassen erschlossen. Bereits 2.600 km davon sind ausschließlich für notwendige DC-Systeme vorgesehen – 1.700 km auf Basis gesetzlicher Rahmenbedingungen exogen vorgegeben. Mit 2.000 km wird der Großteil der zusätzlich benötigten Trassen bis 2030 erschlossen. Darüber hinaus werden bis 2040 noch weitere 1.000 km benötigt, wohingegen die Summe der Trassenkilometer sich von 2040 bis 2050 nicht mehr verändert.

Neben der Erschließung neuer Trassen findet eine umfangreiche Verstärkung der bestehenden Leitungen statt. Bis 2030 ist die Summe der Anteile der herkömmlichen 220- und 380kV-Verbindungen auf bereits 65 % abgesunken. Bis 2040 fällt er weiter auf 51 %. Auf diesem Niveau verweilt der Bestand dann nahezu bis 2050 (47 %).

### Regionale Verteilung des Netzausbaus

Aufgrund des im Rahmen von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen geltenden flachen Kostenoptimums ist es nicht sinnvoll, einzelne Netzausbauvorhaben konkreten Trassenverläufen zuzuweisen. Zwar werden diese im Rahmen der Netzausbauplanung bestimmt, allerdings bestehen zwischen den einzelnen Projekten zum Teil große Abtauschpotentiale, wodurch unterschiedliche Netzstrukturen mit vergleichbaren Übertragungsfunktionen und Kosten, mitunter aber deutlich abweichenden Trassenverläufen ermittelt werden könnten. Daher würde eine leitungsscharfe Darstellung der ermittelten Netzausbauprojekte zu Fehlinterpretationen verleiten, so dass auf eine solche Darstellung verzichtet wird. Eine Auswertung der regionalen Verteilung des Netzausbaus ist aber durchaus belastbar möglich. Folgende Grafiken veranschaulichen die Zuordnung der Stromkreiskilometer zu den einzelnen Regionen (für eine graphische Darstellung der Einteilung Deutschlands in Regionen s. Abbildung 79). Dabei werden die Stromkreiskilometer bis 2050 kumuliert betrachtet und zwischen exogen vorgegebenen und endogen umgesetzten Projekten unterschieden.

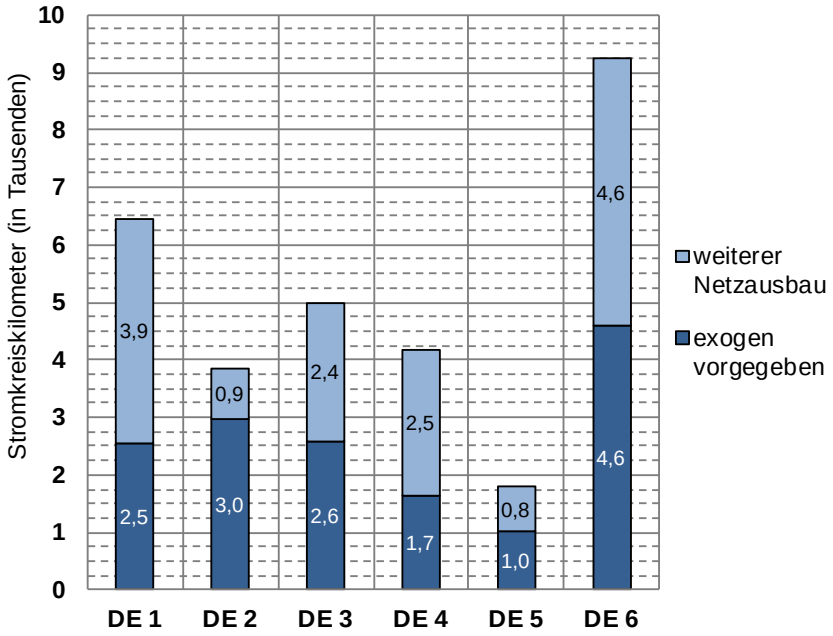



Abbildung 75: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (absolut) im *Referenzszenario*

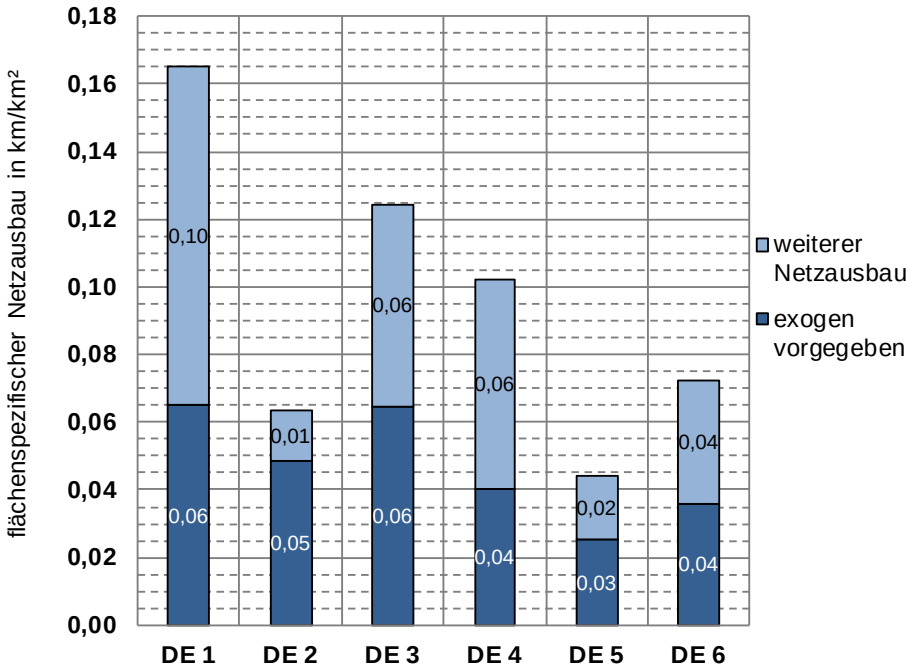



Abbildung 76: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (flächenspezifisch) im *Referenzszenario*

Die umfassendsten Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden mit 9.200 km in der südlichen Region „DE 6“ vorgenommen. Region „DE 6“ benötigt hierbei sowohl den meisten exogenen als auch endogenen Netzausbau. Bezieht man den absoluten Netzausbau in Stromkreiskilometern auf die jeweilige Fläche der Region, liegt der notwendige Netzausbau in Region „DE 6“ deutlich hinter dem notwendigen Netzausbau in den Regionen „DE 1“, „DE 2“ und „DE 4“. Der notwendige Netzausbau in den Regionen „DE 2“ und „DE 5“ ist im Vergleich zu den anderen Regionen deutlich schwächer ausgeprägt und bestätigt somit die bereits gezeigte unkritischere Netzsituation im Nordosten und Osten Deutschlands.

**Entwicklung der Netzkosten**

Zu diesen notwendigen Netzausbauten können zusätzlich die Investitionsbedarfe und die sich ergebenden annuitätischen Kosten ausgewiesen werden. Um einen Vergleich mit der heutigen Netzstruktur zu erzielen, werden die annuitätischen Kosten des Bestandnetzes mit ausgewiesen. Bei der Berechnung der Investitionen und annuitätischen Kosten muss berücksichtigt werden, dass im *Referenzszenario* im Vergleich zu allen anderen Szenarien (mit Ausnahme des *restriktionsarmen Szenarios*) ein Verkabelungsgrad sowohl für AC- als auch für DC-Projekte von

einheitlich 10 % angenommen wird, der somit geringer ist als in den anderen berechneten Szenarien.[19] Dies ist insbesondere für den späteren Szenarienvergleich wichtig, da die Investitionen und annuitätischen Kosten im *Referenzszenario* bei gleichen Umsetzungsmaßnahmen deutlich geringer sind.

19 Dort beträgt die angenommene Verkabelungsquote für endogene Ausbauten im AC-Netz 20 % und im DC-Netz 100 %. Im *restriktionsarmen Szenario* sind die Annahmen die gleichen wie im *Referenzszenario*.

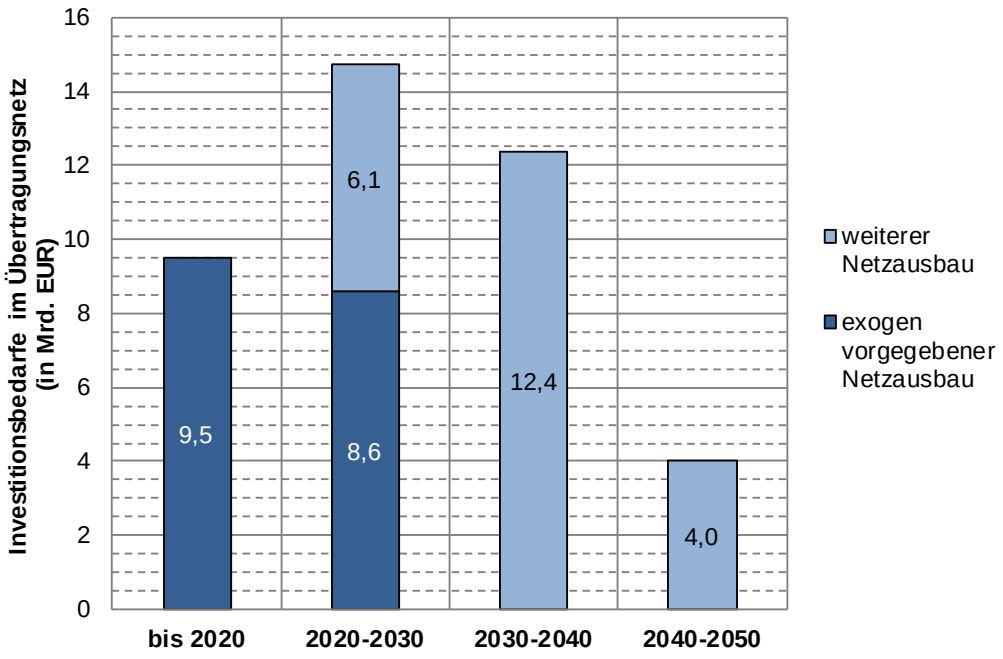



Abbildung 77: Investitionsbedarfe im Übertragungsnetz bis 2050 im *Referenzszenario*

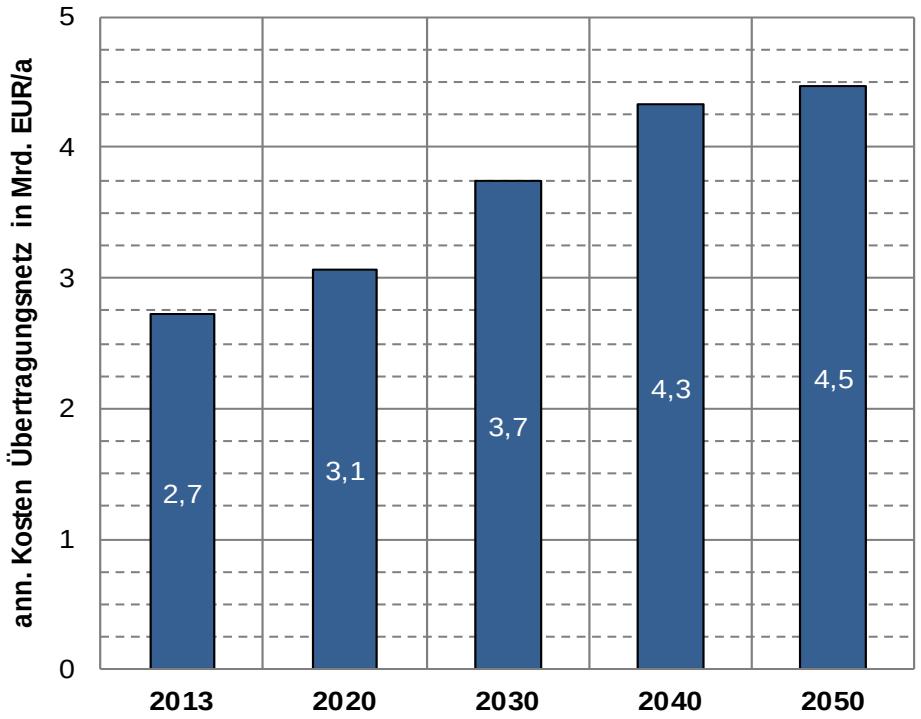



Abbildung 78: Annuitätische Kosten im Übertragungsnetz bis 2050 im *Referenzszenario*

Die kumulierten Investitionen belaufen sich bis 2050 auf 40,6 Mrd. EUR. Etwa 18,1 Mrd. EUR davon werden für die Realisierung der exogen vorgegebenen Netzausbauprojekte benötigt. Der zeitliche Verlauf der Investitionen spiegelt den Anstieg der Netzbelastungen im nicht ausgebauten Netz und die Mengen an zu errichtenden, zusätzlichen Stromkreiskilometern wider. Umfangreiche endogene Investitionen sind insbesondere in dem Zeitraum zwischen 2030 und 2040 notwendig. Mit etwa 12,4 Mrd. EUR machen diese bereits 55 % der gesamten endogen ermittelten Investitionen aus.

Gegenüber der Referenz von 2013 nehmen die annuitätischen Netzkosten um 64 % zu und liegen in 2050 bei etwa 4,5 Mrd. EUR pro Jahr. Aufgrund des über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommenen Verkabelungsgrads von 10 % ist der höchste Zuwachs der annuitätischen Netzkosten – vergleichbar zu den Investitionen – in dem Zeitraum zwischen 2020 und 2040 zu verzeichnen.

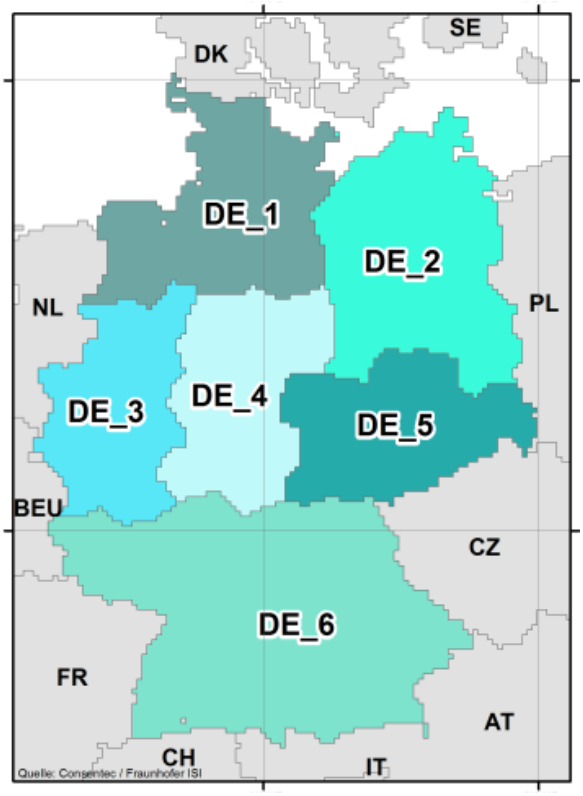



Abbildung 79: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“

#### 7.2.3.3 Deutsche Verteilungsnetze

**Anforderungen an Verteilungsnetze**

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen. Im *Referenzszenario* findet ein Zubau von EE-Anlagen in nur geringem Umfang, teilweise auf lange Sicht sogar ein Rückgang der installierten Leistung durch die Nutzung optimierter Standorte statt. Gleichzeitig erhöht sich die Last und zwar im Wesentlichen durch eine Zunahme bei Wärmepumpen und Elektromobilität. Vor allem die Lastzunahme führt zu steigenden Anforderungen an die Verteilungsnetze. Einen groben Eindruck von den in diesem Szenario langfristig zu erwartenden erzeugungsseitigen Anforderungen gibt (Abbildung 53), in der die für das Jahr 2050 in diesem Szenario mit *Enertile* ermittelte installierte Leistung dargestellt ist und zwar differenziert nach Regionen und nach den EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergieanlagen (für eine graphische Darstellung der Einteilung Deutschlands in Regionen s. Abbildung 79). Dies sind diejenigen EE-Technologien, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen.

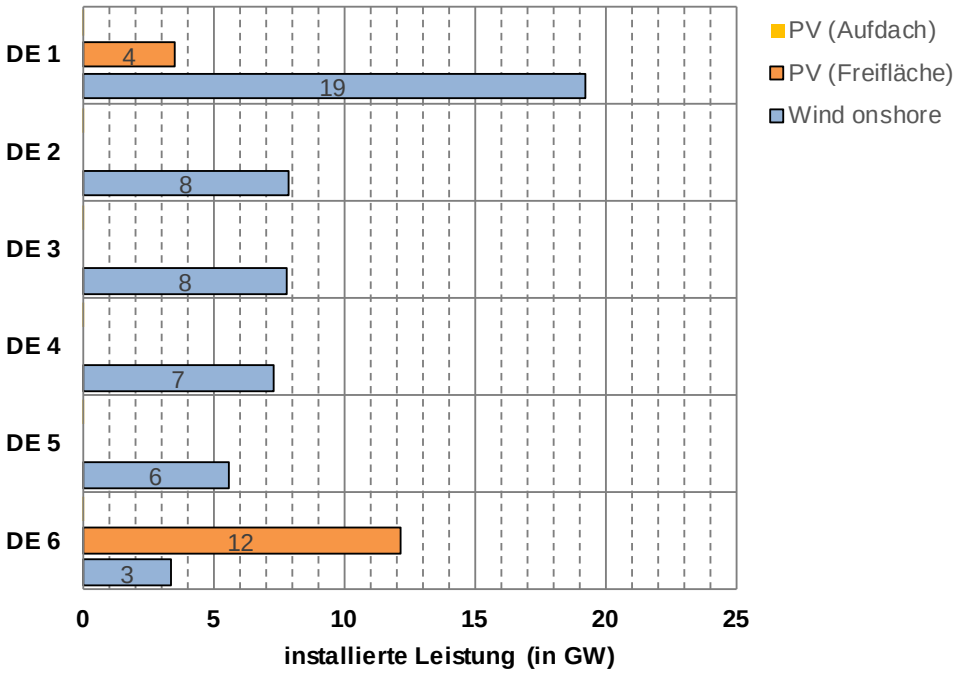



Abbildung 80: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario*

In Summe sind in diesem Szenario in den hier dargestellten drei EE-Technologien gut 65 GW installiert, von denen auf PV-Freiflächenanlagen ca. 15 GW und auf Onshore-Windenergieanlagen ca. 50 GW entfallen. PV-Dachflächenanlagen sind in 2050 praktisch nicht mehr vorhanden. Damit ergibt sich gegenüber dem heutigen Zustand insgesamt sogar ein ca. 20%-iger Rückgang der insgesamt in diesen Windenergie- und PV-Anlagen installierten Leistung.

Aus obiger Abbildung geht hervor, dass Windenergieanlagen praktisch im gesamten Land, allerdings mit einem deutlichen Schwerpunkt im Norden installiert sind, PV-Anlagen finden sich überwiegend in der südlichen Region und in geringem Umfang ganz im Norden.

Mit Blick auf Unterschiede in der absoluten Höhe der je Region installierten Leistung ist zu beachten, dass auch die Größe der einzelnen Regionen stark unterschiedlich ist. Nachfolgend findet sich daher eine flächenspezifische Darstellung der regionalen Verteilung der installierten Leistung. Sie dient dazu, den Umfang der installierten Leistung im Vergleich der Regionen vornehmen zu können, und zwar bereinigt um die unterschiedliche Größe der Regionen. Vereinfachend kann diese Darstellung auch als grobe Näherung für die Höhe installierten EE-Leistung

im Verhältnis zur Last herangezogen werden. Jedenfalls steigt die Last mit steigender Fläche, wenngleich im Vergleich verschiedener Gebiete, näherungsweise gleicher Fläche, zum Teile große Unterschiede in der Lastdichte vorliegen können, etwa im Vergleich städtischer / industriell geprägter Gebiete und ländlicher Gebiete.

Aus einer solchen Sicht auf die flächenspezifisch installierten Leistungen (Abbildung 81) wird noch deutlicher, dass die EE-seitigen Anforderungen an die Verteilungsnetze im *Referenzszenario* überwiegend vom Zubau der Windenergieanlagen bestimmt werden.

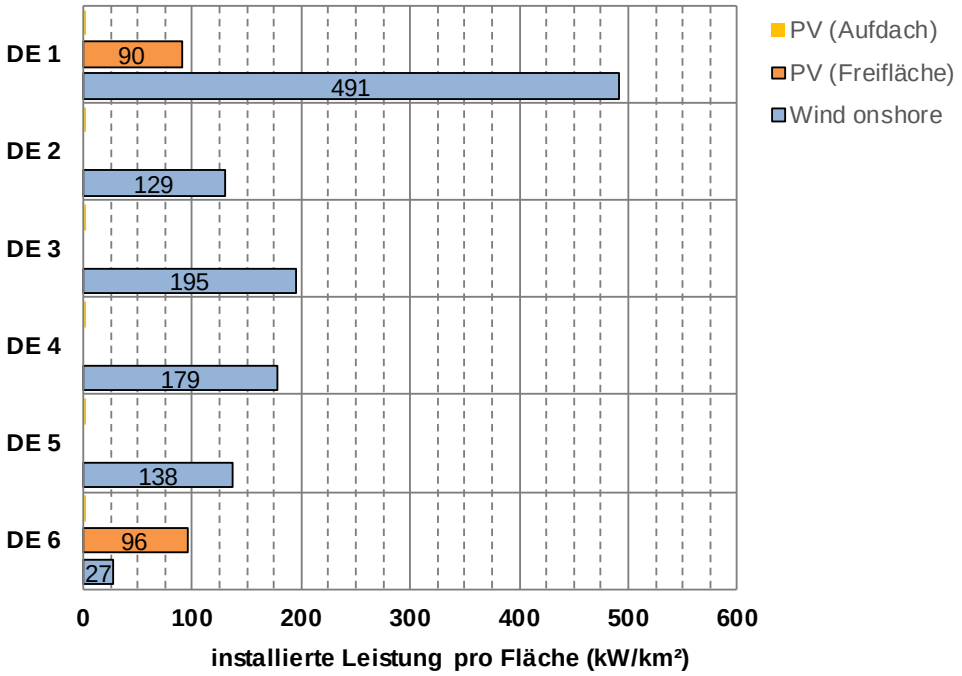



Abbildung 81: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario*

Die zeitgleiche Systemhöchstlast steigt in diesem Szenario von heute gut 80 GW auf ca. 105 GW im Jahr 2050. Dieser Zuwachs vollzieht sich mehr oder weniger gleichmäßig über Gesamtdeutschland, so dass stark ausgeprägte regionale Unterschiede, wie sie auf der Erzeugungsseite zu verzeichnen sind, auf der Lastseite nicht entstehen. Insofern ergibt sich deutschlandweit ein eher gleichmäßiger auf den Lastzuwachs zurückzuführender Netzausbau und ein regional stark unterschiedlicher EE-getriebener Netzausbau, der allerdings aufgrund des insgesamt geringen EE-Zubaus nicht sehr ausgeprägt ist. Erläuterungen zu den wesentlichen

Treibern des Verteilungsnetzausbaus finden sich nachfolgend im Zusammenhang mit der Darstellung des nach Netzebenen differenzierten Netzausbaus.

**Entwicklung der Netzkosten**

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 82 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsnetzebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum dargestellt.

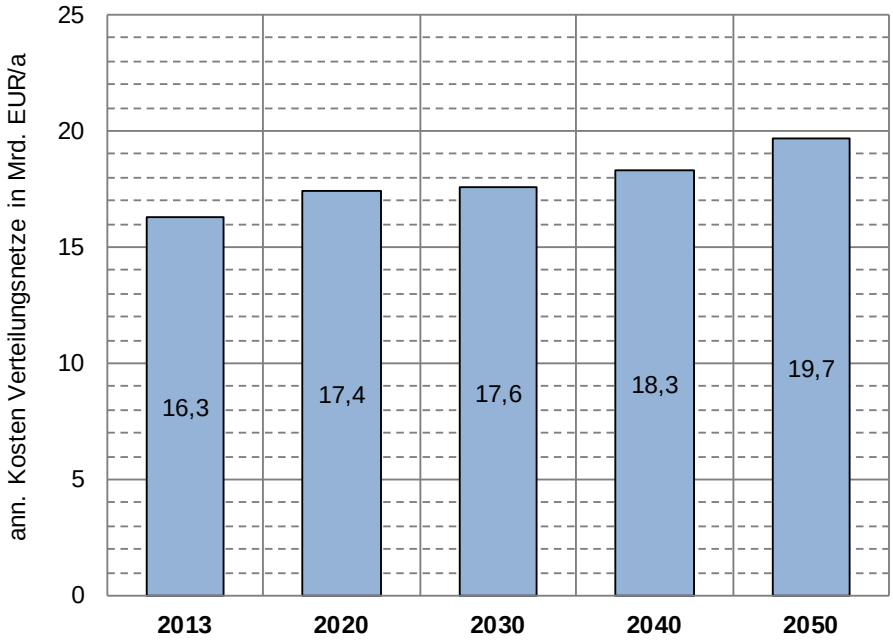



Abbildung 82: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im *Referenzszenario*

Es zeigt sich mit Ausnahme des Jahres 2030 ein mehr oder weniger gleichmäßiger Anstieg der Netzkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum. Im Jahr 2050 liegen die Kosten um ca. 20 % über den heutigen.

**Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber**

Die für die Netzauslegung relevanten Treiber sind je nach Netzebene unterschiedlich. Zudem sind diese Treiber in unterschiedlicher Weise vom Anstieg im Bereich Last und EE-Erzeugung betroffen. Wesentliche Zusammenhänge sind:

- Leitungsebenen – dies sind die Ebenen Niederspannung (NS, auch als Netzebene 7 bezeichnet), Mittelspannung (MS, Netzebene 5) und

Hochspannung (HS, Netzebene 3): Die Auslegung dieser Leitungsebenen wird im Wesentlichen von der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen determiniert. Die insgesamt benötigte Leitungslänge wird maßgeblich bestimmt von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Leitungen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Zunahmen der Leistungsanforderungen der Einsatz eines leistungsstärkeren Leitungstyps oder einer parallelen Leitung erforderlich. Der hiermit verbundene Kostenanstieg ist deutlich unterproportional zur Leistungssteigerung.

- Umspannebenen – dies sind die Transformatorebenen als Kopplung zwischen den zuvor genannten Leitungsebenen, also die MS-/NS-(Mittelspanungs-/Niederspannungs)-Umspannebene (auch als Netzebene 6 bezeichnet), die HS/MS-Umspannebene (Netzebene 4) und die HöS/HS-(Höchstspannungs-/Hochspannungs)-Umspannebene (Netzebene 2): Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an das jeweilige Umspannwerk oder die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse sich diese Höchstleistung verteilt. Der Kostenanstieg in den Umspannebenen kann näherungsweise als direkt proportional zu einem Anstieg der Höchstleistung angesehen werden.
- Eine Zunahme der Last wirkt grundsätzlich direkt auf den notwendigen Netzausbau. Dies liegt daran, dass den Verteilungsnetzanalysen grundsätzlich die Annahme zugrunde liegt, dass die bestehenden Netze weit überwiegend auf die heutige Last hin dimensioniert sind und allenfalls punktuell Reserven für Lastanstiege aufweisen (s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2, „Verteilungsnetze“).
- Der EE-Zubau führt hingegen erst dann zu einem Netzausbau, wenn die in einem Netzgebiet vorhandene EE-Leistung so hoch ist, dass sie unter Berücksichtigung der Last zu Rückspeisungen führt und diese in einer dimensionierungsrelevanten Höhe liegen. Der Punkt, ab dem dies erreicht ist, hängt von verschiedenen Aspekten ab:
  - Höhe der Last in dem betreffenden Netzgebiet: Hier besteht ein mittelbarer Zusammenhang mit der EE-Technologie: So findet der Zu-

bau von PV-Aufdachanlagen in Gebieten statt, in denen auch Lasten in signifikantem Umfang vorhanden sind, während der Zubau von PV-Freiflächenanlagen und insbesondere auch der von Windenergieanlagen oftmals in Gebieten stattfindet, in denen lokal kaum Lasten vorhanden sind.

- Charakteristik der EE-Einspeisung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist zur Mittagszeit maximal, also zu Zeiten, in denen die Last tendenziell hoch ist. Hingegen kann die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen auch in Nachtstunden zu Zeiten sehr niedriger Last hoch sein. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist.
- Räumliche Verteilung des EE-Ausbaus: Ein räumlich gleichmäßiger EE-Ausbau führt tendenziell zu geringerem Netzausbau, da die Schwelle, oberhalb derer ein Netzausbau erforderlich ist, dann später erreicht wird als bei einem lokal/regional konzentrierten EE-Ausbau.
- Die Möglichkeit zu einem begrenzten Einsatz des Einspeisemanagements im Rahmen der sog. „Spitzenkappung“ erlaubt, dass Netze nicht auf die maximalen Einspeisespitzen des EE-Kollektivs ausgelegt werden müssen. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems ist aber eine energetische Begrenzung des Einspeisemanagements sinnvoll. Im Rahmen dieser Studie wird eine Begrenzung der Spitzenkappung auf 3 % der jährlichen Einspeisemenge einer EE-Anlage als Proxy für ein volkswirtschaftlich effizientes Einspeisemanagement unterstellt. Diese Grenze erlaubt bei PV-Anlagen aufgrund der geringeren Volllaststundenzahlen eine stärkere Reduktion der maximalen Einspeiseleistung als z. B. bei Wind-Onshore-Anlagen. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht, wie in dieser Studie umgesetzt, auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Wie im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“ ausgeführt, wurde aus Komplexitätsgründen hierauf verzichtet. Nicht zuletzt würden bei der praktischen Umsetzung einer solcher Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber auch allenfalls Näherungslö-

sungen realistisch erscheinen. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbau im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen.

- Lastzuwachs und EE-Anstieg können sich – sofern sie lokal/regional zusammentreffen – teilweise gegenseitig kompensieren und somit zu einem etwas geringeren Netzausbau führen, als es bei jeweils separater Betrachtung des Lastzuwachses und des EE-Anstiegs der Fall wäre.

Die Auswirkungen dieser Effekte sind in einer nach Netzebenen differenzierten Darstellung der Entwicklung der Netzmengen gut ersichtlich (siehe Abbildung 83). Der Begriff Netzmengen steht in den Leitungsebenen, also den Netzebenen 7 (NS), 5 (MS) und 3 (HS) für Leitungs-/Trassenlängen und in den Netzebenen 6 (MS/NS), 4 (HS/MS) und 2 (HöS/HS) für die Zahl der Stationen/Umspannwerke. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Netzmengen normiert auf die heutigen Werte (Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

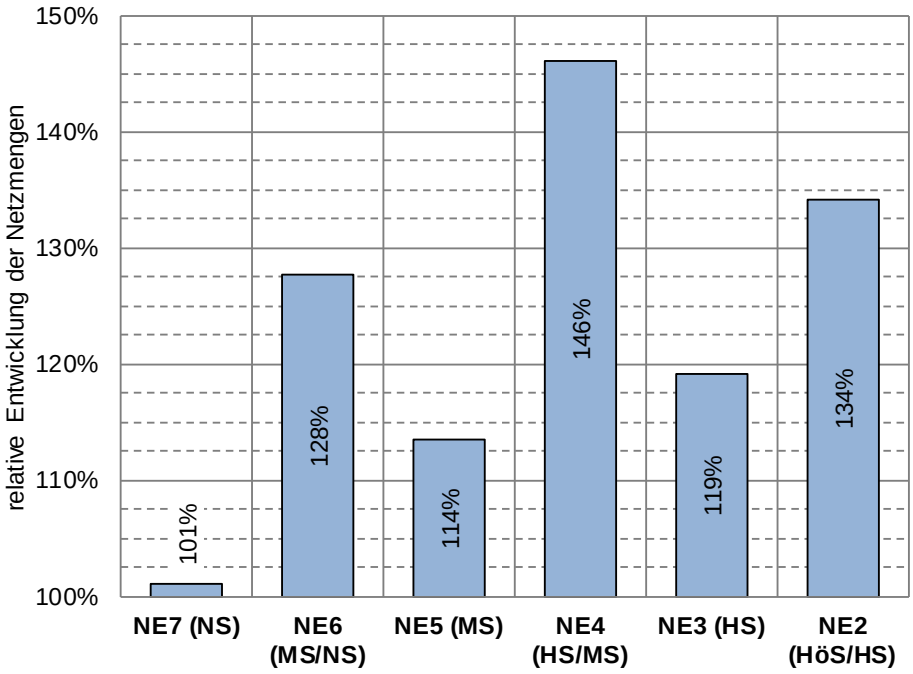



Abbildung 83: Entwicklung der Netzmengen nach Netzebenen im *Referenzszenario*

Der Netzmengenzuwachs ist in der Netzebene 4 mit rund 45 % bis zum Jahr 2050 am größten und liegt sogar oberhalb desjenigen der Netzebene 2. Dies scheint

zunächst ein Widerspruch zur allgemeinen Erkenntnis, gemäß derer der Netzmengenzuwachs von den unteren zu den oberen Netzebenen steigt. Der in Netzebene 2 geringere Zuwachs ist darauf zurückzuführen, dass sich in den durch ein Umspannwerk der Netzebene 2 versorgten Netzbereichen aufgrund des im Vergleich zu Umspannwerken der unterlagerten Netzebene 4 größeren Versorgungsradien Last- und Erzeugungszuwächse stärker saldieren und somit der Netzausbau in dieser Netzebene geringer ausfällt. So umfasst der Versorgungsbereich eines Umspannwerks der Netzebene 2 typischerweise eine Fläche, die so groß ist, dass darin z. B. einige größere Windparks, gleichzeitig aber auch einige Kleinstädte liegen, so dass die Erzeugungsleistung der Windparks bereits zu (großen) Teilen innerhalb des Versorgungsbereichs verbraucht und somit nicht über die Transformatoren des Ebene-2-Umspannwerks in das vorgelagerte Netz rückgespeist werden muss. Hingegen ist der Erstreckungsbereich eines Umspannwerks der Netzebene 4 deutlich kleiner. Hier kann häufiger der Fall auftreten, dass ein oder mehrere Windparks innerhalb des Versorgungsbereichs liegen, allerdings nur vergleichsweise wenig Lasten, so dass nur ein kleiner Teil der Einspeiseleistung lokal verbraucht wird und somit ein im Vergleich zur Netzebene 2 größerer Teil der Erzeugungsleistung über die Transformatoren abtransportiert werden muss.

Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen ein tendenziell größerer Netzmengenanstieg in den Umspannebenen als in den Leitungsebenen, was auf die zuvor beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Dass im Gegensatz zu den anderen Netzebenen in der Netzebene 7 praktisch kein Anstieg der Netzmenge zu verzeichnen ist, ist dadurch begründet, dass in diesem Szenario keine Erzeugungsanlagen mit Anschluss in Netzebene 7 (im Wesentlichen PV-Dachflächenanlagen) zugebaut werden.

### Regionale Unterschiede

In Abbildung 84 werden schließlich die annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen im Jahr 2050 dargestellt.

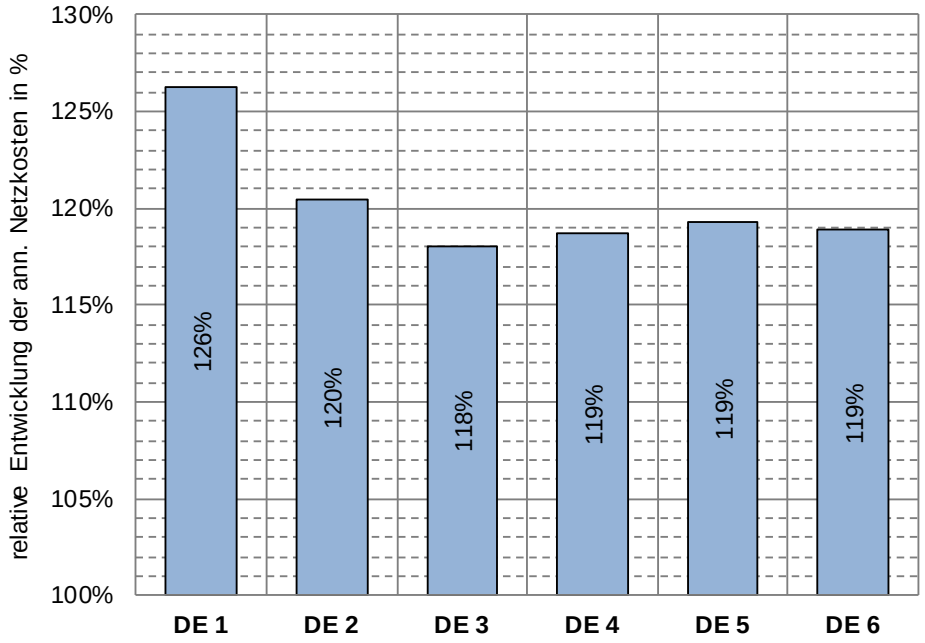



Abbildung 84: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im *Referenzszenario*

Die Netzkosten liegen in allen Regionen deutlich über den heutigen, wobei der Anstieg in der Region „DE 1“ im Norden Deutschlands mit gut 25 % am höchsten ist. In allen übrigen Regionen liegt er bei ca. 20 %.

Der rund 20%-ige Kostenanstieg wird nahezu vollständig durch den Lastanstieg verursacht, der deutschlandweit mehr oder weniger einheitlich ist. In Region „DE 1“ ist darüber hinaus Netzausbau in gewissem Umfang für den dort zu verzeichnenden Zubau von Windenergieanlagen erforderlich. Dieser erklärt den in Region „DE 1“ um gut 5 % höheren Kostenanstieg.

Die hier dargestellten relativen Veränderungen der annuitätischen Netzkosten können in grober Näherung als Indikator für Veränderungen der bei der heutigen Netzentgeltsystematik ausschließlich von den Endverbrauchern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte herangezogen werden. Somit ist bei diesem Szenario davon auszugehen, dass die Netzentgelte außer im Norden Deutschlands einheitlich um ca. 20 % und im Norden um ca. 25 % ansteigen würden.

### 7.2.4 Entwicklung der deutschen Stromsystemkosten im Referenzszenario

Wie in Abschnitt 8.5.1 dargelegt wird, ist die Berechnung der Kosten bzw. der Differenzkosten des Energiesystems aus unterschiedlichen Gründen nicht trivial. Für das Stromsystem ist die Berechnung in gewisser Weise einfacher als für die Nachfragesektoren: Es wird nur ein einziges, homogenes Gut betrachtet und alle für dessen Bereitstellung relevanten Infrastrukturen werden in den eingesetzten Modellen abgedeckt. Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* minimiert die Kosten des Stromsystems, so dass die anfallenden Kosten integraler Bestand der Modelllogik sind. Im Weiteren werden nur die folgenden Kosten betrachtet:

- Die spezifischen Investitionen,
- die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie
- sowie die variablen Kosten inkl. der Brennstoffkosten.

Diese Kosten werden, soweit relevant, für alle abgebildeten Infrastrukturen (Erzeugung, Netze und Speicher) abgebildet. Weitere, im weiteren Sinne mit dem Stromsystem verbundene Kosten, z. B. volkswirtschaftliche Effekte durch geänderte Strompreise, werden nicht betrachtet. Steuern und $CO_2$-Preise sind in der hier angewendeten Methodik keine Kosten und werden daher nicht betrachtet.

Die spezifischen Kosten der modellendogen ausgebauten Technologien sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3, „Technologische Annahmen zur Stromerzeugung und Speicherung in den Szenarien“ dargestellt; die Kosten können direkt aus den Modellergebnissen abgeleitet werden. Einige Kosten sind im Modell jedoch nicht explizit abgebildet, da das Modell keine Entscheidungen treffen kann, welche diese Kosten beeinflussen würden. Die gilt z. B. für Wasserkraft: Diese Technologie wird in allen Szenarien nicht weiter ausgebaut, so dass das Modell keine Entscheidungen treffen muss und somit keine Kostendaten benötigt. Hierzu werden ex-post Annahmen getroffen.

Die Kosten des derzeit existierenden EE-Anlagenbestands werden anhand der Daten über die Vergütungen im Rahmen des EEG abgeschätzt. Für die Kosten der existierenden fossilen Kraftwerke werden Werte veranschlagt, die sich im Einklang mit den zukünftigen Kostenerwartungen befinden (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.1 „Konventionelle Kraftwerke“). Für

Braun- und Steinkohlekraftwerke beispielsweise, für die kein nennenswertes zukünftiges Lernen bei spezifischen Kosten angenommen wird[20], entsprechen die spezifischen Kosten der existierenden Kraftwerke den zukünftigen Kosten.

Bei KWK-Kraftwerken werden die Kosten analog zur „Finnischen Methode“ aufgeteilt; die Methode teilt den Primärenergiebedarf bilanziell auf den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme auf. Die sich dadurch ergebenden Faktoren werden in dieser Studie auch zur Aufteilung der Kosten verwendet. Werden nach der Methode beispielsweise 60 % des Brennstoffbedarfs Strom zugeschrieben, so entfallen auch 60 % der variablen und fixen Kosten auf den erzeugten Strom.

Jenseits dieser relativ gut abschätzbaren Kosten ergibt sich eine methodische Herausforderung bei der Bewertung der Stromimporte und -exporte. Durch die in den Szenarien teilweise hohen Importe und Exporte ist die dabei verwendete Methodik für das Gesamtergebnis recht bedeutsam. Das Modell betrachtet mit dem Stromsystem ein stark vernetztes System, in dem durch bestimmte Komponenten und deren Einsatz Kosten entstehen. Die Frage, welcher Anteil davon auf Deutschland entfällt, lässt sich nicht endgültig klären. Für Strom, der durch Handel eine Grenze überschreitet, sind viele Aspekte interpretationsoffen:

- Welcher Strommix wird exportiert? Dies könnte z. B. der durchschnittliche Erzeugungsmix in der jeweiligen Stunde oder die Erzeugung der unter Kostengesichtspunkten marginalen Kraftwerke sein.
- Sind variable Kosten oder Vollkosten der Kraftwerke relevant?
- Welcher Teil der Kosten der weiteren Infrastrukturen wie Übertragungsnetze und Stromspeicher wird „mitexportiert“?
- Wie wird die Durchleitung von Strom erfasst und berücksichtigt?

Zur Bewertung der Kosten von grenzüberschreitenden Stromflüssen sind unterschiedliche Berechnungsweisen anwendbar, die letzten Endes aber immer in gewisser Weise willkürlich sind.

Im Rahmen dieser Studie wird auf die stündlichen Schattenkosten der Stromnachfragenebenbedingung des jeweils exportierenden Landes zurückgegriffen. Die sog. „dualen Variablen“ werden vom Lösungsalgorithmus des Modells für alle Nebenbedingungen ausgewiesen. Für die Stromnachfrage stellen sie die marginalen Kosten der Deckung der Nachfrage in der jeweiligen Stunde dar. Importiert Deutschland Strom, ergeben sich die Kosten aus der Multiplikation der importierten

20 Geringfügiges Lernen findet allerdings bei den Wirkungsgraden statt.

Menge mit den Schattenkosten des jeweiligen Exporteurs. Exportiert Deutschland hingegen, entstehen Erlöse in Höhe des Produkts der Schattenkosten der exportierenden Region in Deutschland und der Menge. Die Methodik erfasst durch die stundenscharfe Betrachtung auch die Tatsache, dass Länder tendenziell eher in Überschussstunden und damit verhältnismäßig günstig Strom exportieren.

Das Ergebnis der Kostenbetrachtung ist in Tabelle 55 und Abbildung 85 dargestellt. Die Gesamtkosten werden im Jahr 2013 mit ca. 59,8 Mrd. EUR veranschlagt und steigen bis 2020 bis auf 63,2 Mrd. EUR an. Die zentralen Ursachen für diesen Anstieg sind der Ausbau der Kohlekraftwerke, insbesondere in KWK-Anlagen, und der erneuerbaren Energien. Die Kosten der erneuerbaren Energien werden dabei durch die Ausbauvorgaben des Szenarios, insbesondere in den Bereichen PV und Wind-Offshore, getrieben. Das Modell baut aber diese beiden Technologien zunächst nicht über die Vorgabe hinaus aus. Der Ausbau der Steinkohlekohle-KWK-Kraftwerke erfolgt unter anderem aufgrund der hohen internationalen Konkurrenzfähigkeit. In der Folge dieser Ausbauten steigen die Exportflüsse bis zum Jahr 2020 an und führen zu entsprechenden Erlösen.

In den folgenden zwei Dekaden sinken die Gesamtkosten wieder bis auf 52,7 Mrd. EUR im Jahr 2040 ab. Ein starker Treiber dafür ist die Reduktion der Stromnachfrage; dadurch können ältere Kraftwerke und ältere EE-Anlagen abgeschaltet werden und müssen nur teilweise durch Neuanlagen ersetzt werden. In der Summe führt dies auch zu einem Sinken der spezifischen Vollkosten des Stroms.

In der letzten Dekade führen dann die leicht steigende Stromnachfrage und der leicht steigende $CO_2$-Preis wieder zu einem leichten Anstieg der Kosten bis zum Jahr 2050. Die spezifischen Vollkosten des Stroms sinken durch die neueren, günstigeren bzw. effizienteren Anlagen jedoch weiter und erreichen im Jahr 2050 95 EUR/MWh, was einer Reduktion um 17,5 % gegenüber 2013 entspricht.

Tabelle 55: Kosten des deutschen Stromsystems im *Referenzszenario* in Mio. $EUR_{2010}$.

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 6.675 | 2.922 | 0 | 0 | 0 |
| Steinkohle | 4.000 | 8.803 | 5.552 | 4.331 | 3.437 |
| Braunkohle | 3.336 | 4.382 | 4.373 | 4.410 | 4.367 |
| Braunkohle mit CCS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Erdgas | 3.215 | 2.503 | 3.532 | 4.397 | 3.392 |
| Andere Fossile | 1.637 | 241 | 202 | 188 | 173 |
| Wind-Onshore | 7.448 | 7.353 | 5.355 | 5.735 | 8.078 |
| Wind-Offshore | 256 | 3.021 | 3.021 | 2.394 | 2.394 |
| PV | 7.752 | 8.301 | 7.537 | 1.047 | 896 |
| Biomasse | 6.323 | 6.374 | 4.825 | 3.095 | 1.527 |
| Wasserkraft und andere EE | 1.005 | 1.085 | 1.085 | 1.085 | 1.085 |
| Export/Import | -1.778 | -3.218 | 1.343 | 2.441 | 3.497 |
| Speicher | 654 | 688 | 688 | 688 | 688 |
| Übertragungsnetz | 2.725 | 3.070 | 3.739 | 4.328 | 4.477 |
| Verteilungsnetz | 16.314 | 17.426 | 17.555 | 18.320 | 19.657 |
| **Gesamtsumme** | **59.800** | **63.189** | **59.045** | **52.698** | **53.906** |
| Endenergienachfrage [TWh] | 520 | 517 | 517 | 535 | 568 |
| Spez. Vollkosten [EUR/MWh] | 115,0 | 122,3 | 114,3 | 98,5 | 94,9 |

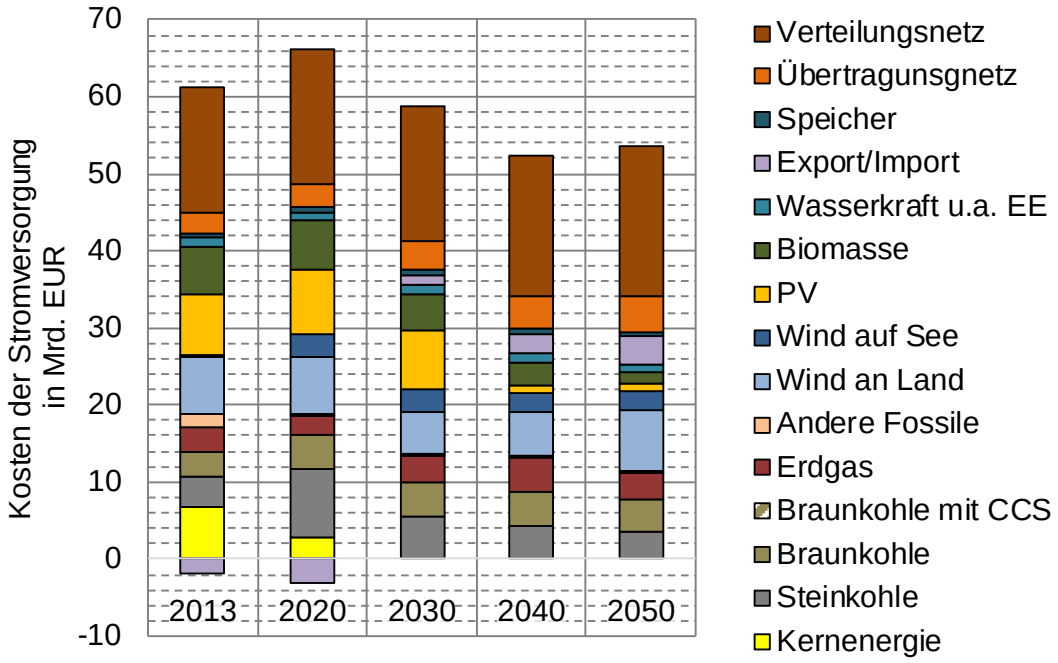



Abbildung 85: Kosten des deutschen Stromsystems im *Referenzszenario*

Die Kostenstruktur des Systems wird im Zeitverlauf verändert. Die Bedeutung der konventionellen Stromerzeugung für die Gesamtkosten nimmt von 32 % im Jahr 2013 kontinuierlich bis auf 21 % im Jahr 2050 ab. Der Kostenanteil der erneuerbaren Energien steigt kurzfristig bis 2020 bis auf 41 % an und sinkt danach bis auf 26 % im Jahr 2050 ab. Hierbei spielt insbesondere das Ausscheiden der PV-Altanlagen eine wichtige Rolle, die davor einen recht großen Kostenblock darstellen.

Der Kostenanteil des Stromnetzes nimmt im *Referenzszenario* deutlich zu und steigt von 32 % im Jahr 2013 bis auf 45 % im Jahr 2050. Der Kostenanstieg erfolgt dabei sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz wird in diesem Szenario europaweit ausgebaut, um einen möglichst effizienten Einsatz der Erzeugungstechnologien zu ermöglichen. Dies betrifft in Deutschland auf der konventionellen Seite die Stromzeugung aus Steinkohle, Braunkohle und die KWK-Anlagen. Aufgrund des durchaus substanziellen Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa entsteht auch für Erneuerbare Energien ein erhöhter Transportbedarf.

Tabelle 56: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Referenzszenario*

| | **2013** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| Fossil u. nuklear | 32 % | 30 % | 23 % | 25 % | 21 % |
| Erneuerbare Energien | 38 % | 41 % | 37 % | 25 % | 26 % |
| Netze | 32 % | 32 % | 36 % | 43 % | 45 % |
| Speicher | 1 % | 1 % | 1 % | 1 % | 1 % |
| Export/Import | -3 % | -5 % | 2 % | 5 % | 6 % |

Tabelle 57: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Referenzszenario*

| | **2013** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| Fossil u. nuklear | 100 % | 100 % | 72 % | 71 % | 60 % |
| Erneuerbare Energien | 100 % | 115 % | 96 % | 59 % | 61 % |
| Netze | 100 % | 108 % | 112 % | 119 % | 127 % |
| Speicher | 100 % | 105 % | 105 % | 105 % | 105 % |
| Export/Import | 100 % | 181 % | -76 % | -137 % | -197 % |

## 7.3 Ergebnisse des Basisszenarios

### 7.3.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland

Die **Stromnachfrageentwicklung** des europäischen Auslands wird in allen Szenarien aus dem EU-Szenario „Reference scenario 2050“ [Europäische Kommission 2013] übernommen. In diesem Szenario wird von einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Obwohl es sich bei dem *Reference scenario 2050* nicht um ein Zielszenario handelt, werden die Daten auch im Basisszenario verwendet, um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit der Szenarien zu gewährleisten. Obwohl in einem Zielszenario, wie dem *Basisszenario*, vermutlich Effizienzmaßnahmen eine größere Rolle spielen, als dies im *Reference scenario 2050* der Fall ist, werden bei ambitionierteren Klimaschutzmaßnahmen neue Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen auch in anderen Ländern eine größere Rolle spielen. Unabhängig vom Ambitionsniveau der Klimaschutzbestrebungen erscheint ein Anstieg der Stromnachfrage daher wahrscheinlich. Dabei ist zu beachten, dass im Ausland die flexible Nachfrage aus rechenzeittechnischen Gründen nicht so detailliert abgebildet werden kann wie in Deutschland. Daher wird im Ausland ein bestimmter Anteil der Nachfrage als flexibel abgebildet, d. h. die Nachfrage kann innerhalb eines begrenzten Zeitraums verschoben werden. Die Höhe des Anteils orientiert sich dabei an der Entwicklung der flexiblen Nachfrage in Deutschland. Dies bedeutet, dass mit in Deutschland steigenden Stromnachfragen für Wärmepumpen und Elektromobilität auch der Anteil der flexiblen Nachfrage im europäischen Ausland steigt.

Die Stromerzeugung der **Kernenergie** sinkt von 2020 bis 2050 durch die exogenen Leistungsvorgaben des Szenarios deutlich ab. Die Parametrierung bildet auch in diesem Szenario eine Entwicklung ab, in der die Länder, die derzeit gültige Kernenergieausstiegsgesetze haben, ihre Reaktoren nach 40 Jahren Lebensdauer vom Netz nehmen und Länder, die noch nie Kernenergie genutzt haben, dies auch beibehalten. Länder, die zurzeit über laufende Kernkraftwerke verfügen und keinen Kernenergieausstieg beschlossen haben, lassen ihre Kernkraftwerke ebenfalls die vorgesehenen 40 Jahre in Betrieb, bauen danach aber auch neue Reaktoren. Insgesamt geht die Nutzung der Kernenergie aber zurück: Die Erzeugung sinkt von 816 TWh im Jahr 2020 bis auf 374 TWh im Jahr 2050. Die Kraftwerke erreichen selbst in 2050 und trotz der starken Diffusion fluktuierender erneuerbarer Energien hohe Auslastungen, im Schnitt laufen die Reaktoren ca. 6.750 h/a. Dies begründet sich im Wesentlichen im Netzausbau. Dieser ermöglicht es beispiels-

weise Frankreich, auch in Stunden hoher EE-Einspeisung Strom in die umliegenden Länder zu exportieren. Dass gleichzeitig in der gesamten Region eine so hohe EE-Einspeisung vorliegt, dass die Leistung der Kernkraftwerke gedrosselt werden muss, kommt selten vor. Dennoch ist zu erwähnen, dass ein endogener Ausbau von Kernenergie im Modell nur dann stattfinden würde, wenn sehr optimistische Annahmen bezüglich der spezifischen Investitionen getroffen würden und gleichzeitig hohe $CO_2$-Preise andere konventionelle Technologien verteuern.[21]

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** wird im Zeitraum von 2020 bis 2050 aufgrund der ansteigenden $CO_2$-Preise komplett aus dem System verdrängt. Ein Neubau von Kraftwerken ist nicht zugelassen; dies gilt auch für Kraftwerke mit CCS-Technik. Der Grund für die Reduktion ist auch die hohe Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien.

Die Stromerzeugung aus **Steinkohle** steigt bis 2020 leicht an und wird bis 2050 fast vollständig aus dem System verdrängt. Diese Entwicklung lässt sich auch anhand von Abbildung 89 nachvollziehen, in der die Vollkosten der fossilen Stromerzeugungstechnogien inklusive der Kosten für $CO_2$-Emisisonen in Abhängigkeit der Auslastung dargestellt sind. Es zeigt sich, dass bei dem in diesem Szenario für 2030 unterstellten $CO_2$-Preis von 35 EUR/t Steinkohle nach der Nutzung der bestehenden Braunkohlekraftwerke die günstigste fossile Stromerzeugungstechnologie ist, wenn eine Auslastung von mehr als 3.000 h/a erreicht werden kann. Insbesondere in den ersten Jahren können die Kohlekraftwerke auch vom europäischen Transportnetzausbau profitieren.

Die gute Auslastung der Grundlastkraftwerke in den ersten Dekaden geht zu Lasten der **Gaskraftwerke**, deren Erzeugung bereits bis 2020 stark sinkt. Hierbei sind die in dem Szenario recht hohen Gaspreise ebenfalls ein dämpfender Faktor. Ab dem Jahr 2040 werden aufgrund weiter steigender $CO_2$-Preise **Gaskraftwerke** dann die günstigsten konventionellen Erzeugungstechnologien. Dennoch verschwindet Erdgas nahezu vollständig aus dem Mittellastsegment und dient in 2050 hauptsächlich zur Deckung der Spitzenlast; Erdgasverstromung stellt dann zwar eine verhältnismäßig günstige konventionelle Stromerzeugung dar, doch der hohe $CO_2$-Preis sorgt dafür, dass der Einsatz fossiler Brennstoffe auf wenige, kritische Situationen beschränkt wird.

---

21 Das Modell baut Kernkraftwerke erst bei Investitionen von unter 3.500 EUR/kW, was deutlich unter den Angaben zu den sich derzeit im Bau befindlichen Reaktoren liegt; diese liegen noch vor der Fertigstellung bereits bei deutlich über 5.000 EUR/kW.

Wind-Onshore ist im *Basisszenario* die wichtigste Stromerzeugungstechnologie und die Erzeugung wird auf 1.843 TWh ausgebaut. Grund dafür ist vor allem die hohe Wettbewerbsfähigkeit unter den angenommenen Rahmenbedingungen. Für das Jahr 2020 ist in diesem Szenario vorgegeben, dass die Länder die Ausbauziele, die sie in den Nationalen EE-Aktionsplänen [Europäische Kommission 2013] definiert haben, auch erreichen[22]; diese Ziele bleiben über den gesamten Zeitraum bestehen, sind aber zumeist irrelevant. Bei Wind-Onshore werden diese Ziele im *Basisszenario* teilweise bereits in 2020 übererfüllt. Im Jahr 2050 besteht in der beschriebenen Region ein Erzeugungspotenzial aus Wind-Onshore von bis zu 3.000 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh. Die regionale Verteilung und der zeitliche Verlauf des Ausbaus werden in Abschnitt 7.3.2.5 im Detail diskutiert.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Offshore** steigt bis auf 107 TWh. Dies entspricht den Vorgaben, die sich aus den Nationalen EE-Aktionsplänen ergeben. Darüber hinaus findet über den gesamten Zeitraum kein Zubau statt. Der Grund für den geringen Ausbau sind die im Vergleich zu Wind-Onshore deutlich höheren Kosten. Die zusätzlichen Vorteile insbesondere im Bereich Akzeptanz können im Modell nicht abgebildet werden. Für die weiteren Ergebnisse sollte dabei bedacht werden, dass eine Verschiebung hin zu Wind-Offshore im europäischen Ausland für Deutschland geringe Auswirkungen hätte. So ist es z. B. plausibel, dass der Ausbau der Windenergie in Großbritannien – wie auch derzeit schon zu beobachten – stärker auf See stattfindet. Da sich die Einspeisecharakteristiken aber nur geringfügig unterscheiden, wäre eine Abbildung dieser Entwicklung im Modell mit sehr geringfügigen Änderungen verbunden.

22 Diese Nebenbedingung der EE-Ziele gilt für Wind ebenso wie für alle andern EE-Technologien.

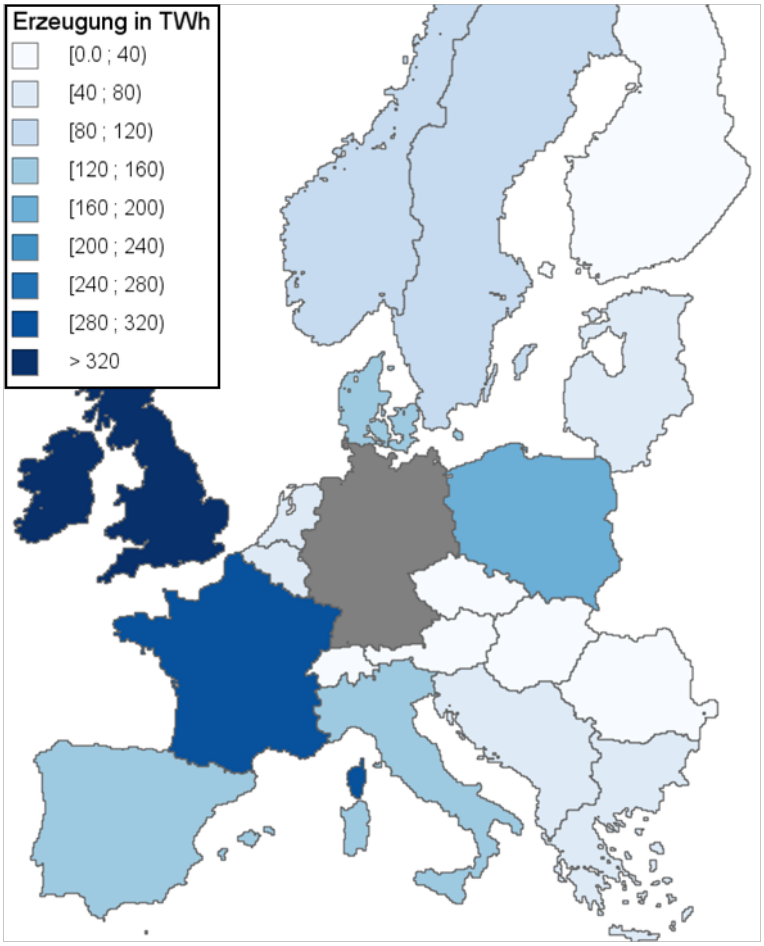



Abbildung 86: Stromerzeugung aus Wind-Onshore im *Basisszenario* nach Regionen im Jahr 2050

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt im Basisszenario bis auf 496 TWh im Jahr 2050 an. Die größte Verbreitung wird dabei in Südeuropa erreicht, allein auf die iberische Halbinsel entfallen 166 TWh. In diesen Ländern ist der Anteil der PV dann deutlich über dem europäischen Schnitt. Insgesamt beträgt das Potenzial mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh in der modellierten Region ca. 700 TWh. Obwohl die Kosten der Photovoltaik also stark sinken, bleibt der Ausbau doch etwas hinter den möglicherweise existierenden Erwartungen zurück. Der Grund dafür liegt weniger in Kosten und Potenzialen als vielmehr im Profil. So ist es nur in den südlichen Ländern mit sehr guten Potenzialen sinnvoll, die Leistung auf oder über die Maximallast des Sommers auszubauen, um den Strom zu exportieren. Zu häufig beschränkt zur Mittagszeit eine gewisse Erzeugung aus Windenergie die Aufnahmefähigkeit der Netze. Weniger Windenergie auszubauen ist aufgrund der Wintermonate jedoch keine Option, und auch ein Speicherausbau ist aus Kostengründen in dem Szenario nicht ökonomisch. Nicht untersucht wurde,

ob die Erschließung kostengünstigerer Flexibilitätsoptionen einen höheren PV-Ausbau ökonomisch attraktiv machen würde. Zu untersuchen wäre z. B. ein höherer Anteil von flexibel ladenden Elektrofahrzeugen (über 50 % hinaus), die Ausschöpfung des bivalenten Power-to-Heat-Potenzials in der Prozesswärme (50 GW im Sommer), die Nutzung von Wärmepumpen und Elektrokesseln in Wärmenetzen in Kombination mit Wärmespeichern, die Ost-West-Auslegung der PV-Anlagen, der umgekehrte Betrieb von Wärmepumpen zwecks Regeneration des Erdreichs und Erhöhung der Wirkungsgrade im Winter.

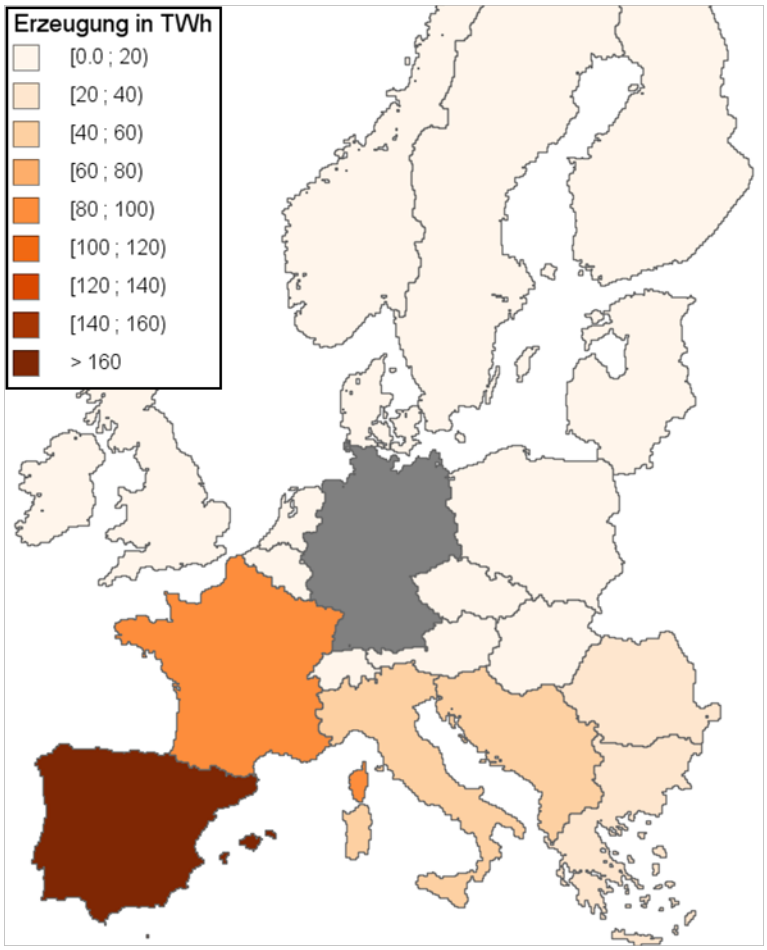



Abbildung 87: Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen im *Basisszenario* nach Regionen im Jahr 2050

Ein Ausbau der Stromerzeugung aus **konzentrierender Solarthermie** findet erst in den letzten beiden letzten Dekaden in signifikantem Umfang auf ca. 169 TWh im Jahr 2050 statt. Diese hat zwar höhere Gestehungskosten als Photovoltaik, ist aber in gewissem Umfang regelbar. Dieser Flexibilitätsvorteil führt zu dem zu beobachtenden Ausbau.

Insgesamt ist das Basisszenario also in ganz Europa von ähnlichen Entwicklungen geprägt. Erneuerbare Energien, insbesondere Wind-Onshore, werden stark ausgebaut. Während die Bedeutung der Kernenergie zurückgeht, werden fossile Energien stark aus dem System gedrängt; ihre Rolle besteht in 2050 fast ausschließlich in der Spitzenlastdeckung. Insgesamt ist dabei zu beachten, dass es sich hierbei um das Ergebnis eines Optimiermodells unter perfekter Voraussicht handelt. Dies bedeutet, dass es zum einen keine Fehleinschätzungen aufgrund falscher Zukunftserwartungen gibt: Das Modell erkennt im Rahmen der Optimierung, dass die $CO_2$-Preise in den beiden letzten Dekaden so hoch sind, dass eine Investition in Kohlekraftwerke bereits heute unwirtschaftlich ist. Des Weiteren sind alle Komponenten des Systems sehr gut aufeinander abgestimmt. Es werden keine Überkapazitäten gebaut und die Regionen und Länder durch einen starken Netzausbau so miteinander verbunden, dass fluktuierende EE optimal untereinander ausgeglichen werden können. Trotz dieser Charakteristika des Modells zeigen die Ergebnisse sehr deutlich, mit welchen Technologien eine kostengünstige Dekarbonisierung des europäischen Stromsystems gelingen kann.

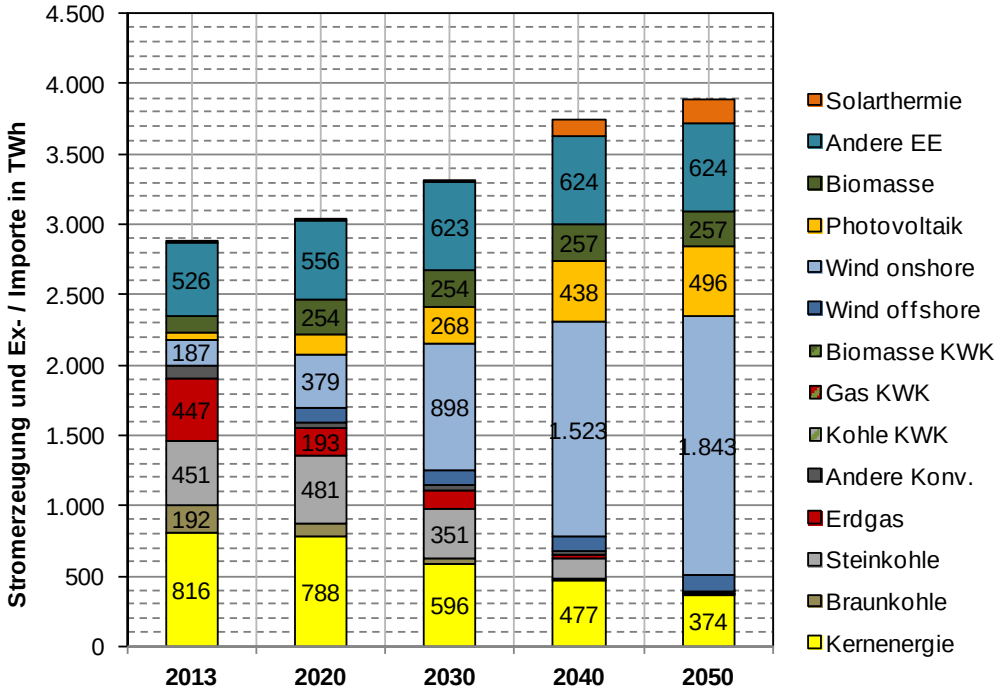



Abbildung 88: Stromerzeugung im *Basisszenario* in Europa (exklusive Deutschland)

Tabelle 58: Stromerzeugung *Basisszenario* in Europa (exklusive Deutschland) in TWh

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 816,2 | 788,1 | 596,5 | 476,7 | 373,6 |
| Braunkohle | 192,4 | 92,6 | 33,5 | 14,8 | 0,0 |
| Steinkohle | 451,5 | 481,3 | 351,5 | 144,4 | 8,9 |
| Erdgas | 447,1 | 192,8 | 137,4 | 22,8 | 8,1 |
| Andere Konventionelle | 94,7 | 46,7 | 31,5 | 18,4 | 9,2 |
| Wind-Onshore | 187,4 | 379,2 | 898,4 | 1522,8 | 1842,5 |
| Wind-Offshore | | 104,1 | 107,3 | 107,3 | 107,3 |
| PV | 50,4 | 136,7 | 267,6 | 438,1 | 496,1 |
| Solarthermie | 4,4 | 17,3 | 17,2 | 124,1 | 168,9 |
| Biomasse | 111,1 | 254,4 | 254,4 | 257,5 | 257,5 |
| Andere EE | 526,4 | 555,9 | 622,9 | 623,5 | 623,5 |
| **Summe** | **2881,4** | **3086,3** | **3340,9** | **3732,5** | **3782,8** |

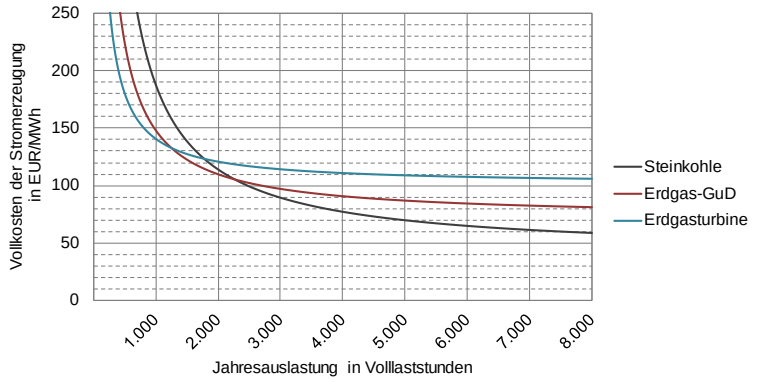
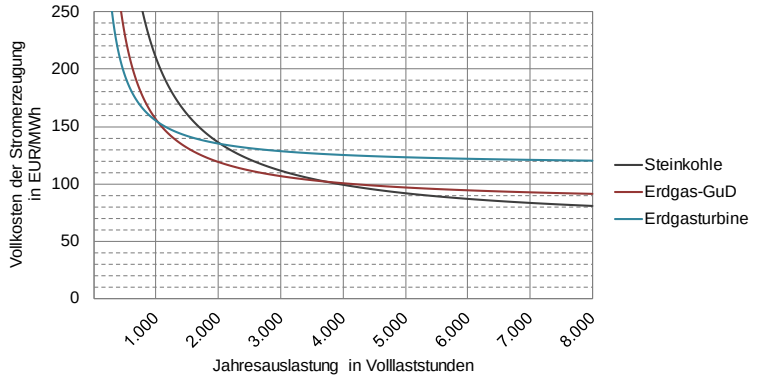
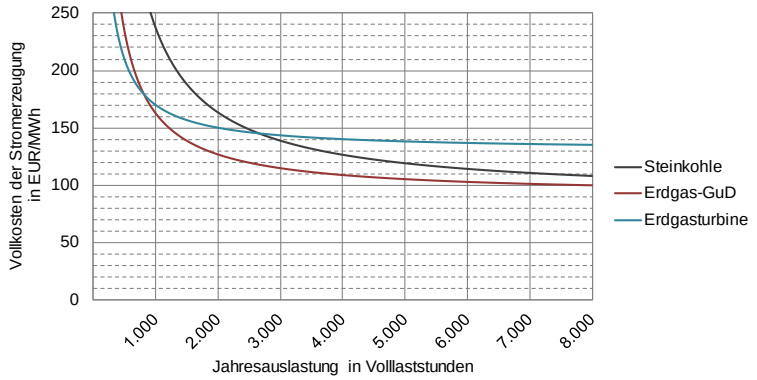
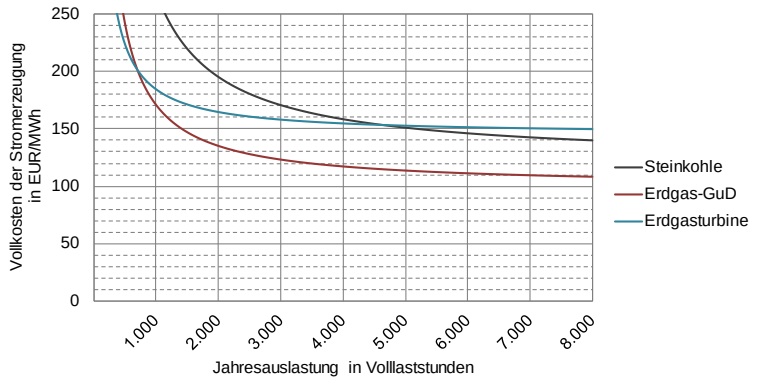
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |



Abbildung 89: Vollkosten der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken nach Jahresauslastung (*Basisszenario*)

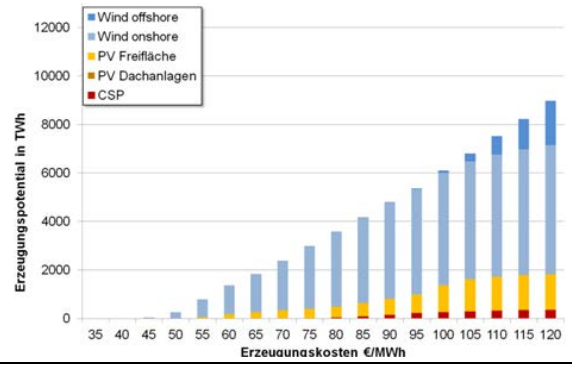
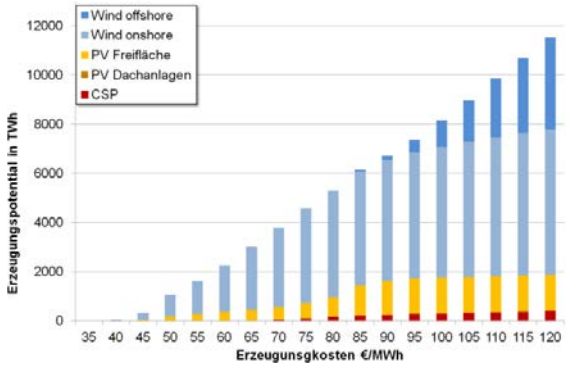
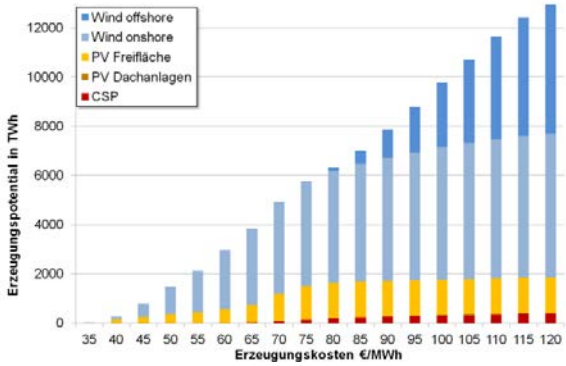
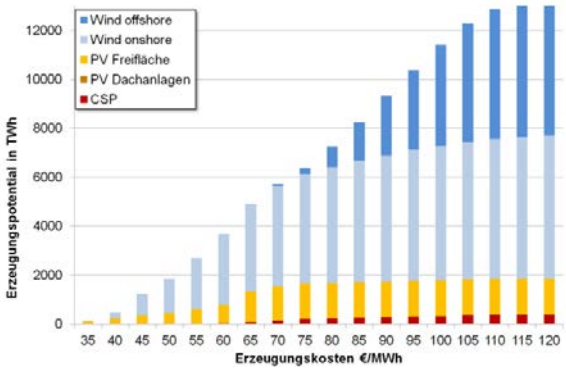
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |

Abbildung 90: Potenziale Erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland

## 7.3.2 Ergebnisse für Deutschland

### 7.3.2.1 Zusammenfassung der Stromnachfrageergebnisse

In den Kapiteln zur Nachfragemodellierung wurde das Zustandekommen der unterschiedlichen Energienachfragen der Sektoren dargestellt. Hieraus ergibt sich die Endenergiestromnachfrage, die das Optimiermodell *Enertile* decken muss. Die Nachfrage ist in Abbildung 91 zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass die in Tabelle 50 mit einen * versehenen Verbrauchskategorien (insbesondere Verluste und Power-to-Heat) keine direkten Eingangsdaten in das Modell darstellen. Sie sind vielmehr das Ergebnis der Optimierung. Während die Netzverluste ein notwendiger Effekt des Stromtransports sind, stellt Power-to-Heat im Modell nur eine Option dar, die aus Gründen der Kostenminimierung gewählt werden kann. Bei Wärmepumpen und Elektromobilität hat das Modell bestimmte, aber beschränkte Möglichkeiten, die Last zeitlich zu verlagern; die jährlichen Energienachfragen selbst kann das Modell nicht beeinflussen.

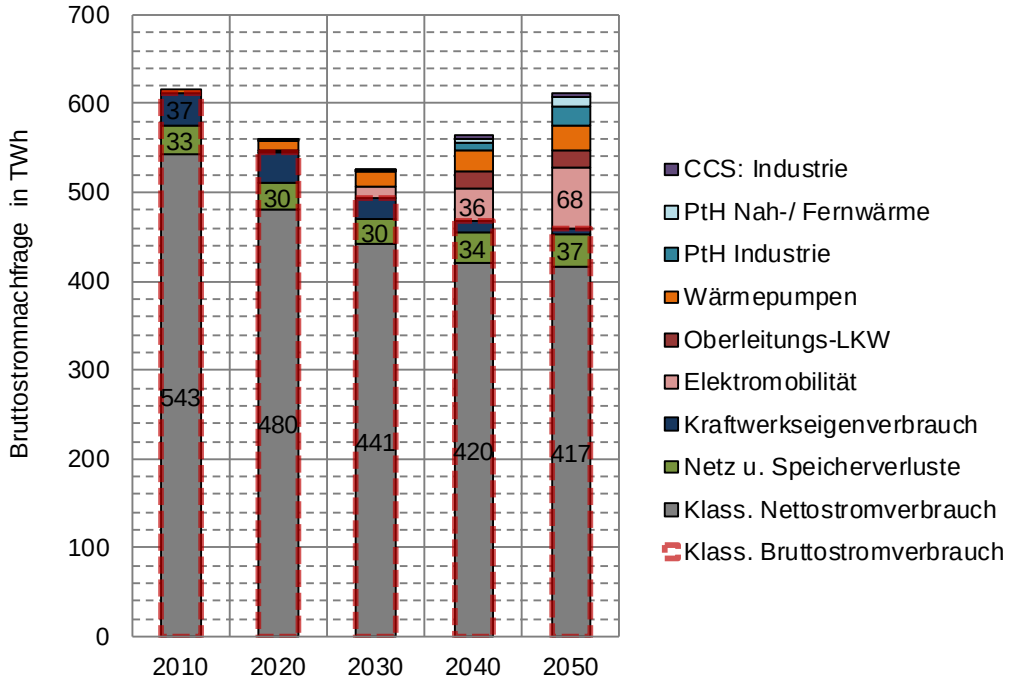



Abbildung 91: Stromnachfrage und Verluste im *Basisszenario*

Tabelle 59: Zusammenfassung Kernergebnisse Stromnachnachfrage im *Basisszenario* in TWh

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Klass. Nettostromverbrauch | 543,3 | 480,4 | 441,2 | 420,1 | 417,2 |
| Elektromobilität | 0,0 | 1,8 | 12,2 | 35,9 | 68,3 |
| Oberleitungs-LKW | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 19,8 | 18,6 |
| Wärmepumpen | 3,2 | 10,1 | 17,8 | 24,6 | 28,7 |
| Power-to-Heat Industrie* | 0,0 | 0,6 | 0,3 | 8,5 | 21,1 |
| Power-to-Heat Nah-/ Fernwärme* | 0,0 | 0,4 | 0,2 | 3,1 | 11,0 |
| CCS: Industrie | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 4,2 | 5,3 |
| **Nettostromverbrauch** | **546,5** | **493,4** | **472,1** | **516,2** | **570,2** |
| Speicherverluste* | 1,6 | 1,2 | 0,8 | 1,1 | 1,3 |
| Netzverluste* | 31,0 | 29,0 | 29,2 | 33,0 | 35,3 |
| Kraftwerkseigenverbrauch* | 36,9 | 34,8 | 22,7 | 13,2 | 5,7 |
| CCS: Kraftwerke* | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Bruttostromverbrauch** | **616,0** | **558,4** | **524,8** | **563,5** | **612,4** |
| Export | 33,8 | 113,4 | 46,0 | 18,6 | -105,0 |
| **Summe** | **649,8** | **671,8** | **570,8** | **582,1** | **507,4** |
| Klass. Bruttostromverbrauch | 612,8 | 545,4 | 493,9 | 467,5 | 459,5 |
| *Senkung gegenüber 2008* | *0,5 %* | *11,5 %* | *19,8 %* | *24,1 %* | *25,4 %* |

Bis 2030 ist die Entwicklung der Nachfrage durch starke Effizienzfortschritte geprägt, die in allen Nachfragesektoren zum Tragen kommen. In 2030 haben neue Verbraucher, insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen, aber bereits einen Anteil von 6,5 % am Nettostromverbrauch.

In den beiden darauffolgenden Dekaden wächst der Anteil neuer Verbraucher noch einmal deutlich an. Zusätzlich kommen nach 2030 auch Oberleitungs-LKW und Power-to-Heat ins System. Durch diese starken Zuwächse machen neue Verbraucher im Jahr 2050 über ein Viertel der gesamten Stromnachfrage aus.

In der Summe der verschiedenen Entwicklungen ergibt sich ein Verlauf, der für das Verständnis der weiteren Ergebnisse von großer Bedeutung ist. Dies gilt für die dafür benötigte Stromerzeugung, in der der Nachfragerückgang bis 2030 dazu führt, dass Überkapazitäten abgebaut oder für Stromexporte eingesetzt werden können. Die zunächst sinkende und dann wieder steigende Nachfrage bringt aber

auch gewisse Herausforderungen beim EE-Ausbaukorridor mit sich (siehe Abschnitt 7.3.2.6) bzw. führt unter Umständen generell zu einem diskontinuierlichen Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten.

#### 7.3.2.2 Stromerzeugungsmix

Die folgende Abbildung zeigt die Nettostromerzeugung in Deutschland im *Basisszenario*. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden jeweils diskutiert.

Die installierte Leistung der **Kernenergie** folgt auch im *Basisszenario* dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, womit 2022 das letzte Kernkraftwerk seine Produktion einstellt. 2020 erreichen die dann noch laufenden Blöcke allerdings weiterhin hohe Auslastungen und speisen 63,9 TWh ein.

Für **Steinkohlekraftwerke** ist in dem Szenario keine explizite Reduktion der installierten Leistung vorgenommen; die Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren betrieben. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung daher 13,5 GW, die durch hohe Volllaststunden von ca. 7.400 h/a 100,4 TWh Strom erzeugen. Diese hohe Auslastung ergibt sich unter anderem durch einen Rückgang der Kraftwerksleistung außerhalb Deutschlands. Zurzeit befinden sich viele Kraftwerke in Europa kurz vor dem Ende ihrer angenommenen Lebensdauer, teilweise haben sie diese auch bereits schon überschritten. Das Modell nutzt daher die bestehenden und bis 2020 zu verstärkenden Interkonnektoren, um Strom zu exportieren. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Leistung der bereits heute existierenden Kraftwerke auf knapp unter 2 GW. In den späteren Jahren gelingt den Steinkohlekraftwerken auch immer seltener, hohe Auslastungen zu erzielen. Im Jahr 2040 laufen Steinkohlekraftwerke nur noch 2.300 h/a, in 2050 laufen nur noch Blöcke in KWK-Kraftwerken, die restlichen werden stillgelegt. Ein Neubau reiner Kondensationskohlekraftwerke rechnet sich in Deutschland unter den Rahmenbedingungen des Szenarios nicht.

Die ungekoppelte **Stromerzeugung aus Erdgas** geht im *Basisszenario* bis 2020 zunächst sehr stark zurück. Dies liegt zum einen an den recht stark ansteigenden Erdgaspreisen, zum anderem am Netzausbau, der eine bessere Auslastung der Kohlekraftwerke ermöglicht. Die installierte Leistung verbleibt ohne einen Zubau von neuen Kraftwerken bis 2030 bei ca. 6 GW. In den beiden letzten Dekaden kommt es dann zu einem Neubau von Kraftwerksleistung, allerdings nur von Gasturbinenkraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Deren Leistung erreicht in 2050 12,3 GW, die dann allerdings nur ca. 130 Volllaststunden erreichen, also selten eingesetzt werden.

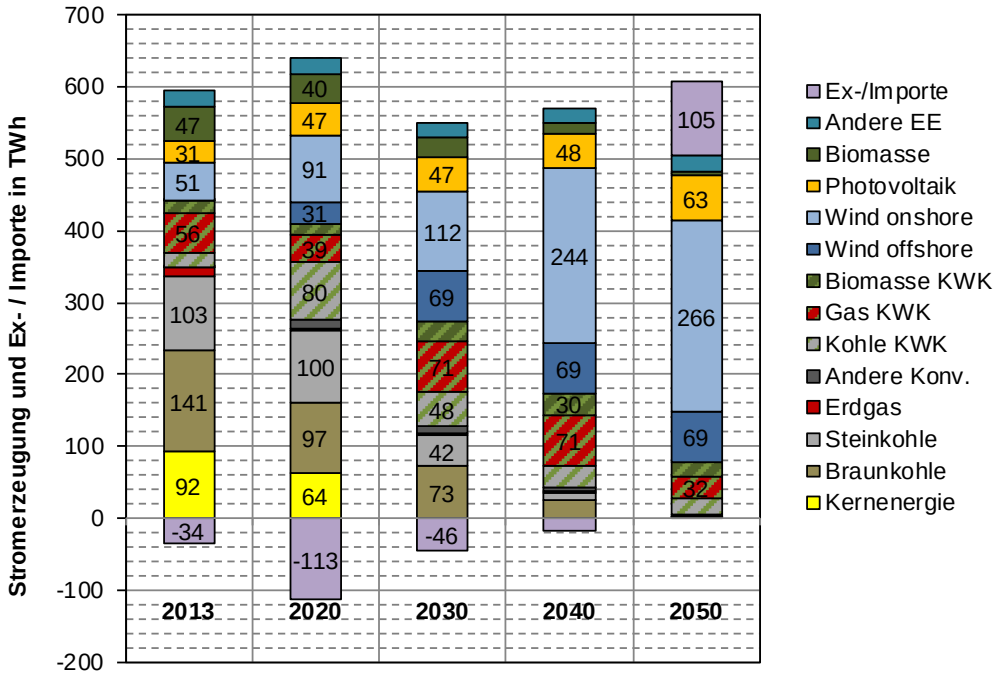



Abbildung 92: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Basisszenario*

Tabelle 60: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Basisszenario* in TWh

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 92,1 | 63,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 141,2 | 96,7 | 72,9 | 24,4 | 0,0 |
| Steinkohle | 102,9 | 100,4 | 41,7 | 12,0 | 0,9 |
| Erdgas | 12,1 | 1,9 | 3,3 | 1,6 | 1,6 |
| Andere Konventionelle | 1,3 | 13,3 | 9,5 | 5,7 | 2,9 |
| Kohle KWK | 19,4 | 83,9 | 49,1 | 29,7 | 21,6 |
| Gas KWK | 55,8 | 38,5 | 71,4 | 71,1 | 32,0 |
| Biomasse KWK | 17,1 | 11,2 | 26,6 | 30,1 | 19,8 |
| Wind-Onshore | 51,2 | 91,0 | 112,0 | 243,5 | 266,0 |
| Wind-Offshore | 0,5 | 30,7 | 69,1 | 69,1 | 69,1 |
| Photovoltaik | 31,0 | 47,1 | 47,2 | 47,5 | 63,2 |
| Biomasse | 46,6 | 40,2 | 27,0 | 15,6 | 6,0 |
| Andere EE | 23,0 | 18,1 | 18,1 | 18,1 | 18,1 |
| Ex-/Importe | -33,8 | -113,4 | -46,0 | -18,6 | 105,0 |

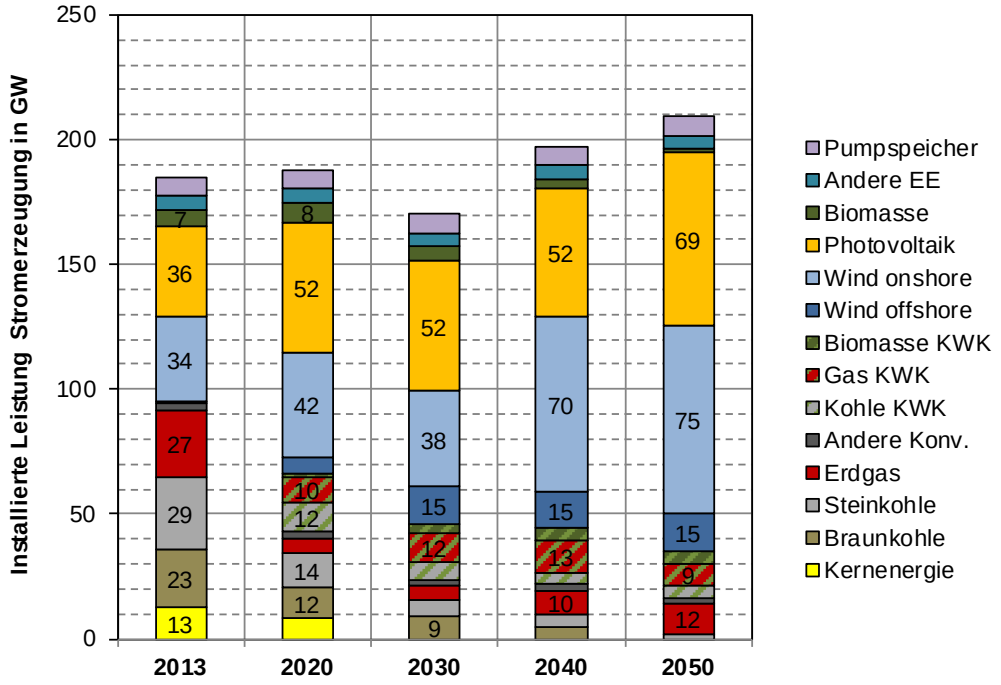



Abbildung 93: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Basisszenario*

Tabelle 61: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Basisszenario* in GW

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 12,7 | 8,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 23,1 | 12,4 | 9,3 | 4,7 | 0,0 |
| Steinkohle | 29,2 | 13,5 | 6,1 | 5,2 | 1,9 |
| Erdgas | 26,7 | 6,3 | 5,7 | 9,6 | 12,3 |
| Andere Konventionelle | 2,9 | 2,7 | 2,3 | 2,3 | 2,2 |
| Kohle KWK | * | 11,8 | 7,4 | 4,8 | 4,7 |
| Gas KWK | * | 10,2 | 11,7 | 12,6 | 9,1 |
| Biomasse KWK | * | 1,5 | 3,5 | 4,9 | 4,8 |
| Wind-Onshore | 33,7 | 41,9 | 38,3 | 69,7 | 75,4 |
| Wind-Offshore | 0,6 | 6,5 | 15,0 | 15,0 | 15,0 |
| Photovoltaik | 36,3 | 52,0 | 52,0 | 52,0 | 69,3 |
| Biomasse | 6,5 | 6,4 | 4,8 | 3,1 | 1,3 |
| Andere EE | 5,6 | 4,4 | 4,4 | 4,4 | 4,4 |
| Pumpspeicher | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,4 |

*(* Die realen KWK-Leistungen lassen sich nicht sachgerecht den Modellergebnissen gegenüberstellen, daher erfolgt für 2013 keine separate Ausweisung.)*

Tabelle 62: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 7.881 | 0 | 0 | 0 |
| Braunkohle | 7.797 | 7.812 | 5.149 | 0 |
| Steinkohle | 7.418 | 6.799 | 2.306 | 460 |
| Erdgas | 308 | 591 | 168 | 131 |
| Andere Konventionelle | 5.030 | 4.179 | 2.529 | 1.312 |
| Kohle KWK | 7.201 | 6.698 | 6.160 | 4.555 |
| Gas KWK | 3.776 | 6.125 | 5.619 | 3.501 |
| Biomasse KWK | 6.834 | 7.536 | 6.158 | 4.141 |
| Wind-Onshore | 2.171 | 2.924 | 3.496 | 3.527 |
| Wind-Offshore | 4.716 | 4.604 | 4.604 | 4.604 |
| Photovoltaik | 906 | 908 | 914 | 912 |
| Biomasse | 5.099 | 4.625 | 4.310 | 4.500 |
| Andere EE | 3.643 | 3.643 | 3.643 | 3.643 |

**Braunkohleverstromung** ist im *Basisszenario* anfangs zunächst sehr konkurrenzfähig; im Jahr 2020 erreichen die dann noch bestehenden Kraftwerke mit einer Leistung von 12,4 GW eine Auslastung von ca. 7.800 h/a. Durch den steigenden $CO_2$-Preis verliert die Braunkohle im Laufe der Zeit diesen Vorteil. Im Jahr 2040 erreichen die dann verbleibenden Kraftwerke nur noch eine Auslastung von 5.200 h/a, danach werden sie durch den $CO_2$-Preis schnell aus dem System verdrängt. Ein Neubau von Kraftwerksleistung ist in dem Szenario von vornherein ausgeschlossen.

**KWK-Anlagen** in Fernwärmenetzen und in der Industrie sind bei den anfangs moderaten $CO_2$-Preisen dieses Szenarios bis 2030 stark konkurrenzfähig und werden stark ausgebaut; die Stromerzeugung dieser Anlagen steigt bis 2030 auf ein Niveau von ca. 147 TWh. Besonders in 2020 wird mit 62 % ein sehr großer Anteil davon vom Modell als Kohle-KWK ausgeführt. In den beiden letzten Dekaden sinkt der Anteil der KWK wieder deutlich ab. In 2050 beträgt die Stromerzeugung aus KWK nur noch 73,4 TWh.

Der frühe Anstieg der Kohle-KWK ist sicherlich aus Klimaschutzgründen nicht wünschenswert und in der Realität nicht ohne weiteres in diesem kurzen Zeitraum umzusetzen. Das Ergebnis wurde jedoch bewusst nicht durch eine Änderung der exogenen Vorgaben angepasst, um die daraus zu ziehenden Erkenntnisse nicht zu verfälschen. Die Ergebnisse zeigen, dass in einer bestimmten $CO_2$-

Preisbandbreite KWK sehr attraktiv ist: Bei einem $CO_2$-Preis von ca. 30 EUR/t wird ein sehr effizienter Umgang mit fossilen Brennstoffen angereizt. Unter den angenommenen Brennstoffpreisen, bei denen der Gaspreis relativ stark steigt, ist Kohle dort, wo sie verfügbar ist, als Brennstoff sehr attraktiv. Bei höheren $CO_2$-Preisen sinkt die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Brennstoffe. Gerade für die Stromerzeugung werden erneuerbare Energien dann immer wettbewerbsfähiger, so dass das Modell eine ungekoppelte Erzeugung bevorzugt, um die insgesamt eingesetzte fossile Brennstoffmenge zu reduzieren. Es reicht nicht mehr, fossile Brennstoffe effizient einzusetzen, sie müssen vermieden werden. Insofern hat KWK in gewisser Weise die Funktion einer Brückentechnologie. Andererseits stellen die KWK-Kraftwerke, die bivalent ausgeführt sind, auch gesicherte Leistung zur Verfügung. In Zeiten niedriger EE-Einspeisung, in denen keine oder zu geringe Wärmenachfrage besteht, erzeugen die Anlagen im Kondensationsmodus Strom. Diese gesicherte Leistung bzw. die damit zu Verfügung gestellte Flexibilität müsste ohne die KWK-Kraftwerke auf anderen Wegen bereitgestellt werden.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Onshore** erfährt im *Basisszenario* ein sehr starkes Wachstum und steigt bis auf 266 TWh im Jahr 2050 an. Insbesondere im Zeitraum nach 2030 ist Wind-Onshore an sehr guten Standorten die günstigste Erzeugungstechnologie. In dem Zeitraum davor ist das Wachstum moderat. Hier ist zum einen der $CO_2$-Preis auf einem Niveau, bei dem Windenergie nur an den besten Standorten, zumeist in Norddeutschland, Wettbewerbsvorteile gegenüber KWK-Anlagen hat. Zum anderen werden die Ziele der Bundesrepublik in Bezug auf EE-Anteile auch mit dem moderaten Ausbau an sehr guten Standorten erreicht. Insbesondere in der Periode zwischen 2030 und 2040 erfordern die Ziele dann jedoch eine Phase sehr starken Ausbaus, in denen sich die Erzeugung mehr als verdoppelt. Insgesamt zeigt sich, dass Wind-Onshore die mit Abstand wichtigste Stromerzeugungstechnologie Deutschlands wird.

Die Entwicklung bei **Wind-Offshore** hingegen ist deutlich weniger dynamisch. Das Modell erfüllt die aus den Zielen der Bundesregierung abgeleiteten Vorgaben; bis 2020 werden 6,5 GW installiert, bis 2030 steigt die Leistung auf 15 GW. Diese Vorgabe bleibt über den ganzen Zeithorizont bestehen und wird auch nicht übertroffen. Dabei ist zu beachten, dass das Modell nicht nur die reinen Gestehungskosten betrachtet, sondern auch den Netzanschluss und den ggf. notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze innerhalb Deutschlands. Obwohl letzteres auch für die Anlagen an Land gilt, bleibt Wind-Onshore die günstigere Technologie, trotz der eher optimistischen Kostenannahmen und der exzellenten Windbedingungen

bei Wind auf See. Die zusätzlichen Vorteile von Wind-Offshore, insbesondere im Bereich Akzeptanz, können im Modell nicht sinnvoll abgebildet werden.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt aufgrund der Vorgabe der Erreichung des Ausbauzieles von 52 GW bis 2020 auf dieses Niveau an und verharrt bis 2040 auf diesem Niveau. Dabei ist zusätzlich vorgegeben, dass von diesen 52 GW weiterhin drei Viertel als PV-Aufdachanlagen ausgeführt werden und ein Viertel als große PV-Freiflächenanlagen. In der letzten Dekade erfolgt dann ein weiterer Ausbau bis auf 69 GW bzw. 63 TWh unter weitgehender Ausschöpfung der Potenziale für PV-Freiflächen. PV-Aufdachanlagen werden vom Modell hingegen nicht über die vorgegebene Mindestleistung hinaus ausgebaut.

Der niedrige Ausbau der PV im *Basisszenario* ist auf den ersten Blick überraschend. Er ist ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren. Obwohl das Modell deterministisch vorgeht, werden jeweils 8.760 Stunden pro Jahr mit realen Wetterdaten abgebildet. Zum Verständnis des Ergebnisses muss man sich daher die hinter den Daten liegende Stochastik vergegenwärtigen. Zunächst einmal erfolgt in dem Szenario ein deutlicher Ausbau der PV in den Ländern Südeuropas. Dies führt dazu, dass insbesondere im Sommer in der Mittagszeit die europäischen Netze häufig eine hohe Einspeisung aus PV erfahren. In diese Netze dann zusätzlich Strom einzuspeisen, gelingt nur begrenzt, der Strom müsste häufig abgeregelt werden. Diese Problematik soll in Abbildung 94 verdeutlicht werden: Trotz des starken Netzausbaus und der Lastmanagement (DSM, engl.: Demand-Side Management)-Optionen müssen in 2050 ca. 28 TWh in ganz Europa abgeregelt werden, was etwa 1 % der Stromproduktion aus Wind und PV entspricht. Die modellierten Optionen, um diese Energiemengen aufzunehmen, wären zu kostspielig und würden daher die Gesamtkosten erhöhen. Es lohnt sich nicht, „jede Kilowattstunde“ zu integrieren. Diese Abregelung tritt aber im Wesentlichen zu zwei Tageszeiten auf: spät in der Nacht, wenn Windenergie aufgrund der niedrigen Last nicht genutzt werden kann, und zur Mittagszeit. Würden in Deutschland zusätzliche PV-Anlagen errichtet, würden diese relativ häufig abgeregelt werden, was die spezifischen Kosten der tatsächlich nutzbaren Energiemengen erhöht. Eine PV-Leistung, die nahe an der maximalen Last des jeweiligen Landes liegt, führt im Sommer insbesondere dann häufig zu Abregelung, wenn gleichzeitig auch eine nennenswerte Windeinspeisung auftritt. Insofern ist der moderate Ausbau der PV in Deutschland eine Folge des generellen PV-Einspeiseprofils, der Konkurrenz aus südlichen Ländern sowie der nicht unbeschränkt zum Mittag hin verschiebbaren Stromnachfrage und den nicht vollständig modellendogen ausbaubaren Flexibilitätspotenzialen.

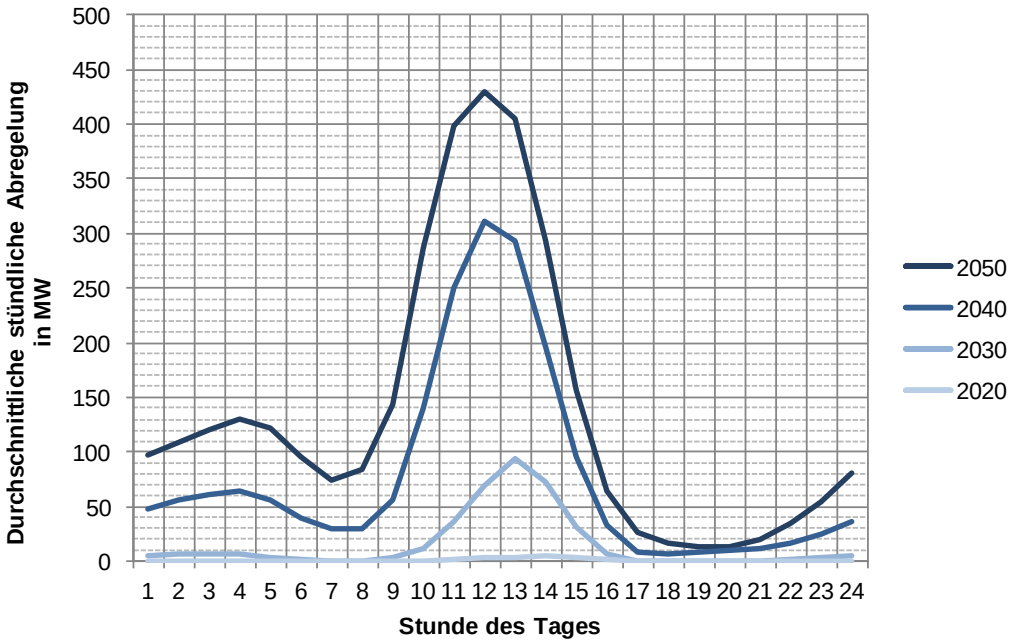



Abbildung 94: Verteilung der in 2050 in ganz Europa abgeregelten Energiemenge nach Stunden (deutsche Zeitzone)

Im **Stromhandel mit dem Ausland** erfolgt im Zeitverlauf eine Trendwende. Während im Jahr 2020 noch ein deutlicher Export von 113 TWh in die Nachbarländer erfolgt, kommt es in den folgenden Dekaden zu einem Rückgang des Exports und schließlich zu einem Nettoimport, der bis 2050 105 TWh erreicht. Zentrale Ursache für diese Entwicklung sind günstigere Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland. So sind im europäischen Ausland Potenziale in Höhe von ca. 1.800 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 50 EUR/MWh verfügbar, während in Deutschland zu diesen Kosten nur ca. 100 TWh verfügbar sind.

Ein Ausbau von **Stromspeichertechnologien** findet auch im *Basisszenario* nicht statt. Dieses Ergebnis ist auf den ersten Blick überraschend, besonders vor dem Hintergrund der in ganz Europa äußerst hohen EE-Anteile. Wie in allen Szenarien wird dem Modell die Möglichkeit gegeben, Speicher-Dummies auszubauen, welche die Eigenschaften und Kosten von großen Pumpspeicherkraftwerken widerspiegeln, die als Tagesspeicher mit einem Speichervolumen von 8 Stunden ausgestattet sind. Solange selbst diese günstige Form der Stromspeicherung nicht kosteneffizient ist, müssen alternative, teurere Technologien nicht abgebildet werden. Dennoch wurden in Sensitivitätsrechnungen auch andere Parametrierungen, z. B. saisonale Speicher mit größeren Speichervolumen, getestet; diese führten zu

keinem anderen Ergebnis. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass es für die Stromspeicher schwierig ist, die für einen kosteneffizienten Betrieb notwendigen Speicherzyklen zu erreichen.

Als Beispiel sei hier eine Woche mit hohen EE-Überschüssen in Deutschland zu nennen. Das Modell wird an dieser Stelle zunächst versuchen, den Strom möglichst effizient, d. h. mit geringen Verlusten und dabei dennoch effektiv zu nutzen. Hierzu steht zunächst mit einem möglichen Export in andere Regionen eine attraktive Option zur Verfügung; die Verluste sind dabei erst über lange Distanzen problematisch und durch den hohen Netzausbau des Szenarios (siehe Abschnitt 7.3.3) können häufig große Strommengen exportiert werden. Ist in der gesamten Region die EE-Einspeisung hoch, wird das Modell zunächst DSM-Maßnahmen einsetzen und insbesondere in den späteren Jahren Stromüberschüsse über Power-to-Heat in den Wärmesektor überführen. Nützlich sind Speicher besonders dann, wenn nach der Überschussphase eine Unterdeckung auftritt. Folgt nun nach der Starkwindwoche eine Schwachwindphase, die in der ganzen Region auftritt, können die Speicher genutzt werden. Hier ist allerdings das Speichervolumen schnell erschöpft. Würde auf jede Starkwindwoche eine Woche mit schwachen Windgeschwindigkeiten folgen, könnten die Speicher pro Jahr also 26 Zyklen durchlaufen und dabei bei einem Speichervolumen von acht Stunden 208 Volllaststunden erreichen. Dies ist weit entfernt von einem kosteneffizienten Betrieb. In der Vergangenheit lohnten sich Pumpspeicher dadurch, dass sie einen eher täglichen Zyklus erreicht haben; nachts erfolgte die Einspeicherung günstigen Stroms, tagsüber die Ausspeicherung. Durch einen solchen Betrieb können 2.000 bis 3.000 Volllaststunden erreicht werden. Obwohl großskalige Stromspeicher also auf den ersten Blick eine EE-Integrationsmöglichkeit darstellen, zeigt sich, dass sie zumindest unter den Rahmenbedingungen des *Basisszenarios* nicht kosteneffizient betrieben werden können.

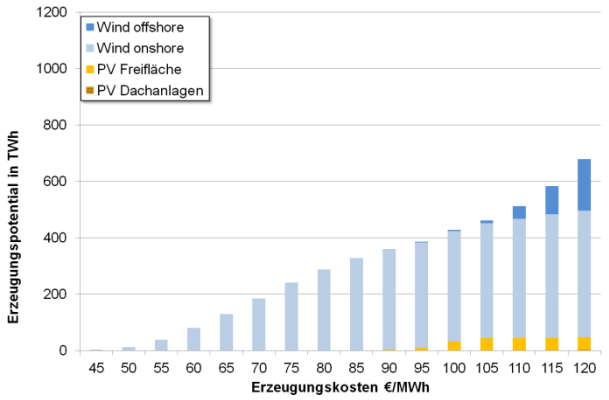
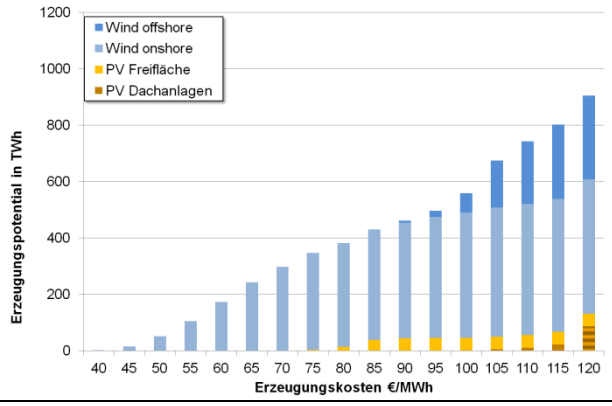
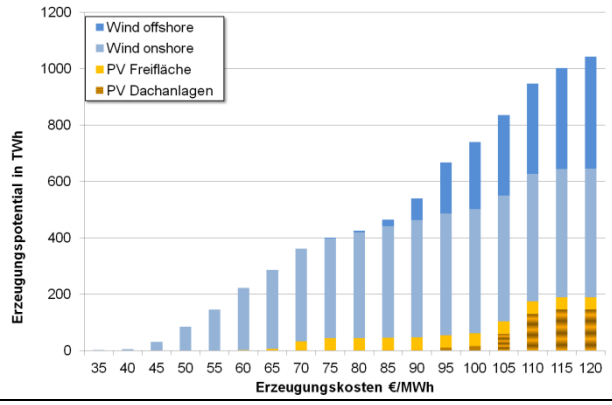
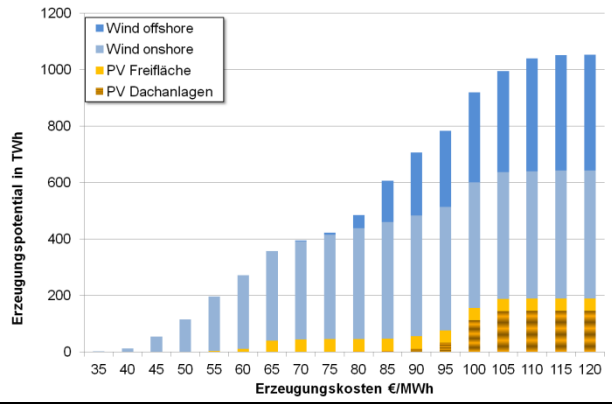
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |

Abbildung 95: Potenziale Erneuerbare Energien in Deutschland

#### 7.3.2.3 Analyse stundenscharfe Erzeugung

Im Folgenden sollen die internen Wirkungsweisen und Effekte der Stromsystemmodellierung anhand der stundenscharfen Deckung von Angebot und Nachfrage beispielhaft dargestellt werden. Dabei wird die gleiche Woche des Jahres für die im Modell betrachteten Stützjahre gezeigt. Die Wetterdaten, die für die EE-Einspeisung maßgeblich sind, basieren auf dem Jahr 2010. Die Abbildungen zeigen, wie das Stromsystem sich im Laufe der Zeit ändert und wie die verschiedenen Komponenten zusammenspielen.

**Winterwoche**

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in Deutschland anhand einer Beispielwoche im Winter für die berechneten Stützjahre dargestellt. Die Woche zeichnet sich durch eine interessante Wetterlage aus, da zu Beginn der Woche eine moderate Windeinspeisung herrscht, die dann bis zur Mitte der Woche fast komplett nachlässt und dann gegen Ende der Woche wieder stark ansteigt.

Im Jahr 2020 laufen die verbleibenden Kernkraftwerke im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle läuft ebenfalls weitgehend durch; lediglich in Zeiten der höchsten Windeinspeisung senkt die Braunkohle ihre Erzeugung leicht ein, wenn die Exportmöglichkeiten erschöpft sind. Dies gilt in stärkerem Umfang auch für die Steinkohle, die im Rest der Woche ebenfalls weitgehend konstant betrieben wird. In den Zeiten höherer Windeinspeisung werden signifikante Strommengen exportiert. Dies gilt insbesondere für das Ende der Woche, geschieht aber auch nachts. In Zeiten geringer Windenergieerzeugung und hoher Nachfrage wird Strom importiert. Die bestehenden Pumpspeicher werden vergleichbar eingesetzt. Dieses Bild unterscheidet sich nur unwesentlich vom *Referenzszenario*.

Es verändert sich bereits im Jahr 2030. Kernenergie ist nun in Deutschland nicht mehr vorhanden und die ungekoppelten Steinkohlekohlekraftwerke laufen deutlich reduziert. Den Braunkohlekraftwerken gelingt es dadurch, komplett im Grundlastbetrieb zu bleiben. Die Stromexporte zu Zeiten hoher Winderzeugung nehmen deutlich ab, während die Importe in Zeiten hoher Residuallast steigen. Die KWK-Erzeugung verbleibt auf einem ähnlichen Niveau und erfüllt eine ähnliche Funktion wie in 2020 und wird relativ konstant betrieben. In einigen Stunden werden auch Gaskraftwerke eingesetzt, um in Zeiten hoher Residuallast die Nachfrage zu decken.

In den weiteren Dekaden bis 2050 setzen sich viele dieser Entwicklung fort. Im direkten Vergleich der Abbildungen zeigt sich jedoch der deutliche Anstieg in der Stromnachfrage der Wärmepumpen und der Elektromobilität. Gaskraftwerke werden kaum eingesetzt und der Import in den Zeiten hoher Residuallast steigt weiter an. Der deutliche Ausbau der Windenergie führt nun am Wochenende wieder zu starkem Stromexport; dies liegt auch daran, dass eine ungekoppelte Erzeugung aus Steinkohle und Braunkohle bereits im Jahr 2040 kaum noch stattfindet und die verbleibenden Kraftwerke bis zum Jahr 2050 außer Betrieb genommen werden. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen geht zurück, wobei diese Entwicklung in dieser Winterwoche weniger stark ausgeprägt ist als in der weiter unten diskutierten Sommerwoche. Am Mittwoch und Donnerstag der Woche wird die Nachfrage aufgrund des begrenzten EE-Angebots in Deutschland zu großen Teilen aus Importen gedeckt, die insbesondere im Jahr 2050 des *Basisszenarios* zum größten Teil ebenfalls aus erneuerbaren Quellen stammen.

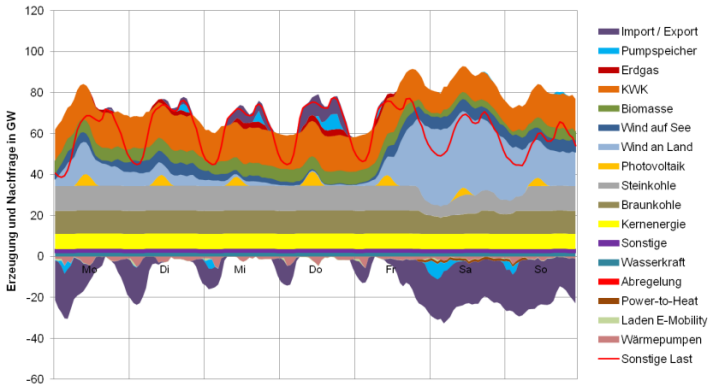
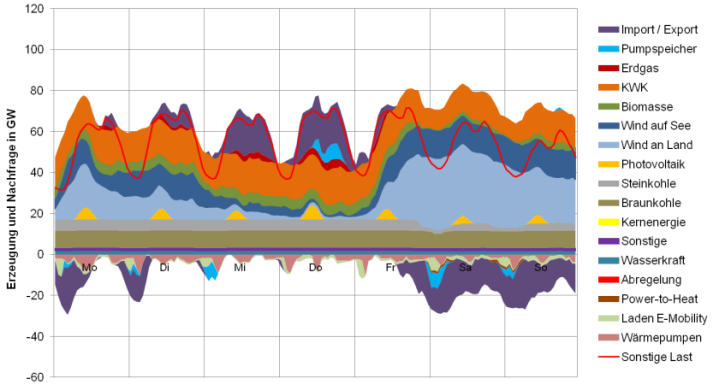
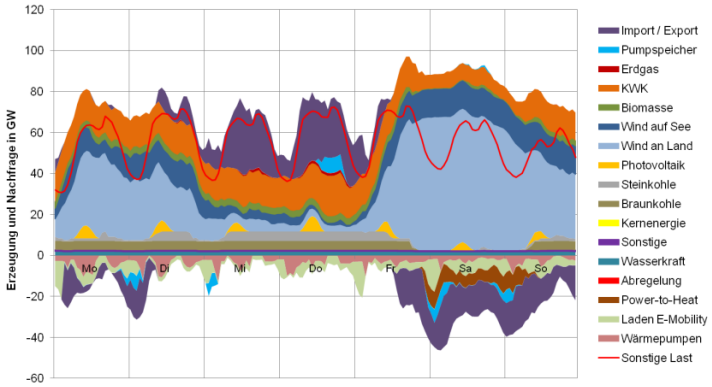
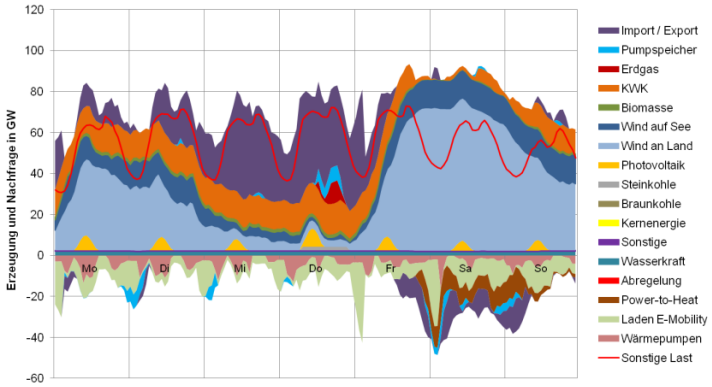
| | |
|---|---|
| **2020** |  |
| **2030** |  |
| **2040** |  |
| **2050** |  |



Abbildung 96: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (*Basisszenario*)

### Sommerwoche

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in der Kalenderwoche 24 dargestellt. Diese Woche zeichnet sich durch hohe Sonneneinstrahlung und unterschiedliche Windwetterlagen aus. Während zu Beginn der Woche und zu Beginn des Wochenendes hohe Winderzeugung möglich ist, ist in der Mitte der Woche kaum Stromerzeugung aus Windenergie vorhanden.

Auch in dieser sommerlichen Woche läuft die Kernenergie im Jahr 2020 im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle wird ebenfalls durchgehend betrieben. Die ungekoppelten Steinkohlekraftwerke senken ihre Produktion nur in einzelnen Stunden geringfügig. Auch die KWK erzeugt in dieser Woche, insbesondere im industriellen Bereich auf relativ hohem Niveau Strom. In Zeiten, in denen hohe Winderzeugung und hohe Solarzeugung gleichzeitig auftreten und somit eine geringe Residuallast erzeugen, kommt es zu deutlichem Stromexport. In einzelnen Stunden sind abends bei geringer Windenergieeinspeisung auch Stromimporte zu verzeichnen. Diese fallen jedoch im Vergleich zur Winterwoche deutlich geringer aus. Auch dieses Bild unterscheidet sich für 2020 nur geringfügig vom *Referenzszenario*.

Im Jahr 2030 ist keine Kernenergie mehr im deutschen Stromversorgungsystem vorhanden. Braunkohle und ungekoppelte Steinkohle laufen in dieser Woche im Grundlastbetrieb. Die Exporte in den Zeiten höherer EE-Erzeugung sinken etwas ab und die Importe in Zeiten ohne größere Winderzeugung in Deutschland steigen an.

Bis zum Jahr 2040 steigt insbesondere die Windenergieeinspeisung deutlich an, während die Photovoltaik erst danach weiter ausgebaut wird. Ungekoppelte Stromerzeugung aus Kohle verschwindet bis 2050 komplett aus dem System, doch auch die Erzeugung in KWK-Anlagen geht besonders im Sommer zurück. Während die industriellen KWK-Anlagen noch Strom produzieren, ist die Wärmenachfrage in den Nah- und Fernwärmenetzen im Sommer durch den entfallenden Heizbedarf deutlich geringer und senkt somit auch die Stromproduktion der Anlagen. Die Stromnachfrage der Wärmepumpen ist ebenfalls geringer und beschränkt damit die DSM-Potenziale. Von Dienstag bis Donnerstag wird in dieser Woche ein hoher Anteil der Nachfrage durch Importe gedeckt, die in 2050 in dieser Zeit durchgehend hoch sind.

Im Vergleich zur ausgewählten Winterwoche fällt auf, dass selbst in den Zeiten starken Imports in Deutschland nur in 2030 – und auch dort nur in sehr geringem Umfang – ungekoppelte Gaskraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden. Eine Ursache für diesen Unterschied ist die geringere Stromnachfrage der Wärmepumpen im Sommer.

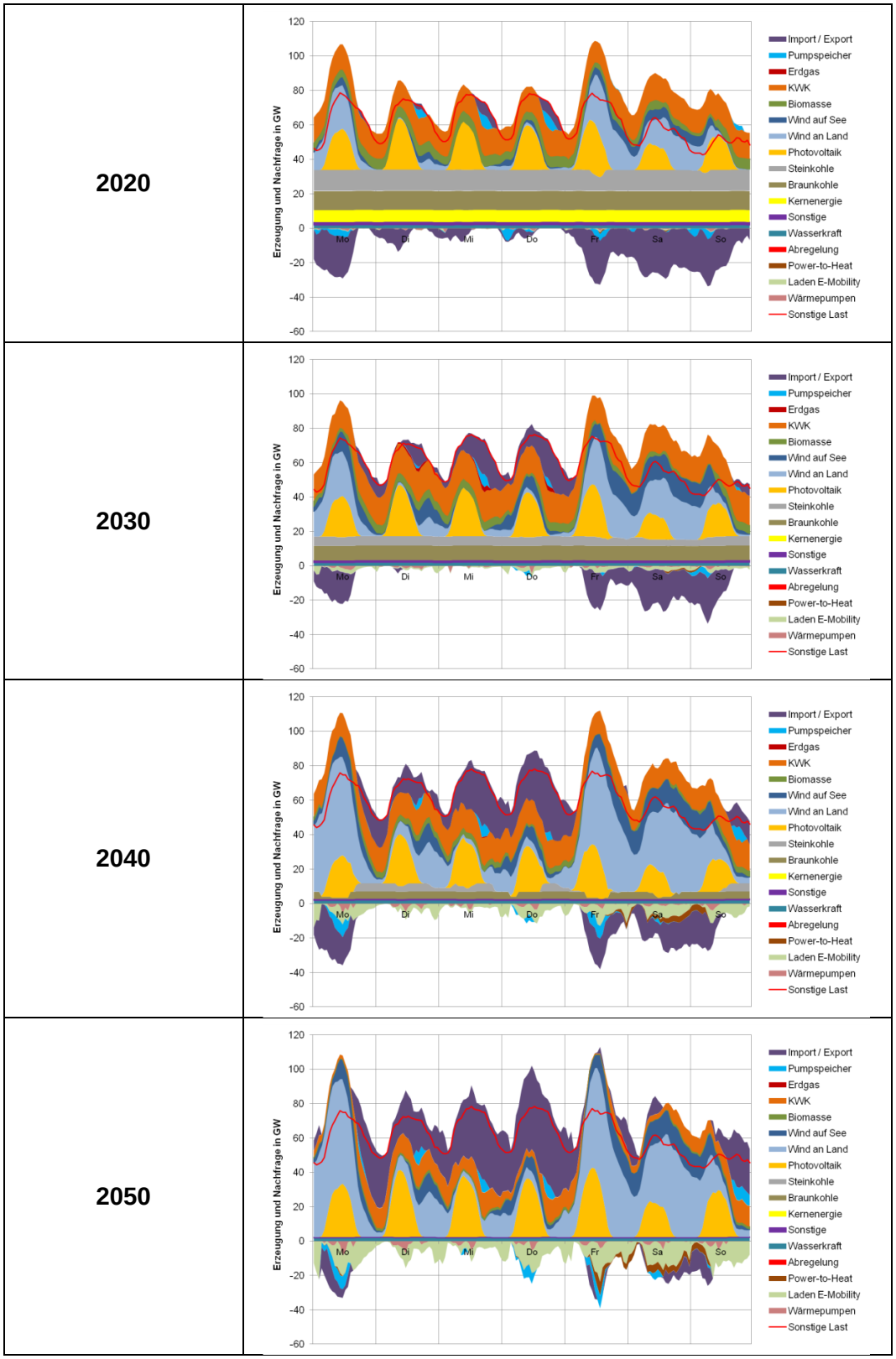



Abbildung 97: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (*Basisszenario*)

#### 7.3.2.4 Stromhandel

Die Analyse der jährlichen und stundenscharfen Erzeugung hat gezeigt, dass das Modell den Stromhandel zwischen Regionen in erheblichem Umfang zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage benutzt. Dieses Bild zeigt sich auch in der Entwicklung des Stromhandels. Als Indikator wird hier der Quotient aus Bruttostromhandel über Regionengrenzen hinweg und der Stromnachfrage berechnet. Dabei ist zu beachten, dass im Wesentlichen die relative Entwicklung relevant ist, da der Regionenschnitt die Größe beeinflusst. Wird die Zahl der Regionen erhöht, steigt auch der Indikator. Da aber der Regionenschnitt im Zeitverlauf konstant ist, zeigt ein Anstieg des Indikators eine Erhöhung der Transportaktivität.

In der folgenden Abbildung ist dieser Indikator dargestellt. Er steigt von 15 % im Jahr 2020 bis auf 41 % im Jahr 2050. Dies ist zum einen eine deutliche Erhöhung im Verlauf des Szenarios. In den späteren Jahren wird der interregionale Austausch immer bedeutsamer, um die steigenden EE-Anteile zu integrieren. Zum anderen erreicht der Indikator auch deutlich höhere Werte als im *Referenzszenario*, in dem er nur auf 26 % ansteigt.

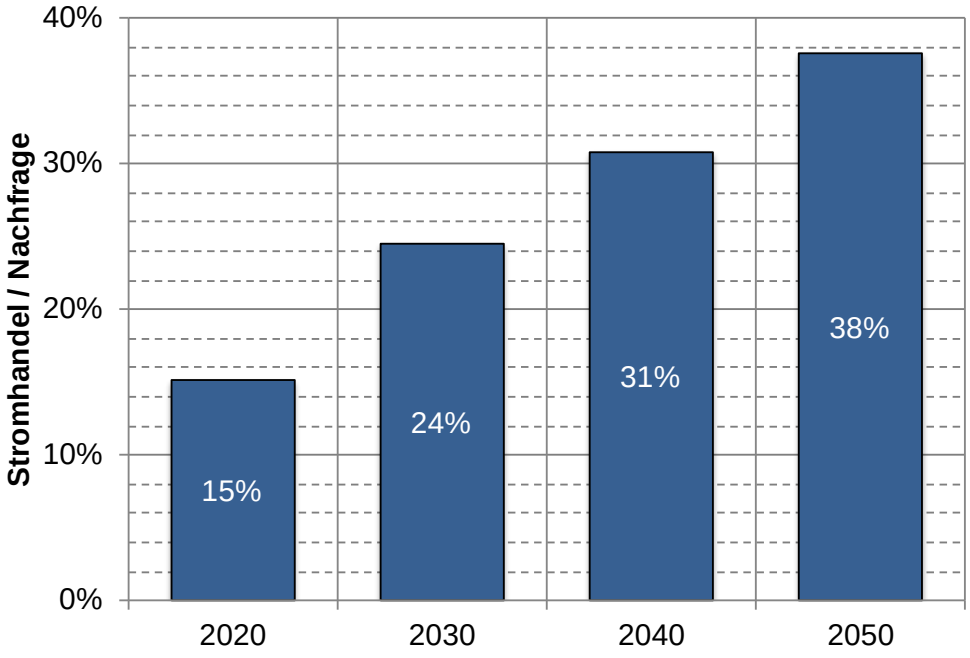



Abbildung 98: Stromhandelsindikator für Europa im *Basisszenario*

Im Folgenden sollen die regionalen Handelsflüsse genauer analysiert werden. In Abbildung 99 ist die Entwicklung der jährlichen Nettohandelsflüsse für Deutschland

und seine direkten Nachbarländer dargestellt. Im Jahr 2020 zeigt sich folgendes Bild: Frankreich exportiert auf allen Verbindungen in den Norden und Westen Strom. In Deutschland fällt insbesondere ein deutlicher Handelsfluss aus der nordwestdeutschen Region „DE 1“ in den Westen auf. Aus den Regionen „DE 4“ und „DE 5“ kommt es ebenfalls zu deutlichen Handelsflüssen in Richtung Süddeutschland („DE 6“).

Im Jahr 2030 verstärken sich die geschilderten Flüsse. Zusätzlich entstehen aus Norwegen heraus weitere Handelsflüsse Richtung Dänemark und Schweden. Über die Verbindung mit Dänemark entsteht ein weiterer Importfluss nach Deutschland, der zum Teil durch Windenergie in Dänemark entsteht. In den Dekaden 2040 und 2050 verstärken sich diese Handelsflüsse weiter. Es entstehen ein deutlich sichtbarer Korridor zwischen Dänemark und Westdeutschland und weitere Korridore zwischen Norddeutschland und Ostdeutschland in Richtung Süden. Die Verbindung zwischen Norwegen und Schweden wächst ebenfalls durch den Ausbau der Windenergie in Norwegen. Im Vergleich zum *Referenzszenario* fällt auf, dass die generellen Transportkorridore identisch sind, sich jedoch in ihrem Transportvolumen unterscheiden.

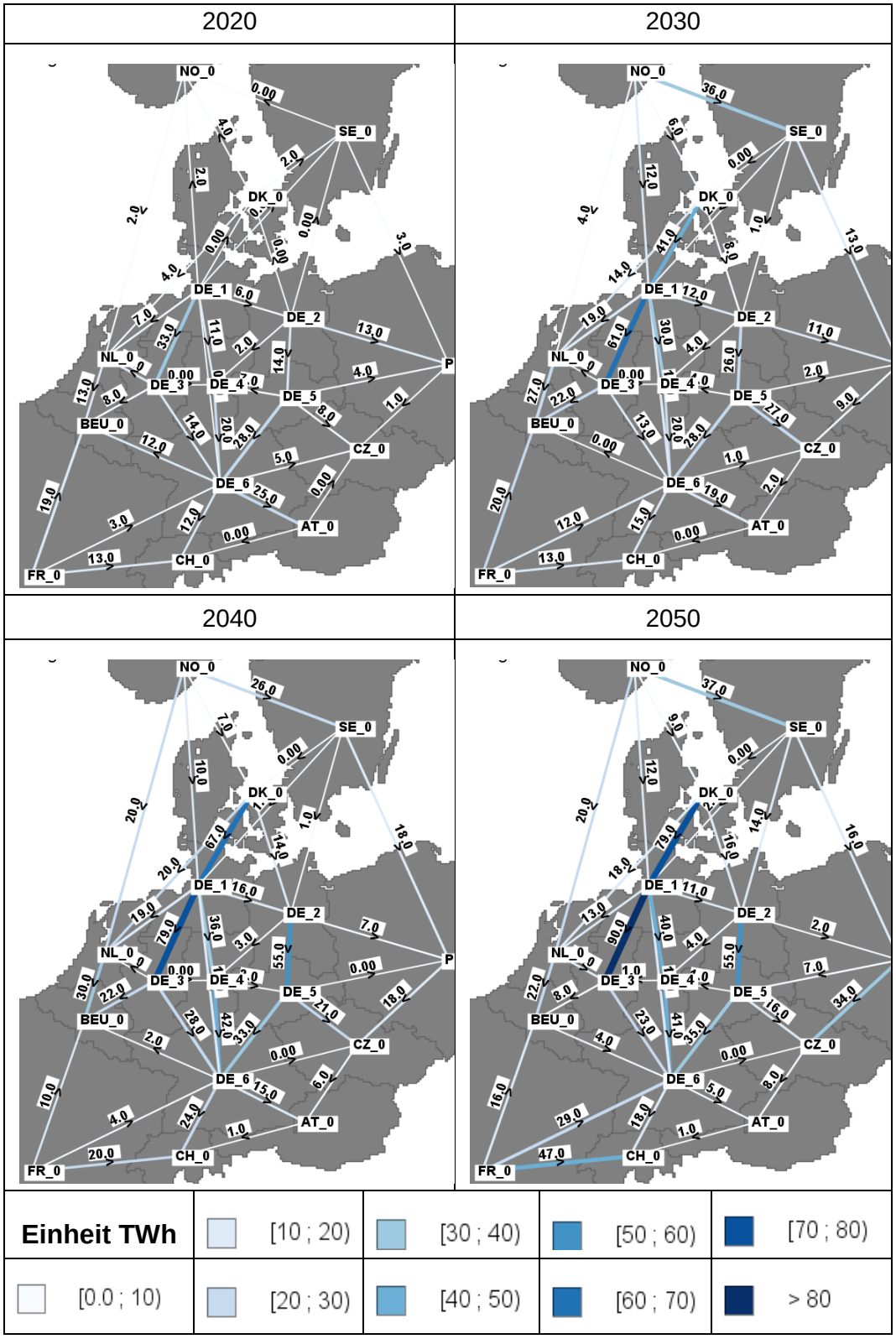



Abbildung 99: Stromhandel im *Basisszenario*

#### 7.3.2.5 Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien

**Wind-Onshore**

Der Ausbau von Wind-Onshore erfolgt im Szenario kostenoptimiert. Dabei werden die Folgekosten, die z. B. durch Leitungsausbau oder andere Integrationsmaßnahmen entstehen, berücksichtigt. Dennoch zeigt sich, dass auch unter Berücksichtigung dieser Integrationskosten Windenergieausbau an den guten Standorten kosteneffizient ist.

In den folgenden Abbildungen ist der regionale Ausbau von Wind-Onshore dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Wind-Onshore in der Gesamtregion über den Zeitverlauf deutlich ansteigt. Am deutlichsten ist der Zuwachs neben Deutschland auf den Britischen Inseln und Frankreich; hier überschreitet die Stromerzeugung aus Wind-Onshore im Jahr 2050 die Marke von 365 bzw. 318 TWh. Generell wird Wind-Onshore aber in allen Ländern stark ausgebaut.

In Deutschland steigt die Stromerzeugung von 91 TWh in 2020 auf 266 TWh in 2050. Der Ausbau in Deutschland konzentriert sich anfangs eng auf die Küstenregionen der Nord- und Ostsee. Nach Ausschöpfung der besten Potenziale wandert der Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 schrittweise ins Binnenland. Aufgrund des begrenzten Ausbaus bleiben jedoch in Mittel- und Süddeutschland große Teile des Erzeugungspotenzials ungenutzt. Durch die Konzentration des Ausbaus auf die besten Standorte und die Optimierung von Anlagenhöhe und -auslegung werden sehr hohe Auslastungen (Volllaststunden) der Windenergieanlagen erreicht. Aus diesem Grund fallen die installierten Leistungen insbesondere bis 2030 auf den ersten Blick moderat aus. In Deutschland erreicht die installierte Leistung in 2050 75 GW. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich hier zumeist um sehr hohe Anlagen mit Nabenhöhen bis zu 160 m und großen Rotordurchmessern handelt. Ein direkter Vergleich mit in der Vergangenheit installierten Anlagen allein über die installierte Leistung ist aus diesem Grund kaum sinnvoll möglich; die erzeugten Energiemengen stellen hier eine zweckmäßigere Größe dar. Die vollständige Ausnutzung der Potenziale an vielen Topstandorten verdeutlicht auch die hohe Bedeutung der getroffenen Annahmen zur Flächenverfügbarkeit, die in entscheidendem Maße bestimmen, wie viel Stromerzeugung an diesen Standorten möglich ist.

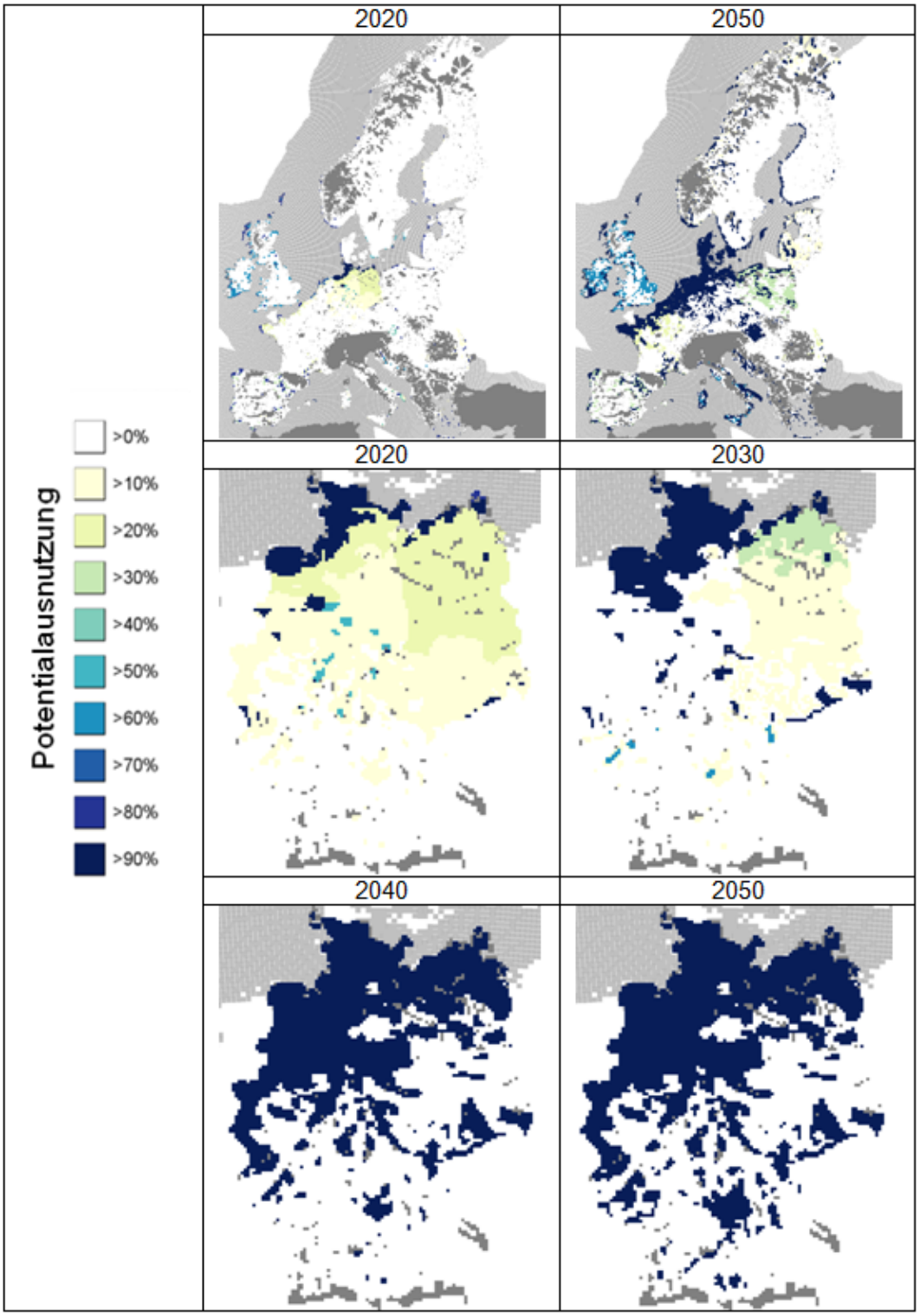



Abbildung 100: Potenzialausnutzung von Wind-Onshore im *Basisszenario*

### PV-Freiflächen

Der Ausbau der PV-Freiflächen- erfolgt im *Basisszenario* auf substanziellem Niveau. Die Stromerzeugung erreicht im Jahr 2020 ca. 184 TWh in Europa (inkl. Deutschland). In den folgenden Dekaden steigt die Stromproduktion aus PV-Freiflächen in Europa relativ stark bis auf 519 TWh im Jahr 2050 an. Der Ausbau der PV erfolgt dabei in der europäischen Perspektive entsprechend der Potenziale. Der Ausbau beginnt am stärksten in der sonnigen Mittelmeerregion und wandert bis 2050 entsprechend der Potenzialausschöpfung schrittweise nach Norden. In Deutschland wird dieses Bild durch den starken Einfluss der bereits bestehenden Anlagen etwas verzerrt. Im Jahr 2020 erfolgt die größte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials in Süd- und Ostdeutschland. Im Jahr 2050 sind die bereits heute installierten Anlagen nicht mehr vorhanden. Der Ausbau der PV konzentriert sich somit kostengetrieben stärker im Süden. Die hohe Potenzialausnutzung macht jedoch deutlich, dass die Annahmen zur Flächenverfügbarkeit hier ebenfalls ein zentraler Faktor sind. Eine Ausnahme bildet ein gewisser Ausbau der PV in den durchaus sonnigen Küstenregionen des Nordens. Dieser nutzt unter anderem die gute Netzanbindung der Region und den etwas geringeren Konkurrenzdruck aus Südeuropa.

### PV-Aufdachanlagen

Im *Basisszenario* werden nach Erreichen des Ausbauziels von 52 GW in 2020 keine PV-Aufdachanlagen vom Modell gebaut, um die Gesamtleistung zu erhöhen, da die Anlagen in der Kostenoptimierung nicht konkurrenzfähig zu PV-Freiflächenanlagen sind. Letztere liefern das gleiche Einspeiseprofil zu geringeren Kosten. Nach Ende der Anlagenlebensdauer kommt es, wie bei PV-Freiflächenanlagen, zu einer etwas stärkeren Konzentration in Süddeutschland und im Nordwesten. Das Modell hat die Vorgabe, mindestens 39 GW Leistung im Bereich der Freiflächenanlagen über die gesamte Zeit zu halten, es gibt dabei aber keine regionalen Vorgaben innerhalb Deutschlands. Das Modell errichtet die neuen Anlagen bevorzugt im Süden, um die dort höhere Einstrahlung nutzen zu können. Dem entgegen wirken jedoch die Ausbauschwellen bezüglich der Verteilungsnetze (siehe Abschnitt 7.3.2.6). Werden diese überschritten, entstehen für die Integration der zusätzlichen PV-Anlagen weitere Kosten für den erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze. Das Modell versucht diese zu vermeiden, indem es in den Regionen jeweils bis zur Ausbauschwelle ausbaut. Der darüberhinausgehende Ausbau erfolgt im Süden sowie im Nordwesten.

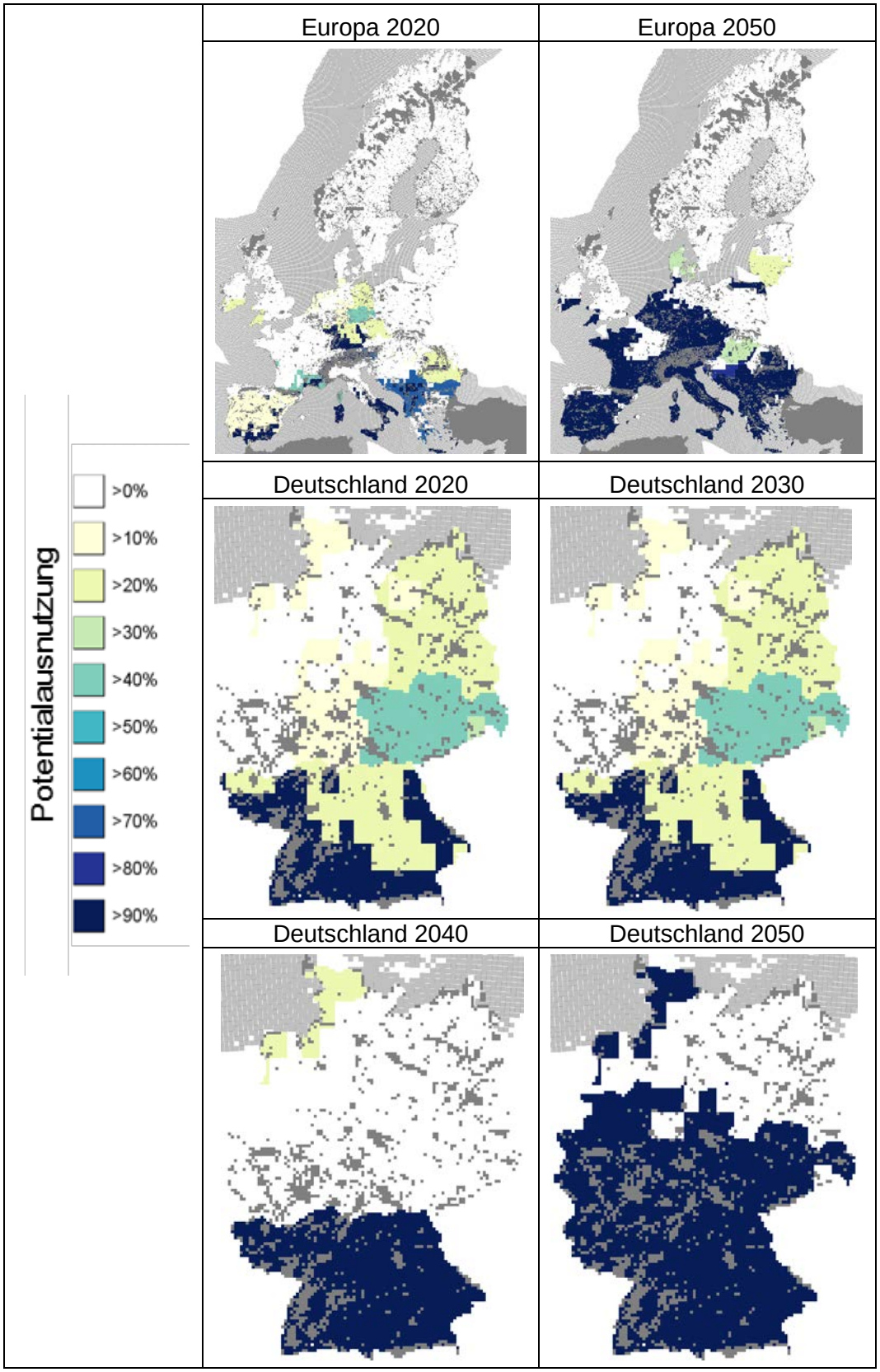



Abbildung 101: Potenzialausnutzung PV-Freifläche im *Basisszenario*

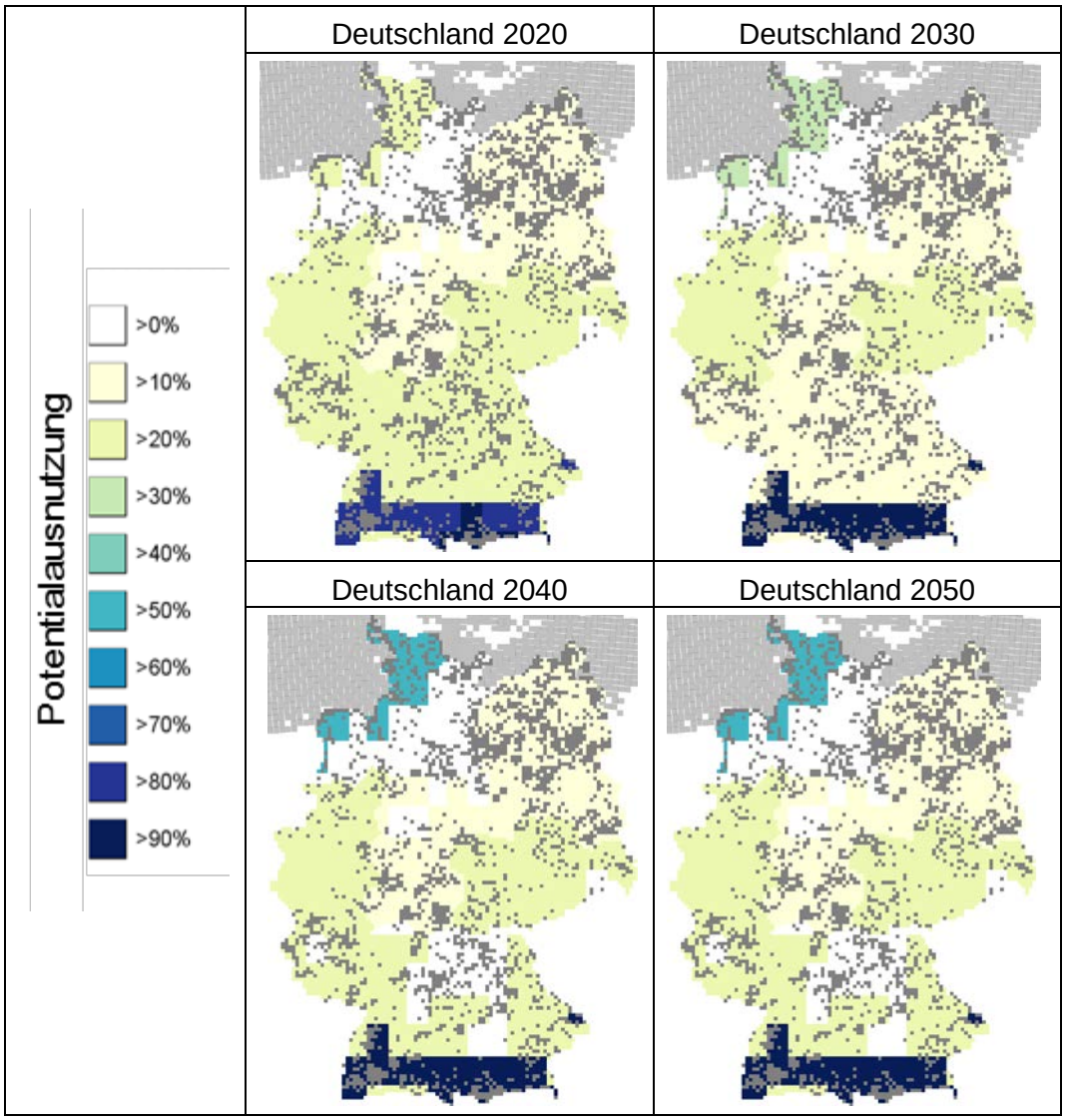



Abbildung 102: Potenzialausnutzung PV-Dachanlagen im *Basisszenario*

### 7.3.2.6 Anteil erneuerbarer Energien im Basisszenario

Deutschland verfolgt neben den technologiespezifischen Ausbaupfaden das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich zu steigern, dabei diesen aber innerhalb bestimmter Grenzen zu halten. Hierzu wurden für verschiedene Jahre Grenzwerte festgelegt, welche nicht unter- bzw. überschritten werden sollen, jeweils gemessen am Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 soll der Anteil mindestens 35 % betragen, in 2025 soll er zwischen 40 und 45 % liegen, in 2035 zwischen 55 und 60 % und in 2050 mindestens 80 % betragen. Diese Zielvorgaben werden als *EE-Ausbaukorridor* bezeichnet.

In der Modellierung des *Basisszenarios* stellt die Einhaltung der Obergrenzen in 2025 und 2035 eine Herausforderung dar, die nicht vollständig erreicht wird. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Effekte verantwortlich. Der wichtigste ist, dass der Bruttostromverbrauch als Nenner des Anteils problematisch ist, da dieser im *Basisszenario* bis 2030 stark sinkt, um danach wieder anzusteigen (siehe Abschnitt 7.3.2.1). Der sinkende Bruttostromverbrauch wird zunächst maßgeblich durch Effizienzmaßnahmen verursacht; die Reduktion der fossilen Stromerzeugung trägt aber auch dazu bei, da die Verbräuche der Kraftwerke sinken, die ebenfalls zum Bruttostromverbrauch zählen. In den späteren Jahren führen dann neue Verbraucher, insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen, welche beim Stromeffizienzziel nicht eingerechnet werden, dazu, dass der Bruttostromverbrauch wieder steigt; er übersteigt in 2050 das heutige Niveau leicht. Der kleiner werdende Nenner führt also im Zeitraum bis etwa 2035 auch ohne Erhöhung der EE-Einspeisung zu einem Anstieg des EE-Anteils. Ohne diesen Effekt, also bei einer konstanten Bruttostromnachfrage von ca. 600 TWh, würden im *Basisszenario* die Obergrenzen exakt eingehalten.[23]

Ein zusätzlicher Effekt bzw. eine Herausforderung ergibt sich aus dem Zusammenspiel zwischen den im EEG vorgesehenen und auf Leistung bezogenen technologiespezifischen Ausbaupfaden und dem auf Arbeit bzw. Erzeugung bezogenen Ausbaubaukorridor. Das Optimiermodell wählt im Zuge der Kostenoptimierung zumeist die günstigsten, d. h. ertragsreichsten Standorte aus. Das Modell bevorzugt Windstandorte im Norden mit hohen Volllaststunden und errichtet an diesen tendenziell Anlagen mit großen Rotordurchmessern. Die Windenergieanlagen haben daher hohe Volllaststunden, erzeugen also auf die Generatorleistung bezogen verhältnismäßig große Energiemengen. Eine strikte Umsetzung der Leistungsvorgaben bei Wind-Onshore gemäß dem technologiespezifischen Ausbaupfad würde dann zu einer EE-Einspeisung führen, die auch bei einer konstanten Bruttostromnachfrage zu einer Verletzung der Obergrenzen des Ausbaukorridors führen würde. Aus diesem Grund wurden die Leistungsvorgaben anhand der im Referentenentwurf des EEG vom 31.03.2014 angegebenen Volllaststunden, die den EEG-Berechnungen zugrunde lagen, in Energiemengenvorgaben umgerechnet.

Aus diesen Vorgaben ergeben sich die in Abbildung 103 dargestellten Entwicklungen. Hierzu muss ergänzt werden, dass nur die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050

23 Dieser Umstand wird nicht explizit durch Nebenbedingungen im Modell vorgegeben, sondern ergibt sich aus den sonstigen Randbedingungen der Optimierung.

im Modell abgebildet werden; die Zwischenjahre, insbesondere 2025 und 2035, für welche der Ausbaukorridor definiert ist, sind in der Grafik linear interpoliert. Im Jahr 2013 betrug der EE-Anteil 25,2 % und ist bereits bis zum Jahr 2015 auf 31,6 % gestiegen. Eine Übererfüllung des (Mindest-)Ziels von 35 % im Jahr 2020 ist daher nahezu unumgänglich. Im *Basisszenario* wird der Ausbaukorridor im Jahr 2025 um 2 %-Punkte übertroffen, im Jahr 2035 um 4 %-Punkte. Es wird jedoch ersichtlich, dass durch die Erfüllung des Stromeffizienzziels und dessen Bezug auf herkömmlichen Stromverbrauch der Ausbaukorridor einen progressiven Verlauf nimmt; der Nettoausbau muss in den späteren Dekaden verstärkt werden. Durch den notwendigen Ersatz von Altanlagen verstärkt sich dieser Effekt noch einmal für den Bruttozubau.

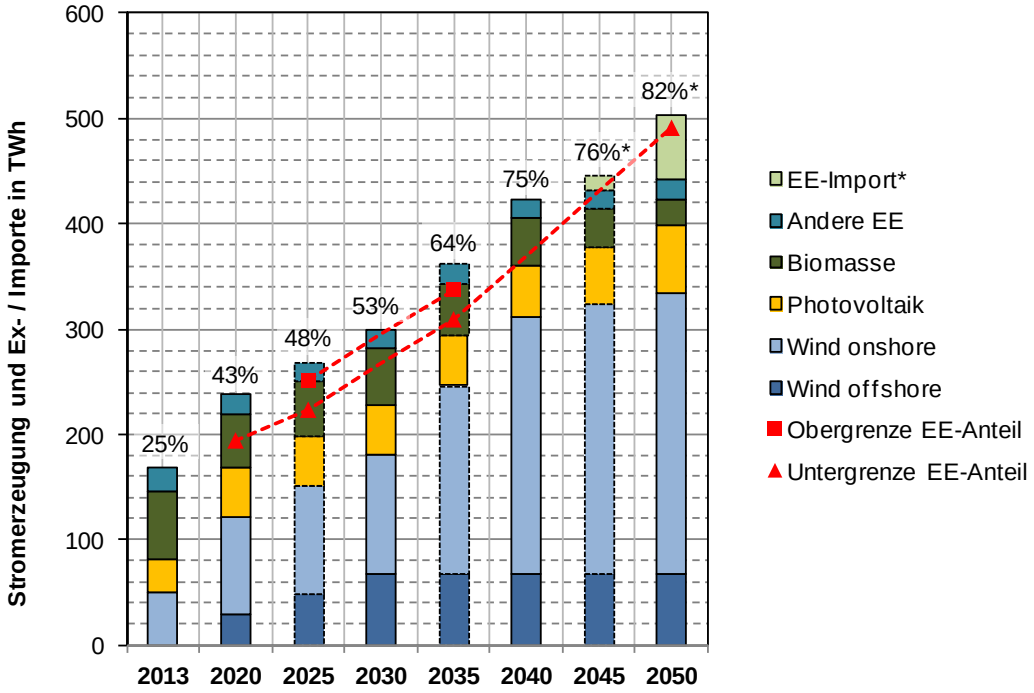



Abbildung 103: Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im *Basisszenario*

#### 7.3.2.7 Emissionen und Emissionsfaktoren der Stromerzeugung

In Tabelle 63 werden die Emissionen und die sich aus diesen und dem Stromverbrauch sowie dem Handelssaldo ergebenden Emissionsfaktoren dargestellt. Die Berechnung der Emissionsfaktoren erfolgt dabei nach der aktuellen Systematik des Umweltbundesamts (siehe [UBA 2016]).

Es zeigt sich, dass der starke Zuwachs der KWK-Erzeugung in den beiden ersten Dekaden und der zunächst weiter ansteigende Stromexport dazu führen, dass der Emissionsfaktor des Strominlandsverbrauchs trotz EE-Ausbau zunächst kaum sinkt und sogar höher liegt als im *Referenzszenario*. Wird das Stromhandelssaldo hingegen bei den Emissionen berücksichtigt, ist auch bis 2020 ein deutliches Sinken des Emissionsfaktors unter Berücksichtigung des Handelssaldos erkennbar.

Im weiteren Verlauf dreht sich dieser Effekt um: Im Jahr 2050 führt der Import dazu, dass die direkten Emissionen unter dem Wert liegen, der sich bei Berücksichtigung des Handelssaldos einstellt; letzterer Wert entspricht einer Bilanzierung des Imports mit dem Emissionsfaktor des deutschen Strommix. Analog dazu ist auch der Emissionsfaktor des Strominlandsverbrauchs in 2050 geringer als der Emissionsfaktor des Strommix. In der Summe ergibt sich gegenüber 2010 eine Reduktion der Emissionen um 90 %, wohingegen der Emissionsfaktor des Strommix um 88 % sinkt.

Tabelle 63: Entwicklung der $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms im *Basisszenario*

| | | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Direkte $CO_2$-Emissionen | [Mio. t] | 315 | 292 | 186 | 89 | 32 |
| Stromverbrauch | [TWh] | 566 | 624 | 534 | 553 | 486 |
| **$CO_2$-Emissionfaktor Strommix** | **[g/kWh]** | **557** | **467** | **348** | **160** | **67** |
| Stromhandelssaldo | [TWh] | 17 | 113 | 46 | 19 | -105 |
| Inländischer Stromverbrauch | [TWh] | 549 | 511 | 488 | 535 | 591 |
| **Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch** | **[g/kWh]** | **574** | **571** | **380** | **166** | **55** |
| Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo | [Mio. t] | 306 | 239 | 170 | 86 | 39 |
| **$CO_2$-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handelssaldo** | **[g/kWh]** | **557** | **467** | **348** | **160** | **67** |

*(Die Werte für das Jahr 2010 sind aus [UBA 2016] entnommen.)*

### 7.3.3 Stromnetze

#### 7.3.3.1 Ergebnisse für Europa

Für die Ergebnisse bezüglich des Ausbaubedarfs bei den Stromnetzen ist grundsätzlich zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Zwar sind die in den Langfristszenarien angewendete Methodik und die eingesetzten Modelle (s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.1.3, „Netzausbaumethodik“) auch für andere Länder einsetzbar; der Fokus der Langfristszenarien liegt aber auf Deutschland, so dass die Berechnungen und Auswertungen auch hierauf beschränkt wurden. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz in *Enertile* mittels eines weiterentwickelten NTC-Ansatzes (siehe hierzu für eine ausführliche Beschreibung Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) lassen sich aus den Ergebnissen aus *Enertile* Rückschlüsse zumindest auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen. Diese werden in diesem Abschnitt dargestellt. So ermittelt *Enertile* auch Ausbauentscheidungen für Interkonnektoren / Handelskapazitäten zwischen den abgebildeten Modellregionen, aus denen dann entsprechende Aussagen abgeleitet werden können. Die geringere Genauigkeit dieses „abstrahierten Netzmodells“ im Vergleich zu dem für das deutsche Übertragungsnetz verwendeten detaillierten, leitungsscharfen Lastflussmodells und die gröbere Auflösung des Regionenmodells in *Enertile* außerhalb Deutschlands führen dazu, dass so ermittelte Aussagen zum Netzausbedarf außerhalb Deutschland weniger genau sind. Valide Abschätzungen zur Größenordnung des in den verschiedenen Szenarien entstehenden Aufwands für den europaweiten Ausbau der Übertragungsnetze erscheinen aber möglich. Von dem Ausbau der Verteilungsnetze im Ausland wird dagegen vollständig abstrahiert. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse dienen somit einer Einordnung des im europäischen Übertragungsnetz entstehenden Ausbaubedarfs.

Zur Auswertung werden nachfolgend zwei Größen dargestellt:

- **Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte [TWh*km]**: Für diese Kenngröße werden die Stromaustausche über die in *Enertile* modellierten Regionengrenzen unsaldiert und für jede modellierte Stunde des jeweiligen Betrachtungsjahres ausgewertet und aufsummiert. Bei der Summenbildung werden die Austausche je

Grenze mit der mittleren Transportentfernung der beiden austauschenden Regionen multipliziert. Die mittlere Transportentfernung ergibt sich dabei aus der geographischen Luftlinienentfernung der Regionenmittelpunkte. Damit wird abgebildet, dass der Austausch zwischen zwei vergleichsweise kleinen benachbarten Regionen (z. B. Niederlande und Belgien) das europäische Übertragungsnetz insgesamt weniger stark beansprucht als der Austausch zwischen zwei großen Regionen (z. B. Frankreich und Spanien). Diese Auswertungsgröße trifft zwar noch keine Aussage über den konkret entstehenden Ausbaubedarf, vermittelt aber einen Ausdruck wie stark sich der Transportbedarf im Zeitverlauf verändert. Da die Transportentfernungen in diese Kenngröße miteingehen, kommt auch zum Ausdruck, wenn es im Zeitverlauf z. B. zu einem tendenziell weiträumigeren Austausch kommt: Durch die Gewichtung mit der Transportentfernung würde die Kenngröße dann entsprechend stärker ansteigen.

- **Entwicklung des kumulierten längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten [GW*km]:** Zusätzlich wird der kumulierte Ausbau von Handelskapazitäten über alle modellierten Regionengrenzen ausgewertet. Dabei erfolgt ebenfalls eine Entfernungsgewichtung, die sich in diesem Fall allerdings nicht an der Entfernung der Regionenmittelpunkte orientiert, sondern sich aus dem im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“ (siehe Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) beschriebenen „NTC-Stufenmodell“ ableitet. Hierbei wird berücksichtigt, dass mit zunehmenden Ausbau an einer bestimmten Grenze der Aufwand für jeden weiteren Ausbau zunimmt, insbesondere durch die notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen in den verbundenen Regionen. Die zur Gewichtung herangezogene Länge steigt dann. Außerdem berücksichtigt dieser Ansatz den ebenfalls in Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“ beschriebenen Effekt der sog. Loop-Flows, also der Tatsache, dass zusätzliche Handelskapazität zwischen zwei Regionen nicht nur Ausbau an dieser Grenze erfordert, sondern auch an anderen Stellen im Übertragungsnetz, da sich der physikalische Fluss im Drehstromnetz entsprechend der elektrischen Eigenschaften der Stromleitungen verteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Modellierungsansätze sind die hier ausgewertete Größe des „längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten“ und der für das deutsche Übertragungsnetz zusätzlich ermittelte Ausbaubedarf in neuen oder zu verstärkenden Stromkreiskilometern nicht direkt miteinander vergleichbar.

Unabhängig vom tatsächlich im jeweiligen Szenario in *Enertile* modellierten geographischen Betrachtungsbereich (mit oder ohne Betrachtung der MENA-Region) werden für die Ermittlung der beiden Kenngrößen einheitlich nur die innereuropäischen Transporte/Austausche und Handelskapazitäten betrachtet. Beide Auswertungsgrößen berücksichtigen nicht, in welchem Umfang der Transportbedarf für Austausche innerhalb der Regionen (und der daraus resultierende Ausbaubedarf) steigt.

Abbildung 104 zeigt, wie sich die entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basisszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Zu erkennen ist ein starker Anstieg des Stromaustauschs im Zeitverlauf. Gegenüber dem Betrachtungsjahr 2020 steigen die entfernungsgewichteten Stromtransporte um etwa das 3-fache an, von 260.000 TWh*km in 2020 auf 790.000 TWh*km in 2050.

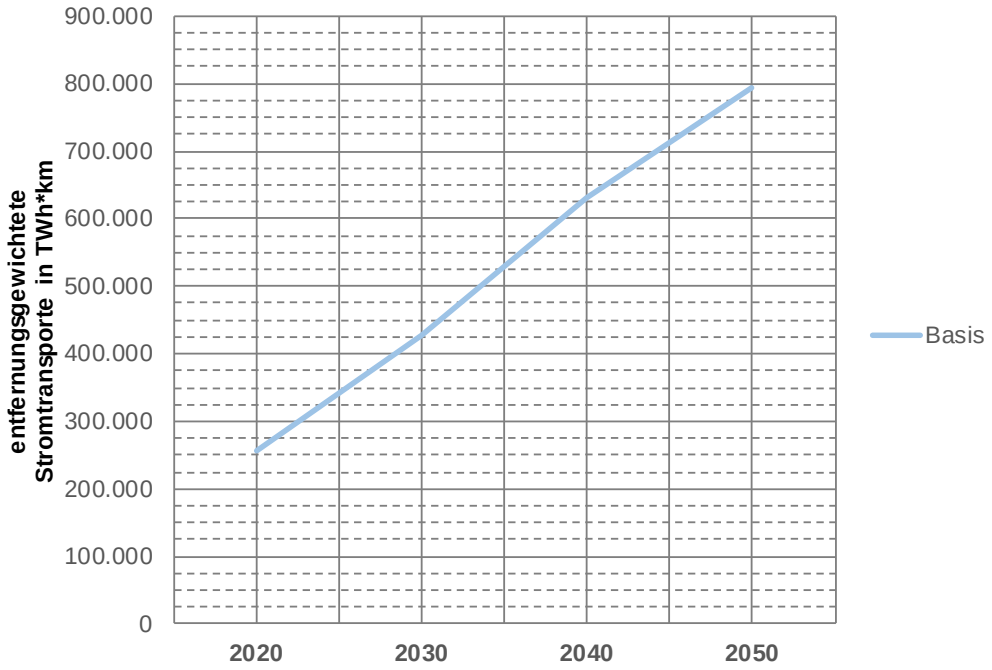



Abbildung 104: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basisszenario* in Europa bis 2050

Eine entsprechende Darstellung des längengewichteten Ausbaus der Handelskapazitäten findet sich in Abbildung 105. Der Teil des Ausbaus, der aufgrund des exogen vorgegebenen Netzausbaus – und damit durch *Enertile* nicht beeinflussbar – bis 2030 bereits hinzukommt, ist ebenfalls dargestellt. Die durchgezogene Linie für das Basisszenario stellt die Summe aus endogenem und exogenem Ausbau dar. Der kumulierte Ausbau an Handelskapazitäten liegt im *Basisszenario* bis zum

Jahr 2050 bei 78.000 GW*km, wovon 13.000 GW*km auf den exogen vorgegebenen Netzausbau entfallen. Der zusätzliche, kostenoptimale Ausbau von 65.000 GW*km liegt also bei nahezu dem 5-fachen des exogen vorgegebenen Netzausbaus, der sich im Wesentlichen durch Maßnahmen des TYNDP ergibt.

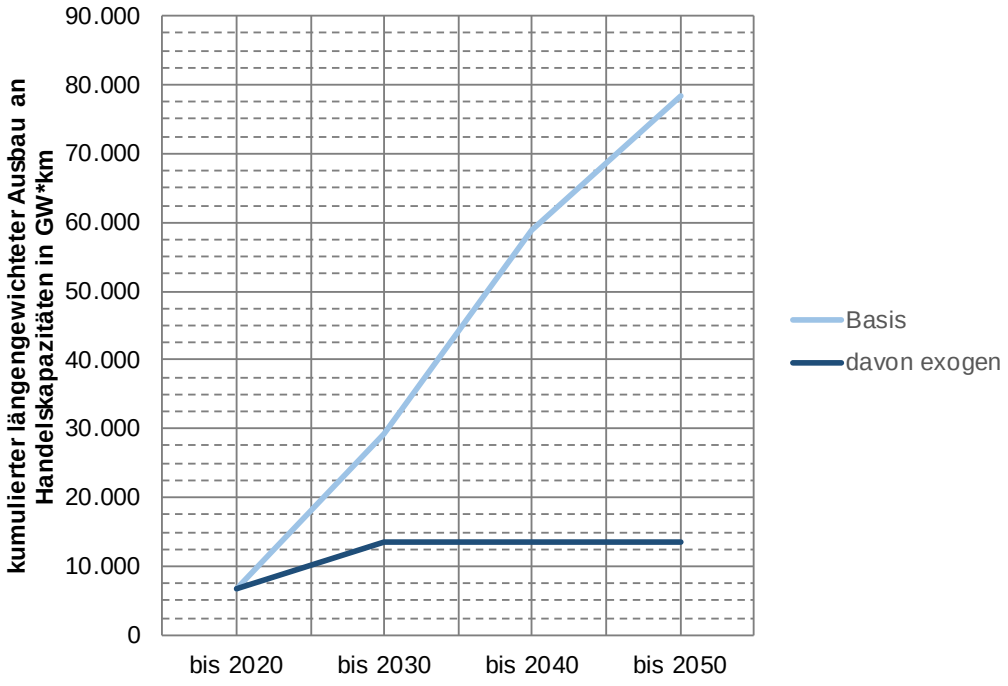



Abbildung 105 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Basisszenario* in Europa bis 2050

Beide Auswertungsgrößen zeigen, dass unter den Annahmen des *Basisszenarios* ein deutlich stärkerer europaweiter Stromaustausch kostenoptimal ist. Dieser geht mit einem europaweit massiven Ausbau der Handelskapazitäten und damit der Stromnetze einher.

### 7.3.3.2 Deutsches Übertragungsnetz

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz ist es grundsätzliches Ziel der Untersuchungen, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze zu ermitteln. Diese Anforderungen ergeben sich aus einer Veränderung (Zunahme) der kostenoptimalen Transportkapazitäten. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transport-

kapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden soll. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

**Entwicklung der Anforderungen an das Übertragungsnetz**

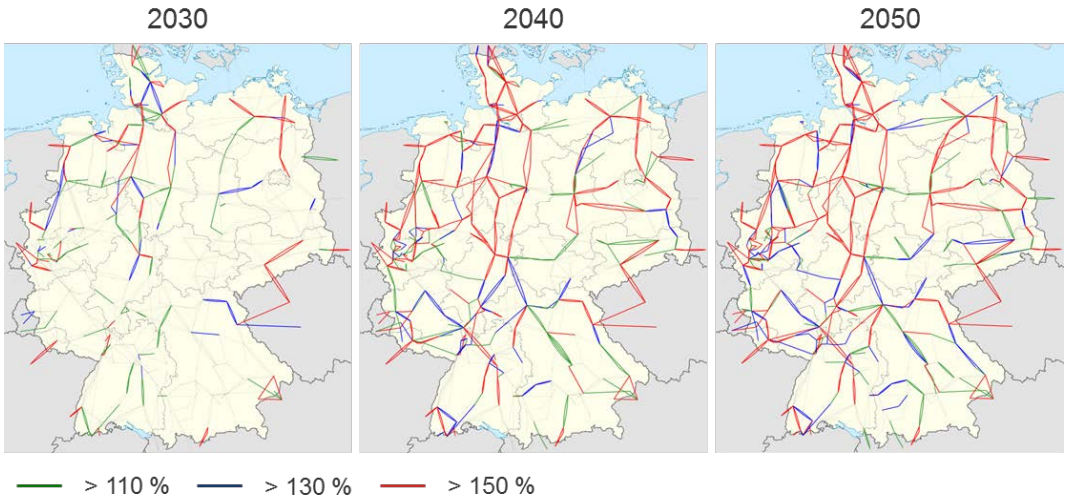



Abbildung 106: Maximale (n-1)-Netzbelastung 2030 bis 2050 im *Basisszenario* vor endogenem Ausbau

Die Netzgrafiken verdeutlichen eine über die Jahre stark zunehmende Netzbelastung, bei der bereits in 2030 umfangreiche kritische Netzsituationen im Norden Deutschlands und an den Interkonnektoren zu den Nachbarländern auftreten und die sich bis 2040 über Gesamtdeutschland ausbreiten und sich bis 2050 noch einmal deutlich verschärfen. Dabei ist insbesondere eine hohe Belastung der Nord-Süd-Leitungen zu erkennen.

Nachfolgend wird diskutiert, welche Veränderungen im Stromsystem zu den steigenden Anforderungen an das Übertragungsnetz führen. Die entscheidenden Einflussfaktoren sind die Entwicklung des EE-Ausbaus und dessen regionale Verteilung, lastseitige Veränderungen sowie der verstärkte Austausch mit dem Ausland.

In folgender Grafik wird die Verteilung der installierten Leistungen je Übertragungsnetzknoten der im *Basisszenario* dominanten und für die Belastung des Übertragungsnetzes damit entscheidenden EE-Technologien Wind (Onshore und Offshore) sowie Photovoltaik (Aufdach und Freifläche) über die Jahre dargestellt. Für

Offshore-Windenergieanlagen ist die Leistung an den jeweiligen Anschlusspunkten an das Übertragungsnetz auf dem Festland dargestellt. Der Anschluss der Offshore-Windparks erfolgt dabei in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan (Offshore) der Übertragungsnetzbetreiber. Somit ist es möglich, dass der Anschluss nicht ausschließlich an küstennahe Umspannwerke, sondern auch weiter im Landesinneren erfolgt.

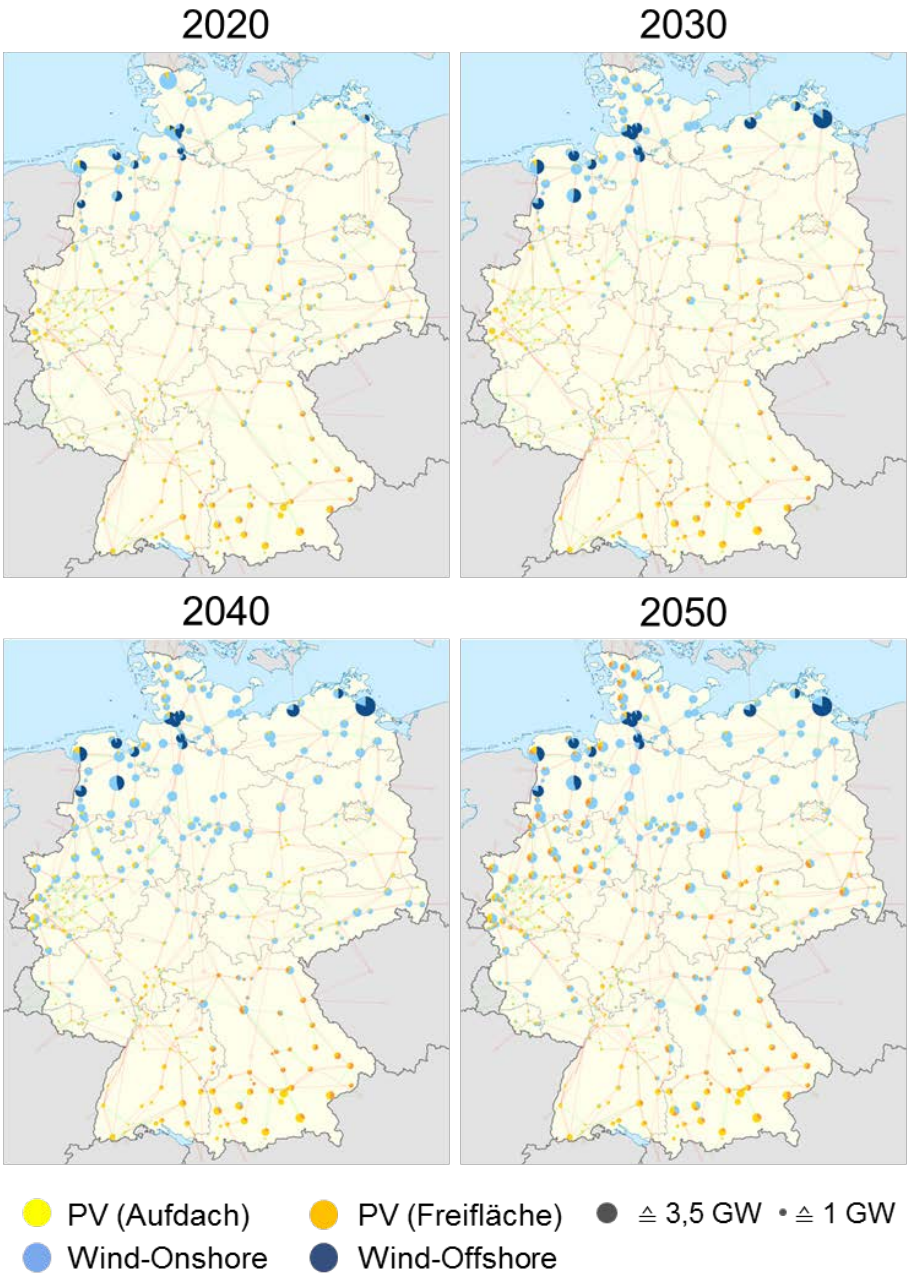



Abbildung 107: Entwicklung der installierten EE-Leistungen 2020 bis 2050 im *Basisszenario*

Bis 2030 findet ein starker Zubau an Wind – sowohl Onshore als auch Offshore – statt, der sich an der Küste und Grenze zu Dänemark konzentriert und ein Treiber der kritischen Netzsituation in dieser Region darstellt. Durch den notwendigen Stromtransit, insbesondere in Richtung der Lastschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands, ziehen sich diese Engpässe zum Teil weiter in das Landesinnere. Im Süden werden vorwiegend Photovoltaikanlagen in Betrieb genommen, die sich im Vergleich zur Windenergie flächenspezifisch deutlich verteilter ansiedeln und somit in 2030 nur lokale Netzengpässe hervorrufen.

Bis 2050 nimmt die installierte Leistung der EE-Anlagen weiter zu. Die Windenergie erschließt dabei auch küstenfernere Standorte. Weiterhin ist eine höhere Durchdringung von PV-Freiflächen zu beobachten. In Summe steigt somit die Anforderung an die Übertragungsfunktion des Netzes weiter an, was auch an den deutlich gestiegenen Netzbelastungen vor Netzausbau (siehe Abbildung 106) zu erkennen ist.

Einen weiteren Treiber der Netzbelastung stellen Veränderungen auf der Stromnachfrageseite, insbesondere durch neue Verbraucher (Wärmepumpen, Elektromobilität und Power-to-Heat), dar. Eine Darstellung zum Umfang und der geografischen Verteilung der neuen Verbraucher findet sich in folgender Grafik.

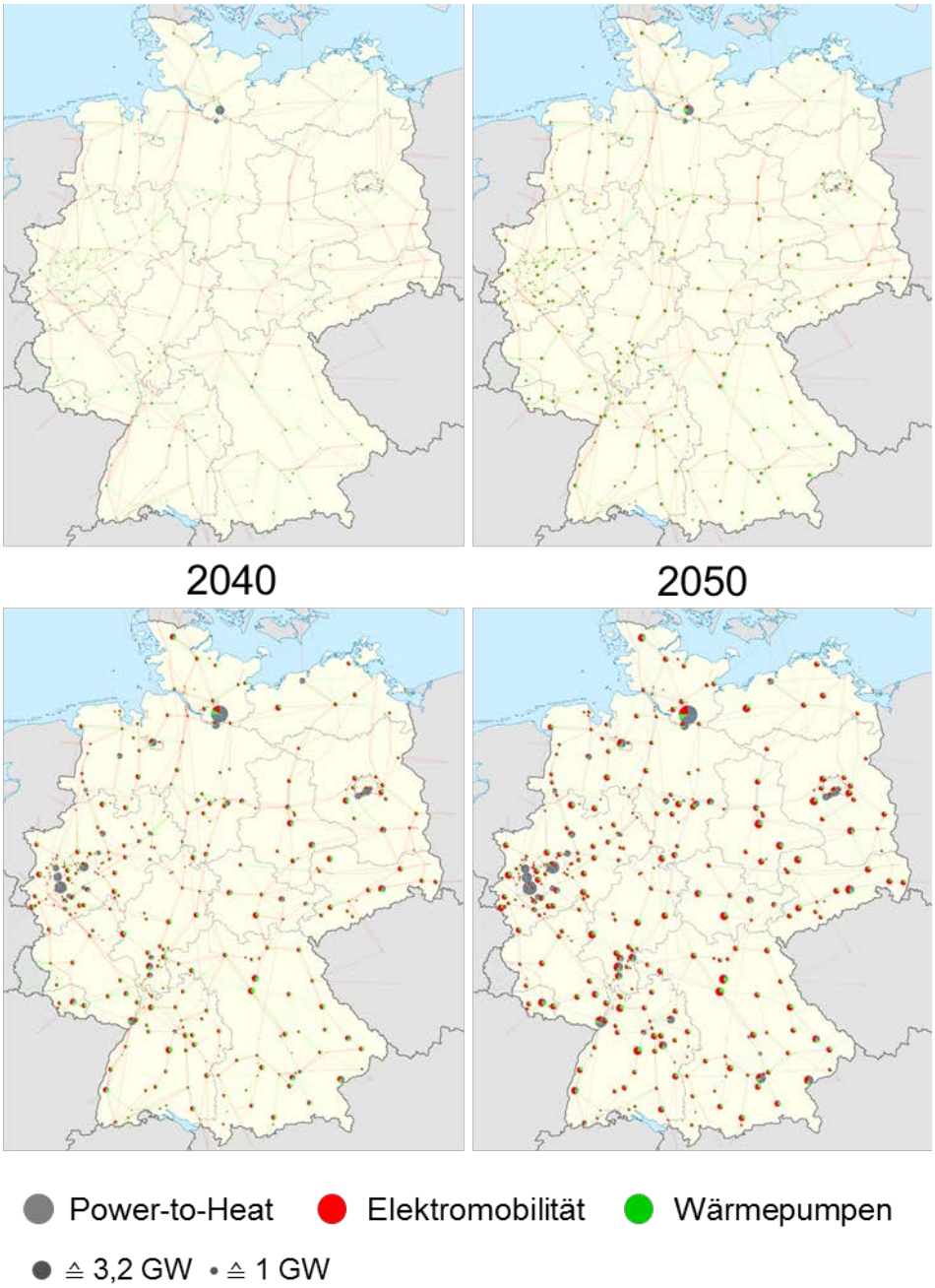



Abbildung 108: Entwicklung der zeitungleichen Höchstlast je Übertragungsnetzknoten und Technologie neuer Stromverbraucher zwischen 2020 und 2050 im *Basisszenario*

Die Darstellung zeigt je Übertragungsnetzknoten die Entwicklung der zeitungleichen Spitzenlast je Technologie für neue Stromverbraucher. Durch die höhere Durchdringung neuer Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Power-to-Heat insbesondere in den Ballungsgebieten steigen sowohl die lokalen

Anforderungen an die Übertragungsnetze als auch der Transportbedarf von der lastfernen Stromerzeugung im Norden zu diesen Lastzentren. Einige der Verbraucher sind im Grundsatz steuerbar und bieten somit ein gewisses Flexibilitätspotential. Folglich können die Verbraucher im gewissen Umfang auf die regionale Einspeisung reagieren und den Transportbedarf verringern. Im Vergleich zur Entwicklung des EE-Ausbaus ist das Ausmaß der lastseitigen Veränderung allerdings erheblich geringer.

Neben den deutlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Nachfrageseite über die Zeit ändert sich auch das Stromaustauschverhalten Deutschlands mit den Nachbarländern, das in folgender Grafik dargestellt ist.

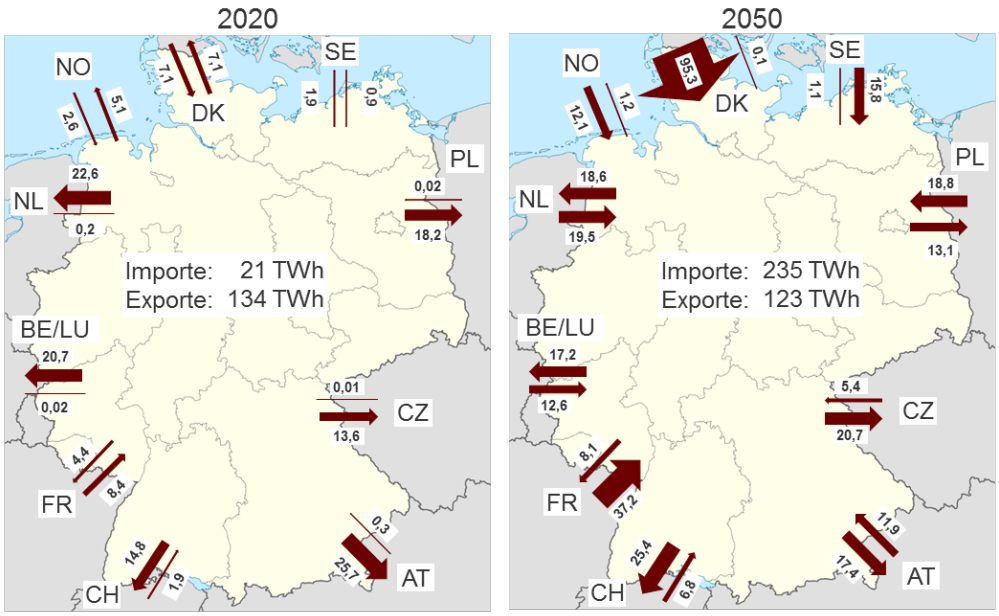



Abbildung 109: Deutsche Stromhandelsbilanzen in 2020 und 2050 im *Basisszenario*

In 2020 beträgt die deutsche Außenhandelsbilanz im Jahressaldo etwa 110 TWh (d. h. Deutschland ist Netto-Exporteur). Neben den alpinen Ländern Schweiz und Österreich, bei denen die flexiblen Pumpspeicherkapazitäten zum Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch genutzt werden, sind Polen sowie die Niederlande und Belgien Hauptabnehmer von in Deutschland erzeugtem Stroms. Importe kommen hauptsächlich aus Frankreich und Dänemark, wobei die bilateralen Austauschbilanzen insgesamt weitestgehend ausgeglichen sind.

Bis 2050 nimmt der Handel mit den Nachbarstaaten in Summe deutlich zu, wobei der deutsche Saldo mit etwa -110 TWh deutlich ins Negative fällt und Deutschland

als dominanter Stromimporteur auftritt. Mit -95 TWh (entsprechen durchschnittlich etwa -10 GW/h) importiert Deutschland im *Basisszenario* dabei insbesondere (Wind-)Strom aus Dänemark (der zum Teil aus dem Rest Skandinaviens importiert wird). Dieser wird teilweise direkt in Deutschland verbraucht, teilweise aber auch weiter zu den sonstigen europäischen Nachbarn transportiert. Beides stellt höhere Anforderungen an die zu erfüllende Übertragungsaufgabe des deutschen Höchstspannungsnetzes und treibt somit die Netzbelastungen erheblich. Neben einer verstärkten Anbindung Dänemarks über existente Landverbindungen steht für den umfangreichen Handel mit Dänemark zusätzlich die Anbindung von Mecklenburg-Vorpommern über Gleichstrom-Seeverbindungen als weitere Möglichkeit der Stromübertragung zur Verfügung.

Neben Dänemark ist Frankreich mit etwa 37 TWh in 2050 ein weiterer Hauptlieferant von Strom. Treiber sind hier der fokussierte Ausbau von Windenergieanlagen an der Küste Frankreichs sowie Stromtransite auf Basis von Windenergieanlagen in Großbritannien und Irland oder Photovoltaikanlagen aus Spanien und Portugal. Die Handelsbilanzen mit den sonstigen Nachbarn sind demgegenüber stärker ausgeglichen, auch wenn das Handelsvolumen in Summe gegenüber 2020 deutlich angestiegen ist.

Die deutlich gestiegene Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes ist auch aus der folgenden Grafik ersichtlich, in der für die Jahre 2020 und 2050 der stündliche Handelsfluss über die deutschen Grenzen, also die zeitgleiche Summe aus Exporten und Importen als Dauerlinie dargestellt ist.

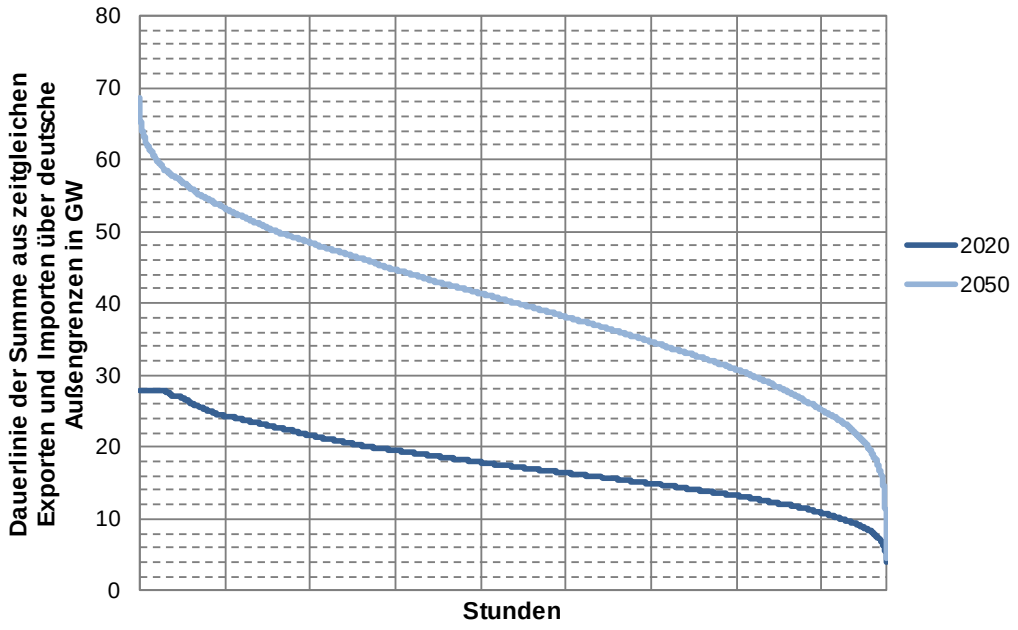



Abbildung 110: Dauerlinie der stündlichen Handelsflüsse (Summe aus zeitgleiche Exporten und Importen) über die deutschen Grenzen für die Jahre 2020 und 2050 im *Basisszenario*

Der maximale stündliche Handelsfluss in 2020 beträgt etwa 27,7 GW, der Durchschnittswert über alle Stunden des Jahres etwa 17,7 GW. Bis 2050 nehmen diese Kennzahlen deutlich zu: Im Maximum beträgt in 2050 der unsaldierte Handelsfluss über die deutschen Grenzen nahezu 70 GW, was eine deutliche Steigerung der Anforderungen an das Übertragungsnetz darstellt. Im Durchschnitt beträgt der Handelsfluss in 2050 gut 40 GW je Stunde.

Deutschland nimmt aufgrund seiner geografischen Lage eine wichtige Rolle bei der Durchleitung von Stromtransiten und somit dem Austausch der Nachbarländer Deutschlands untereinander ein. Dieser starke Anstieg der Handelsflüsse über die deutschen Grenzen dient somit als Flexibilitätsoption für den Systemausgleich.

Folgendes Diagramm stellt für 2050 eine Dauerlinie der zeitgleichen stündlichen Importe und Exporte dar (sortiert in absteigender Reihenfolge der Summe aus den Beträgen von Importen und Exporten).

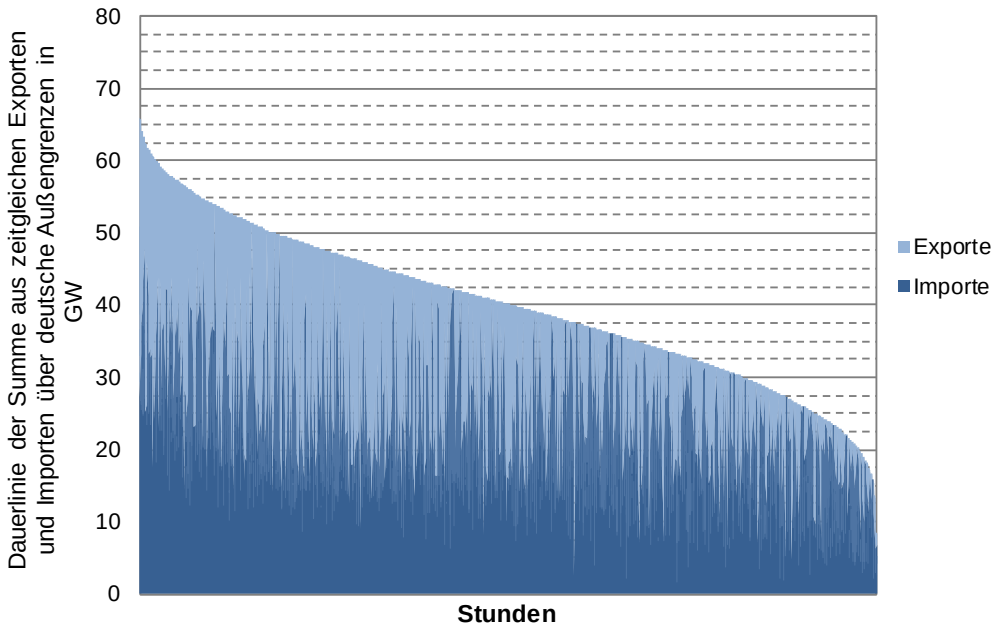



Abbildung 111: Dauerlinie der stündlichen Handelsflüsse (Summe zeitgleicher stündlicher Importe und Exporte) für das Jahr 2050 unterschieden nach Im- und Exporten im *Basisszenario*

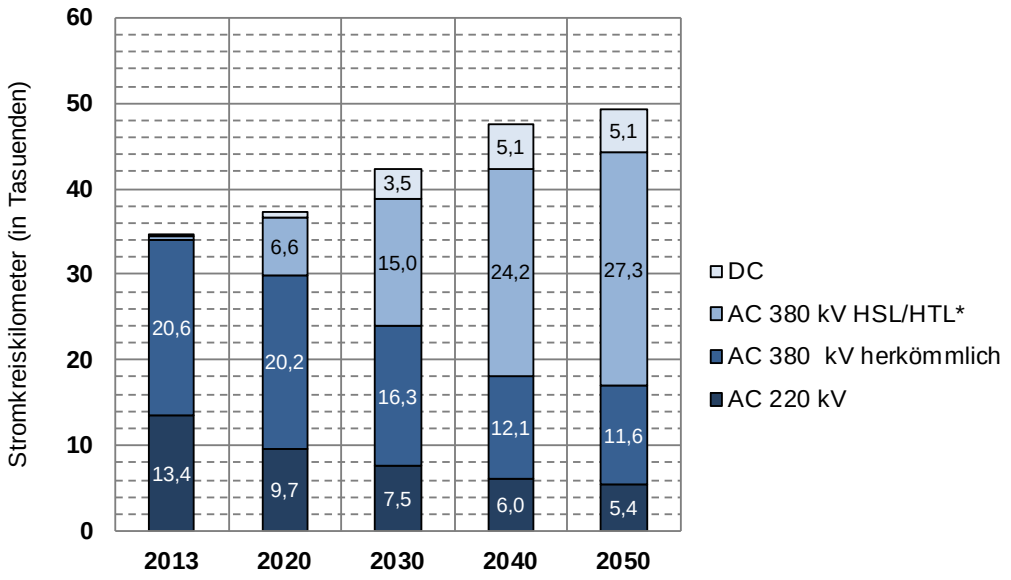
Besonders hohe Handelsflüsse und infolgedessen tendenziell die höchsten Anforderungen an das Übertragungsnetz entstehen nicht in erster Linie durch Exporte deutscher Überschussstrommengen oder Importe zur Lastdeckung in Deutschland. Das Diagramm zeigt vielmehr, dass die höchsten Handelsflüsse in Zeiten mit einem ausgeprägten Transit durch Deutschland anfallen (linke Seite des Diagramms mit Stunden, in denen in ähnlicher Höhe sowohl importiert als auch exportiert wird). Stunden, in denen Deutschland ausschließlich importiert bzw. exportiert (Stunden, in denen eine „Farbe“ in einer Stunde deutlich überwiegt; tendenziell eher rechte Seite des Diagramms), stellen, gemessen an den Handelsflüssen, geringere Anforderungen an das Übertragungsnetz. Im Wesentlichen wird das Austauschverhalten Deutschlands somit durch Transite geprägt. Von den durchschnittlich 40 GW Handelsfluss je Stunde über die deutschen Grenzen (s. oben) stellen knapp 24 GW Transite dar, dies entspricht einem stündlichen, zeitgleichen Import und Export von jeweils etwa 12 GW.

Insgesamt stellen also sowohl der verstärkte Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern als auch der deutliche Anstieg des Stromtransits durch Deutschland einen zusätzlichen Treiber für die erhöhten Belastungen des deutschen Übertragungsnetzes dar.

Die Ergebnisse der anfangs dargestellten Netzsicherheitsuntersuchungen, die die Grundlage für den leitungsscharfen Netzausbau bilden, sind somit sowohl durch Entwicklungen auf der Erzeugungsseite, durch den Einfluss konventioneller und neuer Verbraucher als auch durch einen über die Jahre deutlich intensivierten Stromaustausch mit den deutschen Nachbarländern zu erklären.

**Umfang des Netzausbaus**

Die im Rahmen der Netzsicherheitsuntersuchung identifizierten Netzengpässe je Stützjahr werden in einem anschließenden Schritt durch Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen behoben. Dabei ist es möglich, dass der Netzausbau in der Konsequenz zu deutlich mehr Leitungen als die heute im Betrieb befindlichen führt. Über die Kopplungen der verschiedenen Modelle wird bereits in der vorgelagerten Modellierung der gesamten Angebotsseite in *Enertile* sichergestellt, dass der Netzausbau grundsätzlich dem Ziel einer Optimierung der Gesamtsystemkosten folgt. Die hier dargestellten Untersuchungen dienen daher einer genaueren (leitungsscharfen) Ermittlung des Ausbaubedarfs, was insbesondere eine genauere Analyse und Bewertung der Szenarien erlaubt. In der folgenden Grafik ist die Entwicklung der Stromkreiskilometer über den Zeitraum dargestellt. In der Darstellung sind die Stromkreiskilometer zusätzlich nach Technologien unterteilt. Sowohl der Bestand als auch das exogen festgelegte Netzausbauvorhaben für die Stützjahre 2020 und 2030 sind dabei miterfasst.




* gemäß Annahmen berücksichtigen alle endogen ermittelten AC-Maßnahmen einen festgelegten Verkabelungsanteil, der in den hier dargestellten Kilometern enthalten ist

Abbildung 112: Entwicklung des Netzbestandes in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Basisszenario* (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

Die im Referenzjahr 2013 in Betrieb befindlichen Stromkreise betragen etwa 34.500 Stromkreiskilometer und setzen sich mit etwa 60 % vorwiegend aus herkömmlichen 380 kV-Leitungen sowie mit etwa 40 % aus 220 kV-Leitungen zusammen. Zusätzlich werden bis 2020 über den Bestand von 2013 hinaus zusätzliche Stromkreise in Betrieb genommen, wodurch sich der gesamte Bestand an Stromkreiskilometern auf etwa 37.300 km erhöht. Veränderungen im Netzbestand bis 2020 basieren ausschließlich auf exogen vorgegebenen Netzausbauprojekten, die sich aus den Vorhaben gemäß EnLAG, BBPlG, TYNDP und bereits heute in Bau befindlichen zusätzlichen Leitungsprojekten ergeben. Darüber hinaus ist kein weiterer Netzausbau vorgesehen oder zugelassen.

Bis 2030 erhöht sich der Bestand an Stromkreiskilometern um weitere 5.100 km auf insgesamt 42.400 km. Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile sind in 2030 nur in sehr geringem Umfang im Einsatz. Aufgrund der erheblich höheren Stromtragfähigkeit wird diese Technologie allerdings für neue / ersetzte Stromkreise bevorzugt eingesetzt. Damit steigt der Anteil dieser Technologien über die Dekaden an.

Mit weiteren 6.900 km bis 2050 erhöhen sich die Stromkreiskilometer zusätzlich auf 49.300 km und damit gegenüber 2013 um 43 %. Bis 2040 ist der Übertragungsnetzausbau aber weitestgehend abgeschlossen, zwischen 2040 und 2050 werden lediglich weitere 1.800 km benötigt.

In 2020 machen Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile etwa 18 % der gesamten Stromkreiskilometer aus. Die Bedeutung von DC-Leitungen gewinnt hingegen erst in der Dekade darauf an Relevanz. In 2050 ist mit etwa 55 % der Einsatz von Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen deutlich dominant, während der gemeinsame Anteil von herkömmlichen 380- und 220 kV-Systemen auf 35 % deutlich geschmolzen ist.

Im Folgenden wurde der Netzausbau in den exogen vorgegebenen und den endogen zusätzlich ermittelten Netzausbau unterteilt. Der Netzausbau wurde hierbei sowohl über die Betrachtungszeiträume als auch hinsichtlich der Stromkreiskilometer für AC- und DC-Verbindungen unterschieden.

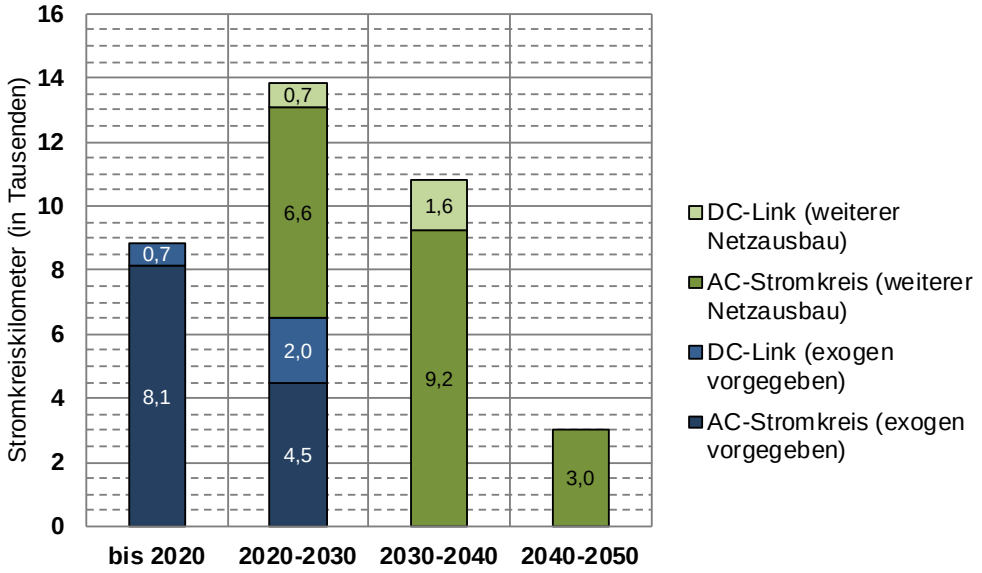



Abbildung 113: Netzausbedarf in Stromkreiskilometern im deutschen Übertragungsnetz im *Basisszenario* je Dekade

Netzausbaumaßnahmen bis 2020 basieren ausschließlich auf exogen vorgegebenen Netzausbauprojekten, die sich aus den Vorhaben gemäß EnLAG, BBPlG, TYNDP und bereits heute in Bau befindlichen zusätzlichen Leitungsprojekten ergeben. Im Wesentlichen werden dabei AC-Systeme beim Netzausbau vorgesehen. In Summe werden bis 2020 etwa 8.900 Stromkreiskilometer umgesetzt.

Zwischen 2020 und 2030 wird sowohl weiterer exogen vorgegebener als auch darüber hinaus endogen ermittelter Netzausbau vorgenommen. In Summe beträgt der Netzausbau in dieser Dekade 13.800 Stromkreiskilometer. Die exogenen Maßnahmen machen davon mit 6.500 Stromkreiskilometer etwas weniger als die Hälfte aus.

In folgender Grafik ist der aufgrund notwendiger Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen sich über die Jahre verändernde Trassenbestand des deutschen Übertragungsnetzes dargestellt. Der Trassenbestand wird hierbei sowohl über die Optimierungszeiträume als auch hinsichtlich der eingesetzten Technologien unterschieden. Weiterhin werden die Trassenkilometer sowohl in bereits heute erschlossene als auch in darüberhinausgehende Verbindungen aufgeteilt. Eine Unterscheidung nach Freileitungs- und Kabeltrassen erfolgt in dieser Darstellung nicht und wäre aufgrund des für diese Untersuchungen angenommenen pauschalen Verkabelungsgrads auch nicht sinnvoll möglich. Die Betrachtung der Trassenkilometer erlaubt keine Aussage über das letztlich wahrgenommene Mastbild bei Freileitungen. So findet in der Angabe von Trassenkilometern keine Berücksichtigung, wie viele Systeme (Stromkreise) auf einem Mast installiert sind. Dies kann allerdings zum Teil mit deutlichen Auswirkungen auf die Höhe und Breite eines Mastes verbunden sein, wodurch sich die Mastbilder zum Teil deutlich voneinander unterscheiden können. Gleiches gilt für die verwendete Betriebsspannung einer Trasse. Eine stärkere Nutzung von bestehenden Trassen, wenn bspw. eine heute lediglich durch einen 220kV Einfachstromkreis genutzte Trasse zukünftig durch einen 380kV Vierfachstromkreis in Hochstromleiterseil-Technologie genutzt wird, führt in dieser Auswertung zu keiner Veränderung der gesamten Trassenlänge.

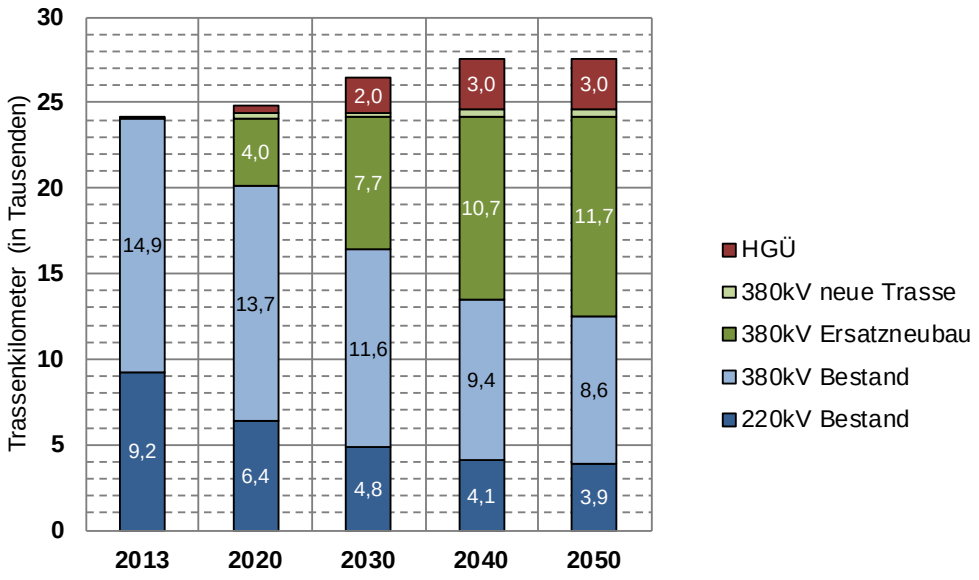



Abbildung 114: Entwicklung der Trassenkilometer je Technologie im *Basisszenario* bis 2050

Der zu Referenzzwecken dargestellte Trassenbestand des modellierten Bestandsnetzes beträgt etwa 24.000 km. Wie bereits im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.1.3, „Netzausbaumethodik“ beschrieben, dürfte diese modellbasiert ermittelte Größe im Vergleich zur Realität eine Abschätzung nach oben darstellen. In der Realität dürften die tatsächlichen Trassenkilometer im Vergleich niedriger ausfallen und bei etwa 18 bis 19 Tkm liegen (Stichjahr 2013).

Bis 2050 nimmt die Trassenlänge um 13 % auf ca. 27.600 km zu. Der Methodik der Netzausbausimulation folgend werden neue Trassen nur in Ausnahmefällen – nämlich dann, wenn die Maximalbelegung einer Trasse (bestehend aus vier Systemen) erreicht ist – erschlossen, so dass hauptsächlich ein Ersatzneubau in bestehender Trasse erfolgt. Lediglich bei den DC-Korridoren findet ausschließlich eine Erschließung neuer Trassenverläufe statt. Bis 2050 ergeben sich hierdurch etwa 3.000 km an zusätzlichen DC-Trassenkilometern – davon sind bereits 1.700 km auf Basis gesetzlicher Rahmenbedingungen (BBPlG) exogen vorgegeben.

Neben neuen Trassenkilometern ändert sich deutlich der Bestand der heute in Betrieb befindlichen 220- und 380kV-Leitungen. Über die Jahre wird der Bestand sowohl an 220kV- als auch an 380kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380kV-Verbindungen (Hochstrom- oder Hochtemperaturbeseilung) ausgetauscht (zum Teil auch verkabelt). In 2050 ist der Anteil der 220kV-Verbindungen gegenüber heute

somit deutlich gesunken und macht lediglich einen relativen Anteil von 11 % aller Trassenkilometer aus.

Absolut betrachtet sind bis 2030 Erschließungen neuer AC-Trassenverläufe von etwa 250 km durch endogenen Netzausbau erforderlich, wohingegen in der folgenden Dekade bis 2040 nur noch 140 km hinzukommende Trassenkilometer notwendig sind. Bis 2050 ist gegenüber 2040 keine weitere Erhöhung dieser Trassenkilometer erforderlich.

**Regionale Verteilung des Netzausbaus**

Aufgrund des im Rahmen von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen geltenden flachen Kostenoptimums ist es nicht sinnvoll möglich, einzelne Netzausbauvorhaben konkreten Trassenverläufen zuzuweisen. Zwar werden diese im Rahmen der Netzausbauplanung bestimmt, allerdings bestehen zwischen den einzelnen Projekten zum Teil große Abtauschpotentiale, wodurch unterschiedliche Netzstrukturen mit vergleichbaren Übertragungsfunktionen und Kosten, mitunter aber deutlich abweichenden Trassenverläufen ermittelt werden könnten. Daher würde eine leitungsscharfe Darstellung der ermittelten Netzausbauprojekte zu Fehlinterpretationen verleiten, so dass auf eine solche Darstellung verzichtet wird. Eine Auswertung der regionalen Verteilung des Netzausbaus ist aber durchaus belastbar möglich. Folgende Grafiken zeigen die Zuordnung der neuen Stromkreiskilometer zu den einzelnen Regionen (für eine graphische Darstellung der Einteilung Deutschlands in Regionen s. Abbildung 119. Dabei werden die Stromkreiskilometer bis 2050 kumuliert betrachtet und nicht mehr nach Technologien, sondern ausschließlich hinsichtlich exogen vorgegebenen und endogen ermittelten Maßnahmen unterschieden.

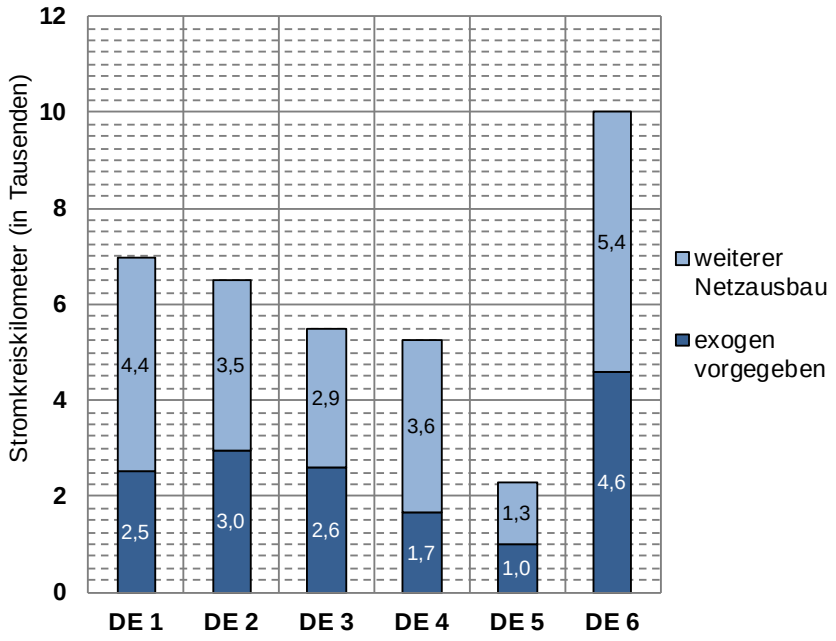



Abbildung 115: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (absolut) im *Basisszenario*

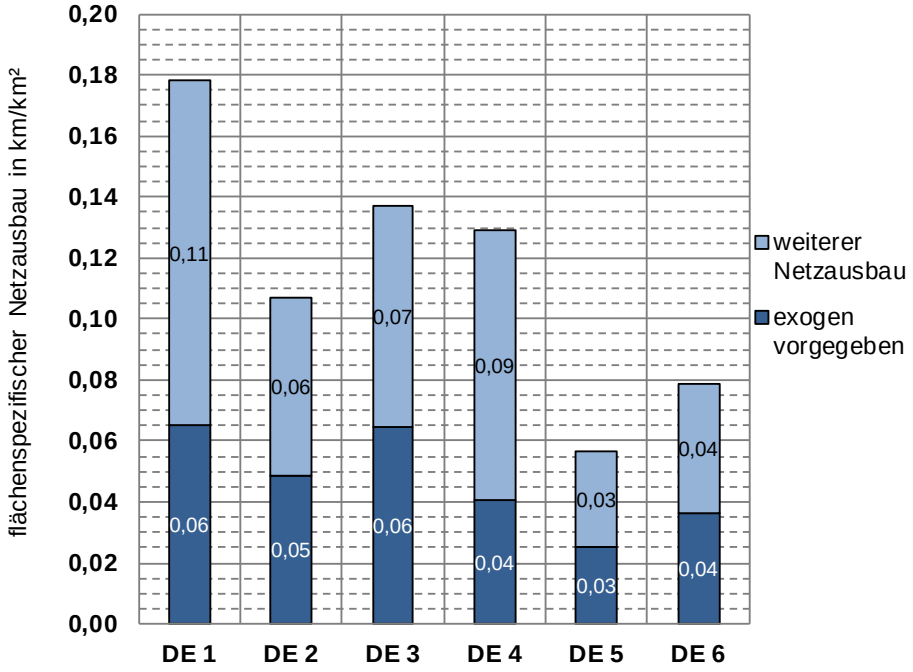



Abbildung 116: Netzausbau bis 2050 nach Regionen (flächenspezifisch) im *Basisszenario*

Absolut betrachtet werden mit etwa 10.000 km die meisten Übertragungsnetzausbauten in der südlichen Region „DE 6“ notwendig. Davon sind bereits 4.600 km exogen vorgegeben. In den Regionen „DE 1“ bis „DE 4“ liegt der notwendige Netzausbau zwischen etwa 5.300 und 7.000 km, während er in der Region „DE 5“ mit etwa 2.300 Stromkreiskilometern am niedrigsten ausfällt.

Bezieht man den absoluten Netzausbau in Stromkreiskilometern auf die jeweilige Fläche der Region, nimmt die Spreizung zwischen Regionen ab: Der notwendige Netzausbau in Region „DE 6“ liegt nur noch knapp über dem Netzausbau in Region „DE 5“. Bedingt durch den hohen Zubau an Windenergieanlagen und der ausgeprägten Handelscharakteristik mit Dänemark und den Niederlanden werden flächenspezifisch die meisten zusätzlichen Stromkreiskilometer in Region „DE 1“ benötigt. Aufgrund des Lastschwerpunktes in Region „DE 3“ und der ausgeprägten Transportaufgabe von Region „DE 4“ ist in diesen Regionen ebenfalls umfangreicher notwendiger Netzausbau vorhanden.

**Entwicklung der Netzkosten**

Zu diesen notwendigen Netzausbauten können zusätzlich die Investitionsbedarfe und die sich ergebenden annuitätischen Kosten ausgewiesen werden. Um einen Vergleich mit der heutigen Netzstruktur zu erzielen, werden die annuitätischen Kosten des Bestandnetzes mit ausgewiesen.

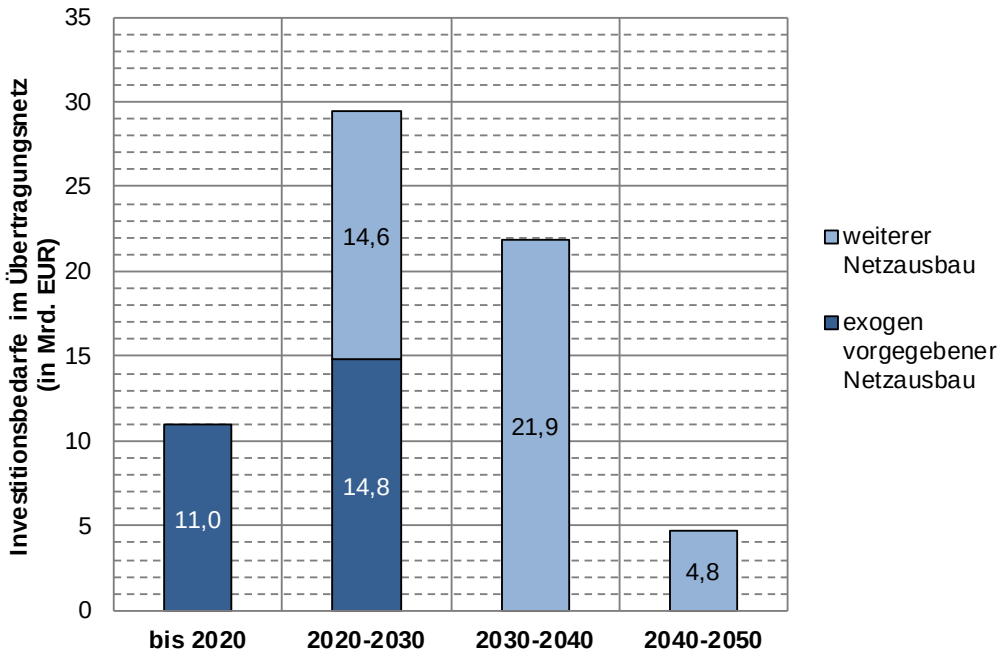



Abbildung 117: Investitionsbedarfe im Übertragungsnetz bis 2050 im *Basisszenario*

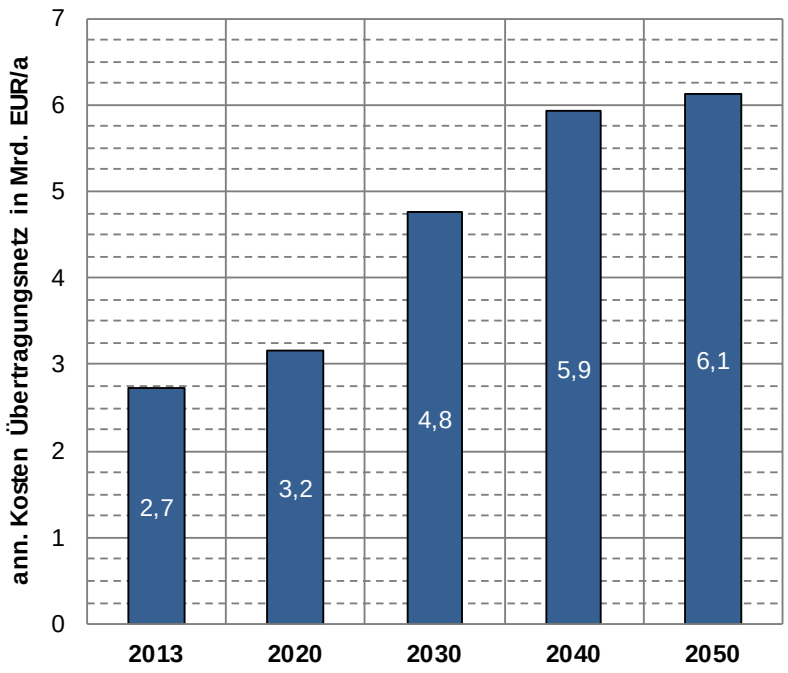



Abbildung 118: Annuitätische Kosten im Übertragungsnetz bis 2050 im *Basisszenario*

Insgesamt ist bis 2050 ein Investitionsvolumen von etwa 67 Mrd. EUR zur Umsetzung aller in Deutschland notwendigen Netzausbauvorhaben nötig. Davon entfallen bereits 26 Mrd. EUR auf die exogen vorgegebenen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen. Durch den höheren angenommenen Verkabelungsgrad[24] sind die spezifischen Investitionskosten der endogenen Netzausbauten gegenüber den exogenen Zubauten deutlich höher, da für den exogen vorgegebenen Ausbau bei den AC-Leitungen ein Verkabelungsgrad von 0 % angenommen wird. Dies schlägt sich auch in der Bewertung der annuitätischen Netzkosten nieder. Grundsätzlich geben sowohl die Investitionsbedarfe als auch die Zunahmen der annuitätischen Kostenstruktur die notwendigen Stromkreiskilometer der betrachteten Zeiträume gut wieder. Die Stromkreiskilometer können allerdings nicht 1:1 in Investitionskosten bzw. annuitätische Kosten umgewandelt werden, da zum Teil zusätzliche Stromkreiskilometer im Rahmen von zusätzlicher Trassenbeseilung installiert wurden und somit die Kosten der Erschließung einer neuen Trasse (insbesondere die Kosten für den Mast bzw. Grabungskosten bei Verkabelung) deutlich günstiger sind. Dieser Effekt zeigt sich insbesondere im Zeitraum zwischen 2030 und 2040, bei dem zwar die nahezu gleiche Länge an neuen Stromkreiskilometern wie in der Dekade zuvor installiert wird, im Schnitt allerdings ein geringeres Investitionsvolumen notwendig ist.

24 20 % für AC-Leitungen und 100 % für DC-Leitungen bei endogenem Netzausbau. Siehe hierzu auch Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.1.4, „Generelle Annahmen und Kostenansätze“.

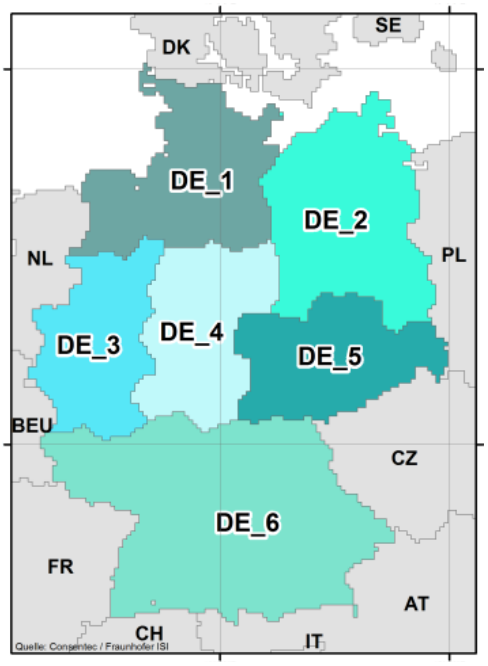



Abbildung 119: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“

### 7.3.3.3 Deutsche Verteilungsnetze

#### Anforderungen an Verteilungsnetze

Wie bereits in Abschnitt 7.2.3.3 ausgeführt, sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze.

Im *Basisszenario* findet ein Zubau von EE-Anlagen in großem Umfang statt. Gleichzeitig erhöht sich die Last im Wesentlichen durch eine Zunahme bei Wärmepumpen und Elektromobilität. Neue, nicht Stromwärmepumpen betreffende Power-to-Heat-Verbraucher werden entsprechend der getroffenen Annahmen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten mit ausreichender Kapazität angeschlossen und belasten die Verteilungsnetze nicht zusätzlich (s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.2, „Verteilungsnetze“). Vereinfachend wird daher bei der Netzmodellierung davon ausgegangen, dass Power-to-Heat-Anwendungen (ohne Stromwärmepumpen) an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Die Entwicklung bei den Erzeugungsanlagen und Lasten führt zu lokal und regional unterschiedlichen, insgesamt aber steigenden Anforderungen an die Verteilungsnetze. Einen groben Eindruck von den in diesem Szenario langfristig zu erwartenden Anforderungen gibt Abbildung 120, in der die für das Jahr 2050 ermittelte installierte Leistung dargestellt ist und zwar differenziert nach Regionen

und nach den EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergieanlagen (für eine graphische Darstellung der Einteilung Deutschlands in Regionen s. Abbildung 119). Dies sind die EE-Technologien, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen.

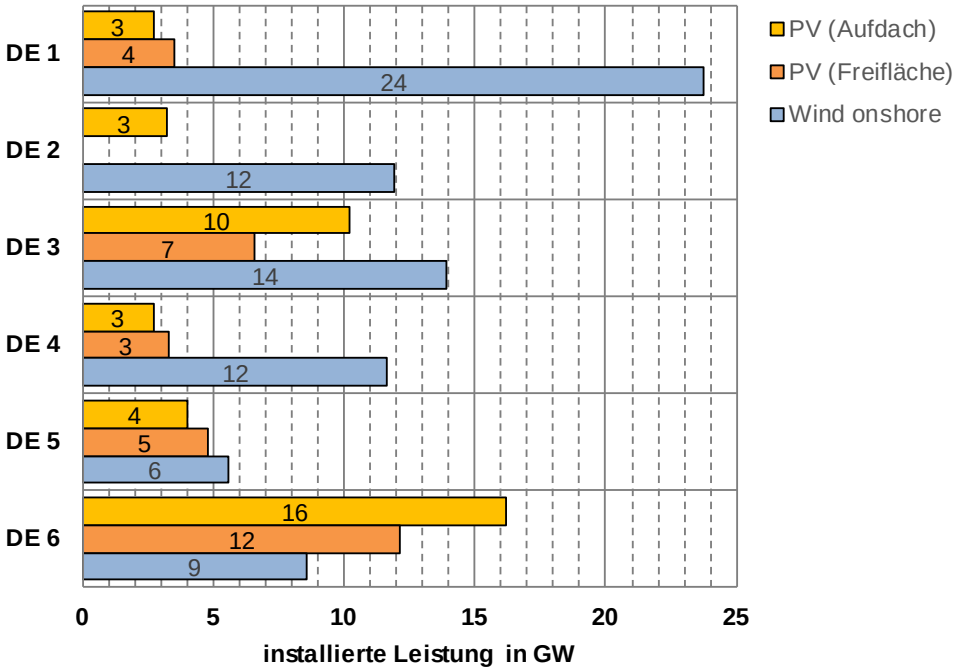



Abbildung 120: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Basisszenario*

In Summe sind in diesem Szenario in den hier dargestellten drei EE-Technologien knapp 145 GW installiert, von denen auf PV-Aufdachanlagen ca. 39 GW, auf PV-Freiflächenanlagen ca. 30 GW und auf Onshore-Windenergieanlagen ca. 75 GW entfallen. Damit ergibt sich gegenüber dem heutigen Zustand nahezu eine Verdopplung der insgesamt bei diesen Anlagen installierten Leistung.

Aus obiger Abbildung geht hervor, dass in den nördlichen Regionen die Erzeugungsleistung in Windenergieanlagen und in der südlichen Region die Leistung in PV-Anlagen dominiert. Die in PV-Aufdachanlagen installierten Leistungen liegen in allen Regionen unterhalb der Netzausbauschwellen (s. Abschnitt 7.1.3.2). Dies zeigt, dass für eine kostenoptimale regionale Verteilung des Ausbaus von PV-Aufdachanlagen nicht (nur) die Standortqualität, sondern auch die von ihnen verursachten Netzausbaukosten relevant sind: Das Ergebnis der Optimierung in *Enertile* unter Berücksichtigung der Netzausbaukosten zeigt, dass sich im Hinblick auf

das Gesamtsystemkostenoptimum ein Überschreiten der Netzausbauschwellen, ab denen weitere PV-Aufdachanlagen Netzausbedarf erzeugen, nicht lohnt, selbst wenn dafür ggf. auf die Nutzung ertragsstärkerer Standorte verzichtet werden muss.

Mit Blick auf Unterschiede in der absoluten Höhe der je Region installierten Leistung ist zu beachten, dass auch die Größe der einzelnen Regionen stark unterschiedlich ist. Nachfolgend findet sich daher eine flächenspezifische Darstellung der regionalen Verteilung der installierten Leistung. Sie dient dazu, den Umfang der installierten Leistung im Vergleich der Regionen vornehmen zu können, und zwar bereinigt um die unterschiedliche Größe der Regionen. Vereinfachend kann diese Darstellung auch als grobe Näherung für die Höhe der installierten EE-Leistung im Verhältnis zur Last herangezogen werden. Jedenfalls steigt die Last mit steigender Fläche, wenngleich im Vergleich verschiedener Gebiete, näherungsweise gleicher Fläche, zum Teile große Unterschiede in der Lastdichte vorliegen können, etwa im Vergleich städtischer / industriell geprägter Gebiete und ländlicher Gebiete.

Aus einem Vergleich der flächenspezifisch installierten Leistungen (Abbildung 121) ist zum Beispiel ersichtlich, dass die Leistungsdichte der PV-Aufdachanlagen in Region „DE 6“ (mit insgesamt 15 GW installierter Leistung in PV-Aufdachanlagen) kaum höher ist als in Region „DE 5“ (mit 4 GW installierter Leistung in diesen Anlagen). Folglich sind auch die EE-verursachten Anforderungen an die Verteilungsnetze in diesen beiden Regionen näherungsweise gleich. Die größten Anforderungen sind gemäß dieser Darstellung in den Regionen „DE 1“ und „DE 3“ zu erwarten, in denen summarisch die höchsten installierten Leistungen pro Fläche auftreten.

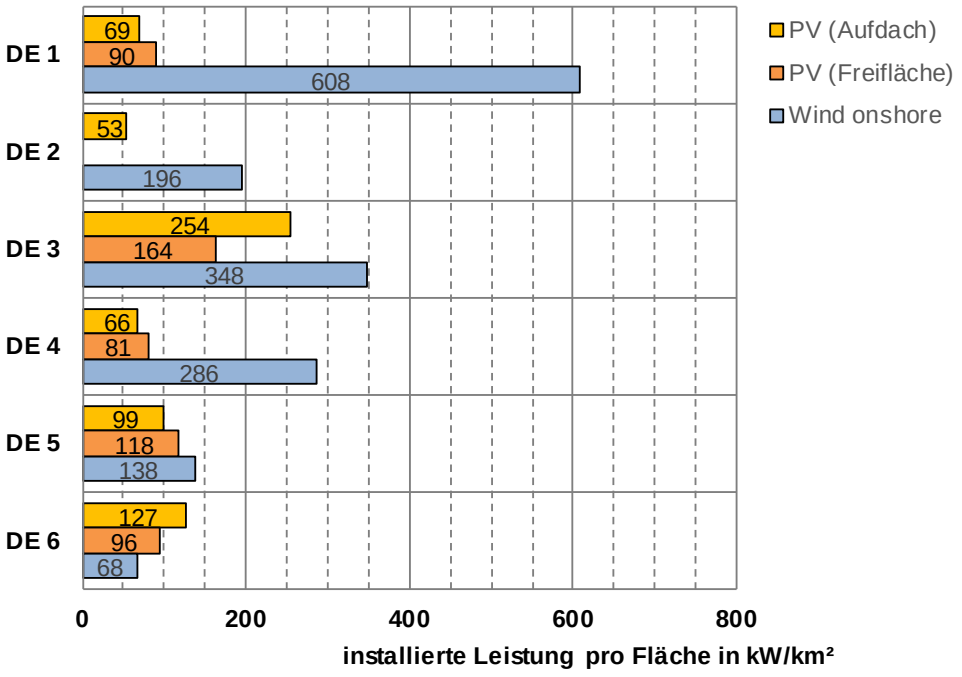



Abbildung 121: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im *Basisszenario*

Die zeitgleiche Systemhöchstlast in Deutschland steigt in diesem Szenario von heute gut 80 GW auf ca. 105 GW im Jahr 2050. Dieser Zuwachs vollzieht sich mehr oder weniger gleichmäßig über Gesamtdeutschland, so dass stark ausgeprägte regionale Unterschiede der flächenspezifischen Leistungsanforderungen, wie sie auf der Erzeugungsseite zu verzeichnen sind, auf der Lastseite nicht zu erwarten sind. Insofern ergeben sich deutschlandweit ein eher gleichmäßiger auf den Lastzuwachs zurückzuführender Netzausbau und ein regional stark unterschiedlicher EE-getriebener Netzausbau. Erläuterungen zu den wesentlichen Treibern des Verteilungsnetzausbaus finden sich nachfolgend im Zusammenhang mit der Darstellung des nach Netzebenen differenzierten Netzausbaus.

### Entwicklung der Netzkosten

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 122 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsnetzebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum dargestellt.

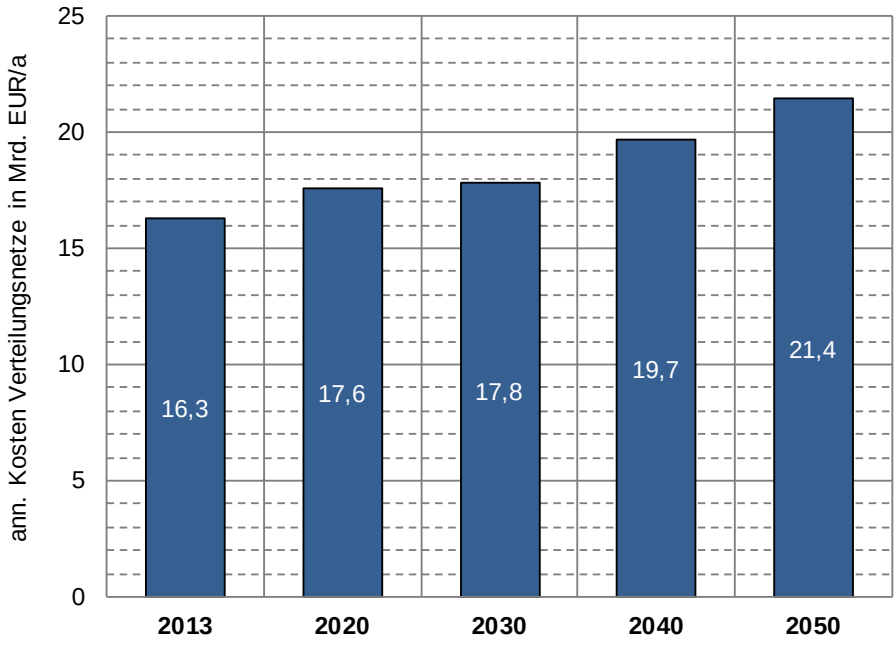



Abbildung 122: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im *Basisszenario*

Es zeigt sich mit Ausnahme des Jahres 2030 ein mehr oder weniger gleichmäßiger Anstieg der annuitätischen Netzkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum. Im Jahr 2050 liegen die Kosten um gut 30 % über den heutigen.

**Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber**

Hinsichtlich der oben dargestellten Entwicklung der annuitätischen Netzkosten ist auffallend, dass der Kostenanstieg bis 2050 zwar in etwa dem relativen Lastanstieg (um ca. 30 % von 80 GW auf 105 GW) entspricht, allerdings deutlich niedriger ist als der relative Anstieg der EE-Leistung. Hierfür gibt es mehrere Gründe. Zum einen ist zu beachten, dass der Lastanstieg wie bereits oben erwähnt, mehr oder weniger gleichmäßig in allen Regionen erwartet wird, so dass letztlich auch mehr oder weniger alle Netze hiervon betroffen sind. Hingegen tritt der EE-Zubau in teilweise hoher räumlicher Konzentration auf, so dass deswegen nur ein Teil der Netze ausgebaut werden muss.

Zum anderen ist zu beachten, dass die für die Netzauslegung relevanten Treiber je nach Netzebene unterschiedlich sind und diese Treiber in unterschiedlicher Weise vom Anstieg im Bereich Last und EE-Erzeugung betroffen sind. Wesentliche Zusammenhänge sind:

- Leitungsebenen – dies sind die Ebenen Niederspannung (auch als Netzebene 7 bezeichnet), Mittelspannung (Netzebene 5) und Hochspannung (Netzebene 3): Die Auslegung dieser Leitungsebenen wird im Wesentlichen von der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen determiniert. Die insgesamt benötigte Leitungslänge wird maßgeblich bestimmt von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommenen oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Leitungen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Zunahmen der Leistungsanforderungen der Einsatz eines leistungsstärkeren Leitungstyps oder einer parallelen Leitung erforderlich. Der hiermit verbundene Kostenanstieg ist deutlich unterproportional zur Leistungssteigerung.
- Umspannebenen – dies sind die Transformatorebenen als Kopplung zwischen den zuvor genannten Leitungsebenen, also die MS/NS-Umspannebene (auch als Netzebene 6 bezeichnet), die HS/MS-Umspannebene (Netzebene 4) und die HöS/HS-Umspannebene (Netzebene 2): Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an das jeweilige Umspannwerk oder an die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse sich diese Höchstleistung verteilt. Der Kostenanstieg in den Umspannebenen kann näherungsweise als direkt proportional zu einem Anstieg der Höchstleistung angesehen werden.
- Eine Zunahme der Last wirkt grundsätzlich direkt auf den notwendigen Netzausbau. Dies liegt daran, dass den Verteilungsnetzanalysen grundsätzlich die Annahme zugrunde liegt, dass die bestehenden Netze weit überwiegend auf die heutige Last hin dimensioniert sind und allenfalls punktuell Reserven für Lastanstiege aufweisen (s. auch Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“).
- Der EE-Zubau führt hingegen erst dann zu einem Netzausbau, wenn die in einem Netzgebiet vorhandene EE-Leistung so hoch ist, dass sie unter Berücksichtigung der Last zu Rückspeisungen führt und diese in einer dimensionierungsrelevanten Höhe liegen. Der Punkt, ab dem dies erreicht ist, hängt von verschiedenen Aspekten ab:

- Höhe der Last in dem betreffenden Netzgebiet: Hier besteht ein mittelbarer Zusammenhang mit der EE-Technologie: So findet der Zubau von PV-Aufdachanlagen in Gebieten statt, in denen auch Lasten in signifikantem Umfang vorhanden sind, während der Zubau von PV-Freiflächenanlagen und insbesondere auch der von Windenergieanlagen oftmals in Gebieten stattfindet, in denen lokal kaum Lasten vorhanden sind.

- Charakteristik der EE-Einspeisung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist zur Mittagszeit maximal, also zu Zeiten, in denen die Last tendenziell hoch ist. Hingegen kann die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen auch in Nachtstunden zu Zeiten sehr niedriger Last hoch sein. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist.

- Räumliche Verteilung des EE-Ausbaus: Ein räumlich gleichmäßiger EE-Ausbau führt tendenziell zu geringerem Netzausbau, da die Schwelle, oberhalb derer ein Netzausbau erforderlich ist, dann später erreicht wird als bei einem lokal/regional konzentrierten EE-Ausbau.

- Die Möglichkeit zu einem begrenzten Einsatz des Einspeisemanagements im Rahmen der sog. „Spitzenkappung“ erlaubt, dass Netze nicht auf die maximalen Einspeisespitzen des EE-Kollektivs ausgelegt werden müssen. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems ist aber eine energetische Begrenzung des Einspeisemanagements sinnvoll. Im Rahmen dieser Studie wird eine Begrenzung der Spitzenkappung auf 3 % der jährlichen Einspeisemenge einer EE-Anlage als Proxy für ein volkswirtschaftlich effizientes Einspeisemanagement unterstellt. Diese Grenze erlaubt bei PV-Anlagen aufgrund der geringeren Volllaststundenzahlen eine stärkere Reduktion der maximalen Einspeiseleistung als z. B. bei Wind-Onshore-Anlagen. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht, wie in dieser Studie umgesetzt, auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Wie im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“ ausgeführt, wurde aus

Komplexitätsgründen hierauf verzichtet. Nicht zuletzt würden bei der praktischen Umsetzung einer solcher Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber auch allenfalls Näherungslösungen realistisch erscheinen. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbau im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen.

- Lastzuwachs und EE-Anstieg können sich – sofern sie lokal/regional zusammentreffen – teilweise gegenseitig kompensieren und somit zu einem etwas geringeren Netzausbau führen, als es bei jeweils separater Betrachtung des Lastzuwachses und des EE-Anstiegs der Fall wäre.

Die Auswirkungen dieser Effekte sind in einer nach Netzebenen differenzierten Darstellung der Entwicklung der Netzmengen gut ersichtlich (Abbildung 123). Der Begriff der Netzmengen steht in den Leitungsebenen, also den Netzebenen 7 (NS), 5 (MS) und 3 (HS) für Leitungs-/Trassenlängen und in den Netzebenen 6 (MS/NS), 4 (HS/MS) und 2 (HöS/HS) für die Zahl der Stationen/Umspannwerke. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Netzmengen normiert auf die heutigen Werte (s. Modul zu Methodik, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

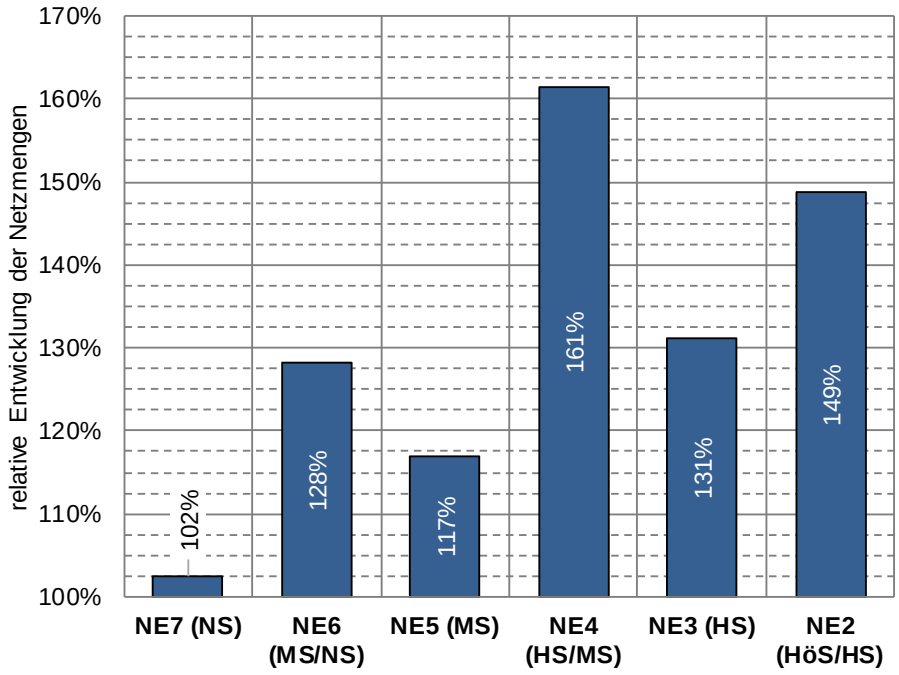



Abbildung 123: Entwicklung der Netzmengen nach Netzebenen im *Basisszenario*

Der Netzmengenzuwachs ist auch hier (wie im *Regionalszenario*, s. Abschnitt 7.2.3.3) in der Netzebene 4 mit rund 60 % bis zum Jahr 2050 am größten. Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen ein tendenziell größerer Netzmengenanstieg in den Umspannebenen als in den Leitungsebenen, was auf die oben beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Auffallend ist zudem, dass in der Netzebene 7 praktisch kein Anstieg zu verzeichnen ist. Dies ist auf die Annahme zurückzuführen, dass Erzeugungsanlagen mit Anschluss in Netzebene 7 (im Wesentlichen PV-Dachflächenanlagen) in aller Regel „hinter“ einem bereits vorhandenen Netz-/Hausanschluss angeschlossen werden, so dass grundsätzlich keine zusätzlichen Leitungstrassen im Netz der allgemeinen Versorgung zur Erschließung neuer Netzanschlüsse erforderlich werden. Etwaige leistungsbedingte Leitungsverstärkungen, die in der Praxis häufig in Form von Querschnittserhöhungen vorgenommen werden, führen nicht zu einer Zunahme der hier dargestellten Trassenlänge (durchaus aber der an anderer Stelle dargestellten Netzkosten). Gleiches gilt für „neue“ Verbraucher (Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), von denen ebenfalls angenommen wird, dass sie bereits existierende Netzanschlüsse nutzen.

### Exkurs: Netzausbaubedarf differenziert nach Last und EE

Wie zuvor erläutert, bestehen mit Blick auf den erforderlichen Netzausbau Wechselwirkungen zwischen der Höhe und der räumlichen Verteilung der Last und der in EE-Anlagen installierten Leistung. Insofern lässt sich auch nicht eindeutig angeben, welcher Teil des Ausbaubedarfs der Netze auf den Lastanstieg und welcher auf den EE-Zubau zurückzuführen ist. Um dennoch einen Eindruck davon zu gewinnen, in welchem Umfang Last- und EE-Zuwachs jeweils Netzausbau treibend sind, wurde in einer vereinfachten Betrachtung ermittelt, welcher Netzausbau sich in dem fiktiven Fall, bei dem nur die Last ansteigt, im Vergleich zu dem ebenfalls fiktiven Fall, bei dem nur EE-Anlagen ausgebaut würden, ergibt.

Hierbei hat sich gezeigt, dass die Auswirkungen dieser Wechselwirkungen vergleichsweise gering sind. So beträgt der Kostenzuwachs in dem Betrachtungsjahr 2050 bei alleiniger Betrachtung des Lastanstiegs ca. 21 % und bei alleiniger Betrachtung des EE-Zubaus ca. 15 %. Bei gleichzeitiger Betrachtung beider Entwicklungen liegt der Kostenzuwachs mit gut 30 % nur um ca. 4 % niedriger als bei der separierten Betrachtung. Nähere Auswertungen zeigen:

- Der Lastzuwachs betrifft alle Verteilungsnetze und verursacht einen signifikanten Zubau in den Umspannebenen, aber nur einen geringen Zubau von Leitungen für zusätzliche Anschlüsse/Umspannwerke.
- Der EE-Zuwachs betrifft nur einen Teil der Netze, verursacht aber neben signifikantem Zubau in den Umspannebenen auch in hohem Umfang einen Zubau an Leitungen zur Anbindung der zusätzlichen Netz-/Erzeugungsanschlüsse.

### Regionale Unterschiede

In Abbildung 124 werden schließlich die annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen im Jahr 2050 dargestellt.

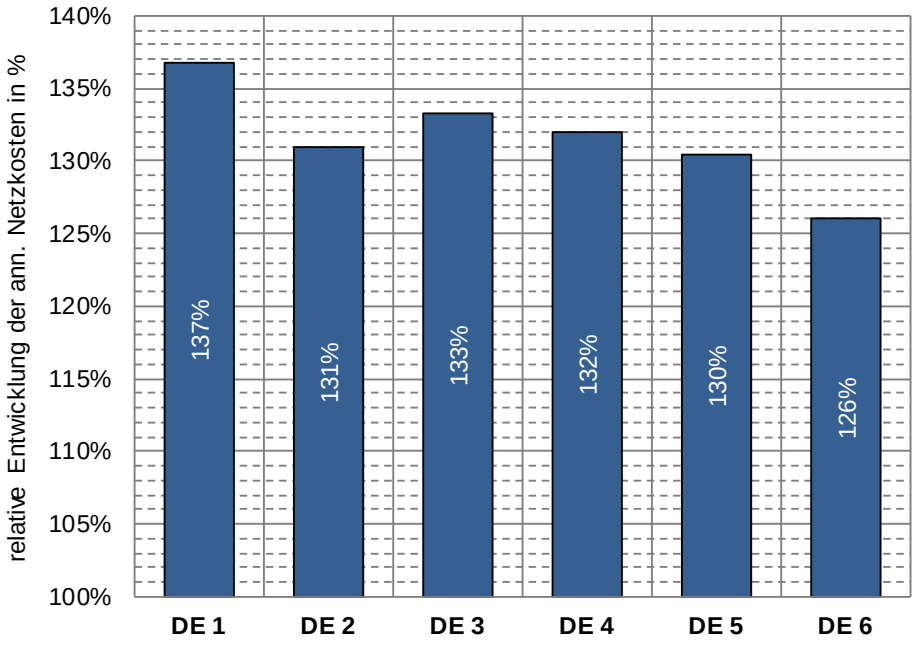



Abbildung 124: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im *Basisszenario*

Die Netzkosten liegen in allen Regionen deutlich über den heutigen, wobei der Anstieg in der Region „DE 1“ im Norden Deutschlands mit 37 % am höchsten und in Region „DE 6“ im Süden Deutschlands mit ca. 25 % am niedrigsten ist. In den übrigen Regionen liegt der Anstieg bei etwa 30 %.

Der besonders hohe Anstieg in Region „DE 1“ wird maßgeblich bestimmt durch den dort hohen Zubau von Onshore-Windenergieanlagen mit im Jahr 2050 knapp 25 GW installierter Leistung. Insgesamt sind in Region „DE 1“ in Windenergie- und PV-Anlagen sogar ca. 30 GW installiert. In Region „DE 6“ ist zwar mit in Summe ca. 35 GW in 2050 sogar noch etwas mehr Erzeugungsleistung installiert und dies aufgrund des dort deutlich höheren Anteils an PV-Anlagen sogar in unteren, tendenziell teureren Netzebenen; allerdings sind die Fläche und damit der gesamte Netzumfang um ein Vielfaches größer als in Region „DE 1“, so dass der hier dargestellte relative Netzkostenanstieg letztlich am geringsten ausfällt.

Die hier dargestellten relativen Veränderungen der annuitätischen Netzkosten können in grober Näherung als Indikator für Veränderungen der bei der heutigen Netzentgeltsystematik ausschließlich von den Endverbrauchern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte herangezogen werden. Somit ist bei diesem Szenario davon auszugehen, dass der Anstieg der Netzentgelte im Süden Deutschlands etwas geringer ausfällt als im Norden Deutschlands.

### 7.3.4 Entwicklung der deutschen Stromsystemkosten im Basisszenario

Wie in Abschnitt 8.5.1 dargelegt wird, ist die Berechnung der Kosten bzw. der Differenzkosten des Energiesystems aus unterschiedlichen Gründen nicht trivial. Für das Stromsystem ist die Berechnung in gewisser Weise einfacher als für die Nachfragesektoren: Es wird nur ein einziges, homogenes Gut betrachtet und alle für dessen Bereitstellung relevanten Infrastrukturen werden in den eingesetzten Modellen abgedeckt. Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* minimiert die Kosten des Stromsystems, so dass die anfallenden Kosten integraler Bestand der Modelllogik sind. Im Weiteren werden nur die folgenden Kosten betrachtet:

- Die spezifische Investitionen,
- die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie
- variable Kosten inkl. Brennstoffkosten.

Diese Kosten werden, soweit relevant, für alle abgebildeten Infrastrukturen (Erzeugung, Netze und Speicher) abgebildet. Weitere, im weiteren Sinne mit dem Stromsystem verbundene Kosten, z. B. volkswirtschaftliche Effekte durch geänderte Strompreise, werden nicht betrachtet. Steuern und $CO_2$-Preise sind in der hier angewendeten Methodik keine Kosten und werden daher nicht betrachtet.

Die spezifischen Kosten der modellendogen ausgebauten Technologien sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3, „Technologische Annahmen zur Stromerzeugung und Speicherung in den Szenarien“ dargestellt; die entsprechenden Kosten können also direkt aus den Modellergebnissen abgeleitet werden. Einige Kosten sind im Modell jedoch nicht explizit abgebildet, da das Modell keine Entscheidungen treffen kann, welche diese Kosten beeinflussen würden. Dies gilt z. B. für Wasserkraft: Diese Technologie wird in allen Szenarien nicht weiter ausgebaut, so dass das Modell keine Entscheidungen treffen muss und somit keine Kostendaten benötigt. Hierzu werden ex-post Annahmen getroffen.

Die Kosten des derzeit existierenden EE-Anlagenbestands werden anhand der Daten über die Vergütungen im Rahmen des EEG abgeschätzt. Für die Kosten der existierenden fossilen Kraftwerke werden Werte veranschlagt, die sich im Einklang mit den zukünftigen Kostenerwartungen befinden. Für Braun- und Steinkohlekraftwerke beispielsweise, für die kein nennenswertes zukünftiges Lernen bei

spezifischen Kosten angenommen wird,[25] entsprechen die spezifischen Kosten der existierenden Kraftwerke den zukünftigen Kosten.

Bei KWK-Kraftwerken werden die Kosten analog zur „Finnischen Methode“ aufgeteilt; die Methode teilt den Primärenergiebedarf bilanziell auf den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme auf. Die sich dadurch ergebenden Faktoren werden in dieser Studie auch zur Aufteilung der Kosten verwendet. Werden nach der Methode beispielsweise 60 % des Brennstoffbedarfs Strom zugeschrieben, so entfallen auch 60 % der variablen und fixen Kosten auf den erzeugten Strom.

Jenseits dieser relativ gut abschätzbaren Kosten ergibt sich eine methodische Herausforderung bei der Bewertung der Stromimporte und -exporte. Durch die in den Szenarien teilweise hohen Importe und Exporte ist die dabei verwendete Methodik für das Gesamtergebnis recht bedeutsam. Das Modell betrachtet mit dem Stromsystem ein stark vernetztes System, in dem durch bestimmte Komponenten und deren Einsatz Kosten entstehen. Die Frage, welcher Anteil davon auf Deutschland entfällt, lässt sich nicht endgültig klären. Für Strom, der durch Handel eine Grenze überschreitet, sind viele Aspekte interpretationsoffen:

- Welcher Strommix wird exportiert? Dies könnte z. B. der durchschnittliche Erzeugungsmix in der jeweiligen Stunde oder die Erzeugung der unter Kostengesichtspunkten marginalen Kraftwerke sein.
- Sind variable Kosten oder Vollkosten der Kraftwerke relevant?
- Welcher Teil der Kosten der weiteren Infrastrukturen wie Übertragungsnetze und Stromspeicher wird „mitexportiert“?
- Wie wird die Durchleitung von Strom erfasst und berücksichtigt?

Zur Bewertung der Kosten von grenzüberschreitenden Stromflüssen sind unterschiedliche Berechnungsweisen anwendbar, die letztendlich aber immer in gewisser Weise willkürlich sind.

Im Rahmen dieser Studie wird auf die stündlichen Schattenkosten der Stromnachfragenebenbedingung des jeweils exportierenden Landes zurückgegriffen. Die sog. „dualen Variablen“ werden vom Lösungsalgorithmus des Modells für alle Nebenbedingungen ausgewiesen. Für die Stromnachfrage stellen sie die marginalen Kosten der Deckung der Nachfrage in der jeweiligen Stunde dar. Importiert Deutschland Strom, ergeben sich die Kosten aus der Multiplikation der importierten Menge mit den Schattenkosten des jeweiligen Exporteurs. Exportiert Deutschland

25 Geringfügiges Lernen findet allerdings bei den Wirkungsgraden statt.

hingegen, entstehen Erlöse in Höhe des Produkts der Schattenkosten der exportierenden Region in Deutschland und der Menge. Die Methodik erfasst durch die stundenscharfe Betrachtung auch die Tatsache, dass Länder tendenziell eher in Überschussstunden und damit verhältnismäßig günstig Strom exportieren.

Das Ergebnis der Kostenbetrachtung ist in Tabelle 64 bzw. Abbildung 125 dargestellt. Die Gesamtkosten werden im Jahr 2013 mit ca. 59,8 Mrd. EUR veranschlagt und steigen bis 2020 bis auf 64, 7 Mrd. EUR an. Die zentralen Ursachen für diesen Anstieg sind der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der KWK-Anlagen. Die Kosten der erneuerbaren Energien werden dabei durch die Ausbauvorgaben des Szenarios, insbesondere in den Bereichen PV und Wind-Offshore getrieben. Der Ausbau der KWK erfolgt aufgrund der hohen internationalen Konkurrenzfähigkeit. In der Folge dieser Ausbauten steigen die Exportflüsse bis zum Jahr 2020 deutlich an und werden entsprechend als Erlös bilanziert.

In den folgenden Perioden sinken die Gesamtkosten wieder leicht ab und erreichen in 2040 61,5 Mrd. EUR. Das Absinken ist Folge einer Vielzahl von Effekten. Zum einen sinkt bis 2030 die Endenergiestromnachfrage effizienzgetrieben bis auf 470 TWh. Bis und auch nach 2030 erreichen viele relativ teure EE-Altanlagen das Ende ihrer Lebensdauer und werden durch deutlich günstigere Neuanlagen bzw. durch weniger, dafür aber effizientere Anlagen ersetzt. Bei fossilen Kraftwerken werden ebenfalls viele Altanlagen abgeschaltet und nur teilweise durch effizientere KWK-Kraftwerke ersetzt. In 2030 erreichen die spezifischen Kosten des Stroms ihr Maximum von 133 EUR/MWh. Dabei ist zu beachten, dass es sich hierbei um die spezifischen Vollkosten des Stromsystems handelt und nicht um einen Markt- oder Börsenpreis.

Die durch neue Verbraucher steigende Stromnachfrage und der deutlich steigende $CO_2$-Preis führen dann in der letzten Dekade wieder zu einem leichten Anstieg der absoluten Kosten bis zum Jahr 2050 auf 65,7 Mrd. EUR. Die spezifischen Kosten des Stroms sinken hingegen weiter. Sie erreichen in 2050 mit 116 EUR/MWh wieder ungefähr den Wert im Ausgangsjahr 2013. Hierbei spielen die Optimierung des EE-Portfolios sowie die sinkenden spezifischen Kosten der EE-Anlagen wichtige Rollen. Erneuerbare Energien verdrängen in diesem Zeitraum teurere fossile Erzeugung. Zu beachten ist, dass durch den relativ hohen Stromimport in 2050 der oben diskutierten Bilanzierung der dadurch verursachten Kosten eine große Bedeutung zukommt.

Tabelle 64: Kosten des deutschen Stromsystems im *Basisszenario* in Mio. $EUR_{2010}$.

| **Basis** | **2013** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 6.675 | 2.922 | 0 | 0 | 0 |
| Steinkohle | 4.000 | 9.282 | 4.400 | 2.541 | 1.495 |
| Braunkohle | 3.336 | 3.406 | 2.532 | 1.131 | 0 |
| Braunkohle mit CCS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Erdgas | 3.215 | 4.223 | 6.116 | 5.699 | 3.094 |
| Andere Fossile | 1.637 | 241 | 202 | 188 | 173 |
| Wind-Onshore | 7.448 | 7.900 | 6.576 | 11.072 | 11.715 |
| Wind-Offshore | 256 | 3.021 | 6.502 | 5.875 | 5.242 |
| PV | 7.752 | 9.703 | 9.132 | 5.364 | 5.832 |
| Biomasse | 6.323 | 7.478 | 6.409 | 4.650 | 2.482 |
| Wasserkraft und andere EE | 1.005 | 1.085 | 1.085 | 1.085 | 1.085 |
| Export/Import | -1.778 | -6.269 | -3.886 | -2.559 | 6.028 |
| Speicher | 654 | 688 | 688 | 688 | 688 |
| Übertragungsnetz | 2.725 | 3.172 | 4.757 | 5.919 | 6.123 |
| Verteilungsnetz | 16.314 | 17.606 | 17.830 | 19.653 | 21.440 |
| **Gesamtsumme** | **59.800** | **64.695** | **62.581** | **61.546** | **65.635** |
| Endenergienachfrage [TWh] | 520 | 492 | 470 | 513 | 566 |
| Spez. Vollkosten [EUR/MWh] | 115,0 | 131,4 | 133,2 | 120,0 | 115,9 |

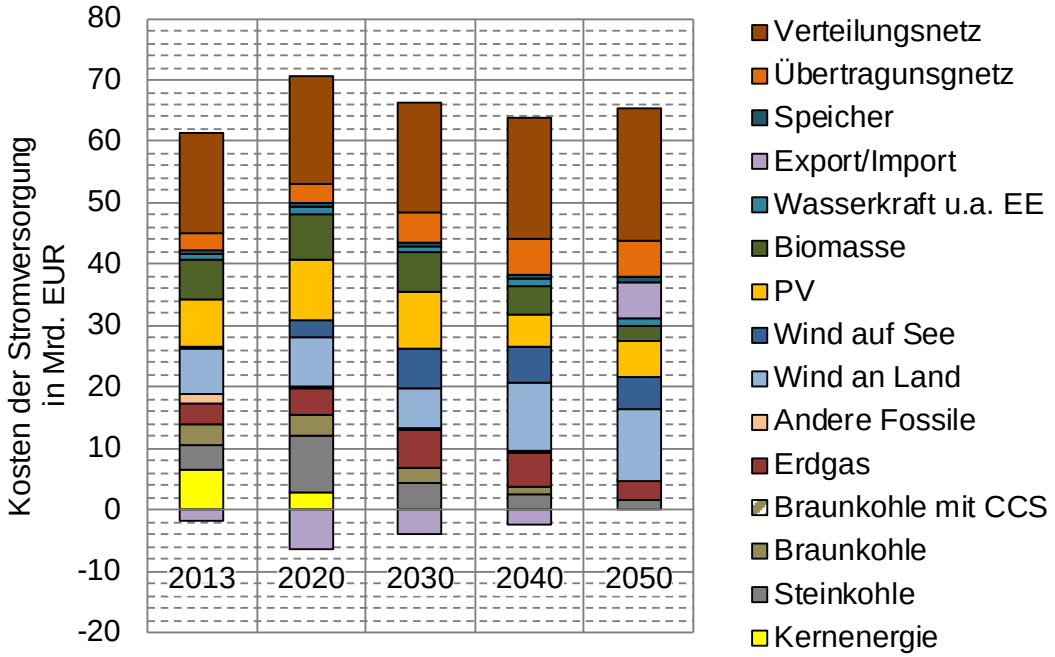



Abbildung 125: Kosten des deutschen Stromsystems im *Basisszenario* in Mrd. $EUR_{2010}$

Tabelle 65: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Basisszenario*

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Fossil u. nuklear | 32 % | 31 % | 21 % | 16 % | 7 % |
| Erneuerbare Energien | 38 % | 45 % | 47 % | 46 % | 40 % |
| Netze | 32 % | 32 % | 36 % | 42 % | 42 % |
| Speicher | 1 % | 1 % | 1 % | 1 % | 1 % |
| Export/Import | -3 % | -10 % | -6 % | -4 % | 9 % |

Die Kostenstruktur des Systems wird im Zeitverlauf deutlich verändert. Die Bedeutung der konventionellen Stromerzeugung für die Gesamtkosten nimmt von 32 % im Jahr 2013 kontinuierlich bis auf 7 % im Jahr 2050 ab. Der Kostenanteil der erneuerbaren Energien steigt zwischenzeitlich bis auf 47 % m Jahr 2030 an und sinkt danach, trotz weiteren Ausbaus, durch die sinkenden spezifischen Kosten und den optimierten Technologiemix bis auf 40 % im Jahr 2050 ab. Der Kostenanteil des Stromnetzes nimmt im *Basisszenario* deutlich zu und steigt von 32 % im Jahr 2013 bis auf 42 % im Jahr 2050. Der Kostenanstieg erfolgt dabei sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz. Absolut fällt der Kostenanstieg für die Netze im *Basisszenario* deutlich höher aus als im *Referenzszenario*. Das Übertragungsnetz wird in diesem Szenario europaweit und auch innerhalb Deutschlands stark ausgebaut, um einen möglichst effizienten Ausbau und Ausgleich der erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Der Kostenanstieg der Verteilungsnetze ist in diesem Szenario durch die Veränderung der Erzeugungsstruktur und vor allem durch die Veränderung in der regionalen Verteilung und der Struktur der Stromnachfrage begründet. Der starke Ausbau der Elektromobilität und der Wärmepumpen spielt dabei im *Basisszenario* eine zentrale Rolle.

Tabelle 66: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Basisszenario*

| | 2013 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Fossil u. nuklear | 100 % | 106 % | 70 % | 51 % | 25 % |
| Erneuerbare Energien | 100 % | 128 % | 130 % | 123 % | 116 % |
| Netze | 100 % | 109 % | 119 % | 134 % | 145 % |
| Speicher | 100 % | 105 % | 105 % | 105 % | 105 % |
| Export/Import | 100 % | 353 % | 218 % | 144 % | -339 % |

## 7.4 Vergleich der Ergebnisse von Referenz- und Basisszenario

Ein zentrales Konzept dieser Studie ist es, aus dem Vergleich verschiedener Szenarien Erkenntnisse über wichtige Wirkungsmechanismen bei der Entwicklung des Energiesektors mit besonderem Fokus auf dem Stromsektor zu gewinnen. In den folgenden Abschnitten werden die Unterschiede zwischen *Referenz-* und *Basisszenario* analysiert. Die zentralen Treiber, die die beiden Szenarien unterscheiden, sind die Entwicklung des $CO_2$-Preises, die Vorgabe von Mindest-EE-Anteilen in Deutschland sowie teilweise Vorgaben für den Ausbau bestimmter EE-Technologien. Während im *Referenzszenario* der $CO_2$-Preis bis auf 30 EUR/t im Jahr 2050 ansteigt, wird im *Basisszenario* ein deutlich höheres Niveau von 100 EUR/t unterstellt, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

### 7.4.1 Stromerzeugung

Zentrale Unterschiede im Erzeugungsmix zeigen sich bei der Stromerzeugung der Kohletechnologien und der Erneuerbaren Energien. In Europa außerhalb Deutschlands entwickelt sich die Stromerzeugung aus Kohle im *Referenzszenario* insgesamt auf deutlich höherem Niveau. Die Erzeugung aus Steinkohle und Braunkohle steigt in der Region Europa ohne Deutschland von ca. 640 TWh im Jahr 2013 bis auf ca. 870 TWh im Jahr 2020 an und sinkt dann bis 2050 wieder auf ca. 430 TWh. Im *Basisszenario* kommt es hingegen durch den hohen Preisdruck aufgrund des $CO_2$-Preises zu einer deutlichen Abnahme der Kohleverstromung. Es kommt nur anfangs zu sehr geringen Neubauten von Steinkohlekraftwerken ohne Wärmeauskopplung. Die gesamte Stromerzeugung aus Kohletechnologien im Jahr 2050 beträgt in der betrachteten Region lediglich 9 TWh.

Der deutliche Rückgang der Kohletechnologien wird im *Basisszenario* durch einen deutlich höheren Ausbau der Erneuerbaren Energien kompensiert. Im *Basisszenario* fällt die europäische Stromerzeugung aus Wind-Onshore ca. 440 TWh höher aus. Der Ausbau der PV fällt hingegen lediglich 80 TWh höher aus. Die Gründe für den deutlichen höheren Ausbau der Windenergie liegen zum einen in den größeren kostengünstigen Potenzialen der Windenergie in der Gesamtregion und zum anderen in der Profilierung der PV-Einspeisung. Aufgrund der Konzentration der Einspeisung auf wenige Stunden des Tages ist eine kostengünstige Integration der PV ab einem gewissen Ausbauniveau deutlich schwieriger.

Im Bereich der Stromerzeugung aus Erdgas zeigt sich in beiden Szenarien ein vergleichbarer Trend, die Ursachen dafür sind jedoch unterschiedlich. Die Stromerzeugung aus Erdgas sinkt von 450 TWh im Jahr 2013 bis unter 10 TWh im Jahr 2050. Im *Referenzszenario* ist die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken aufgrund der hinterlegten Brennstoffpreisentwicklung zu keinem Zeitpunkt für größere Bandbreiten der Auslastung mit der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken konkurrenzfähig. Im Zeitverlauf verliert die Technologie auch stark an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den erneuerbaren Energien. Im *Basisszenario* ergibt sich ein veränderter Wirkmechanismus: In den ersten zwei Stützjahren 2020 und 2030 sind Gaskraftwerke nicht oder nur kaum konkurrenzfähig zu Kohlekraftwerken. In den letzten Dekaden sind sie aufgrund des höheren $CO_2$-Preises deutlich günstiger als Kohlekraftwerke, aber den erneuerbaren Energien in Bezug auf spezifische Kosten deutlich unterlegen. Gaskraftwerke werden nur noch zur Deckung von Residuallastspitzen eingesetzt. Dieser Einsatz ist jedoch zeitlich stark begrenzt und führt entsprechend nicht zu größeren Erzeugungsmengen.

Generell zeigt sich, dass erneuerbare Energien in beiden Szenarien an Bedeutung gewinnen. Die Transformation des Energiesystems hin zu Stromerzeugung aus regenerativen Energien erweist sich in beiden Szenarien als kosteneffizient; aber während sie im *Referenzszenario* sowohl in Deutschland als auch in Europa zu langsam voranschreitet, um ambitionierte Klimaschutzziele umzusetzen, erfolgt sie im *Basisszenario* deutlich schneller. Der Unterschied zwischen den Szenarien ist also weniger ob erneuerbare Energien sich durchsetzen, sondern wann, wenn ein gewisses Ambitionsniveau des Klimaschutzes unterstellt wird.

### 7.4.2 Analyse stundenscharfer Erzeugung in Deutschland

Im Vergleich der stundenscharfen Erzeugung für die ausgewählten Kalenderwochen in der folgenden Darstellung zeigen sich noch einmal deutlich die Parallelen und Unterschiede zwischen *Referenzszenario* und *Basisszenario*. In beiden Szenarien wird in Zeiten geringer EE-Erzeugung in Deutschland Strom aus dem Ausland importiert, während in Zeiten sehr hoher erneuerbarer Stromerzeugung exportiert wird. Im direkten Vergleich wird deutlich, dass das kohlebasierte Grundlastband des *Referenzszenarios* im *Basisszenario* durch einen deutlich höheren Anteil erneuerbarer Energien ersetzt wird. Die geringere Bedeutung der KWK im Jahr 2050 des *Basisszenarios* und der deutlich flexiblere Einsatz, der teilweise komplett unterbrochen wird, zeigen sich im direkten Vergleich ebenfalls sehr deutlich. Die Rolle und die optimale technische Auslegung der KWK hängen damit stark

vom Ambitionsniveau der Klimaschutzbestrebungen und der Ausgestaltung der anderen Komponenten des europäischen Stromsystems ab.

Gerade die stundenscharfe Analyse verdeutlicht aber auch noch einmal, wie gut im Modell die einzelnen Komponenten des Systems aufeinander abgestimmt sind. Dies gilt bereits für das *Referenzszenario*, aber noch deutlich stärker für das *Basisszenario*. Eine Dekarbonisierung des Stromsektors ist ohne einen starken Ausbau fluktuierender Erneuerbarer Energien de facto kaum möglich. Eine Integration hoher EE-Anteile ist wiederum ohne internationale Kooperation und Koordination nicht kosteneffizient umsetzbar.

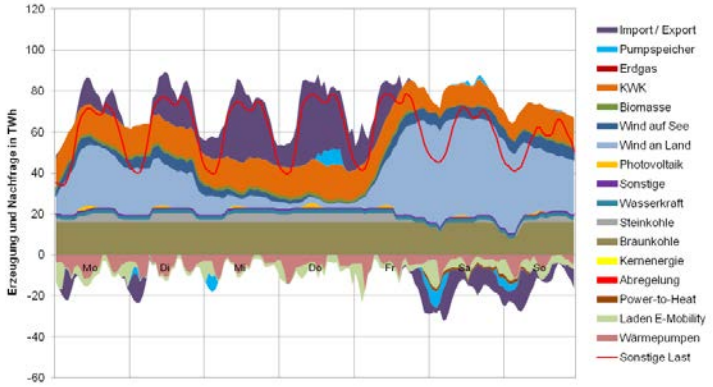
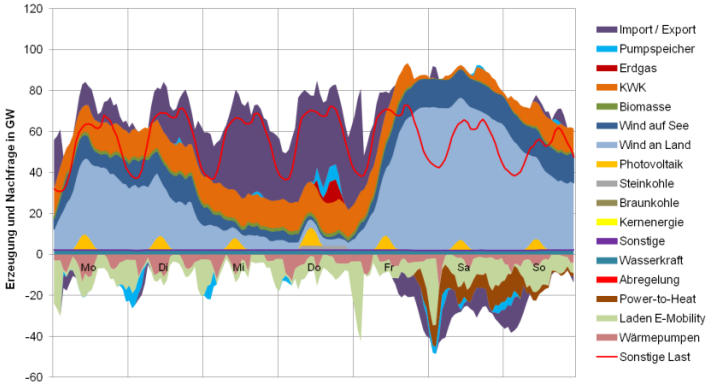
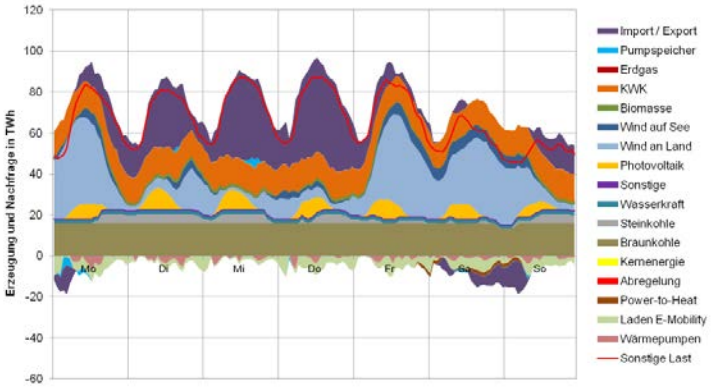
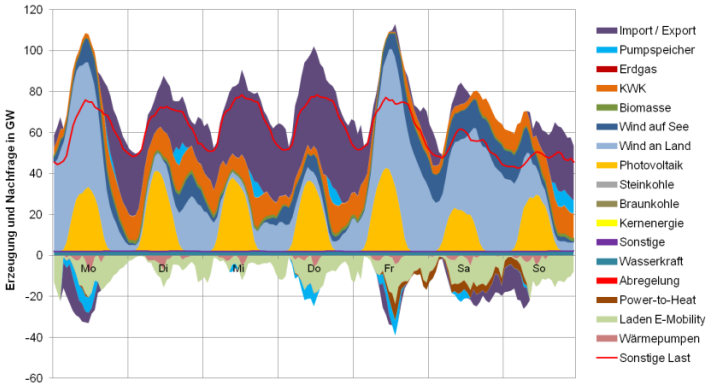
| | |
|---|---|
| Winter 2050<br>*Referenzszenario*<br>Kalenderwoche 2 |  |
| Winter 2050<br>*Basisszenario*<br>Kalenderwoche 2 |  |
| Sommer 2050<br>*Referenzszenario*<br>Kalenderwoche<br>24 |  |
| Sommer 2050<br>*Basisszenario*<br>Kalenderwoche<br>24 |  |

Abbildung 126: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland im Szenarienvergleich

### 7.4.3 Stromhandel

Ein weiterer deutlicher Unterschied im Szenarienvergleich zeigt sich in der Entwicklung des Stromhandels. Das Handelsvolumen ist im *Basisszenario* deutlich größer als im *Referenzszenario*. Während im *Referenzszenario* der Regionen überschreitende Stromhandel ca. 21 % der Stromnachfrage im Jahr 2050 erreicht, steigt im *Basisszenario* der Stromhandel bis zum Jahr 2050 auf 41 %. Zentraler Grund für diese Entwicklung ist der deutlich größere Ausgleichsbedarf über die Regionengrenzen hinweg, der sich durch den stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien im *Basisszenario* ergibt. Eine wichtige Erkenntnis aus dem Vergleich der Szenarien ist in diesem Zusammenhang, dass die bedeutenden „Handelsrouten“ beider Szenarien identisch sind.

### 7.4.4 Regionaler Ausbau

Die grundsätzlichen Trends im regionalen Ausbau erneuerbarer Energien sind ebenfalls in beiden Szenarien vergleichbar, der Unterschied liegt eher in der Ausbaugeschwindigkeit. In beiden Szenarien ist Wind-Onshore eine sehr wichtige Erzeugungstechnologie, die trotz Berücksichtigung der Kosten für den Netzausbau an den besten Standorten fokussiert wird. Der Ausbau wird dadurch stark an den Küsten von Atlantik und Nordsee konzentriert und wächst im Laufe des Ausbaus schrittweise in das Binnenland. Ein eindrückliches Ergebnis aus dem Szenarienvergleich ist, dass in beiden Szenarien die küstennahen Potenziale vollständig ausgebaut werden, da sie sehr wettbewerbsfähig sind. Da beide Szenarien ein sehr großes Spektrum von $CO_2$-Preisen im Jahr 2050 abdecken, ist dieses Ergebnis als sehr robust zu betrachten. Die Wirkung weiterer Einschränkungen im Netzausbau wird in einem weiteren Szenario untersucht (siehe Berichtsmodul 4 zum Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“).

### 7.4.5 Stromnetze

#### 7.4.5.1 Europäischer Netzausbau

Nachfolgend werden die Ergebnisse bezüglich des europäischen Netzausbaus für das *Basis*- und *Referenzszenario* im Vergleich und zwar für die beiden in Abschnitten 7.2.3.1 bzw. 7.3.3.1 eingeführten Auswertungsgrößen „entfernungsgewichtete Stromtransporte“ und „kumulierter längengewichteter Ausbau an Handelskapazitäten“ dargestellt.

Abbildung 127 zeigt, wie sich die entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basis*- und *Referenzszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Die bereits deutliche Zunahme des europäischen Stromaustauschs im *Referenzszenario* wird im *Basisszenario* noch einmal deutlich übertroffen und liegt im Betrachtungsjahr 2050 mit 790.000 TWh*km noch einmal 220.000 TWh*km und damit rund 40 % über dem Wert des *Referenzszenarios.* In beiden Szenarien wird der Stromaustausch unter Gesichtspunkten einer Kostenoptimierung ermittelt. Dies zeigt, dass langfristig ein deutlich stärkerer europäischer Stromaustausch zu einem kosteneffizienten Energiesystem beiträgt und zwar unabhängig davon, ob man sich in Richtung eines mit den deutschen Energie- und Klimazielen konformen System (*Basisszenario*) entwickelt oder ein wenig ambitionierter Dekarbonisierungs- und EE-Ausbaupfad verfolgt wird (*Referenzszenario*). Allerdings ist der europäische Stromaustausch in einem ambitionierten Szenario noch einmal deutlich relevanter.

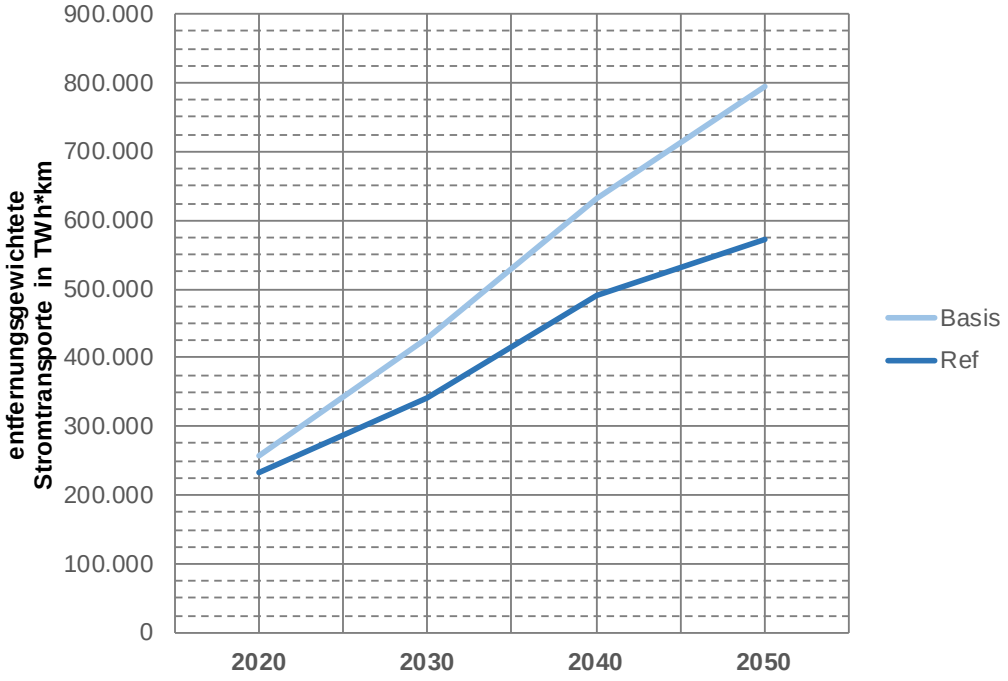



Abbildung 127: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Basis*- und *Referenzszenario* in Europa bis 2050

Dies bestätigt sich auch bei der vergleichenden Betrachtung des längengewichteten Ausbaus der Handelskapazitäten, der in Abbildung 128 im Vergleich von *Basis*- und *Referenzszenario* dargestellt ist. In beiden Szenarien liegt der kostenoptimale Ausbau der Handelskapazitäten erheblich über dem exogen vorgegebenen Ausbau. Im *Basisszenario* liegt der kumulierte Ausbau in 2050 aber ebenfalls noch einmal rund 40 % über dem Wert des *Referenzszenarios*. Hierbei ist zu beachten,

dass die Kosten für den Netzausbau im *Basisszenario* höher sind als im *Referenzszenario*, da im *Basisszenario* ein höherer Verkabelungsgrad angenommen wird (vgl. Abschnitt 7.1.3.1 und Tabelle 47).

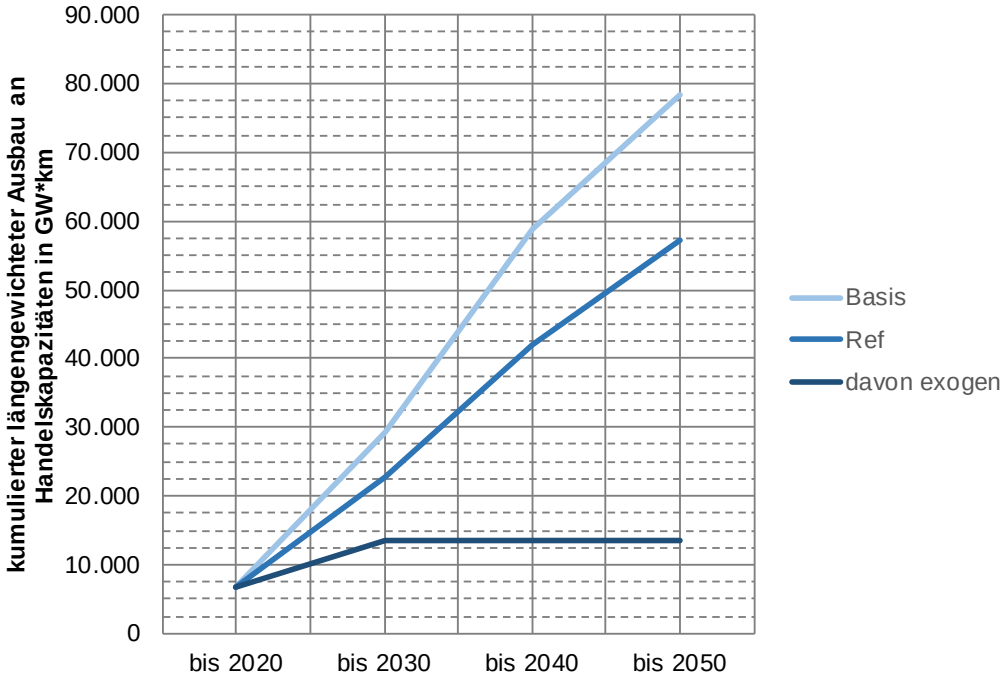



Abbildung 128 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Basis*- und *Referenzszenario* in Europa bis 2050

### 7.4.5.2 Deutsches Übertragungsnetz

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz ist es grundsätzliches Ziel der Untersuchungen, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze zu ermitteln. Diese Anforderungen ergeben sich aus einer Veränderung (Zunahme) der kostenoptimalen Transportkapazitäten. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden soll. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

Sowohl für das *Basis*- als auch für das *Referenzszenario* werden dieselben exogen festgelegten Netzausbauprojekte umgesetzt. Der notwendige endogene Netzausbau bezieht sich somit in beiden Szenarien auf dasselbe heutige Netz nach Umsetzung dieser festgelegten Netzausbaumaßnahmen, das im Falle von unzulässigen Netzbelastungen ausgebaut oder verstärkt werden muss. Um grundsätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz im *Basis*- und *Referenzszenario* miteinander zu vergleichen, eignet sich eine Gegenüberstellung der Netzbelastungen in 2050 vor Netzausbau. Davon losgelöst kann es natürlich auch in den Jahren davor zu unterschiedlichen Netzbelastungen kommen, die den detaillierten Ergebniskapiteln der jeweiligen Szenarien entnommen werden können. Folgende Grafik stellt die Ergebnisse der (n-1)-Netzsicherheitsuntersuchungen des *Basis*- und *Referenzszenarios* gegenüber.

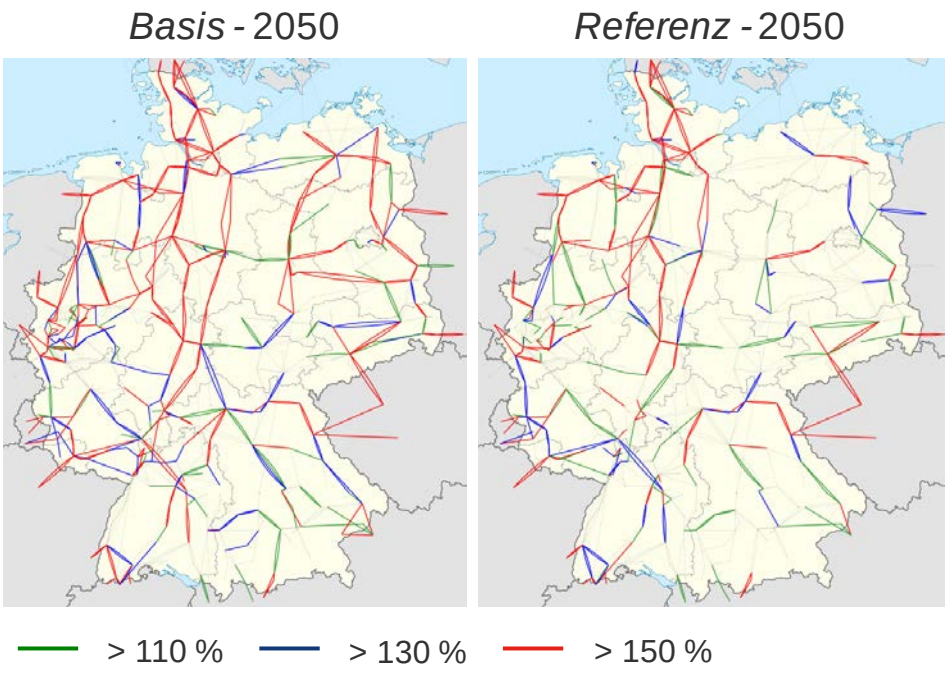



Abbildung 129: Gegenüberstellung der maximalen (n-1)-Leitungsbelastungen im *Basis*- und *Referenzszenario* in 2050 vor endogenem Netzausbau

Die Netzsicherheitsuntersuchungen der beiden Szenarien zeigen auf, dass die Netzsituation im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* vor Netzausbau als deutlich kritischer eingestuft werden kann, da die Netzbelastungen im *Basisszenario* sowohl in ihrer Höhe als auch in ihrer geografischen Ausdehnung deut-

lich umfangreicher sind. Diese Erkenntnis gilt dabei grundsätzlich für Gesamtdeutschland, wobei der Effekt im Nordosten und Osten von Deutschland besonders stark ausgeprägt ist. Dies liegt im Wesentlichen im deutlich unterschiedlichen Ausbau von EE-Anlagen sowie der konzentrierten Ansiedlung der Windenergieanlagen an der Nordseeküste im *Referenzszenario*, verbunden mit dem nicht vorhandenen Offshore-Ausbau in der Ostsee im *Referenzszenario*.

In beiden Szenarien wird die Netzbelastung durch einen ausgeprägten Stromhandel Deutschlands mit den europäischen Nachbarn getrieben.

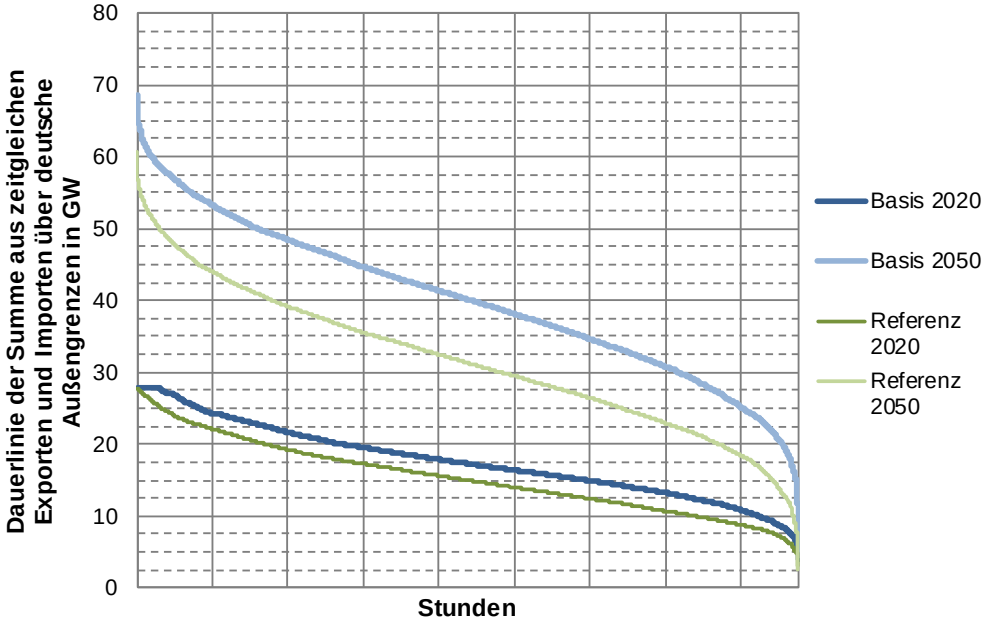



Abbildung 130: Gegenüberstellung des Austauschvolumens im *Basis*- und *Referenzszenario*

In beiden Szenarien steigen die Handelsflüsse über die deutschen Grenzen bis 2050 gegenüber 2020 deutlich an, die im *Referenzszenario* allerdings etwas schwächer ausgeprägt sind. In der Spitze beträgt der stündliche Handelsfluss 2050 im *Basisszenario* knapp 69 GW, im *Referenzszenario* 61 GW. Auch der durchschnittliche Transit ist mit etwa 18 GW im *Referenzszenario* im Vergleich zum *Basisszenario* etwas geringer (24 GW).

Auch der grenzscharfe Austausch mit den Nachbarländern ist in der Aufteilung vergleichbar, wenn auch im *Referenzszenario* grundsätzlich etwas schwächer ausgeprägt.

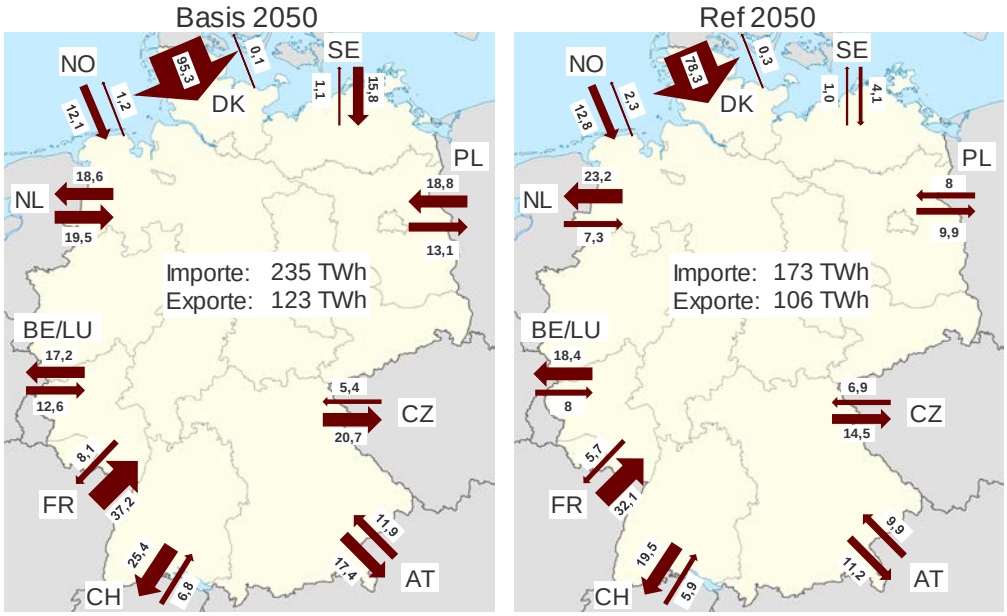
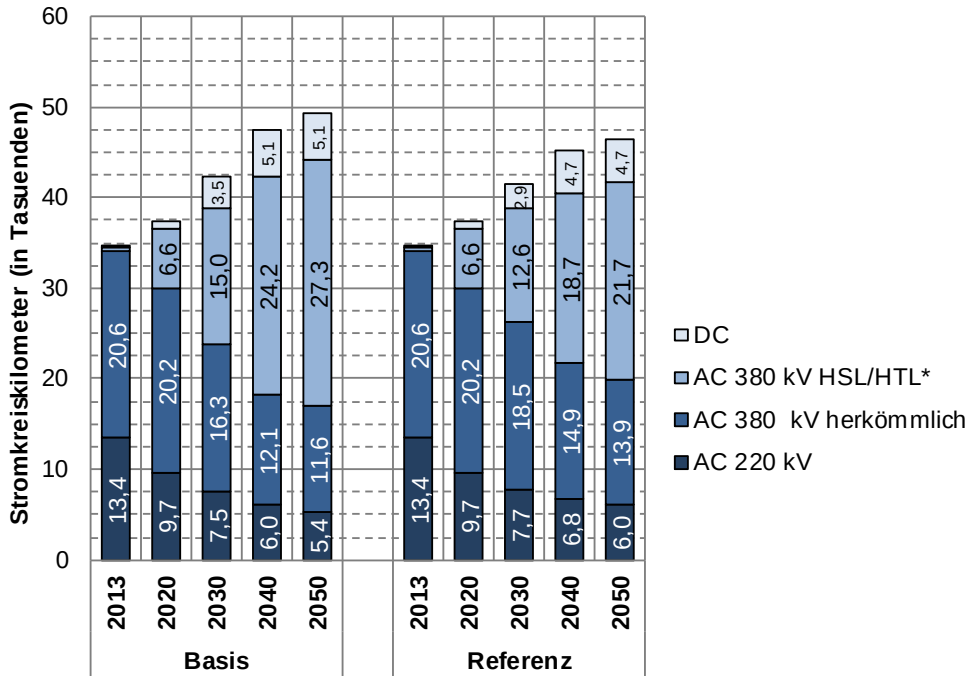



Abbildung 131: Gegenüberstellung des grenzscharfen Austauschvolumens im *Basis*- und *Referenzszenario* in 2050

Den größten Unterschied zwischen den Szenarien bildet der Stromaustausch mit Schweden und Polen, der im *Referenzszenario* jeweils deutlich geringer ist als im *Basisszenario*. Hierdurch ist auch die oben beschriebene, deutlich geringere Netzbelastung im Nordosten und Osten Deutschlands im *Referenzszenario* zu erklären.

Auf dieser Grundlage ist ebenfalls der unterschiedliche Umfang an notwendigen Netzausbaumaßnahmen zu erklären. In folgender Grafik sind für die beiden Szenarien die zusätzlich in Betrieb genommenen Stromkreiskilometer über den Betrachtungszeitraum dargestellt.




* gemäß Annahmen berücksichtigen alle endogen ermittelten AC-Maßnahmen einen festgelegten Verkabelungsanteil, der in den hier dargestellten Kilometern enthalten ist

Abbildung 132: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basis*- und *Referenzszenario* (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

Im Vergleich zum *Basisszenario* kann für das *Referenzszenario* festgehalten werden, dass die insgesamt benötigten Stromkreiskilometer zwar niedriger ausfallen und zusätzlich auch später benötigt werden, jedoch in beiden Szenarien umfangreicher Netzausbau notwendig ist. Bereits in 2030 übersteigt der notwendige Netzausbau (über exogen hinausgehend) des *Basisszenarios* den des *Referenzszenarios* um etwa 3.000 km. Bis 2040 vergrößert sich die Differenz auf 5.900 km. In der letzten Dekade des Optimierungszeitraums liegt der Netzausbau in beiden Szenarien mit etwa 3.000 km auf vergleichbarem Niveau. Somit unterschreitet der in 2050 notwendige Netzausbau im *Referenzszenario* weiterhin den notwendigen Netzausbau des *Basisszenarios* bis 2040.

Diese Unterschiede sind auch in den Investitionen zu erkennen, die für die beiden Szenarien in folgender Grafik dargestellt sind.

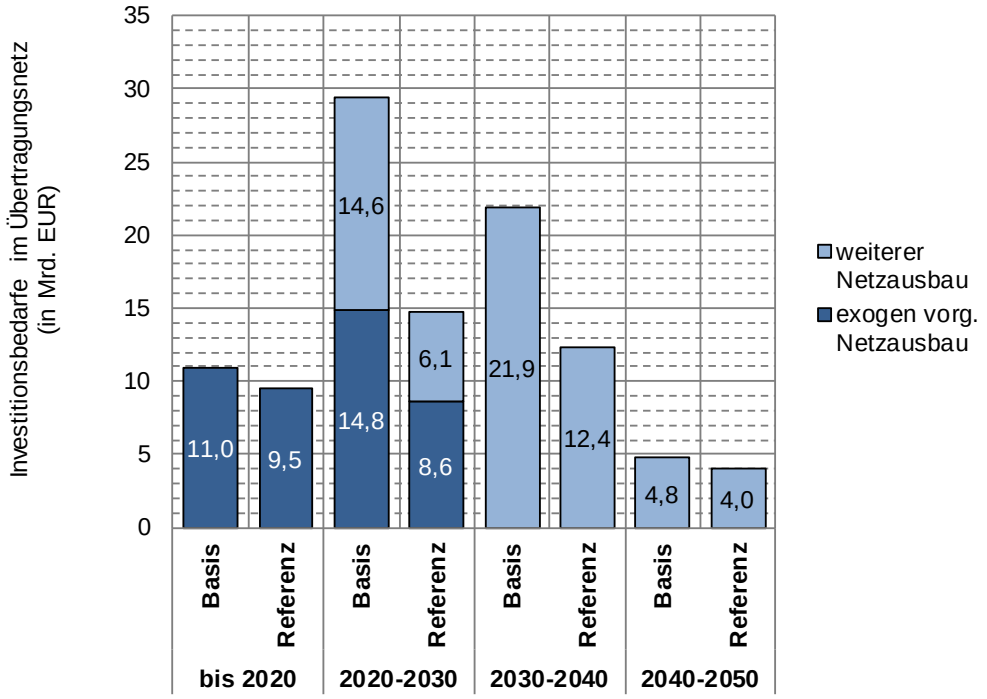



Abbildung 133: Gegenüberstellung der Investitionen im *Basis*- und *Referenzszenario*

Bei der Gegenüberstellung der Investitionen ist zu beachten, dass

- der Netzausbau im *Referenzszenario* später erfolgt,
- er in seiner Höhe unter dem des *Basisszenarios* liegt und
- er deutlich niedrigere Investitionskosten auf Basis eines geringeren Verkabelungsgrades aufweist.

Insbesondere der letzte Punkt beeinflusst bereits die unterschiedlichen Investitionen für die exogen vorgegebenen Netzausbauten bis 2020 und 2030. Während die Summe der exogen induzierten Netzausbaukosten im *Referenzszenario* bei 18 Mrd. EUR liegt, liegen diese Kosten für das *Basisszenario* bereits bei 26 Mrd. EUR. Da die leitungsspezifischen Investitionskosten des endogenen Netzausbaus im *Basisszenario* aufgrund des höheren Verkabelungsgrades deutlich stärker ansteigen als im *Referenzszenario*, geht die Schere der Kosten für Netzinvestitionen über die Jahre bis 2050 deutlich weiter auseinander. In Summe liegt die Höhe der endogenen Investitionen in Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im *Basisszenario* bei über 41 Mrd. EUR, während sie im *Referenzszenario* in Summe lediglich 22,5 Mrd. EUR beträgt.

Entsprechend liegen auch die annuitätischen Netzkosten im *Basisszenario* deutlich über den Kosten im *Referenzszenario* (s. Abbildung 134).

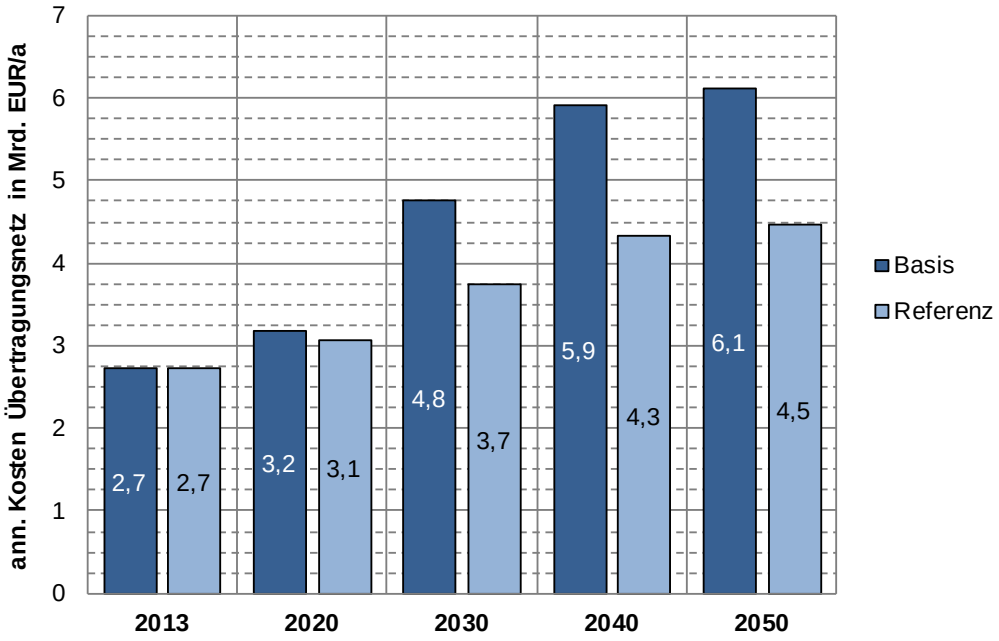



Abbildung 134: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*- und *Referenzszenario*

In beiden Szenarien steigen die annuitätischen Netzkosten gegenüber heute deutlich an, liegen im *Basisszenario* aber bereits ab 2030 jeweils deutlich über den annuitätischen Kosten des *Referenzszenarios*. In 2050 beträgt die Differenz etwa 1,6 Mrd. EUR im Jahr, was etwa 58 % der heutigen annuitätischen Kosten entspricht. Bereits ab 2030 liegen die annuitätischen Netzkosten des *Basisszenarios* über den annuitätischen Netzkosten im *Referenzszenario*, die über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 notwendig sind.

Würde man den Verkabelungsgrad und somit auch die spezifischen Kosten im *Referenzszenario* denen des *Basisszenarios* angleichen, lägen die Ergebnisse deutlich näher beieinander: Die kumulierten Investitionskosten des *Referenzszenarios* würden dann mit etwa 32 Mrd. EUR deutlich näher an die Kosten des *Basisszenarios* in Höhe von 41 Mrd. EUR heranreichen. Annuitätisch würde der Kostenunterschied im *Referenzszenario* entsprechend bei 5,7 Mrd. EUR/a (2050) gegenüber 2,7 Mrd. EUR/a (2013) und somit bei einem relativen Kostenzuwachs von 108 % liegen (*Basisszenario* 125 %). Allerdings müsste bei einer konsequenten Übernahme des Verkabelungsgrades auch berücksichtigt werden, dass der mögliche Kostenvorteil von Netzausbaumaßnahmen gegenüber anderen Investitionsmaß-

nahmen (bspw. in Speicher oder Verlagerung von EE) im *Referenzszenario* abnimmt und in der Konsequenz Netzausbau aufgrund der abnehmenden Attraktivität tendenziell in geringerem Umfang durchgeführt werden könnte.

#### 7.4.5.3 Deutsche Verteilungsnetze

**Anforderungen an Verteilungsnetze**

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen. Auf der Erzeugungsseite sind erhebliche Unterschiede zwischen dem *Referenzszenario* und dem *Basisszenario* festzustellen. Während im *Basisszenario* ein Zubau von EE-Anlagen in allen EE-Technologien in großem Umfang stattfindet, ist im *Referenzszenario* je nach EE-Technologie nur ein geringer Zubau oder sogar ein massiver Rückbau zu verzeichnen.

Die Entwicklungen auf der Lastseite sind hingegen in beiden Szenarien näherungsweise gleich. Es ergibt sich eine Lastzunahme, die im Wesentlichen auf einen Zuwachs des Einsatzes von Wärmepumpen und im Bereich Elektromobilität zurückzuführen ist.

In Abbildung 135 ist die für das Jahr 2050 installierte Leistung im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt und zwar differenziert nach Regionen und nach den EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergieanlagen. Dies sind die EE-Technologien, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen.

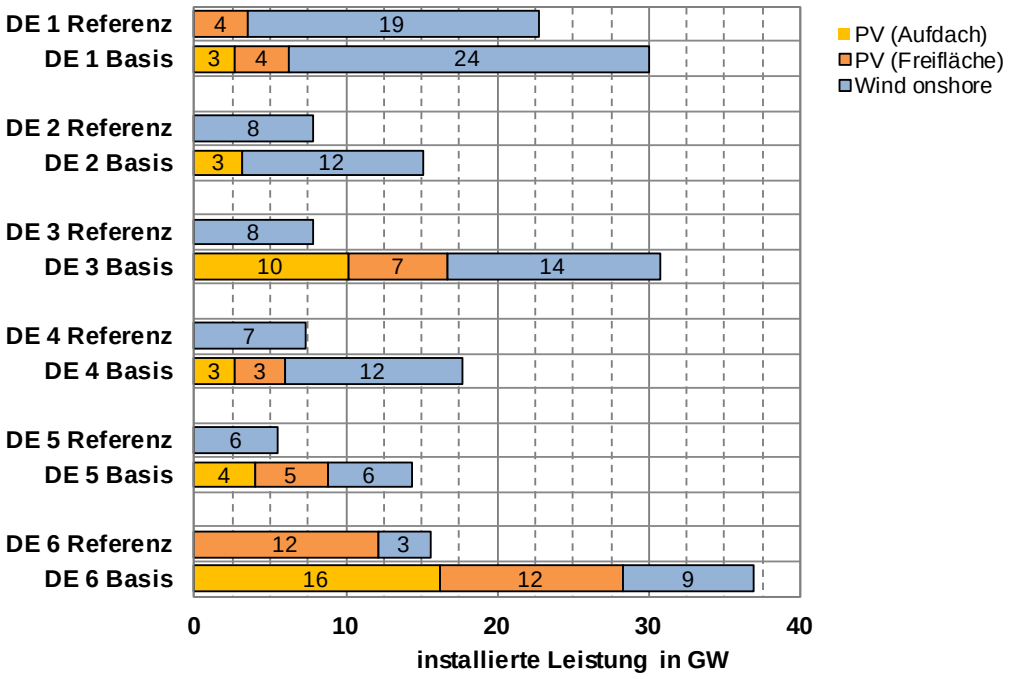



Abbildung 135: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)

In Summe sind im *Basisszenario* knapp 145 GW und im *Referenzszenario* lediglich gut 65 GW in den hier dargestellten drei EE-Technologien installiert. Während im *Basisszenario* alle drei Technologien in nennenswertem Umfang vorhanden sind, finden sich im *Referenzszenario* überwiegend Windenergieanlagen und in vergleichsweise geringem Umfang PV-Freiflächenanlagen. PV-Dachflächenanlagen sind hier in 2050 gar nicht mehr vorhanden.

Mit Blick auf den notwendigen Netzausbau ist zu beachten, dass die im *Basisszenario* in PV-Aufdachanlagen installierten Leistungen in allen Regionen unterhalb der Netzausbauschwellen (s. Abschnitt 7.1.3.2) liegen und damit praktisch keine Netzausbaukosten verursachen, so dass der Unterschied der Anforderungen an die Netze geringer ausfällt, als es der dargestellte Vergleich der in allen EE-Technologien installierten Leistungen nahelegt. Gleichwohl sind die Anforderungen auch ohne PV-Aufdachanlagen im *Basisszenario* durchweg höher als im *Referenzszenario*.

Gemeinsam ist beiden Szenarien, dass dargebotsbedingt der Schwerpunkt der Windenergieanlagen im Norden und, jedoch in deutlich geringerem Umfang, in der Mitte Deutschlands zu finden ist. Der größte Teil der in PV-Anlagen installierten Leistung befindet sich in beiden Fällen im Süden.

Die zeitgleiche Systemhöchstlast steigt in beiden Szenarien von heute gut 80 GW auf ca. 105 GW im Jahr 2050. Dieser Zuwachs vollzieht sich in beiden Fällen mehr oder weniger gleichmäßig über Gesamtdeutschland, so dass stark ausgeprägte regionale Unterschiede, wie sie auf der Erzeugungsseite zu verzeichnen sind, auf der Lastseite nicht zu verzeichnen sind. Insofern ergeben sich deutschlandweit in beiden Szenarien ein eher gleichmäßiger auf den Lastzuwachs zurückzuführender Netzausbau und ein regional stark unterschiedlicher EE-getriebener Netzausbau. (Siehe auch Exkurs „Netzausbaubedarf differenziert nach Last und EE“ in Abschnitt 7.3.3.3.)

**Entwicklung der Netzkosten**

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 136 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsnetzebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt.

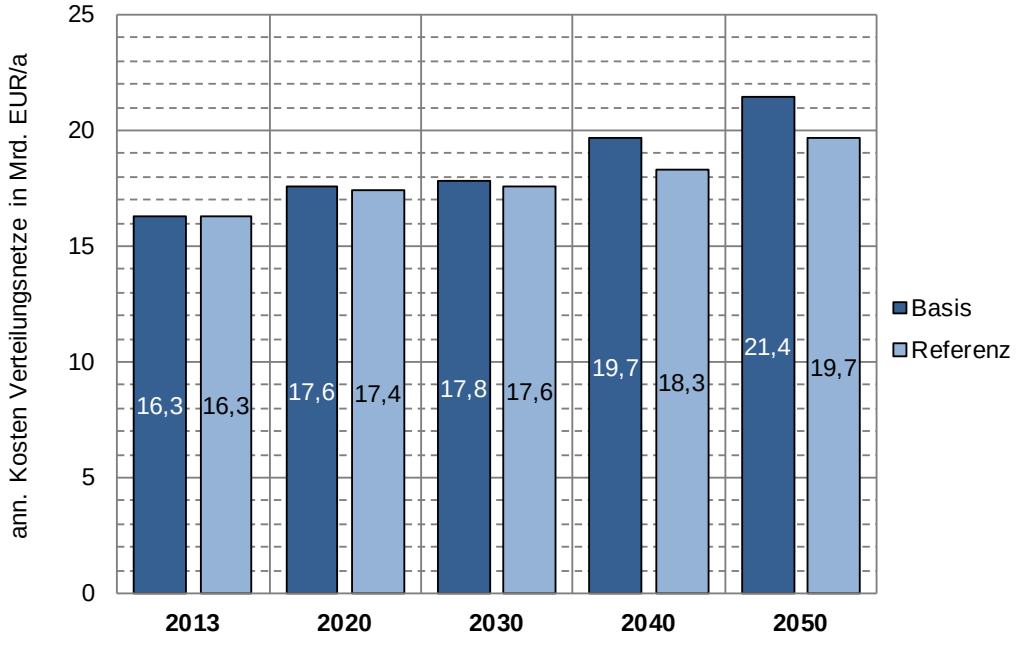



Abbildung 136: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)

Es zeigt sich bis zum Jahr 2030 in beiden Fällen ein ähnlicher Anstieg der Netzkosten um bis dahin ca. 10 %. Erst danach treten deutliche Unterschiede im Vergleich der beiden Szenarien auf. Während die Kosten im *Referenzszenario* bis

zum Jahr 2050 um ca. 20 % gegenüber heute ansteigen, liegt der Anstieg im *Basisszenario* mit gut 30 % um mehr als die Hälfte darüber.

**Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber**

In Abbildung 137 ist der diesem Kostenanstieg zugrunde liegende Anstieg der Netzmengen differenziert nach Netzebenen im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt. Der Begriff Netzmengen steht in den Leitungsebenen, also den Netzebenen 7 (NS), 5 (MS) und 3 (HS) für Leitungs-/Trassenlängen und in den Netzebenen 6 (MS/NS), 4 (HS/MS) und 2 (HöS/HS) für die Zahl der Stationen/Umspannwerke. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Netzmengen normiert auf die heutigen Werte (s. Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

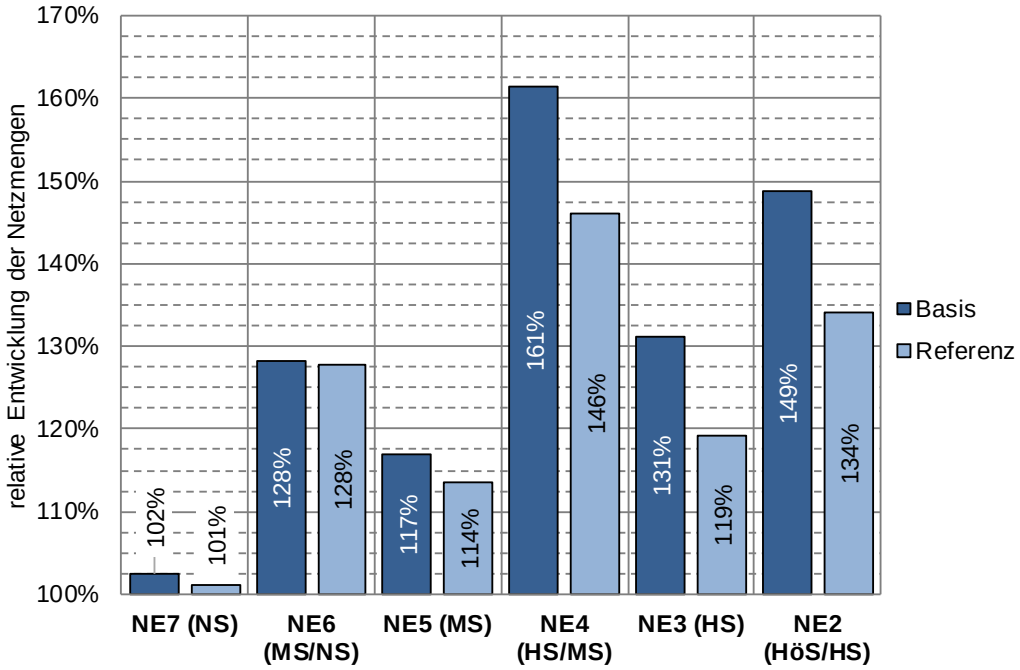



Abbildung 137: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)

Der Netzmengenzuwachs ist in beiden Szenarien in der Netzebene 4 am größten und liegt sogar oberhalb desjenigen der Netzebene 2. Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen in beiden Fällen ein tendenziell größerer Netzmengenanstieg in den Umspannebenen als in den Leitungsebenen, was auf die in Abschnitt 7.3.3.3 beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Dass in

beiden Fällen in der Netzebene 7 praktisch kein Anstieg zu verzeichnen ist, ist beim *Referenzszenario* darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario keine EE-Anlagen mit Anschluss in Netzebene 7 gebaut werden und somit kein Leitungsmehrbedarf entsteht. Beim *Basisszenario* gibt es hingegen einen nennenswerten Zubau an EE-Anlagen mit Anschluss in Netzebene 7 (vorwiegend PV-Dachanlagen), die in aller Regel „hinter" einem bereits vorhandenen Netz-/Hausanschluss angeschlossen werden, so dass grundsätzlich keine zusätzlichen Leitungstrassen im Netz der allgemeinen Versorgung erforderlich werden. Etwaige leistungsbedingte Leitungsverstärkungen, die in der Praxis häufig in Form von Querschnittserhöhungen vorgenommen werden, führen im Allgemeinen nicht zu einer Zunahme der Trassenlänge, wohl aber zu einer Zunahme der Netzkosten.

**Regionale Unterschiede**

In Abbildung 138 werden schließlich die annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt.

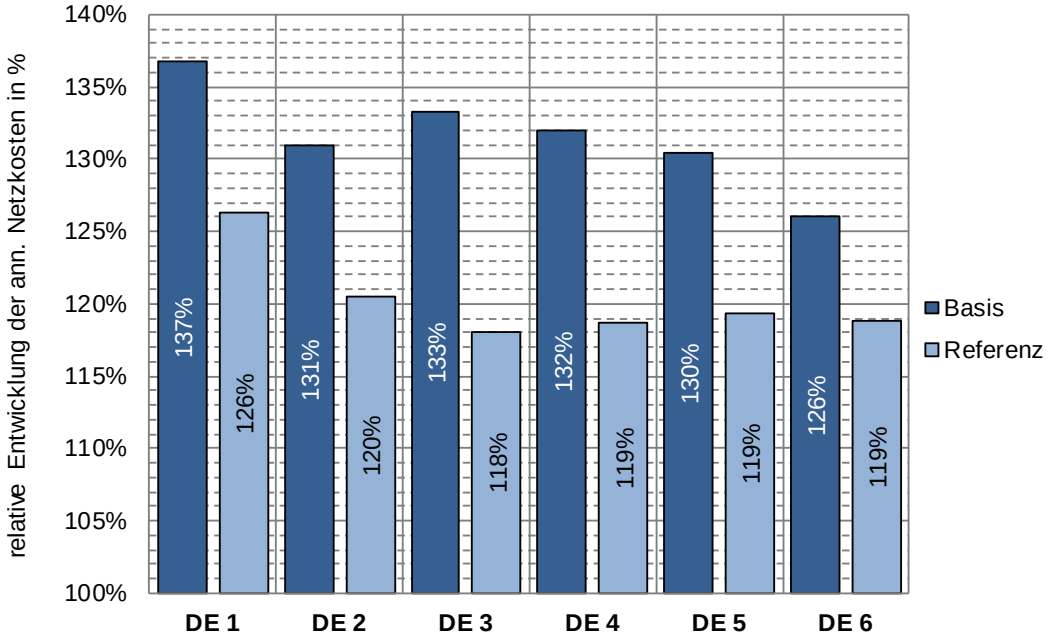



Abbildung 138: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis*- und *Referenzszenario*)

Die Netzkosten liegen in allen Regionen im *Basisszenario* deutlich über denen des *Referenzszenarios*. In beiden Fällen ist der Anstieg in der Region „DE 1" im Nor-

den Deutschlands am höchsten. Während der Kostenanstieg beim *Referenzszenario* in allen übrigen Regionen näherungsweise gleich ist, sind beim *Basisszenario* gewisse Unterschiede ersichtlich. Insbesondere ist der Kostenanstieg in Region „DE 6“ (Süddeutschland) hier niedriger als in den übrigen Regionen.

Rund 20 % des Kostenanstiegs werden in beiden Szenarien und in allen Regionen durch den Lastanstieg verursacht, der deutschlandweit in beiden Fällen mehr oder weniger einheitlich ist. Der darüber hinausgehende Kostenanstieg ist auf den in den beiden Szenarien deutlich unterschiedlichen EE-Zubau zurückzuführen.

Die hier dargestellten relativen Veränderungen der annuitätischen Netzkosten der in diesem Abschnitt betrachteten Netzebenen 2 bis 7 können in grober Näherung als Indikator für Veränderungen der bei der heutigen Netzentgeltsystematik ausschließlich von den Endverbrauchern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte herangezogen werden.

### 7.4.6 Kostenvergleich Referenz- und Basisszenario

Im Folgenden werden die in den Abschnitten 7.2.4 und 7.3.4 diskutierten Kosten des deutschen Stromsystems miteinander verglichen. Die Differenzen der einzelnen Kostenkomponenten sind in Tabelle 67 bzw. Abbildung 139 dargestellt.

Generell sind die Kosten erneuerbarer Energien im *Basisszenario* aufgrund der zusätzlichen Nebenbedingungen höher als im *Referenzszenario*. Bis 2030 ergibt sich die größte Differenz dabei aus dem 8,5 GW höheren Ausbau von Wind-Offshore der zu beträchtlichen Mehrkosten führt. Ab 2040 sind die Mehrkosten durch PV und Wind-Onshore jeweils höher. Die Mehrkosten der PV steigen vor allem dadurch, dass das Modell im *Referenzszenario* die Möglichkeit hat, die installierte Leistung unter 52 GW sinken zu lassen. Die Mehrkosten für Wind-Onshore sinken in der letzten Dekade, da das Modell dann vor dem Hintergrund der im *Referenzszenario* steigenden $CO_2$- und Brennstoffpreise auch in diesem Szenario Wind-Onshore weiter ausbaut.

Ebenfalls erwartungsgemäß ergeben sich im *Basisszenario* Minderkosten im Bereich der Kohleverstromung. Die Differenz steigt im Laufe der Zeit an, da Kohlekraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt werden. Demgegenüber ergeben sich im *Basisszenario* Mehrkosten für Stromerzeugung aus Erdgas, die zum größten Teil in KWK-Kraftwerken stattfindet.

Die höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland werden des Weiteren teilweise durch Stromexport wieder kompensiert. Im *Basisszenario* wird mehr Strom exportiert, dessen Wert den im *Referenzszenario* um bis zu 5,2 Mrd. EUR

(in 2030) übersteigt. In 2050 kehrt sich dies um: Der im *Basisszenario* höhere Import verursacht dann Mehrkosten von 2,5 Mrd. EUR. Dabei ist zu beachten, dass der Import aus Kosteneffizienzgründen stattfindet. Eine Erzeugung in Deutschland würde zu höheren Kosten führen.

Die Mehrkosten durch den Netzausbau nehmen ab 2030 kontinuierlich zu. Zunächst wird der größere Betrag dabei durch das Übertragungsnetz verursacht, in der letzten Dekade übersteigen die Mehrkosten des Verteilungsnetzes jedoch die des Übertragungsnetzes.

Bei den spezifischen Kosten des Stroms (bezogen auf die Endenergie) fällt auf, dass die Mehrkosten des *Basisszenarios* zwischen 2020 und 2030 deutlich zunehmen, danach aber verhältnismäßig konstant bleiben. Zwischen 2030 und 2050 sind die spezifischen Stromkosten zwischen 19 und 21 EUR/MWh höher. In diesem Zeitraum kompensieren sich viele der in den Kostenabschnitten 7.2.4 und 7.3.4 diskutierten Effekte so, dass es zu keinem weiteren relativen Anstieg der spezifischen Stromkosten kommt; sie sinken in beiden Szenarien ungefähr mit der gleichen Geschwindigkeit.

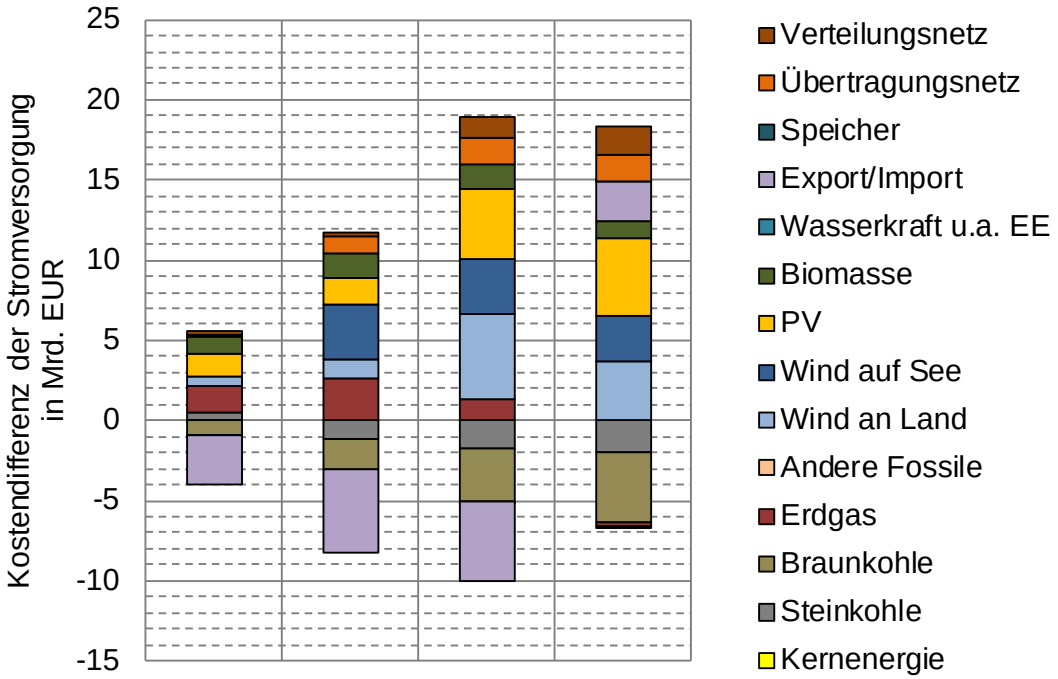



Abbildung 139: Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*, in Mrd. $EUR_{2010}$

(*Positive Werte entsprechen Mehrkosten im Basisszenario.*)

Tabelle 67: Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen *Basis*- und *Referenzszenario*, in Mio. $EUR_{2010}$

| | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Steinkohle | 479 | -1.152 | -1.790 | -1.942 |
| Braunkohle | -976 | -1.842 | -3.279 | -4.367 |
| Braunkohle mit CCS | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Erdgas | 1.720 | 2.584 | 1.303 | -298 |
| Andere Fossile | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Wind-Onshore | 547 | 1.221 | 5.338 | 3.637 |
| Wind-Offshore | 0 | 3.481 | 3.481 | 2.847 |
| PV | 1.402 | 1.596 | 4.317 | 4.936 |
| Biomasse | 1.103 | 1.584 | 1.555 | 954 |
| Wasserkraft u.a. EE | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Export/Import | -3.051 | -5.229 | -5.000 | 2.531 |
| Speicher | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Übertragungsnetz | 102 | 1.018 | 1.591 | 1.646 |
| Verteilungsnetz | 180 | 275 | 1.333 | 1.784 |
| **Gesamtsumme** | **1.506** | **3.535** | **8.848** | **11.730** |
| Endenergienachfrage [TWh] | -25 | -47 | -22 | -1 |
| *Spez. Kosten [EUR/MWh]* | *9,2* | *18,9* | *21,4* | *20,9* |

(*Positive Werte entsprechen Mehrkosten im Basisszenario.*)

# 8 Gesamtergebnisse für Deutschland im Referenz- und Basisszenario

In den folgenden Abschnitten werden übergeordnete Indikatoren für die beiden Szenarien ausgewertet, die sich im Wesentlichen aus den bereits diskutierten sektoralen Ergebnissen ableiten. Dies betrifft die Entwicklung der Emissionen, die Endenergie- und Primärenergieverbräuche sowie die systemanalytischen Differenzkosten.

## 8.1 Entwicklungen der THG-Emissionen

In den beiden folgenden Abschnitten werden die Entwicklungen der Emissionen im *Referenz-* und *Basisszenario* dargestellt. Die Emissionen einiger Quellen, die von der Modellierung in diesem Projekt nicht abgedeckt werden, werden aus der 1. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] übernommen. Im *Referenzszenario* stammen die Daten aus dem „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario“, im *Basisszenario* aus dem Szenario „Klimaschutzszenario 80“.

Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass diese im Folgenden zur besseren Vergleichbarkeit mit der Historie in der Abgrenzung des Nationalen Inventarberichts aufgeschlüsselt sind. Diese weicht in einigen Aspekten von der übrigen Aufschlüsselung der Ergebnisse dieses Berichts ab. Die Emissionsquelle „Energiewirtschaft“ umfasst im Gegensatz zu den Ergebnissen in Kapitel 7 nicht die Industriekraftwerke; diese werden in der Inventarlogik im Industriesektor bilanziert. In den sektoralen Ergebnissen in den vorhergehenden Teilen des Berichts, z. B. bezüglich der Energieverbräuche, fällt der Verbrauch von Energieträgern zur Wärmeerzeugung in die Industrie, der Verbrauch zur Stromerzeugung in den Umwandlungssektor. Im Folgenden enthält die Energiewirtschaft des Weiteren die flüchtigen Emissionen im Energiesektor, die aus der 1. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] übernommen wurden.

Im Verkehrssektor wird der internationale Verkehr, also Seeschifffahrt und internationale Flüge, nachrichtlich ausgewiesen. Die Zielszenarien streben aber eine

80%ige Reduktion gegenüber dem Basisjahr auch unter Berücksichtigung des internationalen Verkehrs an.[26]

Die nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft sind ebenfalls aus der 1. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] übernommen. Der Posten „Industrieprozesse“ enthält des Weiteren aus der gleichen Studie die Emissionen aus Produktverwendung sowie Nicht-$CO_2$-Emissionen aus Industrieprozessen. Die Unterscheidung zwischen energetischen und nichtenergetischen $CO_2$-Emissionen erfolgt wie in Kapitel 2 dargestellt.

### 8.1.1 Entwicklung der THG-Emissionen im Referenzszenario

Die Analyse zeigt, dass auch im *Referenzszenario* die Emissionen im Zeitverlauf in allen Bereichen deutlich sinken. Zwar werden alle Zwischenziele bezüglich der Emissionsminderung verfehlt, dennoch sinken die deutschen Emissionen bis 2050 um ca. 57 % bzw. um 54 %, wenn man den internationalen Verkehr berücksichtigt. Dabei sinken die energetischen Emissionen überproportional stark um ca. 59 %. Tabelle 68 bzw. Abbildung 140 stellen die Entwicklung der Emissionen im *Referenzszenario* dar.

26 Es scheint derzeit keine allgemein gültige Vorschrift oder Interpretation zu existieren, wie internationaler Verkehr und LULUCF in der Erreichung des Ziels einer Reduktion der THG-Emissionen um 80 bis 95 % berücksichtigt werden.

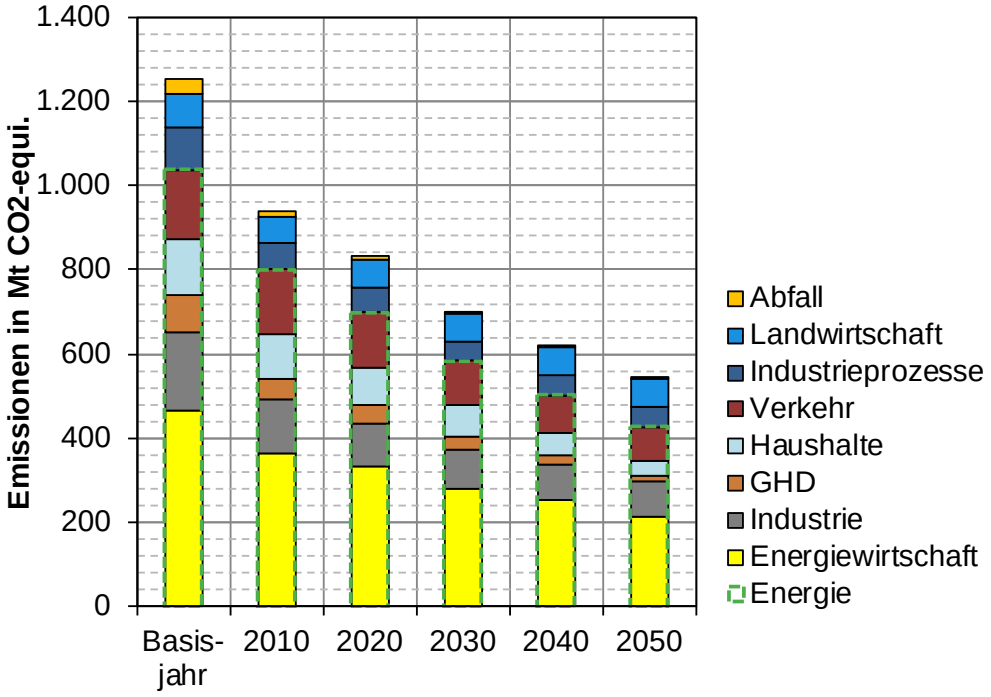



Abbildung 140: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Referenzszenario*

Die Gesamtemissionen sind das Ergebnis einer Vielzahl an Entwicklungen, die in den vorangegangenen Kapiteln diskutiert wurden. Wichtige übergeordnete Treiber der Emissionsreduktion sind insbesondere

- Effizienzfortschritte in allen Nachfragesektoren, die auch im *Referenzszenario* bereits stattfinden,
- Bevölkerungsrückgang sowie
- Sinken der Emissionen im Umwandlungssektor vor allem aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien.

Viele der Entwicklungen, die im *Basisszenario* zur Zielerreichung beitragen, besonders im Effizienzbereich, aber auch in der Transformation des Umwandlungssektors, sind also schon im *Referenzszenario* zu beobachten. Treiber der Effizienzbestrebungen sind dabei im Referenzszenario in vielen Bereichen der angenommene Anstieg der Energiekosten sowie in begrenztem Umfang der angenommene (moderate) Anstieg des $CO_2$-Preises. Die Reduktionen finden im *Referenzszenario* zwar ebenfalls statt, aber später bzw. langsamer als im *Basisszenario*. Technologien und Prozesse, die sich im *Basisszenario* durch unterstützende Maßnahmen zu einem früheren Zeitpunkt durchsetzen, werden im *Referenzszenario* erst später oder in geringerem Umfang eingesetzt. Die zur Zielerreichung fehlen-

den 23 bzw. 26 Prozentpunkte sind dabei nur auf den ersten Blick eine relativ geringe Verfehlung. Sie stellen eine große Lücke dar, die durch ambitioniertere Energie- und Klimapolitik geschlossen werden muss. Der Aufwand, der zur Erreichung einer Emissionsminderung zu tätigen ist, nimmt dabei mit voranschreitender Dekarbonisierung zu. Mit anderen Worten: Die letzten Prozentpunkte sind im Vergleich zu den ersten ungleich herausfordernder. Tabelle 69 zeigt die relative Entwicklung gegenüber dem Basisjahr[27].

Tabelle 68: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland im *Referenzszenario* in Mt-$CO_2$-eq

| | **Basis-jahr** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Energetische Emissionen** | **1036,7** | **800,3** | **698,3** | **583,9** | **502,5** | **426,6** |
| davon Energiewirtschaft | 465,3 | 365,7 | 332,2 | 280,1 | 251,2 | 214,9 |
| davon Industrie | 186,7 | 126,4 | 102,6 | 92,2 | 85,7 | 81,3 |
| *… davon Strom aus IKW* | | *28,7* | *19,4* | *24,6* | *30,3* | *27,5* |
| davon GHD | 88,4 | 49,9 | 43,5 | 33,0 | 22,6 | 14,8 |
| davon Haushalte | 131,9 | 106,7 | 89,2 | 72,1 | 53,5 | 37,3 |
| davon Verkehr | 164,4 | 151,7 | 130,8 | 106,5 | 89,6 | 78,4 |
| **Nichtenergetische Emissionen** | **217,6** | **139,1** | **132,5** | **117,0** | **118,1** | **117,8** |
| davon Industrieprozesse | 100,0 | 63,1 | 58,2 | 43,9 | 45,7 | 45,9 |
| davon Landwirtschaft | 79,6 | 62,3 | 67,8 | 67,7 | 67,7 | 67,7 |
| davon Abfall | 38,0 | 13,7 | 6,5 | 5,4 | 4,7 | 4,2 |
| **Gesamt ohne internat. Verkehr** | **1254,3** | **939,4** | **830,8** | **700,8** | **620,6** | **544,4** |
| *Senkung gegenüber. Basisjahr* | - | *25,1%* | *34,5%* | *44,0%* | *50,6%* | *56,6%* |
| Internationaler Verkehr | 18,6 | 33,3 | 37,7 | 41,7 | 45,1 | 41,6 |
| **Gesamt inkl. internat. Verkehr** | **1272,9** | **972,7** | **859,4** | **744,2** | **664,2** | **586,5** |

27 Für die meisten Emissionsquellen stellt 1990 das Basisjahr dar. Dies gilt nicht für alle Prozessemissionen außer $CO_2$, $CH_4$ und $N_2O$; für diese stellt 1995 das Basisjahr dar.

Tabelle 69: Reduktion der Emissionen gegenüber dem Basisjahr in Deutschland im *Referenzszenario*

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Energetische Emissionen** | **22,8%** | **32,6%** | **43,7%** | **51,5%** | **58,8%** |
| Energiewirtschaft | 21,4% | 28,6% | 39,8% | 46,0% | 53,8% |
| Industrie | 32,3% | 45,0% | 50,6% | 54,1% | 56,4% |
| GHD | 43,5% | 50,8% | 62,7% | 74,5% | 83,2% |
| Haushalte | 19,1% | 32,4% | 45,3% | 59,5% | 71,7% |
| Verkehr | 7,7% | 20,4% | 35,2% | 45,5% | 52,3% |
| **Nichtenergetische Emissionen** | **36,1%** | **39,1%** | **46,2%** | **45,7%** | **45,9%** |
| Industrieprozesse | 36,9% | 41,8% | 56,1% | 54,3% | 54,2% |
| Landwirtschaft | 21,7% | 14,8% | 14,9% | 14,9% | 14,9% |
| Abfall | 63,9% | 82,9% | 85,8% | 87,6% | 88,9% |
| **Gesamt ohne internat. Verkehr** | **25,1%** | **33,8%** | **44,1%** | **50,5%** | **56,6%** |
| Internationaler Verkehr* | -79,3% | -102,9% | -124,7% | -142,7% | -124,1% |
| **Gesamt inkl. internat. Verkehr** | **23,6%** | **31,8%** | **41,7%** | **47,7%** | **54,0%** |

***(****Negative Werte entsprechen einer Erhöhung der Emissionen)*

### 8.1.2 Entwicklung der THG-Emissionen im Basisszenario

Tabelle 70 bzw. Abbildung 141 stellen die Entwicklung der Emissionen im *Basisszenario* dar, Tabelle 71 zeigt die relative Entwicklung gegenüber dem Basisjahr[28]. Dabei zeigt sich, dass nach 2020 die Zwischenziele bezüglich der THG-Reduktion erfüllt werden.

Im Jahr 2020 wird das Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen um 40 % mit 38,6 bzw. 36,8 % (je nach Bilanzraum) verfehlt. Im Jahr 2030 wird das Ziel einer 55%igen Reduktion erreicht, wenn der internationale Verkehr nicht berücksichtigt wird; mit Berücksichtigung des internationalen Verkehrs wird das Ziel um 1,1 Pro-

28 Für die meisten Emissionsquellen stellt 1990 das Basisjahr dar. Dies gilt nicht für alle Prozessemissionen außer $CO_2$, $CH_4$ und $N_2O$; für diese stellt 1995 das Basisjahr dar.

zentpunkte verfehlt. Die Zielerfüllung in den beiden ersten Dekaden wird insbesondere durch die Entwicklungen im Strombereich erschwert. In diesen nimmt die Stromerzeugung aus fossilen KWK-Anlagen, getrieben durch den steigenden $CO_2$-Preis stark zu, und es kommt besonders in 2020 zu starkem Stromexport. Durch die Bilanzierung nach Inventarlogik wirkt sich dies sowohl in der Energiewirtschaft als auch in der Industrie aus, in der die Emissionen aus Industrie-KWK-Anlagen bilanziert werden. Die Tatsache, dass durch den starken Nettostromexport von 113 TWh in 2020 und 46 TWh in 2030 ein bedeutender Anteil der Emissionen im Ausland verursacht wird, wird bei der Emissionsbilanzierung nicht berücksichtigt: Da die Emissionen in Deutschland stattfinden, sind sie bilanzwirksam, obwohl die Nutzung außerhalb Deutschlands stattfindet.

Tabelle 70: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Basisszenario* in Mt-$CO_2$-eq

| | **Basis-jahr** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Energetische Emissionen** | **1.036,7** | **800,3** | **650,7** | **448,3** | **241,1** | **128,7** |
| davon Energiewirtschaft | 465,3 | 365,7 | 296,6 | 187,2 | 83,8 | 34,8 |
| davon Industrie | 186,7 | 126,4 | 104,5 | 87,0 | 57,4 | 38,3 |
| *… davon Strom aus IKW* | | *28,7* | *22,2* | *27,0* | *24,1* | *13,7* |
| davon GHD | 88,4 | 49,9 | 42,2 | 29,1 | 16,2 | 9,8 |
| davon Haushalte | 131,9 | 106,7 | 86,8 | 64,3 | 38,3 | 19,6 |
| davon Verkehr | 164,4 | 151,7 | 120,6 | 80,6 | 45,4 | 26,2 |
| **Nichtenergetische Emissionen** | **217,6** | **139,1** | **118,9** | **104,0** | **89,4** | **80,5** |
| davon Industrieprozesse | 100,0 | 63,1 | 44,6 | 36,4 | 21,9 | 13,5 |
| davon Landwirtschaft | 79,6 | 62,3 | 67,8 | 62,2 | 62,8 | 62,8 |
| davon Abfall | 38,0 | 13,7 | 6,5 | 5,4 | 4,7 | 4,2 |
| **Gesamt ohne internat. Verkehr** | **1.254,3** | **939,4** | **769,7** | **552,3** | **330,6** | **209,2** |
| *Senkung gegenüber Basisjahr* | - | *25,1%* | *38,5%* | *55,8%* | *73,6%* | 83,3% |
| Internationaler Verkehr | 18,6 | 33,3 | 35,3 | 34,6 | 27,9 | 15,4 |
| **Gesamt inkl. internat. Verkehr** | **1.272,9** | **972,7** | **807,0** | **588,6** | **359,3** | **224,6** |

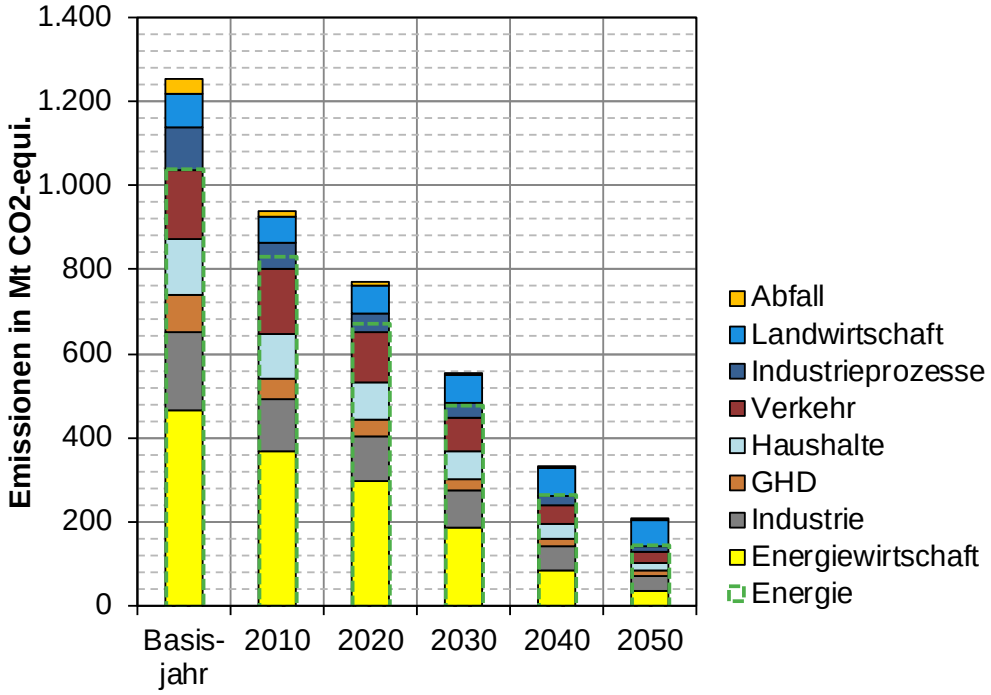



Abbildung 141: Entwicklung der Emissionen in Deutschland im *Basisszenario*

Im Jahr 2040 wird das Ziel, die Emissionen um 70 % zu reduzieren, mit 72 bis 74 % überfüllt. Mit einer Minderung um 82 bis 83 % wird das 80 %-Ziel für 2050 ebenfalls leicht übererfüllt. Die Übererfüllung in 2050 ist dabei durch die begrenzte Genauigkeit des iterativen Prozesses der Modellkopplung begründet.

Wie schon in anderen Studien zeigt sich auch im *Basisszenario*, dass die energetischen Emissionen überproportional stark reduziert werden müssen, um die Klimaschutzziele zu erreichen; nichtenergetische Emissionen und die Emissionen des internationalen Verkehrs können weniger stark bzw. langsamer reduziert werden. Am stärksten gehen die Emissionen der Energiewirtschaft zurück: Im *Basisszenario* werden fossile Brennstoffe in 2050 nur noch in KWK-Anlagen sowie zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Bei den energetischen Emissionen ist der Rückgang der Emissionen in der Industrie am geringsten, obwohl dort im Basisszenario in bestimmten Branchen CCS stark eingesetzt wird. Die Reduktion der anderen Sektoren liegt in einer ähnlichen Größenordnung von 84 bis 89 %.

Bei den nichtenergetischen Emissionen zeigt sich besonders die Bedeutung der Landwirtschaft für die Erreichung der langfristigen Ziele. Trotz Maßnahmen zur Senkung der Landwirtschaftsemissionen (siehe [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014]) ist der Bereich in 2050 für 28 % der Gesamtemissionen verantwortlich.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zudem zu berücksichtigen, dass der weitere Zeitverlauf nach 2050 zwar nicht in den Modellen abgebildet, aber qualitativ mitbedacht wurde. So wäre es aufgrund der leichten Übererfüllung des Gesamtziels ohne weitere Änderungen der Ergebnisse möglich, die 80%ige Reduktion der THG-Emissionen auch ohne einzelne genutzte Optionen, wie beispielweise CCS in der Industrie zu erreichen. Da ohne diese Optionen zumindest aus heutiger Sicht die Emissionsreduktionsoptionen für bestimmte Bereiche an Grenzen stoßen werden, die mit dem langfristigen Ziel einer 95%igen Reduktion nur schwer vereinbar sind, werden die Optionen auch im *Basisszenario* eingesetzt. Wie eine 95%ige Reduktion gelingen kann, wird in einem weiteren Szenario dieser Studie im Detail untersucht.

Tabelle 71: Reduktion der Emissionen gegenüber dem Basisjahr in Deutschland im *Basisszenario*

| | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Energetische Emissionen** | **22,8%** | **37,2%** | **56,8%** | **76,7%** | **87,6%** |
| Umwandlung | 21,4% | 36,3% | 59,8% | 82,0% | 92,5% |
| Industrie | 32,3% | 44,0% | 53,4% | 69,3% | 79,5% |
| GHD | 43,5% | 52,3% | 67,1% | 81,6% | 88,9% |
| Haushalte | 19,1% | 34,2% | 51,2% | 71,0% | 85,1% |
| Verkehr | 7,7% | 26,6% | 50,9% | 72,4% | 84,1% |
| **Nichtenergetische Emissionen** | **36,1%** | **45,3%** | **52,2%** | **58,9%** | **63,0%** |
| Industrieprozesse | 36,9% | 55,4% | 63,6% | 78,1% | 86,5% |
| Landwirtschaft | 21,7% | 14,8% | 21,8% | 21,1% | 21,1% |
| Abfall | 63,9% | 82,9% | 85,8% | 87,6% | 88,9% |
| **Gesamt ohne internat. Verkehr** | **25,1%** | **38,6%** | **56,0%** | **73,6%** | **83,3%** |
| Internationaler Verkehr | -79,3% | -90,0% | -86,5% | -50,4% | 17,0% |
| **Gesamt inkl. internat. Verkehr** | **23,6%** | **36,8%** | **53,9%** | **71,8%** | **82,4%** |

## 8.2 Entwicklungen des Endenergieverbrauchs

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs in den beiden Szenarien dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragesektoren dargestellten Modellergebnisse. Die Verbräuche aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr sind dabei mitberücksichtigt.

### 8.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Referenzszenario

Tabelle 72 bzw. Abbildung 142 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario*. Die nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen führen auch im *Referenzszenario* bereits zu einer starken Reduktion des Endenergieverbrauchs. Gegenüber 2010 sinkt der Verbrauch bis 2050 um ca. 26 % (siehe Tabelle 73).

Am stärksten sinkt dabei der Verbrauch von Mineralölprodukten, der sich durch Effizienzgewinne der Verbrennungsmotoren und die auch im *Referenzszenario* beginnende Diffusion der Elektromobilität gegenüber 2010 fast halbiert. Den stärksten Zuwachs gibt es im Bereich der erneuerbaren Energien, die gegenüber 2010 um 78 % ansteigen.

Tabelle 72: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh

| | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 129,5 | 138,7 | 124,6 | 112,3 | 99,4 |
| Mineralölprodukte | 963,2 | 805,6 | 665,9 | 582,8 | 504,1 |
| Fossile Gase | 695,9 | 652,1 | 576,6 | 465,8 | 382,4 |
| Erneuerbare Energien | 154,5 | 178,3 | 205,0 | 241,7 | 274,3 |
| Strom | 527,2 | 499,4 | 498,1 | 520,1 | 550,4 |
| Nah- und Fernwärme | 136,5 | 139,9 | 141,3 | 136,4 | 127,1 |
| Sonstige Energieträger | 20,6 | 28,4 | 29,4 | 29,0 | 27,2 |
| **Gesamt** | **2606,8** | **2414,1** | **2211,5** | **2059,1** | **1937,7** |

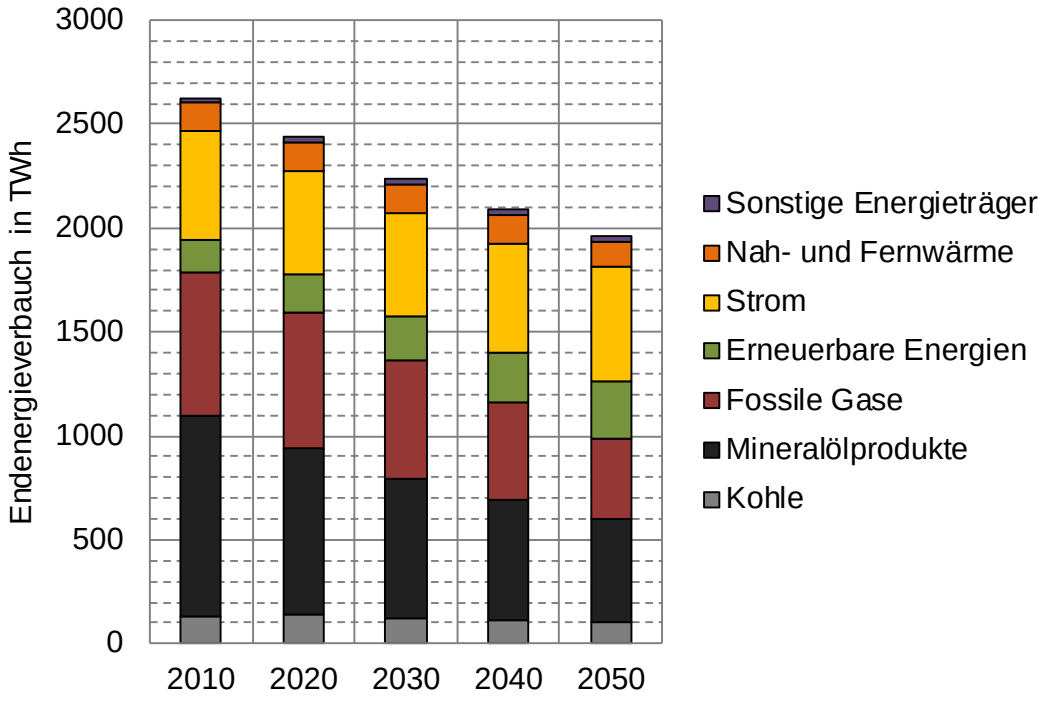



Abbildung 142: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh

Tabelle 73: Relative Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Referenzszenario* nach Energieträgern gegenüber 2010

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Kohle | + 7 % | - 4 % | - 13 % | - 23 % |
| Mineralölprodukte | - 16 % | - 31 % | - 39 % | - 48 % |
| Fossile Gase | - 6 % | - 17 % | - 33 % | - 45 % |
| Erneuerbare Energien | + 15 % | + 33 % | + 56 % | + 78 % |
| Strom | - 5 % | - 6 % | - 1 % | + 4 % |
| Nah- und Fernwärme | + 2 % | + 4 % | - 0 % | - 7 % |
| Sonstige Energieträger | + 38 % | + 43 % | + 41 % | + 32 % |
| **Gesamt** | **- 7 %** | **- 15 %** | **- 21 %** | **- 26 %** |

Tabelle 74 zeigt eine gewisse Konstanz in den Anteilen der Energieträger am Endenergieverbrauch im *Referenzszenario*. Obwohl es zu Verschiebungen zwischen den einzelnen Energieträgern kommt, ändert sich das Gesamtbild nicht wesentlich. Der Anteil des Endenergieverbrauchs, der durch netzgebundene Wärme und Strom aus dem Umwandlungssektor bezogen wird, erhöht sich von 25 % auf 35 %; die Sektorkopplung nimmt im *Referenzszenario* nur leicht zu.

Tabelle 74: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im *Referenzszenario*

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 5,0 % | 5,7 % | 5,6 % | 5,5 % | 5,1 % |
| Mineralölprodukte | 36,9 % | 33,4 % | 30,1 % | 28,3 % | 26,0 % |
| Fossile Gase | 26,7 % | 27,0 % | 26,1 % | 22,6 % | 19,7 % |
| Erneuerbare Energien | 5,9 % | 7,4 % | 9,3 % | 11,7 % | 14,2 % |
| Strom | 20,2 % | 20,7 % | 22,5 % | 25,3 % | 28,4 % |
| Nah- und Fernwärme | 5,2 % | 5,8 % | 6,4 % | 6,6 % | 6,6 % |
| Sonstige Energieträger | 0,8 % | 1,2 % | 1,3 % | 1,4 % | 1,4 % |
| **Summe** | **100 %** | **100 %** | **100 %** | **100 %** | **100 %** |

### 8.2.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Basisszenario

Tabelle 75 bzw. Abbildung 143 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh. Die nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen führen hier zu einer weitaus stärkeren Reduktion des Endenergieverbrauchs als im *Referenzszenario*. Gegenüber 2010 sinkt der Verbrauch bis 2050 um ca. 42 % (siehe Tabelle 76).

Vergleicht man den Verbrauch von 2050 und 2010, fällt zunächst auf, dass alle fossilen Energieträger stark zurückgehen. Wie im *Referenzszenario* ist auch im *Basisszenario* der Rückgang des Verbrauchs von Mineralöl am stärksten, er sinkt gegenüber 2010 um über 80 %. Erneuerbare Energien wachsen hingegen um 150 % auf. Die Nachfrage nach Strom übersteigt 2050 das Niveau von 2010 leicht.

Tabelle 75: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 128,4 | 127,4 | 85,8 | 58,0 | 44,3 |
| Mineralölprodukte | 963,2 | 744,8 | 505,6 | 312,0 | 175,3 |
| Fossile Gase | 696,8 | 630,2 | 526,4 | 369,7 | 261,5 |
| Erneuerbare Energien | 154,4 | 207,2 | 238,8 | 317,1 | 385,4 |
| Strom | 527,1 | 477,6 | 447,2 | 486,9 | 533,5 |
| Nah- und Fernwärme | 136,0 | 141,0 | 136,7 | 122,1 | 107,1 |
| Sonstige Energieträger | 20,6 | 22,4 | 19,1 | 15,4 | 11,4 |
| **Summe** | **2605,9** | **2328,1** | **1940,5** | **1665,8** | **1507,0** |

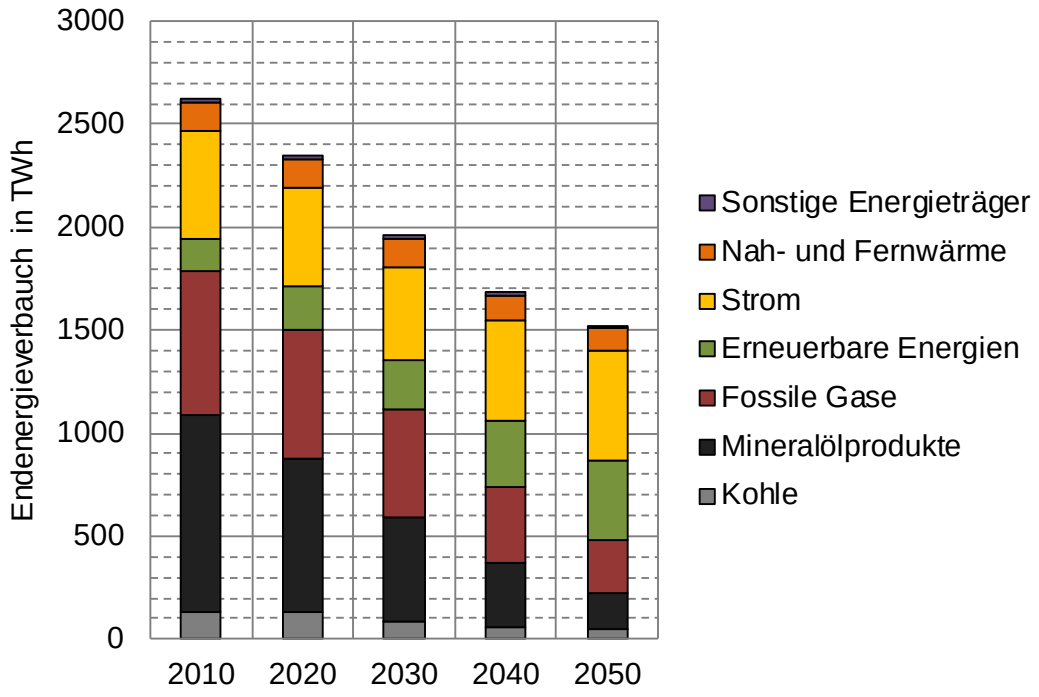



Abbildung 143: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh

Tabelle 76: Relative Entwicklung des Endenergieverbrauchs im *Basisszenario* nach Energieträgern gegenüber 2010

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Kohle | - 1 % | - 33 % | - 55 % | - 65 % |
| Mineralölprodukte | - 23 % | - 48 % | - 68 % | - 82 % |
| Fossile Gase | - 10 % | - 24 % | - 47 % | - 62 % |
| Erneuerbare Energien | + 34 % | + 55 % | + 105 % | + 150 % |
| Strom | - 9 % | - 15 % | - 8 % | + 1 % |
| Nah- und Fernwärme | + 4 % | + 1 % | - 10 % | - 21 % |
| Sonstige Energieträger | + 9 % | - 7 % | - 25 % | - 45 % |
| **Gesamt** | **- 11 %** | **- 26 %** | **- 36 %** | **- 42 %** |

Tabelle 77 zeigt die Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs in den jeweiligen Jahren. Hierbei wird deutlich, dass im Gegensatz zum *Referenzszenario* die Struktur des Verbrauchs deutlich verändert wird. Im *Basisszenario* nimmt die Sektorkopplung stark zu: In 2050 stammt 42,5 % der Endenergie über netzgebundene Wärme oder Strom aus dem Umwandlungssektor und über ein Viertel aus lokalen erneuerbaren Energien (inklusive Umgebungswärme). Durch die hohen EE-Anteile im bezogenen Strom und bei der Fernwärme ergeben sich insgesamt sehr hohe EE-Anteile.

Tabelle 77: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im *Basisszenario*

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Kohle | 4,9 % | 5,5 % | 4,4 % | 3,5 % | 2,9 % |
| Mineralölprodukte | 37,0 % | 32,0 % | 26,1 % | 18,7 % | 11,6 % |
| Fossile Gase | 26,7 % | 27,1 % | 27,1 % | 22,2 % | 17,4 % |
| Erneuerbare Energien | 5,9 % | 8,9 % | 12,3 % | 19,0 % | 25,6 % |
| Strom | 20,2 % | 20,5 % | 23,0 % | 29,2 % | 35,4 % |
| Nah- und Fernwärme | 5,2 % | 6,1 % | 7,0 % | 7,3 % | 7,1 % |
| Sonstige Energieträger | 0,8 % | 1,0 % | 1,0 % | 0,9 % | 0,8 % |
| **Summe** | **100 %** | **100 %** | **100 %** | **100 %** | **100 %** |

## 8.3 Entwicklungen des Primärenergieverbrauchs

Im Folgenden wird die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den beiden Szenarien dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragsektoren und im Umwandlungssektor dargestellten Modellergebnisse. Darüber hinaus ergibt sich die Frage, wie sich der nichtenergetische Verbrauch entwickelt. Dieser wird von den für diese Studie eingesetzten Modellen nicht abgedeckt. Daher wird die Annahme getroffen, dass sich der Verbrauch gegenüber 2008, dem Bezugsjahr des Primärenergieeffizienzziels, nicht ändert. In 2008 bestand der nichtenergetische Verbrauch im Wesentlichen aus 250 TWh Mineralöl und 25 TWh Erdgas. Diese Verbräuche werden bis 2050 fortgeschrieben. Das Vorgehen ist als obere Abschätzung zu verstehen und soll sicherstellen, dass auch ohne nichtmodellierte Maßnahmen[29] zur Reduktion des Einsatzes an Öl- und Erdgasprodukten, über die diese Studie keine Aussage treffen kann, das Primärenergieeffizienzziel erfüllt wird.

### 8.3.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario

Tabelle 78 bzw. Abbildung 144 zeigen die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Referenzszenario*, Tabelle 79 zeigt die relative Entwicklung gegenüber 2008. Es zeigt sich, dass das Ziel, den Verbrauch gegenüber 2008 um 50 % zu reduzieren, mit einer Reduktion um 36 % deutlich verfehlt wird. Dennoch wird der Verbrauch aller Energieträger, abgesehen von erneuerbaren Energien, stark reduziert. Besonders der Verbrauch der Steinkohle geht zurück und liegt in 2050 bei ungefähr der Hälfte des Verbrauchs in 2008. Bei den erneuerbaren Energien geht der Biomasseeinsatz stark zurück (siehe Abschnitt 8.4.1), während insbesondere die Windenergie im Umwandlungssektor zunimmt.

29 Zur Reduktion des nichtenergetischen Einsatzes von Erdöl- und Erdgasprodukten existiert eine große Bandbreite an Maßnahmen, vom Ersatz der Energieträger durch Biomasse bis hin zu Maßnahmen, die Nachfrage nach Kunststoffen zu reduzieren. Dieses Themenfeld liegt außerhalb des Fokus dieser Studie, ist aber dennoch wichtig für die langfristige Strategie der Energiewende und sollte nicht vernachlässigt werden.

Tabelle 78: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh

| | 2008 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Mineralölprodukte | 1.362 | 1.301 | 1.104 | 956 | 868 | 784 |
| Steinkohle | 500 | 476 | 505 | 375 | 316 | 242 |
| Braunkohle | 432 | 420 | 392 | 362 | 329 | 313 |
| Fossile Gase | 895 | 881 | 757 | 718 | 645 | 545 |
| Kernenergie | 451 | 426 | 183 | 0 | 0 | 0 |
| Erneuerbare Energien | 319 | 393 | 491 | 490 | 507 | 577 |
| Außenhandelssaldo Strom | -22 | -18 | -65 | 26 | 45 | 67 |
| Sonstige | 58 | 70 | 89 | 75 | 60 | 46 |
| **Gesamtverbrauch** | **3.994** | **3.949** | **3.455** | **3.002** | **2.768** | **2.574** |
| *Reduktion gegenüber2008* | *-* | *1%* | *13%* | *25%* | *31%* | *36%* |

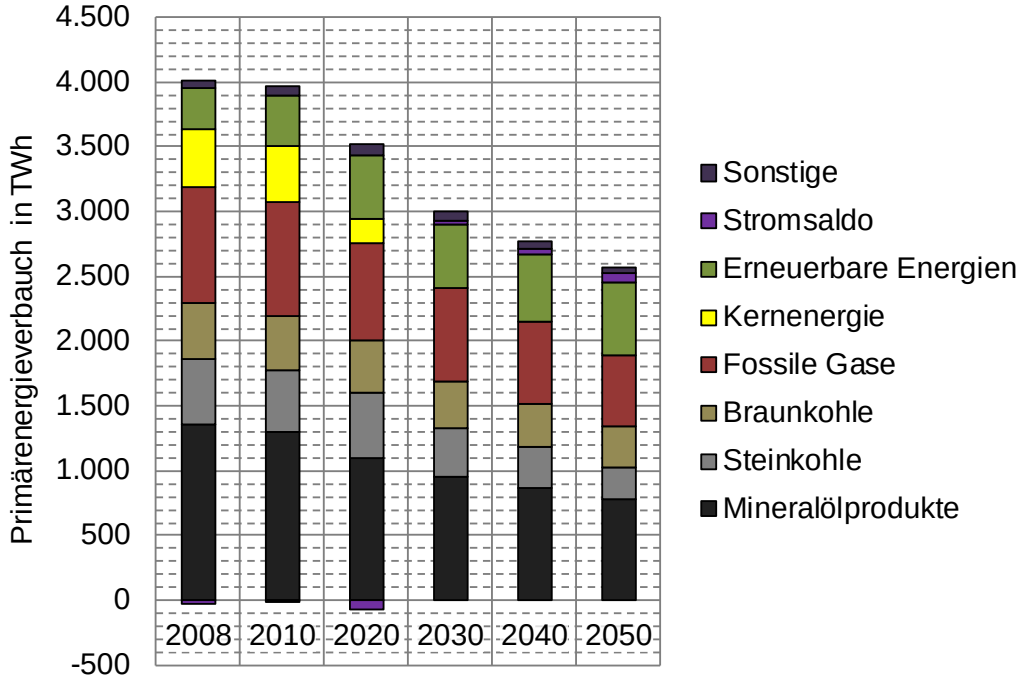



Abbildung 144: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Referenzszenario* in TWh

Tabelle 79: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern gegenüber 2008 im *Referenzszenario*

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Mineralölprodukte | - 4 % | - 19 % | - 30 % | - 36 % | - 42 % |
| Steinkohle | - 5 % | + 1 % | - 25 % | - 37 % | - 52 % |
| Braunkohle | - 3 % | - 9 % | - 16 % | - 24 % | - 27 % |
| Fossile Gase | - 2 % | - 15 % | - 20 % | - 28 % | - 39 % |
| Kernenergie | - 6 % | - 60 % | - 100 % | - 100 % | - 100 % |
| Erneuerbare Energien | + 23 % | + 54 % | + 54 % | + 59 % | + 81 % |
| Außenhandelssaldo Strom | - 21 % | + 189 % | - 216 % | - 299 % | - 399 % |
| Sonstige | + 21 % | + 53 % | + 29 % | + 3 % | - 21 % |
| **Gesamt** | **- 1 %** | **- 13 %** | **- 25 %** | **- 31 %** | **- 36 %** |

### 8.3.2 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Basisszenario

Tabelle 80 bzw. Abbildung 145 zeigen die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Basisszenario*, Tabelle 81 zeigt die relative Entwicklung gegenüber 2008. Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2050 gegenüber 2008 um 50 % zu reduzieren, wird erfüllt. Dies gilt selbst dann, wenn wie angenommen der nichtenergetische Verbrauch über die Zeit konstant bleibt (siehe Erläuterung in Abschnitt 8.3). Der energetische Verbrauch (nicht ausgewiesen) geht sogar um 57 % zurück.

Bei Mineralölprodukten, deren Verbrauch sich bis 2050 um zwei Drittel reduziert, entfällt in 2050 deutlich über die Hälfte des Verbrauchs auf den konstant angenommenen nichtenergetischen Einsatz; der energetische Verbrauch sinkt um 86 %. Braunkohle verschwindet nahezu vollständig aus dem System. Der Verbrauch von fossilen Gasen sinkt um fast 60 %, der Verbrauch von Steinkohle um fast 80 %.

Demgegenüber wachsen erneuerbare Energien deutlich an, die Steigerung gegenüber 2008 beläuft sich in 2050 auf 177 %. Das Außenhandelssaldo für Strom, das 1:1 als Primärenergie gewertet wird, wechselt im *Basisszenario* erst in der letzten Dekade das Vorzeichen.

Insgesamt ist auch der nichtlineare, S-förmige Verlauf der Reduktion beachtenswert. Während die Reduktion (gemessen an 2008) zwischen 2020 und 2030 18 Prozentpunkte beträgt, nimmt sie danach wieder ab: In der letzten Dekade ist sie

mit nur 7 Prozentpunkten fast nur noch etwas mehr als ein Drittel so hoch wie in der zweiten Dekade. Dieser Verlauf ist ein Ausdruck der starken Effizienzgewinne in den ersten Dekaden.

Tabelle 80: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh

| | **2008** | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Mineralölprodukte | 1.362 | 1.301 | 1.039 | 801 | 581 | 436 |
| Steinkohle | 500 | 476 | 528 | 277 | 162 | 109 |
| Braunkohle | 432 | 420 | 317 | 221 | 67 | 4 |
| Fossile Gase | 895 | 881 | 762 | 704 | 534 | 363 |
| Kernenergie | 451 | 426 | 183 | 0 | 0 | 0 |
| Erneuerbare Energien | 319 | 393 | 556 | 634 | 817 | 882 |
| Außenhandelssaldo Strom | -22 | -18 | -113 | -46 | -19 | 105 |
| Sonstige | 58 | 70 | 79 | 60 | 41 | 25 |
| **Gesamtverbrauch** | **3.994** | **3.949** | **3.351** | **2.650** | **2.184** | **1.923** |
| *Reduktion gegenüber 2008* | *-* | *1%* | *16%* | *34%* | *45%* | *52%* |

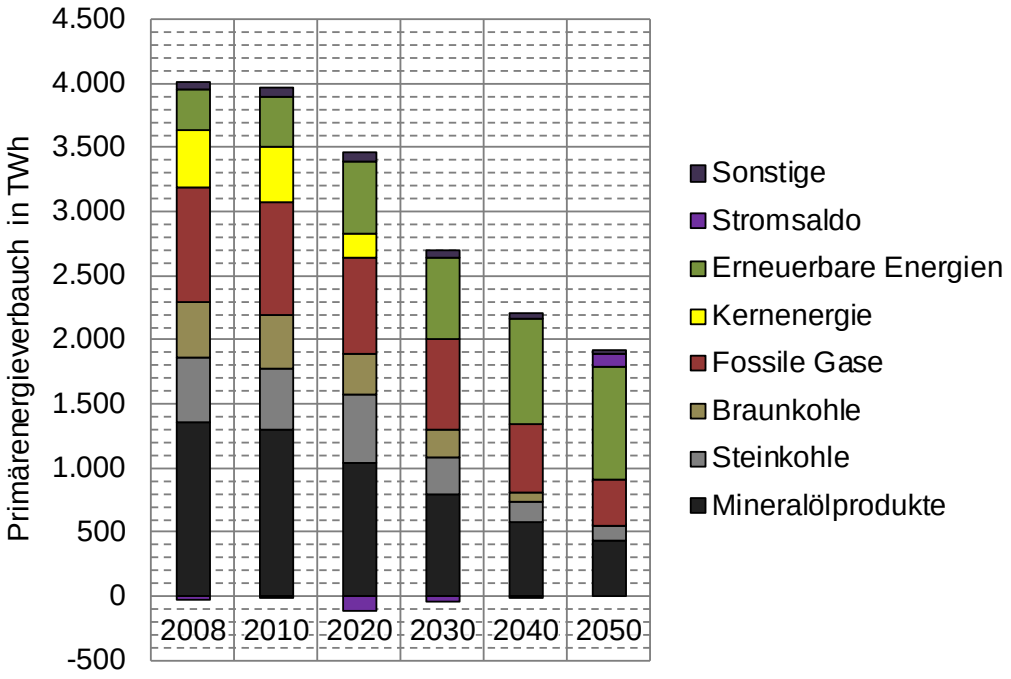



Abbildung 145: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im *Basisszenario* in TWh

Tabelle 81: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern gegenüber 2008 im *Basisszenario*

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| Mineralölprodukte | - 4 % | - 24 % | - 41 % | - 57 % | - 68 % |
| Steinkohle | - 5 % | + 6 % | - 45 % | - 68 % | - 78 % |
| Braunkohle | - 3 % | - 27 % | - 49 % | - 84 % | - 99 % |
| Fossile Gase | - 2 % | - 15 % | - 21 % | - 40 % | - 59 % |
| Kernenergie | - 6 % | - 60 % | - 100 % | - 100 % | - 100 % |
| Erneuerbare Energien | + 23 % | + 75 % | + 99 % | + 157 % | + 177 % |
| Außenhandelssaldo Strom | - 21 % | + 405 % | + 105 % | - 17 % | - 568 % |
| Sonstige | + 21 % | + 36 % | + 3 % | - 30 % | - 57 % |
| **Gesamtverbrauch** | **- 1 %** | **- 16 %** | **- 34 %** | **- 45 %** | **- 52 %** |

## 8.4 Entwicklungen des energetischen Biomasseeinsatzes

In den folgenden Abschnitten wird der sektorale Biomasseeinsatz in den beiden Szenarien diskutiert. Dabei ist zu beachten, dass von den Modellen jeweils nur die vor Ort eingesetzte Biomasse erfasst wird. Vorkettenverluste, insbesondere bei der Raffinierung von Biokraftstoffen im Ausland, welche dann importiert werden, werden nicht abgebildet. So bezieht sich beispielsweise ein Biomasseeinsatz von 1 TWh Biodiesel im Verkehr auf den endenergetischen Verbrauch und nicht auf die zur Herstellung des Biodiesels benötigte Primärenergie. Der Flächenverbrauch des Biomasseeinsatzes wird im Berichtsmodul U „Ökologische Evaluierung der Szenarien“ diskutiert.

### 8.4.1 Biomasseeinsatz im Referenzszenario

Tabelle 82 bzw. Abbildung 146 zeigen den Biomasseeinsatz in den einzelnen Sektoren, Tabelle 83 stellt die relative Entwicklung dar. Im *Referenzszenario* geht der Biomasseeinsatz insgesamt deutlich zurück, bis 2050 wird der Einsatz um fast ein Viertel reduziert. In zwei Sektoren nimmt der Biomasseeinsatz zu: Im Verkehrssektor führen weiterbestehende Biomassekraftstoffquoten zu einer Erhöhung. In der Industrie ist Biomasse vor dem Hintergrund steigender Preise für fossile Brennstoffe in einigen Bereichen ökonomisch attraktiv. Im Umwandlungssektor, wo Biomasse vornehmlich aus Klimaschutzgründen zum Einsatz kommt, geht der Biomasseeinsatz am stärksten zurück.

Tabelle 82: Biomasseeinsatz im *Referenzszenario* nach Sektoren in TWh

| | **2010** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
|---|---|---|---|---|---|
| GHD | 11 | 10 | 7 | 6 | 6 |
| Haushalte | 58 | 49 | 37 | 31 | 27 |
| Industrie | 39 | 30 | 37 | 44 | 50 |
| Umwandlung | 160 | 145 | 112 | 76 | 46 |
| Verkehr | 37 | 61 | 79 | 91 | 104 |
| **Summe** | **305** | **296** | **272** | **249** | **233** |

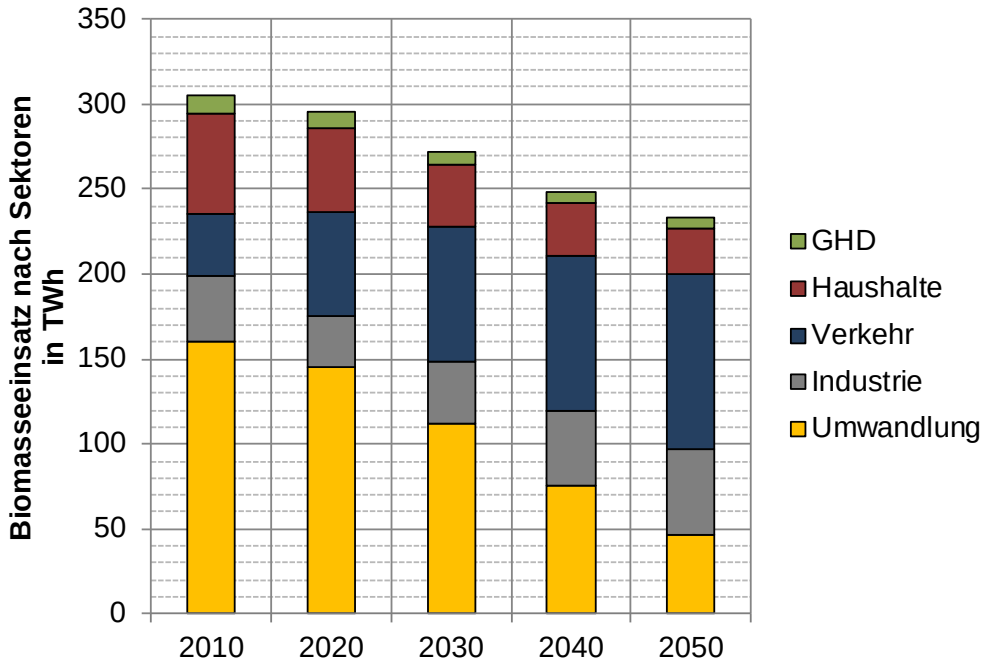



Abbildung 146: Biomasseeinsatz im *Referenzszenario* nach Sektoren

Tabelle 83: Relative Entwicklung des Biomasseeinsatzes im Vergleich zu 2010 im *Referenzszenario*

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| GHD | - 9 % | - 34 % | - 41 % | - 42 % |
| Haushalte | - 16 % | - 37 % | - 47 % | - 54 % |
| Industrie | - 23 % | - 5 % | + 12 % | + 29 % |
| Umwandlung | - 9 % | - 30 % | - 53 % | - 71 % |
| Verkehr | + 67 % | + 115 % | + 149 % | + 182 % |
| **Summe** | **- 3 %** | **- 11 %** | **- 18 %** | **- 23 %** |

### 8.4.2 Biomasseeinsatz im Basisszenario

Im Gegensatz zum *Referenzszenario* nimmt der Biomasseeinsatz im *Basisszenario* zu. Tabelle 84 bzw. Abbildung 147 zeigen den Biomasseeinsatz in den einzelnen Sektoren, Tabelle 85 stellt die relative Entwicklung dar. Der Biomasseeinsatz steigt bis zum Jahr 2050 gegenüber 2010 um 21 %. Die im Vorfeld festgelegte Obergrenze bzw. Potenzialbeschränkung von ca. 400 TWh wird nicht erreicht; dies ist zum einen der beschränkten „Genauigkeit“ diesbezüglich bei der iterativen Kopplung der Modelle geschuldet; zum anderen ergibt sich durch den starken Einsatz von Biokraftstoffen, unter anderem im Flug- und Schiffsverkehr, ein höherer

(nicht detailliert bestimmter) Biomasseprimärenergiebedarf. Würden diese Verluste im Ausland mitberücksichtigt, würde in 2050 das maximale Potenzial nahezu vollständig ausgenutzt.

Im *Basisszenario* findet eine sektorale Verschiebung der Biomasse statt, die das Ergebnis von Modelliterationen zum kostenminimalen Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele ist. Dabei spielen weniger die spezifischen Kosten des Biomasseeinsatzes eine Rolle als vielmehr die Opportunitätskosten. Da dieser Prozess in gewisser Hinsicht heuristisch ist, sollten die Ergebnisse als Indikation interpretiert werden.

Biomasse wird in dem Szenario vor allem dort eingesetzt, wo Alternativen zum Biomasseeinsatz besonders teuer sind. Dies ist, wie die Ergebnisse zeigen, besonders im Verkehr und im Industriesektor der Fall. Bei Wohngebäuden und im Stromsektor gibt es hingegen in vielen Bereichen verhältnismäßig günstige Alternativen. Dies führt zu einem Absinken des Biomasseeinsatzes in diesen Sektoren. Im Umwandlungsbereich geht insbesondere der Biomasseeinsatz in der Stromerzeugung zurück, während er in der Nah- und Fernwärme sogar zunimmt. Bei den Gebäuden geht der Biomasseeinsatz zwar um ca. die Hälfte zurück, der relative Anteil an der Bereitstellung der Endenergie nimmt jedoch zu.

Zusätzlich sollte bedacht werden, dass der Prozess der Dekarbonisierung im *Basisszenario* in 2050 noch nicht abgeschlossen ist. In den beiden Sektoren mit steigendem Verbrauch entsteht nach 2050 durch die zusätzlich erforderlichen Emissionsreduktionen, um den Flug- und Seeverkehr weiter zu dekarbonisieren, weiterer Bedarf an Biomasse (oder der Einsatz synthetischer Kraftstoffe). Die Reduktion der Emissionen über 80 % hinaus wird in einem weiteren Szenario dieser Studie untersucht; dass eine 80%ige Reduktion, aber aller Voraussicht nach nicht das endgültige Ziel der deutschen Energie- und Klimapolitik darstellt, sondern gewissermaßen ein Etappenziel, wurde – soweit möglich – mitbedacht.

Tabelle 84: Biomasseeinsatz im *Basisszenario* nach Sektoren in TWh

| | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| GHD | 11 | 10 | 8 | 8 | 8 |
| Haushalte | 58 | 48 | 37 | 32 | 28 |
| Industrie | 39 | 56 | 66 | 93 | 117 |
| Umwandlung | 160 | 162 | 149 | 122 | 80 |
| Verkehr | 37 | 66 | 81 | 108 | 138 |
| **Summe** | **305** | **342** | **340** | **363** | **371** |

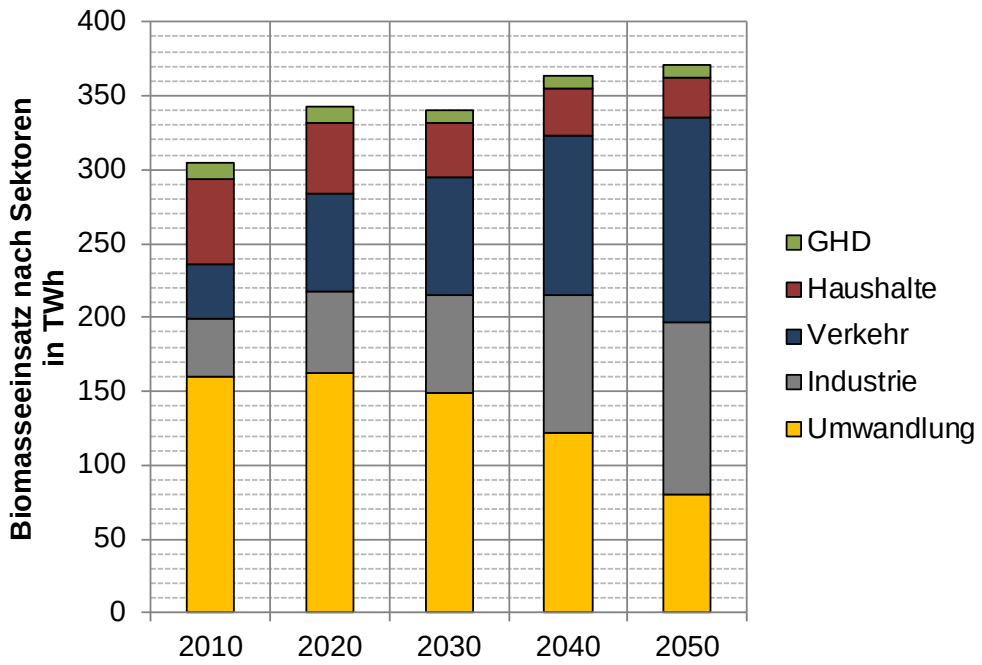



Abbildung 147: Biomasseeinsatz im *Basisszenario* nach Sektoren in TWh

Tabelle 85: Relative Entwicklung des Biomasseeinsatzes im Vergleich zu 2010 im *Basisszenario*

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| GHD | - 7 % | - 28 % | - 25 % | - 28 % |
| Haushalte | - 17 % | - 37 % | - 45 % | - 53 % |
| Industrie | + 45 % | + 71 % | + 140 % | + 203 % |
| Umwandlung | + 1 % | - 7 % | - 24 % | - 50 % |
| Verkehr | + 79 % | + 120 % | + 195 % | + 277 % |
| **Summe** | **+ 12 %** | **+ 11 %** | **+ 19 %** | **+ 21 %** |

## 8.5 Systemanalytische Differenzkosten

### 8.5.1 Kostendefinition und Berechnungsmethodik

Im Rahmen dieser Studie sollen auch diejenigen Kosten (zumindest näherungsweise) bestimmt werden, die sich aus der Verfolgung der energie- und klimapolitischen Ziele ergeben. Dies ist methodisch aus mehreren Gründen nicht trivial. Zum einen muss zunächst der dabei anzulegende Kostenbegriff abgegrenzt werden; zum anderen ist nicht immer eindeutig abzugrenzen, ob bestimmte Kosten bzw. welcher Teil der Kosten auf politische Maßnahmen zurückgeführt werden können. Zusätzlich ist zu beachten, dass bestimmte Entwicklungen teilweise große Auswirkung auf Energieverbrauch und Emissionen haben, denen keine monetären Kosten zugewiesen werden können. Dies betrifft z. B. bestimmte Verhaltensänderungen wie z. B. das häufigere Nutzen öffentlicher Verkehrsmittel.

Für die Nachfragesektoren ist es nicht zweckmäßig – und auch kaum möglich – Gesamt(-system)kosten auszuweisen. Wie viel beispielweise der Verkehrssektor in Gänze kostet, ist für die Fragestellung unerheblich. Relevant sind allein die Mehr- oder Minderkosten, die sich durch die unterschiedlichen Maßnahmen in den Szenarien ergeben. So werden im *Basisszenario* häufig teurere, aber effizientere Technologien eingesetzt, was die Kosten erhöht. Dieser Differenz steht zumeist ein verminderter Energieträgereinsatz gegenüber, was im *Basisszenario* die Kosten tendenziell senkt.

Im Umwandlungssektor können und müssen die Gesamtkosten jedoch bestimmt werden (siehe die Abschnitte 7.2.4 und 7.3.4). Dies ist zudem erforderlich, um die Kosten der in den Nachfragesektoren genutzten sekundären Energieträger wie Strom und Nah- und Fernwärme festzulegen und so die Kostenwirkungen zu bestimmen; um beispielweise die Kostenwirkung eines Wechsels von Erdgas auf Strom abzubilden, müssen zunächst die Kosten des Stroms bestimmt werden.

Im Rahmen der Kostenabschätzung werden die sog. systemanalytischen Differenzkosten betrachtet. Dieser Begriff ist nicht eindeutig und wird in verschiedenen Publikationen unterschiedlich definiert. Im Rahmen dieser Studie werden nur die Kosten im Bereich der im Folgenden diskutierten Größen betrachtet. Zur Illustration des Vorgehens sei als Beispiel ein im Jahr 2045 angeschaffter Elektromotor mit einer Lebensdauer von 10 Jahren angeführt. Im *Referenzszenario* wird ein Standardmotor eingesetzt, im *Basisszenario* ein effizienterer, aber in der Anschaffung teurerer Motor.

1. **Investitionen**: Der effiziente Elektromotor ist mit einem höheren Anschaffungspreis verbunden. Die Mehrinvestitionen werden über ihre gesamte Lebenszeit annualisiert, wobei hier für alle Investitionen und in allen Sektoren ein einheitlicher Zins von 7 % unterstellt wird. In den Simulationsmodellen werden teilweise stark abweichende Zinsen unterstellt, um z. B. Rentabilitätserwartungen oder Technologiepräferenzen abzubilden. Im Rahmen der systemanalytischen Differenzkosten werden zur besseren Vergleichbarkeit alle Investitionen mit einem einheitlichen Zins bewertet. Dass der Motor auch nach Ende der Betrachtungsdauer noch genutzt wird, ist durch die Annuisierung nicht weiter relevant. In jedem in den Betrachtungshorizont fallenden Jahr verursacht die getätigte Investition durch den Annuitätenfaktor Kosten in Höhe von 14,2 % der Mehrinvestitionen.
2. **Wartung und Betrieb**: Sind Wartung und Betrieb des Motors aufwendiger oder einfacher, können auch hierdurch Mehr- oder Minderkosten verursacht werden. Da die Kosten jeweils in jedem Jahr oder in bestimmten Intervallen anfallen, ist hierbei keine Annuisierung vorzunehmen.
3. **Energieträgereinsatz**: Der effizientere Motor verbraucht weniger Strom, wodurch die Kosten für Energieträger geringer ausfallen können. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass Strom durch die Transformation des Energiesystems im *Basisszenario* mit höheren spezifischen Kosten verbunden ist. Der effizientere Motor verbraucht also weniger, dafür aber tendenziell teureren Strom.

   Bei den Kosten der primären Energieträger wird auf die grenzüberschreitenden Großhandelspreise zurückgegriffen. Die Kosten für den inländischen Transport fallen im Transportsektor an. Bei einigen Brennstoffen entstehen zusätzliche Kosten für bestimmte Verfeinerungsschritte, z. B. von Rohöl zu Benzin oder Diesel. Bei Strom und Nah- und Fernwärme werden die spezifischen Kosten der jeweiligen Energieträger berechnet und so auf die Verbraucher umgelegt. Hierbei sind auch die Kosten für Transport und Verteilung enthalten, also für Netze und deren Betrieb. Nicht betrachtet werden Steuern, Abgaben und $CO_2$-Preise, da diesen keine direkte Nutzung von Ressourcen entgegensteht. $CO_2$-Preise führen aber beispielsweise im Stromsektor zum Einsatz $CO_2$-armer Erzeugungstechnologien, haben dort also eine steuernde Wirkung und führen so teilweise indirekt zu Mehrkosten; diese sind jedoch in den Kosten für Investitionen sowie Wartung und Betrieb abgebildet.

   Die Kosten für die Bereitstellung von Strom werden anteilig unter den Nutzern verteilt. Eine im Industriesektor genutzte Kilowattstunde löst in dieser Betrachtung die gleichen Kosten aus wie eine Kilowattstunde im Haushaltssektor, obwohl in der Realität wie auch im Modell die spezifi-

schen Strompreise sehr unterschiedlich ausfallen können. Dies bedeutet, dass die Kosten für Energieträger (teilweise deutlich) von den in den Nachfragemodellen angesetzten Endverbraucherpreisen abweichen: Zum einen sind keine Steuern enthalten, zum anderen gilt für Großverbraucher in der Industrie der gleiche Strompreis wie für Haushalte.

In dieser Abgrenzung der systemanalytischen Differenzkosten werden also die Kosten für geänderte Investitionen, Wartung und Betrieb sowie den Energiebedarf abgebildet. Nicht betrachtet werden dagegen die folgenden Aspekte:

- Transaktionskosten sowie weitere Kosten für die Implementierung der Politiken
- Volkswirtschaftliche Folgewirkungen, wie z. B. Änderungen der Außenhandelsbilanz, Arbeitsplatzeffekte und Verteilungseffekte
- Mit der Energiewende in Zusammenhang stehende Neben-Nutzen bzw. -Kosten, beispielsweise die Erhöhung des Immobilienwerts durch verstärkte Gebäudesanierung oder erhöhten Komfortniveau nach thermischer Sanierung der Gebäudehülle

### 8.5.2 Differenz der Kosten zwischen Basis- und Referenzszenario

In Tabelle 86 sind die Ergebnisse der Kostenbetrachtungen zusammengefasst. Diese stellen die Summierung der Kosten in den sektoralen Kapiteln dar, in denen insbesondere die Fixkosten der Szenarien verglichen werden. In diesem Abschnitt werden dagegen besonders die Energieträgerkosten der Szenarien und die Gesamtkosten verglichen. Dabei bestätigt sich zunächst die Annahme, dass im *Basisszenario* höhere Fixkosten (inklusive Wartung und Instandhaltung) geringeren Kosten für Energieträger gegenüberstehen. Die Differenz der Fixkosten nimmt dabei insbesondere in der Periode zwischen 2020 und 2040 um ca. 1 Mrd. EUR pro Jahr zu. In den späteren Jahren sind dabei insbesondere die Mehrkosten der Wohngebäude ein Kostentreiber; diese sind in 2050 für über die Hälfte der höheren Fixkosten verantwortlich; bedenkt man jedoch die (hier nicht bestimmten) Kapitalstöcke der jeweiligen Posten, relativiert sich dieses Bild.

Bei den Energieträgerkosten ergibt sich ein Gesamtergebnis, welches das Resultat sehr unterschiedlicher, teilweise gegenläufiger Prozesse ist. Zunächst ist dabei zu beachten, dass die Energieträgerpreise bis auf Strom und netzgebundene Wärme identisch sind. Für die fossilen Energieträger und Biomasse ergibt sich die Einsparung im *Basisszenario* also aus dem Ausmultiplizieren der Differenz des

Verbrauchs mit dem Energieträgerpreis des jeweiligen Jahres. Ein Minderverbrauch an diesen Energieträgern führt also immer zu Minderkosten im Bereich der Energieträgerkosten.

Bei Strom und Fernwärme ist dies nicht immer der Fall. Der spezifische Strompreis ist im *Basisszenario* in allen abgebildeten Jahren höher als im Referenzszenario; in 2050 beträgt der Unterschied 22 %. Verbraucht eine Anwendung im *Basisszenario* in diesem Jahr 22 % weniger Strom als im *Referenzszenario*, sind die Energieträgerkosten in beiden Szenarien identisch, da sich Effizienzgewinn und höhere spezifische Kosten kompensieren. Dieser Effekt ist z. B. bei den Haushaltsgeräten zu beobachten: Diese verbrauchen im *Basisszenario* zwar deutlich weniger Strom, ein großer Teil dieser Einsparungen wird jedoch durch die (umgelegten) höheren Kosten der Stromerzeugung kompensiert.

Uneinheitlich sind ebenfalls die Wirkungen eines Brennstoffwechsels. So führt ein Wechsel von fossilen Energieträgern zu Biomasse in der Wärmebereitstellung in den meisten Fällen zu geringeren Energieträgerkosten. Im Verkehr ist dies durch die notwendige Raffinierung nicht der Fall: Biokraftstoffe sind in der hier angestellten Kostenbetrachtung daher teurer als ihre fossilen Entsprechungen. Elektrofahrzeuge weisen dagegen durch ihre besseren Wirkungsgrade insbesondere in den späteren Jahren, in denen der Ölpreis höher ist als heute, niedrigere spezifische Energiekosten aus; in dieser Kostenbetrachtung ist ein elektrisch zurückgelegter Kilometer günstiger als ein fossiler. Dass in den späteren Dekaden batterieelektrische PKW günstiger sind als PKW mit Verbrennungsmotor, ist mitverantwortlich für die im *Basisszenario* deutlich niedrigeren Gesamtkosten des Verkehrssektors. Bei der Interpretation der Differenzkosten ist jedoch zu beachten, dass im Verkehr auch verbrauchssenkende Maßnahmen und Effekte zum Tragen kommen, denen nur geringe oder keine Kosten gegenüberstehen. So führt z. B. eine geänderte Modalwahl in dieser Perspektive zu energetischen Einsparungen, denen keine oder nur geringfügig höhere Fixkosten gegenüberstehen. Auch eine Verschiebung der PKW-Flotte hin zu kleineren, energiesparenden Fahrzeugen führt sowohl bei annualisierten Investitionen als auch bei Energieträgern zu geringeren Kosten.

Tabelle 86: Differenz der Kosten zwischen *Basis*- und *Referenzszenario* in Mio. EUR

| | Sektor | Bereich | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Differenz Fixkosten (Investition, Wartung und Instandhaltung) | GHD | Prozesse | 663 | 1.826 | 2.106 | 2.412 |
| | | Gebäude | 76 | -2 | 139 | 1.221 |
| | Haushalte | Gebäude | 801 | 2.785 | 7.782 | 14.083 |
| | | Geräte | 1.807 | 2.833 | 4.135 | 5.395 |
| | Verkehr | | 334 | 5.137 | 8.066 | 3.050 |
| | Industrie | | 343 | 781 | 1.320 | 1.374 |
| | **Summe** | | **4.024** | **13.360** | **23.548** | **27.535** |
| Differenz Energie-trägerkosten | GHD | Prozesse | -201 | -734 | -825 | -1.046 |
| | | Gebäude | 168 | 1 | -617 | -833 |
| | Haushalte | Gebäude | 77 | -119 | -1.721 | -2.428 |
| | | Geräte | 455 | -227 | -154 | -280 |
| | Verkehr | | -1.573 | -5.585 | -8.131 | -9.828 |
| | Industrie | | 76 | -706 | 327 | 1.931 |
| | **Summe** | | **-997** | **-7.369** | **-11.121** | **-12.485** |
| Differenz Gesamt | GHD | Prozesse | 462 | 1.092 | 1.281 | 1.365 |
| | | Gebäude | 245 | -1 | -478 | 388 |
| | Haushalte | Gebäude | 878 | 2.665 | 6.061 | 11.654 |
| | | Geräte | 2.263 | 2.606 | 3.981 | 5.115 |
| | Verkehr | | -1.397 | -932 | -972 | -7.846 |
| | Industrie | | 420 | 75 | 1.647 | 3.305 |
| | **Summe** | | **3.027** | **5.991** | **12.427** | **15.050** |

# 9 Schlussfolgerungen

## 9.1 Übergeordnete Erkenntnisse

**Die energie- und klimapolitischen Ziele sind sehr ambitioniert. Der erforderliche Transformationsprozess bedarf des Zusammenwirkens weiter Bereiche der Gesellschaft und der Energiewirtschaft.**

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen gesetzt. An den Modellergebnissen für eine Reduktion der Emissionen um 80 % bis 2050 sind in vielen Bereichen große Herausforderungen erkennbar. In allen Sektoren müssen neue Technologien und Konzepte eingesetzt werden. Vielfach werden die technischen und ökonomischen Herausforderungen durch technologische Unsicherheiten verstärkt, z. B. bezüglich der Kosten zukünftiger Energiespeicher. In der Realität stellt die Sicherung der Akzeptanz für den ambitionierten Transformationsprozess aber vermutlich die wichtigste Aufgabe dar. Der in den Zielszenarien dargestellte Wandel erfordert von den Bürgern und Unternehmen die Bereitschaft, Verhalten, Investitionsentscheidungen oder Geschäftsprozesse zu ändern. Letzten Endes erfordert der Transformationsprozess auch die Bereitschaft, die damit einhergehenden Mehrkosten zu tragen, auch wenn der Nutzen durch vermiedene Klimaschäden zum Großteil erst späteren Generationen zugutekommt.

**Energieeffizienz ist eine zentrale Säule zur Erreichung der Klimaziele.**

Kurz- und mittelfristig hilft eine rationelle Verwendung von Energie, Emissionen einzusparen. Langfristig ist sie zum einen bedeutsam, um knappe erneuerbare Ressourcen wie Biomasse nicht zu verschwenden. Auf der anderen Seite ermöglicht Effizienz aber häufig auch erst den Einsatz von Strom zur Verdrängung von fossilen Brennstoffen. So setzt ein sinnvoller Einsatz von Wärmepumpen voraus, dass die Gebäude gut gedämmt sind. Der effiziente Umgang mit Strom hilft zudem, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze zu begrenzen.

**Synergien zwischen steigender Effizienz und Sektorkopplung gewinnen eine besondere Bedeutung für die Transformation des Energiesystems.**

Die Umstellung der Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr auf erneuerbare Energieträger wird in hohem Maße auf der Basis von erneuerbar erzeugtem Strom erfolgen müssen (Sektorkopplung). Für die Dekarbonisierung

durch Sektorkopplung sind insbesondere Power-to-Heat, z. B. Wärmepumpen, sowie Elektromobilität von besonderer Bedeutung. Durch sie reduziert sich der fossile Energiebedarf und die höhere Flexibilität des Gesamtsystems erlaubt die Integration höherer Anteile variabler erneuerbarer Energien. Die Bedeutung der Sektorkopplung nimmt noch einmal zu, wenn es nicht gelingt, die Übertragungsnetze stark auszubauen: Ein geringerer Netzausbau reduziert die Möglichkeiten, die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien räumlich auszugleichen. Diese Flexibilität muss dann auf anderen Wegen bereitgestellt werden, insbesondere durch Sektorkopplung.

**In einigen Bereichen treten Nutzungskonkurrenzen zwischen Sektoren oder Optionen auf. Biomasse sollte langfristig insbesondere im Luft- und Seeverkehr sowie in bestimmten Industrieprozessen genutzt werden.**

Einige Ressourcen können für die Energiewende auf unterschiedliche Art genutzt werden. Das gilt z. B. für Dachflächen, Landflächen oder ggf. Speicherstätten für $CO_2$ aus Carbon Capture and Storage (CCS). Das prominenteste Beispiel ist allerdings Biomasse, da sie in allen Sektoren zur Dekarbonisierung genutzt werden kann. Somit stellt sich zwangsweise die Frage nach der zweckmäßigsten Verteilung auf die Sektoren und Anwendungsbereiche. Als konkretes Beispiel: Wie viel Biomasse soll zum Heizen von Gebäuden genutzt werden und wie viel zu Biokerosin verarbeitet werden? Dies kann von Modellen nicht direkt ermittelt werden, da hierbei neben techno-ökonomischen Fragen auch weitere Aspekte wie Akzeptanz und eine möglichst faire Verteilung von Belastungen bedeutsam sind.

Eine wesentliche Erkenntnis aus der vorliegenden Studie ist, dass im Sinne einer volkswirtschaftlichen Kostenminimierung auch bei Einzelentscheidungen das Gesamtsystem im Blick behalten werden muss. Die Nutzungskonkurrenz bei knappen Ressourcen wie Biomasse erfordert daher, dass geprüft wird, welche alternativen Optionen in konkurrierenden Sektoren vorhanden sind. Auf das obige Beispiel bezogen bedeutet dies, dass es weniger entscheidend ist, ob das Heizen mit Biomasse aus Nutzerperspektive günstig ist, sondern um wie viel teurer eine andere Art der Dekarbonisierung ist, z. B. mit einer Wärmepumpe. Denn im Flugverkehr sind synthetische Kraftstoffe als Alternative zu Biokerosin ungleich teurer.

Im Ergebnis führt diese Herangehensweise in den Zielszenarien dazu, dass der Biomasseeinsatz gegenüber heute tendenziell vom Umwandlungs- und Gebäudesektor in die Industrie sowie in den Luft- und Seeverkehr verschoben wird. Denn: Bei bestimmten Industrieanwendungen und Verkehrsmitteln existieren aus heutiger Sicht nur wenige und vergleichsweise teure Alternativen zur Biomassenutzung,

um $CO_2$ zu reduzieren. Diese Betrachtung der Opportunitätskosten sollte für alle Konflikte um knappe Ressourcen beachtet werden. Sie erfordert aber eine systemische Sicht.

**Power-to-Gas ist für eine 80%ige Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen nicht erforderlich bzw. nicht wirtschaftlich.**

Im *Basisszenario* ist der Einsatz von aus Strom erzeugten Energieträgern nicht kosteneffizient. Dies gilt sowohl für Wasserstoff als auch für synthetische Kohlenwasserstoffe wie z. B. synthetisches Methan, das aus der Methanisierung von Wasserstoff erzeugt wird. Gegen den Einsatz sprechen im Wesentlichen zwei miteinander zusammenhängende Gründe. Zum einen ist Power-to-Gas zu teuer, um in den bisher betrachteten Zielszenarien eine bedeutende Rolle zu spielen. So kostet z. B. aus Strom erzeugtes Methan – auch unter Berücksichtigung des $CO_2$-Preises – in 2050 ein Vielfaches von Erdgas. Dies ist eng mit dem zweiten Grund verbunden: Es gibt bei einer 80 %igen Reduktion noch keinen zwingenden Grund, synthetische Kraftstoffe einzusetzen. Die Nachfrage derjenigen Bereiche, die sich nur schwer auf erneuerbare Energien oder Strom umstellen lassen, kann mit dem verbleibenden Emissionsbudget durch fossile Energien gedeckt werden. Ob und in welchem Umfang eine weitergehende Dekarbonisierung den Einsatz synthetischer Kohlenwasserstoffe oder Wasserstoffe erfordert, wird in weiteren Arbeiten dieser Studie detailliert untersucht.

## 9.2 Industrie

**Industriesektor steht vor einem grundliegenden Wandel.**

Bei anhaltendem Wirtschaftswachstum verlangt eine ambitionierte $CO_2$-Minderung im Industriesektor vielfältige Veränderungen. Die Umstellung der industriellen Produktion erfordert in vielen Bereichen neue Technologien, Prozesse und andere Stoffnutzungskonzepte. Energieeffizienztechnologien sowie Strom- und Biomasseeinsatz sind dabei wichtige Optionen, aber auch die Abscheidung und Speicherung von $CO_2$ (CCS), eine zügig steigende Nutzung von Sekundärrohstoffen sowie das stärkere Wirtschaften in Kreisläufen.

Dieser Umstellungsdruck, d. h. die Notwendigkeit, neue Produktionsverfahren und $CO_2$-arme Produkte zu entwickeln und auf den Markt zu bringen, stellt besonders für Branchen im internationalen Wettbewerb eine zentrale Herausforderung dar. Der benötigte Wandel kann vermutlich nicht allein durch den $CO_2$-Preis angestoßen werden. Dieser steigt zwar im *Basisszenario* auf 100 EUR/t $CO_2$ im Jahr 2050,

jedoch müssen die meisten strategischen Investitions- und F&E-Entscheidungen deutlich früher getroffen werden, teilweise bereits um das Jahr 2020. Die verbleibenden 30 Jahre bedeuten – gemessen an den langen Zeiträumen für Technologieentwicklung und der hohen Lebensdauer industrieller Anlagen – eine kurze Zeitdauer.

**Carbon Capture and Storage (CCS) stellt für die Industrie eine bedeutende Option zur Senkung der Emissionen dar.**

Obwohl derzeit noch keine Anlage in nennenswertem Maßstab Industrieemissionen abscheidet und einspeichert, könnte CCS für emissionsintensive Prozesse, für die aus heutiger Sicht kaum alternative Optionen bestehen, eine zentrale Vermeidungsoption werden. CCS wird in den Zielszenarien dieser Studie nach 2030 bei großen $CO_2$-Punktquellen der Stahl-, Klinker-, Kalkstein-, Ammoniak-, Ethylen- und Methanolproduktion in hohem Umfang eingesetzt. Die $CO_2$-Vermeidung durch CCS steigt bis 2050 auf etwa 37 Mt pro Jahr, was etwa 42 % der im *Basisszenario* in 2050 noch anfallenden Emissionen im Industriesektor entspricht.

Ohne CCS wären bei einigen Industrieprozessen bereits frühzeitig deutlich radikalere Innovationen notwendig, deren Markteinführung bisher ungewiss ist. Die Perspektiven für CCS-Projekte sind allerdings derzeit fraglich, nicht zuletzt aufgrund einer geringen öffentlichen Akzeptanz. Eine robuste Strategie sollte die Markteinführung von CCS für Industrieemissionen weiter verfolgen, aber auch die Entwicklung und den Einsatz innovativer $CO_2$-armer Herstellungsverfahren in Branchen wie der Stahlindustrie oder der Zementherstellung fördern.

## 9.3 Verkehr

**Strom und Biokraftstoffe lösen fossile Kraftstoffe im Verkehr ab.**

Kurz- und mittelfristig tragen im *Basisszenario* besonders Effizienzverbesserungen und Biomasseeinsatz zur Senkung der Emissionen des Verkehrs bei. Langfristig kann die notwendige Reduktion im Individualverkehr nur durch eine (direkte oder indirekte) Elektrifizierung der Fahrzeuge gelingen. In den kostenoptimierten Zielszenarien dieser Studie werden Benzin- und Diesel-PKW zunächst durch Hybridfahrzeuge und später durch batterieelektrische Fahrzeuge ersetzt. Im Schwerlastverkehr kommen nach 2030 Oberleitungs-LKW zum Einsatz.

**Im internationalen Flug- und Schiffverkehr werden verstärkt Biokraftstoffe eingesetzt.**

Im Flug- und Seeverkehr müssen fossile Kraftstoffe durch emissionsarme Kraftstoffe ersetzt werden. In den kostenoptimierten Zielszenarien dieser Studie kommen dabei Biokraftstoffe zum Einsatz. Die alternativen Möglichkeiten, um Strom als Kraftstoff einzusetzen, also Wasserstoff oder aus Wasserstoff erzeugte Kohlenwasserstoffe (Power-to-Fuel) kommen im Basisszenario nicht zum Einsatz.

## 9.4 Gebäudesektor

**Energetische Gebäudesanierungen ebnen den Weg für die Wärmewende.**

Die langen Lebensdauern der Gebäude und ihrer Heizungstechnologien machen die Wärmewende besonders herausfordernd. Gebäude, die in den kommenden Jahren gebaut werden, werden zu einem großen Anteil bis 2050 noch existieren und nur zu einem geringen Anteil saniert werden. Ein großer Anteil der Heizsysteme, die in den kommenden Jahren installiert werden, sind bis zum Jahr 2050 im Einsatz. Daraus ergibt sich ein hoher Handlungsdruck.

In bestehenden Gebäuden senken energetische Sanierungen nicht nur den Energiebedarf, sondern ermöglichen in vielen Fällen erst eine emissionsarme Wärmeversorgung, z. B. durch Wärmepumpen. In den Zielszenarien gelingt es, durch ordnungsrechtliche Verschärfungen, Förderungen sowie Maßnahmen im Bereich Information, Qualifizierung, Training und Bewusstseinsbildung sowohl Sanierungsraten als auch -tiefen deutlich zu erhöhen.

**Wärmenetze und Stromeinsatz sind wichtige Bestandteile der Wärmewende.**

Wärmenetze spielen für die Dekarbonisierung insbesondere urbaner Räume eine wichtige Rolle. Gleichzeitig wird Strom ein bedeutender Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Dies bedeutet, dass die Dekarbonisierung des Strom- und Fernwärmesektors eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen im Gebäudesektor sind. Damit steigt zunehmend auch die Bedeutung des Gebäudesektors als Flexibilitätsoption im Energiesystem.

## 9.5 Systemische Effekte des Stromsystems

**Die Dekarbonisierung des Stromsystems ist mit Kosten verbunden. Langfristig erreichen die spezifischen Kosten der Stromversorgung aber wieder das heutige Niveau.**

Durch den kontinuierlich steigenden $CO_2$-Preis sowie Vorgaben zum EE-Ausbau werden die Kosten der Stromversorgung – im Folgenden in realen Werten für 2010 angegeben – im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* erhöht. Die jahresbezogenen Mehrkosten belaufen sich in 2050 auf 11,7 Mrd. EUR/a. Dabei sind Investitionen in Infrastruktur (Erzeugung, Netze und Pumpspeicher), deren Wartung und Instandhaltung sowie Brennstoffkosten berücksichtigt.

Die spezifischen Kosten für die Deckung der Endenergienachfrage steigen im *Basisszenario* von 11,5 ct/kWh in 2013 bis 2030 auf ihren höchsten Wert von 13,3 ct/kWh. Danach sinken sie wieder bis 2050 auf 11,6 ct/KWh. Sie liegen damit in 2050 zwar 2,1 ct/kWh höher als im *Referenzszenario*, erreichen aber auch wieder das heutige Niveau. Dabei ist zu beachten, dass es sich hierbei – trotz einheitlicher Bewertungsmethode – um einen Vergleich des realen, historisch gewachsenen Stromsystems mit den naturgemäß idealisierten Ergebnissen eines Modells handelt.

**Die Dekarbonisierung des Stromsystems erfordert bereits zeitnah ein sehr hohes Maß an Kooperation und Abstimmung innerhalb Deutschlands und darüber hinaus.**

Modelle sind per Definition eine Vereinfachung der Wirklichkeit. In der Realität stehen einer kostenminimalen Erreichung der deutschen – aber letzten Endes auch der europäischen – energie- und klimapolitischen Ziele Hemmnisse entgegen. Besonders groß sind die möglichen Abweichungen in zwei Aspekten:

Zum einen verfügen die Modelle über große Sicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklungen: Das Stromsystemmodell kennt bei einer Investitionsentscheidung in 2020 die zukünftige Entwicklung der $CO_2$-Preise in dem Szenario und bezieht diese in die Entscheidung mit ein. In der Realität können Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen zu Fehlinvestitionen führen. Darum besteht eine entscheidende Herausforderung für eine zielführende Klimapolitik darin, den Akteuren Glaubwürdigkeit im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele zu vermitteln, um

Entwicklungen in die gewünschte Richtung eines Treibhausgasminderungsziels zu lenken.

Ein zweiter Aspekt, der sich in den Modellen leichter gestaltet als in der Realität, ist die Abstimmung der Komponenten des Energiesystems und der Dekarbonisierungsstrategien. So zeigen beispielweise die Ergebnisse aller Szenarien, dass mit steigenden EE-Anteilen die Bedeutung des europäischen Stromaustauschs zunimmt. Somit müssen in steigendem Maße das deutsche Energiesystem und die Auswirkungen politischer Weichenstellungen im europäischen Kontext betrachtet werden. Die Auswirkungen bestimmter Maßnahmen können beschränkt oder aufgehoben werden, falls sie nicht international abgestimmt werden. Werden beispielweise in einem Land Gaskraftwerke vom Netz genommen, wird ihre Stromproduktion möglicherweise durch Kohlekraftwerke in einem anderen Land ersetzt. Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland und in Europa erfordert ein sehr hohes Maß an nationaler und internationaler Koordination, frühzeitigen und verbindlichen Absprachen und letzten Endes eine deutlich stärkere systemische Sicht.

Grundsätzlich wird in den betrachteten Szenarien ein ähnliches klimapolitisches Ambitionsniveau in Europa angenommen. Ohne dieses würde es zu Verwerfungen kommen, die zu „Carbon Leakage“ oder verzerrtem Wettbewerb führen. Die Auswirkungen von unterschiedlichen Ambitionsniveaus in Europa hinsichtlich der Dekarbonisierungsziele werden in einem weiteren Szenario untersucht werden.

**Neue stationäre Stromspeicher sind volkswirtschaftlich nicht kosteneffizient.**

Aus technischer Sicht liegt es nahe, fluktuierende erneuerbare Energien durch Stromspeicher auszugleichen. Die Ergebnisse der bisherigen Szenarien zeigen allerdings, dass neue Pumpspeicher selbst bei hohen EE-Anteilen nicht wirtschaftlich sind, obwohl diese auf absehbare Zeit die günstigsten Speichertechnologien bleiben werden. Die Gründe liegen zum einen in den hohen Investitionen sowie den impliziten Kosten durch Speicherverluste. Zum anderen gelingt es den Speichern nicht, die Volllaststunden zu erreichen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Dies liegt auch daran, dass Nachfrageflexibilität, besonders durch Power-to-Heat und Elektromobilität, bereits einen nennenswerten Teil der Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien integriert.

In den noch ausstehenden Szenarien mit ambitionierterem Klimaziel (95 %) kann dies unter Umständen anders aussehen; ein Speicherbedarf dürfte aber auch dort allenfalls erst langfristig entstehen.

**Power-to-Heat ist in vielen Einsatzbereichen sinnvoll.**

Power-to-Heat umfasst in dieser Studie vor allem die Umwandlung von Strom in Wärme in Wärmepumpen, für Industrieprozesswärme sowie in Nah- und Fernwärmenetzen. Im *Basisszenario* wird Power-to-Heat ab 2040 stark eingesetzt. Dabei dient es zum einen der Sektorkopplung und verdrängt dabei fossile Brennstoffe aus den Nachfragesektoren. Zum anderen stellt es als Flexibilitätsoption aber auch eine Möglichkeit dar, größere EE-Strommengen zu integrieren. Gerade in Fernwärmenetzen und in der Industrie stellt Power-to-Heat eine gute Ergänzung bzw. Ersatz von KWK-Erzeugung dar.

**Nettostromimporte aus dem Ausland können langfristig für Deutschland wirtschaftlich sein, wenn Europa ebenfalls eine kostenoptimale Dekarbonisierung durchführt.**

Im *Basisszenario* importiert Deutschland im Jahr 2050 15 % seines Stromes als Teil einer kostenoptimierten Lösung. Die Importe stammen dabei aus dem europäischen Ausland. Der Grund für den relativ hohen Nettoimport liegt in den Standortvorteilen der europäischen Nachbarländer im Hinblick auf EE-Potentiale. Auch für diesen Aspekt hängt die reale Umsetzbarkeit stark von regulatorischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz im In- und Ausland ab.

## 9.6 Fossile Stromerzeugung

**Sollen die Klimaschutzziele erreicht werden, ist der Neubau von fossilen Kraftwerken ohne KWK in Deutschland nicht wirtschaftlich.**

Während im *Referenzszenario* unter der Annahme moderat steigender $CO_2$-Preise fossile Kondensationskraftwerke weiterhin kosteneffizient sind, ist dies im *Basisszenario* in Deutschland nicht der Fall. Sollen die Emissionen Deutschlands um 80 % (oder mehr) gesenkt werden, wird der Bau neuer fossiler Kondensationskraftwerke die Kosten der Stromversorgung langfristig erhöhen. Nach 2040 führen die steigenden $CO_2$-Preise dazu, dass Kohlestrom auch ohne die Berücksichtigung der notwendigen Investitionen nicht mehr wirtschaftlich ist.

### 6.2 Die Rolle von KWK ist abhängig von der Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken, dem verbleibenden Flexibilitätsbedarf und der lokalen Konkurrenz durch alternative Wärmeerzeuger.

Die Bedeutung der KWK in der Energiewende wird derzeit intensiv diskutiert. Aus den bisherigen Ergebnissen dieses Projekts lässt sich ableiten, dass die Rolle großskaliger fossiler KWK-Kraftwerke von mehreren Faktoren abhängt. Im *Referenzszenario* ist KWK über den gesamten Zeithorizont bis 2050 sehr wettbewerbsfähig. Der moderate CO2-Preis macht eine rationelle Verwendung fossiler Ressourcen ökonomisch attraktiv, ohne den Einsatz von Kohle und Gas so stark zu pönalisieren, dass sie aus dem System verdrängt werden.

Eine ähnliche Entwicklung ist auch im *Basisszenario* bis 2030 zu beobachten: In den ersten 15 Jahren dieses Szenarios wird fossile KWK stark ausgebaut. Bis zum Jahr 2050 werden dann insbesondere die Kohle-KWK-Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer durch reine Wärmeerzeuger ersetzt, häufig kombiniert mit Power-to-Heat. Bivalente Erdgas-KWK-Anlagen, die also auch einen reinen Kondensationsbetrieb fahren können, kommen aber im *Basisszenario* sowohl in der Industrie als auch in Nah- und Fernwärmenetzen weiter zum Einsatz, allerdings sinkt auch bei diesen Anlagen insgesamt die Leistung. Die KWK-Anlagen dienen in 2050 auch der Bereitstellung von gesicherter Leistung für das Stromsystem. Kann diese Leistung anderweitig bereitgestellt werden (z. B. im *restriktionsarmen Szenario* durch CCS-Kraftwerke), nimmt die Bedeutung der KWK stärker ab).

Es lässt sich festhalten, dass KWK mindestens als Brückentechnologie kosteneffizient ist. Inwieweit sie auch langfristig Teil einer kosteneffizienten Lösung ist, hängt vom nicht durch andere Optionen gedeckten Leistungsbedarf des Stromsystems ab. Biomasse-KWK-Anlagen können hingegen auch langfristig in der Industrie und in Nah- und Fernwärmenetzen eingesetzt werden. In welchem Umfang dies möglich bzw. kosteneffizient ist, hängt vor allem von der Verfügbarkeit der Biomasse und dem Biomassebedarf der anderen Sektoren ab.

## 9.7 Erneuerbare Energien

### Erneuerbare Energien sind die zentrale Säule der Dekarbonisierung der Stromerzeugung.

Bereits im *Referenzszenario* sorgen moderat, aber verlässlich steigende CO2- Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass ein starker Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizient ist, wenn ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden; dies gilt

für Deutschland genauso wie für Europa. Unter der Annahme, dass der $CO_2$-Preis bis zum Jahr 2050 auf 100 EUR/t steigt, werden erneuerbare Energien so wettbewerbsfähig, dass sie ungekoppelte fossile Kraftwerke nahezu vollständig verdrängen.

**Windenergie an Land wird die wichtigste Stromerzeugungstechnologie in Deutschland und Europa.**

Im *Basisszenario* stammt im Jahr 2050 nahezu die Hälfte des in Europa erzeugten Stroms aus Onshore-Windenergieanlagen. Die hohen Anteile der Windenergie, wie der erneuerbaren Energien insgesamt, werden durch den Ausbau des europäischen Netzes sowie der Flexibilisierung der Nachfrage ermöglicht. Aber selbst bei den nur moderat steigenden $CO_2$-Preisen im *Referenzszenario* wird Wind-Onshore langfristig die wichtigste Erzeugungstechnologie.

**Der Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands ist aus Systemsicht günstiger als ein lastnaher Ausbau im Süden.**

Ein Fokus der Szenarioanalysen dieser Studie ist die Frage, ob Windenergie aufgrund vieler technischer Restriktionen trotz des dort häufig geringeren Windangebotes näher an den Nachfragezentren ausgebaut werden sollte. Das sehr hoch aufgelöste Modellsystem hat diese These nicht bestätigt. Auch unter Berücksichtigung der höheren Netzausbaukosten liegt der Schwerpunkt eines kosteneffizienten Ausbaus der Windenergie weiterhin bei den windstarken Standorten im Norden Deutschlands. Diese Schlussfolgerung gilt natürlich nur, wenn es gelingt, das Stromnetz so auszubauen, dass der Strom in den Süden Deutschlands transportiert werden kann.

Auch PV-Freiflächenanlagen werden ebenfalls primär an ertragreichen Standorten zugebaut. Eine Ausnahme stellt der Ausbau von PV-Aufdachanlagen dar: Für eine kostenoptimale regionale Verteilung des Ausbaus von PV-Aufdachanlagen sind nicht nur die Standortqualitäten, sondern insbesondere auch die von ihnen verursachten Netzausbaukosten relevant: Die Ergebnisse des *Basisszenarios* zeigen, dass aus Sicht der Gesamtsystemkosten PV-Aufdachanlagen in einem Netzgebiet nur so weit ausgebaut werden sollten, bis dadurch signifikanter Netzausbaubedarf entsteht. Ein darüberhinausgehender Ausbau lohnt sich gesamtwirtschaftlich nicht. Es werden stattdessen ertragsschwächere Standorte genutzt, in denen noch kein starker Netzausbaubedarf besteht.

**Der Ausbau von Offshore-Windparks ist mit Mehrkosten verbunden, kann aber unter Akzeptanzgesichtspunkten sinnvoll sein.**

Durch den kostenoptimierenden Ansatz dieser Studie erfolgt in keinem der bisher betrachteten Szenarien ein Ausbau von Wind-Offshore über den jeweils vorgesehenen Mindestausbau hinaus. Unter den getroffenen Annahmen ist Offshore-Windenergie über den gesamten Szenariohorizont mit Mehrkosten gegenüber Wind-Onshore verbunden. Zwar gehen in der Praxis die Ausschreibungen bei Wind-Offshore derzeit mit teilweise sehr geringen Zuschlagshöhen einher; allerdings spiegeln diese Ausschreibungsergebnisse die Gesamtsystemkosten eines umfangreichen Offshore-Ausbaus nicht vollständig wider. In dem Optimiermodell dieser Studie werden hingegen neben den reinen Gestehungskosten am Standort auch der erforderliche Netzanschluss und der gegebenenfalls erforderliche Netzausbau an Land berücksichtigt. Offshore-Windenergie kann jedoch unter Akzeptanzgesichtspunkten zweckmäßig sein, wenn z. B. ein stärkerer Onshore-Ausbau nur schwer umsetzbar erscheint.

**Aus einer ökonomischen Perspektive ist der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen dem Ausbau von PV-Aufdachanlagen vorzuziehen.**

Aus der Perspektive volkswirtschaftlicher Kostenminimierung haben (insbesondere kleine und mittlere) PV-Aufdachanlagen keine ökonomischen Vorteile gegenüber PV-Freiflächenanlagen. Sie bieten letztendlich das gleiche Einspeiseprofil zu höheren Kosten. Die häufig vorgebrachten Vorteile der PV-Aufdachanlagen in Bezug auf die Systemintegration schlagen ökonomisch nicht nennenswert zu Buche. Im Gegenteil: Regional hohe Leistungen von PV-Aufdachanlagen verursachen durch den erforderlichen Verteilungsnetzausbau zusätzliche Kosten. Die Flächennutzung durch PV-Freiflächenanlagen sowie der damit verbundene Eingriff in das Landschaftsbild stellen jedoch wesentliche Nachteile der PV-Freiflächenanlagen dar.

**Die optimale PV-Leistung in Deutschland hängt auch davon ab, wie stark PV im Rest Europas ausgebaut wird.**

In den Szenarien wird der Ausbau erneuerbarer Energien europäisch optimiert. Dadurch kommt es besonders im *Basisszenario* zu einer Konzentration des Photovoltaikausbaus in Südeuropa, bedingt durch die dort besseren Einstrahlungsbedingungen. In gewisser Weise verhindert der südeuropäische Ausbau in den Modellen, dass PV in Deutschland stärker ausgebaut wird: In den Mittagsstunden liegt

dann häufig in Europa insgesamt schon eine hohe PV-Einspeisung vor. Eine Erhöhung der Photovoltaik-Leistung in Deutschland würde deshalb häufig zu Abregelungen in einer nicht kosteneffizienten Höhe führen. Sollten in Südeuropa weniger Photovoltaikanlagen ausgebaut werden als im *Basisszenario*, könnte eine höhere PV-Leistung in Deutschland wirtschaftlich sein, da Freiflächen-PV unter den getroffenen Annahmen bis 2050 an guten Standorten günstiger ist als Windenergie an schwächeren Standorten.

Insgesamt wird der ökonomisch sinnvolle Photovoltaikausbau auch von den Möglichkeiten bestimmt, Stromnachfrage in die Mittagszeit zu verlagern. Wenn das Stromsystem durch höhere Nachfrageflexibilität in der Lage ist, in den Mittagstunden mehr Strom aufzunehmen, könnten ggf. höhere PV-Leistungen kosteneffizient sein.

## 9.8 Netzfragestellungen

**Netzausbau – oder genauer der Ausbau von Transportkapazitäten – stellt eine günstige und im System umfangreich genutzte Flexibilitätsoption dar.**

Dies gilt für das *Referenz*- wie auch für das *Basisszenario*. Die Aussage gilt auch dann, wenn der Netzausbau mit höheren Kosten verbunden ist, bedingt durch einen gegenüber heute deutlich höheren Verkabelungsgrad; genau diese Annahme liegt nämlich dem *Basisszenario* zugrunde.

Von einem „Ausbau von Transportkapazitäten“ zu sprechen, wäre präziser als der Begriff „Netzausbau“, da es in den vorliegenden Untersuchungen darum geht, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze durch eine Zunahme der kostenoptimalen Transportkapazitäten zu ermitteln. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung, wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden sollen. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen. Da der Begriff „Netzausbau“ intuitiver verständlich ist, wird er hier im Weiteren verwendet.

Im *Basisszenario* erlaubt die Nutzung der Flexibilitätsoption Netzausbau einerseits die Nutzung der kostengünstigsten EE-Standorte in Deutschland, um damit die

klima- und energiepolitischen Ziele Deutschlands zu erfüllen. Andererseits ermöglicht der Netzausbau einen großräumigen europäischen Ausgleich. Dieser ist in einem stark von dargebotsabhängiger Erzeugung geprägten System besonders wichtig. Andere Flexibilitätsoptionen wie zusätzliche Speicher oder konventionelle „Backup-Kraftwerke“ sind mit Netzausbau dann weitgehend entbehrlich: Mit stark ausgebauten Netzen kann man die Tatsache nutzen, dass die Wetterbedingungen quer durch Europa hinreichend unterschiedlich sind. Das in Europa zu einem Zeitpunkt vorhandene Angebot an EE-Erzeugung reicht dann in den meisten Fällen aus, um die Stromnachfrage im gesamten Gebiet zu decken. Die Netze stellen dabei sicher, dass der Transport der Energie auch erfolgen kann. In den wenigen Fällen, in denen eine zusätzliche Leistungsbereitstellung benötigt wird, sind Gasturbinen die kosteneffiziente Option. Die verstärkten Austauschmöglichkeiten quer durch Europa erlauben auch, dass nachfrageseitige Durchmischungseffekte besser genutzt werden können.

**Im Übertragungsnetz ist ein Ausbau deutlich über die heute beschlossenen Maßnahmen von EnLAG und BBPlG hinaus aus Gesamtsystemsicht kosteneffizient.**

Im *Basisszenario* ist bis zum Jahr 2050 ein Ausbau bzw. eine Verstärkung von insgesamt 36.500 Stromkreiskilometern erforderlich: Das bedeutet, dass über die heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gemäß EnLAG und BBPlG hinaus noch einmal das in etwa 1,4-fache an Netzausbau benötigt wird. Bei diesen Zahlen ist zu beachten: Der Ausbau und die Verstärkung von Stromkreisen ist nicht mit dem Bau neuer Stromnetztrassen gleichzusetzen. Der Grund hierfür ist, dass eine Verstärkung eines Stromkreises den Austausch bestehender durch leistungsstärkere Betriebsmittel bedeutet. Diese, genauso wie zum Teil auch zusätzliche Stromkreise, können grundsätzlich in bestehenden Trassen Platz finden. In den Untersuchungen wird versucht, vorhandene Trassen maximal auszunutzen. Dadurch kann der Bedarf für neue Trassen im *Basisszenario* auf insgesamt 3.000 km begrenzt werden. Mehr als die Hälfte davon (1.700 km) ergibt sich aus heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gemäß EnLAG und BBPlG.

Auch im *Referenzszenario* zeigt sich, dass ein umfangreicher Ausbau im Übertragungsnetz kosteneffizient ist: Bis zum Jahr 2050 ist ein weiterer Ausbau bzw. eine weitere Verstärkung von Stromkreiskilometern in etwa gleichem Umfang wie bei EnLAG und BBPlG zusätzlich erforderlich.

**Umfangreicher Netzausbau ist auch im Ausland erforderlich.**

Ein großräumiger Austausch und die Nutzung der gesamteuropäisch besten Standorte ist nur möglich, wenn das Stromnetz in ganz Europa ausgebaut wird. Kosteneffizient ist, wenn der großräumige Stromaustausch bis zum Jahr 2050 deutlich gesteigert wird: So steigt der mit der Transportentfernung gewichtete Stromtransport im *Basisszenario* im gesamten betrachteten Gebiet bis 2050 auf das 3-fache des Werts im Jahr 2020 an. Hierzu erfolgt ein Ausbau der verfügbaren Handelskapazitäten, der um das 5-fache über dem in den Szenarien vorgegebenen exogenen Netzausbau liegt, der sich ausgehend vom Status quo im Wesentlichen basierend auf den Maßnahmen des Ten Year Network Development Plans ergibt. Auch im *Referenzszenario* wird der Netzausbau als kostengünstige Flexibilitätsoption europaweit genutzt: Der Ausbau der Handelskapazitäten liegt um etwa das 3,25-fache über dem exogenen Netzausbau.

Will man ein solches Szenario mit umfangreichem Netzausbau in und zwischen Deutschland und den anderen Ländern Europas umsetzen, dann ist eine international enge und zeitnahe Koordination notwendig. Der Netzausbau stellt nur dann eine geeignete Flexibilitätsoption dar, wenn er gezielt eingesetzt wird, um die beschriebenen Ausgleichseffekte zu erschließen. Der Bedarf für eine zeitnahe Koordination besteht deshalb, weil Genehmigungsprozesse für die Umsetzung von Netzausbauvorhaben erfahrungsgemäß langwierig und aufwändig sind.

**Der Verteilungsnetzausbau in Deutschland verursacht höhere Kosten als der Übertragungsnetzausbau. Dennoch sind die Herausforderungen bei der Umsetzung auf der Übertragungsnetzebene größer.**

Zwar liegt der ermittelte Anstieg der annuitätischen Netzkosten im *Basisszenario* bis 2050 (im Vergleich zum Jahr 2013) für die Verteilungsnetze höher als bei den Übertragungsnetzen (+5,2 Mrd. EUR/a bei Verteilungsnetzen gegenüber +3,4 Mrd. EUR/a bei den Übertragungsnetzen). Netzausbau in Übertragungsnetzen umzusetzen, dürfte aber die größere Herausforderung darstellen. Der Grund hierfür ist, dass diejenigen Maßnahmen, die mit Übertragungsnetzausbau verbunden sind, einen weitaus größeren Eingriff in das Landschaftsbild darstellen. Dies liegt zum einen an den im Übertragungsnetz erforderlichen größeren Abstandsflächen und der Tatsache, dass im Gegensatz zum Verteilungsnetz im Übertragungsnetz keine vollständige Verkabelung bei neuen Leitungen angenommen wird. Zum anderen zeigen die Ergebnisse, dass ein Großteil der Netzverstärkungsmaßnahmen in den Verteilungsnetzen in den Umspannungsebenen erfolgt. Diese Maßnahmen wirken sich deutlich weniger auf die Schutzgüter Mensch und Natur aus.

Die in den Leitungsebenen erforderlichen Maßnahmen erfordern außerdem meistens keine neuen Trassen, sondern können durch den Austausch vorhandener durch leistungsstärkere Leitungen vorgenommen werden, so dass auch hier keine wesentlichen zusätzlichen Beeinträchtigungen der Schutzgüter zu erwarten sind.

Ergebnisanalysen für die Verteilungsnetze zeigen, dass der Ausbaubedarf der Netze sowohl vom Zubau der EE-Anlagen, als auch in ähnlichem Ausmaß vom Anstieg der Last getrieben wird. Der Lastanstieg ist im Wesentlichen zurückzuführen auf eine verstärkte Sektorkopplung, die sich aus Sicht der Verteilungsnetze insbesondere in einem Zuwachs von Wärmepumpen und Elektromobilität ausdrückt. EE-Zubau und Lastzuwachs betreffen überwiegend jeweils unterschiedliche Netzbereiche, da in den Gebieten, in denen ein Großteil des Lastanstiegs zu verzeichnen ist (städtische Bereiche), in der Regel keine (ökonomisch vorzugswürdigen) EE-Potenziale vorhanden sind. Somit ist in vielen Fällen in einem Netzgebiet entweder der Ausbau von Windenergie- oder PV-Freiflächenanlagen oder der Lastzuwachs eindeutig dominanter Treiber. Synergieeffekte entstehen damit kaum. Dies gilt insbesondere für die räumlich wenig ausgedehnten Netze der Nieder- und Mittelspannungsebene; auf Hochspannungsebene hingegen treten solche Synergieeffekte aufgrund der größeren Ausdehnung dieser Netze teilweise auf.

# 10 Literatur

[Barthel et al. 2010] Barthel, C.; Franke, M.; Müller, P. und Dittmar, C.: *Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte (Veröffentlichung im Rahmen des Projektes „Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRess). Arbeitspaket 14.* Umweltbundesamt (UBA). Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/3946.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[Beckmann und Scholz 1998] Beckmann, M. und Scholz, R.: *Werkzeuge zur Bewertung von Abfallbehandlungsverfahren - Methoden und Ergebnisse -. Kapitel 5: Massen- und Energiebilanzen*. Online: https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifvu/evt/ressourcen/dateien/Veroeffentlichungen/Beckmann_90-07/Be-93.pdf?lang=en. Zugegriffen: 21. März 2017.

[BGBl I 2014] Bundesgesetzblatt Teil I 2014 Nr. 33 24.07.2014 S. 1066: *Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. EEG 2014.* Bundesgesetzblatt Teil I 2014 Nr. 33 24.07.2014 S. 1066 (BGBl I).

[BGBl I 2016] Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 49 vom 18.10.2016, Seite 2258: *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien.* Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 49 vom 18.10.2016, Seite 2258 (BGBl I).

[BITKOM 2008] Bundesverband Informationswirtschaft Telekommunikation und neue Medien e.V.: *Die Zukunft der digitalen Consumer Electronics.*

[BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin.*

[destatis 2010] Statistisches Bundesamt: *Produktionsdatenbank (Prodcom)*. Online: http://www.eds-destatis.de/de/theme4/prodcom.php.

[Dewald und Achternbosch 2015] Dewald, U. und Achternbosch, M.: *Why more sustainable cements failed so far? Disruptive innovations and their barriers in a basic industry*. Online: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210422415300228. Zugegriffen: 30. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2007a] EuP Preparatory Studies: *Lot 3: "Personal computers (desktops and laptops) and computer monitors". Final Report.*

[EuP Preparatory Studies 2007b] EuP Preparatory Studies: *Lot 5: "Televisions". Final Report*. Online: https://www.ebpg.bam.de/de/ebpg_medien/005_studyf_07-08_complete.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2007c] EuP Preparatory Studies: *Lot 6: "Standby and off-mode losses". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2008a] EuP Preparatory Studies: *Lot 10: "Residential room conditioning conditioning appliances (airco and ventilation)". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2008b] EuP Preparatory Studies: *Lot 13: "Domestic refrigerators and freezers". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2008c] EuP Preparatory Studies: *Lot 14: "Domestic dishwashers and washing machines". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2008d] EuP Preparatory Studies: *Lot 18: "Complex set-top boxes". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2008e] EuP Preparatory Studies: *Lot 19: "Domestic lighting". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[EuP Preparatory Studies 2009] EuP Preparatory Studies: *Lot 16: "Household tumble driers". Final Report. Zugegriffen:* 27. Januar 2017.

[Europäische Kommission 2013] Europäische Kommission: *National renewable energy action plans*. Online: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans. Zugegriffen: 01. September 2015.

[Fischedick et al. 2014] Fischedick, M.; Marzinkowski, J.; Winzer, P. und Weigel, M.: *Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies.* Journal of Cleaner Production, 84 (2014).

[Fleiter et al. 2010a] Fleiter T.; Hirzel S.; Jakob M.; Barth J.; Quandt L.; Reitze F.; Toro F. (Hrsg): *Electricity demand in the European service sector: a detailed bottom-up estimate by sector and by end-use. Konferenzband der IEECB 13-14.04.2010, Frankfurt.*

[Fleiter et al. 2010b] Fleiter T.; Steinbach J.; Ragwitz M. (Hrsg): *Mapping and analyses for the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel development (fossil/renewables). Work package 2: Assessment of the technologies for the year 2012.*

[Fraunhofer ICT und Fraunhofer ISI 2010] Fraunhofer ICT und Fraunhofer ISI: *EU-PlastVoltage - Procedures and targets.* Intelligent Energy Europe. Online: http://www.euplastvoltage.eu/uploads/downloads/procedures-and-targets.pdf. Zugegriffen: 28. November 2015.

[Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI 2009] Fraunhofer Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: *Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft.* Fraunhofer Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration (Fraunhofer IZM); Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Online: http://www.pt-em.de/documents/IZM-ISI_Studie_EnergiebedarfIKT.PDF. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[GfK 2010] Gesellschaft für Komsumforschung: *GfK Retail Panel Haushaltsgeräte Deutschland 1998-2008. Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Kühlschrank, Gefrierschrank, Kochen und Klimaanlagen.*

[Giese et al. 2010] Giese, A.; MacLean, S. und Tali, E.: *Untersuchung zur Minderung der NOx-Emissionen bei der Verbrennung von N-haltigen biogenen Produktgasen in Thermoprozessanlagen.* Gas- und Wärme- Institut Essen e.V.

[Grünwald 2007] Grünwald, R.: *CO2-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung".*

[GWI 2007] Gaswärme-Institut e.V.: *Energieeinsparung und Schadstoffminderung an Glasschmelzwannen mit rekuperativer Luftvorwärmung durch Einsatz der Flammenlosen Oxidation.* Gaswärme-Institut e.V. (GWI). Online: http://www.gwi-essen.de/fileadmin/documents/igv/Abschl-Ber-05.pdf. Zugegriffen: 30. Januar 2017.

[Herbst et al. 2014] Herbst, A.; Fleiter, T. und Jochem, E.: *Modelling recycling and material efficiency trends in the European steel industry.*

[Herbst et al. 2013] Herbst A.; Fleiter T.; Jochem E. (Hrsg): *Mutually linking bottom-up energy demand models with macroeconomic models: Dealing with inter- and intra-sectoral structural change.*

[Hermann et al. 2012] Hermann, H.; Matthes, F.-C. und Athmann, U.: *Potenziale und Chancen der Technologie zur CO2-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen. Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland.* Öko-Institut.

[IFEU und TU Graz 2015] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg und Technische Universität Graz: *Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung und Treibhausgasminde-rung bei schweren Nutzfahrzeugen. UBA Texte 32/2015.* Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); Technische Universität Graz (TU Graz).

[Jakob et al. 2011] Jakob, M.; Catenazzi, G. und Berleth, H.: *Verbesserung der Nachfragemodellierung des GHD-Sektors Deutschlands mit dem Modell FORECAST Tertiary.*

[Kuramochi et al. 2012] Kuramochi, T.; Ramírez, A.; Turkenburg, W. und Faaij, A.: *Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes.* Progress in Energy and Combustion Science, 38 (2012).

[Lambauer et al. 2008] Lambauer, J.; Fahl, U.; Ohl, M.; Blesl, M. und Voß, A.: *Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele.* Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,

[Lauterbach et al. 2012] Lauterbach, C.; Schmitt, B.; Jordan, U. und Vajen, K.: *The potential of solar heat for industrial processes in Germany.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16 (2012).

[LFU und PTS 2002] Bayerisches Landesamt für Umweltschutz und Papiertechnische Stiftung München: *Klimaschutz durch effiziente Energieverwendung in der Papierindustrie - Nutzung von Niedertemperaturabwärme.* Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (LFU).

[Midrex 2014] Midrex Technologies Industries: *The MIDREX Process. Prozessbroschüre*. Online: https://www.midrex.com/assets/user/media/MIDREX_Process-Brochure.pdf. Zugegriffen: 22. März 2017.

[Nitsch et al. 2012] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. von; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. und Wenzel, B.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des BMU.*

[Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] Öko-Institut e. V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: *Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktor-sicherheit*. Online: www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf. Zugegriffen: 21. März 2017.

[Olonscheck et al. 2011] Olonscheck, M.; Holsten, A. und Kropp, J. P.: *Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change.* Energy Policy, 39 (2011).

[Prognos] Prognos AG: *Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen*. Online: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/070831_Prognos_BMWI_Potenziale_fuer_Energieeinsparung.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[Prognos et al. 2011] Prognos; TU München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik und Fraunhofer ISI: *Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008.*

[Prognos und EWI 2006] Prognos AG und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: *Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030.* Prognos AG (Prognos); Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Online: http://www.energieverbraucher.de/files_db/dl_mg_1156688456.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[Prognos und Öko-Institut] Prognos AG und Öko-Institut e. V.: *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Online: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf. Zugegriffen: 27. Januar 2017.

[PTV und TCI Röhling 2016] Planung Transport Verkehr AG und Transport Consulting International: *Methodenhandbuch zum Bundesverkehrswegeplan 2030*. Online: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/BVWP/bvwp-2030-methodenhandbuch.html. Zugegriffen: 01. März 2017.

[Rudolph und Schaefer 1989] Rudolph, M. und Schaefer, H.: *Elektrothermische Verfahren. Grundlagen, Technologien, Anwendungen.*

[Santos et al. 2016] Santos, J.; Rajkiewicz, A.; Graaf, I. de und Bointner, R.: *The impact of energy performance certificates on property values and nearly zero-energy buildings. An analysis for market professionals, owners and tenants*. Online: https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/JOS1.pdf. Zugegriffen: 04. Juli 2017.

[Saygin et al. 2013] Saygin, D.; van den Broek, M.; Ramírez, A.; Patel, M. K. und Worrell, E.: *Modelling the future CO2 abatement potentials of energy efficiency and CCS. The case of the Dutch industry.* International Journal of Greenhouse Gas Control, 18 (2013).

[Schade et al. 2011] Schade, W.; Akkermans, L.; Fiorello, D., Jopson, A.; Köhler, J.; Krail, M.; Moizo, A.; Schade, B.; Shepherd, S.; Sievers, L.; Tercero, L.; vanHerle, K.; Weiss, C. und Wiesenthal, T.: *Bottom-up quantifications of selected measures to re-*

*duce GHG emissions of transport for the time horizons 2020 and 2050: Cost assessment of GHG mitigation measures of transport. Bericht D3.1 des GHG-TransPoRD Forschungsprojektes, kofinanziert durch die Europäische Kommission im 7. Forschungsrahmenprogramm.*

[Schade et al. 2015] Schade, W.; Krail, M.; Hartwig, J.; Walther, C.; Sutter, D.; Killer, M.; Maibach, M.; Gomez-Sanchez, J. und Hitscherich, K.: *Cost of non-completion of the TEN-T. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission DG MOVE.*

[Schmid et al. 2003] Schmid, C.; Brakhage, A.; Radgen, P.; Layer, G.; Arndt U.; Carter, J.; Duschl, A.; Lilleike, J. und Nebelung, O.: *Möglichkeiten, Potenziale, Hemnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch.* Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

[Schulz et al 2011] Schulz, W., Fette, M., Steinbach, J., Jochem, E., Idrissova, F., Toro, F., Reitze, F.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie Arbeitspaket 2 - Bestandsaufnahme und Strukturierung der Akteure des Wärme- und Kältemarktes.* Forschungsbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

[Statistisches Bundesamt 2012] Statistisches Bundesamt: *Fachserie 4 Reihe 6.4: Produktion im Produzierenden Gewerbe.*

[Steinbach 2016] Steinbach, J.: *Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Dissertation*. Online: https://www.verlag.fraunhofer.de/bookshop/buch/Modellbasierte-Untersuchung-von-Politikinstrumenten-zur-Förderung-erneuerbarer-Energien-und-Energieeffizienz-im-Gebäudebereich/245046.

[Steinbach und Staniaszek 2015] Steinbach, J. und Staniaszek, D.: *Discount rates in energy system analysis. Discussion Paper*. Online: http://fachliteratur.isi.fraunhofer.de/isipubl-extern/Discount-rates-energy-system.pdf. Zugegriffen: 04. Juli 2017.

[Suopajärvi und Fabritius 2013] Suopajärvi, H. und Fabritius, T.: *Towards More Sustainable Ironmaking—An Analysis of Energy Wood Availability in Finland and the Economics of Charcoal Production.* Sustainability, 5 (2013).

[UBA 2016] Umweltbundesamt: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschens Strommix in den Jahren 1990 bis 2015*. Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf. Zugegriffen: 21. März 2017.

[Wietschel et al. 2015] Wietschel, M.; Haendel, M.; Boßmann, T.; Schubert, G.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schlomann, B.; Köppel, W. und Degünther, C.: *Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen.* Fraunhofer ISI; KIT.

[Wolf et al. 2012] Wolf, S.; Lambauer, J.; Fahl, U.; Blesl, M. und Voß, A.: *Industrial heat pumps in Germany - Potentials and the rational use of energy. eceee summer study industry 2012*. Online: http://proceedings.eceee.org/visabstrakt.php?event=2&doc=4-082-12. Zugegriffen: 30. Januar 2017.

[ZVEI 2009] Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e.V.: *Zahlenspiegel des deutschen Elektro-Hausgerätemarktes 2005-2008.* Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI).