

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

FKZ 901 41 803

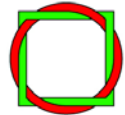
Langfassung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Joachim Nitsch, Wolfram Krewitt, Michael Nast, Peter Viebahn

Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu)
Sven Gärtner, Martin Pehnt, Guido Reinhardt,
Regina Schmidt, Andreas Uihlein
unter Mitarbeit von Karl Scheurlen (IUS Potsdam)

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie
Claus Barthel, Manfred Fishedick, Frank Merten

Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal – März 2004



Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IX
TABELLENVERZEICHNIS	XVI
HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG DER UNTERSUCHUNG	1
1 NACHHALTIGKEITSANFORDERUNGEN AN DIE ENERGIEVERSORGUNG UND LÖSUNGSANSÄTZE	4
1.1 Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung	4
1.2 Verbrauch begrenzter Energieressourcen	6
1.3 Beginnende Klimaveränderungen infolge Energieeinsatz	8
1.4 Kernenergie - Risiken größer als der Nutzen	10
1.5 Die Kluft zwischen Energieverschwendern und Energiehabeichtsen	11
1.6 Wege zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft.....	12
1.7 Erneuerbare Energien - Garanten für eine zukunftsfähige Energieversorgung...	15
1.8 Konsequenzen für die deutsche Energieversorgung	18
2 TECHNOLOGIEN ZUR STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	19
2.1 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung mit Hilfe von Lernkurven.....	19
2.2 Wasserkraft.....	25
2.2.1 Status und technische Entwicklungspotenziale	25
2.2.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	25
2.2.3 Technische Potenziale der Wasserkraftnutzung.....	26
2.3 Windenergie.....	27
2.3.1 Status und technische Entwicklungspotenziale	27
2.3.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	28
2.3.3 Technische Potenziale der Windenergienutzung.....	30
2.4 Fotovoltaik	31
2.4.1 Status und technische Entwicklungspotenziale	31
2.4.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	32
2.4.3 Technische Potenziale der Fotovoltaiknutzung	34

2.5	Biomasse	35
2.5.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	35
2.5.1.1	Brennstoffe.....	35
2.5.1.2	Nutzungstechnologien	36
2.5.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	38
2.6	Geothermische Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung.....	45
2.6.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	45
2.6.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	46
2.6.3	Technische Potenziale der geothermischen Stromerzeugung	47
2.7	Geothermische Wärmeerzeugung.....	49
2.7.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	49
2.7.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	50
2.7.3	Technische Potenziale der hydrothermalen Wärmeerzeugung	50
2.8	Solarthermische Kollektorsysteme	51
2.8.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	51
2.8.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	52
2.8.3	Technische Potenziale der solarthermischen Wärmeversorgung.....	54
2.9	Solarthermische Kraftwerke und Stromimporte	55
2.9.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	55
2.9.2	Kosten und Kostensenkungspotenziale.....	57
2.9.3	Technische Potenziale der solarthermischen Stromerzeugung.....	59
2.10	Bereitstellung regenerativen Wasserstoffs	60
2.10.1	Status und technische Entwicklungspotenziale	60
2.10.2	Kosten von regenerativem Wasserstoff.....	62
2.11	CO ₂ -Vermeidungskosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	63
3	UMWELTWIRKUNGEN DURCH STROM-, WÄRME- UND KRAFTSTOFFBEREITSTELLUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIEN	67
3.1	Vorgehensweise	67
3.1.1	Übersichts-Ökobilanzen.....	67
3.1.2	Wirkungskategorien, Bilanzparameter und Normierung	70
3.1.3	Datenqualität.....	70

3.1.4	Dynamisierung	71
3.1.5	Grenzen der Übersichtsökobilanzen	73
3.2	Kurzbeschreibung der Lebenswege	73
3.2.1	Wasserkraft.....	73
3.2.2	Windkraft.....	73
3.2.3	Solarthermische Kraftwerke.....	74
3.2.4	Geothermie	74
3.2.5	Fotovoltaik.....	75
3.2.6	Thermische Sonnenkollektoren	75
3.2.7	Biomasse (feste Bioenergieträger)	76
3.2.8	Biogas	77
3.2.9	Exkurs: Regenerative Kraftstoffe	78
3.2.9.1	Biodiesel	78
3.2.9.2	Bioethanol aus Zuckerrüben	79
3.2.9.3	Wasserstoff aus Elektrolyse.....	80
3.3	Ergebnisse der Übersichtsökobilanzen	80
3.3.1	Gesamtüberblick	80
3.3.2	Laufwasserkraftwerke	87
3.3.3	Wind.....	88
3.3.4	Solarthermisches Kraftwerk	89
3.3.5	Geothermie	90
3.3.6	Fotovoltaik.....	91
3.3.7	Thermische Sonnenkollektoren	95
3.3.8	Biogene Festbrennstoffe.....	96
3.3.8.1	Stromerzeugung und KWK	96
3.3.8.2	Wärmeerzeugung	98
3.3.8.3	Klimareduktionspotenzial und Flächenbezug	98
3.3.8.4	Weitere Umweltwirkungen	100
3.3.9	Biogas	103
3.3.10	Exkurs: Regenerative Kraftstoffe	103
3.4	Dynamisierung.....	105
3.4.1	Fotovoltaik.....	105
3.4.2	Dampfturbinen-Kraftwerk mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen	108

3.4.3	Zentralheizung mit Waldholz.....	109
3.4.4	Biodiesel	110
3.4.5	Zusammenfassung der Dynamisierung	112
4	ERNEUERBARE ENERGIEN UND NATURSCHUTZ.....	118
4.1	Windenergienutzung und Naturschutz.....	118
4.1.1	Windenergienutzung an Land	119
4.1.2	Windenergienutzung auf See (Offshore)	120
4.1.3	Die Auswirkungen naturschutzfachlicher Restriktionen auf die Windenergienutzung an Land – Beispiel Baden-Württemberg und Niedersachsen	122
4.1.3.1	Methodischer Ansatz	122
4.1.3.2	Berücksichtigung von Naturschutzaspekten	124
4.1.3.3	Das Potenzial zur Windenergienutzung unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Niedersachsen und Baden-Württemberg.....	126
4.2	Energie aus Biomasse und Naturschutz.....	128
4.2.1	Bestimmung des Potenzials für das Basis-Szenario	129
4.2.2	Bestimmung des Potenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen (Energie aus Biomasse).....	132
4.2.2.1	Vorgehensweise	132
4.2.2.2	Biomassepotenziale auf derzeitigen Ackerflächen	135
4.2.2.3	Biomassepotenziale auf derzeitigen Grünlandflächen.....	138
4.2.2.4	Biomassepotenziale auf derzeitigen Waldflächen	141
4.2.2.5	Biomassepotenziale durch Offenlandpflege	145
4.2.2.6	Zusammenfassung der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen für die Biomasse	148
4.2.3	Zusammenführung der Biomassepotenziale (Basis und NaturschutzPlus).....	148
4.3	Wasserkraftnutzung und Naturschutz.....	153
4.3.1	Ökologische Anforderungen	153
4.3.2	Potenziale für einen ökologischen Ausbau der Wasserkraft in Deutschland	154
5	POTENZIALE ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON LANDSCHAFTS- UND NATURSCHUTZBELANGEN	156
5.1	Wasserkraftnutzung.....	157
5.2	Windenergienutzung	157

5.2.1	Windenergienutzung an Land	157
5.2.2	Windenergienutzung auf See (Offshore)	158
5.3	Biomassenutzung	159
5.4	Fotovoltaiknutzung.....	162
5.5	Solarthermische Kollektoren.....	163
5.6	Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung	163
5.7	Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien – Überblick	164
6	SZENARIEN EINES ÖKOLOGISCH OPTIMIERTEN AUSBAUS ERNEUERBARER ENERGIEN	166
6.1	Ausgangsdaten und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	166
6.2	Konzeption der Ausbauszenarien – Zielsetzungen und Ausgangsgrößen der Energienachfrage	169
6.3	Eckdaten der Ausbauszenarien erneuerbarer Energien.....	177
6.4	Strukturelle Wirkungen der Ausbauszenarien auf die einzelnen Versorgungssektoren.....	181
6.4.1	Strukturelle Auswirkungen auf den Stromsektor.....	181
6.4.2	Strukturelle Auswirkungen auf den Wärmesektor.....	185
6.4.3	Strukturelle Auswirkungen auf den Verkehrssektor	188
6.4.4	Die Struktur der Primärenergieversorgung in den Szenarien	190
6.5	Volkswirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien	192
6.5.1	Ökonomische Auswirkungen auf den Stromsektor	192
6.5.2	Die Differenzkosten des Ausbaus im Strom- und Wärmebereich.....	200
6.5.3	Investitionsvolumina im Strom- und Wärmebereich.....	203
6.5.4	Differenzkosten der Kraftstoffbereitstellung.....	205
6.5.5	Gesamte Differenzkosten eines Ausbaus erneuerbarer Energien.....	206
6.6	Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Verbrauch nicht-energetischer Ressourcen.....	211
6.7	Schlussfolgerungen aus der Szenarioanalyse.....	213
7	ERFOLGREICHER POLITIKRAHMEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN	227
7.1	Erneuerbare Energien im Lichte der vielschichtigen Politikanforderungen.....	227
7.2	Kurz (2010)- und mittelfristige Perspektiven (2020)	234

7.2.1	Stromerzeugung	234
7.2.2	Wärmebereitstellung	239
7.2.3	Kraftstoffe.....	241
7.2.4	Flankierende Maßnahmen	242
7.3	Mittel- und langfristige Perspektiven	243
7.4	Einbettung in das europäische und internationale Umfeld	248
8	LITERATUR.....	252
9	ANHANG	264
9.1	Anhang zu Kapitel 7: Mögliche Maßnahmen im Wärmebereich	264
9.1.1	Direkte und indirekte Investitionszuschüsse	264
9.1.2	Steuerliche Maßnahmen.....	265
9.1.3	Zinsgünstige Darlehen	266
9.1.4	Vergütungsregelungen.....	266
9.1.5	Mengenregelungen	267
9.1.6	Ordnungsrechtliche Maßnahmen.....	268
9.1.7	Freiwillige Vereinbarungen	270
9.1.8	Begleitende politische Maßnahmen.....	270
9.1.9	Sonstige begleitende Maßnahmen (indirekte Förderungen).....	271
9.1.10	Übergreifende Maßnahmen	273
9.1.11	Kriterienraster zur systematischen Bewertung	273
9.2	Übertragungskapazitäten, Regelenergie und Leistungsreserve (Anhang zu Kapitel 7).....	274
9.2.1	Problemlage.....	274
9.2.2	Kapazitätseffekt (sichere Leistung).....	275
9.2.3	Reserveleistungs- und Regelenergiebedarf.....	276
9.2.3.1	Regelenergie und deren Bereitstellungsmöglichkeiten.....	276
9.2.3.2	Anforderungen an die Regelenergie in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung (Untersuchungen der Energiewirtschaft)	278
9.2.3.3	Einschätzung der vorliegenden Untersuchungen und mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Regelenergiekosten.....	280
9.2.4	Netzausbau.....	282
9.2.5	Resultierende Aspekte.....	283

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Reserven 2001 an fossilen Energien im Vergleich zur bisher verbrauchten Menge. Quelle: BGR 2003	7
Abbildung 1.2:	Verteilung der Reserven (2001) von konventionellem Erdöl und Erdgas auf Ländergruppen. Quelle: BGR 2003.	8
Abbildung 1.3:	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in verschiedenen IPCC-Szenarien im Vergleich zum historischen Verlauf sowie ihre Auswirkungen auf die CO ₂ -Konzentration und die Temperatur in der Atmosphäre (A1F1 = Wachstumsszenario mit Deckung durch weitgehend fossile Energien; „450“ und „550“ = jeweilige Mittelwerte von Szenarien die zu einer stabilen Konzentration von CO ₂ in der Atmosphäre führen). Quelle: IPCC 2002.	9
Abbildung 1.4:	Anteile von Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt, Primärenergie und CO ₂ -Emissionen auf Ländergruppen (IL = Industrieländer, HDC, MDC, LDC = Hoch, mittel und wenig entwickelte Länder), Quelle: UN 2001, IEA 2001..	12
Abbildung 1.5:	Idealszenario einer nachhaltigen globalen Energieversorgung für das Jahr 2050 hinsichtlich der Verminderung bzw. Beseitigung der vier wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite (Bevölkerungswachstum von 6 Mrd. in 2000 auf 9 Mrd. Menschen in 2050). Quelle: Nitsch 2003	13
Abbildung 1.6:	Aktuelle Szenarien des globalen Primärenergieverbrauchs für das Jahr 2050 bei einem Bevölkerungswachstum bis 2050 auf 9 bis 10 Mrd. Quellen: WBGU 2003; WEC 1998; Shell 2001; Johansson 1993; Lovins/Hennicke 1999; Nitsch 2003.....	14
Abbildung 1.7:	Primärenergieverbrauch im globalen Idealszenario „SEE“. Verstärkte Energieeffizienz und eine ausgewogene Mobilisierung aller erneuerbarer Energiequellen führt zu einer Halbierung des Beitrags fossiler Primärenergien bis zum Jahr 2050.....	17
Abbildung 2.1:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Wasserkraftnutzung in Deutschland.....	27
Abbildung 2.2:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Windenergienutzung in Deutschland.....	31
Abbildung 2.3:	Stromgestehungskosten der PV-Referenztechniken in Abhängigkeit von der Solareinstrahlung, für die Jahre 2000 und 2020	34
Abbildung 2.4:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Fotovoltaiknutzung	35
Abbildung 2.5:	Entwicklung der Stromerzeugungskosten für verschiedene Biomasse-Technologien bei vorgegebenen Brennstoffkosten und Wärmevergütung.	45
Abbildung 2.6:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der geothermischen Stromerzeugung.....	49
Abbildung 2.7:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der hydrothermalen Erdwärmennutzung	51
Abbildung 2.8:	Angebotskurve für das Zuwachspotenzial solarer Wärmenutzung	55
Abbildung 2.9:	Erwartete Stromgestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke unter verschiedenen Randbedingungen	58

Abbildung 2.10: Stromtransportkosten einer Hochspannungsgleichstromübertragung mit 3.000 km Entfernung, einer Bruttoleistung von 4.800 MW und Transportverlusten von 12% als Funktion der Auslastung und der Stromkosten am Kraftwerksstandort (Ausgangsdaten nach [Dreier/Wagner 2001])	59
Abbildung 2.11: Kosten der Wasserstofferzeugung (gasförmig, ab Elektrolyse) aus regenerativen Quellen für drei Zeitpunkte (Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 20 – 30 a; HGÜ 3.000 km außer Wind-Offshore, fortschrittliche alkalische Elektrolyse mit 1000 → 700 €/kW _{H2} Kosten und 73 → 76% Wirkungsgrad).	62
Abbildung 2.12: CO ₂ -Vermeidungskosten durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Mix neuer fossiler Kondensationskraftwerke entsprechend dem Referenzszenario; Preisentwicklung fossile Energieträger „mittlere Variante“ (siehe Kapitel 6)	64
Abbildung 2.13: CO ₂ -Vermeidungskosten durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit einem Mix aus Gas-Brennwertkessel und Öl-Niedertemperaturkessel entsprechend dem Referenzszenario; Entwicklung der Brennstoffpreise „mittlere Variante“ (siehe Kapitel 6)	65
Abbildung 3.1: Stoffstromnetze erneuerbarer Energietechnologien in Umberto (Beispiel Wasserkraft)	68
Abbildung 3.2: Dynamisierte Ökobilanzen: Prinzip	71
Abbildung 3.3: Systemgrenze der Biogasbereitstellung	77
Abbildung 3.4: Normierte Übersichtsökobilanz der stromerzeugenden REG-Systeme (ohne Biomasse)	82
Abbildung 3.5: Normierte Übersichtsökobilanz der stromerzeugenden Biomasse-Systeme (Wärmegutschrift für KWK-Systeme)	83
Abbildung 3.6: Normierte Übersichtsökobilanz der wärmeerzeugenden REG-Systeme	84
Abbildung 3.7: Normierte Übersichtsökobilanz der REG-Kraftstoffpfade	85
Abbildung 3.8: Zuordnung von Umweltwirkungen zu den Lebenswegphasen (SEGS)	89
Abbildung 3.9: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei der Ökobilanz von p-Si-Fotovoltaik	92
Abbildung 3.10: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei der Wärmegewinnung aus einem Holz-Kraftwerk (Holz aus Kurzumtriebsplantagen; Dampfturbine ohne KWK)	97
Abbildung 3.11: Ausgewählte Umweltwirkungen für verschiedene Lebenswege der Anbaubiomasse (Pappel-Kurzumtrieb SRF, Ethanol aus Zuckerrüben und RME aus Raps) sowie Waldholz und Weizenstroh. Gutgeschrieben wurde jeweils der Strom- bzw. Wärmemix 2010, bei den Kraftstoffen konventioneller Otto- und Dieselmotoren. Die negativen Werte bedeuten Einsparungen an Ressourcen bzw. Emissionen.	100
Abbildung 3.12: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei Biodiesel	104
Abbildung 3.13: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei Biodiesel	106
Abbildung 3.14: Dynamisierte Bilanz der Fotovoltaik für ausgewählte Wirkungskategorien	107

Abbildung 3.15:	Dynamisierte Bilanz der Stromerzeugung aus dem Dampfturbinen-Kraftwerk für ausgewählte Wirkungskategorien	110
Abbildung 3.16:	Dynamisierte Bilanz der Verwendung von Biodiesel aus Raps in Personenwagen.....	111
Abbildung 4.1:	Vorgehensweise zur Ermittlung des nutzbaren Windenergiepotenzials unter verschiedenen naturschutzfachlichen Restriktionen	123
Abbildung 4.2:	GIS-gestützte Abschätzung des Windenergiepotenzials unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Niedersachsen	125
Abbildung 4.3:	GIS-gestützte Abschätzung des Windenergiepotenzials unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Baden-Württemberg.....	126
Abbildung 4.4:	Potenzial zur Nutzung der Windenergie in Baden-Württemberg und Niedersachsen unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes (Ergebnisse für 1,5 MW Referenzanlage)..	127
Abbildung 4.5:	Vorgehensweise bei der Ermittlung des Flächenpotenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen in Bezug auf das aus der Literatur bekannte technische Potenzial.....	134
Abbildung 4.6:	Ergebnis der orientierenden GIS-Analyse zu Ackerflächen mit starkem oder sehr starkem Erosionsrisiko im Verhältnis zu den übrigen Ackerflächen in Brandenburg.....	139
Abbildung 4.7:	Ergebnis der orientierenden GIS-Analyse zur theoretisch nutzbaren Fläche für die Nutzung von Offenlandschnittgut in Brandenburg.....	147
Abbildung 4.8:	Theoretische Flächenpotenziale für Schnittgut Offenland in Brandenburg	148
Abbildung 4.9:	Biomassepotenziale „Basis“ und „NaturschutzPlus“ 2000 und 2050 nach Einzelkategorien (ohne Energiepflanzen von Anbauflächen).....	150
Abbildung 4.10:	Biomassepotenziale „Basis“ und „NaturschutzPlus“ im Gesamtverlauf von 2000 bis 2050 (ohne Energiepflanzen von Anbauflächen).....	150
Abbildung 4.11:	Zusätzliche Biomassepotenziale durch Biomasseabfuhr von aus Naturschutzsicht wünschenswerten Flächen	152
Abbildung 4.12:	Zusätzliche Biomassepotenziale durch Biomasseabfuhr von aus Naturschutzsicht wünschenswerten Flächen, inklusive der Biomasse vom Anbau mehrjähriger Pflanzen auf Erosionsflächen	152
Abbildung 5.1:	Zeitliche Entwicklung der Biomassepotenziale unter Berücksichtigung verschiedener Nutzungsoptionen	160
Abbildung 5.2:	Potenziale zur Nutzung von Biomasse unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen im Jahr 2050.....	161
Abbildung 5.3:	Erforderliche Flächenbelegung zur Deckung des EU-Ziels von 5,75 % Anteil Biokraftstoffen am Kraftstoffmarkt in 2010 für verschiedene Kraftstoffarten und Vergleich mit den in den Potenzialvarianten vorhandenen Flächen..	162
Abbildung 6.1:	Klimaschutzziele für Deutschland bis 2050 und Verlauf der energiebedingten CO ₂ -Emissionen seit 1990 (temperaturbereinigt) und unter den Bedingungen des Szenarios REFERENZ (THG = Treibhausgasemissionen)	170
Abbildung 6.2:	Entwicklung des Wärmebedarfs in den Ausbauszenarien nach Verwendungsarten. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der	

	Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen. (Die Werte 2000 sind temperaturbereinigt).	171
Abbildung 6.3:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom nach Sektoren in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen.	172
Abbildung 6.4:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Verkehrsarten in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen.	173
Abbildung 6.5:	Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in den Ausbauszenarien getrennt nach Fernwärme, Nahwärme, Objektversorgung und industrieller Prozesswärme (W = KWK – Wärme, S = KWK – Strom; s = mittlere Stromkennzahl der gesamten Kraft-Wärme-Kopplung). Quelle: Szenario „Nachhaltigkeit“ in [Krewitt u.a. 2004].	175
Abbildung 6.6:	Verlauf der Endenergienachfrage, der Verluste im Umwandlungsbereich und der Primärenergie (Wirkungsgradmethode) in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen und den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu verstehen.	176
Abbildung 6.7:	Je zwei Pfade einer möglichen Nutzung der ermittelten Biomassepotenziale für die stationäre und mobile Nutzung in den Szenarien BASIS und NaturschutzPlus. Jede Markierung entspricht einem Abstand von 10 Jahren beginnend im Jahr 2000	178
Abbildung 6.8:	CO ₂ -Minderung gegenüber dem Jahr 2000 in den Ausbauszenarien mit Aufteilung auf die Teilstrategien „Effizienzverbesserung bei der Nutzung“, „Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Ausbau erneuerbarer Energien“. Die weißen Felder stellen die Emissionsminderung der Referenzentwicklung gegenüber 2000 dar.	181
Abbildung 6.9:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksbestandes bis 2030 nach Kraftwerksarten einschließlich BHKW- und EE- Anlagen. Eigene Berechnungen mit Basisdaten aus [Markewitz, Nollen 1999; Enquete 2002 und UBA 2003]	182
Abbildung 6.10 :	Kraftwerksneubauten und –ertüchtigungen ab 2001 in den Szenarien Referenz (oben), BASIS I (Mitte) und NaturschutzPlus I (unten) gegliedert nach Kraftwerksarten.	183
Abbildung 6.11:	Stromerzeugung nach Kraftwerksarten und Energiequellen im Szenario NaturschutzPlus I. Der Anstieg nach 2030 resultiert aus der Strombereitstellung für die Wasserstoffherzeugung (2030 = 10 TWh/a; 2040 = 33,5 TWh/a und 2050 = 70 TWh/a.)	185
Abbildung 6.12:	Strukturveränderungen im Wärmemarkt im Szenario NaturschutzPlus II infolge Gebäudesanierung und weiterer Effizienzmaßnahmen, sowie dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.	186
Abbildung 6.13:	Entwicklung der Beiträge erneuerbarer Energien im Wärmemarkt in den Szenarien Referenz (oben), BASIS I (Mitte) und NaturschutzPlus II (unten) mit Angabe der über Nahwärmeversorgungen bereitzustellenden Anteile	187

Abbildung 6.14:	Strukturelle Veränderungen in der Kraftstoffbereitstellung in den Szenarien Referenz (oben), BASIS II (Mitte) und NaturschutzPlus I (unten) mit Angabe der jeweiligen Anteile an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.....	189
Abbildung 6.15:	Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energien und der verbleibenden fossilen Energien zur Primärenergie in den Ausbauszenarien (Wirkungsgradmethode; vgl. auch Abbildung 6.6).....	191
Abbildung 6.16:	Struktur des Primärenergiebeitrags (oben: Wirkungsgradmethode; unten: Substitutionsmethode) erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien am Beispiel des Szenarios NaturschutzPlus II.....	192
Abbildung 6.17:	Entwicklung der kumulierten Leistung und der Stromkosten von Windenergie seit 1990 (1985) sowie im Szenario BASIS I bis 2050. Links Kosten von Neuanlagen getrennt nach Onshore- und Offshore-Anlagen; rechts der gesamte Anlagenmix und zusätzlich Kosten des jeweiligen Gesamtbestands, (Zinssatz 6%/a).	193
Abbildung 6.18:	Kostenverlauf des jeweiligen Mixes von Referenztechniken (Technologiegruppen) für einzelne erneuerbare Energien und Kostenverlauf des gesamten EE-Mixes im Szenario BASIS I, (Zinssatz 6%/a).....	194
Abbildung 6.19:	Vergleich der Kostenentwicklung erneuerbarer Energien in den Szenarien Referenz und Basis I für Neuanlagen und für den jeweiligen Gesamtbestand des betreffenden Jahres.	195
Abbildung 6.20:	Bandbreiten der Stromkosten von Neuanlagen bei Variation des Mixes erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien sowie bei weiteren Varianten.	195
Abbildung 6.21:	Stromgestehungskosten großer Grundlastkraftwerke (800 – 1000 MW) in Abhängigkeit verschiedener Annahmen zu zukünftigen Brennstoffpreisen und bei Rückhaltung von CO ₂ in Kohlekraftwerken; Inbetriebnahmezeitpunkte 2015 bzw. 2025.....	196
Abbildung 6.22:	Stromgestehungskosten der zukünftigen Stromversorgung (Kurve „Insgesamt“) und einzelner Kraftwerksarten für die obere Variante der Energiepreisentwicklung.....	197
Abbildung 6.23:	Stromgestehungskosten der zukünftigen Stromversorgung (Kurve „Insgesamt“) und einzelner Kraftwerksarten für die untere Variante der Energiepreisentwicklung.....	198
Abbildung 6.24:	Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der deutschen Stromversorgung (einschl. HS-Verteilung) für alle Varianten der Energiepreisentwicklung und mit einem typischen Kostenverlauf neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.....	199
Abbildung 6.25:	Jahresdurchschnittliche Gesamtkosten der Strombereitstellung und der zusätzlichen Einsparung von Strom (Szenario BASIS) im Zeitraum 2001 – 2050 für die Szenarien Referenz und BASIS bei unterschiedlichen Preisentwicklungen fossiler Brennstoffe und bei Rückhaltung von CO ₂ in neuen Kohlekraftwerken (REF, CO ₂ -arm).	200
Abbildung 6.26:	Differenzkosten der Einzeltechnologien bei einer „mittleren“ Preisentwicklung am Beispiel des Szenarios BASIS I.....	201
Abbildung 6.27:	Differenzkosten des Ausbau erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Szenario BASIS I und Referenz und die resultierenden Mehrkosten als Differenz der beiden Kosten beider Szenarien.	202

Abbildung 6.28: Verlauf der Mehrkosten für die Strom- und Wärmebereitstellung mittels erneuerbarer Energien des Szenarios BASIS I im Vergleich zum Szenario Referenz für unterschiedliche Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Preise fossiler Energien und der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken....	203
Abbildung 6.29: Verlauf der jährlichen Investitionsvolumina in Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschl. Nahwärmenetze) in den Szenarien Referenz (oben) und NaturschutzPlus I (unten).....	204
Abbildung 6.30: Verlauf der Differenzkosten der Einführung von Bio-Kraftstoffen (und Wasserstoff) in den Szenarien für die mittlere Entwicklung der anlegbaren Preise. Für das Szenario BASIS II ist zusätzlich der Verlauf für die untere und obere Preisentwicklung eingetragen.	206
Abbildung 6.31: Gesamte Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Szenario BASIS I in 10-Jahres-Abschnitten für vier unterschiedliche Entwicklungen der anlegbaren Preise für Strom, Wärme und Kraftstoffe, (Klammerwerte = abdiskontierte Differenzkosten).....	207
Abbildung 6.32: Höhe und Struktur der Differenzkosten der Ausbauszenarien (in 10-Jahres-Abschnitten) beim Vergleich mit denjenigen der Referenzentwicklung für die mittlere Variante der anlegbaren Preise, (Klammerwerte = abdiskontierte Differenzkosten).....	209
Abbildung 6.33: Verlauf der spezifischen Differenzkosten erneuerbarer Energien im Szenario NaturschutzPlus II (für Kraftstoffe auch BASIS II) bei der mittleren Variante der anlegbaren Preise (d.h. ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) für die Sektoren Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffbereitstellung.....	210
Abbildung 6.34: Jährlicher kumulierter Eisenbedarf für die Stromerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I in Prozent des gesamten Eisenbedarfs in Deutschland im Jahr 2000. Keine Gutschrift für KWK-Wärme.	212
Abbildung 6.35: Jährlicher kumulierter Bauxitbedarf für die Stromerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I in Prozent des gesamten Bauxitbedarfs in Deutschland im Jahr 2000. Keine Gutschrift für KWK-Wärme.	212
Abbildung 6.36: Verlauf der Energieintensitäten (Primärenergie/BIP; Strom/ BIP) seit 1950 sowie im Referenzszenario und den Ausbauszenarien bis 2050 (PEV/BIP (1970) = 9,93 GJ/1000 € (2000); Strom/BIP (1970) = 0,787 GJ/1000 € (2000), Werte 1970 = 100 gesetzt).....	216
Abbildung 6.38: Wachstum erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien nach einzelnen Versorgungsbereichen (Anteil an Endenergie) und des Primärenergieeinsatzes zwischen 2000 und 2050 (unterschieden nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode.)	226
Abbildung 7.1: Nettostromerzeugung 2030 und 2050 - die Szenarien der Enquête-Kommission sowie die Szenarien BASIS I und NaturschutzPlus I im Überblick (Enquête 2002).....	228
Abbildung 7.2: Notwendige Vorleistungen für das Erschließen neuer Energieoptionen ..	230
Abbildung 7.3: Technologische Entwicklungslinien der Windenergie (Quelle: ISET).....	231
Abbildung 7.4: Entwicklungsstand der erneuerbaren Energien und daraus resultierende Marktphasen(Wuppertal Institut 2002)	232
Abbildung 7.5: Potenzielle Schlüsselmärkte für erneuerbare Energien (Wuppertal Institut 2002).	233

Abbildung 7.6:	Beispielhafte Übersicht über wesentliche Akteure, Hemmnisse und mögliche Maßnahmen im Bereich der Offshore Windenergie-Nutzung. ...	236
Abbildung 7.7:	Akteursorientierter Überblick über das Instrumentarium	241
Abbildung 7.8:	Stromgestehungskosten fossiler Neuanlagen in der Referenzentwicklung für die drei Preisvarianten, Kostenabschätzung für Kohle-Kraftwerke mit CO ₂ -Rückhaltung und Kosten eines repräsentativen Mixes an erneuerbaren Energien (obere Preisvariante = mittlere Variante + 15 €/t CO ₂ -Aufschlag)	246
Abbildung 7.9:	Mögliche Entwicklung der Differenzkosten gegenüber dem anlegbaren Preis der konventionellen Stromerzeugung (vgl. auch Abbildung 6.26 und Abbildung 6.32).	247
Abbildung 7.10:	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (eigene Berechnungen nach Enquête 2002, Capros 2003)	250
Abbildung 7.11:	Entwicklung der Wärmebereitstellung in der EU auf der Basis erneuerbarer Energien nach IEA-Statistiken).....	251

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung.....	5
Tabelle 2.1:	Annahmen zur Kostenentwicklung verschiedener REG-Technologien	24
Tabelle 2.2:	Technische und wirtschaftliche Daten der ausgewählten Referenzanlagen zur Nutzung der Wasserkraft (Zinssatz 6 %, Abschreibung 30 Jahre).....	26
Tabelle 2.3:	Technisches Ausbaupotenzial von Laufwasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 5 MW [Fichtner 2003]	27
Tabelle 2.4:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Onshore Windkraft-Referenzanlagen (Zinssatz 6 %, Abschreibung 15 Jahre)	29
Tabelle 2.5:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Offshore Windkraft-Referenzanlagen (Zinssatz 6 %, Abschreibung 15 Jahre)	29
Tabelle 2.6:	Referenzsysteme netzgekoppelter Fotovoltaikanlagen. Module mit multikristallinem Silizium, Status 2003, einstrahlungsreiche Standorte (Zinssatz 6 %, Abschreibung 20 Jahre).....	32
Tabelle 2.7:	Kostenentwicklung für Fotovoltaik-Referenzanlagen (abgeleitet aus Lernkurven)	33
Tabelle 2.8:	Solartechnisch nutzbare Flächenpotenziale.....	34
Tabelle 2.9:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für Holzkessel und Holz-Heizwerke zwischen 25 und 5000 kWth Nutzwärmeleistung sowie ein Strohheizwerk (heutiger Status). Kostendaten nach [Fichtner 2002] (Kosten ab Anlage ohne Wärmeverteilung; Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, 50.000 € je Personenjahr).....	39
Tabelle 2.10:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für Holz-HKW mit Gegendruck-Dampfturbine und Dampfturbinen-Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung (heutiger Status). Kostendaten nach [Fichtner 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, Wärmegutschrift 2 ct/kWh, 50.000 € je Personenjahr)	40
Tabelle 2.11:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für die Vergärung landwirtschaftlicher Abfälle aus der Tierhaltung und Kofermentation. Kostendaten nach [Fichtner 2002], ergänzt um Angaben aus [BBE 2002] und [Hoffmann 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, 50.000 € je Personenjahr)	41
Tabelle 2.12:	Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für BHKW mit Holzvergaser und GuD-Anlagen mit Holzvergasung; Status: Demonstrationsanlagen und Planungsdaten [Fichtner 2002; DLR 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %.....	42
Tabelle 2.13:	Annahmen zur technischen Weiterentwicklung der betrachteten Referenzanlagen (nach [Biomasse ZIP 2003], [DLR 2002])	43
Tabelle 2.14:	Annahmen zur Kostenentwicklung der Referenztechnologien (jeweils Gesamtinvestitionen nach [Biomasse ZIP 2003], [DLR 2002])	44
Tabelle 2.15:	Referenzsysteme geothermischer Stromerzeugung (Zinssatz 6 %, Abschreibungsdauer Bohrlochkosten und Stimulation 30 Jahre, sonst 20 Jahre) [Rogge u. Kaltschmitt 2002], [Kaltschmitt et al. 2003], [Paschen et al. 2003].....	48

Tabelle 2.16:	Hydrothermale Referenzanlagen für unterschiedliche Lagerstättentemperaturen und Bohrtiefen (Zinssatz 6 %, Abschreibungsdauer 20 Jahre) [Staiß 2003].....	50
Tabelle 2.17:	Referenzanlagen für solare Kollektorsysteme (Abschreibungsdauer 15 Jahre; Zinssatz 6 %; Wartung 2 %, ab 2020 1 % der Investitionskosten, Stromkosten 0,5 ct je solar erzeugter kWh _{th}).....	54
Tabelle 2.18:	Übersicht der Technologien zur solarthermischen Elektrizitätserzeugung.	56
Tabelle 2.19:	Investitions- und Betriebskosten solarthermischer Kraftwerke in einstrahlungsreichen Gebieten (Bestehende SEGS-Anlagen und heute errichtbare Anlagen; Zinssatz 6 %, Abschreibung 25 Jahre, Strahlung direkt normal 2.350 kWh/m ² a, Betriebskosten 3% Inv./a; Wirkungsgrad fossil 35%; Wirkungsgrad ICCS 45%)	57
Tabelle 2.20:	Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure	60
Tabelle 2.21:	Eckdaten ausgewählter Wasserstoffherstellungsverfahren für die fossile, die biogene und die elektrolytische Wasserstoffherstellung [Pehnt 2002; Dreier/Wagner 2001; WBGU 2002].....	61
Tabelle 3.1:	Untersuchte Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger... ..	69
Tabelle 3.2:	Wichtige Parameter der Umweltwirkungen der photovoltaischen Stromerzeugung.....	95
Tabelle 3.3:	CO ₂ -Reduktion durch Einsatz von Holz (hier: Waldholz) in verschiedenen Segmenten. Lesebeispiel: Durch Einsatz von 1 Terajoule Waldholz in einer Holz-Zentralheizung werden 61 Tonnen Kohlendioxid gegenüber dem Wärmemix eingespart.....	99
Tabelle 3.4:	Dynamisierungsparameter der p-Si-Fotovoltaik-Produktion.....	106
Tabelle 3.5:	Wirkungsbilanzergebnisse der dynamisierten Fotovoltaik (p-Si, dachintegriert).....	107
Tabelle 3.6:	Dynamisierungsparameter der Nutzung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen im Dampfturbinen-Kraftwerk.....	108
Tabelle 3.7:	Dynamisierungsparameter der Wärmeerzeugung aus Waldrestholz in Hackschnitzelheizungen.....	109
Tabelle 3.8:	Dynamisierungsparameter der Nutzung von Biodiesel aus Raps in PKW	111
Tabelle 3.9:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Laufwasserkraft, Windenergienutzung, Fotovoltaik und solarthermischer Stromerzeugung	113
Tabelle 3.10:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Strom aus Biomasse	114
Tabelle 3.11:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Wärme aus Biomasse	115
Tabelle 3.12:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Biodiesel, Ethanol und Wasserstoff-Verbrennungsmotor (Durchschnitts-Pkw 2010)	116
Tabelle 3.13:	Wirkungsbilanzergebnisse des Strommixes 2010, des Wärmemixes und des durchschnittlichen Diesel-Pkws zur Normierung	117
Tabelle 3.14:	Berücksichtigte Wirkungskategorien und Sachbilanzgrößen der Übersichtsökobilanzen	117

Tabelle 4.1:	Potenzial zur Windkraftnutzung in Niedersachsen und Baden-Württemberg unter naturschutzfachlichen Restriktionen.....	128
Tabelle 4.2:	Technische Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen über den Betrachtungszeitraum.....	131
Tabelle 4.3:	Übersicht: Flächentypen und Optionen der Biomassebereitstellung.....	134
Tabelle 4.4:	Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Ackerflächen.....	137
Tabelle 4.5:	Biomasseerträge auf Extensivgrünland bei unterschiedlichen ökologischen Feuchtestufen (zitiert nach [Nitsche & Nitsche 1994]).....	140
Tabelle 4.6:	Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Grünlandflächen.....	141
Tabelle 4.7:	Absolute Flächenausdehnung und Flächenanteile von Mittel- und Niederwald an der Gesamtwaldfläche in Deutschland [Rossmann 1996]	142
Tabelle 4.8:	Produktionsleistung und Wertholzanteil unterschiedlicher Mittelwaldtypen	143
Tabelle 4.9:	Produktionsleistung und Wertholzanteil unterschiedlicher Niederwaldtypen	143
Tabelle 4.10:	Biomasse- und Energiepotenziale der Mittel- und Niederwaldnutzung	144
Tabelle 4.11:	Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Wald- und Offenlandflächen.....	145
Tabelle 4.12:	Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen über den Betrachtungszeitraum.....	149
Tabelle 5.1:	Potenziale zur Nutzung regenerativer Energien in Deutschland. Potenziale des Imports erneuerbarer Energien sind <i>nicht</i> berücksichtigt. Bei Biomasse sind die Potenzialwerte des Jahres 2050 (Anbauflächen) angegeben.....	165
Tabelle 6.1:	Wesentliche energiebedarfsbestimmende Eckdaten der deutschen Volkswirtschaft im Zeitraum bis 2050 und daraus abgeleitete Kenngrößen (oben); resultierende Eckdaten des Szenarios REFERENZ („Business as Usual“- Entwicklung) für Primär- und Endenergie sowie für die energiebedingten CO ₂ -Emissionen (ohne Industrieprozesse mit 25 Mio. t CO ₂ /a in 2000).....	167
Tabelle 6.2:	Entwicklung der Energieträgerpreise nach einzelnen Verbrauchergruppen (reale Preise, Preisbasis 2000; untere Variante).....	168
Tabelle 6.3:	Entwicklung der Energieträgerpreise nach einzelnen Verbrauchergruppen (reale Preise, Preisbasis 2000; obere Variante).....	168
Tabelle 6.4:	Charakteristische Kenngrößen des Energieverbrauch, der Energieintensitäten und des Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie für die Ausbauszenarien für erneuerbare Energien.....	176
Tabelle 6.5:	Eckdaten des Energieverbrauchs der Szenariovarianten von BASIS und NaturschutzPlus im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenzentwicklung und dem derzeitigen Zustand.....	179
Tabelle 6.6:	Über den Zeitraum 2001 – 2050 kumulierte Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in fünf Szenarien in Abhängigkeit von vier Varianten der anlegbaren Preise einer rein fossilen*) Energieversorgung (laufende und abdiskontierte Werte)	208

Tabelle 6.7:	Heutige und zukünftig erforderliche Jahresumsätze von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zur effektiven Ausschöpfung weiterer Kostensenkungspotenziale.....	218
Tabelle 7.1:	Anforderungen an die Energieversorgung der Zukunft (ist von einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung noch sicherzustellen).....	227
Tabelle 7.2:	Instrumentenmatrix.....	240
Tabelle 7.3 :	Fünfphasiges Programm des Ausbaus erneuerbarer Energien	244
Tabelle 7.4:	Übersicht über Fördermodelle für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien in Deutschland und anderen Ländern (Stand Oktober 2002, eigene Erhebungen, Reiche 2002).....	249
Tabelle 9.1:	Regelenergie: Anforderungen und Bedarf am Beispiel des RWE Netzes (Stand 2002).....	278

Hintergrund und Zielsetzung der Untersuchung

Das Wachstum erneuerbarer Energien war in der Vergangenheit wesentlich durch die Gegebenheiten der bundesdeutschen Förderpolitik geprägt. Dazu gehören einerseits Erfolge wie die relativ kontinuierliche Unterstützung von Forschung und Entwicklung über die letzten drei Jahrzehnte und der Marktdurchbruch für die Windenergie sowie das Heranführen einiger anderer Technologien an die Schwelle zur energiewirtschaftlichen Relevanz durch das frühere Stromeinspeisungsgesetz. Andererseits hat es in Teilbereichen aber auch manche nur zaghafte und zu wenig wirksame Anstrengungen und damit zum Teil auch Rückschläge auf dem Weg zu einer breiteren Markteinführung von erneuerbaren Energien gegeben. Erst seit kurzer Zeit zeichnet sich, nicht zuletzt durch die Etablierung des EEG und seiner stetigen Weiterentwicklung als auch wegen der glaubwürdigen Zielsetzung einer Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien bis 2010, eine zielstrebigere Ausbaustrategie ab. Aber auch für die erfolgreiche Umsetzung dieses Ziels sind noch weitere Maßnahmen zu ergreifen. Vor dem Hintergrund weiter bestehender Nachhaltigkeitsdefizite in der Energieversorgung wird diese Verdopplung nur als ein erster Einstieg in den weiteren Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien angesehen. Die angestrebten Klimaschutzziele erfordern, dass erneuerbare Energien längerfristig zur Hauptenergiequelle der Energieversorgung werden mit Anteilen um 50 % bis etwa zur Jahrhundertmitte. Das BMU hält es folgerichtig für erforderlich, dass nach 2010 der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland pro Dekade um etwa 10 % steigt.

Diese ehrgeizigen Ausbauziele verlangen nach einer soliden Analyse der damit verbundenen Auswirkungen auf Umwelt, Energiewirtschaft, Wirtschaft im allgemeinen und Gesellschaft. Die wesentlichen Akteure müssen in die Lage versetzt werden, den langfristigen Ausbauprozess von erneuerbaren Energien und seine Wirkungen bereits jetzt möglichst genau beurteilen zu können. Den unzweifelhaft bestehenden ökologischen Entlastungswirkungen eines deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien hinsichtlich der Schonung fossiler Energieressourcen und der Verringerung von Treibhausgasemissionen stehen punktuell auch umweltbelastende Auswirkungen gegenüber. Verschiedentlich werden insbesondere die erforderliche große Anzahl von Anlagen, die entsprechend hohen erforderlichen Herstellungsaufwendungen und der damit verbundene Ressourceneinsatz als entscheidendes Hemmnis für einen weiteren, umweltverträglichen Ausbau von erneuerbaren Energien angeführt. Zudem können sich technologiespezifische Konflikte zwischen Klima- und Naturschutz ergeben, die zu einer Revision von ausschließlich technisch oder ökonomisch geprägten Ausbaupostulaten führen können. Als Beispiele für Konfliktfelder genannt seien der Gewässerschutz (Wasserkraft), Eingriffe in die Landschaft (Windkraft) und eine intensive Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke im Spannungsfeld mit zunehmenden Ansprüchen nach einer „Ökologisierung der Landwirtschaft“ und der stärkeren Berücksichtigung von Naturschutzbelangen.

Um die Gestaltung eines „ökologisch optimierten“ Ausbaus erneuerbarer Energien zu unterstützen, verfolgt das Projekt die folgenden Ziele:

- Technische, ökonomische und potenzialbezogene Charakterisierung aller relevanten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung und begrenzt auch zur Kraftstoffbereitstellung.
- Darstellung und Bewertung aller Umweltwirkungen dieser Technologien mittels Ökobilanzen und unter Einbeziehung wesentlicher Naturschutzaspekte.
- Eine ökologische und ökonomische Bewertung verschiedener Ausbaupfade von erneuerbaren Energien im Rahmen der Weiterentwicklung des gesamten Energiesystems. Unter Beachtung volkswirtschaftlicher und sozialer Gesichtspunkte werden

daraus Strategien für einen ökologisch optimalen Ausbau erneuerbarer Energien abgeleitet.

- Analyse der energiepolitischen und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und möglicher Instrumente zum Erreichen der Ausbauziele. Daraus werden entsprechende Maßnahmenbündel und energiepolitische Handlungsempfehlungen formuliert.

Besonderer Wert wurde dabei auf die Herausarbeitung der dynamischen Wechselwirkungen des langfristigen Entwicklungsprozesses (Betrachtungszeitraum bis 2050) erneuerbarer Energien gelegt und zwar sowohl im Hinblick auf die nutzbaren Potenziale, die noch möglichen Fortschritte bei der Technologieentwicklung und bei der Kostenreduktion als auch bei den ökologischen Wirkungen infolge sich ändernder Wirtschaftsstrukturen und den aus einem verstärkten Ausbau resultierenden ökonomischen Wirkungen. Der ökologischen Komponente des Ausbaus war dabei ein zwar wesentlicher Teil der Arbeiten gewidmet, aber gleichzeitig war dieser eingebettet und flankiert durch ein Bündel von Zielsetzungen, die aus den Anforderungen an eine zukünftig nachhaltige Energieversorgung resultieren.

Die Untersuchung war eingebettet in den Forschungsschwerpunkt „Umwelt und Erneuerbare Energien“ des BMU. Aus Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) und des Umweltforschungsplans (UFOPLAN) der Bundesregierung wurden im Jahr 2001 eine Reihe von Studien in Auftrag gegeben, die wesentlich Aspekte eines umweltgerechten Einsatzes einzelner Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien untersuchen sollten. Die vorliegende Studie sollte eine Dachfunktion wahrnehmen und die zahlreichen Einzelerkenntnisse und Ergebnisse dieser Untersuchungen beim Entwurf von Ausbaustrategien berücksichtigen und in ein Gesamtbild integrieren. Infolge dieses von vornherein abgestimmten Vorgehens, das sich über den gesamten Bearbeitungszeitraum erstreckte und u. a. zu mehreren gemeinsamen Workshops führte, konnte diese Untersuchung auf eine einzigartige Fülle fundierter Ergebnisse für die einzelnen Technologiebereiche aufbauen und sie für den Entwurf und die Bewertung von Ausbaupfaden erneuerbarer Energien nutzen. Zusätzlich konnte mit Hilfe einer Untersuchung zum Potenzial von Brennstoffzellen der wichtige Bereich des Wärme-markts und der Kraft-Wärme-Kopplung einer detaillierten Betrachtung unterzogen und die Ergebnisse für die vorliegende Studie genutzt werden.

Diese Untersuchungen im Rahmen des BMU-Forschungsschwerpunkts „Umwelt und Erneuerbare Energien“ sind:

- „Naturschutzaspekte bei der Nutzung erneuerbarer Energien.“ Projektleitung G. Reinhardt, IFEU Heidelberg.
- „Monitoring zur Wirkung der BiomasseV auf der Basis des EEG aus Umweltsicht.“ Projektleitung J. Fischer, IE Leipzig.
- „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse.“ Projektleitung U. Fritsche, Öko-Institut Darmstadt
- „Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz.“ Projektleitung J-P. Molly, DEWI Wilhelmshaven.
- „Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Belastungen der Meeresumwelt durch Offshore - Windenergieparks im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee.“ Projektleitung R. Knust, AWI Bremerhaven.
- „Geothermische Stromerzeugung – Vernetzung und Bewertung der Aktivitäten im Bereich geothermischer Stromerzeugung.“ Projektleitung M. Kaltschmitt, IE Leipzig.

- „Hochtemperatur-solarthermische Stromerzeugung – Studienprogramm „SOKRATES“, Projektleitung Studienprogramm F. Trieb, DLR Stuttgart.
- „Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen.“ Projektleitung W. Krewitt, DLR Stuttgart.
- „Erneuerbare Energien und Umwelt in Zahlen.“ Projektleitung F. Staiß, ZSW Stuttgart.

Der Bearbeitungszeitraum erstreckte sich vom 1. Juni 2001 bis 31. Dezember 2003. Zusätzlich zu zwei Zwischenberichten im November 2001 und Juli 2002 wurden zwei spezielle Arbeitsberichte zu den Themen „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ und „Instrumente im Wärmemarkt“ im Februar 2003 erstellt. Der Endbericht wurde dem Auftraggeber Ende Februar 2004 übergeben.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, März 2004

1 Nachhaltigkeitsanforderungen an die Energieversorgung und Lösungsansätze

*„Es kommt nicht darauf an, die Zukunft vorherzusagen, sondern es kommt darauf an, auf die Zukunft vorbereitet zu sein.“
Perikles, 500 v. Chr.*

1.1 Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung

Seit etwa zwei Jahrzehnten prägt der Begriff „Nachhaltige Entwicklung“ die Diskussionen, wenn es um einen schonenden Umgang mit unserer natürlichen Umwelt, um eine gerechtere Verteilung des Wohlstands in der Welt und um eine humane Gestaltung der Lebensgrundlagen für alle Menschen geht. Nachhaltigkeit umfasst somit sowohl ökologische als auch ökonomische und soziale Aspekte, die stets gemeinsam und in ihrer Wechselwirkung betrachtet werden müssen. Eine umfassende Definition von Nachhaltigkeit wurde erstmals von der Brundtland-Kommission erarbeitet, von der Rio-Konferenz 1992 aufgegriffen und seither im Rahmen des Rio-Folgeprozesses in zahlreichen Dokumenten niedergelegt, konkretisiert und interpretiert [Brundtland 1987; Rio-Agenda 21, 1992]. Sie lautet: *„Nachhaltige Entwicklung befriedigt die Bedürfnisse der heutigen Generationen ohne die Fähigkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen und ihre eigenen Lebensstile zu wählen.“* Für diese nachhaltige Entwicklung spielt Energie eine zentrale Rolle. Die Art ihrer Verfügbarkeit wirkt sich praktisch in allen Bereichen sozialen, ökonomischen und politischen Handelns aus; der Zustand von Umwelt und Klima wird durch sie beeinflusst, vielfach entscheidet sie über ein friedliches oder konfliktbelastetes Zusammenleben von Völkern. Demzufolge ist auch *„die Energienutzung nur nachhaltig, wenn sie eine ausreichende und dauerhafte Verfügbarkeit von geeigneten Energieressourcen sicherstellt und zugleich die negativen Auswirkungen von Energiebereitstellung, -transport und -nutzung begrenzt.“* [BMU/UBA 2002].

Daraus lassen sich konkrete Leitlinien definieren, die als Orientierung für die im Energiesektor handelnden Akteure und für die Entwicklung energiepolitischer Handlungsstrategien dienen können [HGF 2001, UBA 2002]. Gemäß dem Verständnis von Nachhaltigkeit sind diese Leitlinien als Mindestanforderungen einer nachhaltigen Entwicklung zu verstehen. Andere für die weitere Entwicklung von Gesellschaften und Staaten wesentliche Aktivitäten, wie Sicherung von Wirtschaftswachstum, Vermehrung von Wohlstand oder von Freizügigkeit sollten sich deshalb nur in einem Maße entfalten, wie sie die Mindestanforderungen für Nachhaltigkeit nicht gefährden (Tabelle 1.1). Die Bundesregierung hat im April 2002 unter der Überschrift „Perspektiven für Deutschland“ eine nationale Strategie für eine nachhaltige Entwicklung beschlossen, mit der deutlich gemacht wurde, in welche Richtung sich unser Land entwickeln soll und welche Weichenstellungen dafür notwendig sind. Über die ökologischen Herausforderungen hinaus dient die Strategie als Handlungsanleitung für eine umfassende zukunftsfähige Politik, um der Generationen übergreifenden Verantwortung für eine ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähige Entwicklung gerecht zu werden. In der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie zählt der umweltverträgliche Ausbau erneuerbarer Energien zu den wesentlichen Pfeilern einer nachhaltigen Energieversorgung [Bundesregierung 2002].

Diese Handlungsgrundsätze verlangen ein erweitertes Verständnis von Fortschritt und Entwicklung, insbesondere in den hochindustrialisierten Staaten, wenn ein Umsteuern in Richtung Nachhaltigkeit auf globaler Ebene gelingen soll. Auch Deutschland ist, trotz des im internationalen Vergleich durchaus fortgeschrittenen Standes seiner Umweltpolitik in bestimmten Bereichen, wie z. B. im Gewässerschutz oder bei der schadstoffarmen Elektrizitätserzeugung, heute noch deutlich von einer nachhaltigen Entwicklung entfernt [HGF 2001].

Tabelle 1.1: Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung

<p>(1) Zugang und Verteilungsgerechtigkeit für alle: Für alle Menschen sind vergleichbare Chancen des Zugangs zu Energieressourcen und zu Energiedienstleistungen zu gewährleisten.</p> <p>(2) Ressourcenschonung: Kommenden Generationen ist die Nutzungsmöglichkeit für die verschiedenen Energieressourcen offen zu halten oder es müssen vergleichbare Optionen der Bereitstellung von Energiedienstleistungen geschaffen werden.</p> <p>(3) Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit: Die Anpassungs- und Regenerationsfähigkeiten natürlicher Systeme (der „Umwelt“) dürfen durch energiebedingte Emissionen und Abfälle nicht überschritten werden. Gefahren für die menschliche Gesundheit – etwa durch Akkumulation problematischer Schadstoffe – sind zu vermeiden.</p> <p>(4) Soziale Verträglichkeit: Bei der Gestaltung von Energieversorgungssystemen ist zu gewährleisten, dass allen Betroffenen die Teilhabe an den jeweiligen Entscheidungsprozessen möglich ist. Die Handlungs- und Gestaltungsspielräume von wirtschaftlichen Akteuren bzw. von Gemeinwesen dürfen durch diese Systeme nicht eingeeengt werden, sondern sind möglichst zu erweitern.</p> <p>(5) Risikoarmut und Fehlertoleranz: Die bei der Energieerzeugung und –nutzung unvermeidlich auftretenden Risiken und Gefahren sind zu minimieren sowie in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen. Bei der Bewertung der entsprechenden Technologien ist auch fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung, mutwillige Zerstörung und Missbrauchsmöglichkeiten zu berücksichtigen.</p> <p>(6) Umfassende Wirtschaftlichkeit: Energiedienstleistungen sollen - in Relation zu anderen Kosten des Wirtschaftens und des Konsums – zu vertretbaren Kosten bereitgestellt werden. Das Kriterium der „Vertretbarkeit“ bezieht sich dabei zum einen auf die im Zusammenhang mit der Energieerzeugung oder -nutzung entstehenden einzelwirtschaftlichen Kosten, zum anderen bezieht es sich auch auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten unter Berücksichtigung der externen ökologischen und sozialen Kosten. Die eingesetzten Technologien sollen so konzipiert sein, dass sie Innovationsimpulse auslösen und geeignet sind, erhebliche Beiträge zur nationalen Wertschöpfung und zum Arbeitsmarkt zu leisten.</p> <p>(7) Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit: Die zur Befriedigung von Bedürfnissen erforderliche Energie muss dauerhaft, in ausreichender Menge sowie zeitlich und räumlich bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Dies verlangt eine hinreichend diversifizierte Energieversorgung, um auf Krisen reagieren zu können und um Handlungsspielräume für die Zukunft zu erhalten bzw. zu vergrößern. Auch sind leistungsfähige, flexible und sichere Versorgungsstrukturen erforderlich und ständig aufrecht zu halten, die zudem mit den bestehenden Siedlungsstrukturen harmonisieren.</p> <p>(8) Internationale Kooperation: Die Weiterentwicklung von Energiesystemen soll durch Verknappung von Ressourcen bedingte Konfliktpotenziale zwischen Staaten vermindern bzw. beseitigen und ihre friedliche Kooperation durch gemeinsame Nutzung der jeweiligen Fähigkeiten und Potenziale fördern.</p>
--

Misst man die heutige Energieversorgung an diesen Leitlinien, so lassen sich daran wesentliche Defizite erkennen, die einer Annäherung an das Nachhaltigkeitsprinzip im Energiebereich im Wege stehen:

- Der übermäßige Verbrauch begrenzter Energieressourcen
- Die sich abzeichnende globale Klimaveränderung
- Die Risiken der Kernenergienutzung
- Das extrem starke Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern

1.2 Verbrauch begrenzter Energieressourcen

Zurzeit stellt der traditionelle Einsatz von Biomasse in Form der nichtkommerziellen Brennholznutzung in zahlreichen wenig entwickelten Ländern 9 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs bereit. Die übrigen erneuerbaren Energien, allen voran die Wasserkraft, haben zusammen einen Anteil von 4,5 %¹. Kernenergie trägt mit 6,7 % zur Deckung des Bedarfs bei. Somit basieren rund 80 % der Weltenergieversorgung auf fossilen Energieträgern, bei der kommerziellen Nutzung sogar 88 %. Sowohl die weltweite als auch die deutsche Energieversorgung stützen sich also überwiegend auf die endlichen fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas. Es ist klar, dass selbst bei einem sehr raschen Umsteuern in der Energieversorgung fossile Energien noch Jahrzehnte benötigt werden und dies möglicherweise sogar in größerem Ausmaß als heute. Damit gewinnt die Frage nach den noch verfügbaren Ressourcen und den Reichweiten dieser Energieträger eine zentrale Bedeutung.

Die noch vorhandenen Reserven an fossilen Energien betragen knapp 34 000 EJ (Stand 2001) was zwar etwa dem Achtzigfachen des derzeitigen Weltenergieverbrauchs entspricht (Abbildung 1.1), aber lediglich das 2,4-fache der bereits insgesamt verbrauchten Menge an fossilen Energien. Kohle ist daran mit über 60 % beteiligt. Konventionelles Erdöl mit 20 % der noch vorhandenen Reserven, ist im Verhältnis zu anderen fossilen Energieträgern bereits am stärksten ausgebeutet. Vergleicht man dies mit der großen gegenwärtigen Bedeutung des Erdöls mit einem Anteil von 35 % an der globalen Energieversorgung, so wird klar, dass hier in absehbarer Zeit auch auf die nicht konventionellen Ölreserven (Schweröl, Ölschiefer, Ölsände) und auf die teureren Ressourcen zurückgegriffen werden muss, wenn die (noch steigende) Nachfrage auch in Zukunft gedeckt werden soll. Bezieht man das Erdgas mit ein (ohne Berücksichtigung der noch unsicheren Angaben über Aquifere und Gashydrate), so sind allein die Ressourcen der Kohlenwasserstoffe mit rund 28 200 EJ in der Größenordnung der Reserven aller fossilen Energieträger. Sehr große Ressourcen in Höhe von 116 000 EJ werden noch bei der Kohle vermutet.

Die sich abzeichnenden Verknappungstendenzen der Reserven von Öl und Erdgas spiegeln sich in den statischen Reichweiten dieser Energien wider. Konventionelles Erdöl hat mit 43 Jahren (2001) die geringste Reichweite, bezieht man unkonventionelles Erdöl mit ein – also Schweröle, Ölsand und Ölschiefer – so liegt dieser Wert bei 62 Jahren. Erdgas reicht bei gleich bleibendem Verbrauch noch ca. 64 Jahre, während die Reserven von Kohle noch etwa 200 Jahre ausreichen. Uran, eine weitere endliche Energiequelle, reicht bei einer Nutzung in Leichtwasserreaktoren und ohne Aufbereitung der Kernbrennstoffe bei heutigem Verbrauch noch etwa 40 Jahre. Aus heutiger Sicht mögen diese Zeiträume wenig besorgniserregend erscheinen, da zusätzlich noch beträchtliche Mengen an Ressourcen zu ihrer prinzipiellen Nutzung bereitstehen. Eine solche Betrachtung lässt aber zweierlei außer Acht:

Zum einen wird das weltweite Fördermaximum für Erdöl – der sog. „mid-depletion point“ – bereits in 10 bis 20 Jahren erwartet. Spätestens dann dürften deutliche Preissteigerungen beim Rohöl auftreten, zumal die Nutzung der Reserven an unkonventionellem Öl dieses zusätzlich verteuern wird. Erdgas kann die Deckungslücke nur in sehr begrenztem Ausmaß übernehmen. Die Reserven an Erdöl und Erdgas sind zudem sehr ungleichmäßig über den Globus verteilt. Über 70 % der Erdölreserven und über 65 % der Erdgasreserven befinden sich innerhalb einer „strategischen Ellipse“ von Ländern, die von Saudi-Arabien im Süden über Irak und Iran bis nach Russland reicht (Abbildung 1.2). Nimmt man beide Tatsachen zusammen, so wird klar, welche problematische Versorgungssituation in absehbarer Zeit entstehen kann. Der gesicherte Zugang zu preisgünstigen Energieressourcen ist für die In-

¹ Anteile entsprechend der Wirkungsgradmethode. Strom aus Wasser, Wind und Sonnenstrahlung werden im Verhältnis 1:1 als Primärenergie angesetzt werden, Strom aus Kernenergie wird dagegen im Verhältnis 3:1 in (thermische) Primärenergie umgerechnet; die fossilen Primärenergien und die Biomasse werden durch ihren Heizwert charakterisiert

dustrieländer schon heute von so großer Bedeutung, dass er zur Entstehung und Vertiefung einer Vielzahl politisch oder sogar militärisch ausgetragener Konflikte beiträgt.

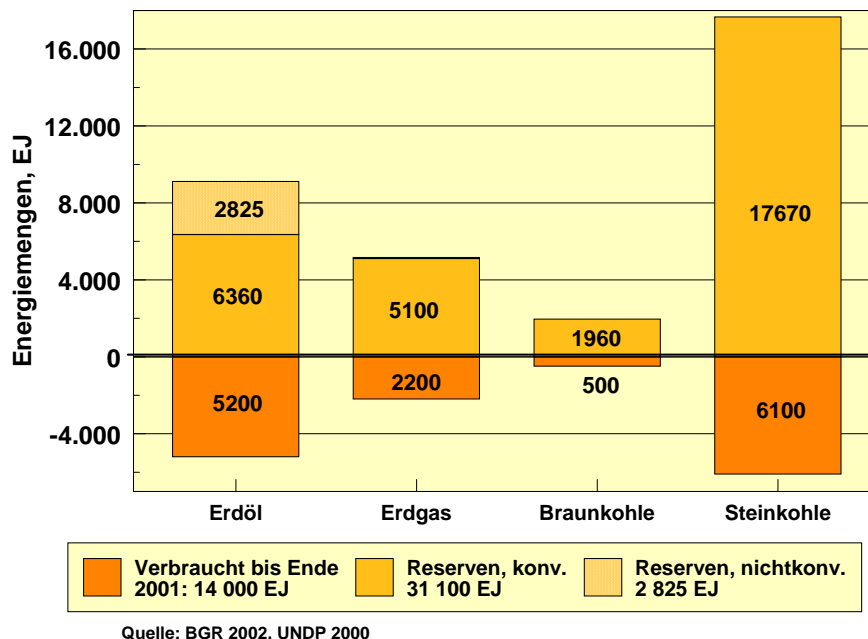
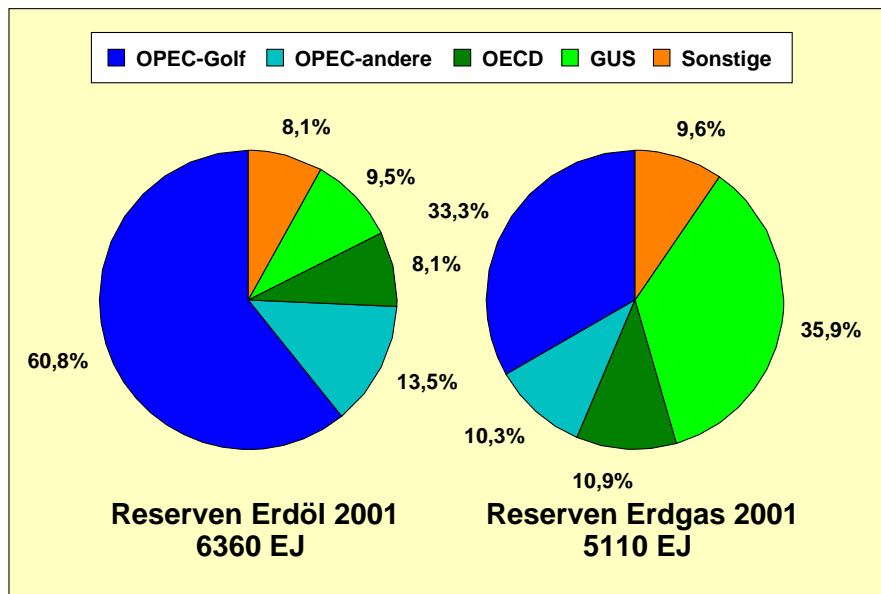


Abbildung 1.1: Reserven 2001 an fossilen Energien im Vergleich zur bisher verbrauchten Menge. Quelle: BGR 2003

Auch die intragenerative Gerechtigkeit, also die gerechte Verteilung der Ressourcen zwischen heutigen und zukünftigen Generationen – ein wichtiges Prinzip der Nachhaltigkeit – wird ignoriert. Selbst wenn heutige Generationen zu dem Schluss kommen sollten, dass trotz der Ausbeutung der Reserven fossiler und nuklearer Energieträger zukünftigen Generationen eine angemessene Handlungsbasis erhalten bleibt, so muss angesichts der langen Entwicklungs- und Einführungszeiträume von neuen Energietechnologien die Mindestforderung lauten, schon heute mit der Einführung neuer Technologien zu beginnen, die nicht mehr auf den Einsatz fossiler oder nuklearer Brennstoffe angewiesen sind und heute keine Strukturen festzuschreiben, die Veränderungen in diesem Sinne für eine lange Zeit unmöglich machen oder zumindest sehr stark behindern. So hat ein Kraftwerk eine Lebensdauer von etwa 30 bis 40 Jahren, neue Braunkohlegruben eine Auskohlungsdauer von 60 Jahren und auch die Entwicklung und nennenswerte Markteinführung einer neuen Generation von Energiewandlern, wie etwa der Brennstoffzelle, dauert 20 bis 30 Jahre.

Aus der Beschränktheit und der geografischen Verteilung der Energiereserven leitet sich also zwingend ab, heute schon mit dem Aufbau einer zukunftsverträglicheren Energieversorgung zu beginnen. Diese Aussage gilt auch dann noch, wenn man die Ressourcen an fossilen Energien berücksichtigt, also die unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen noch nicht lohnend abbaubaren Lagerstätten. Geht man nämlich von einem auch weiterhin stetig wachsenden globalen Energieverbrauch von etwa 2 % pro Jahr aus, so verlängert sich die Reichweite von Erdöl und Erdgas unter Einbeziehung der Ressourcen gegenüber den Reichweiten der Reserven nur um einige Jahrzehnte. Die Erschließung dieser Ressourcen wird jedoch einen ungleich höheren Aufwand nach sich ziehen als er heute für die Förderung der Reserven erforderlich ist. Auch die Umweltauswirkungen ihrer Förderung dürften dann weiter zunehmen. Dies betrifft z. B. die Gefahr der Freisetzung großer Mengen des klimarelevanten Spurengases Methan bei der Gewinnung von Gashydraten. Wenn wir daher heute beginnen, den Verbrauch endlicher Energieträger zu mindern, so ist dies auch eine Vorsorgestrategie gegenüber zukünftigen, möglicherweise drastischen Preissprüngen.



Quelle: BGR 2003

Abbildung 1.2: Verteilung der Reserven (2001) von konventionellem Erdöl und Erdgas auf Ländergruppen. Quelle: BGR 2003.

1.3 Beginnende Klimaveränderungen infolge Energieeinsatz

Es dürfte voraussichtlich nicht zuerst die Erschöpfung der fossilen Energieressourcen sein, die eine Veränderung unserer Energieversorgungsstrukturen erzwingen wird; vielmehr ist es die bereits heute vielfach erschöpfte Aufnahmefähigkeit unserer Umwelt für die Abfallprodukte der Energienutzung. Durch eine verbesserte Verbrennung und durch den Einsatz von Katalysatoren und Filtern konnten die Emissionen von Luftschadstoffen bereits stark verringert werden. In vielen westlichen Industrieländern, insbesondere auch Deutschland, sind hierbei in den vergangenen drei Jahrzehnten, motiviert durch eine entsprechende Umweltpolitik und unter Einsatz erheblicher finanzieller Mittel, große Fortschritte erzielt worden. Dagegen steigen die Belastungen durch diese Schadstoffe in den schnell wachsenden Ballungsräumen weniger entwickelter Länder weiterhin deutlich und ziehen all jene negativen Folgen nach sich, die aus den Industrieländern aus der Vergangenheit bekannt sind.

Daneben hat sich jedoch seit Beginn der Industrialisierung die Konzentration des Treibhausgases Kohlendioxid in der Atmosphäre bereits um ein Viertel erhöht und hat einen Anstieg der mittleren bodennahen Lufttemperatur von $0,6 \pm 0,2$ °C bewirkt. Werden keine deutlichen Gegenmaßnahmen zur Reduktion dieser und anderer klimarelevanter Emissionen ergriffen, so wird nach Szenarien des IPCC [IPCC 2002] mit einem weiteren Anstieg der mittleren globalen bodennahen Lufttemperatur zwischen $1,4$ °C und $5,8$ °C bis zum Jahr 2100 gerechnet, wobei regional die Änderungen durchaus unterschiedlich stark ausfallen können. Neben der Temperaturerhöhung sind Änderungen der Niederschlagsverteilung, ein Anstieg der Häufigkeit extremer Wettersituationen, eine Verschiebung von Klima- und Vegetationszonen und die Verschlechterung der Böden mit fatalen Folgen für die ohnehin angespannte Welternährungssituation zu erwarten. Klimaänderungen haben in der Erdgeschichte häufig stattgefunden; bedrohlich an den heute zu beobachtenden Veränderungen ist, dass die Änderungen mit hoher Geschwindigkeit auftreten und weder den menschlichen Zivilisationen noch der Umwelt einen ausreichenden Zeitraum zur Anpassung lassen. Energiebedingte CO_2 -Emissionen tragen etwa zur Hälfte zum menschlich verursachten Treibhauseffekt bei und stehen damit im Mittelpunkt der Bemühungen um den Klimaschutz. Der Anstieg der

energiebedingten globalen Kohlendioxidemissionen im Gefolge des wachsenden Weltenergieverbrauchs, die jetzt 23,5 Gt. CO₂/a erreicht haben, hat dazu geführt, dass seit Beginn der Industrialisierung insgesamt zusätzliche 1000 Gt. CO₂ in die Atmosphäre emittiert wurden, davon allein 80 % in den letzten 50 Jahren. Da das Wachstum vornehmlich in den Industrieländern stattfand, sind diese für rund 90 % der bis heute durch den Energieeinsatz entstandenen CO₂-Emissionen verantwortlich. Derzeit emittieren sie zwei Drittel der globalen CO₂-Emissionen. Deutschland hat 2000 rund 860 Mt. Kohlendioxid emittiert, das sind knapp 4 % der weltweiten Emissionen.

Die globale Klimaerwärmung infolge der Verbrennung fossiler Energieträger, des Abholzens von Wäldern und einer industriell betriebenen Landwirtschaft (Emission des klimawirksamen Lachgases) wird heute ganz überwiegend als gesichert betrachtet. Um den Temperaturanstieg im unteren Bereich zu halten, sollte die Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre, die derzeit bei 360 ppm liegt, bis zum Ende dieses Jahrhunderts höchstens auf 450 ppm steigen (Abbildung 1.3). Will man dies erreichen, so ist eine weltweite Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um mehr als die Hälfte bis zum Jahr 2100 unerlässlich. Berücksichtigt

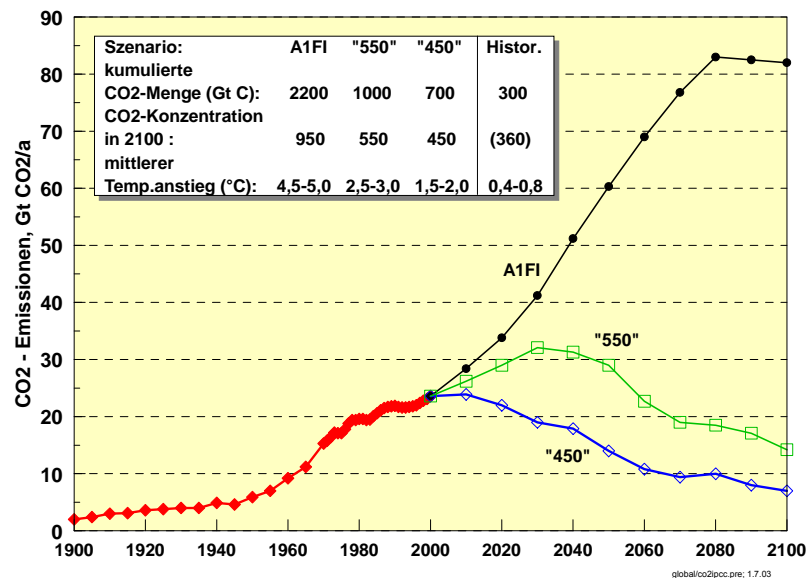


Abbildung 1.3: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in verschiedenen IPCC-Szenarien im Vergleich zum historischen Verlauf sowie ihre Auswirkungen auf die CO₂-Konzentration und die Temperatur in der Atmosphäre (A1F1 = Wachstumsszenario mit Deckung durch weitgehend fossile Energien; „450“ und „550“ = jeweilige Mittelwerte von Szenarien die zu einer stabilen Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre führen). Quelle: IPCC 2002.

man die weiter wachsende Bevölkerung, so darf jeder der dann voraussichtlich 10 Milliarden Menschen durchschnittlich nur noch wenig mehr als eine Tonne CO₂ emittieren. Daraus abgeleitet ergibt sich für Deutschland das längerfristige Ziel, eine Senkung der nationalen CO₂-Emissionen um etwa 75 % (bezogen auf 2000) bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Geht man dagegen eher von einer weiteren unbeschränkten Deckung des wachsenden Energieverbrauchs vorwiegend durch fossile Energien aus – wofür das Szenario A1FI des IPCC steht welches eine weitgehende Erschließung aller fossilen Ressourcen voraussetzt – so steigen die CO₂-Emissionen erheblich und die dadurch induzierten Temperaturänderungen gelangen in nicht mehr beherrschbare Bereiche (IPCC 2002). Man benötigt daher also innerhalb weniger Jahrzehnte eine wirksame Kombination von Effizienztechnologien in allen

Nutzungsbereichen und von CO₂ – freien oder CO₂-armen Energiewandlungstechnologien, wenn der schon eingetretenen Klimawandel in tolerierbaren Grenzen gehalten werden soll.

Im Gegensatz zu den klassischen Luftschadstoffen haben die negativen Wirkungen des Kohlendioxids ausschließlich globalen Charakter – und sie machen sich nicht sofort, sondern schleichend und regional sehr unterschiedlich bemerkbar. Eine Verminderung der Emissionen führt nicht direkt zu lokalen Vorteilen für die dortigen Energieverbraucher. Erst wenn weltweit Maßnahmen ergriffen werden, können die CO₂-Emissionen in dem notwendigen Ausmaß reduziert werden. Einzelne Staaten oder Staatengruppen können allerdings eine wichtige Vorreiterrolle übernehmen. Die globale Dimension des Treibhauseffektes erfordert eine wesentlich umfassendere Art politischen Handelns als dies bei ausschließlich nationalen Problemen der Fall ist.

Angesichts der weitreichenden Gefahren des Treibhauseffektes ist der Klimaschutz eine ganz zentrale Begründung für die Notwendigkeit einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Selbstverständlich bleibt auch die weitere Minderung von anderen Schadstoffen in Zukunft ein wichtiges Anliegen, das zur Erhaltung der natürlichen Umwelt wichtige Beiträge leistet. Ebenso dürfen die weiteren Umweltauswirkungen der derzeitigen Energienutzung, wie großflächige Landschaftszerstörung bei der Förderung von Kohle, Erdöl und Uran, die Meeresverschmutzung durch Erdölförderung und bei Tankerhavarien, vermehrte Umweltbelastungen durch den Abbau unkonventioneller Kohlenwasserstoffe sowie die teilweise gravierenden Folgen großer Wasserkraftwerke, insbesondere wenn mit ihrer Errichtung die Überflutung großer Wasserflächen verbunden ist, nicht außer Acht gelassen werden.

1.4 Kernenergie - Risiken größer als der Nutzen

Da mit der Kernspaltung Strom weitgehend CO₂-frei bereitgestellt werden kann, wird Kernenergie - und in ihrem Gefolge oft auch die Kernfusion - häufig als unverzichtbar zur Erreichung der angestrebten CO₂-Reduktionsziele bezeichnet. Diese These ist jedoch bei genauer Betrachtung nur sehr eingeschränkt haltbar: Aus der Sicht des Klimaschutzes macht nur eine lang anhaltende Vermeidung sehr großer Mengen Kohlendioxid Sinn. Dazu müsste der Beitrag der Kernenergie zur globalen Energieversorgung um mehr als eine Größenordnung gesteigert und über Jahrhunderte in diesem Ausmaß aufrechterhalten werden. Abgesehen von der Zunahme des Nutzungsrisikos mit jedem neuen Kernkraftwerk (und dann auch in Ländern, deren Sicherheitsstandards und politische Stabilität nicht so hoch sind wie diejenigen in Europa) kann dies die Kernenergie aus Ressourcengründen nur leisten, wenn ein baldiger Einstieg in eine Wiederaufbereitungs- und Brüterwirtschaft erfolgen würde. Diese ist jedoch nicht nur teurer als die heutige Kernenergietechnik sondern auch wesentlich risikoreicher.

Aber auch jetzt schon kommt die Kernenergienutzung mit wesentlichen Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung in Konflikt:

- In Kernreaktoren können Kernschmelzunfälle mit unverträglich hohen Gefahren für die menschliche Gesundheit nicht ausgeschlossen werden. In den betroffenen Gebieten entstünden extreme Folgeschäden (siehe Leitlinie 3 in Tabelle 1.1).
- Auf allen Stufen der Brennstoffbereitstellung, -nutzung und -entsorgung entstehen radioaktive Stoffe, die teilweise emittiert werden, größtenteils aber unter hohem technischen und logistischen Aufwand für lange Zeiten von der Umwelt abgeschirmt und überwacht werden müssen (siehe Leitlinien 3 und 4). Wie dies lang dauernd geschehen soll, ist heute noch offen.
- Ein vollkommener Schutz gegen den Missbrauch von Plutonium als Abfallprodukt der Kernspaltung erscheint unmöglich, insbesondere, wenn es in den für eine Brü-

terwirtschaft erforderlichen Mengen im internationalen Rahmen gehandhabt werden müsste. Eine missbräuchliche waffentechnische Verwendung durch einzelne Staaten oder supranationale Gruppen wäre eine ständige Bedrohung für die Menschheit (siehe Leitlinien 5 und 8).

- Ein völliger Schutz von Kernenergieanlagen gegen äußere Gewaltanwendungen und Sabotage ist nicht möglich oder würde im Einzelfall zu äußerst hohen Kosten und der Einschränkung sozialer Freiräume führen (siehe Leitlinien 4 und 6).
- Eine Begrenzung der Kernenergienutzung auf „hochentwickelte“ Länder zur Verringerung obiger Risiken behindert die friedliche weltweite Kooperation und ist politisch nicht durchführbar (siehe Leitlinie 8).

Bei gründlicher Abwägung dieser Gegebenheiten ist der Nutzen einer kohlenstofffreien Stromerzeugung aus Kernenergie gering im Vergleich zu den Risiken und Gefahren, die inhärent mit der weiteren Nutzung und gar einer Ausweitung der Kernenergie verbunden sind. Da es geeignetere „nichtfossile“ Energiequellen in Form der erneuerbaren Energien gibt, deren große technische Potenziale prinzipiell ausreichen, den Weltenergiebedarf um ein Mehrfaches zu decken, erscheint eine verstärkte Nutzung der Kernspaltungstechnologie zum Zwecke einer zukünftig gesicherten Energieversorgung nicht erforderlich. Mit dem Mitte 2000 zwischen der Bundesregierung und den Kraftwerksbetreibern geschlossenen Konsens bezüglich der sukzessiven Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke ist dies in Deutschland erkannt und der notwendige Umsteuerungsprozess eingeleitet worden.

1.5 Die Kluft zwischen Energieverschwendern und Energiehabsichtsen

Ein weiteres gravierendes Nachhaltigkeitsdefizit besteht in dem sehr starken Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern, das sich in den letzten Jahren eher vergrößert als verringert hat. Derzeit verbrauchen 24 % der Weltbevölkerung in den Industrieländern 65 % der konventionellen Energieträger und 75 % der Elektrizität. Dagegen müssen sich 32 % der Weltbevölkerung in der ärmsten Gruppe der Entwicklungsländer mit 1 % des Bruttoinlandsprodukts und 4 % der Energie begnügen. Sie sind dafür auch nur für 5 % der globalen CO₂-Emissionen „verantwortlich“ (Abbildung 1.4). Die auf Ländergruppen bezogenen Durchschnittswerte glätten dabei noch die extremen Spreizungen der länderspezifischen Kennwerte. Betrachtet man diese, werden die Kontraste noch ausgeprägter. So verbraucht im Durchschnitt ein Nordamerikaner nahezu 15-mal mehr Energie pro Kopf als ein Afrikaner (kommerzielle Energie ca. 30-mal) und liegt damit um das 5-fache über dem globalen Durchschnitt von 70 GJ/Kopf, a (1999). Die ärmsten Länder (Yemen, Niger, Bangladesh u.a.) müssen dagegen mit einem **Hundertstel** der kommerziellen Energie eines Nordamerikaners auskommen. Die Europäer und Japaner verbrauchen etwa halb so viel Energie pro Kopf wie dieser. Trotzdem liegt der Durchschnittseuropäer mit rund 140 GJ/Kopf, a noch um das Zweifache über dem Weltdurchschnitt. Das Problem einer weltweit gerechteren Verteilung von Energie ist auch hinsichtlich finanzieller oder ökologischer Folgen von großer Bedeutung. Modellrechnungen zeigen, dass die voraussichtlich am stärksten von den Folgen möglicher Klimaänderungen betroffenen Regionen nach heutigen Erkenntnissen vorwiegend solche sein werden, die am wenigsten zu ihrer Verursachung beigetragen haben oder die diesen Folgen am wenigsten mit technischen und finanziellen Mitteln entgegenwirken können. Diese Tatsache verschärft die sozialen und wirtschaftlichen Konflikte.

Ein auch nur tendenzieller Ausgleich der gravierenden Unterschiede im Energieeinsatz, der wegen der Forderung nach sozialer Nachhaltigkeit unbedingt notwendig ist, führt in Verbindung mit dem Anwachsen der Weltbevölkerung auf 9 bis 10 Mrd. Menschen in 2050 unvermeidlich zu einem weiteren Wachstum der globalen Energienachfrage. Da Art und Höhe der Energieversorgung in den Industrieländern aufgrund des hier erreichten großen Wohlstandes

den ärmeren Ländern der Welt als vorbildlich gilt, bewegt sich derzeit die Entwicklung in diesen Ländern in die gleiche ressourcenverzehrende Richtung, wie sie erstere lange Zeit eingeschlagen haben, und vergrößern somit die schon bestehenden Nachhaltigkeitsdefizite weiter. Nur wenn daher die globale Energieversorgung grundlegend umgestaltet wird, besteht also überhaupt eine Chance, den vorprogrammierten globalen Energieverbrauchszuwachs in Grenzen zu halten und gleichzeitig die aus Klimaschutzgründen problematischen fossilen Energieträger zurückzudrängen.

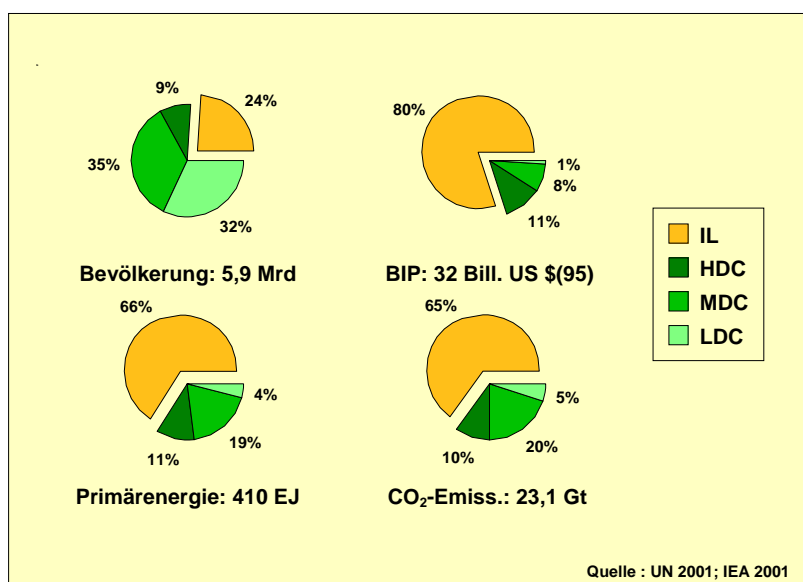


Abbildung 1.4: Anteile von Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt, Primärenergie und CO₂-Emissionen auf Ländergruppen (IL = Industrieländer, HDC, MDC, LDC = Hoch, mittel und wenig entwickelte Länder), Quelle: UN 2001, IEA 2001.

1.6 Wege zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft

Eine völlig objektive Abwägung und Gewichtung zwischen überwiegend anerkannter Klimagefährdung, den zu erwartenden Verknappungs- und Verteuerungstendenzen im fossilen Bereich, den divergierenden Haltungen zu den Risikoaspekten der Kernenergie und den volkswirtschaftlichen und sozialen Schäden, die durch den extrem unausgewogenen Zugang zu Energie entstehen, erscheint aus heutiger Sicht nicht möglich. Aus den vorliegenden Erkenntnissen können jedoch prinzipielle Schlüsse gezogen werden: Die zukünftige Energieversorgung darf sich nicht weiterhin beinahe ausschließlich auf fossile und auf nukleare Energieträger stützen. Vielmehr muss ein System etabliert werden, das den acht Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung möglichst nahe kommt bzw. die stetige Annäherung an sie erlaubt. Für eine Umgestaltung der Energieversorgung in diese Richtung gibt es drei zentrale Strategieelemente, die in der Nachhaltigkeitsdiskussion mit „Effizienz“, „Konsistenz“ und „Suffizienz“ bezeichnet werden:

Keine dieser drei Strategien kann für sich allein in Anspruch nehmen, der erfolgversprechendste Weg zu sein. Vielmehr ergänzen sie sich und führen erst in einer engen Wechselwirkung zum angestrebten Ziel. Ein deutlich verminderter Energieverbrauch ist eine wesentliche Voraussetzung, damit erneuerbare Energien rasch genug nennenswerte Anteile

des Energiebedarfs ökonomisch vertretbar decken können und ohne gleichzeitig energiebewusster zu leben, kann sich kein Erfolg durch den Einsatz effizienter Technologien einstellen. Auf der anderen Seite wird es mit jeder eingesparten Einheit Energie schwieriger, weitere Energie einzusparen; nachhaltig nutzbare Energieströme, also erneuerbare Energien, sind daher unverzichtbar. Eine deutlich effizientere Energienutzung aller Energieträger und die Substitution endlicher Energieressourcen durch Energien aus natürlichen Energieströmen sind daher zwei Seiten einer Medaille.

Eine idealtypische Entwicklung der globalen Energieversorgung, die alle vier genannten Nachhaltigkeitsdefizite gleichzeitig angeht, sollte bis zur Mitte des Jahrhunderts entsprechend Abbildung 1.5 verlaufen. Ausgangspunkt ist ein konstant bleibender mittlerer Pro-Kopf-Verbrauch in Höhe von 70 GJ/a (2000), was bei deutlich steigender Energieproduktivität durchaus ein weiteres erhebliches Wachstum von Dienstleistungen und Gütern erlaubt. Die modernen Industriestaaten (OECD) halbieren in diesem Szenario ihren Energieeinsatz als Beitrag zur Milderung der krassen Ungleichverteilung des weltweiten Energieverbrauchs. Dies erlaubt eine gute Verdopplung des Pro-Kopf-Verbrauchs der Entwicklungsländer und sichert ihnen, entsprechend ihrer wachsenden Bevölkerungszahl, im Jahr 2050 einen Anteil von 75 % am Primärenergieverbrauch von dann 635 EJ/a – dem 1,5-fachen von heute (Bild 5, links). Die Beseitigung bzw. Verringerung der anderen drei Nachhaltigkeitsdefizite verlangt eine Halbierung des fossilen Energieeinsatzes bis 2050, eine Aufgabe der Kernenergienutzung und eine Umstellung der weitgehend umweltschädlichen „traditionellen“ Biomassenutzung (Brennholzbeschaffung) auf eine umweltverträgliche „moderne“ Biomassenutzung. Der Einsatz moderner Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien müsste demnach bis 2050 um das 24-fache auf rund 470 EJ/a wachsen; sie würden dann 75 % des Gesamtbedarfs decken.

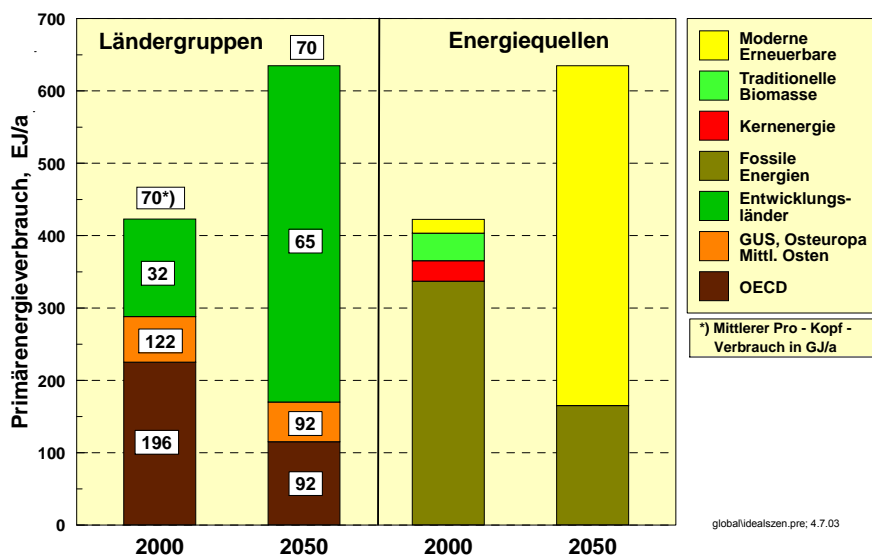


Abbildung 1.5: Idealszenario einer nachhaltigen globalen Energieversorgung für das Jahr 2050 hinsichtlich der Verminderung bzw. Beseitigung der vier wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite (Bevölkerungswachstum von 6 Mrd. in 2000 auf 9 Mrd. Menschen in 2050). Quelle: Nitsch 2003

Aus potenziellseitiger Sicht kann ein derartiger Beitrag erbracht werden, da das technische Potenzial der erneuerbaren Energien selbst bei strengen Restriktionen in der Größenordnung des Sechsfachen des derzeitigen weltweiten Energieverbrauchs liegt. Aus struktureller Sicht ist die Herausforderung gewaltig, da die rechtzeitige Mobilisierung dieser Technologien

etwa alle 10 Jahre eine Verdopplung ihres derzeitigen Beitrags verlangt (bzw. ein durchschnittliches globales Wachstum über 50 Jahre von 6,4 % je Jahr) und **gleichzeitig** die Energieversorgungs- und -nutzungsstrukturen in allen Ländergruppen deutlich effizienter gestaltet werden müssen.

Die erläuterten Teilstrategien werden in aktuellen Szenarioanalysen der globalen Energieversorgung in unterschiedlicher Gewichtung und Intensität miteinander verknüpft (Abbildung 1.6). Wesentlicher Antrieb für das Wachstum des Energieverbrauchs ist der weitere Anstieg des Weltbruttosozialprodukts. Es beträgt in den meisten Untersuchungen im Jahr 2050 das Drei- bis Vierfache des heutigen Wertes. Die in den Szenarien sehr unterschiedliche Höhe des zukünftigen Energieverbrauchs ist somit stark vom weiteren Anstieg der Energieproduktivität abhängig. In den Wachstumsszenarien entspricht die jährliche Steigerungsrate dem langjährigen Vergangenheitstrend von etwa 1 %/a, in den Szenarien mit deutlich niedrigerem Energieverbrauch steigt sie dagegen um 1,5 %/a bis zu 2,2 %/a an (Faktor 4). Auch der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat sich in seinem aktuellen Gutachten „Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit“ mit dieser Problematik beschäftigt [WBGU 2003].

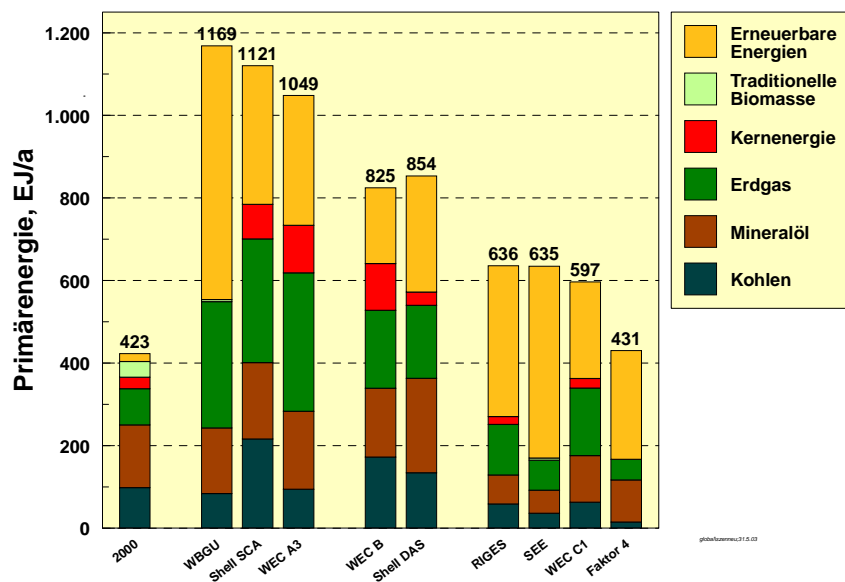


Abbildung 1.6: Aktuelle Szenarien² des globalen Primärenergieverbrauchs für das Jahr 2050 bei einem Bevölkerungswachstum bis 2050 auf 9 bis 10 Mrd. Quellen: WBGU 2003; WEC 1998; Shell 2001; Johansson 1993; Lovins/Hennicke 1999; Nitsch 2003

Er unterstellt ein Szenario mit sehr dynamisch wachsender Weltwirtschaft. Bei einer Versechsfachung des Weltbruttosozialprodukts bis 2050 kompensiert eine jährliche Steigerungsrate der Energieproduktivität von 1,5 %/a einen Großteil des Wachstums der Energienachfrage, so dass dieses Szenario mit den anderen Wachstumsprozessen hinsichtlich der Verbrauchshöhe vergleichbar ist.

² WBGU = exemplarischer Entwicklungspfad (2003); Shell: SCA = Spirit of the Coming Age, DAS = Dynamics as Usual (2001); WEC: A3 = Wachstum, B = Business as Usual; C1 = ökologische Priorität (1998); RIGES = Renewable intensive scenario (1993); Faktor 4 = Effizienzrevolution (1999); SEE = Solar Energy Economy (Idealszenario nach Abbildung 1.5).

Die zentrale Bedeutung der erneuerbaren Energien zeigt sich daran, dass sie in nahezu allen Untersuchungen im Jahr 2050 den größten Beitrag zur Energiebedarfsdeckung mit Anteilen zwischen 22 % (WEC B) und 73 % (SEE) und Absolutwerten zwischen 185 EJ/a (WEC B) und 614 EJ/a (WBGU) bereitstellen. Der in obigem „Idealszenario“ ermittelte Beitrag in Höhe von 470 EJ/a stellt also keineswegs die Obergrenze des für möglich gehaltenen Einsatzes erneuerbarer Energien im Jahr 2050 dar. Aus Abbildung 1.6 ist auch ersichtlich, dass hohe Beiträge erneuerbarer Energien nur dann eine Gewähr für eine Erfüllung aller Nachhaltigkeitskriterien sind, wenn gleichzeitig die Energieproduktivität deutlich über das bisher übliche Maß hinaus gesteigert wird, also von Hocheffizienzszenarien ausgegangen wird (die vier Szenarien rechts in Bild 6). Steigt dagegen die Energienachfrage bis 2050 auf das Doppelte des heutigen Wertes und darüber, werden trotz hoher Beiträge erneuerbarer Energien zusätzlich alle endlichen Energieressourcen auf das Äußerste strapaziert. Auch das Klimaschutzkriterium wird deutlich verfehlt, es sei denn eine aktive Abtrennung und Speicherung von CO₂ ist Bestandteil der Szenariostrategie. So müssen beispielsweise im Szenario des WBGU im Zeitraum 2010 - 2100 rund 200 Gt. Kohlenstoff bzw. 710 Gt. CO₂ extrahiert und in geeigneten Lagerstätten deponiert werden, wenn man unter dem Grenzwert der „zulässigen“ CO₂-Konzentration bleiben will. Der Höhepunkt liegt im Jahr 2050 bei einer Extrahierungsrate von 4,5 Gt./a Kohlenstoff (16 Gt./a CO₂) um bis 2100 auf Null zurückzugehen. Auch die Shell-Szenarien setzen eine CO₂-Abtrennung und Deponierung in ähnlicher Größenordnung voraus.

1.7 Erneuerbare Energien - Garanten für eine zukunftsfähige Energieversorgung

Im Gegensatz zu den unterschiedlichen Vorstellungen über mögliche Effizienzsteigerungen, zum zukünftigen Einsatz der Kernenergie und zu den Möglichkeiten einer machbaren CO₂-Rückhaltung in großem Umfang, kommen **alle Untersuchungen** zu der Aussage, dass nur eine deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien die Chance bietet in einen nachhaltigen Energiepfad einzuschwenken. Sie sind somit **die einzigen verlässlichen Garanten für eine zukunftsfähige Energieversorgung**.

Kennzeichen der Nutzung erneuerbarer Energien ist es, geringe Bruchteile der natürlichen Energieströme der Ökosphäre zu entnehmen und sie nach Erfüllung der Energiedienstleistung wieder in Form von „entwerteter“ Abwärme an die Umwelt zurückzugeben. Über Jahrtausende hat der Mensch ausschließlich diese erneuerbaren Energien genutzt, allerdings auf einem sehr niedrigen Niveau und – aus heutiger Sicht - mit technisch sehr unzulänglichen Anlagen. Gegenüber unseren Vorfahren haben wir heute dagegen beträchtliche Vorteile: Uns stehen Technologien zur Verfügung, mit denen aus erneuerbaren Energiequellen Energiedienstleistungen auf ebenso hohem Niveau angeboten werden können, wie es die moderne Industriegesellschaft von der fossil-nuklearen Energieversorgung gewöhnt ist. Auch die Kosten hierfür sind dann erschwinglich, wenn diese Technologien in großtechnischem Maßstab eingesetzt und dabei alle Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Auch gilt es diese „Kosten“ in Relation zu den ökologischen und sozialen „Qualitäten“ dieser Energieformen zu setzen, also die durch die derzeitige bzw. einer auf fossilen und nuklearen Energiequellen verharrenden Energieversorgung verursachten Umwelt- und Folgeschäden in das ökonomische Kalkül einzubeziehen. Dann dürfte sich herausstellen, dass erneuerbare Energien alle wesentlichen Anforderungen an eine zukunftsfähige Energieversorgung erfüllen können.

Eine besonderes Kennzeichen erneuerbarer Energien stellt die Vielfalt der einsetzbaren Energiequellen und –technologien und der enorme darstellbare Leistungsbereich von wenigen Watt bis zu Hunderten von MW Einheitsleistung dar. Sie können sowohl an jegliche Art der erforderlichen Energiedienstleistung angepasst werden als auch in enger Verzahnung mit modernen Energietechniken zur Nutzung fossiler Energien die erforderliche Versor-

gungssicherheit zu jeder Zeit und an jedem Ort gewährleisten. Kennzeichen für eine derartige Energieversorgung sind zum einen die zunehmende Vernetzung auf dezentraler Ebene („virtuelle“ Kraftwerke, Nahwärmeversorgungen) in der sich erneuerbare Energien hervorragend einbinden lassen. Zum anderen sind es großräumige interkontinentale Netzverbände, die das regional sehr unterschiedliche Angebot erneuerbarer Energien optimal miteinander verknüpfen können. Über die jeweilige landesspezifische „dezentrale“ Nutzung von erneuerbaren Energien hinaus werden zukünftig an Orten eines sehr reichhaltigen (und damit auch kostengünstigen) Angebots erneuerbarer Energien große Nutzungszentren entstehen, die Regionen großer Energienachfrage mittels Hochspannungsleitungen oder (Wasserstoff-) Pipelines mit Energieträgern versorgen. So können alle „Reservoirs“ erneuerbarer Energien kostengünstig „angezapft“ und genutzt werden. Diese Zentren können gleichzeitig zu Keimzellen wirtschaftlicher Entwicklung und damit von zunehmendem Wohlstand und einer Stabilisierung sozialer Strukturen werden. Da die meisten dieser Zentren eher in heute wenig entwickelten Regionen liegen dürften (z. B. Nordafrika), kann mit einer relevanten Mobilisierung erneuerbarer Energien eine positive wirtschaftliche und politische Entwicklung der betreffenden Länder einhergehen.

Damit ist der Hintergrund des oben bereits angesprochenen Idealszenarios „Solar Energy Economy“ (SEE; [Nitsch 2003]) skizziert. Die daraus resultierende vielfältige Primärenergiestruktur illustriert Abbildung 1.7. Am 73 %-igen Deckungsanteil erneuerbarer Energien (465 EJ/a) im Jahr 2050 sind alle Energiequellen maßgebend beteiligt. Die Anteile einzelner Technologien reichen von 6 % (Wasserkraft) bis zu 15 % (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwerke)³. Entsprechend den Potenzialen liefern die Strahlungsenergie nutzenden Technologien (Fotovoltaik, Solarthermische Kraftwerke und Kollektoren) langfristig den größten Beitrag mit zusammen knapp 30 %. Fossile Primärenergien wachsen noch bis 2020 auf etwa 370 EJ/a (Kohle 115 EJ/a, Öl 160 EJ/a, Erdgas 95 EJ/a), sinken nach 2030 wieder auf das heutige Niveau und stellen im Jahr 2050 mit zusammen 170 EJ/a noch einen Anteil von 27 % am gesamten Primärenergieverbrauch.

Das hier vorgestellte (Ideal-) Szenario einer deutlichen Ausweitung erneuerbarer Energien stellt selbstverständlich nur ein mögliches Beispiel für eine zukünftige Energieversorgung dar. Andere Lösungsstrategien, welche die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen (vgl. Szenarien in Abbildung 1.6), erfordern anders gewichtete, aber vom Umfang her eher noch anspruchsvollere Anstrengungen (z. B. die bei geringeren Effizienzbemühungen erforderliche CO₂-Rückhaltung aus fossilen Energien und dessen Speicherung mit ökonomisch tragbaren Aufwendungen). Der erforderliche Umbau der globalen Energieversorgung innerhalb eines halben Jahrhunderts kann daher nur dann mit Aussicht auf Erfolg in Gang gesetzt werden, wenn zumindest die große Mehrheit der globalen Staatengemeinschaft sich zu einem gemeinsamen raschen und wirksamen Handeln aufrafft.

Ein entsprechendes politisches oder gesellschaftliches Handeln bezüglich der Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Richtung stärkerer Nachhaltigkeit auf globaler Ebene ist derzeit erfreulicherweise in Ansätzen erkennbar. Das wurde im Verlauf des Folgeprozesses der Konferenz von Rio, beim Protokoll der Kyoto-Konferenz oder den wegweisenden Arbeiten des IPCC offenkundig. In der letztlich entscheidenden politischen Umsetzung wiegen bisher allerdings nationale wirtschaftliche und machtpolitische Interessen oft stärker, was sich am Ausscheren der USA aus dem Klimaschutzprozess anlässlich der 6. Vertragsstaatenkonferenz in Den Haag 2000 zeigte. In der Fortsetzung dieser Konferenz in Bonn 2001 mussten an andere Länder, nämlich Japan, Russland, Australien und Kanada weit reichende Zugeständnisse hinsichtlich der Anrechenbarkeit von CO₂-Senken gemacht werden, um das Kyoto-Protokoll zu retten. Auch beim Weltgipfel in Johannesburg 2002 zeigten sich die be-

³ Zur besseren Vergleichbarkeit mit dem Primärenergiebeitrag fossiler und nuklearen Energien und untereinander (Biomasse, Geothermie) sind hier alle erneuerbaren Energien primärenergieseitig mit ihrem thermischen Äquivalent dargestellt (Substitutionsprinzip).

kannten Konfliktpotenziale. So scheiterte die Festlegung verpflichtender globaler Ausbauziele für erneuerbare Energien am Widerstand der USA und der maßgeblich durch die OPEC-Länder beeinflussten G77-Gruppe (gegenwärtig 140 Entwicklungsländer).

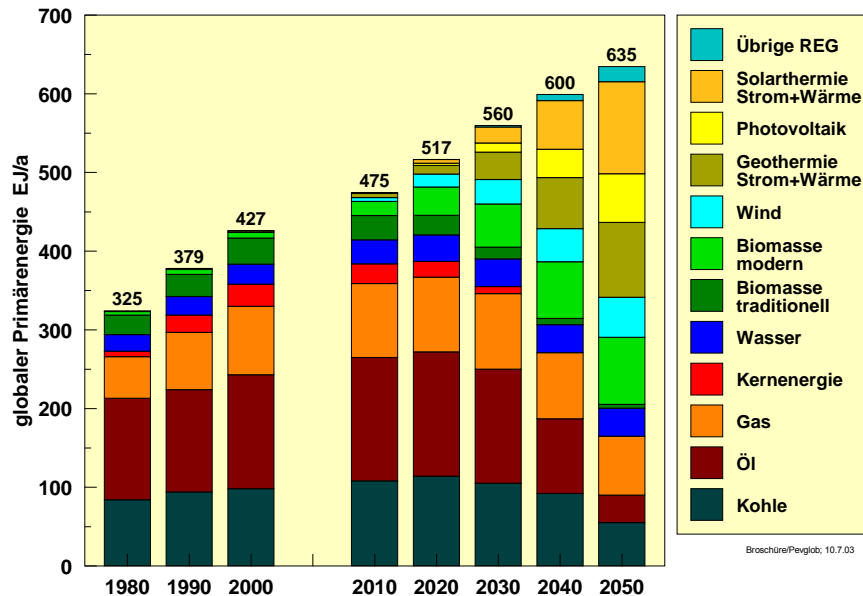


Abbildung 1.7: Primärenergieverbrauch im globalen Idealszenario „SEE“. Verstärkte Energieeffizienz und eine ausgewogene Mobilisierung aller erneuerbarer Energiequellen führt zu einer Halbierung des Beitrags fossiler Primärenergien bis zum Jahr 2050.

Erfreulich ist, dass sich im europäischen Umfeld die Gestaltungsimpulse in diese Richtung weiter verstärkt haben. Das europäische Parlament und die europäische Kommission haben den Diskussionsprozess wesentlich belebt und wichtige Beschlüsse dazu gefasst. Sie haben sich von den USA klimapolitisch emanzipiert und nehmen eine wichtige Vorreiterrolle ein. Beispielhaft dafür ist etwa das schon 1997 gefasste Ziel, den Beitrag erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. In der EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien, die am 27. September 2001 in Kraft trat, hat die EU indikative Richtziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in den Mitgliedstaaten festgelegt. Damit will die EU deren Anteil von 14 % (1997) auf 22 % im Jahr 2010 steigern. Auch die deutsche Bundesregierung setzt sich gemeinsam mit den anderen EU-Mitgliedsstaaten in internationalen Verhandlungen sehr engagiert für eine globale nachhaltige Entwicklung ein. Es besteht weiterhin das Ziel, die deutschen Kohlendioxidemissionen über das Kyoto-Ziel hinaus (minus 21 % bis 2010) bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu senken, wenn die EU insgesamt die Treibhausgasemissionen um 30 % gegenüber 1990 vermindert. Im Oktober 2000 ist hierfür das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung entsprechend fortgeschrieben worden. Die Bundesregierung hat sich ferner das langfristige Ziel gesetzt bis zum Jahr 2050 den Anteil erneuerbarer Energien auf rund 50 % zu steigern. Auf maßgebliche Initiative Deutschlands entstand auch die Johannesburger Erklärung: „The Way forward on Renewable Energy.“ in der sich rund 100 Länder verpflichten, sich ehrgeizige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien zu setzen. Auf dem „Weltgipfel“ zu Erneuerbaren Energien, zu dem die Bundesregierung im Juni 2004 nach Bonn einlädt, sollen dazu u. a. konkrete bi- und multilaterale Kooperationen vereinbart werden.

1.8 Konsequenzen für die deutsche Energieversorgung

Vor dem Hintergrund der dargelegten vier wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung lassen sich die für die Umgestaltung der deutschen Energieversorgung erforderlichen Zielsetzungen und näherungsweise auch der dazu gehörige Zeitplan dieses Umbaus ableiten (vgl. auch [UBA 2002]). Die substantielle Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Ausstieg aus der Nutzung der Kernspaltungsenergie stellen die Oberziele der deutschen Energiepolitik dar. Dabei gilt es jedoch, die acht Leitlinien der Nachhaltigkeit von Energiesystemen (vgl. Tabelle 1.1) einzuhalten. Aus den Erkenntnissen der Klimaforschung lässt sich der erforderliche nationale Reduktionsbeitrag an CO₂-Emissionen nach Intensität und zeitlichem Ablauf ableiten. Er ist mit den Verpflichtungen im Kyoto-Protokoll für den Zeitraum 2008-2012 und den Etappenzielen der Bundesregierung – Reduktion um 40% gegenüber 1990 bis 2020 und um 80% bis 2050 – hinreichend dokumentiert und begründet. Auch der Kernenergieausstieg ist beschlossen. Die dazu erforderlichen Lösungsstrategien stellen Unterziele der Energiepolitik dar, nämlich

- eine wesentliche Steigerung der Energieproduktivität (möglichst Verdopplung bis 2020) auf allen Stufen und in allen Bereichen der Energienutzung
- insbesondere eine deutliche Ausweitung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (mindestens Verdopplung, längerfristig Ausschöpfung der strukturellen Potenziale)
- eine deutliche, lang anhaltende Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien mit dem „Verdopplungsziel 2010“ (bezogen auf 2000) und einem Anteil um 2050 von rund 50%

Prüft man auf der Basis der Leitlinien die daraus resultierenden Konsequenzen für die Energieversorgung, so sind eine Reihe von Forderungen unmittelbar erfüllbar bzw. inhärent an die obige Strategie geknüpft. Dies sind vor allem Klimaverträglichkeit, Risikoarmut, internationale Verträglichkeit, Schaffung von Innovationsimpulsen und zukunftsträchtigen Arbeitsplätzen, Sozialverträglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanz und Generationengerechtigkeit. Andere Forderungen stellen noch eine Herausforderung dar, da sie aus heutiger Sicht noch nicht hinreichend erfüllt sind und noch neuartige bzw. insgesamt wirksamere Lösungsbeiträge erfordern, die auch innerhalb bestimmter Zeiträume zu verwirklichen sind. Dazu gehören:

- Sicherstellung einer jederzeit bedarfsgerechten Versorgung unter Beibehaltung der Kompatibilität mit bestehenden bzw. sich weiterentwickelnden Infrastrukturen und (noch) bestehenden Versorgungseinrichtungen.
- Eine effiziente Nutzung fossiler Ressourcen in der (suboptimalen) Übergangszeit als auch anderer knapper Ressourcen auf Dauer (Landflächen, mengenmäßig aber insbesondere auch aus Naturschutzsicht; Beanspruchung von Biomasseressourcen; Bedarf an nichtenergetischen Rohstoffen zur Anlagenherstellung).
- Absicherung der betriebswirtschaftlichen Verträglichkeit in der Transformationsphase durch die Gestaltung kosteneffizienter Aufbaupfade unter Einschluss von Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Markteinführung der neuen Technologien und der dazu erforderlichen infrastrukturellen und organisatorischen Veränderungen.

Obwohl nur noch wenige die prinzipielle Notwendigkeit einer Umgestaltung der Energieversorgung bezweifeln, gibt es zur Leistungsfähigkeit einer Entwicklungsstrategie die wesentlich auf „Effizienz“ und „Erneuerbare Energien“ setzt unter Verweis auf obige offene Punkte noch sehr unterschiedliche Einschätzungen. Die vorliegende Studie ist deshalb so angelegt, dass sie zur weiteren Klärung und Beantwortung der noch offenen Fragen in diesen Bereichen beiträgt und Lösungswege dafür aufzeigt.

2 Technologien zur Strom- und Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die außerordentlich große Vielzahl der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei wird jeweils zusammenfassend auf den heutigen Stand der Technik, die technischen Entwicklungspotenziale, die Kosten und auf die technischen Nutzungspotenziale in Deutschland eingegangen. Die große Bandbreite möglicher Anlagenkonfigurationen wird durch repräsentative Referenzanlagen abgedeckt, die durch technische Daten charakterisiert und für die die jeweiligen Strom- und Wärmege-stehungskosten ermittelt werden.

Die technischen und ökonomischen Daten wurden aus einer Vielzahl von Quellen zusammengestellt. Dabei konnte vor allem auf Ergebnisse verschiedener vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Forschungsschwerpunkt „Erneuerbare Energien“ geförderten Projekte zurückgegriffen werden, darunter insbesondere die Vorhaben

- Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse (Projektleitung Öko-Institut, Darmstadt)
- Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz (Projektleitung Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven)
- Geothermische Stromerzeugung – Vernetzung und Bewertung der Aktivitäten im Bereich geothermischer Stromerzeugung (Projektleitung Institut für Energetik, Leipzig)
- Erneuerbare Energien in Zahlen (Projektleitung Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart)

Außerdem dienten verschiedene eigene frühere und aktuelle Arbeiten [HGF 2001; Nitsch et al. 2002; UBA 2002; Krewitt et al. 2004] als weitere Quellen für die Ermittlung repräsentativer Daten.

Ausgehend von den heutigen Kosten und Absatzzahlen wird die Entwicklung der Herstellungskosten der verschiedenen Technologien mit Hilfe von Lernkurven perspektivisch bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben.

Da zur Erstellung der Ökobilanzen (siehe Kapitel 3) teilweise auf Literaturdaten zurückgegriffen wurde, ließen sich kleine Abweichungen zwischen den in den Ökobilanzen untersuchten Systemen und den in den folgenden Abschnitten charakterisierten Referenztechnologien nicht ganz vermeiden. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse der Ökobilanzen auf die in diesem Kapitel beschriebenen Referenztechnologien direkt übertragen bzw. skaliert werden können.

2.1 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung mit Hilfe von Lernkurven

Die meisten der heute genutzten Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien befinden sich noch in einer frühen Phase der Marktentwicklung. Es wird erwartet, dass die heutigen spezifischen Systemkosten durch technische Weiterentwicklungen sowie durch Verbesserungen bei der Herstellung im Vergleich zu etablierten Technologien überproportional reduziert werden können. Gerade bei der Entwicklung von Langfristszenarien, die Zeiträume von mehreren Dekaden umfassen, ist es unbedingt notwendig, die erwarteten Lerneffekte zu berücksichtigen – auch wenn die Unsicherheiten in diesem Bereich durchaus groß sind.

Der bei vielen Produkten empirisch beobachtete exponentielle Zusammenhang zwischen den Kosten und der kumulierten Produktionsmenge kann durch sogenannte Lernkurven dargestellt werden:

$$C_x = C_0 \cdot \frac{P_x^{\left(\frac{\log f}{\log 2}\right)}}{P_0}$$

mit C_x spezifische Kosten zum Zeitpunkt X
 C_0 spezifische Kosten zum Zeitpunkt 0
 P_x kumulierte Produktion zum Zeitpunkt X
 P_0 kumulierte Produktion zum Zeitpunkt 0
f Lernfaktor

Die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor f bezeichnet (bei $f = 0,9$ sinken die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion um 10%). Für zahlreiche Produkte wie Motoren, Gasturbinen, Haushaltsgeräte, Elektronikgüter etc. liegen typische Lernfaktoren zwischen 0,75 und 0,9. Üblicherweise ist zu Beginn der Serienfertigung die erzielte Kostenreduktion relativ hoch und sinkt mit wachsender kumulierter Produktion.

Um mit Hilfe von Lernkurven die zukünftige Kostenentwicklung abschätzen zu können, müssen also die beiden Größen

- technologiespezifischer Lernfaktor, der sich in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Leistung ändern kann, und
- die in Abhängigkeit von der Zeit kumulierte installierte Leistung

abgeschätzt werden. Im Folgenden wird für die einzelnen REG-Technologien ein Mengengerüst aufgestellt, um die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten perspektivisch bis zum Jahr 2050 abschätzen zu können. Dabei treten die folgenden methodischen und datentechnischen Schwierigkeiten auf:

- Die Lernkurve hängt direkt von der in einem Szenario unterstellten installierten Leistung ab, so dass im Prinzip für jedes Szenario eine eigene Lernkurve erstellt werden müsste. Für die meisten Technologien gehen wir von der Entwicklung der auf dem Weltmarkt installierten Leistung aus. Im Hinblick auf die insgesamt bestehenden Unsicherheiten bei der Darstellung der Lernkurven dürften die Unterschiede zwischen den verschiedenen hier betrachteten deutschen Ausbauszenarien im Hinblick auf den gesamten Weltmarkt eher klein sein.
- Für die meisten der betrachteten REG-Technologien können wir von einem Weltmarkt oder zumindest von einem europäischen Markt ausgehen. Leider gibt es in der Literatur keine europäischen oder weltweiten Langfristszenarien, in denen die erneuerbaren Energieträger im Sinne der hier durchzuführenden Betrachtungen ausreichend detailliert dargestellt sind. So fassen die Szenarien der International Energy Agency (IEA), des World Energy Council (WEC) oder des International Panel on Climate Change (IPCC) in der Regel alle erneuerbaren Energieträger außer der Wasserkraft in einer einzigen Kategorie zusammen. Zur Ausgestaltung eines ausreichend differenzierten Mengengerüsts ist es deshalb notwendig, Detailinformationen aus verschiedenen Quellen zusammenzustellen, was bei der Vielzahl der unterschiedlichen Szenarien und möglichen Annahmen zum Teil zu Konsistenzproblemen führt. Diese erscheinen uns aber als vertretbar, solange die Unsicherheiten bei der Ableitung von Lernkurven bei der Interpretation der Ergebnisse entsprechend berücksichtigt werden.
- Eine mögliche Änderung der Lernfaktoren in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Leistung muss in Analogie zu ähnlichen Technologien abgeschätzt werden.

Die Abschätzung der weltweit installierten Leistung für die verschiedenen REG-Technologien stützt sich im wesentlichen auf die Szenarien des World Energy Assessment der United Nations und des World Energy Councils [WEA 2000] und der World Energy Outlook 2002 der IEA [IEA 2002]. Ein in sich geschlossenes Mengengerüst liegt damit allerdings nicht vor. Die IEA stellt für ein „Reference Scenario“, das von den heute bestehenden politischen Rahmenbedingungen ausgeht und einen Zeithorizont bis zum Jahr 2030 abdeckt, relativ detaillierte Daten für die verschiedenen REG-Technologien zur Verfügung. Entsprechend disaggregierte Daten für ein „Alternative Policy Scenario“, in dem geänderte energiepolitische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, die heute in den OECD Ländern in Erwägung gezogen werden und zu einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien führen, liegen leider nicht vor. Das IEA-„Reference Scenario“ kann dementsprechend als Untergrenze für den zu erwartenden weltweiten Ausbau von REG-Technologien herangezogen werden. Mit Daten aus verschiedenen anderen Quellen wird versucht, innerhalb der durch die IEA und WEA Szenarien vorgegebenen Bandbreite ein plausibles Mengengerüst für den weltweiten Ausbau verschiedener REG-Technologien zusammenzustellen.

Fotovoltaik. Für keine der REG-Technologien wurden Lernkurven so intensiv untersucht wie für die Fotovoltaik, und für kaum eine andere Technologie findet man in der Literatur ähnlich übereinstimmende Aussagen: Als Mittelwert über verschiedene Modultypen liegt der Lernfaktor für PV-Module über einen Zeitraum von 30 Jahren ziemlich konstant bei 0,8 [Harmon 2000; McDonal u. Schrattenholzer 2000; IEA 2000]. In einer neuen europäischen Studie wird für Fotovoltaikanlagen in Deutschland ebenfalls ein Lernfaktor von 0,8 ermittelt, wenn von einem globalem Markt und damit einem globalen Lernen ausgegangen wird [de Moor et al. 2003], so dass verschiedene Autoren (z.B. [Harmon 2000]) von einem ähnlich hohen Lernfaktor für die Zukunft ausgehen. Diese durchaus optimistische Annahme wird gestützt durch die Tatsache, dass die Wirkungsgrade von PV-Modulen sowohl im Labor als auch unter realen Bedingungen immer noch kontinuierlich gesteigert werden können. Ausgehend von detaillierten Kostendaten für die Herstellung von Modulen und für „Balance-of-System“-Kosten hält der World Energy Assessment (WEA) Bericht sogar eine stärkere Kostensenkung für realistisch [WEA 2000]. Wir gehen hier bis zum Jahr 2030 von einem konstanten Lernfaktor von 0,8 für das PV-Gesamtsystem aus, der dann aber ab 2030 auf 0,9 steigt.

In den letzten 15 Jahren ist die kumulierte installierte Leistung weltweit im Schnitt um 15 % im Jahr gewachsen [WEA 2000; Nitsch u. Staiß 2002]. Für die Zeit bis zum Jahr 2020 geht der WEA von einem weiteren jährlichen Anstieg zwischen 15 und 25 % aus. Wir unterstellen hier ein durchschnittliches Wachstum der weltweit installierten PV-Leistung von 20 % pro Jahr bis zum Jahr 2020, das dann aber kontinuierlich abnimmt und im Jahr 2040 10 % beträgt. Dies führt zu einer weltweit kumulierten installierten Leistung von 2,4 TW im Jahr 2050. Mit den hier unterstellten Lernfaktoren nehmen die spezifischen Kosten für PV-Systeme bis 2050 gegenüber heutigen Kosten um über 80 % ab.

Windenergie. Die Entwicklung der Windenergiemärkte ist in den letzten 20 Jahren regional sehr unterschiedlich verlaufen, gleichzeitig hat sich der Markt für Windenergieanlagen von einem weitgehend lokalen bzw. regionalen Markt inzwischen zu einem Weltmarkt entwickelt. McDonald u. Schrattenholzer [McDonald u. Schrattenholzer 2000] geben für die OECD-Länder für den Zeitraum 1981-1995 einen mittleren Lernfaktor von 0,83 an. Verschiedene Studien weisen auf relativ große regionale Unterschiede der Lernfaktoren hin. In Dänemark liegt der Lernfaktor für den Zeitraum 1984 bis 1999 bei 0,92 [Ibenholt 2002], in Deutschland für den Zeitraum 1990 bis 2000 sogar bei 0,94 [Durstewitz et al. 2001]. In diesen beiden Ländern mit einer bereits großen installierten Windenergieleistung scheint also das Potenzial für eine weitere Kostensenkung begrenzt zu sein. In England, einem Land in dem die Windenergie nur sehr zögerlich ausgebaut wird, liegt der Lernfaktor noch bei 0,75 [Ibenholt 2002]. Diese großen Unterschiede erklären sich teilweise aus den sehr unterschiedlichen Förderansätzen in den betreffenden Ländern. Da es sich in der Windenergiebranche zunehmend um einen Weltmarkt handelt, kann aber davon ausgegangen werden, dass sich die Werte in naher Zukunft angleichen werden. Der World Energy Council geht für seine weltweiten Sze-

narien von einem Lernfaktor von zunächst 0,85 aus [WEA 2000]. Da bisher keine ausreichenden Erfahrungen für Offshore-Anlagen vorliegen, beziehen sich sämtliche Angaben auf Onshore-Anlagen.

Im Sinne einer eher vorsichtigen Abschätzung wird hier für Onshore-Anlagen der von [Durstewitz et al. 2001] für Deutschland ermittelte Lernfaktor von 0,94 übernommen. Es wird davon ausgegangen, dass der Lernfaktor über der Zeit konstant bleibt. Wegen der bis jetzt geringen Erfahrungen im Offshore-Bereich kann man dort noch von einem höheren Kostensenkungspotenzial ausgehen, daher unterstellen wir für Offshore-Anlagen zunächst einen Lernfaktor von 0,9, der sich bis 2030 schrittweise dem hohen Wert der Onshore-Anlagen von 0,94 annähert.

Im Referenz-Szenario des IEA World Energy Outlook 2002 [IEA 2002] erreicht die weltweit installierte Windenergie-Leistung 195 GW. Dagegen steigt in den WEA Szenarien die installierte Kapazität bis auf 1,9 TW im Jahr 2030, danach wird eine Sättigung erwartet. In einem von der European Wind Energy Association und Greenpeace erstellten Szenario [EWEA 2001] wird eine Stagnation sogar erst bei einer Kapazität von ca. 3 TW im Jahr 2040 erreicht. Obwohl wir das EWEA/Greenpeace Szenario für durchaus realisierbar halten, gehen wir hier von Zubauraten aus, die zwischen dem IEA Referenz-Szenario und dem WEA Szenario liegen: Bis 2030 wird eine installierte Kapazität von 550 GW angenommen, die bis 2050 auf rund 680 GW steigt. Es wird außerdem angenommen, dass der Anteil der Offshore-Anlagen langfristig einen Anteil von ca. 30 % erreicht. Auf der Basis dieser Annahmen kommt es damit im Bereich der Offshore-Anlagen bis 2050 zu einer Kostendegression um 60 %, während die spezifischen Kosten für Onshore-Anlagen nur um 30 % zurückgehen.

Stromerzeugung aus Biomasse. In dem vom BMU geförderten Vorhaben „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ wurden in einer detaillierten Untersuchung für die verschiedenen Technologien zur Biomassenutzung Lernfaktoren für den Zeitraum bis 2030 abgeleitet [Fritsche et al. 2003]. Die daraus resultierende Kostenentwicklung für die verschiedenen Referenztechnologien wird hier übernommen und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben (siehe Tabelle 2.14).

Solarthermische Kraftwerke. Wegen der geringen Zahl der bis heute gebauten solarthermischen Kraftwerke ist es besonders schwierig, zuverlässige Lernfaktoren abzuleiten. In [Enermodal 1999] wird aus den Daten der zwischen 1986 und 1991 in Kalifornien gebauten Parabolrinnenkraftwerke ein Lernfaktor zwischen 0,85 und 0,92 abgeleitet. Wir nehmen hier an, dass der Lernfaktor von 0,88 im Jahr 2000 ausgehend um jeweils 0,01 je Dekade steigt.

Der WEA [WEA 2000] geht davon aus, dass sich die solarthermische Stromerzeugung mit einer Zeitverzögerung von 20 Jahren ähnlich dynamisch wie die Windenergie entwickeln wird. Es wird erwartet, dass bis 2010 eine installierte Kapazität von 2000 MW erreicht wird, für 2050 wird mit 800 bis 1200 GW gerechnet. Da wir diese Entwicklung für eher optimistisch halten, gehen wir für unser Mengengerüst von einem Zubauszenario aus, das in dem vom BMU geförderten Vorhaben SOKRATES [SOKRATES 2003] entwickelt und hier bis 2050 fortgeschrieben wurde. Bis 2025 geht SOKRATES von einer installierten Leistung von 42 GW aus, auf der Basis dieser Entwicklung ist bis 2050 mit einer Kostendegression der spezifischen Investitionskosten von 70% zu rechnen.

Geothermische Stromerzeugung. Trotz einer weltweit installierten Leistung von über 8000 MW_{el} und einer langjährigen Erfahrung mit dem Betrieb geothermischer Kraftwerke liegen in der Literatur keine Lernkurven für die geothermische Stromerzeugung vor. In [McDonald u. Schrattenholzer 2000] wird für die Ölförderung der sehr günstige Lernfaktor von 0,75 angegeben. Da bei der Geothermie ein großer Teil der Kosten durch die Tiefbohrungen verursacht wird, können die Werte der Ölförderungen für eine Analogieüberlegung herangezogen werden. Szenarien des IPCC, die von einer schnellen Einführung neuer effizienter Technologien gekennzeichnet sind (Szenarien der „A1-Familie“), gehen von einer Minderung der geothermischen Stromgestehungskosten von fast 50 % alleine im Zeitraum 2020 bis 2050 aus [IPCC 2000].

Die installierte Leistung geothermischer Stromerzeugung ist zwischen 1975 und 1995 um ca. 9 % pro Jahr gestiegen [WEA 2000]. Obwohl die jährliche Wachstumsrate zwischen 1990 und 1998 nur noch bei 4 % lag, geht der WEA davon aus, dass aufgrund neuer Anreize das Wachstum wieder auf 9 % pro Jahr anwachsen wird, so dass im Jahr 2020 eine Leistung von 58 GW_{el} erreicht wird. Wir gehen hier von einem Wachstum der installierten Leistung von 6 % pro Jahr aus, das ab 2020 auf 5 % und ab 2030 auf 3 % pro Jahr zurückgeht. Damit liegt unsere Abschätzung zwar deutlich über der des als Untergrenze anzusehenden Referenzszenarios der IEA (27 GW_{el} im Jahr 2030) [IEA 2002], die aus diesen Annahmen resultierende Kostenreduktion um 54 % bis 2050 ist damit aber kleiner als die in den A1 Szenarien des IPCC unterstellte Kostenminderung.

Wasserkraft. Der Lernfaktor für Wasserkraftwerke, die in der Zeit zwischen 1975 und 1993 in den OECD-Ländern gebaut wurden, wird in [McDonald und Schratzenholzer 2000] mit 0,986 angegeben, die spezifischen Kosten bleiben also trotz einer Zunahme der installierten Leistung nahezu konstant. Der größte Teil der Kosten wird durch Baumaßnahmen verursacht, für die von lokalen Märkten ausgegangen werden muss. In Deutschland ist das wirtschaftlich und ökologisch nutzbare Potenzial vor allem für große Wasserkraftwerke weitgehend erschöpft, so dass die verbleibenden Potenziale in erster Linie durch Kleinwasserkraftwerke (mit hohen spezifischen Investitionskosten) oder durch die Revitalisierung bzw. Modernisierung bestehender Anlagen erschlossen werden können. Es ist davon auszugehen, dass durch Ausgleichsmaßnahmen für den Naturschutz, die bis zu 30 % des Investitionsvolumens betragen können, die spezifischen Kosten im Laufe der Zeit eher steigen werden (siehe auch Kapitel 2.2.2).

Solkollektoren und saisonale Wärmespeicher. Zur Ableitung einer Lernkurve für Solarkollektoren werden hier Zahlen des deutschen Kollektormarktes herangezogen. Aus Daten für solare Brauchwasseranlagen über die letzten 20 Jahre lässt sich ein Lernfaktor von 0,87 ableiten. Für die Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung wird hier ein über die Zeit konstanter Lernfaktor von 0,9 angenommen.

Alle in Deutschland gebauten saisonalen Speicher sind Pilotanlagen, bei welchen die Machbarkeit teilweise sehr unterschiedlicher Speicherkonzepte demonstriert wurde. Es ist daher nicht möglich, Lernfaktoren aus den in der Vergangenheit realisierten Anlagen abzuleiten. Es wurde daher der für sonstige Solaranlagen ermittelte Faktor von 0,9 übernommen. Für die Ermittlung der kumulierten Produktion bis zum Jahr 2000 wurde von den in Deutschland bestehenden 9 Anlagen mit saisonalen Speichern ausgegangen, welche insgesamt eine Kollektorfläche von 22.760 m² (im Endausbau) aufweisen [Staiß 2003]. Das zugehörige Speichervolumen wird mit 46.000 m³ Heißwasserspeicher festgelegt, was für heutige Auslegungen mit einem solaren Deckungsanteil um 50% angemessen ist. Eine Addition der tatsächlichen Speichervolumina der 9 Projekte würde zu einem Wert von 128.000 m³ führen, was aber eine unrealistische Überbewertung der Aquifer- und Erdsondenspeicher zur Folge hätte. Langfristig wird eine Zunahme des (Heißwasser-) Speichervolumens je Kollektorfläche von heute 2 auf 3 m³ Speichervolumen je m² Kollektorfläche angesetzt, da zukünftig die solaren Deckungsanteile steigen werden und sich außerdem das Kostenverhältnis zwischen Kollektor und Speicher zugunsten der Speicher verschiebt.

Tabelle 2.1: Annahmen zur Kostenentwicklung verschiedener REG-Technologien

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Fotovoltaik						
Lernfaktor	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		6,1	6,1	4,9	3,9	2,6
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	56 %	31 %	24 %	20 %	17 %
Wind – Onshore						
Lernfaktor	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		3,2	3,1	2,5	1,4	1,4
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	90 %	81 %	75 %	73 %	71 %
Wind – Offshore						
Lernfaktor	0,9	0,9	0,92	0,94	0,94	0,94
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		11,9	49,6	1,3	2,1	1,1
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	69 %	43 %	42 %	40 %	39 %
Solarthermische Stromerzeugung						
Lernfaktor	0,88	0,88	0,9	0,95	0,95	0,95
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		5,7	6,0	4,0	2,1	1,6
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	73 %	52 %	42 %	40 %	39 %
Geothermische Stromerzeugung						
Lernfaktor	0,75	0,8	0,8	0,85	0,9	0,9
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		2,4	2,4	1,8	1,3	1,3
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	76 %	57 %	50 %	48 %	46 %
Solarkollektoren						
Lernfaktor	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		5,8	3,8	2,6	1,7	1,5
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	77 %	62 %	54 %	50 %	47 %
Saisonale Wärmespeicher						
Lernfaktor	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$P_{t=x}/P_{t=x-10}$		6,0	39,5	6,8	3,5	2,1
Kostendegression (Kosten 2000 = 100%)	100 %	65 %	43 %	32 %	27 %	24 %

2.2 Wasserkraft

2.2.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Von allen erneuerbaren Energien leistet die Wasserkraft in Deutschland heute noch den größten Beitrag zur Stromerzeugung. Mit einer installierten Leistung von 4.620 MW (ohne Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss) konnten im Jahr 2002 knapp 24 TWh Strom erzeugt werden, wegen der trockenen Witterung ging die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2003 auf 20,4 TWh zurück, dies entspricht einem Anteil an der Bruttostrom Erzeugung in Deutschland von 3,5 %. Knapp 90 % dieses Stroms stammen aus Bayern und Baden-Württemberg.

Die heutige Struktur des Anlagenbestandes wird durch die ca. 400 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW dominiert, die in erster Linie von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden und mehr als 90 % des Stroms aus Wasserkraft erzeugen. Darüber hinaus werden etwa 5.500 Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW betrieben, die sich vor allem in der Hand kleiner Unternehmer und Privatpersonen befinden. Gut 80 % der Stromerzeugung stammt aus Laufwasserkraftwerken, der Rest aus Speicherwasserkraftwerken (14 %) und dem natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken. Die installierte Leistung größerer Anlagen ist in den letzten zehn Jahren weitgehend konstant geblieben. Im Gegensatz dazu stieg die Anzahl der Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung bis zu 5 MW seit 1990 von etwa 3.700 auf rund 5.000 [Staiß, 2003]. Dabei handelt es sich häufig um die Reaktivierung von Altanlagen, die durch die Förderung des Stromeinspeisegesetzes bzw. des EEG wieder wirtschaftlich betrieben werden konnten.

Wasserkraftanlagen sind technisch ausgereift, zuverlässig und langlebig. Die Verfügbarkeit der zu einem bestimmten Zeitpunkt abgegebenen Leistung hängt im Wesentlichen vom verfügbaren Abfluss und nicht von der Technologie der Anlage ab. Die Lebensdauer erreicht 80 bis 100 Jahre, wobei in der Regel ein Austausch der Maschinensätze, also der Turbinen, Getriebe und Generatoren, nach 20 bis 40 Jahren notwendig ist. Für die Nutzung der Wasserkraft stehen verschiedene Turbinen-Typen zur Verfügung, die je nach Volumenstrom und Fallhöhe unterschiedliche optimale Einsatzbereiche haben. Wirkungsgrade moderner Turbinen von über 94 % sind heute Stand der Technik. Technische Entwicklungspotenziale bestehen vor allem noch im Bereich der Kleinwasserkraftanlagen.

2.2.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Wasserkraftanlagen erfordern hohe Investitionskosten, jedoch anschließend nur einen geringen Unterhaltungsaufwand bei sehr langer Lebensdauer. Die Investitionskosten für den Neubau großer Laufwasserkraftwerke mit einigen 10 bis einigen 100 MW Leistung liegen heute bei 4.500 bis 5.000 €/kW, die Stromgestehungskosten entsprechend bei ca. 8 bis 9 ct/kWh (Tabelle 2.2). Ein Neubau solcher Kraftwerke ist allerdings in Deutschland kaum zu erwarten, wohl aber die mögliche Modernisierung (Austausch von Turbine, Generator und Regelungstechnik) oder Erweiterung (Ausbau der Anlage mit zusätzlichen Turbinen) vorhandener Kraftwerke in dieser Größenordnung. Die Kosten einer Erweiterung liegen bei etwa 2.000 bis 3.000 €/kW, die entsprechenden Stromgestehungskosten sind mit 4,5 bis 7 ct/kWh deutlich kleiner als bei einem Neubau. Zwischen Modernisierung, Erweiterung und Neubau bestehen fließende Übergänge. Ein Beispiel ist das Kraftwerk Rheinfeldern, dessen Modernisierung und Leistungserhöhung auf 116 MW praktisch einem Neubau gleichkommt.

Neue Kleinwasserkraftanlagen zwischen 70 kW und 1 MW Leistung kosten etwa 5.400 bis 8.600 € je Kilowatt installierter Leistung. Bei einer typischen Auslastung von 4.000 bis 5.000 Volllaststunden pro Jahr liegen die Stromgestehungskosten zwischen 11 und 22 ct/kWh. Eine Modernisierung kann oft zu deutlich niedrigeren Kosten (2.500 – 4.200 €/kW) durchgeführt werden und führt zu Stromgestehungskosten zwischen 6 und 13 ct/kWh.

Tabelle 2.2: Technische und wirtschaftliche Daten der ausgewählten Referenzanlagen zur Nutzung der Wasserkraft (Zinssatz 6 %, Abschreibung 30 Jahre)

Nennleistung		70 kW	300 kW	1 MW	10 MW	100 MW
Volllaststunden	h/a	4.000	4.300	5.000	5.500	5.700
Investitionskosten						
Neubau	€/kW	8.600	7.000	5.400	4.900	4.600
Modernisierung/Erweiterung	€/kW	4.200 ^{a)}	2.600 ^{a)}	2.500 ^{a)}	3.100 ^{b)}	2.100 ^{b)}
Betriebskosten						
Neubau	% Inv./a	3	3	3	3	3
Modernisierung/Erweiterung	% Inv./a	5	5	5	5	5
Stromgestehungskosten						
Neubau	ct/kWh	22,1	16,7	11,1	9,1	8,3
Modernisierung/Erweiterung	ct/kWh	12,9	7,4	6,2	6,9	4,5
abgeschriebene Anlagen	ct/kWh	6,5	4,9	3,2	2,7	2,4

^{a)} Modernisierung; ^{b)} Erweiterung

Besonders kostengünstig – zwischen 2 und 6,5 ct/kWh – arbeiten bereits abgeschriebene Anlagen. Dies ist häufig der Fall, da die typische technische Lebensdauer von 40 bis 60 Jahren deutlich über der Abschreibungszeit von 30 Jahren liegt. In diesem Fall entfallen die Kapitalkosten, jedoch sind die Kosten für Instandhaltung und Wartung in der Regel höher als bei neuen oder modernisierten Anlagen.

Zunehmend schwieriger zu erschließende Ressourcen und wachsende Umweltauflagen dürften die noch vorhandenen geringen Kostensenkungspotenziale mit großer Wahrscheinlichkeit kompensieren, so dass für die Zukunft keine weitere Kostenminderung erwartet wird. Für die in Tabelle 2.2 gezeigten Referenzanlagen wird daher von unveränderten (realen) Stromgestehungskosten für den gesamten Betrachtungszeitraum ausgegangen.

2.2.3 Technische Potenziale der Wasserkraftnutzung

Mit einer Bruttostromerzeugung von knapp 24 TWh im Jahr 2002 (Rückgang auf 20,4 TWh im Jahr 2003 auf Grund der trockenen Witterung) wird das technische Potenzial der Wasserkraftnutzung in Deutschland heute weitgehend ausgenutzt. Zusätzliche Potenziale können vor allem durch die Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen erschlossen werden. Auf der Basis von Daten zur Altersstruktur bestehender Wasserkraftanlagen und deren Turbinen schätzt Fichtner [Fichtner 2003] das durch Modernisierungsmaßnahmen zu erschließende Stromerzeugungspotenzial bei Anlagen mit einer Leistung über 5 MW auf ca. 1,3 TWh/a (Tabelle 2.3). Das Erweiterungspotenzial in Laufwasserkraftwerken (größer als 5 MW) wird anhand der bisher genutzten und der verfügbaren Wassermenge auf 1 TWh/a, das Potenzial durch den Neubau an bereits genutzten Standorten auf 0,3 TWh geschätzt. Durch Neubauten am Hochrhein, am Oberrhein und an der Donau könnten theoretisch weitere 1,6 TWh/a erschlossen werden, aus heutiger Sicht sind allerdings Neubauten an diesen Standorten unter anderem aus Naturschutzgründen nicht realisierbar.

Wird zusätzlich das Ausbaupotenzial kleiner Wasserkraftanlagen von knapp 1 TWh/a berücksichtigt, so lässt sich das technisch verfügbare Potenzial der Wasserkraftnutzung durch Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen sowie durch den Ausbau kleiner Wasserkraftanlagen um insgesamt ca. 3,6 TWh/a erhöhen. Abbildung 2.1 stellt vier Investitionskategorien nach ihren Zubaupotenzialen sowie deren jeweiligen Stromgestehungskosten dar.

Tabelle 2.3: Technisches Ausbaupotenzial von Laufwasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 5 MW [Fichtner 2003]

	Modernisierung	Erweiterung	Neubau (bestehender Standort)	Neubau (neuer Standort)
Ausbaupotenzial in MW	254	239	59	240
Ausbaupotenzial in TWh/a	1,3	1,0	0,27	1,59

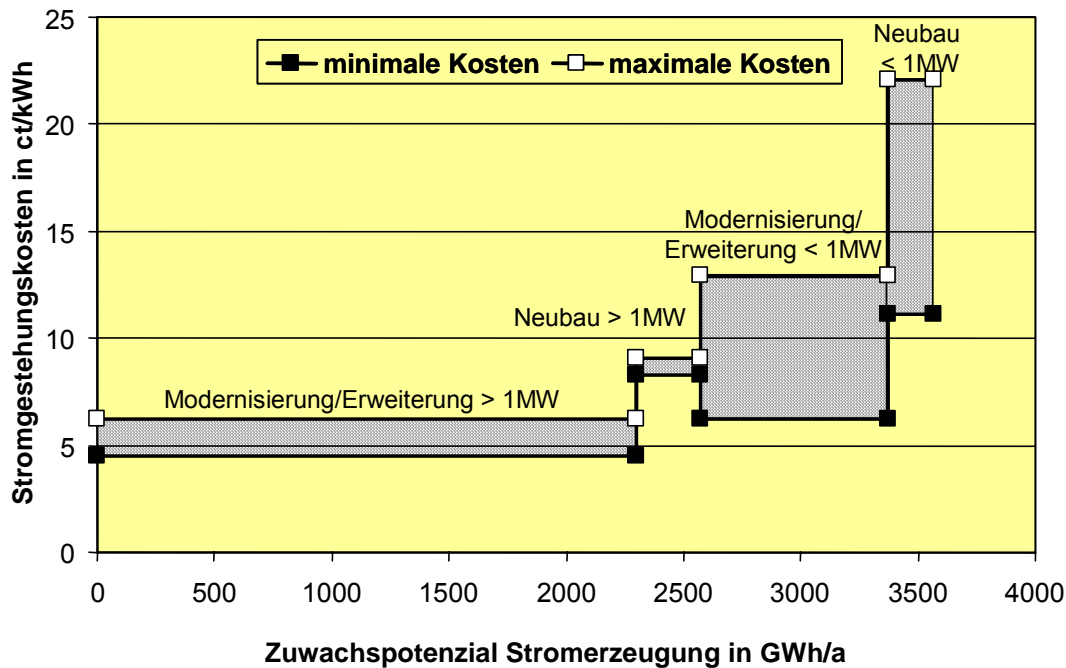


Abbildung 2.1: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Wasserkraftnutzung in Deutschland

2.3 Windenergie

2.3.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Die in Deutschland installierte Leistung an Windenergieanlagen stieg zwischen 1990 und 2003 von 68 MW auf 14.600 MW, wobei in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre ein durchschnittliches Wachstum von über 40 % erreicht wurde. Deutschland verfügt über mehr als ein Drittel der weltweit installierten Leistung und über 70 % der in Europa installierten Leistung. Mit einem Stromertrag von 18,5 TWh trug die Windkraft im Jahr 2003 zu 3,1 % der Stromerzeugung in Deutschland bei.

Die dynamische Entwicklung der Windkraftnutzung in Deutschland hat gezeigt, wie sich eine steigende Nachfrage und technische Verbesserungen gegenseitig stimulieren können [Staiß 2003]. Um die Stromgestehungskosten zu reduzieren und um auch windärmere Standorte erschließen zu können, wurden immer größere Anlagen entwickelt. Während die durchschnittliche Größe neuer Anlagen 1990 bei 160 kW lag, betrug sie im Jahr 2000 schon 1,1 MW und liegt heute bereits bei über 1,5 MW. Im Jahr 2002 wurde in Deutschland mit dem Prototyp einer 4,5 MW Anlage die derzeit leistungsfähigste Windenergieanlage der Welt installiert.

Neue Anlagenkonzepte im Bereich der Konstruktion, der Regelungstechnik und der Generatortechnik führten in den letzten zehn Jahren zu erheblichen Effizienzsteigerungen und zu einer Vielzahl von qualitativen Verbesserungen wie zum Beispiel in Bezug auf die Netzurückwirkung oder die Minderung der Betriebsgeräusche (siehe z. B. [Neumann et al. 2002]). Zu den konzeptionellen Neuerungen gehörte beispielsweise die Entwicklung getriebeloser Windenergieanlagen. Mit wachsender Rotorgröße der Windturbinen konnte auch ein zunehmender Energieertrag pro Kilogramm eingesetzter Masse erreicht werden.

Durch den Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich in der Nord- und Ostsee können in Deutschland noch erhebliche Potenziale der Windkraftnutzung erschlossen werden. Wegen des im Vergleich zum Festland stärkeren und gleichmäßigeren Windangebotes können Offshore pro Einheit installierter Leistung etwa doppelt so hohe Erträge erzielt werden. Vor der deutschen Küste wurden bisher keine Offshore-Windenergieprojekte realisiert, in anderen Ländern werden jedoch bereits seit mehreren Jahren Windenergieanlagen erfolgreich auf See betrieben.

Große Entfernungen zur Küste von mehr als 30 km bedeuten große Seekabellängen und zunehmende Wassertiefen. Rauere Umweltbedingungen, insbesondere höhere Extremwindgeschwindigkeiten und größere Wellenhöhen führen zu einer größeren Belastung der Anlagenstrukturen. Je nach Wassertiefe sind verschiedene Gründungstechniken für Offshore Windenergieanlagen möglich.

Die zu erwartenden Seekabellängen und die großen Windparkkapazitäten erfordern leistungsfähige und betriebssichere Energieableitungstechniken zur Anbindung der Offshore Windparks an das Verbundnetz. Zur Übertragung hoher Leitungen über große Entfernungen kommen die Drehstrom- und die Gleichstromübertragung in Frage. Beim Einsatz eines Hochspannungsdrehstromkabels ist jedoch die Übertragungslänge begrenzt. Als Alternative bietet sich die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) an, bei der zudem verringerte Verluste auftreten. Bei der Nutzung einer HGÜ sind jedoch zusätzliche Einrichtungen zum Gleich- und Wechselrichten der Spannung bzw. des Stromes notwendig [Neumann et al. 2002]. Da unter anderem auch aus ökologischen Gründen die offshore erzeugte Windenergieleistung über wenige Kabeltrassen in das landseitige Versorgungsnetz eingespeist werden sollte, ist eine Vernetzung der Windparks untereinander erforderlich.

2.3.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die durchschnittlichen Investitionskosten für heute installierte Windenergieanlagen liegen zwischen 800 und 900 €/kW. Es hat sich jedoch gezeigt, dass dieser in der Energiewirtschaft häufig verwendete, auf die elektrische Leistung bezogene Kennwert bei Windenergieanlagen nicht immer entscheidend ist, da der Energieertrag einer Anlage weniger von der Generatorgröße als vielmehr von der Rotorfläche, der Nabenhöhe, der Steuerungstechnik und von aerodynamischen Faktoren abhängt. Als alternative Kenngröße bietet es sich daher an, die Investitionskosten auf den erwarteten jährlichen Stromertrag zu beziehen. Während die Kosten für Windenergieanlagen in den letzten Jahren stagnierten, sind zwischen 1998 und 2001 die ertragsbezogenen Kosten um 9 % gesunken [Neumann 2002].

Neben den Kosten für die Windenergieanlage selber fallen weitere Kosten für Fundamente, Netzanbindung, Geländeerschließung, Planung etc. an, die bei 25 bis 35 % der Anlagenkosten betragen. Die gesamten Investitionskosten für Einzelanlagen bewegen sich somit zwischen 1.000 und 1.215 €/kW. Bei Windparks reduzieren sich im Allgemeinen sowohl die spezifischen Anlagenkosten als auch die Erschließungskosten. Da sich jedoch auch die Ausbeute verringert (Parkwirkungsgrad je nach Aufstellung zwischen 90 und 94 %) ergeben sich näherungsweise ähnliche Stromgestehungskosten wie für Einzelanlagen. Nach [Neumann et al. 2002] liegen die mittleren Kosten für Betrieb und Wartung während der ersten zehn Betriebsjahre bei 4,8 %, in der zweiten Dekade bei 6,6 % der WEA-Investitionskosten.

Tabelle 2.4: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Onshore Windkraft-Referenzanlagen (Zinssatz 6 %, Abschreibung 15 Jahre)

		2000	2010	2020	2050
Nennleistung	MW	1	1,8	3	
Rotordurchmesser	M	58	70	84	
Nabenhöhe	m	70	86	75	
spez. Leistung	W/m ²	380	468	540	
mittl. Windgeschwindigkeit (10 m Höhe)	m/s	4,5/5/6	4,5/5/6	4,5/5/6	
Nennlaststunden	h/a	1400/1900/2700	1520/2060/2930	1530/2080/2960	
spez. Anlagenkosten	€/kW	885	797	721	625
spez. Nebenkosten	€/kW	265	238	216	187
spez. Gesamtkosten	€/kW	1.150	1.035	937	812
Betriebskosten	%Inv./a ^{a)}	6	6	6	6
Stromgestehungskosten	ct/kWh	12,3/9,0/6,4	10,2/7,5/5,3	9,1/6,7/4,7	7,9/5,8/4,1

^{a)} bezogen auf die Anlagenkosten

Tabelle 2.5: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Offshore Windkraft-Referenzanlagen (Zinssatz 6 %, Abschreibung 15 Jahre)

		2005	2010	2020	2050
Nennleistung	MW	3,6	4,5	5	
Nabenhöhe, Rotor- durchmesser	m		<i>je nach Standort</i>		
mittl. Windgeschwindigkeit (10 m Höhe)	m/s	6/7/9	6/7/9	6/7/9	
Nennlaststunden (netto)	h/a	2975/3400/3825	3120/3570/4010	3145/3605/4055	
küstennah					
spez. Anlagenkosten	€/kW	1.130	776	485	446
spez. Nebenkosten	€/kW	905	621	388	357
spez. Gesamtkosten	€/kW	2.035	1.397	873	803
Betriebskosten	%Inv./a ^{a)}	10	10	10	10
Stromgestehungskosten	ct/kWh	10,8/9,5/8,4	7,1/6,2/5,5	4,4/3,8/3,4	4,0/3,5/3,1
küstenfern					
spez. Anlagenkosten	€/kW	1.130	776	485	446
spez. Nebenkosten	€/kW	1.356	930	582	535
spez. Gesamtkosten	€/kW	2.486	1.706	1.067	981
Betriebskosten	%Inv./a ^{a)}	10	10	10	10
Stromgestehungskosten	ct/kWh	12,4/10,9/9,6	8,1/7,1/6,3	5,0/4,4/3,9	4,6/4,0/3,6

^{a)} bezogen auf die Anlagenkosten

Die Stromgestehungskosten hängen ganz entscheidend von den Windgeschwindigkeiten am jeweiligen Standort ab. An Standorten auf dem Festland mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 4,5 bis 6 m/s, an denen die Windenergieanlage zwischen 1.440 und 2.700 Nennlaststunden pro Jahr erreicht, liegen die Stromgestehungskosten zwischen 6 und 12 ct/kWh (Tabelle 2.5). An windärmeren Standorten im Binnenland sind die Kosten entsprechend höher.

Wie bereits in Kapitel 2.1 dargestellt, stagnierten die Kosten für neue Windenergieanlagen in Deutschland in den letzten Jahren weitgehend. Dies kann einerseits durch die anhaltend hohe Nachfrage erklärt werden, die es den Herstellern erlaubt, entsprechende Preise am Markt durchzusetzen. Andererseits wurden von den Herstellern aber auch für die schnelle Entwicklung und Einführung immer größerer Anlagen erhebliche Vorleistungen erbracht, die refinanziert werden mussten. Für die Fortschreibung der Investitionskosten wird hier der von Neij et al. [Neij et al. 2003] für Deutschland ermittelte Lernfaktor von 0,94 verwendet, das heißt die bei einem Ausbau der Leistung unterstellte Kostenreduktion ist im Vergleich zu anderen Technologien sehr klein. Allerdings können durch technische Entwicklungen die spezifischen Erträge weiter gesteigert werden, so dass die ertragsbezogenen Kosten etwas schneller sinken. Bis 2050 können daher Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung an Land zwischen 4 und 8 ct/kWh erreicht werden.

Da für Offshore-Anlagen bisher noch keine ausreichenden Erfahrungen vorliegen, geht man bei einer Kostenabschätzung zunächst von der Situation an Land aus. Nach [Neumann et al. 2002] erhöhen sich die Kosten der Anlage durch die „Marinisierung“ (u. a. Einbau von Sicherheitseinrichtungen, Überwachungsgeräte, Korrosionsschutz, Kapselung) um etwa 15 %. Zusätzlich erhöhen sich die Kosten für Fundament, Gründung, Netzanbindung sowie Planung, Transport und Montage an küstennahen Standorten (ca. 10 bis 20 km Entfernung) auf 80 % der Anlagenkosten, an küstenfernen Standorten (40 bis 50 km) sogar auf 120 % [Neumann et al. 2002]. Die spezifischen Gesamtkosten liegen somit zwischen 2.000 und 2.500 €/kW. Im Vergleich mit Anlagen an Land muss auch mit deutlich höheren Betriebskosten gerechnet werden, so dass die Stromgestehungskosten einer Offshore-Anlage trotz des höheren Ertrags zunächst noch leicht über denen einer Anlage an Land liegen dürften. Da allerdings im Offshore-Bereich von größeren Möglichkeiten zur Kostenreduktion ausgegangen werden kann, erscheinen langfristig Stromgestehungskosten zwischen 3 und 5 ct/kWh als realisierbar.

2.3.3 Technische Potenziale der Windenergienutzung

Das technische Potenzial der Windenergienutzung auf dem deutschen Festland beträgt nach [Kaltschmitt u. Wiese 2003] für jährliche mittlere Windgeschwindigkeiten über 5,5 m/s (in 50 m Höhe) 237 TWh/a. Davon entfallen 60 % auf Regionen mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit zwischen 5,5 und 6 m/s, nur knapp 10 % entfallen auf Standorte mit Windgeschwindigkeiten über 7 m/s. Ein großer Teil der Gebiete mit gutem bzw. sehr gutem Potenzial werden allerdings bereits zur Windstromerzeugung genutzt [Rehfeld et al. 2001], vor allem an den Küstenregionen ist die Windenergienutzung an ihre Grenzen gekommen. Eine Möglichkeit für den weiteren Ausbau ist das Repowering, also der Austausch von veralteten kleineren Windenergieanlagen durch moderne Großanlagen.

In dem Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See [Bundesregierung 2002] wird davon ausgegangen, dass in den ausgewiesenen Eignungsgebieten bis 2030 etwa 20.000 bis 25.000 MW Leistung installiert werden, mit denen ein jährlicher Stromertrag von 70 bis 85 TWh erzielt werden kann. Wir gehen hier davon aus, dass durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik auf den verfügbaren Flächen langfristig ein Potenzial von bis zu 30.000 MW zur Verfügung steht. Für die Erschließung dieses Potenzials ist es erforderlich, dass die für den Transport von Offshore erzeugtem Strom in dieser Größenordnung notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden.

Differenziert man das technische Potenzial nach Windgeschwindigkeitsklassen und berücksichtigt das bis heute bereits in Deutschland ausgeschöpfte Potenzial in Höhe von 17 TWh (2002), so erhält man näherungsweise die in Abbildung 2.2 dargestellten Angebotskurven. Das Potenzial an Standorten auf dem Festland mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit über 5 m/s (in 10 m über Grund) ist weitgehend ausgeschöpft. Mit rund 60 TWh bieten dagegen Regionen mit einer Windgeschwindigkeit unter 5 m/s noch ein großes Potenzial. Mit über 80 TWh bietet aber vor allem der Offshore-Bereich ein großes Ausbaupotenzial. Wird insbesondere das Potenzial von Offshore-Anlagen zügig erschlossen, so können gleichzeitig große Kostenminderungspotenziale erschlossen werden. Bereits bis zum Jahr 2020 werden für Neuanlagen je nach Standort Stromgestehungskosten zwischen 3 und 5 ct/kWh erwartet, die damit deutlich unter den Kosten auch an guten Onshore-Standorten liegen.

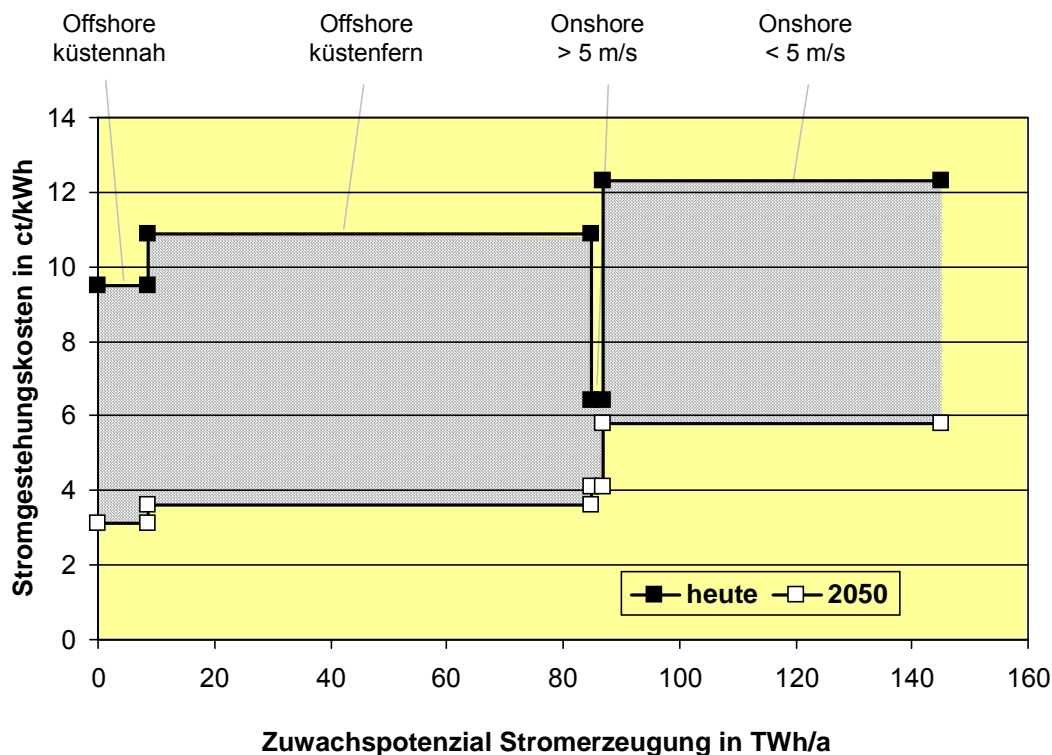


Abbildung 2.2: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Windenergienutzung in Deutschland

2.4 Fotovoltaik

2.4.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Der Fotovoltaikmarkt hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten sehr dynamisch entwickelt. Die Weltjahresproduktion stieg von 5 MW_p/a in 1980 auf fast 500 MW_p/a in 2002, die durchschnittliche Wachstumsrate lag in den letzten Jahren bei über 30 %/a. Das Volumen des deutschen PV-Marktes stieg zwischen 1990 und 2003 von 0,6 MW_p/a auf 140 MW_p/a. Deutschland ist mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 400 MW_p (Ende 2003) hinter Japan der zweitgrößte Markt für Fotovoltaikanlagen. Rund 70 % der in Europa installierten PV-Leistung befindet sich in Deutschland.

Obwohl die Wachstumsgradienten der Fotovoltaikmärkte beträchtlich sind, liegt der Beitrag dieser Technologie zur Energieversorgung weltweit noch deutlich unter 0,01 %; in Deutsch-

land wurde der Wert 0,02 % gerade überschritten. Selbst bei weiterhin anhaltenden starken Wachstumstendenzen – wofür die Ausbaupläne der Industrie für PV- Fertigungskapazitäten sprechen – kann ein Beitrag von 0,1 % erst um 2010 und von 1 % um 2020 erreicht werden (siehe [Nitsch u. Staiß 2002]). Fotovoltaik ist also im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien als Langfristoption einzuschätzen. Sie gewinnt ihre Bedeutung aus ihren noch hohen technischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten, dem sehr großen technischen Potenzial und der hohen Einsatzflexibilität.

Die Entwicklungsarbeiten im Bereich der Fotovoltaik konzentrieren sich einerseits auf die stetige Verbesserung vorhandener Module und Systemkomponenten, wobei Rationalisierungsmöglichkeiten in der Fertigung und größere Fertigungsanlagen eine große Rolle spielen. Andererseits werden neue Zelltypen im Dünnschichtbereich bzw. deren Produktionsverfahren weiterentwickelt um deren große Möglichkeiten an Material-, Energie- und Kosteneinsparung zu mobilisieren. Es wird erwartet, dass die Wirkungsgrade kommerzieller kristalliner Siliziumzellen in den nächsten 10 Jahren auf 15-20 % ansteigen. Dünnschichtzellen auf der Basis von CIS oder CdTe werden sich bis dahin den Markteintritt verschafft haben und auf Grund ihrer großen geometrischen und elektrischen Gestaltungsfreiheit neue Marktsegmente erschließen. Auch Zellen auf der Basis von kristallinem Dünnschichtsilizium mit reduziertem Materialeinsatz dürften in diesem Zeitraum kommerziell zur Verfügung stehen. Weitere fertigungstechnische Entwicklungen in Richtung hoher Automatisierung und großer Flexibilität werden an Bedeutung gewinnen. Im Labor wurden an Tandemzellen, in denen verschiedene Halbleitermaterialien so kombiniert werden, dass sie einen größeren Bereich des Spektrums des Sonnenlichts ausnutzen, unter konzentriertem Licht Wirkungsgrade gemessen, die deutlich über denen einfacher Solarzellen liegen.

Die mit den beschriebenen Entwicklungen erreichbaren Kostensenkungen im Zell- und Modulbereich verstärken die Notwendigkeit, im Bereich der Systemtechnik ebenfalls zu einer Verringerung von Fertigungsaufwand, Materialeinsatz und Montageaufwand zu gelangen. Neben der Optimierung der einzelnen Teilkomponenten (z.B. weitere Verringerung der Verluste von Wechselrichtern) ist dabei auch eine Gesamtbetrachtung des PV-Systems und seines Trägers (also des Gebäudes) erforderlich, um die Möglichkeiten der Integration und der gleichzeitigen Erfüllung mehrerer Funktionen in einer modifizierten oder neuen Systemkonfiguration auszuschöpfen.

2.4.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Entwicklung der Kosten wird im Folgenden nur für netzgekoppelte Systeme betrachtet, da deren zukünftiges Wachstum aus energiewirtschaftlicher Sicht besonders interessant ist. Kosten und Ausbeute netzunabhängiger Systeme hängen stark von der Einsatzart sowie von Art und Intensität der Energiespeicherung ab.

Tabelle 2.6: Referenzsysteme netzgekoppelter Fotovoltaikanlagen. Module mit multikristallinem Silizium, Status 2003, einstrahlungsreiche Standorte (Zinssatz 6 %, Abschreibung 20 Jahre)

Wechselstrom-Nennleistung	kW_{AC}	2	20	100	500
Modulleistung (Gleichstrom)	kW_p	2,6	25,3	121,0	591,9
Modulwirkungsgrad	%	14	14	14	14
Jahresnutzungsgrad	%	10,1	10,4	10,8	11,2
Einstrahlung in Modulebene	kWh/m^2a	1150	1150	1150	1150
Spezifischer Ertrag	$kWh/kW_p a$	826	851	891	921
spez. Investitionskosten	$€/kW_p$	6.800	6.200	5.300	5.100
Betriebskosten, Wartung	% Invest/a	1	1	1	1
Stromgestehungskosten	ct/kWh	80,0	70,8	57,8	53,8

Die vier in Tabelle 2.6 charakterisierten Referenzanlagen decken einen Leistungsbereich von 2 bis 500 kW Wechselstromleistung ab. Die 2 kW Anlage repräsentiert eine typische Hausanlage, während sich die größeren Anlagen in der Regel auf Dächern von Großgebäuden befinden oder integrierter Bestandteil des Daches sind (z. B. Neue Messe München). Typische Jahresnutzungsgrade liegen heute zwischen 10 und 11 %.

Die spezifischen Kosten sinken mit steigender Anlagenleistung wegen günstigerer Modulpreise und Einsparungen bei der Systemtechnik. Die charakteristische Bandbreite der Investitionskosten im angegebenen Leistungsbereich liegt heute zwischen 6.800 €/kW_p (2 kW_{AC}) und 5.100 €/kW_p (500 kW_{AC}), wobei rund 70 % der Kosten auf die Module fallen. Die daraus ableitbaren Stromgestehungskosten bewegen sich in mitteleuropäischen Breiten mit einer Einstrahlung von 1.000 bis 1.300 kWh/m²a für eine 2-kW Anlage zwischen 70 und 90 ct/kWh und sinken bei Großanlagen auf Werte zwischen 48 und 62 ct/kWh (Abbildung 2.3). In Regionen mit höherer Einstrahlung (Südeuropa) werden wegen der höheren Ausbeute entsprechend niedrigere Stromgestehungskosten erreicht.

Das zur Zeit zu beobachtende Wachstum des PV-Marktes sowie die in den letzten Dekaden kontinuierlich gefallenen Herstellungskosten für PV-Module lassen erwarten, dass sich die spezifischen Systemkosten bis 2010 um ca. 45 % reduzieren (siehe Kapitel 2.1). Die Kosten der Module sinken dabei etwas schneller als die Systemkosten, da das Kostenminderungspotenzial der Peripherie (Wechselrichter etc.) kleiner als das der Module ist. Bei einem entsprechenden Ausbau der Fertigungskapazitäten können bis 2020 spezifische Kosten zwischen 1.600 €/kW_p (Großanlage) und 2.100 €/kW_p (Haussystem) erreicht werden (Tabelle 2.7). Es wird außerdem angenommen, dass bis 2020 Modulwirkungsgrade von 18 % und Jahresnutzungsgrade zwischen 13,5 und 15 % erreicht werden. Damit lassen sich in Mitteleuropa Stromgestehungskosten zwischen 15 und 20 ct/kWh realisieren. Ausgehend von einer detaillierten Kostenanalyse einzelner Fertigungsschritte geht der World Energy Council sogar von einer noch stärkeren Kostenminderung in diesem Zeitraum aus [WEC 2000]. Langfristig wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 die Modulwirkungsgrade auf 20 % steigen und Jahresnutzungsgrade von 16 bis 17 % erreicht werden. Allerdings wird unterstellt, dass ab 2020 die Kostenreduktion durch technisches Lernen langsamer verläuft, der Lernfaktor steigt bis 2030 auf 0,9. Bis 2050 können sich damit in Mitteleuropa Stromgestehungskosten von rund 10 ct/kWh einstellen (Tabelle 2.7).

Tabelle 2.7: Kostenentwicklung für Fotovoltaik-Referenzanlagen (abgeleitet aus Lernkurven)

	2 kW-Anlage		500 kW-Anlage	
	€/kW _p	ct/kWh	€/kW _p	ct/kWh
2000	6.800	80,0	5.100	53,8
2010	3.780	36,2	2.830	24,5
2020	2.120	20,3	1.590	15,1
2030	1.660	15,9	1.250	11,9
2040	1.350	13,0	1.010	9,7
2050	1.170	11,2	910	8,4

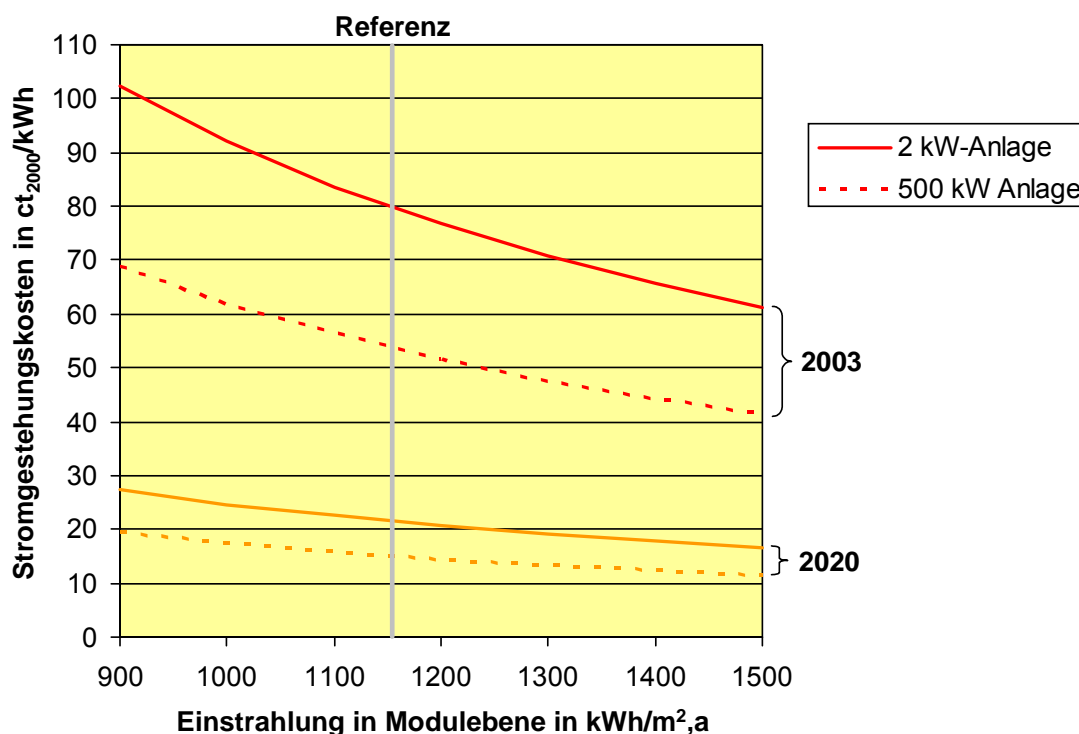


Abbildung 2.3: Stromgestehungskosten der PV-Referenztechniken in Abhängigkeit von der Solareinstrahlung, für die Jahre 2000 und 2020

2.4.3 Technische Potenziale der Fotovoltaiknutzung

Das technische Potenzial der Fotovoltaik wird durch das Strahlungsangebot an der Modulfläche, die verfügbaren Flächen für die Aufstellung der Anlagen und deren Jahresnutzungsgrad bestimmt. Letzterer sollte bereits zukünftige Technologiedaten berücksichtigen, da eine relevante Ausschöpfung der Potenziale erst längerfristig erfolgen wird. Statt des heutigen mittleren Jahresnutzungsgrades von rund 10 % wird daher für die Ermittlung der Potenzialwerte von einem Jahresnutzungsgrad von 15 % ausgegangen, ein Wert der mittelfristig sicher erreichbar ist, jedoch noch nicht als Obergrenze anzusehen ist.

Überlegungen zu einer praktikablen und ökonomisch sinnvollen Einbindung von PV-Anlagen in bestehende Siedlungsstrukturen, also unter Nutzung von Dachflächen, Fassaden, Überdachungen, Lärmschutzwänden etc., sowie die Beachtung der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten durch thermische Kollektoren für Warmwasser und Raumheizung legen es nahe, von einem verfügbaren Flächenanteil von rund 700 km² Modulfläche auszugehen (Tabelle 2.8).

Tabelle 2.8: Solartechnisch nutzbare Flächenpotenziale

	techn. nutzbare Fläche	Anteil PV-Nutzung	Fläche für PV-Nutzung
geeignete Dachflächen	800 km ²	25 %	200 km ²
geeignete Fassadenflächen	150 km ²	100 %	150 km ²
geeignete versiegelte Siedlungsflächen	670 km ²	45 %	300 km ²
geeignete Freiflächen	1.300 km ²		

Daraus leitet sich ein Stromerzeugungspotenzial von 105 TWh/a bzw. knapp dem Viertel des gegenwärtigen Verbrauchs ab, dies entspricht einer Leistung von 115 GW_p. Dieses sehr eingegrenzte gesicherte technische Potenzial ist noch so beträchtlich, dass es innerhalb der nächsten Jahrzehnte nur in relativ geringem Maße ausgeschöpft werden kann. Durch die Nutzung geeigneter Freiflächen kann das technische Potenzial noch ganz erheblich gesteigert werden. Aufgrund des ohnehin schon sehr großen Potenzials und der ökologischen Probleme, die sich möglicherweise aus der Nutzung von Grünland für PV-Anlagen ergeben und möglicherweise in einer geringeren Akzeptanz der ansonsten sehr beliebten PV-Installationen resultieren, werden die grundsätzlich für eine Fotovoltaik-Nutzung geeigneten Freiflächen hier nicht weiter berücksichtigt. Die in Abbildung 2.4 dargestellte Angebotskurve wird in erster Linie von der erwarteten Kostendegression der PV-Systeme und weniger vom Nutzungspotenzial bestimmter Anlagenkonfigurationen geprägt.

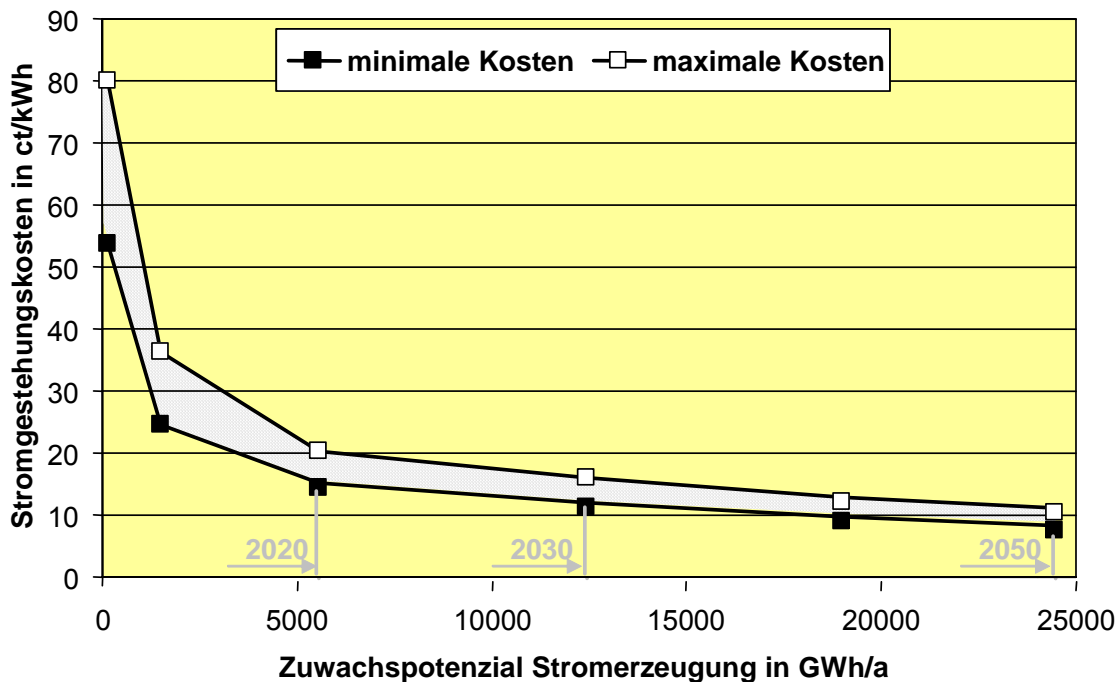


Abbildung 2.4: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Fotovoltaiknutzung

2.5 Biomasse

2.5.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Seit der Nutzbarmachung des Feuers ist der Gebrauch der Biomasse für energetische Zwecke in der menschlichen Kultur verankert. Dabei haben sich viele verschiedene Nutzungsformen herausgebildet, die alle auf den jeweiligen Einsatzzweck abgestimmt sind. Diese Einsatzzwecke lassen sich untergliedern in die Wärmebereitstellung, die Bereitstellung elektrischer Energie (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung) und die Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen. Heute trägt Biomasse über die Hälfte der aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellten Endenergie in Deutschland bei.

2.5.1.1 Brennstoffe

Verschiedene Arten von Biomasse haben heute größere Bedeutung für die energetische Nutzung erlangt. Aus ökonomischen Gründen wichtig sind Reststoffe, die - da sie im Gegen-

satz zu anderen Arten geringe oder keine Brennstoffkosten verursachen - einen sonst limitierenden Faktor bei der Biomassenutzung darstellen. Darunter sind Resthölzer und Stroh, aber auch organische Abfälle aus Haushalten und der Industrie, Biogas, Klärgas und -schlamm, Deponiegas und nicht zuletzt Zoomasse, deren wichtigste Teilbereiche Tiermehl und Tierfette sind. Weiterhin gibt es speziell für den energetischen Nutzen angebaute Biomasse, die sich wiederum einteilen lassen in holzartige und Halmgüter, öl- und kohlenhydrathaltige Pflanzen. Letztere haben in den letzten Jahren verstärkte Bedeutung im Kraftstoffsektor erhalten, in Deutschland durch den „Biodiesel“ Rapsölmethylester (RME), in diversen anderen Ländern durch Ethanol aus zucker- oder stärkehaltigen Pflanzen wie Zuckerrohr und Mais.

Insgesamt wurden aus Biomasse im Jahr 2001 64.239 GWh Endenergie gewonnen, davon 5.085 GWh Stromerzeugung aus verschiedenen Biomassen, 54.500 GWh Wärmerzeugung überwiegend aus biogenen Festbrennstoffen sowie 4.654 GWh Biodiesel [Staiß 2003]. Somit ist der Anteil der festen Brennstoffe an der Endenergieerzeugung mit 87 % deutlich höher als der Anteil gasförmiger (Biogas, Klärgas, Deponiegas) oder flüssiger Brennstoffe.

2.5.1.2 Nutzungstechnologien

Kleinanlagen. Für den hohen Anteil fester Biomasse, i. w. Holz, ist insbesondere der große Bestand an Kleinanlagen (Kaminöfen, Kachelöfen, Heiz- und offene Kamine) zur Wärmeerzeugung im privaten Bereich verantwortlich. Die Zubaurate an solchen Kleinanlagen ist vor allem von der Ölpreisentwicklung abhängig. Es wird geschätzt, dass deutschlandweit 8 Mio. Einheiten in Betrieb sind [Kaltschmitt 2003]. Zunehmend werden dabei auch innovative Heizsysteme wie beispielsweise Pelletheizungen eingesetzt, deren Anteil mit 8.700 Anlagen (2001) jedoch noch außerordentlich gering ist [Staiß 2003].

Heiz- und Heizkraftwerke. Neben Kleinanlagen wird feste Biomasse in Heiz- und Heizkraftwerken verwendet. Etwa die Hälfte des Aufkommens fester Biomasse wird schätzungsweise in solchen größeren Anlagen eingesetzt [Staiß 2003]. In Heizwerken stehen – je nach Brennstoff – Unterschubfeuerungen, Rostfeuerungen (Anlagen > 1 MW_{th}), Rostfeuerungs-Zigarrenbrenner (für Stroh- und Halmgutballen) und Wirbelschichtfeuerungen (Anlagen > 10 MW_{th}) zur Verfügung [HGF 2001].

Zur Umwandlung eines Teils der Wärme in Elektrizität werden üblicherweise Dampfturbinen eingesetzt, die zuverlässig und wartungsarm betrieben werden können, allerdings einen nur geringen elektrischen Nutzungsgrad aufweisen (typischerweise 12 bis maximal 20 % bei KWK-Betrieb). Es wird geschätzt, dass in Deutschland Ende 2002 323 MW elektrischer Leistung installiert waren [Kaltschmitt 2003]. Verbesserungsmöglichkeiten heutiger Feuerungen gibt es sowohl bei Wirkungsgraden wie auch bei Emissionen [Nitsch et al. 2002]. Durch Kondensation der Rauchgase und Vortrocknung der Biomasse können die Wirkungsgrade erheblich gesteigert; die Emissionen durch einen kontinuierlichen Verbrennungsvorgang und durch eine effiziente Staubabscheidung gesenkt werden. Allerdings führt die Verringerung der Kohlenmonoxid-Emissionen zu einem Anstieg der NO_x-Emissionen, der durch den zukünftigen Einsatz stickstoffhaltiger Brennstoffe (Stroh und Ganzpflanzen) weiter verstärkt werden kann. Um dem entgegenzuwirken, müssen zukünftige Holzfeuerungen mit gestufter Luftzuführung und ggf. mit Entstickungsmaßnahmen ausgerüstet werden.

Perspektivisch wird der Aufbau von Nahwärmenetzen eine wichtige Voraussetzung für den erweiterten Einsatz von Biomasse in Heiz- und Heizkraftwerken darstellen. Die Entwicklung innovativer Formen der Biomassenutzung, beispielsweise verschiedener Vergasertechnologien und deren Kopplung mit motorischen Blockheizkraftwerken (längerfristig mit Brennstoffzellen), Stirlingmotoren, Flash-Pyrolyse, Organic Rankine Cycle/Kalina-Prozesse u. a. m., wird zukünftig die Nutzungsmöglichkeiten und -effizienzen weiter steigern und den Anteil der Stromerzeugung an der Biomassenutzung erhöhen [Biomasse-ZIP 2003]. Beispielsweise versprechen Vergaser/BHKW-Systeme elektrische Wirkungsgrade von bis zu 35 % und somit deutlich mehr als in Dampfturbinensystemen. Bei diesen Systemen sind allerdings Fortschritte im Bereich der Gasaufbereitung (Entteerung) erforderlich.

Mitverbrennung. Eine weitere Option zur Biomassenutzung ist die Mitverbrennung in Kohlekraftwerken. Dadurch wird der fossile Brennstoff Kohle substituiert. Bei geringeren Anteilen an der Feuerungsleistung sind keine nennenswerten Modifikationen der Anlage durchzuführen. Daher sind die Investitionskosten zur Nachrüstung niedrig, während der Umsetzungswirkungsgrad deutlich höher ist als bei konventionellen Dampfturbinenanlagen. Insbesondere der „schwierige“ Brennstoff Stroh würde sich gut zur Mitverbrennung eignen.

Biogas-Anlagen. Die meisten der rund 1.750 Biogasanlagen in Deutschland (Ende 2003) mit einer elektrischen Leistung von 190 MW [Schneider et al. 2004] entstehen im landwirtschaftlichen Bereich, da mehr als zwei Drittel der verwertbaren biogenen Abfälle in Deutschland aus der Landwirtschaft kommen [Lucke 2002]. Rund 21 % der Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2003 wurden in Biogasanlagen erzeugt. Als Substrat bietet sich in vielen landwirtschaftlichen Betrieben die ohnehin anfallende Gülle aus der Viehhaltung an. Andere Stoffe, wie Grasschnitt, Silage oder Energiepflanzen, werden oft speziell für die Vergärung produziert; unter Umständen stehen aber auch landwirtschaftliche Abfälle wie Ernterückstände, Schnittgrün oder verdorbene Produkte zur Verfügung. Erfolgt die Biogaserzeugung im agroindustriellen oder kommunalen Bereich, bieten sich oft energetisch hochwertige Stoffe wie Schlempe, Melasse oder Trester (agroindustrieller Bereich) oder Großküchenabfälle, Rasenschnitt etc. (kommunaler Bereich) an. Ein wesentlicher Trend im Bereich der Biogasanlagen ist eine Entwicklung hin zu größeren Anlagenleistungen, weil in diesen Systemen Kostendegressionen erzielt werden können. Bei größeren Anlagen ist der Einsatz eines Blockheizkraftwerks zweckmäßig. Das BHKW deckt dabei auch den Eigenbedarf der Anlage an Strom und Wärme, der bei durchschnittlichen Anlagen je nach Ausgangsstoff zwischen 5 und 40 % des Stroms für Rührwerke und andere elektrische Aggregate bzw. zwischen 10 und 50 % der Wärme beträgt. Auch ökonomisch ist die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme wegen der Möglichkeit der Stromeigennutzung bzw. der durch das EEG gesicherten Vergütung sinnvoller als die bloße thermische Nutzung von Biogas. Anzustreben ist jedoch die möglichst vollständige Nutzung überschüssiger Wärme. Hier ist die Einbindung in ein Nahwärmenetz oder die Kopplung mit einem ganzjährigen Wärmeabnehmer (Gewerbebetriebe, Hallenbäder etc.) bzw. die Nutzung der Wärme zur Hygienisierung von Speiseabfällen vorteilhaft. Während die Anlagen in Bayern und Baden-Württemberg überwiegend kleinere bäuerliche Einzelanlagen sind, finden sich in Niedersachsen auch größere Anlagen und Gemeinschaftsanlagen.

Neben den Biogasanlagen tragen Klärgas- und Deponiegasanlagen wesentlich zu der Stromerzeugung aus Biomasse bei. Die elektrische Leistung der 268 deutschen Deponie- bzw. 217 Klärgasanlagen liegt mit 227 bzw. 85 MW noch deutlich über der kumulierten Leistung der Biogasanlagen.

Die erwartete zukünftige Entwicklung der Nutzungsgrade der betrachteten Referenzsysteme zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung ist in Anlehnung an [Biomasse ZIP 2003] in Tabelle 2.13 dargestellt.

Kraftstoff-Produktion. Der vielfältige Sektor der Biokraftstoffe lässt sich aufteilen in die großen Bereiche Pflanzenöle und Tierfette mit ihren Derivaten, Bioethanol und Abkömmlinge sowie durch thermochemische Zersetzung (Pyrolyse, Vergasung) gewonnene Produkte.

Die Pflanzenöle werden aus den ölreichen Pflanzenteilen von Kulturpflanzen durch Pressung, meist auch chemische Extraktion und Raffination hergestellt. Dies geschieht heute überwiegend in großen Ölmühlen mit Verarbeitungskapazitäten von meist über 1000 t Ölsaats am Tag, Ausgangsmaterial ist dabei in Deutschland in der Regel Rapsaat. Aber auch Sonnenblumenkerne oder Sojabohnen können verwendet werden. Heute üblich für die Rapskraftstoffproduktion ist ein weiterer Verarbeitungsschritt, die Umesterung, die aus dem Rapsöl den bekannten „Biodiesel“ RME macht, der in vielen Fällen problemlos in nicht modifizierten Dieselmotoren eingesetzt werden kann. Zu biogenem Dieselmotoren können auch Tierfette umgeestert werden, die in Tierkörperbeseitigungsanstalten anfallen; man spricht dann von Tierfettmethylester (TME). RME hat in Deutschland bereits einen hohen Stellen-

wert; zwei Prozent des verkauften Dieselmotorkraftstoffs werden von RME abgedeckt. Für das Jahr 2003 wird eine Produktionskapazität von über 1,2 Millionen Tonnen Biodiesel erwartet [Verband Deutscher Biodieselhersteller e.V. 2003]. Noch 1998 lag die Produktion bei weniger als einem Zehntel. Der Anbau von Raps und anderen Kulturen zu Zwecken der Biodiesel-Produktion kann aber nicht unbeschränkt zunehmen. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass sich dieser Aufwärtstrend abschwächen und sich die Produktion stabilisieren wird. Das hängt zum großen Teil mit den begrenzten landwirtschaftlichen Flächen zusammen – schon jetzt werden 1,3 Millionen ha Raps angebaut, davon etwa die Hälfte zur Biodiesel-Produktion. Das sind über 10 % des deutschen Ackerlandes. Diese Restriktion ist beim Tierfett nicht gegeben, wohl aber wie beim RME das Problem, dass mit zunehmender Biodiesel-Produktion mit einem Preisverfall der Nebenprodukte (Glyzerin und ggf. Rapsschrot) zu rechnen ist, der diese weniger attraktiv macht. Die politischen Rahmenbedingungen tragen hierzu ihren Teil bei. Stichworte sind hier die geplante Reform der Flächenbeihilfen, die zu Ungunsten des Rapsanbaus ausfallen wird, und das Blair-House-Abkommen, das eine strikte Obergrenze für die aus Non-food-Ölsaaten gewonnenen Ölschrote verlangt und damit die Erlöse für Rapsschrot weiter verringern könnte, wenn es einer energetischen Verwertung zugeführt werden muss, statt es als Futtermittel verwenden zu können.

Das durch Vergärung erzeugte Bioethanol, meist aus zucker- oder stärkehaltigen Pflanzen, stellt den zweiten Block an Biokraftstoffen dar. Ausgangspflanzen sind in den in Deutschland laufenden Pilotprojekten allgemein Zuckerrüben, Kartoffeln und Getreide. Dabei werden aus zuckerhaltigen Lösungen Ethanol und Kohlendioxid mittels Fermentation meist durch Hefezellen produziert. Wird stärkehaltiges Pflanzenmaterial eingesetzt, so muss die Stärke erst durch enzymatische oder thermische Quellung hydrolysiert und bei der Verzuckerung (Maische) in Monosaccharide aufgespalten werden. In der Entwicklung sind ferner Produktionsverfahren, in denen Bioethanol aus lignocellulosehaltigem Material, z. B. Stroh und Holz, gewonnen werden soll. Gute Zukunftsaussichten werden dieser Technologie bescheinigt, wenn die Weiterentwicklung der enzymatischen Bioethanolvergewinnung aus Lignocellulose Erfolg hat. Den Vorteilen von Ethanol v. a. als Additiv in Ottokraftstoff (z. B. Erhöhung der Oktanzahl) steht als Nachteil u. a. die Gefahr der Adsorption von Wasser entgegen. Dieser verschwindet, wenn Bioethanol mit Isobutylen zu Ethyl-Tertiärbutyl-Ether (ETBE) verestert wird, das zudem Vorteile gegenüber dem auf der Basis von Methanol erzeugten Additiv MTBE hat. Zurzeit hat Bioethanol in Deutschland keine wirtschaftliche Bedeutung. Dies ist jedoch weitgehend von den politischen Rahmenbedingungen abhängig und kann sich entsprechend der französischen Kraftstoffwirtschaft, die schon Bioethanol einsetzt, schnell ändern.

Neben den oben genannten Verfahren ist auch die Gewinnung von Biokraftstoffen aus holzartigen und Halmgütern durch *thermochemische Zersetzung* (Pyrolyse, Vergasung) möglich. Hierbei können beispielsweise Wasserstoff und Methanol aus Synthesegas nach Vergasung von biogenen Festbrennstoffen gewonnen werden. Nicht wesentlich anders als die Methanolsynthese läuft das Fischer-Tropsch-Verfahren ab, bei dem auf Basis des Synthesegases länger-kettige Kohlenwasserstoffe (SunFuel[®] oder SunDiesel) erzeugt werden. Die Bedeutung dieser und anderer Verfahren ist heute noch gering, wird aber aller Voraussicht nach in den nächsten Jahrzehnten deutlich zunehmen.

2.5.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung sind die Brennstoffkosten. Bei Anlagen auf Basis fester Bioenergieträger reichen diese von „negativen“ Kosten – durch Gutschriften für vermiedene Deponie- und Entsorgungskosten – für Althölzer über preiswerte Reststoffe aus der Holzverarbeitenden Industrie (um 0,5 ct/kWh) bis hin zu ca. 3 ct/kWh für Miscanthus oder Getreide-Ganzpflanzen [Nitsch et al. 2002]. Die Kosten nachwachsender Rohstoffe liegen demnach um das 1,5 bis 2-fache über den Kosten der meisten biogenen Reststoffe. Deshalb ist in der derzeitigen Phase der Biomassenutzung die Reststoffnutzung von vorrangiger Bedeutung. Die Bereitstellungskosten variieren in Abhängigkeit von Region,

Abnahmemenge, Marktsituation und Qualität stark (siehe Zusammenstellung in [Hoffmann 2002]). Für die weitere Betrachtung der Stromgestehungskosten werden in Anlehnung an [Nitsch et al. 2002] vier Brennstoffpreise zugrunde gelegt: Kostenloses bzw. preiswertes naturbelassenes Restholz (Hackschnitzel aus Sägewerksabfällen mit 0,7 ct/kWh), Hackschnitzel aus Waldrestholz (1,8 ct/kWh) und Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (2,8 ct/kWh).

Die Investitionskosten der Anlagen werden im Wesentlichen aus der Studie „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ [Biomasse-ZIP 2003; Fichtner 2002] übernommen. Die in den nachfolgenden Tabellen dargestellten Kostenkomponenten umfassen Investitionskosten (der kompletten Anlage inkl. Heizraum/-haus, ggf. Maschinenhaus, Brennstofflager, ohne Spitzenkessel, ohne Wärmeverteilung), Fixkosten (Wartung und Reparatur, Versicherung, Verwaltung, Personalkosten unter Zugrundelegung eines Personalkostensatzes von 50 k€/a) und variablen Kosten (Betriebsmittel, Reststoffentsorgung).

Für die reine Wärmeerzeugung belaufen sich die Investitionskosten auf 450 bis 850 €/kW_{th} Feuerungsleistung. In Tabelle 2.9 sind typische Wärmegegestehungskosten ab Anlage aufgeführt. Wenn der Brennstoff kostenlos ist, liegen die Wärmegegestehungskosten bei wenigstens 3,1 ct/kWh, während sie für typische Preise von Kurzumtriebsholz bis in den Bereich von 7 bis 9 ct/kWh steigen. Für Heizwerke fallen noch Wärmeverteilungskosten zwischen 1 und 2,6 ct/kWh an.

Die schon seit langem entwickelte Technik der Feuerungsanlagen auch für feste Biomasse lässt für die Zukunft keine größeren Kostenminderungen für die Investitionen erwarten. Langfristig wird ein Kostensenkungspotenzial zwischen 5 und 20 % erwartet (siehe Tabelle 2.14).

Tabelle 2.9: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für Holzkessel und Holz-Heizwerke zwischen 25 und 5000 kW_{th} Nutzwärmeleistung sowie ein Strohheizwerk (heutiger Status). Kostendaten nach [Fichtner 2002] (Kosten ab Anlage ohne Wärmeverteilung; Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, 50.000 € je Personenjahr)

		Zentralheizung				Heizwerk		
		Stückholz	Pellet	Stückholz	Hackschnitzel	Hackschnitzel	Hackschnitzel	Strohballen
Technische Daten								
therm. Nutzleistung	kW _{th}	10	10	25	25	100	5 000	5 000
Nutzungsgrad	%	80	85	80	80	83	85	85
Ausnutzungsdauer	h/a	1800	1800	1800	1800	3000	5000	5000
Wirtschaftliche Daten								
Gesamtinvestition	€/kW _{th}	630	850	500	700	460	450	510
Fixe Kosten	% Invest/a	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Variable Kosten	€/MWh	0,2	0,3	0,2	0,5	0,8	1,2	1,5
Personalbedarf	PJahre/a					0,1	3	3
NutzwärmeKosten								
Brennstoffkosten 0 ct/kWh	ct/kWh	4,6	5,8	3,6	5,1	3,7	3,1	3,4
Brennstoffkosten 0,7 ct/kWh	ct/kWh	5,4	6,6	4,5	6,0	4,6	3,9	4,2
Brennstoffkosten 1,8 ct/kWh	ct/kWh	6,8	7,9	5,9	7,4	5,9	5,2	5,5
Brennstoffkosten 2,8 ct/kWh	ct/kWh	8,1	9,1	7,1	8,6	7,1	6,4	6,7

Die Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen ist aufgrund der aufwändigeren Anlagentechnik mit höheren Investitionen als die reine Wärmeproduktion verbunden. In Tabelle 2.10 sind zunächst typische Investitions-, Betriebs- und Stromgestehungskosten für Dampfturbinen-Heizkraftwerke aufgeführt. Die Investitionskosten belaufen sich auf 3.800 bis 4.400 €/kW_{el}. Können 2 ct/kWh Wärme gutgeschrieben werden, dann liegen die Stromkosten

je nach Größe der Anlage und Brennstoffkosten zwischen 1,8 und 18,8 ct/kWh. Für ein Dampfturbinen-Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung liegen die Investitionskosten bei 2.200 €/kW_{el}, je nach Brennstoffkosten ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 5,4 und 12,1 ct/kWh.

Tabelle 2.10: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für Holz-HKW mit Gegendruck-Dampfturbine und Dampfturbinen-Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung (heutiger Status). Kostendaten nach [Fichtner 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, Wärmegutschrift 2 ct/kWh, 50.000 € je Personenjahr)

		Holz-HKW 1 MW _{el}	Holz-HKW 5 MW _{el}	Holz-KW 20 MW _{el}
Technische Daten				
elektr. Nennleistung	MW _{el}	1	5	20
therm. Nennleistung	MW _{th}	4,8	23,9	
Nutzungsgrad, elektr.	%	14	14	27
Gesamtnutzungsgrad	%	81	81	
Ausnutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	7.000
Wirtschaftliche Daten				
Gesamtinvestition	€/kW _{el}	4.400	3.850	2.200
Fixe Kosten	%Invest/a	3,5	3,5	3,5
Variable Kosten	€/MWh _{el}	3,8	3,8	6,2
Personalbedarf	PJahre/a	6	13	18
Stromkosten				
bei Brennstoffkosten 0 ct/kWh	ct/kWh	5,9	1,8	5,4
bei Brennstoffkosten 0,7 ct/kWh	ct/kWh	10,9	6,0	8,0
bei Brennstoffkosten 1,8 ct/kWh	ct/kWh	18,8	14,7	12,1

Für die Zukunft ist im Bereich der Dampfturbinen-Kraftwerke ähnlich wie bei den Wärmeerzeugungsanlagen nicht mit einer entscheidenden Minderung der Investitionskosten zu rechnen, das Kostensenkungspotenzial wird bis 2050 auf lediglich rund 10 % geschätzt (Tabelle 2.14).

Vielfältiger noch als feste Brennstoffe lassen sich gasförmige biogene Brennstoffe zur Stromerzeugung nutzen. Hier sind mit Hilfe des Gasmotorprinzips auch kleinere Anlagenleistungen realisierbar, die in Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt werden. Tabelle 2.11 stellt typische Kosten für Biogas-Blockheizkraftwerke dar. Die Investitionskosten für die Gesamtanlage liegen dabei zwischen 2.000 und 6.000 €/kW_{el}. Die Kosten von biogenen Abfallstoffen für die Kofermentation sind stark abhängig von der eingesetzten Bioabfallart und von den regionalen Gegebenheiten. In Süddeutschland können noch Erlöse bei der Annahme von Bioabfällen erzielt werden, während in Norddeutschland zum Teil Kosten von bis zu 20 €/t anfallen [BBE 2002]. Je nach Größe der Anlagen, der Höhe der Wärmegutschrift und der Biomassekosten liegen die Stromgestehungskosten zwischen 5 und 16 ct/kWh.

Die Kosten von Biogasanlagen hängen in starkem Maße von der Anlagengröße, dem Kofermentationsanteil, den Entsorgungsgutschriften, der Gasausbeute, dem Stromeigenbedarf, dem externen Wärmebedarf und anderen Nutzen (z. B. Düngewertverbesserungen) ab. Kostensenkungspotenziale liegen neben den Kostensenkungen durch höhere Stückzahlen beispielsweise in der Optimierung der Kontrolle des Vergärungsprozesses. Für die Zukunft wird eine Kostenminderung für die Investitionen von etwa 20 % erwartet (Tabelle 2.14).

Tabelle 2.11: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für die Vergärung landwirtschaftlicher Abfälle aus der Tierhaltung und Kofermentation. Kostendaten nach [Fichtner 2002], ergänzt um Angaben aus [BBE 2002] und [Hoffmann 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %, 50.000 € je Personenjahr)

		Biogas Gülle			Biogas Kofermentation ^{a)}	
Technische Daten						
elektr. Leistung	kW _{el}	25	100	500	100	500
Wärmeleistung	kW _{th}	43	174	639	165	722
elektr. Nutzungsgrad	%	30	31	36	31	36
Gesamtnutzungsgrad	%	82	85	88	85	88
Ausnutzungsdauer elektr.	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Netto-Stromerzeugung ^{b)}	MWh _{el} /a	163	651	3.255	651	3.255
genutzte Wärme	MWh _{th} /a	33	51	108	348	1.444
Wirtschaftliche Daten						
Gesamtinvestitionen	€/kW _{el}	6.000	3.800	2.700	3.150	2.000
davon BHKW	€/kW _{el}	2.400	1.350	800	1.350	800
fixe Kosten	%Invest/a	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Variable Kosten	€/MWh _{el}	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7
Personalbedarf	PJahre/a	0,1	0,3	1	0,3	1
Biomassekosten	Tsd. €/a				50	213
Stromkosten						
Wärmegutschrift 0 ct/kWh	ct/kWh _{el}	16,2	10,6	7,5	16,3 (9,2^{c)}	12,1 (6,0^{c)}
Wärmegutschrift 2,0 ct/kWh	ct/kWh _{el}	15,8	10,5	7,4	15,3(8,2^{c)}	11,2 (5,1^{c)}
Wärmegutschrift 3,6 ct/kWh	ct/kWh _{el}	15,5	10,4	7,4	14,5(7,1^{c)}	10,6 (4,5^{c)}

^{a)} 30 % Abfallfette

^{b)} Eigenbedarf: 7 % der Bruttostromerzeugung

^{c)} Biomassekosten = 0 €/a

Die Vergasung von fester Biomasse ist zwar keine neue Technologie, wurde aber bis heute noch nicht in großem Maßstab eingesetzt. Die Kosten für Komplettsysteme mit Vergaser und Heizkraftwerk liegen allerdings dennoch etwas günstiger als für Biogasanlagen. In Tabelle 2.12 sind die wesentlichen Kenngrößen für unterschiedliche Technologien zusammengefasst. Kleinere Anlagen mit Gasmotor haben Investitionskosten von rund 5.500 €/kW_{el} [Fichtner 2002], während die Kosten größerer Anlagen mit moderner Gas- und Dampfturbinentechnik zwischen 2.000 und 5.000 €/kW_{el} liegen [Nitsch et al. 2002]. Die Kosten der Stromerzeugung hängen vom Anlagentyp abhängig, von den Brennstoffkosten und der Wärmegutschrift ab. Bei niedrigen Brennstoffkosten liegen die Stromerzeugungskosten zwischen 2 und 10 ct/kWh. Bei Brennstoffkosten über 2 ct/kWh steigen die Stromerzeugungskosten auf deutlich über 10 ct/kWh.

Entsprechend ihrem Entwicklungsstand ist bei Vergasungsanlagen noch mit größeren Kostensenkungen zu rechnen. Bis 2050 wird eine Reduktion der Investitionskosten von bis zu 50 % als realisierbar angesehen.

Tabelle 2.12: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Anlagen für BHKW mit Holzvergaser und GuD-Anlagen mit Holzvergasung; Status: Demonstrationsanlagen und Planungsdaten [Fichtner 2002; DLR 2002] (Abschreibungsdauer 15 a, Zinssatz 6 %)

		BHKW mit Holzvergaser				GuD			
		500 kW _{Gas}		5000 kW _{Gas}		Atmosph. Wirbelschichtvergaser (1,5 bar)		Druckvergaser (22 bar)	
Technische Daten									
Vergaserleistung	kW _{Gas}	500	5000	22.500	15.350				
Vergaserwirkungsgrad	%	70	70	85	85				
elektr. Nennleistung	kW _{el}	155	1.900	8.000	7.200				
therm. Nennleistung	kW _{th}	260	2.500	12.440	8.570				
elektr. Nutzungsgrad	%	31	38	36	47				
Gesamtnutzungsgrad	%	83	88	92	92				
Ausnutzungsdauer		6.000	6.000	6.000	6.000				
Wirtschaftliche Daten									
Gesamtinvestitionen	€/kWh _{el}	5.540	3.120	2.240	4.860				
davon BHKW/GuD Anlage	€/kWh _{el}	1.350	750						
davon Vergaser	€/kWh _{gas}	1.300	900						
Betrieb u. Wartung BHKW	% Invest/a	2	2	2	2				
Betrieb u. Wartung Vergaser	% Invest/a	4	4	4	4				
Stromkosten									
<i>Wärmegutschrift</i>	ct/kWh _{th}	2	3,6	2	3,6	2	3,6	2	3,6
bei Brennstoffkosten 0 ct/kWh	ct/kWh _{el}	9,4	6,7	4,5	2,4	2,1	-	9,0	7,1
bei Brennstoffkosten 0,7 ct/kWh	ct/kWh _{el}	12,6	9,9	7,2	5,1	4,4	1,9	11,0	9,1
bei Brennstoffkosten 1,8 ct/kWh	ct/kWh _{el}	17,7	15,0	11,3	9,2	8,0	5,5	14,1	12,1
bei Brennstoffkosten 2,8 ct/kWh	ct/kWh _{el}	22,3	19,6	15,1	13,0	11,2	8,7	16,9	14,9

Tabelle 2.13: Annahmen zur technischen Weiterentwicklung der betrachteten Referenzanlagen (nach [Biomasse ZIP 2003], [DLR 2002])

		2000		2010		2020		2030		2050	
		η_{el}	η_{ges}	η_{el}	η_{ges}	η_{el}	η_{ges}	η_{el}	η_{ges}	η_{el}	η_{ges}
Zentralheizung											
Stückholz	10 kW _{th}		80		82		83		84		84
Pellet	10 kW _{th}		85		86		87		88		88
Stückholz	25 kW _{th}		80		82		83		84		84
Hackschnitzel	25 kW _{th}		80		82		83		84		84
Heizwerk											
Hackschnitzel	100 kW _{th}		83		85		86		87		87
Hackschnitzel	5 MW _{th}		83		85		86		87		87
Strohballen	5 MW _{th}		83		85		86		87		87
Holz-Heizkraftwerk (Dampfturbine)											
Holz-HKW	1 MW _{el}	14	81	16	82	18	83	19	84	19	84
Holz-HKW	5 MW _{el}	14	81	16	82	18	83	19	84	19	84
Holz-Kraftwerk (Dampfturbine)											
Holz-KW	20 MW _{el}	27		29		31		32		32	
Biogas-BHKW (Gülle)											
Biogas-BHKW	25 kW _{el}	30	82	32	83	34	84	37	85	37	85
Biogas-BHKW	100 kW _{el}	31	85	32	85	34	85	37	86	37	86
Biogas-BHKW	500 kW _{el}	36	88	36	88	37	88	38	89	38	89
Biogas-BHKW (Kofermentation)											
Biogas-BHKW	100 kW _{el}	31	85	32	85	34	85	37	86	37	86
Biogas-BHKW	500 kW _{el}	36	88	36	88	37	88	38	89	38	89
Holzgas-BHKW											
Holzgas-BHKW	155 kW _{el}	31	83	33	84	35	85	38	86	38	86
Holzgas-BHKW	1,9 MW _{el}	38	88	38	88	39	89	39	89	39	89
Holzgas-GuD											
at. Wirbelschicht	8 MW _{el}	36	92	36	92	37	92	38	92	38	92
Druckvergaser	7,2 MW _{el}	42	92	42	92	43	92	44	92	44	92

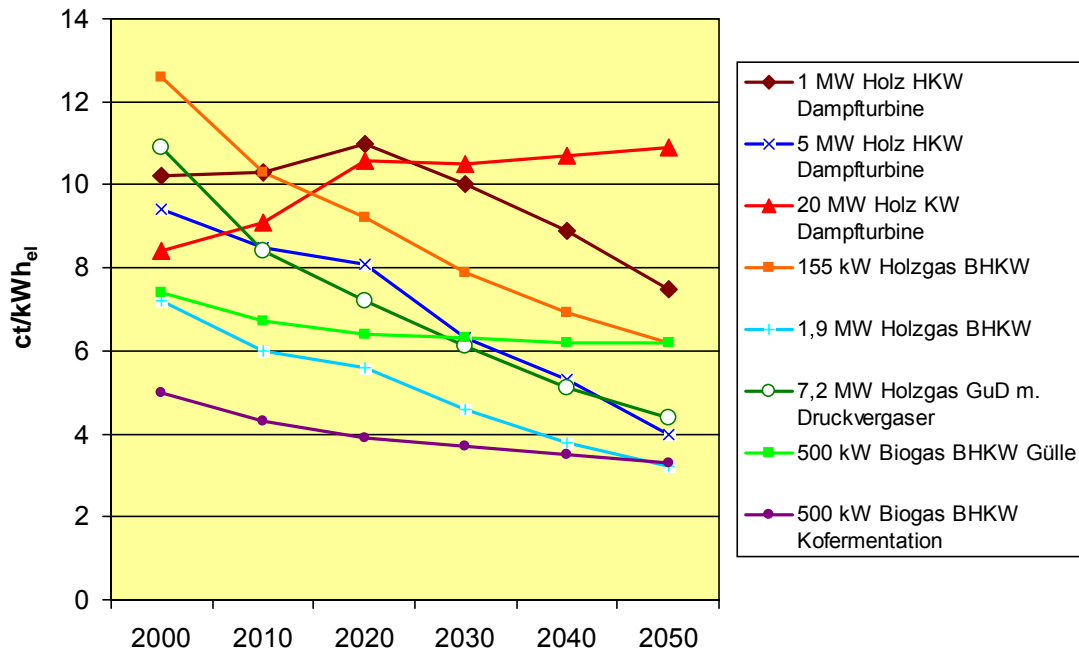
Tabelle 2.14: Annahmen zur Kostenentwicklung der Referenztechnologien (jeweils Gesamtinvestitionen nach [Biomasse ZIP 2003], [DLR 2002])

			2000	2010	2020	2030	2050
Zentralheizung							
Stückholz	10 kW _{th}	€/kW _{th}	630	610	595	590	585
Pellet	10 kW _{th}	€/kW _{th}	800	700	660	650	635
Stückholz	25 kW _{th}	€/kW _{th}	500	480	475	470	465
Hackschnitzel	25 kW _{th}	€/kW _{th}	700	675	660	655	650
Heizwerk							
Hackschnitzel	100 kW _{th}	€/kW _{th}	460	445	435	430	430
Hackschnitzel	5 MW _{th}	€/kW _{th}	450	435	430	430	430
Strohballen	5 MW _{th}	€/kW _{th}	510	490	485	485	485
Holz-Heizkraftwerk (Dampfturbine)							
Holz-HKW	1 MW _{el}	€/kW _{el}	4.400	4.150	4.090	4.080	4.025
Holz-HKW	5 MW _{el}	€/kW _{el}	3.850	3.630	3.580	3.570	3.520
Holz-Kraftwerk (Dampfturbine)							
Holz-KW	20 MW _{el}	€/kW _{el}	2.200	2.035	2.000	1.990	1.960
Biogas-BHKW (Gülle)							
Biogas-BHKW	25 kW _{el}	€/kW _{el}	6.000	5.345	5.100	5.015	4.905
Biogas-BHKW	100 kW _{el}	€/kW _{el}	3.800	3.365	3.210	3.150	3.080
Biogas-BHKW	500 kW _{el}	€/kW _{el}	2.700	2.375	2.260	2.220	2.165
Biogas-BHKW (Kofermentation)							
Biogas-BHKW	100 kW _{el}	€/kW _{el}	3.150	2.815	2.690	2.645	2.590
Biogas-BHKW	500 kW _{el}	€/kW _{el}	2.000	1.780	1.700	1.670	1.635
Holzgas-BHKW							
Holzgas-BHKW	155 kW _{el}	€/kW _{el}	5.545	4.330	3.540	3.180	2.720
Holzgas-BHKW	1,9 MW _{el}	€/kW _{el}	3.120	2.435	1.990	1.785	1.525
Holzgas-GuD							
at. Wirbelschicht	8 MW _{el}	€/kW _{el}	2.245	1.740	1.415	1.265	1.075
Druckvergaser	7,2 MW _{el}	€/kW _{el}	4.865	3.660	2.885	2.520	2.060

Angesichts der Vielfalt der Nutzungstechnologien, der unterschiedlichen Brennstoffkosten, der großen Bandbreite der Wärmegutschrift und der teilweise konkurrierenden Nutzung von Biobrennstoffen ist die Ableitung einer aussagekräftigen Angebotskurve, wie sie für die anderen Technologien erstellt wurde, für die Biomasse nicht möglich. Um trotzdem ein Gefühl für das wirtschaftliche Entwicklungspotenzial der verschiedenen Technologien zu vermitteln, ist in Abbildung 2.5 die Entwicklung der Stromerzeugungskosten für verschiedene Technologien und Brennstoffe bei vorgegebenen Brennstoffkosten und Wärmevergütung dargestellt.

Eine der wirtschaftlich günstigen Optionen ist der Einsatz von Altholz in Dampfturbinen-Heizkraftwerken, der bereits heute Stand der Technik ist. Die in Abbildung 2.5 gezeigte Minderung der Stromerzeugungskosten ist in diesem Fall aber vor allem auf den unterstellten

Anstieg der Wärmevergütung zurückzuführen, da das Kostenminderungspotenzial bei der etablierten Technik klein ist. Kostengünstig ist auch die Nutzung von Biogas in einem BHKW, wenn die Wärme entsprechend vergütet werden kann. Die Vergasung fester Biobrennstoffe ist heute noch relativ kostspielig, allerdings werden bei der Vergasung noch Möglichkeiten für eine deutliche Kostenreduktion gesehen. Langfristig können daher mit der Nutzung von Holzgas in einem BHKW oder in einem GuD-Kraftwerk sehr günstige Stromerzeugungskosten erreicht werden.



	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten in ct/kWh (Mischpreis)	0,8	1,2	1,7	1,75	1,8	1,9
Wärmegutschrift in ct/kWh	2,3	2,9	3,7	4,1	4,5	5,0

Abbildung 2.5: Entwicklung der Stromerzeugungskosten für verschiedene Biomasse-Technologien bei vorgegebenen Brennstoffkosten und Wärmevergütung

2.6 Geothermische Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung

2.6.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Weltweit werden in Geothermie-Kraftwerken mit einer installierten Leistung von 8.000MW_{el} jährlich knapp 50 TWh Strom erzeugt. In Deutschland wurde die Erdwärme bis vor kurzem ausschließlich zur Wärmeerzeugung genutzt. Im November 2003 konnte das erste deutsche Erdwärme-Heizkraftwerk in Neustadt-Glewe in Betrieb genommen werden. Das mit einer Organic Rankine Cycle (ORC) Turbine ausgerüstete Kraftwerk hat eine Leistung von 210 kW_{el}. Zur Stromerzeugung wird 97 °C warmes Thermalwasser aus einer Tiefe von 2.200 Metern genutzt. Zurzeit werden weitere Pilotprojekte mit einer Leistung von bis zu 5,4 MW_{el} vorbereitet.

Zur geothermischen Stromerzeugung kann entweder die Wärme aus hydrothermalen Quellen oder aus heißen, trockenen Gesteinsschichten (Hot Dry Rock, HDR) genutzt werden. Die

wesentlichen Elemente, die zur Integration in ein System zur geothermischen Strom- bzw. Strom- und Wärmebereitstellung erforderlich sind, sind durch einen sehr unterschiedlichen Entwicklungsstand gekennzeichnet (siehe [Paschen et al. 2003]).

Die Technik geothermischer Tiefbohrungen orientiert sich an den technischen Standards der Erdöl- und Erdgasindustrie und ist technologisch weitgehend ausgereift. Wegen der vergleichsweise geringen Anzahl geothermischer Bohrungen sind speziell auf die Geothermie zugeschnittene Entwicklungen der Bohrtechnik in näherer Zukunft eher unwahrscheinlich [Paschen et al. 2003]. Wegen der enorm hohen Kosten der Tiefbohrungen ist es für die zukünftige Entwicklung der Geothermie von besonderer Bedeutung, dass das Fündigkeitsrisiko einer Bohrung minimiert werden kann.

Ein für die geothermische Stromerzeugung entscheidender Parameter ist neben der ausreichenden Temperatur (mind. 100 °C) des geförderten Heißwassers die Fließrate (mind. 50 m³/h), die von der hydraulischen Durchlässigkeit des Gesteins bestimmt wird. Um diese zu verbessern, werden verschiedene Stimulationstechniken angewendet. Eine besondere Bedeutung hat die Stimulation, insbesondere das Hydraulic-Fracturing, für die Erdwärmegewinnung aus Kristallingestein (Hot Dry Rock). Im Gegensatz zur Stimulation klüftig poröser Speicher kann man bei der Stimulation von kristallinem Gestein nur eingeschränkt auf Erfahrungen aus der Erdölindustrie zurückgreifen. In laufenden Pilotprojekten (Bad Urach, Groß Schönebeck) werden zurzeit Erfahrungen mit unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten gesammelt.

Zur Stromerzeugung aus der Wärmequelle mit einer Betriebstemperatur von unter 200 °C werden Wärme-Kraftmaschinen mit organischem Arbeitsmittel (Organic Rankine Cycle, ORC) verwendet. Der Generator-Wirkungsgrad von ORC-Anlagen liegt bei Wassertemperaturen zwischen 100 und 200 °C bei ca. 8 bis 13 %. Das Thermalwasser wird bei der Stromerzeugung auf ein Temperaturniveau von ca. 70 °C abgekühlt und kann somit noch zur Nah- oder Prozesswärmeversorgung genutzt werden. Der elektrische Eigenbedarf der Anlage, vor allem für die Pumpleistung und Reinjektion des Thermalwassers, kann je nach Fließwiderstand bis zu 50 % der erzeugten elektrischen Energie betragen.

Obwohl die ORC-Technik weltweit verbreitet eingesetzt wird, gibt es noch erhebliches Optimierungspotenzial. Insbesondere kann durch eine bessere Anpassung des Arbeitsmittels an die jeweilige Thermalwassertemperatur der Wirkungsgrad erhöht werden. Eine viel versprechende Weiterentwicklung ist der Kalina-Prozess, in dem ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser als Arbeitsmittel eingesetzt wird. Insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen unter 140 °C sollen im Vergleich zum ORC-Prozess deutlich höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Erste Pilotanlagen wurden in den letzten zwei Jahren in Betrieb genommen, so dass die Kalina-Technologie noch am Anfang ihrer Entwicklung steht.

2.6.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Zur Abschätzung der Stromgestehungskosten wird von einer Hot Dry Rock Anlage mit den in Tabelle 2.15 gezeigten Kenngrößen ausgegangen [Rogge u. Kaltschmitt 2002]. Die elektrische Energie zum Betrieb der Förderpumpe wird von der ORC-Anlage bereitgestellt, dadurch sinkt der elektrische Wirkungsgrad der Anlage von 11 % auf netto 8,5 %.

Wegen des Pilotcharakters der heute in Planung befindlichen Anlagen sind die Unsicherheiten der Kostenabschätzung besonders groß. Bei spezifischen Bohrlochkosten von 1.150 €/m [Rogge u. Kaltschmitt 2002] entfallen rund 80 % der Investitionskosten auf die Tiefbohrungen, Stimulation und Pumpen. Geht man von einer ausschließlichen Stromerzeugung aus, so liegen die Stromgestehungskosten für den in Tabelle 2.15 dargestellten Referenzfall bei 20 ct/kWh. Wird zusätzlich Wärme bereitgestellt, so erhöhen sich zwar die Gesamtinvestitionen, durch die Wärmegutschrift können aber die Stromgestehungskosten auf 18,6 ct/kWh reduziert werden. Kann die geothermische Anlage in ein bereits bestehendes Nahwärmenetz integriert werden, so liegen die Investitionskosten deutlich niedriger. Die absetzbare Wär-

memenge hängt von den lokalen Gegebenheiten ab und hat einen erheblichen Einfluss auf die erzielbare Wärmegutschrift.

Die Kosten der geothermischen Stromerzeugung hängen von Parametern wie der Temperatur des Thermalfluids, dem Thermalfördevolumen oder der notwendigen Tiefe der Bohrungen ab, so dass die Kosten letztendlich von standortspezifischen Rahmenbedingungen bestimmt werden. Da die geothermische Stromerzeugung noch ziemlich am Anfang ihrer Entwicklung steht, wird erwartet, dass in Zukunft noch erhebliche Kostenreduktionspotenziale zum Beispiel durch effizientere Bohr- und Simulationsverfahren oder durch die Verbesserung der Wirkungsgrade der Stromerzeugungsanlagen erschlossen werden können. Eine deutliche Kostendegression wird auch durch den Bau größerer Anlagen erwartet [Hirschl et al. 2002], wodurch allerdings die Möglichkeiten der Wärmenutzung erschwert werden können.

2.6.3 Technische Potenziale der geothermischen Stromerzeugung

Nach einer Abschätzung von Jung et al. [Jung et al. 2002] liegt das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung bei etwa 300.000 TWh. Davon entfallen 95 % auf kristalline Gesteine, 4 % auf Störungszonen und etwa 1 % auf Heißwasser-Aquifere. Die Abhängigkeit einer wirtschaftlich erfolgreichen Erschließung von den natürlichen Randbedingungen ist bei kristallinen Gesteinen (Hot Dry Rock Konzept) am niedrigsten und bei der Erschließung von Heißwasser-Aquiferen am größten.

Um eine nachhaltige Nutzung der Ressource Erdwärme zu gewährleisten, sollte das technische Potenzial wegen des geringen natürlichen Wärmestroms nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums sukzessive erschlossen werden. Bei einem Erschließungszeitraum von 1.000 Jahren ergibt sich aus dem Gesamtpotenzial von 300.000 TWh ein jährliches technisches Angebotspotenzial von 300 TWh/a [Paschen et al. 2003]. Unter Berücksichtigung von Einschränkungen auf der Nachfrageseite reduziert sich das Angebotspotenzial einer geothermischen Stromerzeugung ohne KWK auf ca. 290 TWh/a, dabei wird unterstellt, dass der gesamte Grundlastanteil der deutschen Stromerzeugung durch Geothermie bereitgestellt wird (siehe auch [Kaltschmitt et al. 2003]).

Wird dagegen die aus ökologischer und ökonomischer Sicht wünschenswerte Kraft-Wärme-Kopplung unterstellt, so wird das Stromerzeugungspotenzial durch die im Energiesystem nutzbare Wärmemenge beschränkt. Geht man davon aus, dass die gesamte Niedertemperaturwärme, die durch Wärmenetze bereitgestellt werden könnte, alleine durch geothermische KWK-Anlagen erzeugt, so ergibt sich ein entsprechendes Potenzial für die geothermische KWK-Stromerzeugung von ca. 66 TWh/a. Voraussetzung für die Erschließung dieses Potenzials ist allerdings ein erheblicher Ausbau der Wärmeverteilnetze.

Wegen der großen Unsicherheiten bei der Abschätzung der zukünftigen Kosten der geothermischen Stromerzeugung ist die in Abbildung 2.6 gezeigte Angebotskurve durch eine große Bandbreite der Stromgestehungskosten gekennzeichnet.

Tabelle 2.15: Referenzsysteme geothermischer Stromerzeugung (Zinssatz 6 %, Abschreibungsdauer Bohrlochkosten und Stimulation 30 Jahre, sonst 20 Jahre) [Rogge u. Kaltschmitt 2002], [Kaltschmitt et al. 2003], [Paschen et al. 2003]

		reine Stromerzeugung	KWK
technische Daten			
Elektr. Leistung	MW _{el}	1	1
Therm. Leistung (geothermisch)	MW _{th}		2,8
Therm. Leistung (Spitzenkessel)	MW _{th}		6
Fördertemperatur	°C	150	150
Anzahl der Bohrungen		2	2
Bohrtiefe	m	4.500	4.500
Förderrate	m ³ /h	100	100
Elektr. Anlagenwirkungsgrad, netto (Strom für Förderpumpen wird durch ORC-Anlage bereitgestellt)	%	8,5	8,5
Volllaststunden	h/a	7.500	7.500
Stromerzeugung	MWh _{el} /a	5.820	5.820
Absetzbare Wärmemenge			
Geothermisch	MW _{th} /a		13.530
Spitzenkessel	MW _{th} /a		720
Kosten			
<i>Investitionskosten</i>			
Bohrlochkosten	Mio. €	10,4	10,4
Stimulation	Mio. €	0,55	0,55
Tauchpumpe u. Verrohrung	Mio. €	0,28	0,28
ORC-Anlage, inkl. Gebäude	Mio. €	1,7	1,7
Spitzenkessel	Mio. €		0,43
Nahwärmenetz	Mio. €		3,6
Planungskosten	Mio. €	0,5	0,5
Summe Investitionskosten	Mio. €	13,3	17,3
<i>Betriebskosten</i>			
Instandhaltung und Wartung	Mio. €/a	0,17	0,33
Brennstoffkosten	Mio. €/a		0,02
Summe Betriebskosten	Mio. €/a	0,17	0,35
Vergütung Wärme	ct/kWh _{th}		4,6
Gutschrift Wärme	Mio. €/a		0,62
Stromgestehungskosten	ct/kWh_{el}	20,2	18,6

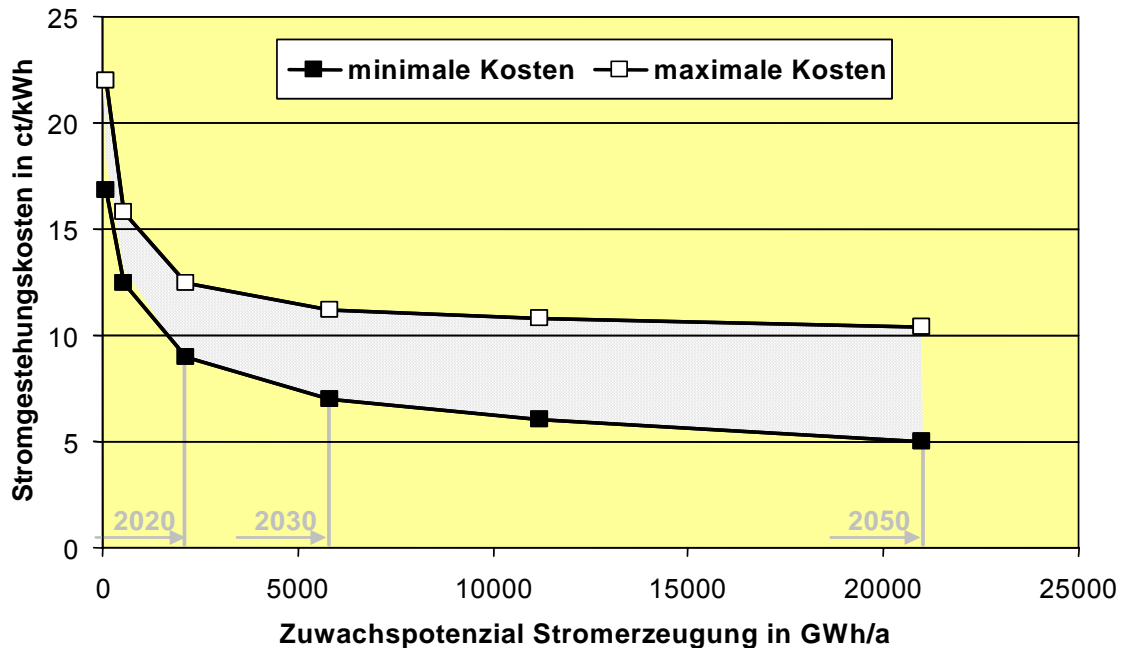


Abbildung 2.6: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der geothermischen Stromerzeugung

2.7 Geothermische Wärmeerzeugung

2.7.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Die Nutzung von niedrigthermalen Tiefengewässern zwischen 40 °C und 100 °C ist vor allem im süddeutschen Molassebecken (Malmkarst), im Oberrheingraben und in Teilen der norddeutschen Tiefebene möglich. Die Systemtechnik der Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommens ist stark von den lokalen Gegebenheiten sowohl der Angebots- als auch der Nachfrageseite abhängig. Das Thermalwasser wird gewöhnlich aus 1.000 bis 2.500 m Tiefe über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert. In der geothermischen Heizzentrale wird mit Hilfe eines Direktwärmeüberträgers das Wasser des Heizkreislafs erwärmt. Falls aufgrund der Lagerstättenparameter bzw. der Verbraucheranforderungen notwendig, wird die Temperatur mit Hilfe von Wärmepumpen auf das geforderte Niveau angehoben. Zur Spitzenlastabdeckung ist meist ein fossil gefeuerter Spitzenkessel in die geothermische Heizzentrale integriert.

Gegenwärtig werden in Deutschland 30 größere Anlagen mit Leistungen zwischen 100 kW und 20 MW betrieben, die installierte Leistung beträgt insgesamt ca. 85 MW_{th}. Die beiden größten Anlagen, die in den Jahren 2000 bzw. 2001 in Betrieb genommen wurden, befinden sich im bayerischen Erding (9 MW geothermische Leistung, 18 MW Gesamtleistung inkl. Spitzenkessel) und Simbach am Inn (6-7 MW geothermische Leistung, 20 MW Gesamtleistung inkl. Spitzenkessel).

Bei der Erdwärmennutzung mit tiefen Erdwärmesonden wird in die Tiefbohrung eine Sonde eingebracht, in der Wasser im geschlossenen Kreislauf zirkulieren und sich in der Tiefe aufheizen kann. Das Verfahren funktioniert wie bei der Oberflächengeothermie mit einem im Boden liegenden Wärmetauscher und einer Wärmepumpe, der Unterschied liegt lediglich in der Tiefe der Bohrung. Eine tiefe Erdwärmesonde mit einer Leistung von 400 kW_{th} und einer Tiefe von 2.800 m wird in Prenzlau betrieben. Die hohen Kosten tiefer Erdwärmesonden sind

derzeit noch das Hauptproblem bei der Einführung dieser Technologie, zumal die Anlagen bei etwa gleichem Aufwand eine geringere Leistung als hydrothermale Bohrungen aufweisen.

Oberflächennahe Systeme mit Erdwärmepumpe werden hier nicht näher betrachtet. Die Wärmeerzeugung in geothermischen KWK-Anlagen wurde bereits im Kapitel 2.5 behandelt.

2.7.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die Investitionskosten einer hydrogeothermalen Heizzentrale liegen bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 2 und 20 MW im Bereich von 380 bis 2.400 €/kW_{th}. Bei einer Auslastung von etwa 2.000 h/a liegen je nach Temperaturniveau und Ergiebigkeit der Quelle die Wärmegestehungskosten bei 5-13 ct/kWh. Bei industriellen Abnehmern mit hoher Auslastung (über 5.000 h/a) können die Wärmegestehungskosten auf 1 ct/kWh sinken.

Die direkte Nutzung der Erdwärme aus hydrothermalen Quellen ist technisch weitgehend entwickelt und bietet nur noch geringe Potenziale zur Kostensenkung. Da die Prospektionskosten erheblichen Anteil an den Projektkosten haben können, werden durch verbesserte Verfahren zur Ressourcenevaluierung und -simulation gewisse Möglichkeiten zur Kostensenkung erwartet.

Tabelle 2.16: Hydrothermale Referenzanlagen für unterschiedliche Lagerstättentemperaturen und Bohrtiefen (Zinssatz 6 %, Abschreibungsdauer 20 Jahre) [Staiß 2003]

thermische Leistung	MW _{th}	2	5	10	20
Lagerstättentiefe	m	1.000	1.000	2.000	3.400
Temperatur	°C	38	38	80	120
Volllaststunden	h/a	2.000	2.000	2.000	2.000
spez. Investitionen	€/kW _{th}	2.350	1.020	610	380
Betriebskosten	% der Inv./a	4,0	4,0	4,0	4,0
<i>Volllastbenutzungsstunden: 2000 h/a</i>					
Wärmegestehungskosten ohne Wärmeverteilung	ct/kWh _{th}	15,0	6,5	3,9	2,4
<i>Volllastbenutzungsstunden: 6000 h/a</i>					
Wärmegestehungskosten ohne Wärmeverteilung	ct/kWh _{th}	5,6	2,2	1,8	0,9

2.7.3 Technische Potenziale der hydrothermalen Wärmeerzeugung

Das technische Potenzial zur Erzeugung hydrothermalen Erdwärme wird von Kayser [Kayser 1999] auf 514 EJ geschätzt. Unter Berücksichtigung von Nachfragerestriktionen liegt das nutzbare Potenzial bei 1.175 PJ/a bzw. 330 TWh/a. Für diese Anwendungen werden vor allem hydrogeothermale Ressourcen im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken genutzt werden. Die Wärmegestehungskosten werden stark von den Charakteristika der Wärmenachfrage beeinflusst (Jahresbedarf, Temperaturniveau, Auslastung), daher zeigt auch die in Abbildung 2.1 dargestellte Angebotskurve eine so große Bandbreite der Wärmegestehungskosten auf.

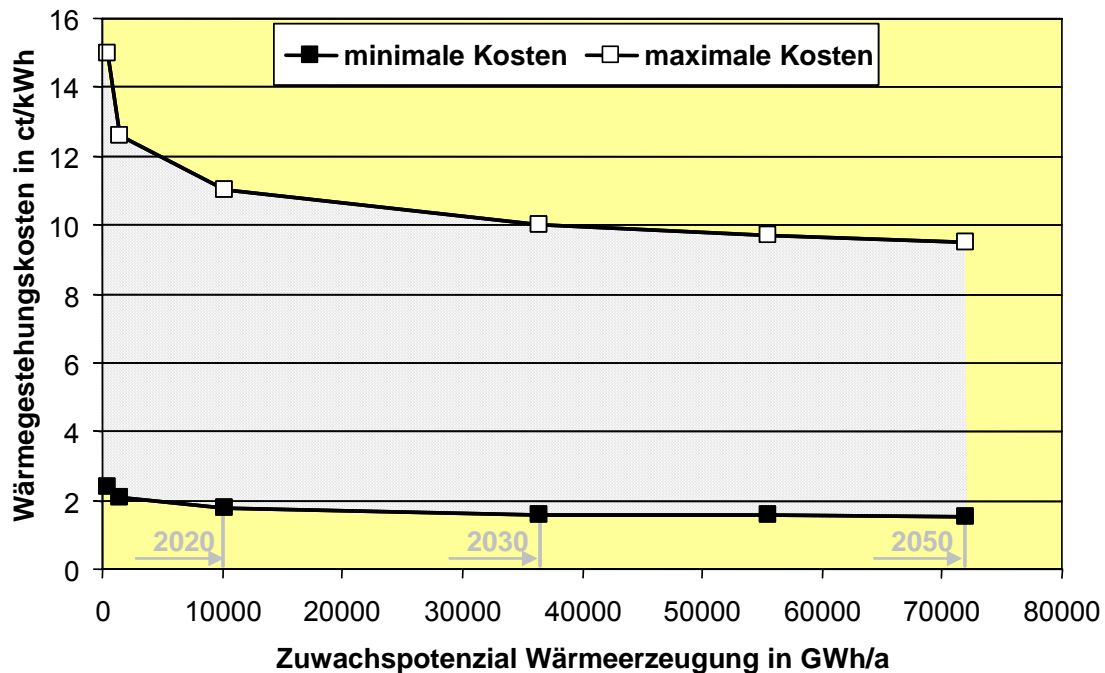


Abbildung 2.7: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der hydrothermalen Erdwärmee-nutzung

2.8 Solarthermische Kollektorsysteme

2.8.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Bis Ende 2003 wurden in Deutschland insgesamt etwa 5,5 Mio. m² an verglaster Kollektorfläche installiert, durch welche rund 9 PJ fossiler Brennstoffe ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 250 Mio. l entspricht. Im laufenden Jahr 2003 wird mit einem Zubau von wenigstens 750.000 m² gerechnet und auch für das kommende Jahr kann aufgrund der derzeit bereits eingegangenen Förderanträge mit hohen Zuwachsraten gerechnet werden.

Bei der heutigen Nutzung von Sonnenenergie steht die Erwärmung von Brauchwasser im Vordergrund. Etwa 80 % der Solaranlagen werden ausschließlich für die Erwärmung von Brauchwasser eingesetzt, die übrigen 20 % decken auch Teile des Raumwärmebedarfs ab. Der Anteil der größeren, heizungsunterstützenden Anlagen hat in den letzten Jahren zugenommen, sodass die mittlere Größe der Anlagen von ca. 6 m² auf etwa 10 m² angestiegen ist. Die Anlagen befinden sich nahezu ausschließlich auf Ein- oder Zweifamilienhäusern, obwohl größere Anlagen auf Mehrfamilienhäusern zu günstigeren Wärmekosten führen können. Innerhalb Deutschlands sind die Solaranlagen sehr ungleichmäßig verteilt. Über die Hälfte der Anträge im Marktanreizprogramm (welches heute das mit Abstand wichtigste Förderinstrument für Kollektoren ist) kommen aus den südlichen Ländern Bayern und Baden-Württemberg, obwohl auf diese Länder nur ein Anteil von 28% der Bevölkerung entfällt. Trotz der geringfügig höheren Solarstrahlung im Süden Deutschlands fällt diese Diskrepanz unerwartet groß aus.

Kleine Solaranlagen für Brauchwassererwärmung oder Heizungsunterstützung in Ein- oder Zweifamilienhäusern sind heute technisch ausgereift. Die Forschungsergebnisse des letzten Jahrzehnts zu Verglasungen mit hoher Transmissivität (Antireflexgläser) und selektiven Beschichtungen mit hoher Absorptionsfähigkeit für Sonnenlicht und geringer Abstrahlung von

Wärme, welche auch im Praxisbetrieb dauerhaft stabil bleiben, haben in die Fertigungsprozesse Einzug gehalten.

Technische Verbesserungen sind noch möglich bei der Entwicklung bedienungsfreundlicher Pump- und Regelgruppen, welche irrtümliche Verschaltungen verhindern und Fehlfunktionen der Anlage automatisch anzeigen. Auch bei der Montage der übrigen Anlagenteile sind noch weitere Erleichterungen für den Monteur möglich. Ein wichtiger Fortschritt beim Marketing kann sich aus einer Verbesserung der freien architektonischen Gestaltungsmöglichkeiten bei der Integration der Solaranlagen in die Gebäudehülle ergeben.

Größere Anlagen können solare Wärme zu einem geringeren Preis bereitstellen. Dennoch haben diese erst einen sehr geringen Marktanteil. Dementsprechend wurden die spezifischen Entwicklungspotenziale von Großanlagen bisher nur zum Teil ausgeschöpft. Es wurden bereits großflächige sog. „Solar Roof-Kollektoren“ entwickelt, welche, als Einheit mit den Dachsparren geliefert, sehr rasch montiert werden können und die sonst notwendige Dachindeckung ersetzen. Deren Aufbau kann aber noch vereinfacht werden, falls es gelingt, das Problem des Kondenswassers auch ohne Hinterlüftung des Kollektors zuverlässig zu lösen.

Verbesserungspotenzial gibt es auch noch bei der Entwicklung großer saisonaler Speicher, welche Wärme vom Sommer bis in den Winter speichern können. Hier gibt es eine Reihe verschiedenerer Entwicklungskonzepte, von welchen heute noch nicht absehbar ist, welches sich auf Dauer durchsetzen wird. Entscheidend wird eine Minimierung der Kosten für die Speicherung von Wärme sein. Einerseits sind diese heute noch zu hoch, um eine selbsttragende Markteinführung zu erreichen, andererseits sind die solaren Wärmekosten einer großen Solaranlage mit saisonaler Speicherung auch heute schon nicht höher als bei den weit verbreiteten kleinen solaren Warmwasseranlagen. Bei der Vermarktung von Großanlagen wirkt sich nachteilig aus, dass diese strengen betriebswirtschaftlichen Kriterien genügen müssen und gleichzeitig der bei Kleinanlagen häufig kaufentscheidende Bonus für Umweltnutzen und Besitzerstolz weitgehend entfällt.

Ein weiteres Hemmnis bei der Einführung von Großanlagen ist die Notwendigkeit, den Speicher so groß zu bauen, dass eine größere Anzahl von Verbrauchern über ein Nahwärmenetz angeschlossen werden muss. Letztere sind aber im Unterschied zu Dänemark in Deutschland bisher kaum vorhanden. Andererseits gibt es einen entscheidenden langfristigen Vorteil für solare Nahwärmesysteme mit saisonaler Speicherung: Es können große Teile des gesamten Wärmemarktes Deutschlands mit erneuerbarer Energie versorgt werden. Dies ist im gleichen Umfang selbst mit einer Kombination aus solaren Kleinanlagen und der Ausschöpfung des derzeit noch reichlich vorhandenen Biomassepotenzials nicht möglich.

2.8.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Die mittleren Investitionskosten für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung oder Heizungsunterstützung in Ein- oder Zweifamilienhäusern liegen heute bei 813 €/m² (ohne MWSt.) bei einer mittleren Anlagengröße von 9 m² [Stryi-Hipp 2003]. Komplett installierte Warmwasseranlagen für Einfamilienhäuser kosten nach Untersuchungen der Stiftung Warentest heute etwa 5.200 € (o. MWSt.).

Innerhalb von 18 Jahren konnten die Kosten für kleine Warmwasseranlagen halbiert werden. Wird ein eher vorsichtiger Lernfaktor von 0,9 und eine entsprechende Entwicklung des Marktes unterstellt (siehe Kapitel 2.1), so erscheint langfristig (2050) nochmals eine Halbierung der heutigen Kosten möglich.

Bei Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung liegt der Anteil des Speichers an den Gesamtkosten heute noch bei über 50%. Wird auch für den Speicher ein Lernfaktor von 0,9 angenommen, so gehen bis 2050 die Speicherkosten bis auf ein Viertel des heutigen Wertes zurück. Diese starke Kostendegression resultiert aus der heute noch sehr geringen Anzahl saisonaler Speicher sowie einem zukünftig verstärkten Zubau von Solarsystemen mit Lang-

zeitspeichern. Die Kosten des Gesamtsystems, welches sich aus saisonalem Speicher und Kollektorfeld zusammensetzt, sinken auf 35% des heutigen Ausgangswertes.

In Zukunft werden sich nicht nur die Kosten einzelner Anlagen ändern, sondern es sind auch Änderungen am Anlagenmix zu erwarten:

- *Die solaren Deckungsanteile nehmen zu.* Heute wird die Solarenergie meist nur zur Erwärmung von Brauchwasser genutzt. Zukünftig wird der Anteil der Anlagen, welche auch Raumwärme bereitstellen, zunehmen. Die Anlagen werden dadurch größer und bezogen auf ihre Kollektorfläche spezifisch auch billiger. Allerdings nimmt dabei der spezifische solare Wärmeertrag deutlich ab, da diese Anlagen in den Sommermonaten Wärmeüberschüsse produzieren, welche nicht genutzt werden können.
- *Die Anlagen werden größer.* Heute werden Solaranlagen fast nur auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert. Zukünftig wird sich der Markt auch auf Mehrfamilienhäuser und die i.a. größeren Nichtwohngebäude ausdehnen. Hierdurch ergeben sich für die Anlagen günstigere spezifische Kosten.
- *Langfristig kommt es zum Aufbau Solarer Nahwärmesysteme mit saisonaler Speicherung.* Diese Anlagen werden solare Wärme zwar nur geringfügig billiger als die kleinen Individualanlagen zur Heizungsunterstützung anbieten können, aber der solare Deckungsanteil kann von 25% auf bis zu 80% angehoben werden. Nur so lassen sich wirklich große Anteile am zukünftigen Wärmebedarf solar decken.

Bei der Auswahl der in Tabelle 2.17 aufgeführten Referenzanlagen wurde diese Entwicklung berücksichtigt. Die Anlagen sind in drei Gruppen aufgeteilt.

1. *Solare Brauchwasseranlagen.* Sie decken 60% des jeweiligen Warmwasserbedarfs (gemessen am gesamten Wärmebedarf sind dies bei einem Altbau ca. 6% und bei einem Neubau nach EnEV ca. 15%). Im Jahr 2050 werden keine kleinen Warmwasseranlagen zur Versorgung einzelner Gebäude mehr ausgewiesen, da dann diese Solaranlagen meist auch für die Heizungsunterstützung ausgelegt sein werden. Möglich ist aber noch die sommerliche Warmwassererzeugung in Nahwärmenetzen, welche in der Heizperiode ihre Wärme aus Biomasseheizkesseln oder KWK-Anlagen beziehen. Diese großen Solaranlagen sind besonders kostengünstig und weisen sehr hohe Erträge auf.
2. *Solare Heizungsunterstützung.* Es wird ein solarer Deckungsanteil von 25% am Raumwärme- und Warmwasserbedarf angesetzt, welcher sich bei Gebäuden, die nach der EnEV wärme gedämmt sind, mit vertretbarem Aufwand erreichen lässt. Die im Jahr 2050 abnehmende Anlagengröße reflektiert den abnehmenden Wärmebedarf aufgrund verbesserter Wärmedämmung.
3. *Solare Nahwärme mit saisonaler Speicherung.* Es werden ein hoher solarer Deckungsanteil und entsprechend geringe solare Erträge angesetzt. Bis 2020 werden Solare Nahwärmesysteme bevorzugt in Neubaugebieten, danach auch im Bestand verwirklicht. Dann kommt als Aufstellort für die Kollektoren neben den Altbaudächern auch die kostengünstigere Variante einer Aufstellung am Erdboden in Frage.

Die in der Tabelle angegebenen Werte für den Solarertrag beziehen sich auf mittlere deutsche Verhältnisse (Einstrahlung auf horizontale Fläche: 1.020 kWh/m²,a) und auf die Wärmemenge, welche in das interne Verteilnetz der Gebäude eingespeist wird. Speicherverlust und ggf. 15 % Verlust im Nahwärmenetz zwischen dem saisonalen Speicher und den angeschlossenen Gebäuden sind also bereits vom Ertrag abgezogen. Die angegebenen Kosten beinhalten die gesamte Solaranlage einschließlich Speicher und Montage. Nicht enthalten sind bei größeren Anlagen die Kosten für die Planung (bei den vom Handwerker erstellten Kleinanlagen ist diese implizit enthalten) sowie ggf. für das Nahwärmenetz. Gutschriften für entfallende Teile der konventionellen Heizungsanlage (z. B. der ohnehin erforderliche Brauchwasserspeicher) werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 2.17: Referenzanlagen für solare Kollektorsysteme (Abschreibungsdauer 15 Jahre; Zinssatz 6 %; Wartung 2 %, ab 2020 1 % der Investitionskosten, Stromkosten 0,5 ct je solar erzeugter kWh_{th})

	Jahr	2000	2020	2050
1. Warmwasseranlagen				
Solarer Ertrag	kWh/m ² ,a	307	349	425
Spez. Investitionskosten	€/m ²	930	520	190
Mittl. Anlagengröße	m ²	6	15	2700
Solare Wärmekosten	ct/kWh	32,5	14,5	4,3
2. Anlagen mit solarer Heizungsunterstützung				
Solarer Ertrag	kWh/m ² ,a	177	254	279
Spez. Investitionskosten	€/m ²	620	320	275
Mittl. Anlagengröße	m ²	18	60	50
Solare Wärmekosten	ct/kWh	37,5	12,2	9,6
3. Solare Nahwärme mit saisonaler Speicherung				
Solarer Ertrag	kWh/m ² ,a	170	247	272
Spez. Investitionskosten	€/m ²	500	280	200
Mittl. Anlagengröße	m ²	8.000	8.000	25.000
Solare Wärmekosten	ct/kWh	31,5	11,0	7,1

2.8.3 Technische Potenziale der solarthermischen Wärmeversorgung

Für die solarthermische Wärmeerzeugung werden geeignete Stellflächen für Kollektoren benötigt. Hierfür kommen in erster Linie Dächer sowie die Mehrfachnutzung geeigneter Siedlungsflächen wie beispielsweise Lärmschutzwälle oder Parkplatzüberdachungen in Frage. Nach Tabelle 2.8 steht nach Abzug des von Fotovoltaikanlagen genutzten Anteils eine Fläche von 970 Mio. m² zur Verfügung. Hierzu kommen noch geeignete Freiflächen, welche in den skandinavischen Ländern bereits an mehreren Orten zur kostengünstigen Installation großer Kollektorfelder genutzt werden. Diese mit der Landwirtschaft konkurrierende Installationsart wird in der vorliegenden Untersuchung nicht weiter berücksichtigt.

Aus der Zusammenschau von zunehmenden Kollektorflächen, Kostendegressionen aufgrund von Lernfaktoren und Änderungen im Anlagenmix ergibt sich die in Abbildung 2.8 dargestellte Angebotskurve. Von dem zwischen 2000 und 2050 installierten Zuwachs von 273 Mio. m² Kollektorfläche kann ein solarer Ertrag von 78 TWh/a erwartet werden. Innerhalb der nächsten 16 Jahre können die spezifischen Kosten für solare Wärme halbiert werden, bis 2050 sinken die heutigen mittleren Kosten von 29 ct/kWh um 73% auf im Mittel 7,8 ct/kWh.

Es sind verschiedene Ausbaupfade für die solarthermische Wärmenutzung möglich, die alle zum gleichen Zuwachspotenzial der solaren Wärmenutzung führen. Diese Ausbaupfade unterscheiden sich im Anteil der Solaranlagen, welche in Nahwärmenetze einspeisen bzw. welche nur einzelne Gebäude versorgen. In [Caspari 2003] wurden zwei Szenarien untersucht. Im sog. Individualszenario werden im Jahr 2050 noch 60% der Kollektorfläche der individuellen Wärmeversorgung dienen. Im zweiten Szenario, welches den Ausbau der Nahwärmenetze stärker betont, beträgt dieser Anteil nur noch 23%. Die Summe der Investitionskosten ist in dem Individualszenario um 15% höher. Diese Bandbreite der Kosten wurde auf den gesamten Verlauf der in Abbildung 2.8 dargestellte Kostenkurve übertragen.

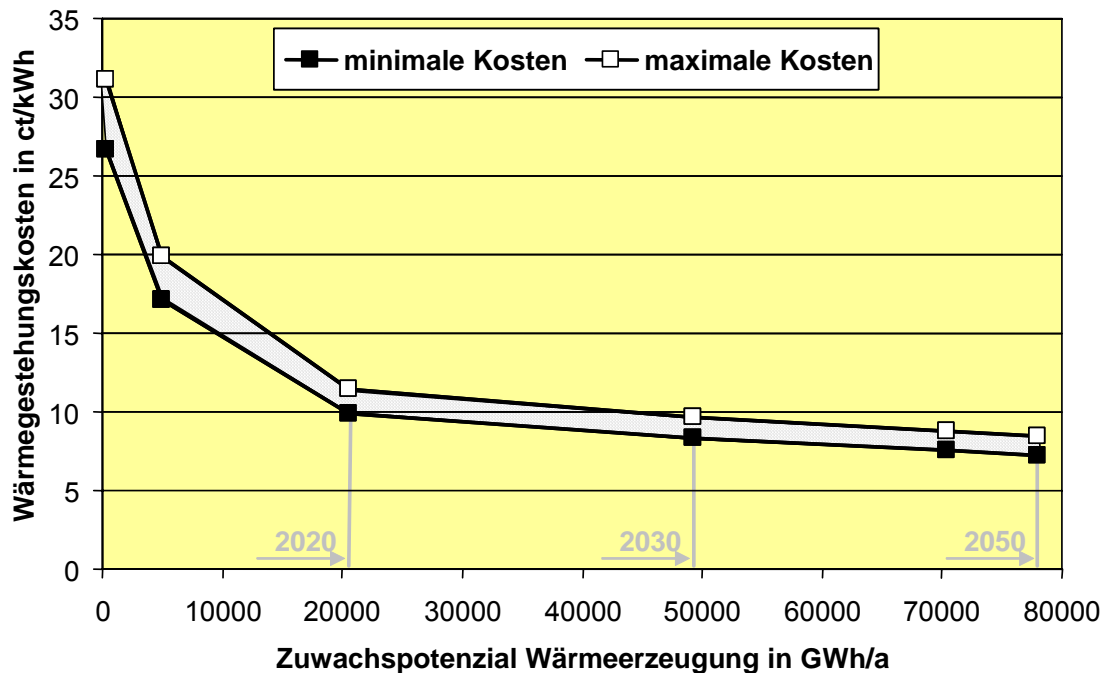


Abbildung 2.8: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial solarer Wärmenutzung

2.9 Solarthermische Kraftwerke und Stromimporte

2.9.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Solarturmkraftwerke, Parabolrinnenkraftwerke und Paraboloidkraftwerke gehören zu den konzentrierenden solarthermischen Kraftwerkskonzepten, bei denen Wärme aus konzentrierenden Sonnenkollektoren bei hohen Temperaturen an eine konventionelle Wärmekraftmaschine, z.B. an eine Dampfturbine, an eine Gasturbine oder an einen Stirling-Motor, abgegeben wird. Die Solarwärme kann tagsüber in thermischen Speichern (Beton, Keramik, Phasenwechselspeicher) gesammelt und nachts an das Kraftwerk abgegeben werden. Mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen kann außerdem zugefeuert werden, so dass eine ständige Verfügbarkeit der elektrischen Leistung gewährleistet ist [Becker et al. 2000, BINE 1998]. Auch Kraft-Wärme-Kopplung ist ein attraktives Einsatzgebiet; Anwendungen reichen von der Kombination mit Meerwasserentsalzungsanlagen bis hin zur Erzeugung von Fernkälte und industrieller Prozesswärme. Vom ökologischen und ökonomischen Standpunkt aus werden die besten Resultate in Ländern mit hoher direkter Einstrahlung erzielt, da nur direkte Strahlung optisch konzentriert werden kann.

Solarturmkonzept. Beim Solarturmkonzept wird Solarstrahlung durch ein großes Feld einzeln aufgestellter und der Sonne nachgeführter Spiegel (Heliostaten) auf der Spitze eines Turmes gebündelt. Beim konventionellen Solarturmkonzept wird dort ein Wärmeträger (Luft, Salz, Dampf) in einem der Strahlung ausgesetzten Rohrbündel oder einer porösen Matrix (volumetrischer Receiver) auf 600-800 °C erhitzt (Tabelle 2.18). Die solare Wärme wird anschließend über einen Dampferzeuger und eine Dampfturbine zur Stromerzeugung genutzt. Dabei können Spitzenwirkungsgrade von etwa 18-23 % erreicht werden. Bisher wurden mehrere Demonstrationsprojekte zur Solarturmtechnologie in den USA (Solar Two mit 10 MW_{el}), Spanien (Plataforma Solar de Almeria) und am israelischen Weizmann Institut durchgeführt. Geschlossene, volumetrische Receiver (REFOS-Konzept) erlauben es, Luft

unter Druck zu erhitzen. Damit wird es möglich, konzentrierte Sonnenenergie bei hohen Temperaturen auch in Gasturbinen und in hocheffiziente GuD-Kraftwerke einzuspeisen.

Tabelle 2.18: Übersicht der Technologien zur solarthermischen Elektrizitätserzeugung

	Solarturm	Solarturm (REFOS)	Parabolrinne	Parabolrinne	Paraboloid	Linear Fresnel
Leistung (solar) MW _{el}	5 - 200	5 - 200	5 - 200	5 - 200	0,01 - 0,1	5 - 400
Einsatz	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, GuD-Kraftwerk	Dampfturbine, ISCCS	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, Stirling Motor	Dampfturbine
Receiver/Absorber	Rohrbündel od. drucklose volumetrische Receiver	Volumetrische Receiver	Absorberrohr	Hochdruck-Absorberrohr	Rohrbündel od. Heat Pipe	Hochdruck-Absorberrohr
Wärmeträger	Luft, Salz, Dampf	Luft	Thermoöl	Dampf	Luft, Helium, Wasserstoff	Dampf
Spitzenwirkungsgrad %	18 - 23	ca. 30	18 - 21	20 - 23	20 - 29	18 - 20
mittl. Wirkungsgrad %	14 - 19	ca. 25	10 - 15	14 - 18	16 - 23	10 - 11
Betriebstemperatur °C	600 - 800	800 - 12000	300 - 400	400 - 500	900 - 1200	400 - 550
Betriebsdruck bar	< 5	15 - 20	< 5	100 - 120	< 15	100 - 120
Status	Demonstration	Demonstration	kommerziell	F&E	Demonstration	F&E

GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, DSG: Direct Steam Generation, REFOS: Solar Receiver für Fossile Gasturbinen und GuD-Anlagen, ISCCS: Integrated Solar and Combined Cycle System, Beschreibungen siehe Text. Die angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf die Umwandlung der eingestrahlten Energie in Wechselstrom am Netz.

Parabolrinnenkraftwerke. Parabolrinnenkraftwerke benutzen bis zu 100 m lange, trogförmige Spiegel zur Bündelung des Sonnenlichts auf ein Absorberrohr, in dem entweder ein Thermoöl oder Wasserdampf direkt den Transport der Wärme zur Dampfturbine übernimmt [Pilkington 1996]. Wegen des Temperaturniveaus von 300-500 °C kann die Sonnenenergie nur in Dampfturbinen eingespeist werden. Parabolrinnenkraftwerke mit 354 MW installierter elektrischer Leistung sind seit Mitte der achtziger Jahre in Kalifornien im kommerziellen Einsatz. Neun Anlagen dieses Typs mit Leistungen zwischen 14 und 80 MW wurden zwischen 1984 und 1991 errichtet. Die Anlagen liefern etwa 800 GWh/a Solarstrom zumeist bei Spitzenlast, wenn die zahlreichen Klimaanlage in Südkalifornien für erhöhte Last sorgen (etwa 3.000 Volllaststunden pro Jahr). Die Anlagen arbeiten im Jahresdurchschnitt mit einem Anteil von 75 % aus Sonnenenergie und 25 % Zufeuerung aus Erdgas mit einem solar-elektrischen Spitzenwirkungsgrad von 21%. Die größte sinnvolle Leistung pro Kraftwerksmodul wird auf etwa 200 MW_{el} geschätzt, da die Entfernungen zwischen der Turbine und den äußeren Kollektoren sonst zu groß werden. Größere Leistungen können durch den Bau mehrerer (standardisierter) Module erreicht werden.

Fresnelkonzentratoren. Lineare Fresnelkonzentratoren sind eine Annäherung des Parabolrinnenkonzepts durch flache, in Facetten aufgeteilte Spiegelflächen nach dem Fresnel Prinzip. Eine 2001 vorgestellte Neuentwicklung verspricht geringe Kosten durch einfache Bauweise und Betriebsführung. Das bis zu 1000 m lange Absorberrohr ist fest verankert, während die darunter liegenden Fresnelspiegel strangweise der Sonne nachgeführt werden. Ein Sekundärkonzentrator über dem Absorberrohr ist notwendig, um das Licht etwa hundertfach zu bündeln.

Paraboloidkraftwerke. Paraboloidkraftwerke sind dezentrale Einheiten mit 10 bis 100 kW_{el}, die wegen ihrer hohen Betriebstemperaturen von über 900 °C die bisher höchsten solar-elektrischen Wirkungsgrade erreicht haben [SBP 2000]. Als Wärmekraftmaschine werden Stirling Motoren (sog. Dish-Stirling Systeme) oder Gasturbinen (Dish-Brayton-Systeme) verwendet, die zusammen mit dem Absorber direkt im Brennpunkt des Parabolspiegels aufge-

hängt werden. Paraboloidsysteme sind technisch einsatzfähig, konnten sich bisher jedoch auf dem internationalen Markt nicht gegen fotovoltaische Anlagen durchsetzen.

Entwicklungspotenziale. Gute Chancen zur technischen Weiterentwicklung und Kostensenkung der Parabolrinnentechnologie bietet die Direktverdampfung. Eine Demonstrationsanlage ist seit 1999 auf der Plataforma Solar de Almeria in Betrieb. Neue Wege bei der Gestaltung der Struktur der Parabolrinnen versprechen Materialeinsparungen und weitere Kostenreduktionen. Bei der Solarturmtechnologie steht die Realisierung des REFOS Konzeptes im Vordergrund, da hier mit Gasturbinen und GuD-Kraftwerken ein völlig neues Marktsegment für die Solarthermie erschlossen werden kann. Auch werden die erwarteten hohen Wirkungsgrade beim Einsatz im GuD-Kraftwerk zur Reduktion der notwendigen Solarfeldgrößen und damit zu erheblichen Kostensenkungen beitragen [Buck et al. 2000]. Ein wichtiges technisches Entwicklungsziel ist die Realisierung großer thermischer Energiespeicher für solarthermische Kraftwerke, um die Betriebszeit solcher Anlagen über die Sonnenscheinstunden hinaus zu erhöhen. Die dadurch erreichbare bessere Auslastung des konventionellen Kraftwerksteils im Solarbetrieb wird die solaren Stromgestehungskosten deutlich absenken. Die Entwicklungspotenziale solarthermischer Kraftwerke liegen vor allem auch in der Nutzung der Skaleneffekte bei der in den nächsten Jahren anstehenden weltweiten Markteinführung. Das vorgeschlagene Synthesis Programm sieht bis 2010 eine weltweite Ausweitung der installierten Leistung von heute 354 auf 7.000 MW und damit verbundene Kostensenkungen der Sonnenkollektoren um etwa 50 % vor [Trieb et al. 98; Enermodal 99].

2.9.2 Kosten und Kostensenkungspotenziale

Tabelle 2.19 zeigt die Kosten solarthermischer Stromerzeugung beim heutigen Stand der Technik. Während die Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien noch Investitionskosten von 3.450 €/kW aufwiesen, kosten neue Anlagenkonzepte infolge der inzwischen umfangreichen Erfahrungen in Kalifornien etwa 20 % weniger. Skaleneffekte beim Bau größerer Einheiten von 100 MW lassen weitere Kostensenkungen und damit Investitionskosten von heute etwa 1.900-2.000 €/kW erwarten. Damit sind an guten Standorten rein solare Stromgestehungskosten von etwa 9 ct/kWh und im Hybridbetrieb mit 50 % Zufeuerung 6 ct/kWh erreichbar. Solarturmkraftwerke liegen infolge ihres geringeren Entwicklungsstandes bei etwas höheren Kosten. Dezentrale Dish-Stirling-Anlagen liegen bei einer angenommenen Produktionsrate von 100 Stck./a bei Kosten, die denen heutiger Fotovoltaikanlagen in sonnenreichen Ländern vergleichbar sind. Vorteilhaft wirkt sich hier die Möglichkeit des Hybridbetriebs aus [SBP 2000].

Tabelle 2.19: Investitions- und Betriebskosten solarthermischer Kraftwerke in einstrahlungsreichen Gebieten (Bestehende SEGS-Anlagen und heute errichtbare Anlagen; Zinssatz 6 %, Abschreibung 25 Jahre, Strahlung direkt normal 2.350 kWh/m²a, Betriebskosten 3% Inv./a; Wirkungsgrad fossil 35%; Wirkungsgrad ICCS 45%)

		SEGS II-VII	SEGS neu	Solarturm	ISCCS	Dish-Stirling
Leistung	MW	30	100	30	150	0,01
Spez. Investition	€/kW _{el}	3.450	1.900	2.700	1.700	6.350
Betrieb solar						
Volllaststunden	h/a	2 100	2 250	2 250	450	2 250
Stromkosten	ct/kWh	17,8	9,2	13,0	-	30,6
Betrieb hybrid						
Volllaststunden	h/a	2 800	4 500	4 500	6 750	4 500
Brennstoffbedarf	MWh/a	60 000	643 000	193 000	2 100 000	64
Solaranteil	%	75	50	50	50	50
Stromkosten	ct/kWh	14,1	6,0	7,9	7,9	16,7

Abbildung 2.9 zeigt die erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke an verschiedenen Standorten mit unterschiedlicher Einstrahlung, und für verschiedene Betriebsweisen [Trieb/Müller-Steinhagen 2004]. Voraussetzung für die Kostendegression ist eine zügige Markteinführung in den nächsten Jahren [SOKRATES 2003].

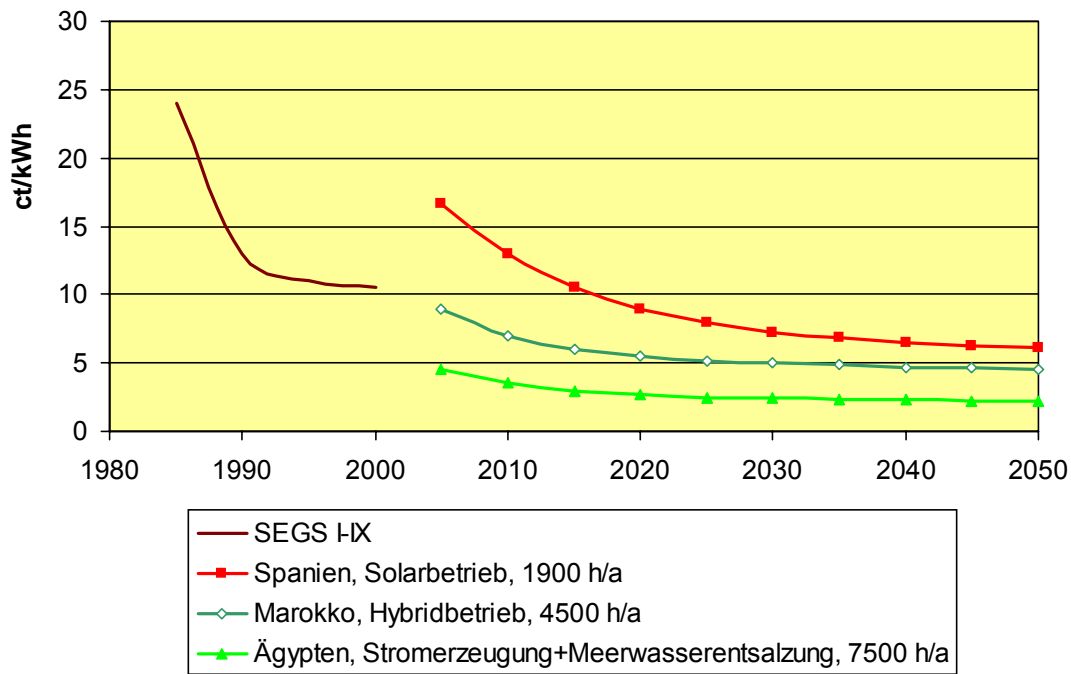


Abbildung 2.9: Erwartete Stromgestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke unter verschiedenen Randbedingungen

Die Investition für eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) mit 2.000 MW Leistung über eine Strecke von etwa 3.000 km liegt heute bei etwa 2,5 Mrd. €. Die Stromtransportkosten hängen wegen der Transportverluste von den Kosten des eingespeisten Stroms ab und zusätzlich von der Auslastung der Leitung. Mit REG-Strom von 4 ct/kWh kostet die Überbrückung von 3.000 km Entfernung je nach Auslastung zwischen 1,5 und 1,8 ct/kWh (Abb. 2.10). Für die Übertragung von Solarstrom aus dem Maghreb nach Mitteleuropa mit einer HGÜ wären Kosten von 1,5 bis 2 ct/kWh zu veranschlagen. Unter der Voraussetzung, dass sich die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke wie erwartet dynamisch entwickelt, wäre ab 2015 ein Kostenniveau von rund 10 ct/kWh für solaren Importstrom in Deutschland erreichbar. Langfristig kann das Kostenniveau auf 5,5 ct/kWh frei Grenze sinken.

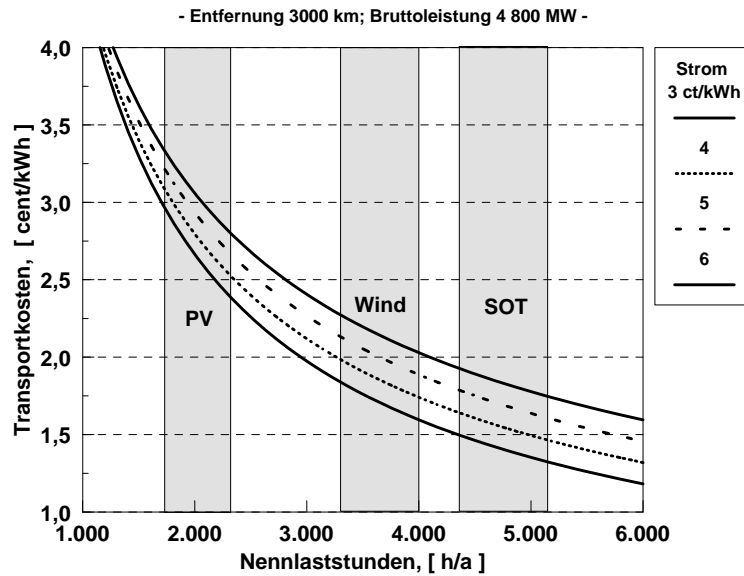


Abbildung 2.10: Stromtransportkosten einer Hochspannungsgleichstromübertragung mit 3.000 km Entfernung, einer Bruttoleistung von 4.800 MW und Transportverlusten von 12% als Funktion der Auslastung und der Stromkosten am Kraftwerksstandort (Ausgangsdaten nach [Dreier/Wagner 2001])

2.9.3 Technische Potenziale der solarthermischen Stromerzeugung

Solarthermische Kraftwerke können als konzentrierende Systeme nur das direkte Sonnenlicht nutzen und sind damit auf sonnenreiche Standorte angewiesen (aus europäischer Sicht insbesondere alle Mittelmeerränder). Insbesondere in Nordafrika befinden sich erhebliche technische Ausbaupotenziale für diese Technologie, die den lokalen Bedarf weit überschreiten. Die solaren Stromerträge solcher Kraftwerke (ohne Zufeuerung) liegen jährlich bei etwa 200-300 GWh_{el}/km² Landfläche, d. h. mit einer überbauten Fläche von rund 45 x 45 km² (dies entspricht 0,03 % der geeigneten Flächen in Nordafrika) könnte rechnerisch bereits der gesamte Strombedarf Deutschlands gedeckt werden. Die verfügbaren technischen Potenziale übersteigen den globalen Strombedarf bei weitem.

Der überregionale Transport regenerativen Stroms – wovon solarthermischer Strom nur ein Beispiel darstellt – dürfte Teil einer europäischen Strategie werden, wenn die EU-Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien ernsthaft umgesetzt werden sollen. Es ist dann nahe liegend, mittels des europäischen Verbundnetzes, das um weitere HGÜ-Transportrassen ergänzt werden müsste, besonders große und kostengünstige Potenziale erneuerbarer Energien für die Mitgliedsländer zu nutzen. Der Zertifikathandel für Treibhausgase wird diese Entwicklung begünstigen. Die Vorteile für Europa und für Nordafrika als Standortgebiet solarer Kraftwerke liegen auf der Hand: Die sehr großen und kostengünstigen Potenziale erneuerbarer Energien des Maghreb können für große Verbrauchszentren erschlossen werden und kämen den europäischen Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zugute. Auf der anderen Seite würde mit Solarstrom ein attraktives Exportgut für den Maghreb erschlossen, das bisher ungenutzt blieb und maßgeblich zur Verbesserung der wirtschaftlichen und sozialen Bedingungen beitragen kann [Amman 2003]. Weiterhin könnte die Abwärme solarthermischer Kraftwerke zur Meerwasserentsalzung genutzt werden, um das wachsende Defizit an Süßwasser in der Region zu mindern.

2.10 Bereitstellung regenerativen Wasserstoffs

2.10.1 Status und technische Entwicklungspotenziale

Bei sehr großen Anteilen erneuerbarer Energien an der Energieversorgung, wie sie in Szenarien bis zur Jahrhundertmitte vorkommen, tritt allmählich die Bereitstellung eines chemischen (und damit gut speicherbaren) Energieträgers in den Vordergrund. Zum einen wird er benötigt, um die Fluktuationen der regenerativen Strombereitstellung auszugleichen, zum anderen ist er für eine merkliche Erschließung des Verkehrsbereich – über die möglichen Beiträge von biogenen Kraftstoffen hinaus - unerlässlich. Als bewährtes Verfahren zur Wasserstoffbereitstellung aus regenerativen, nicht biogenen Energiequellen bietet sich die Wasserelektrolyse an. Alle Primärenergien – also Sonnenenergie, Windenergie, Wasserkraft, Wellenenergie, Meereswärme, Gezeitenenergien, auch Erdwärme – die in Form von Elektrizität nutzbar gemacht werden können, sind damit prinzipiell auch in Wasserstoff umwandelbar. Die Wasserspaltung mittels Elektrolyse ist eine verhältnismäßig einfache und zugleich wirkungsvolle Methode der Wasserstoffherstellung. Dabei wird Wasser mittels elektrischen Stroms zerlegt. Der Zellblock einer repräsentativen technischen Elektrolyse produziert stündlich zwischen 200 m³ und 500 m³ Wasserstoff, wofür bei einer typischen Stromdichte von 300 mA/m² Elektrodenfläche eine elektrische Leistung zwischen 860 kW_{el} und 2 150 kW_{el} erforderlich ist. Die modularen Zellblöcke lassen sich zu beliebigen Leistungen zusammenfassen. Die derzeit größten Elektrolyseanlagen haben Anschlussleistungen von 150 MW_{el}. Elektrolyseure arbeiten sowohl bei Umgebungsdruck als auch unter Überdruck bis zu 30 bar. Die Hochdruckelektrolyse mit projektierten Drücken bis zu 100 bar stellt nach dem derzeitigen Kenntnisstand die aussichtsreichste Technologie dar [Dreier/Wagner 2001]; sie wird daher im Folgenden weiter betrachtet. Ein besonderer Vorteil der Wasserelektrolyse in Verbindung mit regenerativ erzeugter Elektrizität ist ihre Fähigkeit auch ein intermittierendes Stromangebot verarbeiten zu können, da die elektrochemischen Vorgänge auch bei schnellen Lastwechseln mit ausreichender Geschwindigkeit ablaufen.

Die wichtigsten Eckdaten der verschiedenen Elektrolyseverfahren sind in Tabelle 2.20 zusammengestellt. Referenz ist die fortgeschrittene alkalische Elektrolyse. Zum Vergleich mit Verfahren der Wasserstoffbereitstellung aus fossilen und biogenen Primärenergien ist sie den bekanntesten in (Tabelle 2.21) gegenübergestellt. Für diese Verfahren sind neben dem heutigen Stand der Technik auch diejenigen Daten enthalten, die zum Zeitpunkt einer möglichen relevanten Markteinführung von Wasserstoff, also nach 2020, maßgebend sein dürften. Hinsichtlich ihrer energetischen Qualität sind die Verfahren mit heutigen Prozessnutzungsgraden von 73 % bzw. 74 % und zukünftig 76 % – 78 % vergleichbar. Auch unter Einschluss der Anlagenherstellung und der Rohstoffbeschaffung (Ferntransport von Erdgas und regenerativem Strom; Einsammeln und Aufbereiten von Waldrestholz) sowie der Gasverteilung bis zu mittelgroßen Verbrauchern sind die Verfahren mit Bereitstellungsnutzungsgraden zwischen 60 % und 64 % (zukünftig 66 % - 68 %) relativ gleichwertig [WBGU 2002].

Tabelle 2.20: Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure

Parameter	Einheit	Alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. Alkalische Elektrolyse	Membran-Elektrolyse	Hochtemp.-Elektrolyse (autotherm)	Hochtemp.-Elektrolyse (allotherm)
Temperatur	°C	80	90-120	120	900	900
Druck	bar	15	30	30	20	20
Elektrische Energie	kWh _{el} /Nm ³ H ₂	4,6	4,0	4,0	3,2	2,6
NT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂				0,6	0,6
HT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂					0,5
Primärenergie*	kWh/Nm ³ H ₂	12,8	11,1	11,1	9,6	8,6

* $\eta_{el} = 36 \%$, $\eta_{th} = 90 \%$, (1 Nm³ H₂ = 3 kWh (Hu))

Tabelle 2.21: Eckdaten ausgewählter Wasserstoffherstellungsverfahren für die fossile, die biogene und die elektrolytische Wasserstoffherstellung [Pehnt 2002; Dreier/Wagner 2001; WBGU 2002]

	Dampfreformierung von Erdgas		Vergasung von Biomasse		Alkalische Wasserelektrolyse (Modul)	
	Heute	> 2020	heute	> 2020	heute	> 2020
H ₂ - Produktion , Nm ³ /h	100.000	100.000	13.000	13.000	500	500
MW _{H₂}	300	300	40	40	1,5	1,5
Lieferleistung Rohstoff, MW	405	385	55 ^{a)}	53 ^{a)}	-	-
Strombedarf, MW	1,5	1,5	3,0	2,8	2,05	1,95
Prozessnutzungsgrad, %	74	78	73	76	73	76
Wasserbedarf, m ³ /h	58	58	28	28	0,43	0,43
Arbeitsdruck, bar	30	30	50	50	30	100
Bereitstellungsnutzungsgrad von GH ₂ frei Verbraucher % ^{b)}	64	68	60	66	63^{c)}	67^{c)}
Investitionskosten, EUR/kW _{H₂}	350	350	ca. 800	ca. 500	1 000	ca. 700

a) entspricht rund 12 t/h Holz; b) einschließlich Anlagenerstellung, Rohstoffbeschaffung, Hilfsenergie c) ohne Bereitstellung des regenerativen Stroms, jedoch unter Berücksichtigung von Transportverlusten über 3.000 km mittels HGÜ

Wesentliches Unterscheidungsmerkmal sind die Einheitsleistungen der Anlagen. Konversionsanlagen mit fossilen Rohstoffen haben aus Kostengründen möglichst große Einheitsleistungen, bei der Biomassevergasung begrenzt dagegen der steigende Transportaufwand für Biomasse die Anlagengröße. Elektrolysen als modulare Techniken können je nach Zweckmäßigkeit sowohl dezentral, also verbrauchernah (z. B. an Tankstellen) als auch zentral errichtet werden und sich somit auch bei Bedarf der Leistung der stromerzeugenden Anlage anpassen. In Tabelle 2.21 ist eine dezentrale Anlagen bilanziert, d. h. größere Transportaufwendungen werden der Primärenergie Strom zugeordnet (hier 12 % bzw. zukünftig 9 % Transportverluste der HGÜ). Elektrolyseanlagen mit großer Einheitsleistung können dagegen bei großen Wasserkraftwerken, an der Küste in der Nähe großer Offshore-Windparks oder bei großen Solarkraftwerken errichtet werden; dann erfolgt der Ferntransport per Wasserstoffpipeline.

Bei der Bewertung der infrastrukturellen Optionen zur Nutzung von Wasserstoff muss die Erkenntnis berücksichtigt werden, dass seine Herstellung und Nutzung sehr eng mit der Stromversorgung verknüpft sein wird. Regenerativer Wasserstoff dürfte zunächst über das Stromnetz „verteilt“ werden, da Strom aus regenerativen Quellen im europaweiten Verbundnetz und damit auch regional flächendeckend als „Primärenergie“ genutzt werden wird. Elektrolyseure können also zumindest in der ersten Phase ihres Einsatzes dezentral und angepasst an Verbrauchsschwerpunkten (HKW und BHKW mit Nahwärmenetzen, Tankstellen, Industriebetriebe) angeordnet werden. Ein großer Vorteil für die längerfristige Einführung von Wasserstoff als Energieträger liegt in der Tatsache, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur sehr weitgehend für seinen Transport und seine Verteilung genutzt werden kann, wobei die gegenüber Erdgas höheren Verdichterleistungen die Transportkosten etwa um 50 % verteuern. Auch mit dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze liegen schon langjährige Erfahrungen vor.

2.10.2 Kosten von regenerativem Wasserstoff

In Abbildung 2.11 sind die potenziellen zukünftigen regenerativen Hauptenergiequellen mit den für die Wasserstoffbereitstellung relevanten Kostenbestandteilen für den heutigen Status und zukünftige Zeitpunkte gegenübergestellt, wobei nach 2020 eine breitere Einführung von Wasserstoff unterstellt wurde. Für die Referenztechniken wurde von einer Wasserstofferzeugung in Deutschland ausgegangen mit Elektrolysen im Leistungsbereich von jeweils einigen 10 MW_{el}, die aus dem Hochspannungsnetz mit Strom versorgt werden. Strom aus Wasserkraft und solaren Kraftwerken wird mittels HGÜ über eine Transportentfernung von 3.000 km transportiert, während Windstrom aus Offshore-Anlagen in der Nordsee bereitgestellt wird. Die kurz- bis mittelfristig preisgünstigste Primärenergie sind größere Wasserkraftwerke mit Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh. Diese stehen aber nur an ausgewählten Standorten (z. B. Island, Kanada) in begrenztem Umfang zur Verfügung, können also keinesfalls als Primärenergiequelle für eine energiewirtschaftlich relevante Wasserstoffwirtschaft dienen. Ihr Vorzug liegt in den bereits heute relativ geringen Gestehungskosten für Wasserstoff um 7 ct/kWh. Mittels Windenergie aus Offshore-Kraftwerken kann mittelfristig Wasserstoff um 11 bis 12 ct/kWh bereitgestellt werden. Längerfristig sind sowohl mit Windstrom als auch mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken Wasserstoffkosten frei Elektrolyseanlagen um 8 ct/kWh erreichbar (bei Stromkosten frei Kraftwerk von 4 ct/kWh).

Im Vergleich zur günstigsten regenerativen Option - der Wasserkraft - ist aus Erdgas erzeugter Wasserstoff mit derzeit etwa 4 ct/kWh noch um den Faktor 2 kostengünstiger. Die Kostenbarriere gegenüber heute üblichen Energiepreisen kann also selbst bei ausgereiften regenerativen Systemen nur schwer überwunden werden. Regenerativer Wasserstoff ist aus ökonomischer Sicht mit dem zusätzlichen Handicap konfrontiert, dass er wegen seiner Herstellung aus Elektrizität rund 80 bis 100 % teurer wird als diese selbst, während heute ("chemische") fossile Energieträger deutlich billiger als Strom sind. Das herkömmliche Preisgefüge im Bereich der stationären Energienutzung ermöglicht daher eine sehr viel raschere Konkurrenzfähigkeit des regenerativen Stroms als des regenerativen Wasserstoffs.

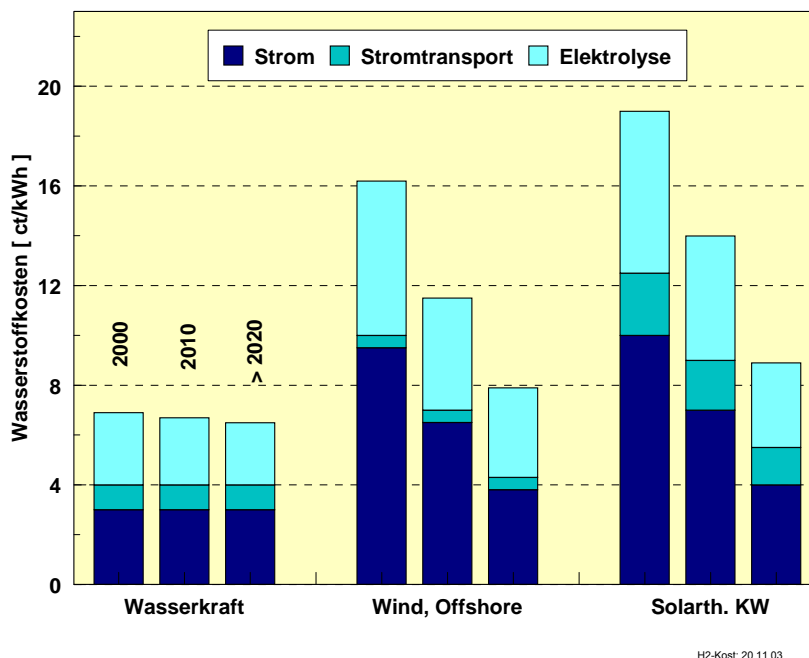


Abbildung 2.11: Kosten der Wasserstofferzeugung (gasförmig, ab Elektrolyse) aus regenerativen Quellen für drei Zeitpunkte (Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 20 – 30 a; HGÜ 3.000 km außer Wind-Offshore, fortschrittliche alkalische Elektrolyse mit 1000 → 700 €/kW_{H₂} Kosten und 73 → 76% Wirkungsgrad).

2.11 CO₂-Vermeidungskosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien

Zur Einordnung verschiedener Umwandlungstechnologien im Hinblick auf ihren Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen werden oft die spezifischen CO₂-Minderungskosten als Maß für die Effizienz von Emissionsminderungsmaßnahmen herangezogen. Eine wichtige Vereinbarung zur Berechnung von CO₂-Minderungskosten ist die Festlegung eines Bezugs, gegenüber dem die jeweiligen Kosten für die Emissionsminderung ausgewiesen werden. Für die hier dargestellten CO₂-Vermeidungskosten wurden die folgenden Festlegungen getroffen:

- Als Bezugsgröße zur Berechnung der CO₂-Minderungskosten durch Strom aus erneuerbaren Energien werden die Stromgestehungskosten und CO₂-Emissionen des Mixes neuer fossiler Kondensationskraftwerke in dem in Kapitel 6 beschriebenen Referenzszenario herangezogen. Der Anteil der jeweils neuen Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerke ändert sich im Laufe der Zeit entsprechend den Vorgaben des Referenzszenarios. Durch den steigenden Anteil an Gaskraftwerken gehen die CO₂-Emissionen des Bezug-Mixes von 871 g/kWh im Jahr 2000 auf 726 g/kWh im Jahr 2050 zurück. Für sämtliche Technologien werden nicht nur die direkten CO₂-Emissionen aus dem Betrieb, sondern auch die indirekten Emissionen aus vorgelagerten Prozessstufen berücksichtigt.
- Es wird unterstellt, dass sich die Brennstoffkosten entsprechend der in Kapitel 6 beschriebenen „mittleren Variante“ entwickeln. Die Kosten der Strombereitstellung auf der Mittelspannungsebene aus neuen fossilen Kondensationskraftwerken steigen dementsprechend von 5,2 ct/kWh im Jahr 2000 auf 6,5 ct/kWh im Jahr 2050 (3,9 ct/kWh in 2000 und 5,3 ct/kWh in 2050 für Hochspannung). Die CO₂-Minderungskosten von Offshore-Windparks, großen Wasserkraftwerken und solarthermischen Kraftwerken werden gegenüber der Strombereitstellung auf der Hochspannungsebene gerechnet, bei den anderen Technologien wird von einer Einspeisung in das Mittelspannungsnetz ausgegangen.
- Als Bezugsgröße für die Ermittlung der CO₂-Minderungskosten durch Wärme aus erneuerbaren Energien wird die Wärmebereitstellung in einem Einfamilienhaus durch einen Gas-Brennwertkessel bzw. einen Öl-Niedertemperaturkessel betrachtet. Der Mix aus Öl- und Gaskessel ändert sich entsprechend der im Referenzszenario vorgegebenen Anteile. Für die Entwicklung der Energieträgerpreise wird ebenfalls die „mittlere Preisvariante“ (siehe Kapitel 6) unterstellt.

Der Bandbreite der Strom- und Wärmegestehungskosten entsprechend spannen auch die CO₂-Vermeidungskosten einen großen Kostenbereich auf. Neben den zum Teil großen Unterschieden zwischen den einzelnen Technologien unterstreichen Abbildung 2.12 und Abbildung 2.13 vor allem auch die große Bedeutung der zeitlichen Dynamik. Während bei der Stromerzeugung heute noch Wasserkraftanlagen mit 20 bis 30 €/t CO₂ die niedrigsten CO₂-Vermeidungskosten der betrachteten EE-Technologien aufweisen, ändert sich das Bild wegen der erwarteten Kostendegression der übrigen Technologien ganz erheblich. Die CO₂-Vermeidungskosten für die Stromerzeugung aus Windkraft, Geothermie, solarthermischen Kraftwerken und Biomasse liegen heute zwischen 40 und 80 €/t CO₂. Wegen der sinkenden Kosten für die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und der gleichzeitig steigenden fossilen Brennstoffpreise gehen bis 2030 die Minderungskosten auf deutlich unter 20 €/t CO₂ zurück. Langfristig werden durch die Stromerzeugung aus Windkraft, Geothermie und Biomasse negative CO₂-Vermeidungskosten erreicht, d. h. neben einer Verminderung von CO₂-Emissionen wird gleichzeitig eine Verminderung des volkswirtschaftlichen Aufwandes für die Stromversorgung erreicht. Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten solarthermischer Kraftwerke gehen langfristig inklusive der Kosten für den Stromtransport auf Null zurück.

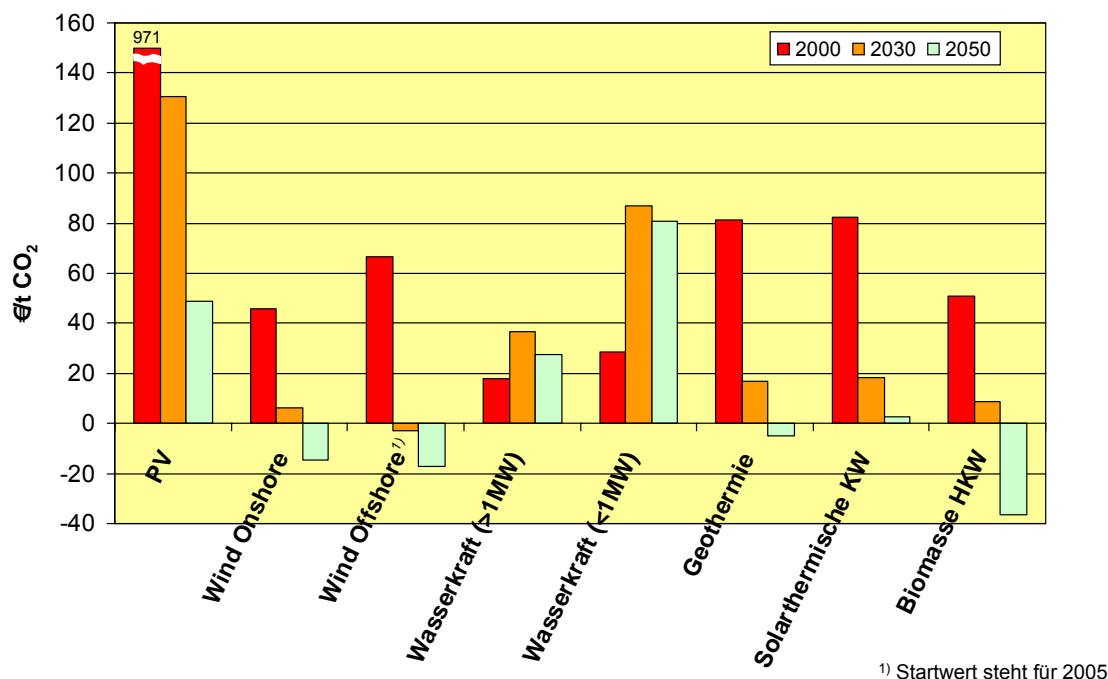


Abbildung 2.12: CO₂-Vermeidungskosten durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Mix neuer fossiler Kondensationskraftwerke entsprechend dem Referenzszenario; Preisentwicklung fossile Energieträger „mittlere Variante“ (siehe Kapitel 6)

Die Höhe der Vermeidungskosten für Strom aus einem Biomasse-Heizkraftwerk hängt maßgeblich von den Brennstoffkosten und der Wärmevergütung ab. Für das in Abbildung 2.12 gezeigte Beispiel eines Biomasse-HKW wird die in Abbildung 2.5 genannte Entwicklung der Brennstoffkosten und der Wärmevergütung unterstellt. Bei günstigeren Brennstoffkosten ist die Biomassenutzung bereits heute eine kostenneutrale CO₂-Minderungsmaßnahme. Wegen der heute noch hohen Stromerzeugungskosten liegen die CO₂-Vermeidungskosten der Stromerzeugung mit Fotovoltaikanlagen heute bei knapp 1.000 €/t CO₂. Der erwarteten Kostendegression für PV-Anlagen entsprechend sinken aber die CO₂-Vermeidungskosten langfristig auf unter 50 €/t CO₂.

Die CO₂-Vermeidungskosten der Wärmebereitstellung mit Solarkollektoren liegen heute noch in der Größenordnung von 800 bis 1.000 €/t CO₂. Allerdings besteht auch hier ein großes Potenzial um die Vermeidungskosten zu senken, so dass je nach Einsatzgebiet und Anlagenkonfiguration langfristig auch mit Solarkollektoren negative CO₂-Vermeidungskosten erreicht werden können (Abbildung 2.13). Die CO₂-Vermeidungskosten der Biomassenutzung hängen entscheidend von der Entwicklung der Brennstoffkosten ab. Die CO₂-Vermeidungskosten einer Holzpellet-Zentralheizung liegen heute bei rund 100 €/t CO₂. Unter der Annahme konstant bleibender Preise für Pellets (3,4 ct/kWh) sinken die Vermeidungskosten langfristig auf unter 10 €/t CO₂. Bei Brennstoffpreisen von rund 1 ct/kWh führt die Wärmeerzeugung in einem Holzhackschnitzel-Heizwerk schon heute zu negativen CO₂-Vermeidungskosten.

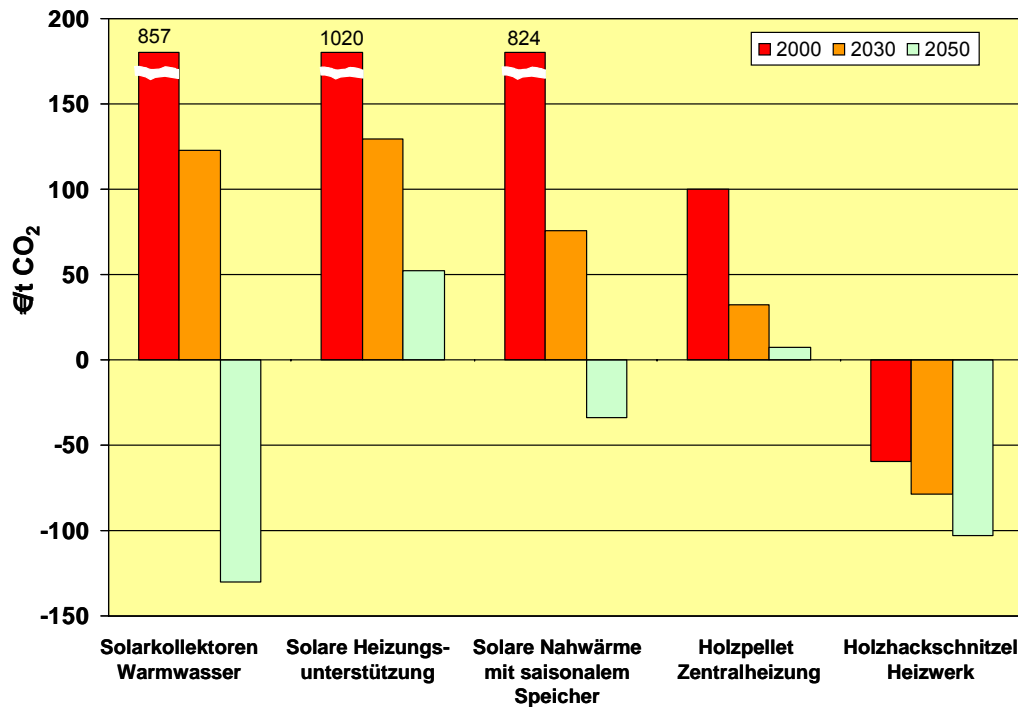


Abbildung 2.13: CO₂-Vermeidungskosten durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit einem Mix aus Gas-Brennwertkessel und Öl-Niedertemperaturkessel entsprechend dem Referenzszenario; Entwicklung der Brennstoffpreise „mittlere Variante“ (siehe Kapitel 6)

Wie bereits aus der Zusammenstellung der Strom- und Wärmegestehungskosten und der technischen Potenziale hervorgeht, zeigt es sich, dass erneuerbare Energien längerfristig ein beträchtliches Potenzial zur kostengünstigen Minderung von Treibhausgasemissionen aufweisen, wenn die noch mögliche Kostendegression mobilisiert und zusätzlich die heute noch nicht genutzten Technologien wie Offshore-Windkraft, geothermische Stromerzeugung, Biomassevergasung oder solarthermische Kraftwerke am Markt etabliert werden können.

3 Umweltwirkungen durch Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus regenerativen Energien

3.1 Vorgehensweise

Unzweifelhaft führt der forcierte Ausbau erneuerbarer Energien hinsichtlich der Schonung fossiler Energieressourcen und der Verringerung von Treibhausgasemissionen zu deutlichen ökologischen Entlastungswirkungen. Wie bei jeder technologischen Aktivität stehen diesen Entlastungen punktuell auch umweltbelastende Auswirkungen gegenüber. Verschiedentlich werden insbesondere die erforderliche große Anzahl von Anlagen, die entsprechend hohen erforderlichen Herstellungsaufwendungen und der damit verbundene Ressourceneinsatz als entscheidendes Hemmnis für einen weiteren, umweltverträglichen Ausbau von erneuerbaren Energien angeführt.

Ein wesentliches Ziel der Untersuchung ist daher, diese Wirkungen für die relevanten Einzeltechnologien nach dem neuesten Erkenntnisstand darzustellen und umfassend zu bewerten. Dabei ist insbesondere auf die teilweise noch rasante Entwicklungsdynamik der Technologien zu achten. Dieses Kapitel verfolgt eine dreifache Zielsetzung:

- Zum einen soll der Vergleich erneuerbarer Technologien untereinander ermöglicht werden. Beispielsweise können unterschiedliche Verstromungstechnologien einer Ausgangs-Biomasse oder unterschiedliche Ausgangsbiomassen mit derselben Verstromungstechnologien gegeneinander gehalten werden.
- Zum zweiten wird durch den Vergleich der erneuerbaren Energietechnologien mit den fossilen Konkurrenzsystemen eine Einordnung der Umweltrelevanz eines Umstiegs von fossilen auf erneuerbare Energien ermöglicht.
- Zum dritten wird eine Datenbasis bereitgestellt, um eine Zukunftsabschätzung der Entwicklung einzelner Umweltgrößen in Szenarien abzubilden.

Es ist darauf hinzuweisen, dass der Fokus dieser Studie auf einer zusammenführenden Bewertung eines Ausbaus erneuerbarer Energien liegt. Aufgrund des begrenzten Projektumfangs und der zahlreichen Energieketten werden zu diesem Zweck ausgewählte Übersichtsökobilanzen erstellt, die eine detaillierte Bilanzierung für die interne Schwachstellenanalyse und Technologieoptimierung nicht ersetzen.

3.1.1 Übersichts-Ökobilanzen

Aufbauend auf einer Sichtung und Auswertung vorliegender Ökobilanzstudien der Projektpartner und aus der Literatur und ergänzenden Recherchen werden Übersichtsökobilanzen einschließlich der Wirkungsbilanzen der Technologien für ausgewählte Sachbilanzparameter erstellt. Zu diesem Zweck werden mit dem Ökobilanz-Programm Umberto sogenannte Stoffstrom-Netze erstellt, in denen der Lebensweg der erneuerbaren Energietechnologien nachgebildet wird. Diese Stoffstromnetze, in denen die einzelnen Umwandlungsprozesse als sogenannte Transitionen erfasst sind, sind die Basis für die Sach- und Wirkungsbilanz. Die Ergebnisse der Ökobilanz werden im Hinblick auf kritische Lebenswegabschnitte oder Materialien untersucht und mit konventionellen Konkurrenzsystemen verglichen.

Dieser Vergleich wird erzielt durch die Normierung der Wirkungsbilanzergebnisse auf einen zukünftigen Strommix (Stromerzeugung), einen zukünftigen Wärmemix (Wärmeerzeugung) bzw. einen zukünftigen Diesel-Pkw (Verkehr).

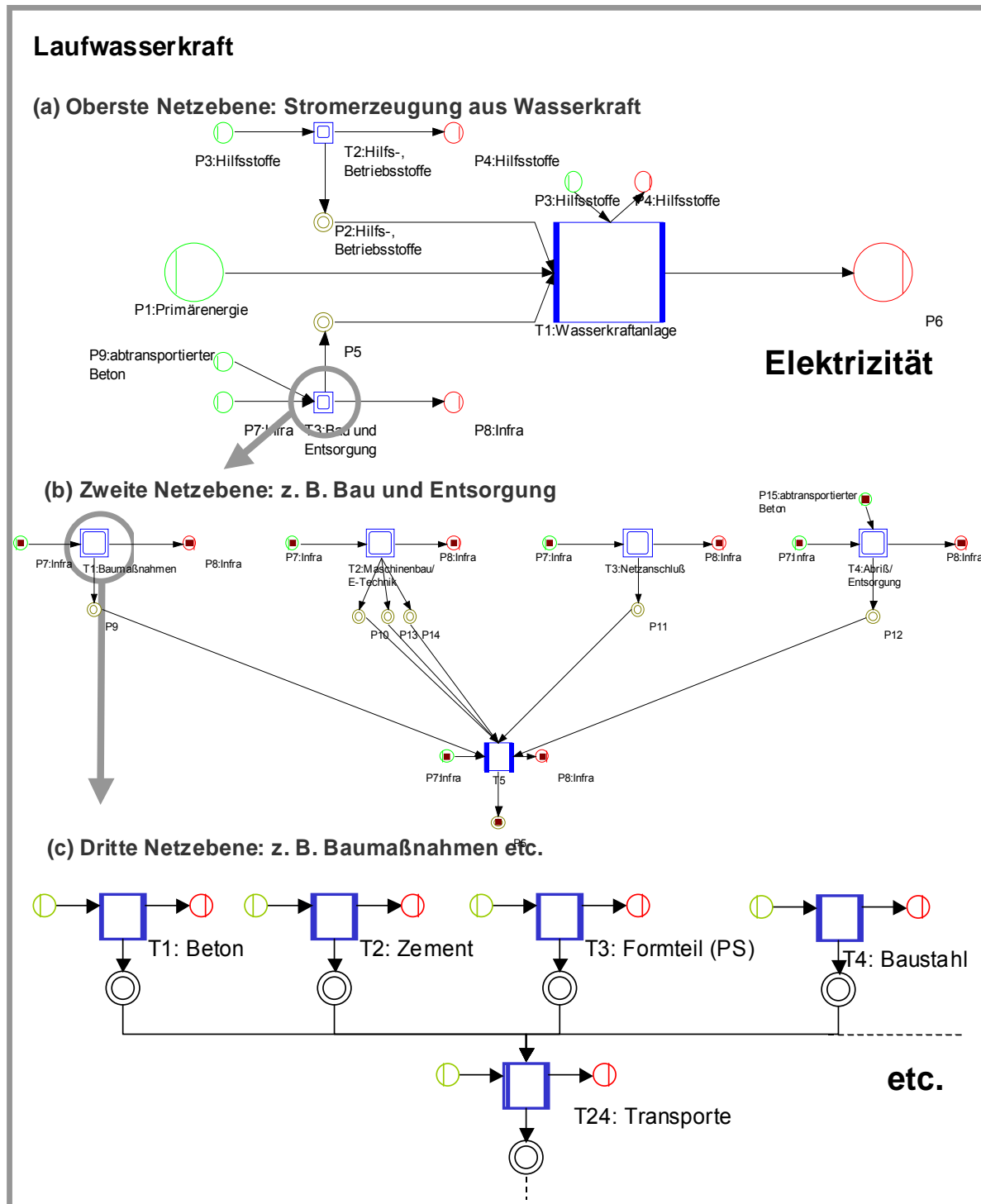


Abbildung 3.1: Stoffstromnetze erneuerbarer Energietechnologien in Umberto (Beispiel Wasserkraft)

Die funktionelle Einheit für die hier beschriebenen stromerzeugenden Systeme ist 1 kWh_{el} frei Kraftwerksklemme⁴ für die stromerzeugenden Systeme, 1 kWh frei Verteilstation im Haus für die wärmeerzeugenden Systeme und 1 Kilometer in einem durchschnittlichen Pkw für die untersuchten Kraftstoffe. Die analysierten Systeme sind in Tabelle 3.1 zusammengestellt.

Bezugsraum für die Bilanz der erneuerbaren Energieträger ist die Bundesrepublik Deutschland, für alle Hilfsstoffe, Rohstoffe, Transporte etc. die jeweils für Deutschland realen Mixe einschließlich der realen Import- bzw. Exportmixe; der zeitliche Bezug ist das Jahr 2010, für die Dynamisierung der Bilanzen (Kapitel 3.1.4) das Jahr 2030. Für die Bilanzierung herangezogen wurden jeweils die aktuellsten Daten, die zumeist auf Bilanzergebnissen von Ende der 90er Jahre basieren und dort, wo größere Veränderungen bis 2010 zu erwarten sind, an die Rahmenbedingungen im Jahr 2010 angepasst wurden.

Bilanziert werden die Herstellung, der Betrieb inkl. Wartung und die Entsorgung der Systeme. Die Infrastruktur der Bereitstellung mit Ausnahme der Verkehrsinfrastruktur wurde berücksichtigt. Wenn nicht anders genannt, wird Recycling im Sinne der ISO 14041 im geschlossenen Kreislauf bilanziert, d. h. es wird angenommen, dass das zu rezyklierende Material die Verwendung von primärem Material zu einem gewissen Prozentsatz („Recycling-Anteil“) ersetzen kann. Die Aufwendungen der Aufbereitung des Recyclingmaterials werden dabei dem Prozess angelastet. Notwendige Allokationen oder Gutschriften werden in den jeweiligen Technologiekapiteln beschrieben.

Tabelle 3.1: Untersuchte Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger

System	Beschreibung
Stromerzeugung	
Wasserkraft	Laufwasserkraftwerk 300 kW und 3,1 MW
Windkraft	Onshore (1,5 MW), Offshore (2,5 MW)
Solarthermie	SEGS-Parabolrinnenkraftwerk 80 MW
Fotovoltaik	p-Silizium auf Basis SoG-Si, 3 kW _p dachintegrierte Anlage
Biomasse	Waldholz und Kurzumtriebsholz in Dampfturbinen-Kraftwerk Mitverbrennung von Waldholz und Kurzumtriebsholz in Steinkohlenkraftwerk Holzgas aus Waldholz bzw. Kurzumtriebsholz in Motor-Blockheizkraftwerk Altholz in Dampfturbinen-Kraftwerk Biogas aus Gülle in Blockheizkraftwerk
Geothermie	Hot-Dry Rock
Wärmeerzeugung	
Sonnenkollektoren	Solares Nahwärmenetz
Biomasse	Waldholz, Kurzumtriebsholz und Weizenstroh in Heizwerk Waldholz und Kurzumtriebsholz in Zentralheizung Waldholz und Kurzumtriebsholz in Blockheizkraftwerk
Kraftstoffe (Exkurs)	
Biomasse	Ethanol aus Zuckerrüben in PKW mit Ottomotor Rapsölmethylester in PKW mit Dieselmotor
Erneuerbarer Strom	Flüssiger Wasserstoff aus Elektrolyse (Wasserkraft-Strom) in PKW mit Ottomotor

⁴ Diese Systemgrenze wurde bewusst gewählt, weil die Stromverteilung durch erhebliche Datenunsicherheit gekennzeichnet ist. Dies betrifft sowohl die den dezentralen Energiesystemen anzurechnende Minderung der Stromverluste als auch den Materialeinsatz. Das Kupfer für Stromkabel beispielsweise dominiert die Kupferbilanz. Unsicherheit besteht dabei sowohl in der absoluten Menge des eingesetzten Kupfers, in der Beanspruchung durch einzelne Netzebenen und bezüglich der möglichen Leitungs-Kapazitätsreduktion durch dezentrale Energieeinspeisung. Weitergehende Untersuchungen sind notwendig, um diese Effekte quantifizieren zu können.

3.1.2 Wirkungskategorien, Bilanzparameter und Normierung

Die Auswahl der Sachbilanzparameter ergibt sich aus den betrachteten Wirkungskategorien und dem Übersichtscharakter der Bilanzen; diese orientieren sich an den Standardlisten der Wirkungskategorien des DIN-NAGUS und des UBA und umfassen energetischen Ressourcenverbrauch (hier auch vereinfachend Kumulierter Energieaufwand (KEA erschöpflich) genannt), nicht-energetischen Ressourcenverbrauch, Treibhauseffekt, Sommersmog, Eutrophierung und Versauerung. Die Charakterisierungsfaktoren sind in Tabelle 3.14 zusammengestellt. Die Kategorien Naturraumbeanspruchung und Lärmbelastung sind hinsichtlich der Art ihrer Erfassung noch umstritten. Die Naturraumbeanspruchung wird hier im Rahmen der Ökobilanzen nicht erfasst, da in Kapitel 4 auf die Aspekte des Natur- und Landschaftsschutzes gesondert eingegangen wird.

Die Normierung erfolgt für Stromerzeugungssysteme bezüglich des Strommixes Deutschland im Jahr 2010. Dieser folgt einer unterstellten Business-as-usual-Entwicklung und greift die Entwicklung des Energieträgersplits und der mittleren Kraftwerksnutzungsgrade gemäß des Enquete-Referenzszenarios auf [Enquete 2002]. Die Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Modellierung dieses Strommixes sind in Tabelle 9.5 zusammengestellt.

Die Wärmesysteme werden bezogen auf einen heuristischen Wärmemix. In diesem Projektrahmen ist es nicht möglich, eine detaillierte Abbildung zukünftiger Wärmeerzeugungsstrukturen darzustellen, zumal die Umweltwirkungen der Vielzahl an Einzelanlagen statistisch äußerst schwierig zu handhaben ist. Als heuristischer Normierungsmix wurde daher ein Mix aus 54 % Erdgas-Brennwertkessel und 46 % Ölkessel herangezogen. Diese Aufteilung entspricht dem derzeitigen Verhältnis von Öl- und Gasheizungen. Der zukünftigen Entwicklung wurde durch die Vernachlässigung von Kohleheizungen und dem Einsatz von Brennwerttechnologie beim Gasbrenner sowie Nutzungsgrade moderner Ölheizungen bei Heizöl Rechnung getragen.

Die Fahrzeuge, die im Exkurs 3.3.10 behandelt werden, sind auf einen durchschnittlichen Diesel-Pkw normiert.

3.1.3 Datenqualität

Grundsätzlich ist die Abschätzung umweltrelevanter Daten für erneuerbaren Energiesysteme mit Unsicherheiten verbunden. Dabei bestehen allgemein folgende Qualitätsgradienten:

- Energieverbrauchsdaten und Faktoren für verbrauchsabhängige Emissionen (insbesondere CO₂) sind belastbarer als Faktoren für verbrauchsunabhängige Emissionen.
- Faktoren für Emissionen aus der Herstellung der Infrastruktur sind weniger belastbar als etwaige Emissionen des Betriebes.
- Daten für die Infrastruktur der eigentlichen Kraftwerke sind belastbarer als die Daten der Infrastruktur vorgelagerter Energieketten.
- Daten für die Infrastruktur erneuerbarer Energiesysteme sind – da sie die oftmals einzigen Umweltwirkungen bedingen – belastbarer als für die Infrastruktur der fossilen Vergleichssysteme.
- Faktoren für limitierte Emissionen sind belastbarer als diejenigen Faktoren für nicht limitierte Emissionen.

Die Datenqualität insgesamt wird so eingeschätzt, dass Differenzen zwischen den Optionen von weniger als 5 % für Energieverbrauch und Treibhauseffekt und weniger als 20 % für Versauerung, Sommersmog und Eutrophierung als nicht signifikant betrachtet werden sollten.

3.1.4 Dynamisierung

Die Untersuchung der Einzeltechnologien muss die äußerst dynamische Entwicklung der Energiesysteme berücksichtigen. Dies betrifft zum einen die Entwicklung der Produkte und ihrer Produktionsprozesse sowie ihrer technischen Performance, aber auch die Entwicklung der sogenannten „Hintergrundsysteme“, also der Systeme, die nicht unmittelbar Teil des Produktsystems sind, aber für dessen Herstellung, Nutzung oder Entsorgung notwendig sind. Beispielsweise wird der zukünftige Kraftwerkspark, der maßgeblich in die Produktion von Fotovoltaik-Systemen eingeht, erheblichen Änderungen unterworfen sein, die ihrerseits die Bilanzierung von Solarzellen verändern. Von besonderer Bedeutung ist daher die Berücksichtigung *zukünftiger Entwicklungstrends*.

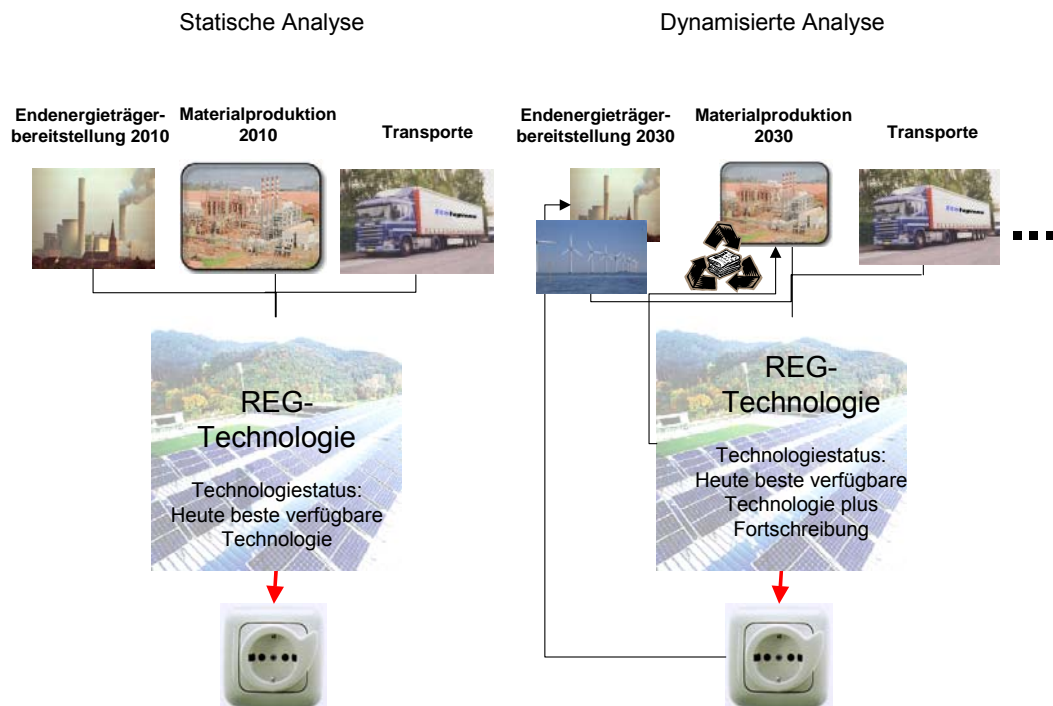


Abbildung 3.2: Dynamisierte Ökobilanzen: Prinzip

Für das Hintergrundsystem wird in den meisten Ökobilanzen von durchschnittlichen Material- und Energiebereitstellungspfaden ausgegangen, beispielsweise von einem durchschnittlichen deutschen Kraftwerkspark der Gegenwart. Ausgehend von diesen Technologiemenen wird in der Sensitivitätsanalyse jedoch überprüft, wie stark die zukünftige Entwicklung des Hintergrundsystems auf die Bilanzierung der Technologien rückwirkt (Abbildung 3.2). Folgende erneuerbare Energieträger werden beispielhaft für die Umweltwirkungen Treibhauseffekt und Versauerung dynamisiert betrachtet:

- Fotovoltaik (p-Si);
- Waldholz in Zentralheizung;
- Holz aus Kurzumtriebsplantagen Dampfturbinen-Kraftwerk;
- Rapsölmethylester.

Für die Dynamisierung wird für ausgewählte, relevante und zugleich zeitabhängige Parameter eine Abschätzung möglicher zukünftiger Entwicklungen vorgenommen. Mit diesen Eingangsparametern wird die Bilanz der Systeme iteriert. Durch diese Vorgehensweise können ökologische Problembereiche, die zwangsläufig mit den erneuerbaren Energiesystemen verbunden sind, von solchen analytisch unterschieden werden, die durch das „Hintergrundsys-

tem“, also die Bereitstellung von Energie und Materialien, in das System „importiert“ werden. Folgende Parameter werden technologieübergreifend variiert:

- *Zukünftiger Kraftwerkspark (Strommix 2030)*. Als Dynamisierungsparameter wird eine Entwicklung des Kraftwerksparks gemäß des Nachhaltigkeitsszenarios analysiert, das für das Umweltbundesamt entwickelt wurde [UBA 2002]. Dieses charakterisiert die Entwicklung hin zu einer stärker regenerativ geprägten Stromversorgung und lässt daher Rückschlüsse auf die Bedeutung der vorgelagerten Stromversorgung für die Produktion regenerativer Anlagen zu. Als Referenzjahr wird 2030 gewählt. Neben den angepassten Anteilen der Energieträger und einer Fortschreibung der Entwicklungen der Wirkungsgrade gemäß [Fischedick und Nitsch 2002] wird zudem eine Reduktion der direkten Emissionen der fossilen Kraftwerke unterstellt.
- *Aluminium*. Zukünftige Entwicklungen betreffen vor allem die Reduktion des Strombedarfs für die Elektrolyse, die nach [Rombach et al. 2001] bei maximal 10 % liegen dürften. Für 2030 wird von einer Ausschöpfung von 7 % Reduktion gegenüber 2010 (von 15.590 kWh_{el} auf 14.500 kWh_{el}/t Primär-Aluminium [EAA 2000]) ausgegangen. Der in [EAA 2000] angesetzte und durch Befragungen der europäischen Aluminium-Industrie festgelegte Strommix ist bereits von einem Wasserkraftanteil von 53 % geprägt. Damit liegt der Anteil regenerativen Stroms aufgrund der für die Aluminium-Produktion typischen Rahmenbedingungen bereits über dem des solaren Langfristszenarios für 2030. Daher wird für die Dynamisierung nicht von einer Veränderung dieses Strommixes ausgegangen.⁵ Der Recycling-Anteil von Aluminium hängt von der Art und Zusammensetzung der Produkte ab. Die Produktion von Aluminium, aber auch der Anteil von Sekundäraluminium steigt beständig. Auf Bauteil-Ebene werden in Deutschland 72 % des Verpackungsaluminiums, 85 % des Aluminiums im Bauwesen und 87 % des Aluminiums in der Elektrotechnik rezykliert [GDA 2002]. Es wird von 85 % für 2010 und 90 % für 2030 ausgegangen.
- *Stahl*. Die derzeitige deutsche Recyclingquote von Stahl liegt bei 43 %, weltweit bei 46 % [BDSV 2002]; dies beinhaltet sowohl den Eigenanfall in den Stahlwerken als auch den Zukauf externen Schrotts. In Deutschland geht der größere Anteil davon in Elektrostahlwerke, ein kleinerer Prozentsatz in Oxygenstahlwerke. Die bauteilbezogene Recyclingquote hängt stark von der Stahlart, dem Einsatz (in Kernkraftwerken eingesetzter Stahl wird beispielsweise i.d.R. nicht rezykliert), dem weltweiten Schrottmarkt etc. ab. Für Automobile wird von einer Recyclingquote von 75 % ausgegangen. In unseren Bilanzen gehen wir – unabhängig von der Stahlsorte – vom weltweiten Schrottanteil von 46 % aus. Als Dynamisierungsparameter setzen wir eine Recyclingquote von 75 % an. Da Ökobilanzen von Legierungselementen im Stoffstrommodell nicht für Primär- und Sekundärmaterialien getrennt werden, müssen diese mit den vorgegebenen Recyclingraten verwendet werden. Außerdem wird für den dynamisierten Stahl der Strommix 2030 verwendet.
- *Weitere Prozesse*. Weitere Prozesse werden technologiespezifisch variiert (beispielsweise Biomasse-Anbaumethoden, Düngemittelproduktion, erhöhte Nutzungsgrade, Prozessverluste bei der Si-Wafer-Herstellung, etc.) und sind in Kapitel 3.4 dokumentiert.

⁵ In manchen Ökobilanzen wird davon ausgegangen, dass auch Aluminium mit dem europäischen Strommix bilanziert werden muss, da die Nutzung regenerativ erzeugten Stroms für die Aluminium-Herstellung andere mögliche Anwendungen verdrängt. Diese Problematik marginaler Technologien soll an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden.

3.1.5 Grenzen der Übersichtsökobilanzen

Eine Übersichtsökobilanz mit der Zielsetzung eines Überblicksvergleichs verschiedener Energiesysteme ersetzt nicht eine Detailbilanz, wenn bei der Fragestellung technologiespezifische Aspekte zu klären sind. Insbesondere betrifft dies

- die vielfach starke Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten (z. B. Annahmen bezüglich der Güllebewirtschaftung, der Aufständigung der Fotovoltaik, etc.) und
- die Menge der zu untersuchenden Sachbilanzparameter und Wirkungskategorien; während in dieser Studie wichtige und übliche Umweltwirkungen erfasst werden, sind im technologiespezifischen Einzelfall weitere Parameter heranzuziehen (Beispiel: Cadmium-Emissionen bei Dünnschicht-Solarzellen, Pestizid-Einsatz bei Biomasse).

3.2 Kurzbeschreibung der Lebenswege

Im folgenden werden die in den Übersichtsökobilanzen analysierten Lebenswege kurz dargestellt. Die untersuchten Technologien stimmen mit den in Kapitel 2 vorgestellten Einzeltechnologien i. w. überein; Abweichungen, die sich durch die Fortschreibung auf das Bezugsjahr 2010 oder durch verfügbare Daten ergeben, werden im Folgenden beschrieben.

3.2.1 Wasserkraft

Der Lebensweg von Wasserkraftwerken beginnt mit den Ingenieurdienstleistungen für die Planung und umfasst weiterhin den Bau der Anlage, insbesondere Erdarbeiten, Beton- und Stahlbetonarbeiten, Uferbefestigung, Straßen, ökologische Ausgleichmaßnahmen etc. inklusive der Bereitstellung der entsprechenden Basismaterialien und Energieträger. In der Betriebsphase sind der Eigenstrombedarf sowie Wartung, Reinigung von Rechengut und Ölaustausch zu bilanzieren.⁶ Im Anschluss an die Betriebsphase, die aufgrund der langen Lebensdauer der baulichen wie auch der Kraftwerkskomponenten eine Dauer von mindestens 60 Jahren, für ausgewählte Komponenten auch deutlich darüber aufweist, folgt der Rückbau der Anlage bzw. die Belassung insbesondere der unterhalb der Wasserlinie gelegenen Komponenten im Flussbett bzw. im Talkessel. Vielfach können Teile des Kraftwerksbaus bei einer späteren Reaktivierung wieder eingesetzt werden.

Die Übersichtsbilanz stützt sich i. w. auf [Hartmann 2001], in der vor allem Ausschreibungsunterlagen (Stand 1996, Bilanzraum Deutschland) ausgewertet werden. Ergänzend werden Dienstleistungen und monetär bekannte Inputs über durchschnittliche Emissionsdaten der Input/Output-Statistik erfasst.

3.2.2 Windkraft

Die Bilanz umfasst den Neubau, Betrieb und Abriss der Windkraftanlage, die Materialbereitstellung und Komponentenfertigung sowie die Berücksichtigung sämtlicher Transportprozesse. Detailliert bilanziert wurde eine getriebelose 1,5 MW Anlage an einem Standort an der Küste. Der Rotordurchmesser beträgt 66 m, die Höhe des Stahlrohrturms 67 m. Der Jahresenergieertrag beträgt 4.072 MWh/a. Die Lebensdauer der Anlage wird mit 20 Jahren an-

⁶ Bei hier nicht analysierten Speicherkraftwerken treten zudem treibhauswirksame Methanemissionen auf, die durch anaerobe Prozesse im Gewässer entstehen [Dienhart et al. 2001; BMU 2002b], die von der Lage des Wasserkraftwerks (tropisch, gemäßigt, boreal), dem Verhältnis der installierten Leistung zur gefluteten Fläche und dem Wasser-Volumenstrom durch die Turbinen abhängen. Unter durchschnittlichen Randbedingungen in borealen Regionen verdoppeln sich durch Berücksichtigung der Klimagas-Freisetzungen der Betriebsphase die Emissionen an Treibhausgasen.

genommen, die Rotorblätter werden während dieser Zeit einmal komplett überholt. Die Angaben zum Material- und Energiebedarf wurden aus [Pick u. Wagner 1998] übernommen.

Im Vergleich zu einer an Land betriebenen Anlage steigen bei einer Offshore-Anlage die Aufwendungen für die Gründung, für die Anbindung an das Netz und für die Wartung. Andererseits ist wegen der besseren Windbedingungen der Ertrag deutlich höher. Die Ergebnisse einer detaillierten Ökobilanz, die von der dänischen Firma Tech-wise für den Offshore-Windpark Horns Rev erstellt wurde, konnten aus Gründen der Vertraulichkeit für diese Studie leider nicht zur Verfügung gestellt werden. Stattdessen wird hier auf eine gröbere Untersuchung von [Chataignere und Le Boulch 2003] zurückgegriffen, in der eine Ökobilanz für einen hypothetischen Windpark aus 50 Anlagen mit je 2,5 MW Leistung erstellt wurde. Die Anzahl der Volllaststunden wird mit 4.000 h/a angenommen, die Entfernung zur Küste beträgt 25 km.

3.2.3 Solarthermische Kraftwerke

In dieser Studie wird ein Parabolrinnenkraftwerk bilanziert, da dieser Typ eines solarthermischen Kraftwerks im Gegensatz z. B. zum Solarturm den Status einer Demonstrationsanlage verlassen hat und inzwischen kommerziell gebaut und vertrieben wird. Modelliert wird eine Anlage vom Typ „SEGS“ mit LS-3 Kollektoren und einer rein solaren Leistung von 80 MW. Es werden keine fossile Zusatzfeuerung und keine Speichereinheit vorgesehen; die Kühlung erfolgt mit einem Trockenkühlturm.

Die Bilanz umfasst den Neubau, den Betrieb über 30 Jahre und den Abriss aller Anlagenteile. Erfasst werden dabei die Materialaufwendungen für den Bau der einzelnen Anlagenteile (Solarfeld, Dampferzeuger, Maschinenteknik, Elektro- und Leittechnik, Bautechnik) und die Wartung (Austausch von Spiegeln, Verlust von Wasser und Wärmeträgeröl), Dienstleistungen wie Schiffs- und LKW-Transport, Reinigung der Spiegel, Montage- und Demontearbeiten sowie die Entsorgung in einer Recyclinganlage.

Die Angaben zu Materialmengen und Dienstleistungen entstammen [Böhnke 1997] und [Reinhold 1997], die wiederum auf Herstellerangaben aufbauen. Sie wurden um aktuelle Recherchen wie z. B. [Cohen et al. 1999] zu neueren Techniken der Spiegelreinigung ergänzt. Die Daten wurden auf einen Standort im Südosten Marokkos mit einer Globalstrahlung von 2.654 kWh/(m²,a) und einer Laufzeit von 2.340 Volllaststunden/a angepasst. Der größte Teil der Anlage wird aus Deutschland per Schifftransport importiert; Materialien für Fundamente und Gebäude werden zu 100 % und für einige Anlagenteile zu 50 % in Marokko hergestellt. Da für Marokko jedoch keine speziellen Materialbilanzen vorliegen, werden für alle Materialien und Dienstleistungen zunächst deutsche Verhältnisse angenommen.

3.2.4 Geothermie

Stellvertretend für die verschiedenen Möglichkeiten der Geothermie-Nutzung zur Strom- und Wärmeversorgung wird hier die Stromerzeugung mit dem Hot DryRock (HDR)-Verfahren analysiert. Die Aufwendungen für Hot DryRock (HDR)-Systeme hängen von verschiedenen standortspezifischen Bedingungen ab, insbesondere vom geothermischen Gradienten, durch den die Tiefe der Förderbohrung bestimmt wird. Im Folgenden werden Ökobilanzdaten aus einer Studie von [Kaltschmitt et al. 2002] und [Nill 2003] für eine HDR-Anlage verwendet, für die angenommen wurde, dass sie unter den eher günstigen Bedingungen des Oberrheingrabens mit einem relativ hohen Temperaturgradienten betrieben wird. Aus einer Tiefe von ca. 2.700 m wird 150 °C warmes Wasser mit einer Förderrate von 100 m³/h gefördert. Die geförderte geothermische Energie wird in einer ORC-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 850 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 11 % verstromt. Die Anlage wird mit 7.500 Volllaststunden pro Jahr in der Grundlast betrieben. Die Energie zum Betrieb der Förderpumpe wird von der ORC-Anlage zur Verfügung gestellt, unter diesen Bedingungen wird ein jährlicher Nettostromertrag von 4.950 MWh erreicht. Es wird eine Lebensdauer der Anlage von 30 Jahren angenommen [Kaltschmitt et al. 2002].

Neben der Stromerzeugung wird die bilanzierte Anlage auch zur Versorgung eines Nahwärmenetzes (70 °C über 1.900 h/a) genutzt. Die jährlich von der Geothermieanlage bereitgestellte Wärme beläuft sich auf 13.500 MWh_{th}. Die Allokation der Umwelteinflüsse auf die Produkte Strom und Wärme erfolgt auf der Basis des Exergiegehalts.

Unter den in [Kaltschmitt et al. 2002] und [Nill 2003] bilanzierten Anlagenkonfigurationen schneidet das hier verwendete Beispiel mit einer Bohrtiefe von nur 2.700 m und KWK-Betrieb im Hinblick auf die Umwelteinflüsse eher günstig ab. Da wir es mit einer Technologie in einer frühen Entwicklungsphase zu tun haben, bei der nach dem Bau und Betrieb erster Demonstrationsanlagen in Deutschland deutliche technische Weiterentwicklungen zu erwarten sind, wurden hier bewusst Daten für eine dem heutigen technischen Stand entsprechende Anlage verwendet, die eher am unteren Bereich der möglichen Bandbreite liegen.

3.2.5 Fotovoltaik

Der Lebensweg von Fotovoltaik beginnt mit dem Bau der Anlage. Diese umfasst

- die Produktion der Wafer (bei kristallinen Silizium-Zellen) bzw. Halbleitermaterialien,
- die Zellherstellung,
- die Modulherstellung und
- die Netzverbindung und Tragestruktur.

Die Umweltwirkungen des Betriebs fotovoltaischer Anlagen sind in der Regel zu vernachlässigen. Durch die Entsorgung bzw. ein zielgerechtes Recycling lassen sich Teile der Auswirkungen der Herstellungsphase vermindern, da Primärmaterial substituiert werden kann.

Wir beschränken uns in diesem begrenzten Projektrahmen auf die Analyse einer weit verbreiteten 3 kW_{el}-p-Si-Dachanlage. Die Daten entstammen den Recherchen in [Jungbluth und Frischknecht 2000], ergänzt um Daten aus [Pehnt et al. 2002]. Diese Bilanz spiegelt ein fortschrittliches Herstellungsverfahren auf Basis von Solarsilizium wider. Als Montageart wird eine dachintegrierte Konstruktion bilanziert. Es werden sämtliche für den Neubau und Abriss der Anlagen notwendigen Leistungen erfasst.

Der Modulwirkungsgrad wird mit 13,4 % angenommen, die Globalstrahlung mit 1000 W/m²a. Die Waferdicke beträgt 300 µm, der Sägeverlust 200 µm, für die Lebensdauer werden 25 Jahre angesetzt.

3.2.6 Thermische Sonnenkollektoren

Je nach Art der Wärmedämmung unterscheidet man Flach-, Vakuumröhren- und Schwimmbadkollektoren. Die Jahresausbeuten sind stark von der Auslegung der Solaranlagen abhängig. Sollen nur 30 % des jährlichen Warmwasserbedarfs solar gedeckt werden, so sind Systemausbeuten von 650 kWh/m²a möglich. Bei solaren Nahwärmanlagen, bei denen die im Sommer gesammelte Wärme eines großen Kollektorfeldes erst zu einem zentralen Speicher transportiert und dort über einige Monate gelagert werden muss, kann der solare Ertrag bis auf 200 kWh/m²a sinken. Solche solaren Nahwärmesysteme mit saisonaler Speicherung gibt es bisher nur als Prototypen. Die Erfahrungen aus den Pilotprojekten ergaben bislang solare Deckungsanteile von 30 % bis 35 % [BINE 2002].

In diesem Bericht wird als Referenzanlage im Rahmen einer zukünftigen solar unterstützten Nahwärmeversorgung eine solare Nahwärmanlage in Verbindung mit einem saisonalen Kies/Wasser-Wärmespeicher analysiert. Unterstellt wird ein solarer Deckungsanteil von 80 %, so dass ein entsprechend großer Speicher gewählt werden muss. Das solare Nahwärmenetz wird basierend auf einem System in einem Neubaugebiet der Stadt Friedrichsha-

fen nach [Raab 2001] bilanziert. Als Rahmendaten werden ein Kies/Wasser-Wärmespeicher von 19.288 m^3 und eine Absorberfläche (Apertur) von 5.667 m^2 gewählt.

Modelliert werden die Herstellung und der Betrieb der Solaranlage. Die Herstellung teilt sich auf in Sonnenkollektoranlage (Kollektoren und Stützkonstruktion), Kollektoranbindung, Kies/Wasser-Wärmespeicher, Speichieranbindung, Heizzentrale und Häuseranbindung. Bis auf den Wärmespeicher ist eine lineare Skalierung möglich; der Speicher wurde aufgrund der kubischen Form mit dem Exponenten 0,7 skaliert. Für den Betrieb wird der für die Pumpen benötigte Strom betrachtet.

3.2.7 Biomasse (feste Bioenergieträger)

Der Lebensweg der Biomasse-Nutzung umfasst die Produktion des Brennstoffs inklusive aller Hilfs- und Betriebsstoffe, seine Bereitstellung inklusive etwaiger Aufbereitungsschritte und die anschließende Nutzung (Verbrennung) in den o. g. Anlagen, ferner die Materialaufwendungen zum Bau der land- und forstwirtschaftlichen Maschinen und Geräte, der Lagergebäude, der Transportmittel sowie der Anlagen zur Aufbereitung und Verbrennung der Biomasse. Für Prozesse der Kraft-Wärme-Kopplung werden die Daten zunächst ohne Allokation ausgewiesen (Tabelle 3.10), während sie aus Gründen der Vergleichbarkeit grafisch mit Gutschrift eines Kleinverbraucher-Wärmemixes dargestellt werden.

Aus der Vielzahl der möglichen Brennstoffe werden folgende herausgegriffen:

- Waldrest- und Durchforstungsholz (hier als Waldholz bezeichnet) aus der Durchforstung und der Stammholzernte
- Holz aus Kurzumtriebsplantagen (hier: Pappel: Abk. SRF (short rotation forestry), Umtriebszeit 5 Jahre). Bilanziert werden Vorbereitung mit Scheibenegge und Aufsattelpflug, Saatbeetkombination, Pflanzung, Herbizideinsatz in den ersten beiden Anbaujahren; Düngemittel, Ernte, Hacken, Umbruch des Feldes und Transport.
- Altholz (hier: belastetes Fichtenholz); Basisdaten von Altholz und seiner Nutzung: [Jungbluth et al. 2001]. Auf Grund der großen Bandbreite der möglichen stofflichen Inputs beim Altholz sind die dort verwendeten Emissionsfaktoren als 80 % der nach der 17. BImSchV zulässigen Grenzwerte abgeschätzt.
- Weizenstroh; als Rückstand der Getreideproduktion werden ihm nur die zusätzlichen Aufwendungen im Vergleich zur Nichtnutzung (Einarbeitung in den Boden) und die zusätzliche Düngung durch erhöhten Nährstoffentzug angelastet.

Als Stromerzeugungstechnologien werden bilanziert:

- Dampfturbinen-Kraftwerk (ca. 5-MW_{el} -Kraftwerk mit atmosphärischer zirkulierender Wirbelschichtfeuerung (ZWSF), elektrischer Nutzungsgrad 29 % ohne KWK, SNCR-Entstickungsanlage (selektive nichtkatalytische Reduktion) und Gewebefilter/Multizyklon).
- Mitverbrennung von Waldholz und Kurzumtriebsholz in konventionellen Kohlekraftwerken (10%-ige Zufeuerung in einer trockenentaschten Steinkohlestaubfeuerung, elektrischer Nutzungsgrad 45 %).
- motorisches Holzgas-BHKW (Wirbelschichtvergaser nach [Pehnt 2002], Nutzungsgrad 75 %, 3-Modulanlage von je $100 \text{ kW}_{\text{th}}$, Emissionsdaten gemäß [Biomasse-ZIP 2003], Nutzungsgrade 32 % elektrisch, 51 % thermisch).

Bei dem Vergleich von KWK-Systemen mit anderen stromerzeugenden Systemen wird auf das Kuppelprodukt Wärme eine Gutschrift mit dem zukünftigen Wärmemix (Kapitel 3.1.2) erteilt.

Als zusätzliche Wärmebereitstellungstechnologien werden untersucht:

- Hackschnitzel-Heizung (30 kW_{th}, Unterschubfeuerung, thermischer Nutzungsgrad 82 %)
- Heizwerk (Vorschubrost, ca. 4 MW_{th}, thermischer Nutzungsgrad 85 %, Wärme-Verteilverluste 8 %)

Weitere Eingabedaten stützen sich, wenn nicht anders angegeben, im Wesentlichen auf [Kaltschmitt und Reinhardt 1997], für die Infrastruktur wurde auf [IFEU-EU 2000] zurückgegriffen. Die Daten für die Stromerzeugungstechnologien sind mit dem parallel laufenden Projekt „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ [Biomasse-ZIP 2003] abgestimmt.

3.2.8 Biogas

Der Lebensweg der Biogasproduktion umfasst den Bau des Fermenters und der anderen Infrastrukturkomponenten, den Betrieb des Fermenters (Wärmebedarf nach [Schmack 2003]), die Verbrennung des Biogases in einem Motor-BHKW (elektrischer Wirkungsgrad 35 %, Gesamtwirkungsgrad 90 %, Emissionen nach [Edelmann et al. 2001]) sowie die Ausbringung der Gülle [Edelmann et al. 2001]. Neben den Umweltwirkungen der Biogas-Erzeugung muss als Referenz die vermiedene Lagerung der Gülle ohne Biogasnutzung berücksichtigt werden (Abbildung 3.3). Die Netto-Umweltwirkungen ergeben sich somit aus der Bilanz der Biogas-Anlage abzüglich der vermiedenen Umweltwirkungen der reinen Güllelagerung.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen reiner Güllelagerung und Biogasnutzung lassen sich vor allem auf die unterschiedlichen Emissionen von Methan, Ammoniak und Lachgas zurückführen. Diese sind stark von den jeweiligen Gegebenheiten der Anlage abhängig (Gasauffangung bei der Nachrotte des Gärrestes, Art der (Rest-) Gülleausbringung, etc.), so dass die Übersichtsökobilanz zwangsläufig nur eine durchschnittliche moderne Anlage beschreiben und die Ökobilanz realer Anlagen eine größere Schwankung aufweisen kann.

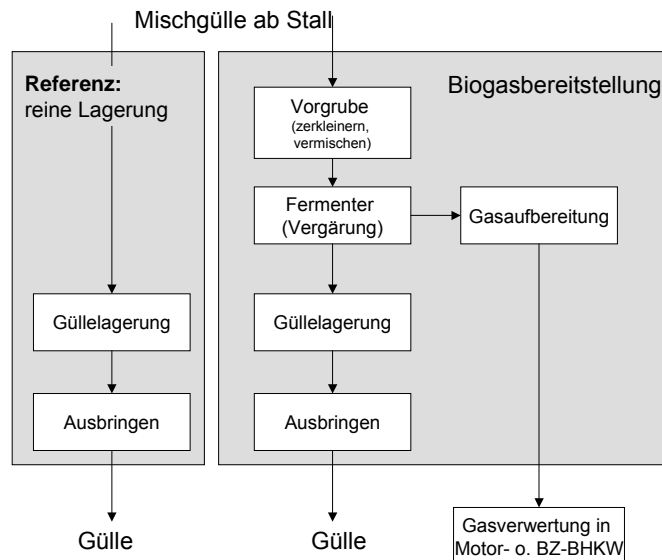


Abbildung 3.3: Systemgrenze der Biogasbereitstellung

Für die Höhe der *Methan*emissionen bei der Biogaserzeugung sind vier gegenläufige Aspekte verantwortlich:

- Im Fall der Biogaserzeugung ist die zu lagernde Gülle bei ihrer Lagerung schon vergoren, ein Teil des Kohlenstoffs wurde also schon entfernt. Dadurch sinkt die Anzahl der für die Methanbildung zur Verfügung stehenden Kohlenstoff-Atome im Vergleich zu einer reinen Güllelagerung.
- Andererseits liegen in der Biogas-Gülle optimale Bedingungen bezüglich Temperatur und Durchsetzung mit anaeroben Bakterien vor, so dass es trotz fortgeschrittenem Abbau noch zu einer erheblichen Methanproduktion kommt [Edelmann et al. 2001]. Dies wird bestätigt durch Messungen von [Edelmann et al. 2001] und weitere dort zitierte Studien.
- Bei der reinen Lagerung der Gülle wird diese nur sporadisch umgerührt, im Gegensatz zur sehr guten Durchmischung bei der Biogaserzeugung. Deshalb kann ein deutlich größerer Anteil des Abbaus anaerob erfolgen, was zu höheren Methanemissionen bei reiner Lagerung führt.
- Die Höhe der Emissionen wird wesentlich davon beeinflusst, ob die in der ersten Lagergrube entstehenden Gase aufgefangen und ebenfalls energetisch genutzt werden (Nutzung der Nachgärung). Dies ist bei modernen Anlagen der Fall und wird hier der Bilanz zu Grunde gelegt.

Ammoniak wird in der Vorgrube, aus dem Lagertank und beim Ausbringen emittiert [Edelmann et al. 2001]. Die Bezifferung der Mehremissionen bei vergorener Gülle im Vergleich zu unvergorener gestaltet sich ebenfalls schwierig: Durch den höheren pH-Wert der Gülle und die höhere Konzentration an mineralisiertem Stickstoff erhöhen sich die Emissionen. Auf der anderen Seite ist vergorene Gülle homogener und dünnflüssiger, so dass sie einfacher in den Boden eindringt und damit den Stickstoffverlust durch Ammoniak-Verdampfung vermindert. Insgesamt wird bei beiden Systemen von einer optimierten Ausbringungstechnik, aber von höheren Ammoniak-Emissionen bei der Biogaserzeugung als bei reiner Lagerung angenommen (zur Interpretation siehe Kapitel 4).

Lachgas entsteht vor allem in der Schwimmdecke auf der Gülle; da Biogasgülle aufgrund ihrer Homogenität weniger zur Schwimmdeckenbildung neigt, sind hier weniger Lachgasemissionen zu erwarten. Andererseits sorgen höhere Ammoniakkonzentrationen in der Biogasgülle dafür, dass die Lachgasproduktion angeregt wird. Auch diese Emissionen lassen sich durch eine Nutzung der Nachgärung vermindern.

Betrachtet wird exemplarisch eine Biogas-Anlage mit einem Beton-Fermenter mit 300 m³ und einer Mischgülle aus Schweine- und Rindergülle mit Nutzung der Nachgärung. Der Strombedarf des Fermenters kann zu 60 % aus dem BHKW gedeckt werden, der Rest wird aus dem Netz bezogen. Der Wärmebedarf des Fermenters wurde nicht aus [Edelmann et al. 2001] übernommen, sondern auf gemäßigte klimatische Verhältnisse mit Angaben nach [Schmack 2003] angepasst.

Im Sommer fällt zusätzlich ein Wärmeüberschuss an, der nicht genutzt werden kann; dieser beträgt etwa ein Viertel der jährlichen Gesamtwärmeerzeugung. Im Winter übersteigt der Wärmebedarf des Fermenters die Wärmebereitstellung des BHKW, die Zuheizung erfolgt mit dem Kleinverbraucher-Wärmemix.

3.2.9 Exkurs: Regenerative Kraftstoffe

3.2.9.1 Biodiesel

Raps ist das Ausgangsmaterial für den Kraftstoff Rapsölmethylester (RME), vielfach auch Biodiesel genannt. Dieser Biokraftstoff zeichnet sich im Gegensatz zum reinen Rapsöl dadurch aus, dass er dem konventionellen Dieselmotorkraftstoff sehr ähnlich ist und in nahezu allen

Dieselmotoren problemlos eingesetzt werden kann. Die Eingabedaten beruhen auf [Reinhardt und Zemanek 2000], für die Infrastruktur wurde auf [IFEU-EU 2000] zurückgegriffen.

Der Rapsanbau erfolgt unter Einbindung in eine Fruchtfolge und umfasst Bodenvorbereitung, Aussaat, Pflanzenschutzmittel in zwei Spritzungen, Düngemittelausbringung, Ernte mit selbst fahrenden Erntemaschinen im Direktdrusch und Einarbeitung des Stroh in den Boden, wofür die enthaltenen Nährstoffe gutgeschrieben werden. Die Rapssaat wird mit parallel fahrenden Schleppern und Anhängern aufgenommen und dann zum Hof transportiert.

Für die Weiterverarbeitung zum Biodiesel wird die Rapssaat getrocknet, gereinigt, gekühlt gelagert, zur Ölmühle mit Binnenschiff, Bahn und LKW transportiert, gepresst und mit Hexan extrahiert, raffiniert und schließlich mit Methanol zu RME umgeestert. Das RME wird mit LKW zur Tankstelle gebracht. Das Kuppelprodukt Extraktionsschrot, das bei der Ölgewinnung entsteht, wird als Futtermittel verwendet und ersetzt aus den USA importiertes Soja-schrot, während das bei der Umesterung anfallende Glycerin aufbereitet und in der Pharma- oder chemischen Industrie verwendet wird. Dabei wird chemisch produziertes Glycerin ersetzt.

RME wird in Diesel-PKW nach EURO IV eingesetzt. Der Verbrauch entspricht dabei dem mutmaßlichen Energiebedarf eines durchschnittlichen PKW im Jahr 2010, nämlich umgerechnet 6,1 l Dieselkraftstoff auf 100 km [TREMODO 2002].

3.2.9.2 Bioethanol aus Zuckerrüben

Stellvertretend für verschiedene Optionen der Bioethanol-Herstellung wird hier die Produktion aus Zuckerrüben bilanziert. Diese Option ist im Vergleich zu den Ausgangsstoffen Kartoffel oder Weizen ökologisch vorteilhafter.

Neben der Zuckerproduktion zur direkten Verwendung im Ernährungssektor oder zu technischen Zwecken kann Rübenzucker auch vergoren und der gewonnene Alkohol z. B. als Kraftstoffadditiv verwendet werden. Ein heutiger Standard ist ein Gemisch aus 5 Vol.-% Ethanol und konventionellem Ottokraftstoff, das ohne Motor-Anpassungen in Ottomotoren eingesetzt werden kann. Die effizienteste Ethanolproduktion erfolgt in den existierenden Zuckerfabriken mit Annex-Anlage für die Vergärung und Destillation. Die Eingabedaten beruhen auf [Reinhardt & Zemanek 2000], für die Infrastruktur wurde auf [IFEU-EU 2000] zurückgegriffen.

Der Anbau der Zuckerrüben erfolgt unter Einbindung in eine Fruchtfolge. Die Prozessschritte umfassen die Bodenvorbereitung, die Aussaat mit einer Einzelkorndrillmaschine, Pflanzenschutz in vier Spritzungen, Einsatz einer Hackmaschine, Ausbringung des Düngemittels mit einem Großraumdüngerstreuer, Ernte der Zuckerrüben mit einem Rübenköpfrödebunker, Einarbeitung des Rübenblattes in den Boden, wofür die enthaltenen Nährstoffe gutgeschrieben werden, sowie Zwischenlagerung und Transport der Rüben zur Ethanolanlage.

Die Zuckerrüben werden gewaschen, zerkleinert und der Zucker daraus in den Rohsaft überführt. Der Rohsaft wird pasteurisiert und vergoren. Anschließend wird aus dem Substrat mit Hilfe einer Molekularsiebdestillation absoluter Alkohol gewonnen. Dieser wird mit Bahn und LKW zu einer Mischstation transportiert, wo er als 5-prozentiges Additiv herkömmlichem Ottokraftstoff zugesetzt wird. Das Waschwasser der Rüben wird geklärt, die aus der Ethanoldestillation stammende Schlempe kann vollständig als Frischwasserersatz für die Zuckerextraktion dienen, wenn die Alkoholherstellung nicht mehr als 20 % der Kapazität der Zuckerfabrik ausmacht, was hier angenommen wird. Die aus der Zuckerextraktion übrig bleibenden Rübenschnitzel werden gepresst und in Hochtemperaturtrocknung auf ca. 10 % Wassergehalt getrocknet. Zwischen den gemeinhin als Tierfutter eingesetzten Schnitzeln und dem Ethanol wird eine energiebezogene Allokation vorgenommen, die die Aufwendungen für das Ethanol verringert.

Das E5-Gemisch wird in Otto-PKW nach EURO IV eingesetzt. Der Verbrauch entspricht dabei dem mutmaßlichen Energiebedarf eines durchschnittlichen PKW im Jahr 2010, umgerechnet 7,6 l Ottokraftstoff auf 100 km.

3.2.9.3 Wasserstoff aus Elektrolyse

Als Ergänzung zu den biogenen Kraftstoffen wird dieser Treibstoff in seiner Anwendung in verflüssigter Form zur Verbrennung in Gasmotoren nach dem Otto-Prinzip betrachtet. Da Kraftstoffe hier lediglich in einem Exkurs behandelt werden, wird aus der Vielfalt der Wasserstoff-Optionen nur eine herausgegriffen, die Elektrolyse aus Wasserkraft-Strom.

Wasserstoff wird mit Hilfe der alkalischen Elektrolyse gewonnen. Der für die Elektrolyse eingesetzte Gleichstrom stammt aus einem für europäische Verhältnisse repräsentativen Wasserkraftwerkspark. Zum Transport wird er verflüssigt und dann mit Tankschiffen und Tanklastzügen von Norwegen zur Tankstelle transportiert. Die technischen Daten des Transportes sind ausführlich in [Pehnt 2002] dokumentiert.

Der flüssige Wasserstoff wird in Otto-PKW nach EURO IV eingesetzt. Der Verbrauch entspricht dabei energiebezogen dem mutmaßlichen Energiebedarf eines durchschnittlichen PKW im Jahr 2010, umgerechnet 7,6 l Ottokraftstoff auf 100 km. Dabei wurde unterstellt, dass das zusätzliche Tankgewicht und der etwas bessere Wirkungsgrad im Vergleich zum Benzinbetrieb des Ottomotors insgesamt zu einem vergleichbaren Verbrauchswert führen.

3.3 Ergebnisse der Übersichtsökobilanzen

3.3.1 Gesamtüberblick

Die Ergebnisse für alle Übersichtsökobilanzen der strom-, wärme- und kraftstoffproduzierenden Systeme sind in Abbildung 3.4 bis Abbildung 3.7 dargestellt. Dabei sind die Umweltwirkungen jeweils auf die Umweltwirkungen des zukünftigen Strommixes, Wärmemixes bzw. auf einen durchschnittlichen Diesel-Pkw (Status 2010) normiert. Ein Wert über 100 % bedeutet somit, dass es in der betreffenden Umweltwirkung zu einer Erhöhung der Einwirkungen im Vergleich zum Mix kommt, ein Wert unter 100 % bedeutet eine Entlastung. Die Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse sind zudem in den Tabellen 3.9 bis 3.12 zusammengestellt.

In einer ersten Übersicht lässt sich festhalten, dass für alle regenerativen Energieketten bei Berücksichtigung einer jeweiligen Strom- bzw. Wärmegutschrift im Bezugsjahr 2010 gilt:

- Die *Klimagasemissionen* und der *Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen* sind im Vergleich zum konventionellen System sehr niedrig und liegen beim Strom bei maximal 20 % des Strommixes 2010, bei der Wärme bei max. 15 % des Wärmemixes und bei Kraftstoffen bei maximal 55 % des zukünftigen Diesel-Pkws. Bei den Biomasse-Systemen, die eine Wärme- bzw. Stromgutschrift erhalten, ergibt sich je nach System sogar eine „negative“ Umweltwirkung, d. h. die Substitutionswirkung führt im Gesamtsystem zu einer Umweltentlastung.
- Bei *materiellen Ressourcen* (Eisenerz, Bauxit) ergibt sich eine geringere oder ähnlich hohe Beanspruchung wie bei den konventionellen Systemen. Ausnahmen sind die Fotovoltaik durch die Aufwendungen der Aufständigung, Sonnenkollektoren durch den Aluminiumverbrauch der Kollektoren und den Stahlverbrauch der Stützkonstruktion und bei der Windkraft der Eisenbedarf für den Stahlturm. Zu beachten ist, dass die mit der Bereitstellung der Materialien verbundenen anderen Umweltwirkungen selbstverständlich erfasst sind und dass außerdem gerade der Materialeinsatz stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängt (z. B. Betoneinsatz für Wasserkraftwerke, Aluminium für Fotovoltaik je nach Integration, etc.).

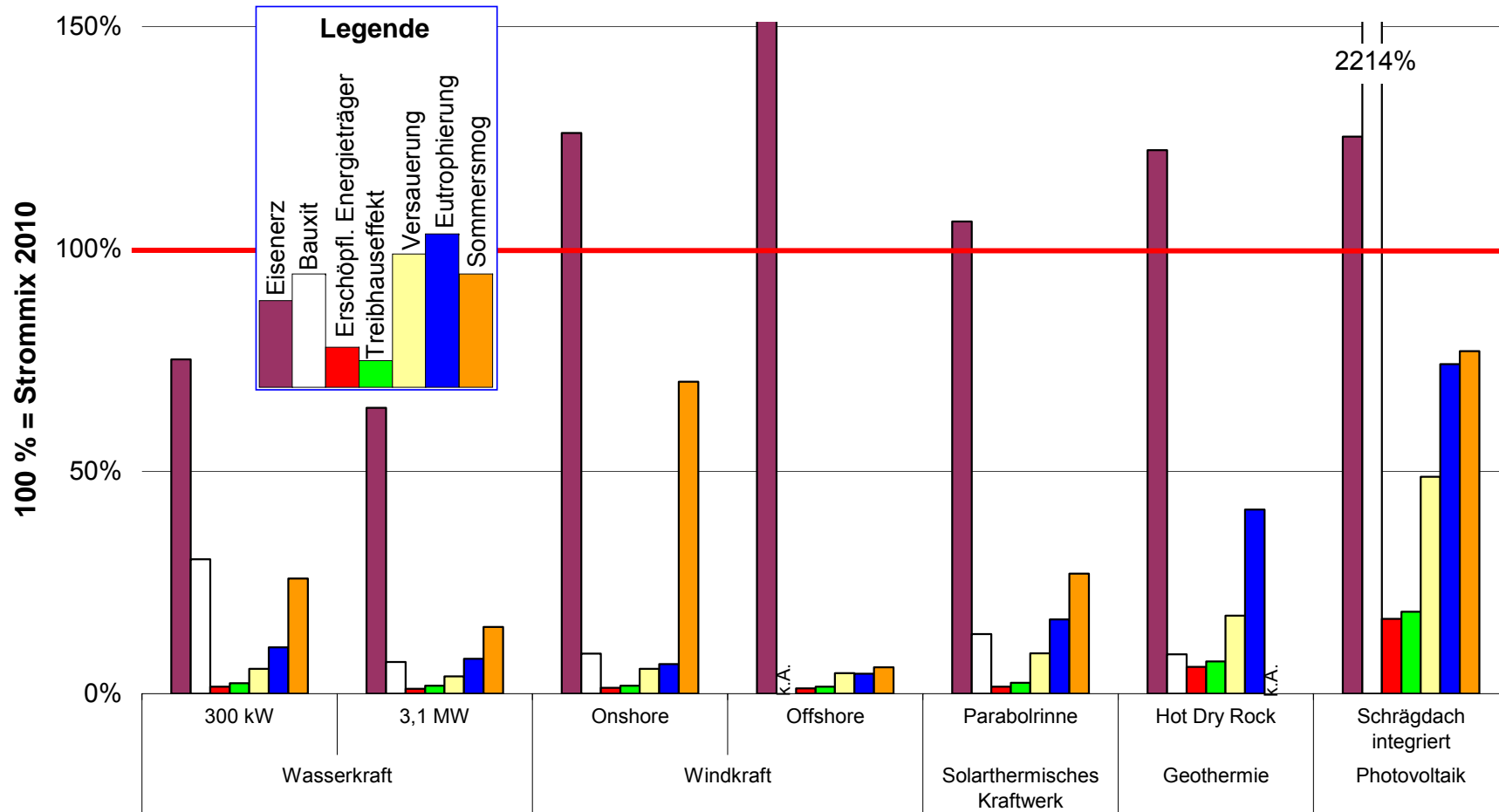


Abbildung 3.4: Normierte Übersichtökobilanz der stromerzeugenden REG-Systeme (ohne Biomasse)

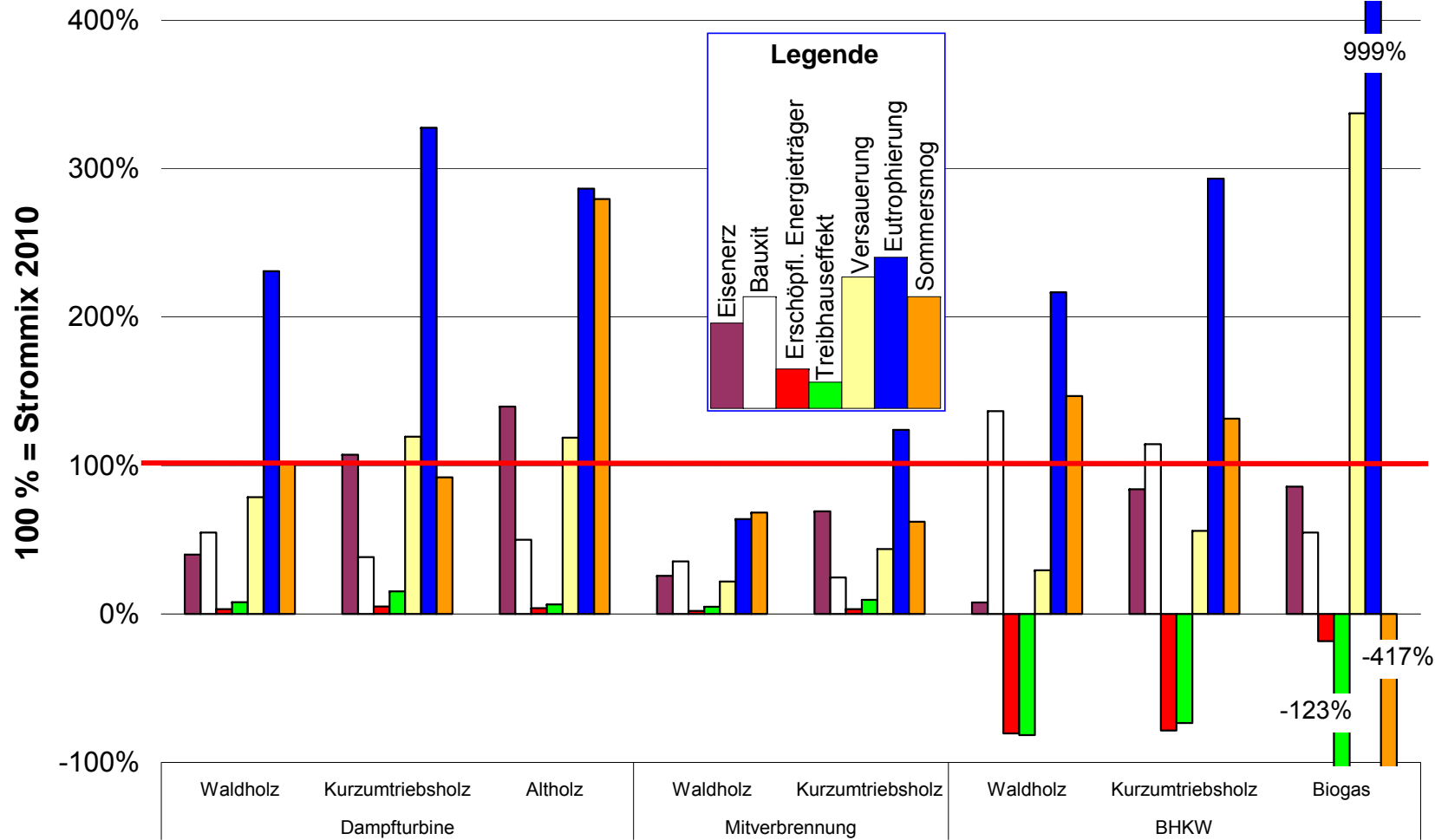


Abbildung 3.5: Normierte Übersichtsökobilanz der stromerzeugenden Biomasse-Systeme (Wärmegutschrift für KWK-Systeme)

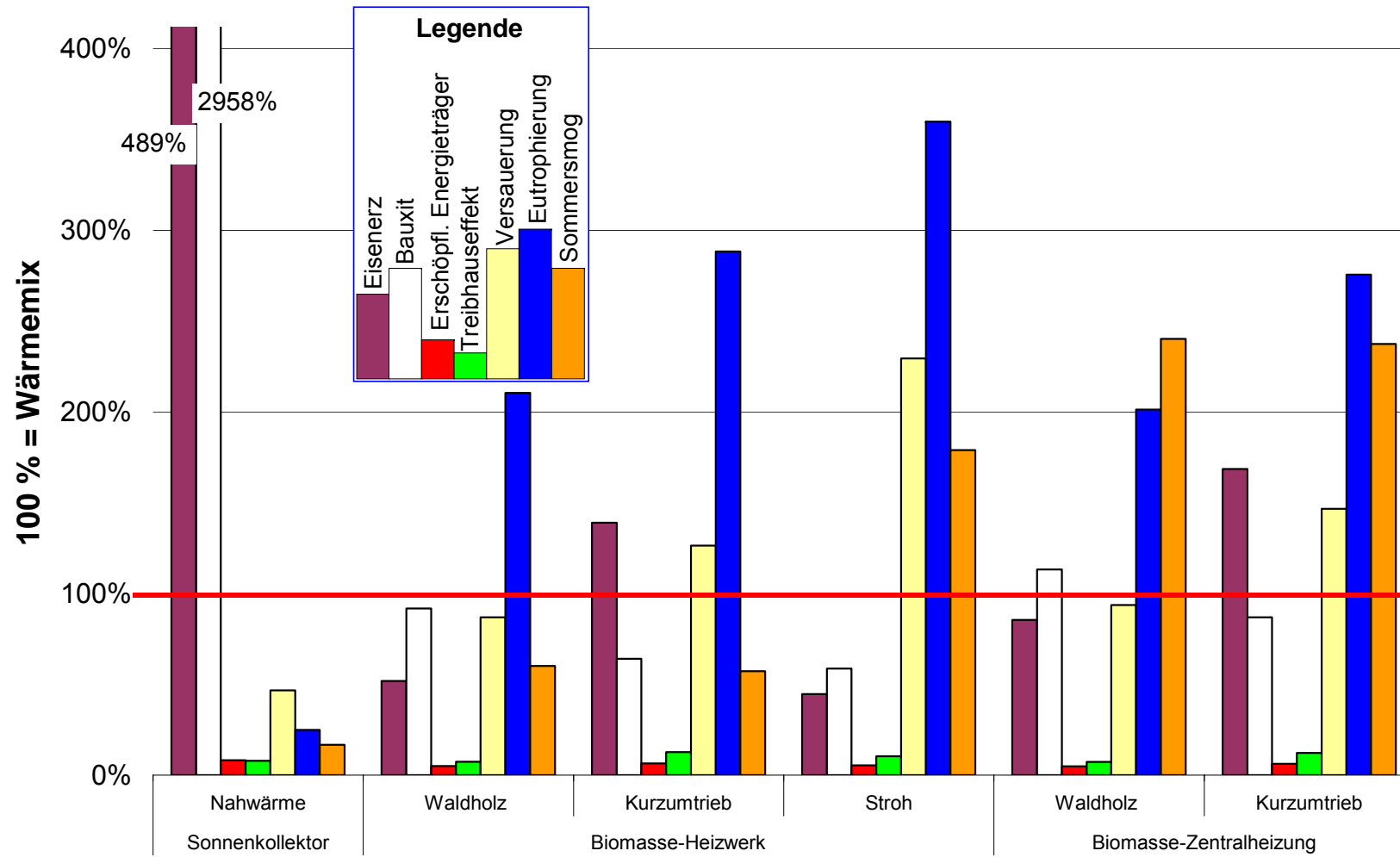


Abbildung 3.6: Normierte Übersichtsökobilanz der wärmeerzeugenden REG-Systeme

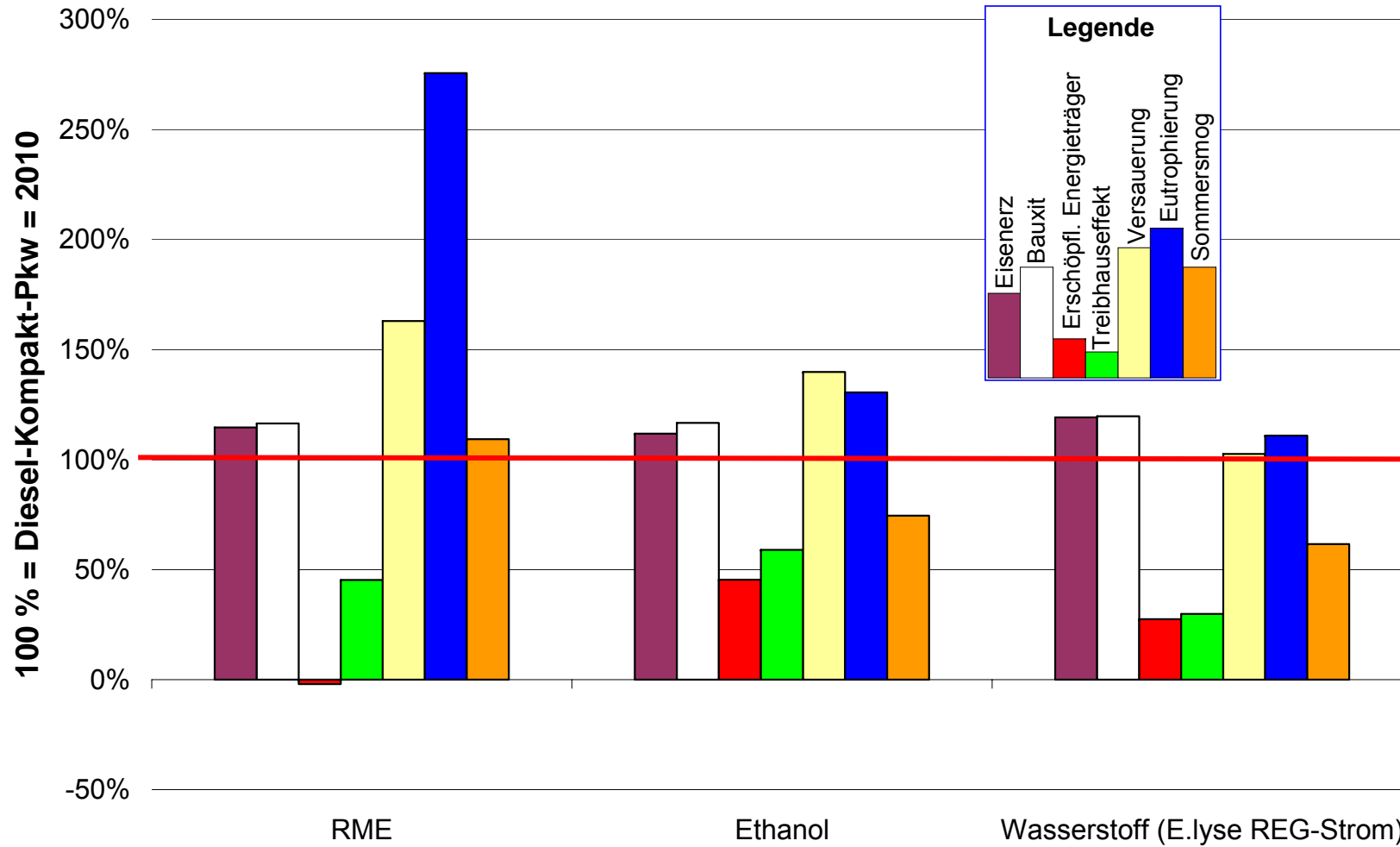


Abbildung 3.7: Normierte Übersichtsökobilanz der REG-Kraftstoffpfade

Bei den anderen Umweltwirkungen ergibt sich keine eindeutige Ergebnisrichtung für oder gegen erneuerbare Energien. Der Vergleich ist vielmehr abhängig von der untersuchten Technologie, dem Brennstoffinventar des eingesetzten Energieträgers (Biomasse), dem konkreten Einsatzkontext der Anlage (beispielsweise solare Einstrahlung, Volllaststunden, topografische Lage, Wahl der Materialien für die Aufständigung (PV, Sonnenkollektoren)), und anderen kontextabhängigen Größen.

- Die Versauerung ist bei den stromerzeugenden Systemen deutlich unter dem Strommix 2010 bzw. in ähnlicher Größenordnung (Biomasse/Dampfturbine). Eine Ausnahme ist das Biogas-System, das signifikant über dem Strommix liegt. Dies ist auf die Mehremissionen von Ammoniak zurückzuführen: Zwar ist die Mehremission nur vergleichsweise gering im Vergleich zur reinen Güllelagerung, durch den hohen Beitrag der Ammoniak-Emissionen aus der Landwirtschaft macht sich dies dennoch in der Gesamtbilanz bemerkbar. Optimierungspotenziale liegen hier vor allem im Bereich der Landwirtschaft (Ausbringung, etc.).
Die wärmeerzeugenden Systeme liegen ebenfalls bis auf Stroh unter dem Wärmemix bzw. in ähnlicher Größenordnung. Dabei emittieren Stroh-basierte Heizwerke mehr versauernde Substanzen (Chlor- und Schwefelgehalt, NO_x-Emissionen) als Kurzumtriebsholz und dieses wiederum auf Grund der Aufwendungen für Düngemittel und Anbau und der landwirtschaftlichen Emissionen mehr als Waldholz.
Bei den Verkehrssystemen liegt Biodiesel deutlich über der Referenzoption vor allem auf Grund der Emissionen des landwirtschaftlichen Systems.
- Für Eutrophierung ist das Muster etwas anders: Stromerzeugende Systeme ohne Biomasse sind deutlich besser als der Strommix, Biomassensysteme liegen allerdings auch mit Gutschrift deutlich über dem Strom- bzw. Wärmemix (Ausnahme: Mitverbrennung von Waldholz). Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die brennstoffbezogenen NO_x-Emissionen kleiner Anlagen höher liegen und die Vorteile, die sich bei der Versauerung gegenüber dem Strommix durch die SO₂-Emissionen der Kohle-Kraftwerke ergeben, bei der Eutrophierung nicht zum Tragen kommen.
- Der Sommersmog ist bei allen stromerzeugenden und Verkehrssystemen geringer als bzw. ähnlich hoch (Holzgas-BHKW) wie beim Strommix (Ausnahme Altholz); bei den wärmeerzeugenden Systemen liegt das Stroh-Heizwerk sowie die Zentralheizung circa um einen Faktor 2 über dem Wärmemix.

Insgesamt ergeben sich also eindeutige Vorteile bei Treibhauseffekt und Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen. Bei den anderen Wirkungskategorien gibt es keine eindeutige Ergebnisrichtung. Eine objektive Entscheidung kann somit nicht gefällt werden. Zieht man die nach [UBA 1999] große bzw. sehr große Bedeutung für den energetischen Ressourcenverbrauch respektive Treibhauseffekt sowie den großen spezifischen Beitrag des Energiesystems zu diesen Umweltwirkungen heran, so erweisen sich alle regenerativen Energieträger für diese Umweltwirkungen als deutlich vorteilhaft gegenüber den konventionellen Varianten.

Während der Fokus der Gesamtbilanzierung auf dem ökologischen Vergleich liegt, werden in den folgenden Unterkapiteln technologiespezifische Besonderheiten und Optimierungspotenziale dargestellt.

3.3.2 Laufwasserkraftwerke

Die geringen Treibhausgasemissionen sowie der Energieaufwand des Wasserkraftwerks werden hauptsächlich durch Baumaßnahmen (im wesentlichen Beton und Stahl), in geringem Maß durch Maschinenbau und Betrieb (Entsorgung Rechengut, Wartung, sonstige Arbeiten) bedingt. Bei der Versauerung kommen die Emissionen der Baumaschinen hinzu. Eisenerz geht vor allem in den Bau des Kraftwerks ein, z. T. auch in den Maschinenbau. Der größte Teil des Bauxitbedarfs stammt aus dem Bereich Netzanschluss, da dort ein Alumini-

um-Starkstromkabel verwendet wird. Der Rest wird beim Generator verwendet. Die Reduktion beim 3,1-MW-Kraftwerk kommt dadurch zustande, dass nur die doppelte Menge Alukabel für ein Kraftwerk mit zehnfacher Leistung verwendet wird.

Zusammenfassend dominiert die Herstellung von Beton und Stahl für den Bau des Kraftwerks die meisten Kenngrößen. Die geringe Höhe der Umweltwirkungen pro kWh_{el}, insbesondere der Treibhausgasemissionen, die unter 40 g CO₂-Äquiv./kWh_{el} liegen, ist in Übereinstimmung mit anderen Studien [SECDA 1994; Uchiyama 1996; Gagnon und Vate 1997; IEA 1998; Vattenfall 1999; GEMIS 2001; Hartmann 2001].⁷

Bei der ökologischen Bilanzierung von Wasserkraftanlagen ist zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse der Bilanz stärker als bei anderen erneuerbaren Energietechnologien von der spezifischen Anlage abhängen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass weniger die standardisierte Energietechnologie selber bzw. deren Betrieb, Wartung etc. für die Umweltwirkungen verantwortlich sind, sondern die zum Betrieb der Energiewandler notwendigen Bauten, beispielsweise Wehre, Staudämme, Ausleitungskanäle, etc.

Zudem dienen viele (insbesondere Speicher-) Kraftwerke mehreren Zwecken, beispielsweise der Flutkontrolle, der Trinkwasserversorgung, der Bewässerung, etc. Diese Nebenfunktionen haben wiederum Einfluss auf die Wasserverluste, die Auslegung des Systems etc. Wasserkraftwerke können außerdem an Staustufen oder ohnehin vorhandenen Wehren positioniert sein; dies ist insbesondere bei der Reaktivierung vorhandener Wehranlagen zu berücksichtigen.

Bei der Definition der Systemgrenzen ist daher Wert auf eine saubere Allokation der Aufwendungen auf die unterschiedlichen Einsatzzwecke und auf eine Abgrenzung von „Ohnehin-Bauten“ zu legen.

Weitere Umweltwirkungen

Mit der Nutzung der Wasserkraft sind unter Umständen erhebliche Auswirkungen auf das Ökosystem von Fließgewässern verbunden. Auf diese Aspekte wird ausführlich in Kapitel 4.3 eingegangen.

3.3.3 Wind

Charakteristisch für die Windenergienutzung ist, dass die standortspezifischen Windverhältnisse einen großen Einfluss auf den kumulierten Stromertrag einer Anlage und damit auf die auf eine kWh bezogenen Ökobilanzergebnisse haben. Bei der Verwendung einzelner Ergebnisse in einem anderen Kontext müssen daher so weit wie möglich standortspezifische Bedingungen berücksichtigt werden.

In allen Wirkungskategorien trägt der Bau der Windkraftanlage zu mindestens 95 % der Umwelteinwirkungen bei. Transportprozesse sind zu rund 4 % an der Emission eutrophierender Schadstoffe beteiligt, ansonsten sind die Beiträge durch Transport und Anlagenbetrieb an den Ökobilanzergebnissen zu vernachlässigen.

Der durch die Windstromerzeugung verursachte Bedarf an Eisenerz liegt leicht über dem des Strommixes 2010. Rund 55 % des Eisenbedarfs geht in den Bau des Stahlturms. Mit Ausnahme der Kohlenwasserstoffe liegen die Schadstoffemissionen durch die Onshore-Windstromerzeugung unter 10 % der Emissionen des Strommixes 2010.

Die Bilanzergebnisse für den betrachteten Offshore-Windpark liegen leicht unter den Werten der an Land betriebenen Windkraftanlage. Bei der Interpretation der Ergebnisse sind allerdings die sehr viel größere Unsicherheit der Daten und die fehlende Betriebserfahrung zu berücksichtigen. Die erreichbare Anzahl der Volllaststunden, die neben den Windverhältnissen auch von der Verfügbarkeit zukünftiger Offshore-Anlagen bestimmt wird, hat einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse. Die Ergebnisse der hier ausgewerteten Studie von

⁷ Zu den Treibhausgasemissionen aus Speicherkraftwerken vergleiche den 2. Zwischenbericht [BMU 2002].

[Chataignere und Le Boulch 2003] deuten darauf hin, dass die höheren Aufwendungen für Gründung und Netzanschluss durch den höheren Ertrag (über-)kompensiert werden, so dass die Ökobilanzergebnisse für Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen in einer vergleichbaren Größenordnung liegen.

Weitere Umweltwirkungen

Auf die möglichen Auswirkungen der Windenergienutzung auf den Naturschutz wird ausführlich in Kapitel 4 eingegangen.

3.3.4 Solarthermisches Kraftwerk

Ebenso wie die lokalen Windverhältnisse einen großen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse einer Windkraftanlage haben, beeinflussen die lokalen Strahlungsverhältnisse die Ergebnisse für solarthermische Kraftwerke. Die für den Stromertrag relevante Direktnormalstrahlung (DNI) kann je nach Standort von 2.000 bis 3.000 kWh/(m²,a) variieren, so dass für ein und dasselbe Kraftwerk je nach Standort ganz unterschiedliche Bilanzergebnisse pro kWh zustande kommen. Der für die hier bilanzierte SEGS-Anlage gewählte Standort liegt mit einer DNI von 2.654 kWh/(m²,a) leicht über dem Durchschnitt. Da die Ist-Situation einer SEGS-Anlage im Jahr 1997 bilanziert wurde, deckt eine höhere DNI jedoch auch mögliche Verbesserungen bis zum Jahr 2010 mit ab.

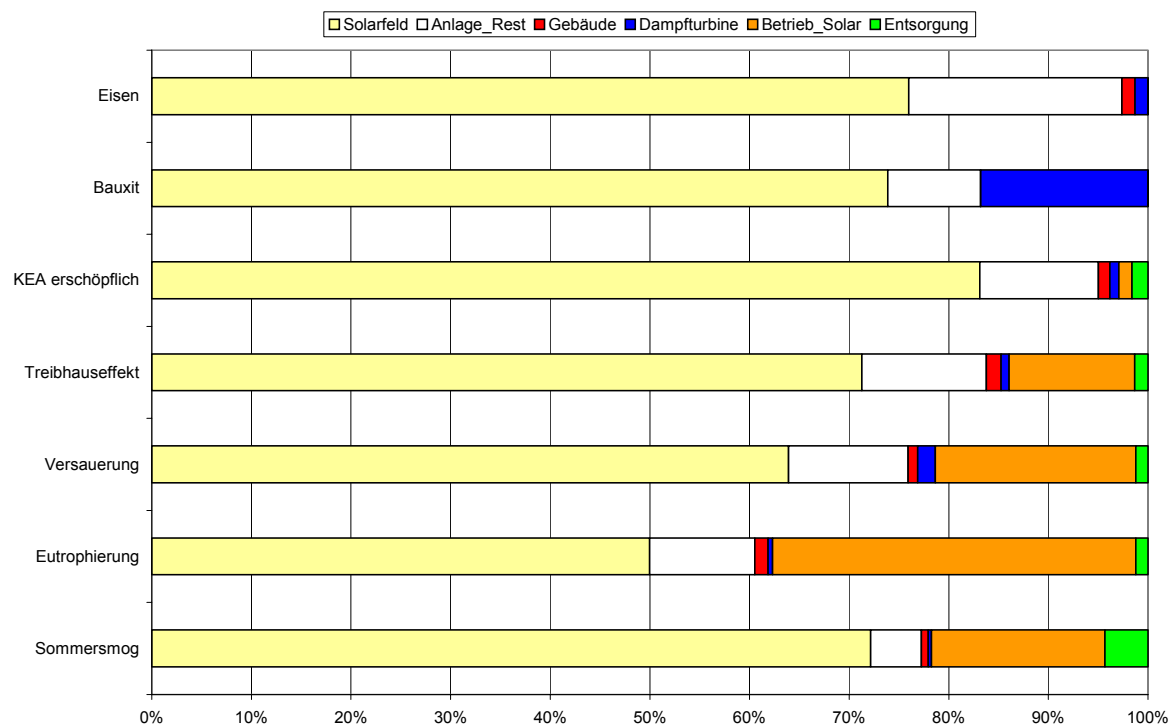


Abbildung 3.8: Zuordnung von Umweltwirkungen zu den Lebenswegphasen (SEGS)

Die betrachteten *Materialinputs* fallen alleine beim Bau der Anlage an und betreffen zum überwiegenden Teil die Herstellung des Solarfeldes, also den Aufbau der Tragestruktur, der Spiegel und der Rohrleitungen. Hier schlagen insbesondere der Eisenverbrauch für die Stahlträger, der Bauxitverbrauch für die Legierung von Edelstahl und der Kupferverbrauch für die Pumpen und Steuerleitungen zu Buche. Edelstahl geht zum größten Teil in das Absorberrohr ein, dem zentralen Element der Anlage, das die reflektierte Sonnenenergie aufnimmt. Der Verbrauch erschöpflicher Energieträger entfällt entsprechend der Materialverbräuche größtenteils auf die Herstellung des Solarfeldes (Abbildung 3.8).

Die betrachteten *Emissionen* fallen zum großen Teil in der Bauphase an (62% bis zu 95%), treten jedoch in unterschiedlichem Maße auch im Betrieb und beim Abriss auf.

Der *Treibhauseffekt* wird zu 71% vom Bau des Solarfeldes verursacht, hierbei dominieren die CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Stahl und PUR-Hartschaum. Der Anteil der Betriebsphase wird zu etwa 90% durch das Fahrzeug, das zur Spiegelreinigung eingesetzt wird, bestimmt. Mit einer ähnlichen Verteilung folgt die *Versauerung*. Der mit 20 % erheblich höhere Beitrag der Betriebsphase ergibt sich aus den NO_x-Emissionen des Reinigungsfahrzeuges. Dies schlägt sich noch deutlicher bei der *Eutrophierung* nieder, für das insbesondere die NO_x-Emissionen verantwortlich sind – hier bestimmt das Reinigungsfahrzeug 35 % des Gesamtwertes.

Die Wirkungskategorie *Sommersmog* wird zu 78 % dominiert durch die Bauphase (insbesondere Methanemissionen durch die PUR-Hartschaum-Herstellung und NMHC-Emissionen durch Transportprozesse und die Stahlproduktion). Im Betrieb dominiert der Spiegelaustausch mit über 90 % der Methan- und NMHC-Emissionen.

Verbesserungen in der Ökobilanz dürften sich daher durch die Optimierung der Tragestruktur (und dadurch vermindertem Stahleinsatz) ergeben, wie sie für den EuroTrough durchgeführt wurde. Wichtige Auswirkungen dürfte auch der Ersatz des mit Diesel betriebenen 200 kW-Reinigungsfahrzeuges durch ein Fahrzeug mit Erdgas- oder besser Solarbetrieb haben. Wie oben dargestellt wurde, tragen die NO_x-Emissionen des Fahrzeuges zu einem erheblichen Teil zur Versauerung und Eutrophierung bei.

Weiterentwicklungen der Parabolrinnentechnologie betreffen den Ersatz des Wärmeträgermediums Thermoöl durch Wasser sowie die Optimierung von Spiegeln und anderer Kernkomponenten wie Abscheider und Speicher. In den Forschungsvorhaben DISS I und DISS II wurde die Einsatzfähigkeit der solaren Direktverdampfung in horizontalen Parabolrinnenkollektoren erfolgreich demonstriert [Eck et al. 2002]. Eine Weiterentwicklung der Pilotanlage zur Industriequalität wird in dem EU Projekt INDITEP zusammen mit einem internationalen Industrieverbund angestrebt. Neben einer Kostenreduktion von ca. 10% gegenüber der bisherigen SEGS-Technologie spielt unter Umweltgesichtspunkten insbesondere der Ersatz des als toxikologisch bedenklich geltenden Thermoöls durch Wasser eine wichtige Rolle.

3.3.5 Geothermie

In allen Wirkungsbereichen werden die Gesamtbelastungen der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung durch den Bau der Anlage verursacht. Der Bau der untertägigen Anlagenteile trägt zu rund 80 % der CO₂-Äquivalentemissionen und fast 90 % der versauernden Emissionen bei. Allein der Energiebedarf für die Tiefbohrung verursacht dabei mehr als ein Drittel der gesamten CO₂-Emissionen und mehr als zwei Drittel der SO₂-Äquivalentemissionen [Nill 2003]. Die Umwelteinwirkungen durch den Bau der ORC-Anlage sind dagegen mit maximal 15 % der Emissionen relativ klein. Die Belastungen durch Abriss und Entsorgung der oberirdischen Anlagenteile sind vernachlässigbar.

Durch eine leichte Verbesserung des ORC-Wirkungsgrades, vor allem aber durch verbesserte Stimulation, die den Energiebedarf der Förderpumpe senkt, und durch eine Minderung des Energiebedarfs für die Bohrungen geht [Nill 2003] davon aus, dass der Primärenergieeinsatz und die CO₂-Äquivalentemissionen bis 2020 um ca. 40 % gesenkt werden können. Bei den anderen Emissionen ist mit Minderungen um rund 30 % zu rechnen.

Weitere Umweltwirkungen

Genauso wie andere Formen der Energiebereitstellung stellt auch die Nutzung der Geothermie einen Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der oberen Erdkruste dar [Paschen et al. 2003], wodurch unter Umständen Umwelteffekte induziert werden, die sich nicht durch eine Ökobilanz quantifizieren lassen.

Die Umwelteinwirkungen durch Exploration und Abteufung der Bohrung sind denen der Erdöl- und Ergassuche vergleichbar. Die Folgen der zeitlich begrenzten Bohrarbeiten auf die natürliche Umwelt sind jedoch gering, da der Bohrplatz nach Abschluss der Bohrarbeiten bis auf den eigentlichen Bohrlochkopf rekultiviert werden kann.

Eine Abkühlung des Untergrundes wird zu Veränderungen der Chemie im Reservoir führen. Da sich dies in großer Tiefe abspielt und im Allgemeinen keine Verbindung mit der Biosphäre besteht, sind Umwelteffekte auf Flora und Fauna bisher nicht bekannt [Paschen et al. 2003]. Durch lokale Auskühlung des Untergrundes oder durch Änderung des Porendrucks im Gestein kann es zu mikroseismischen Erscheinungen kommen, durch die in seismisch labilen Zonen kleine Erdbeben vor ihrem natürlichen Eintritt angestoßen werden könnten. Durch eine sorgfältige Standortvoruntersuchung können solche Effekte vermieden werden. Durch die Abkühlung des Gesteins kann es außerdem zu einer Kontraktion der Speicherschichten und damit theoretisch zu einer Absenkung der Erdoberfläche kommen. Im Vergleich zu Absenkungen durch den Bergbau ist dieser Effekt jedoch vernachlässigbar, eine Schädigung der Gebäudeinfrastruktur durch Absenkungen ist sehr unwahrscheinlich [Paschen et al. 2003].

Durch einen Störfall kann es zu Freisetzungen des Thermalwassers bzw. Dampfes und damit wegen des Salz- und Mineralstoffgehaltes zu Umweltbelastungen kommen. Durch entsprechende Sicherheitsvorkehrungen (z. B. Lecküberwachungssysteme) lassen sich solche Gefährdungen deutlich einschränken.

Nach Betriebsende der Anlage muss das Bohrloch abgedichtet werden, damit der Eintrag von Schadstoffen von der Erdoberfläche in die Bohrung dauerhaft ausgeschlossen und ein hydraulischer Kurzschluss zwischen unterschiedlichen Schichten im Untergrund vermieden werden kann [Paschen et al. 2003].

3.3.6 Fotovoltaik

Die Bilanz von Fotovoltaik wird im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren bestimmt:

- der spezifischen Energieausbeute, die wiederum vom geografischen Standort der Anlage, lokalen Gegebenheiten, der Ausrichtung der Anlage und dem Wirkungsgrad der PV-Anlage abhängt;
- den Umweltwirkungen der Herstellung der Anlage, vor allem durch die Wahl der eingesetzten Materialien, des Strommixes und des verfahrenstechnischen Ablaufes der Fertigung;
- sowie der Lebensdauer der Anlage.

Umweltwirkungen aus Transport und Betrieb der Anlage sind nahezu vernachlässigbar. Die fotovoltaische Stromerzeugung in der hier betrachteten Konfiguration und Technologie (polykristallines Silizium mit solar grade Silizium) führt zu Umweltwirkungen, die – außer beim Verbrauch der nicht-energetischen Ressourcen – unterhalb des Strommixes 2010 liegen. Die CO₂-Emissionen liegen mit 100 g/kWh_{el} bei etwa einem Viertel eines GuD-Kraftwerks und einem Sechstel des deutschen Strommixes. Diese, im Vergleich zu früheren Studien vergleichsweise niedrigen Emissionen werden durch andere Studien über CO₂-Emissionen und Energierückzahl dauern bestätigt [Hagedorn 1992; Alsema 1996 und 2000; Nijs et al. 1997; Dones und Frischknecht 1998; Frankl et al. 1998; Kato 1999]. Der errechnete Verbrauch erschöpflicher Energieträger korrespondiert mit einer energetischen Rückzahl dauern von 3,6 Jahren bei einem angenommenen Nutzungsgrad der Strombereitstellung von 35 %.

Für Fotovoltaik ist es instruktiv, den Beitrag der einzelnen Prozessschritte zu den Gesamteinwirkungen zu analysieren (Abbildung 3.9). Der Treibhauseffekt und der Energieverbrauch werden vor allem durch die Bereitstellung des Siliziums und die Produktion der Wafer, in geringerem Maße durch die Herstellung von Zelle und Panel bzw. die Installation der Anlage verursacht. Dabei kommt dem hohen Stromeinsatz insbesondere bei der Wafer- und Zellenproduktion eine besondere Bedeutung zu.

Eutrophierung und Versauerung werden weniger von der Strombereitstellung als vom Stickoxidausstoß bei der Waferherstellung bestimmt, der bei der Oberflächenbehandlung (Reinigungsätzen) von gesägten Wafern auftritt. Die Stromerzeugung hat dennoch einen deutlichen Einfluss auf die gesamte Versauerung (20 %). Im Bereich Installation wird das Versauerungspotenzial im Wesentlichen durch den Kupferverbrauch für die Elektronik dominiert, obwohl auch Stahl und Aluminium noch Einfluss haben. Die Wirkungskategorie Sommersmog wird ebenfalls nicht durch die Strombereitstellung, als vielmehr durch den Zellenherstellungsprozess (Siebdruckpaste und Antireflexbeschichtung) bestimmt.

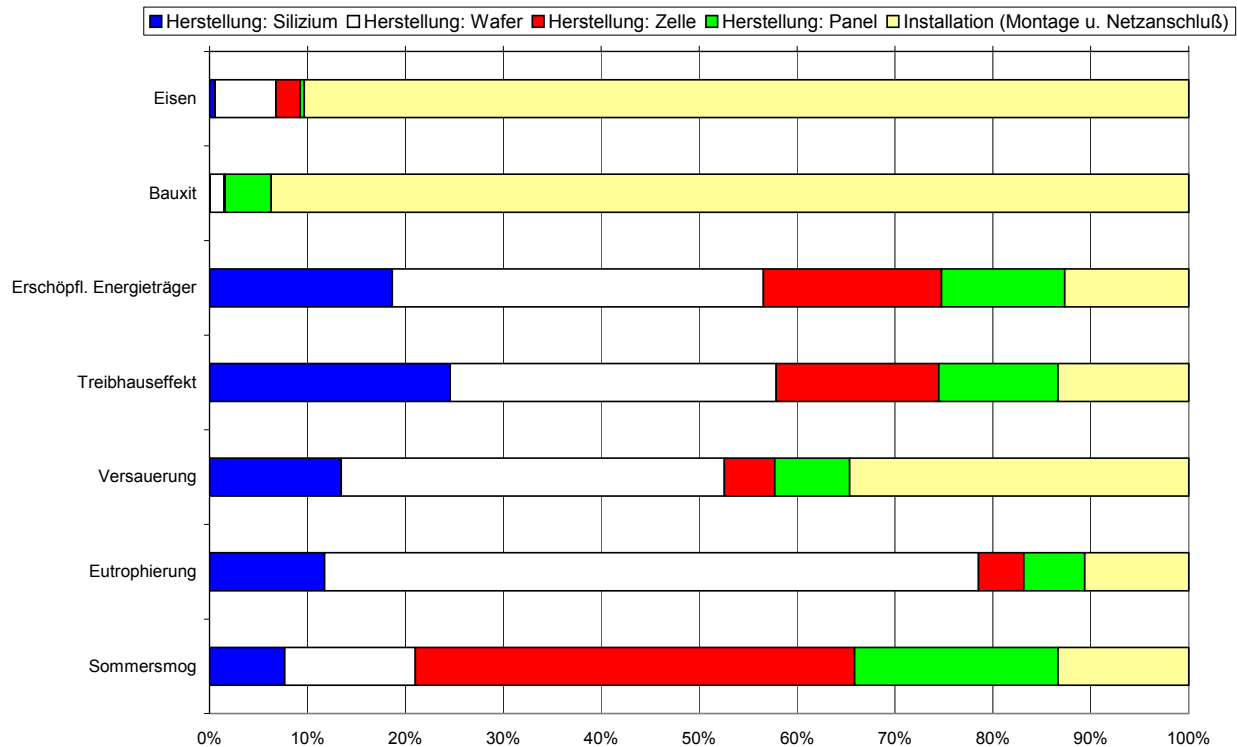


Abbildung 3.9: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei der Ökobilanz von p-Si-Fotovoltaik

Der Bedarf an nichtenergetischen Ressourcen liegt im Vergleich zum Strommix z. T. deutlich höher (je nach Aufständigung z. B. Bauxit). Dies ist plausibel, da die Energieausbeute proportional zu der Fläche (und nicht, wie bei fossilen Kraftwerken, im Wesentlichen proportional zu dem Volumen) der Systeme ist und da zudem die jährlichen Vollaststunden deutlich unterhalb der fossilen Vergleichssysteme liegen. Reduktionsmöglichkeiten des nichtenergetischen Ressourcenbedarfs liegen z. B. in verstärktem Recycling oder in optimaler Integration in vorhandene Tragestrukturen.

Zusammenfassend erweisen sich die in Tabelle 3.2 aufgeführten Parameter als relevant für die Gesamtbilanz. In der dynamisierten Bilanz wird den Verbesserungsmöglichkeiten für diese Faktoren Rechnung getragen.

Exkurs: Vergleich mit PV-Systemen auf Basis anderer Halbleitermaterialien

Im Vergleich der verschiedenen Zellentypen berechnen die meisten Autoren höhere Energieaufwendungen für monokristalline Si-Wafer gegenüber polykristallinem Silizium, da der eingesetzte Czochralski-Prozess für Si-Einkristalle mehr Energie verbraucht als die Produktion von p-Si-Blöcken. Genaugenommen durchlaufen monokristalline Wafer den Czochralski-Prozess zweimal, da die Einsatzmaterialien für electronic grade (eg)-Si heutzutage die Enden der Einkristalle der Halbleiterindustrie sind. Allerdings ist es methodisch fraglich, ob der Energieverbrauch auch des ersten Prozesses dem PV-Silizium angerechnet werden sollte. eg-Si als Einsatzmaterial wird allerdings auch für monokristalline Zellen von abnehmender Bedeutung sein. Bezüglich des Materialbedarfs für kristalline Si-Zellen (ohne Peripherie)

ergeben sich keine reservenseitigen Begrenzungen, da die Reserven und Ressourcen von Silizium extrem groß sind.

Der Hauptvorteil von a-Si-Dünnschichttechnologie ist der um zwei Größenordnungen geringere Verbrauch an Silizium. Die Umwelteinwirkungen, die mit der Bereitstellung reinen Siliziums verbunden sind, können auf diese Weise nahezu eliminiert werden. Dennoch ist auch in der Bilanz von a-Si-Technologie die Strombereitstellung entscheidend. Der Vorteil des verringerten Siliziumverbrauchs wird zudem teilweise durch den niedrigeren Wirkungsgrad und damit einhergehend die höheren Aufwendungen für die Peripherie zunichte gemacht. Alsema geht von 7 % Wirkungsgrad aus im Vergleich zu 13 bis 14 % für kristallines Silizium [Alsema 2000]. Dadurch sind die CO₂-Emissionen pro kWh fast identisch. Allerdings unterstellt Alsema für die Zukunft eine geringer werdende Wirkungsgrad-Differenz.

Wie bei kristallinen Silizium-Zellen werden die meisten Luft- und Wasseremissionen durch die Strombereitstellung und die Produktion der Materialien dominiert [Engelenburg und Alsema 1994]. Nur geringe Schadstoffmengen treten aus dem eigentlichen Produktionsprozess aus, z. B. während der Silan-Produktion (Staub, CO₂, Chlorosilane), der Glasproduktion, der Abscheidung der Transparent conducting oxide (TCO) (Zinnemission in Wasser) und der a-Si-Schichten (Abgase, die in Abgasaufbereitung abgeschieden werden), der Kontaktierung und der Modulverkapselung.

Für CdS/CdTe-Zellen liegen bislang nur vereinzelte Abschätzungen für den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen vor. [ANTEC 1999] errechnet CO₂-Emissionen, die – bezogen auf die Modulfläche – bei der Hälfte der Emissionen von fortschrittlichem p-Silizium liegen. Die berechneten Umweltwirkungen in [Hynes et al. 1994; Alsema 1996; Kato 1999] liegen noch darunter. Berücksichtigt werden müssen auch hier der geringere Wirkungsgrad und die damit höheren Peripherieaufwendungen. Außerdem basieren alle Studien auf der Analyse von Zielwerten, die anhand von Produktionsdaten verifiziert werden müssten.

Ökobilanzen von CIS-Zellen wurden bislang nicht durchgeführt. [FfE et al. 1998] berechnet Primärenergieverbräuche für Siemensmodule mit errechneten 3.800 (Pilotfertigung) bis 2.400 (Serienfertigung) MJ/m² Modul. Diese Werte liegen deutlich höher als die von [Alsema 1996] berechneten Zahlen (850 to 1.700 MJ/m²). Nur 15 % des Energiebedarfes in [FfE et al. 1998] werden durch die Materialien selber verursacht. 42 % hingegen werden durch Hilfsenergie (Luftaufbereitung etc.) verursacht, was vor allem auf die hohen Luftreinheitsanforderungen zurückzuführen ist. In [FfE et al. 1998] wird außerdem der Anteil der Betriebsstoffe (Produktionsmittel etc.) sehr hoch abgeschätzt.

CdTe- und CIS-Zellen enthalten toxische und kanzerogene Materialien, z. B. – je nach Zellentyp – Cadmium, Selenium, Tellur, Zink und Kupfer, deren Toxizität in [Fthenakis et al. 1999] detailliert beschrieben ist. Die Emission von Cd, Te und Se während der Produktion der Module wird schon aus sicherheitstechnischen Gründen auf ein Minimum reduziert, zumal der Dampfdruck der eingesetzten Materialien und mithin die Tendenz der Substanzen, gasförmig das System zu verlassen, sehr klein ist. H₂Se aus der CIS-Fertigung muss mit größter Sorgfalt behandelt werden.

Eine Abschätzung der freigesetzten Schwermetallmengen während der Produktion der Materialien und der PV-Systeme liefert [Alsema 1996]. Die Studie berechnet Emissionsfaktoren ausgehend von einem Feuerrisiko von 10⁻⁴/a. CdTe-Zellen enthalten ca. 6 g Cd/m² (wie zwei NiCd-Batterien). Die freigesetzten Mengen hängen von der Verkapselung ab. Alsema erhält Faktoren zwischen 1,1 und 1,8 g/GWh_{el}. Hinzu kommen Emissionen aus der Entsorgung (Verbrennung bzw. Deponielagerung eines kleinen Teils der Module), was zu Emissionen von zwischen 0,2 und 1,8 g/GWh_{el} führt. Schließlich müssen die Emissionen aus der Bereitstellung des Cd berücksichtigt werden. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken sind die gesamten Cd-Emissionen in einer ähnlichen Größenordnung. Einem ordnungsgemäßen Recycling kommt deshalb in zweierlei Hinsicht eine große Bedeutung zu: aufgrund der Ressourcenschonung bzw. der reduzierten Produktionsaufwendungen und aufgrund der verminderten Emissionen einer unkontrollierten Endlagerung.

Für CIS-Module berechnet [Alsema 1996] Selen-Emissionen von 9 g/GWh_{el} für den Referenzfall (best: 2, worst: 260 g/GWh_{el}), ca. eine Größenordnung unter den Emissionen eines Steinkohlekraftwerkes [Alsema 1996; ESU 1996].

Für Dünnschichtzellen gibt es über die Ökobilanz hinaus materialeitige Begrenzungen, die am besten an der jährlich zuzubauenden Leistung an Dünnschichtzellen abzulesen sind, die möglich wäre, wenn die jährliche Materialproduktion ausschließlich für Fotovoltaik eingesetzt würde (vgl. zu folgendem [Möller 1998; Andersson 2000; HGF 2001]). Unter der Annahme einer Effizienz von 10 % könnten zwischen 5 (CdTe), 7 (CIS) und 14 GW_p (aSiGe) pro Jahr produziert werden, ca. das 30 bis 90fache der Jahresproduktion von 1998. Bei einem Produktionswachstum von 30 % wäre dieser Wert in 10 bis 15 Jahren erreicht.

Für CdTe-Zellen stellt Tellur das begrenzende Material dar. Für CIGS-Zellen sind Indium und Gallium die seltensten Materialien. Das Problem der Metallreserven liegt zum einen in der absoluten Häufigkeit der Materialien. Ruthenium ist z. B. weniger häufig als Gold, Tellur nur doppelt so häufig wie Gold. Aber auch die verstreuten Vorkommen mit z. T. geringen Konzentrationen erweisen sich als problematisch. Gallium ist z. B. ähnlich häufig wie Kupfer, aber die Kupferkonzentrationen im Erz sind deutlich höher.

Es existieren jedoch verschiedene Strategien, um die relativ geringen verfügbaren Vorkommen zu erhöhen, beispielsweise der Ersatz eines Materials mit einem funktional äquivalenten oder ähnlichen Material (*Substitution*), eine *Entmaterialisierung* durch verringerte Prozessverluste, erhöhte Zell- und Modulwirkungsgrade, erhöhte Einstrahlung (Konzentratorzellen), verringerte Zelldicke oder Recycling von defekten Zellen während des Produktionsprozesses; und eine *erhöhte Verfügbarkeit* der Materialien durch Recycling der Module am Ende der Lebensdauer, erhöhte Ausbeute bei der Gewinnung, oder zusätzliche Bergbauaktivitäten unter Berücksichtigung unkonventioneller Vorkommen wie z. B. Manganknollen, die Tellur enthalten.

Auf der anderen Seite stehen diesen Maßnahmen eine erhöhte Nachfrage entgegen. Z. B. wird Indium für LCD-Displays, Legierungen und in der Halbleiterindustrie eingesetzt. Ruthenium könnte als Katalysatormaterial für Brennstoffzellen an Bedeutung gewinnen. Tellur wird in Stahllegierungen benötigt.

Zusammenfassend müssen nicht nur die Metallnachfragen frühzeitig erkannt werden, um z. B. Vorkommen an Tellur und Indium als Nebenprodukt der Gewinnung anderer Erze zu nutzen, sondern es sollte auch Wert gelegt werden auf eine weiterhin diversifizierte Entwicklung von Dünnschichtzellen, zumal z. B. sowohl Indium, Germanium und Cadmium in Zn-Erzen vorkommen und daher simultan abgebaut werden sollten.

Weitere Umweltwirkungen

Neben den durch Ökobilanzen erfassbaren Umweltwirkungen, den diskutierten Fragen der Schadstofffreisetzung im Schadensfall und der Ressourcenverfügbarkeit ist der Flächenbedarf als Umweltwirkung zu nennen. Dieser ist erst dann mit einer beeinträchtigenden Wirkung verbunden, wenn die Fotovoltaikanlage nicht in eine Gebäudehülle integriert ist. Bei Freiflächenanlagen sollte soweit möglich auf eine Beeinträchtigung unbelasteter Flächen durch Situierung der Anlage auf vorbelasteten Flächen verzichtet werden.

Tabelle 3.2: Wichtige Parameter der Umweltwirkungen der photovoltaischen Stromerzeugung

Relevante Faktoren	werden bestimmt durch	Verbesserungsmöglichkeiten (Bsp.)
Materialherstellung und Strombedarf für Materialien	Reinheitsanforderungen an Material	Verwendung von solar grade Silizium anstelle electronic grade
	Energieverbrauch für z. B. Sinter- und Kalzinierungs- oder Elektrolyseschritte	
Strommix	Energieträger, Wirkungsgrad, Sekundärmaßnahmen, KWK, etc.	Zukünftige Entwicklungen des Kraftwerksparcs
Materialbedarf	Verluste beim Waferschneiden (Si)/ Schichtdeposition (Dünnschicht)	EFG, verbesserte Sägeverfahren
	Waferdicke	Erhöhung des Absorptionskoeffizienten des solaraktiven Materials, Reflexionsbeschichtungen, etc.
	Bedarf an Primärmaterial	Verbesserte Recyclingverfahren zur Bereitstellung von Sekundärmaterial
Betriebsmittel (z. B. Strom und Wärme für Fabrikationshallen, etc.)	Kapazität der Anlage	Zunehmende Serienfertigung erhöht Auslastung und mindert spezifische Aufwendungen
Tragestruktur	Auswahl von Menge und Art der Materialien	Verwendung von rahmenlosen Lamina-ten, Einsatz von ökologisch weniger aufwändigem Material, Recyclingmaterial
	Art der Integration (Dach/ Fassadenintegration, Kraftwerk, etc.)	Substitution vorhandener Funktionen, z. B. Fassadenelemente, Dachziegel
Einstrahlung	Geographischer Standort, Verschattung, Ausrichtung der Anlage	Konzentrierende Systeme, sorgfältige Standortplanung
Wirkungsgrad	Modul	
	Peripherie	
Lebensdauer		Verbesserung der Materialeigenschaften und der Modulverkapselung
Evtl. Schadensfall, nicht ordnungsgemäße Entsorgung	Cd-Freisetzung aus CdTe/CIS-Zellen	Geschlossener Recycling-Kreislauf, optimierte Modulverkapselung

3.3.7 Thermische Sonnenkollektoren

Der Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen und die Treibhausgase entfallen zu einem Drittel auf den Betrieb (Pumpenstrom) und zu zwei Drittel auf die Herstellung der Anlage, vor allem der Kollektoren und des Langzeitspeichers.

Die betrachteten Materialinputs der analysierten thermischen Solaranlage mit Nahwärmenetz und Wärmespeicher betreffen größtenteils den Langzeitspeicher und die Kollektoren selber. Fast die Hälfte des Eisenverbrauchs wird für die Herstellung der Kollektor-Tragestruktur benötigt; etwa ein Viertel geht in die Herstellung des Langzeitspeichers ein. Beim Bauxit wird 92% zur Herstellung des Aluminiums für den Kollektor benötigt.

Die Verbesserungen der letzten Jahre konzentrierten sich auf eine verbesserte Transmission der Sonnenstrahlen durch die Glasabdeckung, auf effektivere selektive Absorberbeschichtungen und auf einen verbesserten Wärmeübergang zwischen dem Absorber und den wasserdurchflossenen Röhren, welche die Wärme aus dem Absorberblech herausleiten.

3.3.8 Biogene Festbrennstoffe

Typisch für die energetische Biomassenutzung sind die gegenüber der fossilen Vergleichstechnologie verringerten Belastungen durch den Verbrauch erschöpflicher Energien und den Treibhauseffekt sowie die z. T. höheren Emissionen von versauerungs- und eutrophierungsrelevanten Gasen.

Die Frage nach dem Lebenswegabschnitt mit den größten Umweltlasten ist nicht generell zu beantworten. Grund hierfür ist die große Komplexität der Stoffströme, da zum einen oftmals pro Agrar- oder Forstprodukt mehrere Kuppelprodukte anfallen, deren Nutzung dem Produkt gutgeschrieben werden muss, und zum anderen viele Produkte ihrerseits schon eine stoffliche Verwendung hinter sich haben oder anderweitig als Reststoffe gewertet werden können, so dass für ihre Produktion keine oder nur geringe Aufwendungen bilanziert werden müssen. Prägnante Beispiele hierfür sind der Raps, wo bei der Rapsöl-Extraktion auch das Futtermittel Rapsschrot und bei der Umesterung zu RME zusätzlich Glycerin anfällt, sowie das Waldholz, das bei forstwirtschaftlichen bzw. forstpflegerischen Maßnahmen anfällt und heute in der Regel ungenutzt im Wald verbleibt.

Entscheidenden Einfluss auf die Bilanz haben daher zunächst

- die Art der Biomasse – Reststoff, Forstprodukt, Anbaubiomasse; sie bestimmt wesentlich die Höhe der Umweltwirkungen in der Biomasseproduktion. Diese können Null sein oder minimale Werte haben, wenn es um Reststoffe geht, deren Zurverfügungstellung für die energetische Nutzung einen anderweitigen Verlust bedeutet wie beim Stroh (Düngemittel werden beim Unterpflügen eingespart) oder bilanzbestimmend sein, wie beim Raps, dessen landwirtschaftliche Produktion mit hohen Aufwendungen im Bereich der Düngemittel verbunden ist.
- der Einsatzzweck und die Produktionsweise; macht der Einsatzzweck eine aufwändige Konversion vom Rohstoff zum Brennstoff nötig (z. B. Holzvergasung), so sind viele Umweltwirkungen überwiegend von der Konversion bestimmt; auch die Wahl der Umwandlungstechnologien (z. B. Anlage mit Wanderrost und Dampfturbine bzw. Holzvergasung mit nachgeschaltetem Ottomotor) entscheidet maßgeblich über die Umweltbilanz.

3.3.8.1 Stromerzeugung und KWK

Bezogen auf die *einzelnen Holzarten* lässt sich feststellen, dass vom Kurzumtriebsholz bezogen auf den energetischen Output in der Regel die größten Umweltwirkungen ausgehen. Dies erklärt sich durch den zusätzlichen Aufwand stofflicher Art bei der landwirtschaftlichen Produktion. Mehr noch als die Produktion der Düngemittel machen sich hier allerdings bei der Versauerung und Eutrophierung die Ammoniakemissionen bemerkbar, die die Stickstoffdünger-Anwendung auf dem Feld mit sich bringt. Lediglich beim Sommersmog sowie bei der Ressource Bauxit gehen vom Kurzumtriebsholz niedrigere Umweltwirkungen als vom Waldholz aus. Entscheidend hier ist der pro Einheit gewonnenes Holz größere maschinelle Aufwand beim Waldholz, der höhere Kohlenwasserstoff-Emissionen bzw. einen Mehrverbrauch an Fahrzeugen verursacht. Altholz ist wie Waldholz ein Reststoff. Die Ergebnisse sehen dennoch unterschiedlich aus, da die Altholznutzung mit größeren Transportaufwendungen bei der Bereitstellung, besonders aber in der Regel höheren Emissionen bei der Verbrennung verknüpft ist.

Es bleibt darauf hinzuweisen, dass die reine Betrachtung und Beurteilung der Ergebnisse bezogen auf den energetischen Output nicht unstrittig ist. In Mitteleuropa ist die Flächeninanspruchnahme gerade bei der – gegenüber den fossilen Brennstoffen – flächenintensiven Land- und Forstwirtschaft nicht zu vernachlässigen. Eine abschließende Beurteilung muss auch die mengenmäßige Verfügbarkeit der Reststoffe bzw. den hohen Ertrag von Kurzumtriebsplantagen (10 t Trockenmasse pro Hektar und Jahr gegenüber knapp 1,8 t beim Waldholz) berücksichtigen (siehe Kapitel 3.3.8.3 und 4).

Detailliertere Ergebnisse zu den einzelnen Holzarten werden im Folgenden gruppiert nach Nutzungsweisen diskutiert.

Die Holznutzung in *Dampfturbinen-Kraftwerken* wird hier am Beispiel eines Dampfturbinenkraftwerks ohne Kraft-Wärme-Kopplung analysiert (elektrischer Nutzungsgrad 29 %). Lediglich die Eutrophierung erweist sich bei allen Brennstoffen als nachteilig gegenüber dem Strommix. Bei den Kohlenwasserstoffen, die für den Sommersmog relevant sind, liegt das Holzkraftwerk mit Altholz schlechter als die Plantagen- bzw. Restholz-Variante. Hier ist zu beachten, dass Altholz oft mit Kunststoffbeschichtungen, Lacken und anderen Produkten der organischen Chemie versehen ist, was zu erhöhten Sommersmog-Wirkungen führt.

Die schadstoffgetragenen Umweltwirkungen werden durch die Nutzungsphase bestimmt. Dies ist aus Abbildung 3.10 am Beispiel der Dampfturbine mit Plantagenholz ersichtlich. Dabei ist beim Treibhauseffekt eher der N₂O-Ausstoß, bei den anderen Umweltwirkungen der Stickoxid-, Kohlenwasserstoff- bzw. Staub-Ausstoß bei der Verbrennung des Bioenergieträgers ausschlaggebend. Bei Holz aus Kurzumtriebsplantagen werden Treibhauseffekt und Energieeinsatz durch die Aufwendungen für den Anbau bestimmt.

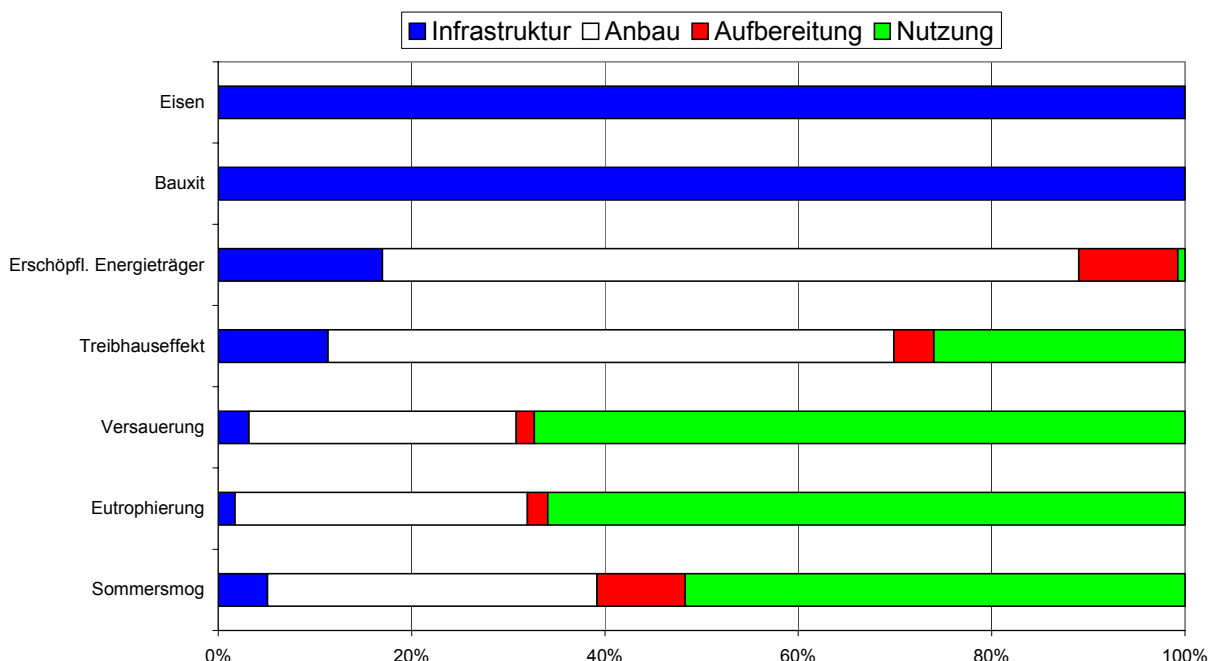


Abbildung 3.10: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei der Wärmegewinnung aus einem Holz-Kraftwerk (Holz aus Kurzumtriebsplantagen; Dampfturbine ohne KWK)

Die Vergasung und Nutzung von Holz im *BHKW* zeigt bei Energie- und Eisenerzeinsatz, Treibhauseffekt, Eutrophierung und Versauerung niedrigere, bei Sommersmog und Bauxitbedarf höhere Werte als die direkte Verbrennung des jeweils gleichen Holzes zur Stromerzeugung in der Dampfturbine.

Erteilt man dem Kuppelprodukt Wärme der BHKW-Variante keine Gutschrift, so liegt die *Mitverbrennung* von Holz in Steinkohlekraftwerken deutlich günstiger als die anderen biogenen Nutzungsarten in allen dargestellten Parametern. Dies ist insbesondere beim Energieaufwand und dem Treibhauseffekt auf den deutlich höheren Wirkungsgrad des Großkraftwerks, bei den Emissionen auch auf die dort verwendete effektive Abgasreinigungstechnik und bei der Infrastruktur auf den geringeren spezifischen Materialeinsatz dieser Großtechnologie

zurückzuführen. Durch die Erteilung der Wärmegutschrift jedoch stellt sich das BHKW günstiger in Bezug auf Energiebedarf und Treibhauseffekt dar (Abbildung 3.5).

3.3.8.2 Wärmeerzeugung

Die Holznutzung in *Heizwerken* zeigt für die Umweltwirkungen Treibhauseffekt und Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen deutliche Vorteile. Für Eutrophierung ergeben sich Nachteile, für Versauerung bzw. Sommersmog brennstoffabhängig Nach- bzw. Vorteile gegenüber dem Wärmemix. Beim Sommersmog, also den Kohlenwasserstoff-Emissionen, insbesondere aber bei der Eutrophierung und der Versauerung bedingen die Brennstoffeigenschaften des Stroh eine mehr als doppelt so hohe Umweltwirkung im Vergleich zum Wärmemix.

In den meisten Umweltwirkungen ist die Nutzungsphase diejenige mit dem größten Anteil. Dabei sind beim Energieaufwand und Treibhauseffekt eher der Eigenstrombedarf des Heizwerks, bei den anderen Umweltwirkungen eher die Verbrennungsemissionen des Bioenergieträgers ausschlaggebend. Die Aufwendungen in der Landwirtschaft beim Weizenstroh stammen einerseits aus dem Strohumschlag, andererseits aus den zusätzlichen Düngemittelaufwendungen, die nötig werden, wenn das Stroh nicht mehr untergepflügt und als Bodenverbesserer verwendet wird.

Die Verfeuerung von Holzhackschnitzeln in *Zentralheizungen* unterscheidet sich auf Grund ähnlicher Emissionsfaktoren nicht wesentlich vom Heizwerk. Eine Verschiebung zu günstigeren Werten bei der Heizung ist allerdings auch Folge der Position der Heizung, nämlich im Wohnhaus, wohingegen die Leitungsverluste für die Wärme vom Heizwerk nicht vernachlässigbar sind.

3.3.8.3 Klimareduktionspotenzial und Flächenbezug

Die bisherige Darstellung bezog sich auf die erzeugte Einheit Endenergie. Es ist jedoch für die Ableitung des ökologischen Potenzials ebenso sinnvoll, die eingesparten Umweltwirkungen pro eingesetzter Einheit Biomasse zu berechnen, da damit die möglichen Substitutionseffekte beziffert werden können. Dies soll hier beispielhaft für die wichtige Umweltwirkung „Treibhauseffekt“ durchgeführt werden.

Basierend auf den Übersichtsökobilanzen ist in Tabelle 3.3 das Potenzial an einzusparenden Klimagasen pro Terajoule (H_u) eingesetzter Bioenergie am Beispiel des Holzes zusammengestellt. Berechnet werden in Tabelle 3.3 die Klimagasemissionen durch die Bereitstellung und Nutzung der Biomasse abzüglich einer Gutschrift für die erzeugten Produkte Strom, Wärme respektive Kraftstoff. Um die Verdrängungswirkung zu quantifizieren, werden die Produkte Strom mit dem Mix zuzubauender fossiler Kondensationswerke im Jahr 2010 (linke Spalte) wie in der Berechnung der CO_2 -Vermeidungskosten (Kapitel 2) bzw. alternativ mit dem durchschnittlichen Strommix 2010 (inkl. Nuklear und Regenerative; rechte Spalte), Wärme mit dem Wärmemix und Kraftstoffe mit der Dieselpbereitung und -verbrennung gutgeschrieben. Neben der in Kapitel 3.3.8.1 bilanzierten modernen Dampfturbine ohne KWK mit 29 % Nutzungsgrad wurde zudem nachrichtlich eine Dampfturbine mit KWK und eine ältere Dampfturbine mit einem niedrigeren elektrischen Nutzungsgrad aufgenommen, wie er heute noch vielfach zu finden ist. Ebenfalls wurde nachrichtlich die Herstellung von SunDiesel (Fischer-Tropsch) aus Holz mit einem angenommenen Nutzungsgrad von 50 % und Substitution von Diesel dargestellt.

Es zeigt sich, dass für den klimateffizienten Einsatz von Biomasse das Ergebnis vor allem vom Gesamtnutzungsgrad der Kette abhängt. Zudem geht die Annahme über die Verdrängungswirkung ein. Nimmt man an, dass Biomassensysteme den Zubau neuer Kondensationskraftwerke vermeiden (linke Spalte), so können beispielsweise durch Einsatz von Restholz in einer älteren Dampfturbine 38 Tonnen Klimagase pro Terajoule Holz vermieden werden. Eine moderne Dampfturbine mit KWK erzielt mehr als die doppelte Reduktionswirkung. Eine Effizianzforderung an die Verstromung von Biomasse erscheint daher wichtig für einen ökologisch möglichst wirksamen Einsatz der Biomasse.

Tabelle 3.3: CO₂-Reduktion durch Einsatz von Holz (hier: Waldholz) in verschiedenen Segmenten. Lesebeispiel: Durch Einsatz von 1 Terajoule Waldholz in einer Holz-Zentralheizung werden 61 Tonnen Kohlendioxid gegenüber dem Wärmemix eingespart.

t reduzierte CO ₂ pro TJ Holzinput	Substitution fossiler Kond. KW- von: Mix, Wärmemix, Diesel	Strommix, Wärmemix, Diesel	Bemerkung
Stromerzeugung und KWK			
Dampfturbine ohne KWK	-38	-24	eta el = 18%
	-63	-39	eta el = 29%
Dampfturbine mit KWK	-86	-73	eta el = 16%, eta ges = 82%
Mitverbrennung	-99	-63	
BHKW	-84	-65	
Wärmeerzeugung			
Zentralheizung	-61	-61	-
Heizwerk	-58	-58	-
Kraftstoff			
BTL	-39	-39	eta BTL = 50 %
Annahmen CO ₂ -Substitution: Strom: Mix des Kond. KW-Zubaus 2010: 821 g CO ₂ /kWh _{el}			
Strommix 2010 530 g CO ₂ /kWh _{el} , Wärmemix 80 g CO ₂ /MJ _{th} , Kraftstoff Diesel 84 g CO ₂ /MJ			

Rechnet man der Stromerzeugung aus Biomasse nur die vermiedenen Umweltwirkungen des durchschnittlichen Strommixes 2010 gegen, so nähern sich die Systeme der Biomasse-KWK auf der einen Seite und der Wärme- und Kraftstoffherzeugung auf der anderen Seite einander an.

Die energetische Nutzung in einem Holzgas-BHKW ist ähnlich effizient wie die Dampfturbine mit KWK. Obwohl das BHKW einen deutlich höheren elektrischen Nutzungsgrad aufweist, machen sich hier die Verluste der Holzvergasung negativ bemerkbar. Sollte es gelingen, Wärme aus der Holzvergasung außer zur Holz Trocknung auch noch als Nutzwärme zu exportieren, so könnte man die Reduktionswirkung gegenüber den Werten in Tabelle 3.3 noch steigern.

Aufgrund der hohen Effizienz ist auch der Einsatz in der Wärmeversorgung klimapolitisch vertretbar. Die Nutzung im mobilen Bereich – angenommen wurde hier die Substitution von Diesel durch SunDiesel bei einem Wirkungsgrad des Herstellungsverfahrens von eher optimistischen 50 % - ist aus heutiger Perspektive weniger klimaefizient als der Einsatz in der KWK oder Wärmeversorgung.

Allerdings ist die Reduktionswirkung abhängig von der Kohlenstoffintensität und Effizienz der zu substituierenden Segmente. Eine zunehmende Durchsetzung des Strom- und Wärmesektors mit regenerativen Energien würde die Kraftstoffherzeugung attraktiver machen, da im Strom- und Wärmebereich weniger CO₂-Äquivalente pro Energieeinsatz vermieden würden. Ähnliches gilt, wenn durch die Kraftstoffherzeugung gleichzeitig effizientere Antriebe ermöglicht würden und somit nicht nur die Verbrennung von konventionellem Kraftstoff vermieden, sondern zudem eine Kraftstoffersparnis erzielt wird. Bei einer effizienten Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse – Nutzungsgrade von bis zu 70 % werden hier als erreichbar angesehen – und dessen Nutzung in Brennstoffzellen-Fahrzeugen als Substitut für einen Benzin-Ottomotor wäre eine ähnliche CO₂-Substitution wie im Motor-BHKW-Pfad erzielbar.

Neben der Betrachtung des Energieinputs ist bei der Beurteilung von Technologien und Lebenswegen gerade aufgrund der – gegenüber den fossilen Brennstoffen – flächenintensiven Land- und Forstwirtschaft die Einbeziehung der Flächeninanspruchnahme äußerst wichtig.

Wie schon in Kapitel 3.3.8.1 erwähnt, ist die mengenmäßige Verfügbarkeit der Reststoffe sowie das Ertragspotenzial von Anbaubiomasse von entscheidender Bedeutung, wenn es um die Wirksamkeit von politischen Rahmenfestsetzungen geht.

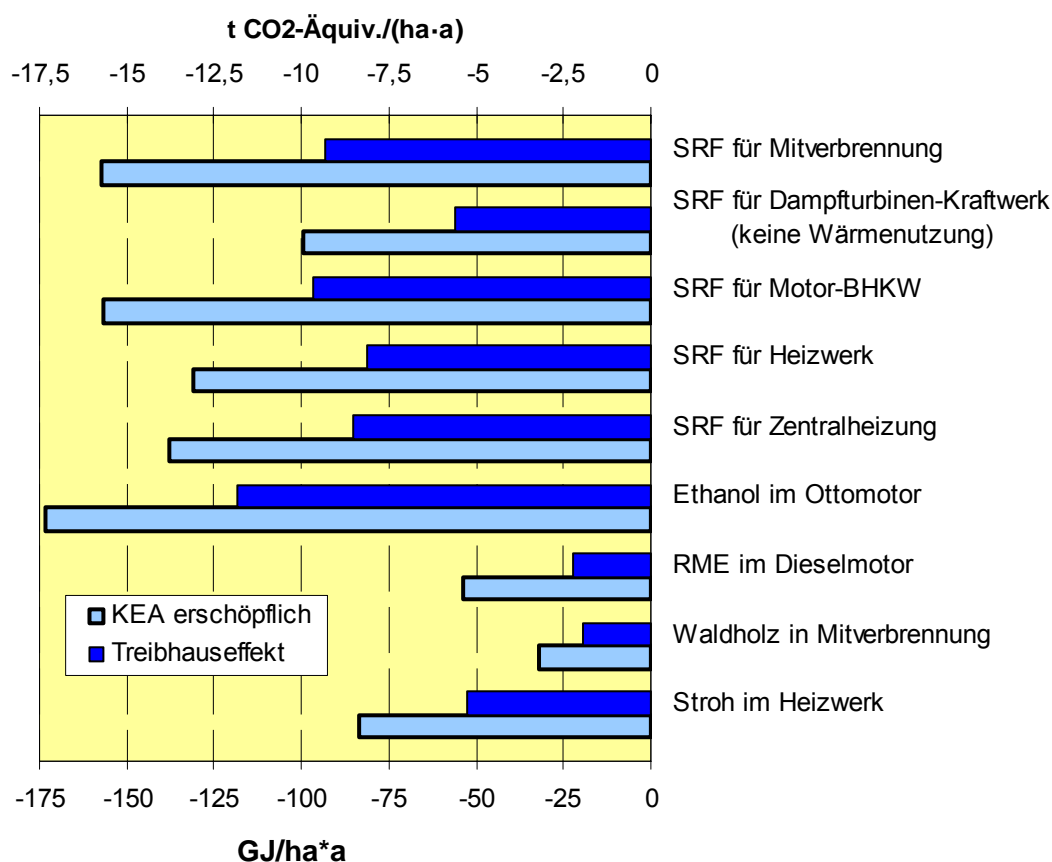


Abbildung 3.11: Ausgewählte Umweltwirkungen für verschiedene Lebenswege der Anbaubiomasse (Pappel-Kurzumtrieb SRF, Ethanol aus Zuckerrüben und RME aus Raps) sowie Waldholz und Weizenstroh. Gutgeschrieben wurde jeweils der Strom- bzw. Wärmemix 2010, bei den Kraftstoffen konventioneller Otto- und Dieselmotor. Die negativen Werte bedeuten Einsparungen an Ressourcen bzw. Emissionen.

Aus diesem Grund werden in Abbildung 3.11 der Energieverbrauch und der Treibhauseffekt Anbaubiomasse sowie die Reststoffe Waldholz und Weizenstroh bezogen auf Anbau- bzw. Ertragsfläche dargestellt. Deutlich zu sehen sind die großen Einsparungen, die bei Ethanol aus Zuckerrüben und Kurzumtriebnutzungen mit günstigem Wirkungsgrad möglich sind. Raps und Waldholz liegen dagegen aufgrund ihres geringen Flächenertrags deutlich im Einsparpotenzial zurück. Stroh erzielt im Heizwerk mit seinem gegenüber Pappel-Kurzumtrieb etwa halb so hohen Ertrag Werte, die an Nutzungen von Kurzumtriebsholz mit ungünstigerem Wirkungsgrad heranreichen.

3.3.8.4 Weitere Umweltwirkungen

Neben den bisher bei der Ökobilanz berücksichtigten Umweltwirkungen gibt es gerade bei den Bioenergieträgern noch eine Reihe weiterer potenzieller Umweltwirkungen – insbesondere, wenn die Biomasse über die Landwirtschaft als Anbaubiomasse bereitgestellt wird, wie das bei der Kurzumtriebsplantage für die festen Bioenergieträger sowie Raps und Zuckerrübe für die Produktion von Biokraftstoffen der Fall ist. Die bekanntesten Umweltwirkungen durch die Landwirtschaft sind – neben den in der Ökobilanz bereits quantitativ erhobenen –

Nährstoffeintrag in Grund- und Oberflächengewässer durch Erosion und Verlagerung, Gefährdung durch Pestizide und Rückgang der Artenvielfalt bzw. Biodiversität, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Nährstoffeintrag in Oberflächengewässer: Die Umweltwirkung „Eutrophierung“ wurde in dieser Untersuchung über den potenziellen Nährstoffeintrag von stickstoffhaltigen Verbindungen wie NO_x und NH_3 auf Böden und Oberflächengewässer über den Luftpfad bilanziert. Neben diesem Pfad gibt es noch den Eintragspfad über Wind- und Wassererosion, bei denen stickstoff- und phosphathaltige Bodenpartikel, Düngemittel und gelöste Substanzen in die Oberflächengewässer gelangen. Der Umfang von Wind- und Wassererosion hängt stark von der Art der landwirtschaftlichen Produktion ab. Hierbei sind insbesondere Faktoren wie Fruchtfolgegestaltung und Art der Bodenbearbeitung wirksam. Die Erosion wirkt z. B. grundsätzlich umso stärker, je länger der Boden ungeschützt, d. h. ohne Pflanzenbewuchs, brach liegt (Schwarzbrache). Weiterhin sind standörtliche Faktoren für die Erosionsgefährdung ausschlaggebend. Zu diesen Faktoren gehören z. B. die im jeweiligen Gebiet vorherrschenden Böden, das Relief der Landschaft und die Ausstattung mit Landschaftselementen, die der Erosion entgegenwirken können, z.B. Hecken und Baumreihen. Beispielsweise tritt die Winderosion verstärkt in flachen, windexponierten Gebieten mit geringer Ausstattung an Landschaftsstrukturen auf. Die Wassererosion ist stark abhängig von der Hangneigung. Insbesondere bei Starkregenereignissen kann es bei entsprechender Hanglage und geringer Geschütztheit des Bodens durch Bewuchs zu einem erheblichen Bodenabtrag kommen. Der damit zusammenhängende Humus- bzw. Bodenverlust wie auch der Austrag von Nährstoffen aus landwirtschaftlichen Systemen kann im Einzelfall, d. h. für einen bestimmten Ackerstandort, recht gut durch entsprechende Modelle wie die ABAG (allgemeine Bodenabtragungsgleichung) erfasst werden. Im Sinne von Ökobilanzen jedoch ist ein über alle Bodenarten, Hangneigungsklassen, Klimaverhältnisse und einige weitere Parameter gemittelter Austrag kaum und pflanzenspezifisch noch weniger vorzunehmen (siehe hierzu [Kaltschmitt u. Reinhardt 1997]). Auf qualitativer bzw. semiquantitativer Ebene kann Folgendes abgeleitet werden:

- Es ist in der Literatur mehrfach belegt, dass mehrjährige Pflanzen aufgrund der ganzjährigen Bodenbedeckung ein deutlich geringeres Austrags- bzw. Auswaschpotenzial aufweisen als einjährige Pflanzen. Dementsprechend kann festgehalten werden, dass von den hier bilanzierten Pflanzen die Kurzumtriebsplantage zur Bereitstellung fester Bioenergieträger deutlich günstiger zu bewerten ist, als die einjährigen Kulturen Raps und Zuckerrübe für die Biokraftstoffproduktion.
- Bezüglich der Erosion wird auf Kapitel 4 verwiesen. Dort werden die Flächenpotenziale unter besonderer Berücksichtigung des Boden- und Gewässerschutzes abgeleitet. Insbesondere wird dort aufgezeigt, dass bei erosionsgefährdeten Standorten ein ganzjähriger Pflanzenbewuchs aus Umweltsicht die optimale Lösung darstellt, wobei die hier diskutierten Umweltwirkungen nahezu eliminiert werden könnten. Eine mögliche Option für die Gewährleistung eines ganzjährigen Bewuchses ist z. B. die Kurzumtriebsplantage.

Nährstoffeintrag in Grundwasser: Aus toxikologischer Sicht ist der Eintrag von Nitrat in das Grundwasser bedenklich, da insbesondere Kleinkinder schwere gesundheitliche Schäden durch nitratbelastetes Wasser davontragen können. Nitrat gelangt durch Auswaschung in das Grundwasser und entstammt mineralischen, aber auch organischen Düngemitteln. Bei ordnungsgemäßigem Landbau ist gewöhnlich die Auswaschung recht gering, bei unsachgemäßer Landwirtschaft („viel hilft viel“) wie bisweilen auch beim ökologischen Landbau (die Freisetzungsraten der Stickstoffverbindungen hängt neben vom Landwirt bestimmbareren Verhältnissen wie Bodenart auch von nicht bestimmbareren Parametern ab wie den Wetter- und Temperaturverhältnissen) kann es zu teils erheblichen Austragsmengen kommen. Für die Quantifizierung gilt Entsprechendes wie beim Nährstoffeintrag in Oberflächengewässer beschrieben. Auch hier ist das Potenzial einer Auswaschung bei mehrjährigen Kulturen deutlich geringer als bei einjährigen, d. h. die Kurzumtriebsplantage schneidet auch hier günstiger ab als die einjährigen Kulturen Raps und Zuckerrübe.

Gefährdung durch Pestizide: Bekanntlich existieren zum Teil erhebliche Umweltwirkungen durch Pflanzenschutz- und -behandlungsmittel, hier kurz Pestizide genannt. Bei den mittlerweile in Deutschland zugelassenen Pestiziden besteht bei äußerst sachgerechtem Umgang nahezu kein Gefährdungspotenzial mehr. Bei nicht sachgerechtem Umgang (z. B. Ausspülen der Spritzgeräte in die Kanalisation, Spritzen bei starken Windverhältnissen, Nichteinhalten der Wartezeiten etc.) oder beim Einsatz persistenter, nicht mehr zugelassener Spritzmittel kann eine zum Teil erhebliche Gefährdung für Mensch und Umwelt ausgehen. Da in Deutschland bisweilen Pestizidbelastungen z. B. in Oberflächengewässern auftreten, bedeutet das, dass der Pestizideinsatz in der Realität nicht zu 100 %ig sachgerecht durchgeführt wird. Aus methodischer Sicht kann das zwar nicht einer bestimmten Kultur zugeordnet werden, aber man kann zumindest festhalten, dass das Risiko eines nicht bestimmungsgemäßen Gebrauchs von Pestiziden ansteigt, je mehr Pestizide für die Produktion von Agrarprodukten eingesetzt werden. Da im Ökolandbau nahezu keine Pestizide zugelassen sind und im konventionellen Landbau bei mehrjährigen Kulturen deutlich weniger Pestizide eingesetzt werden als bei den einjährigen Kulturen Raps und Zuckerrübe, kann zusammengefasst werden, dass das Risiko einer Gefährdung durch Pestizide beim Ökolandbau minimal ist und beim konventionellen Anbau von der Kurzumtriebsplantage zu Raps bzw. Zuckerrübe ansteigt.

Rückgang der Artenvielfalt: Die Landwirtschaft hat einen wesentlichen Anteil am Rückgang der Artenvielfalt in Deutschland. Die Ursachen hierfür sind neben den bereits benannten Effekten der Eutrophierung und des Pflanzenschutzmittel-Einsatzes v. a. in der Veränderung der Kulturlandschaften durch Beseitigung von Strukturelementen, wie z. B. Ackerrainen, Randstreifen, Hecken und Feldgehölzen zu suchen. Dieser Entwicklung wird durch die rechtlichen Festlegungen zur guten fachlichen Praxis in der Landwirtschaft, zumindest für die Seite der stofflichen Belastung, teilweise Rechnung getragen.

Die Auswirkungen der landwirtschaftlichen Produktion auf die Artenvielfalt sind unabhängig von der späteren Verwertung der Produkte als Nahrungsmittel oder Energieträger, sofern die gute fachliche Praxis in der Landwirtschaft für beide "Produktlinien" gleichermaßen vorausgesetzt wird. Ein Energiepflanzenanbau würde sich tendenziell also nur dann negativ auf die Artenvielfalt auswirken, wenn als Alternative zum Energiepflanzenanbau eine Brache – und hier insbesondere eine Sukzessionsbrache – in Frage käme oder wenn eine Flächenkonkurrenz zu derzeitigen bzw. zukünftig angestrebten Vorrangflächen des Naturschutzes bestünde.

Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die zu schaffenden Flächen des überregionalen Biotopverbunds gemäß §3 BNatSchG und die in §5 BNatSchG geforderten Hecken, Randgehölze und Trittsteinbiotope als Vernetzungselemente des Biotopverbunds in der Agrarlandschaft. Die Gewährleistung der Umsetzung dieser im Bundesnaturschutzgesetz festgelegten Ziele des Biotopverbunds, d. h. die Vermeidung einer Flächenkonkurrenz zwischen Energieträgerproduktion und Naturschutz, ist für den Erhalt der Artenvielfalt in Deutschland weitaus bedeutsamer als die hierzu vergleichsweise geringen Unterschiede der verschiedenen Anbaukulturen, die als Bioenergieträger in Frage kommen. Unabhängig davon ist für den Anbau gerade mehrjähriger Energieträger eine den standörtlichen Gegebenheiten angepasste landwirtschaftliche Produktion anzustreben, die die Eigenart von Kulturlandschaften nicht grundlegend verändert.

Zusammengefasst heißt das, dass ein Energiepflanzenanbau aus Sicht der Artenvielfalt dann als unproblematisch anzusehen ist, wenn die Produktion von Bioenergieträgern gemäß den Anforderungen der guten fachlichen Praxis standortangepasst erfolgt und die Umsetzung des Biotopverbunds nach §3 und §5 BNatSchG durch die Energieträgerproduktion nicht beeinträchtigt wird. Auf diesen Punkt wird bei der Ableitung der Potenziale in Kap. 4 besonders eingegangen.

3.3.9 Biogas

Bei der Biogaserzeugung werden, wie in Kapitel 3.2.8 beschrieben, die Aufwendungen gutgeschrieben, die auch bei einer reinen Güllelagerung ohne Biogaserzeugung ohnehin aufgetreten wären. Hierbei handelt es sich vor allem um die Emissionen bei der Lagerung in einem offenen Becken. Wie in Kapitel 3.2.8 auf Basis von [Edelmann et al. 2001] abgeleitet, gehen wir von reduzierten Methan- und Lachgasemissionen, aber einem etwas erhöhten Ausstoß von Ammoniak aus. Die Gutschrift der ersteren bewirkt bei den Wirkungskategorien Treibhauseffekt und Sommersmog (nur Methan) eine deutliche Reduktion mit negativen Werten, d. h. die Nutzung von Biogasstrom hat in diesen Wirkungskategorien positivere Auswirkungen als der Verzicht auf die Stromnutzung mit einer Lagerung der anfallenden Gülle.

Bei Versauerung und Eutrophierung führen die erhöhten Ammoniakemissionen, zu einem wesentlich geringeren Anteil auch die direkten Emissionen des Motor-BHKW, zu höheren Auswirkungen der Nutzung von Biogasstrom als für den Strommix. Die Emissionen von Ammoniak werden allerdings mehr von der Ausbringtontechnik und den meteorologischen Bedingungen beeinflusst als von der Aufbereitung der Gülle (Schleppschauch-Ausbringung, Ausbringung am Abend und bei geringerer Lufttemperatur, etc.). Eine Optimierung der Güllenbewirtschaftung ist daher der Hauptansatzpunkt für eine Reduktion der Ammoniak-Emissionen.

Zudem wurde bei dem Biogas-System eine Gutschrift für die nutzbare Wärme erteilt. Die nutzbare Wärme ist in diesem Fall der Anteil der erzeugten Wärme, der für den Bedarf des Hofes genutzt werden kann. Der im Sommer anfallende nicht nutzbare Wärmeüberschuss wird also nicht berücksichtigt. Durch die Wärmegutschrift werden die Ergebnisse in allen Wirkungskategorien etwas günstiger, insbesondere tritt jetzt auch beim Verbrauch erschöpflicher Energieträger der 'Spareffekt', also die negative Umweltwirkung auf. An der Tendenz der Ergebnisse ändert sich jedoch nichts.

Eine optimierte Wärmenutzung z. B. durch Speicher oder Einkopplung der Wärme in ein Nahwärmenetz würde die Wärmegutschrift weiter erhöhen.

Weitere Umwelteinwirkungen

Neben den Emissionswerten sind noch weitere, quantitativ (noch) nicht erfassbare Aspekte interessant im Vergleich von unbehandelter und Biogasgülle. So verändert sich die Güllequalität positiv durch die Biogaserzeugung, da unerwünschte Stoffe wie z. B. organische Säuren durch den Vergärungsprozess weitgehend abgebaut sind, so dass die Gülle bei der Nutzung als Dünger für Pflanzen und Bodenlebewesen verträglicher wird. Die Geruchsemissionen der Biogasgülle sind drastisch reduziert, sie ist hygienisch unbedenklicher und außerdem homogener als unbehandelte Gülle. Durch die größere Homogenität und Dünnsflüssigkeit wird das Eindringen in den Boden erleichtert, so dass sich die tatsächliche Düngewirkung erhöht. Im Gegensatz zum Wirtschaftsdünger ist der Stickstoff der Biogasgülle besser verfügbar, da er nicht in mineralisch oder organisch gebundener Form, sondern als Ammonium vorliegt. Diese Vorteile würden sich auch in der Ökobilanz niederschlagen, z. B. durch die Einsparung von Mineraldünger und den Abbau von Pestiziden, die Verbesserung der Bodenqualität und eine Erhöhung der Diversität der Bodenlebewesen. Diese Faktoren können jedoch derzeit noch nicht quantifiziert werden [Edelmann et al. 2001, Lucke 2002].

3.3.10 Exkurs: Regenerative Kraftstoffe

Die auf den Durchschnitts-PKW normierten Bilanzergebnisse sind in Abbildung 3.7 grafisch dargestellt. Die Ergebnisse in den Lebenswegabschnitten sind die Aufwendungen im jeweiligen Bereich abzüglich etwaiger zuzuordnender Gutschriften wie z. B. für Rapsextraktionschrot (Futtermittel) oder das landwirtschaftliche Referenzsystem Grünbrache; bei der Herstellung des Ethanol wurden die Umweltwirkungen der beiden Produkte Ethanol und Zuckerrübenschnitzel nach Energieinhalt allokiert. Die Bilanz für das E5-Gemisch wird ferner so dargestellt, als ob der Kraftstoff zu 100 % aus Ethanol bestände, um jeweils reine Kraftstoffe miteinander zu vergleichen.

Erwartet niedrig sind die Werte beim Energieaufwand und dem Treibhauseffekt, während die erneuerbaren Kraftstoffe in einigen anderen Umweltwirkungen schlechter als der konventionelle Ottokraftstoff abschneiden. Überraschend ist der negative Wert beim Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen für die Aufbereitung von RME. Dieser resultiert aus den Gutschriften für das Futtermittel Rapsschrot und für den technischen Rohstoff Glycerin, die beide als Kuppelprodukte anfallen (Kapitel 3.2.7).

Die Datenbasis für die Infrastruktur ist dabei weniger belastbar als die der anderen Aufwendungen und Emissionen, so dass die Aussagekraft der Parameter für die mineralischen Rohstoffe begrenzt ist, während die Indikatoren des Energieaufwands, Treibhauseffekts, der Versauerung, Eutrophierung und dem Sommersmog auf Grund des geringen Beitrags der Infrastruktur zu diesen Umweltwirkungen eine gute Qualität haben.

Dass die Versauerung und die Eutrophierung durchweg größer sind als bei einem konventionellen PKW, liegt am stärkeren Einfluss der Produktion, während die besseren Werte beim Sommersmog auf die größeren Kohlenwasserstoffemissionen bei der Mineralölverarbeitung und Ottokraftstoff-Nutzung zurückzuführen sind.

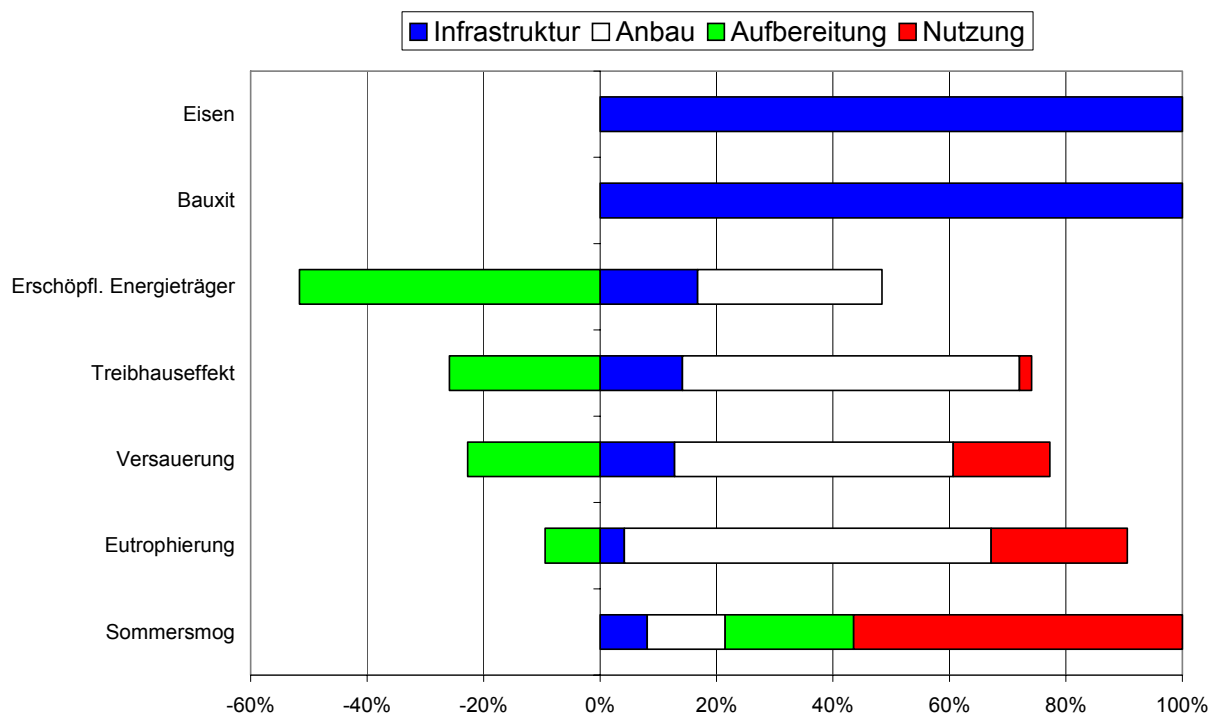


Abbildung 3.12: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei Biodiesel

Bezogen auf die einzelnen Kraftstoffe lässt sich feststellen, dass RME sehr günstige Werte für den Energieaufwand und den Treibhauseffekt, aber Nachteile bei der Versauerung, der Eutrophierung und dem Sommersmog hat. Ein Grund sind hier die großen Gutschriften, die bei der Verarbeitung der Rapssaat zustande kommen (Abbildung 3.12).

Diese rühren zum einen vom Rapsextraktionsschrot her, das bei der großtechnischen Ölge-
 winnung anfällt, als Futtermittel Verwendung findet und dann aus den USA importiertes So-
 jaschrot ersetzt. Zum anderen entsteht bei der Umesterung des Öls zu RME Glycerin, das in
 der chemischen und Pharmaindustrie vielfältige Aufgaben hat und synthetisch produziertes
 Glycerin ersetzen kann. Diese Gutschriften tragen zu einer großen Verminderung der Um-
 weltwirkungen beim Treibhauseffekt und der Versauerung bei und führen beim Energieauf-
 wand sogar zu einer effektiven Ressourcenschonung (negativer Wert), wenn ein PKW mit
 RME betrieben wird. Gleichwohl sind die Ergebnisse bei Versauerung und Eutrophierung die

höchsten von allen, was unter anderem mit der Technologie zusammenhängt. Der Dieselmotor hat auch mit dem Biokraftstoff RME ein anderes Verbrennungsverhalten und damit andere Emissionen als der Ottomotor. Vor allem sind die NO_x-Emissionen deutlich höher, was direkt auf die genannten Umweltwirkungen durchschlägt. Noch stärkeren Einfluss haben allerdings die Emissionen durch den hohen spezifischen Stickstoffbedarf des Raps, der durch entsprechende Düngemittelgaben ausgeglichen werden muss und mit erhöhten Stickoxid- und Lachgasemissionen verbunden ist.

Das Lachgas hat auch starken Anteil am Treibhauseffekt, der darum im Gegensatz zu anderen Bioenergieträgern nur wenig mit dem Energieaufwand korreliert. Die relativ geringen Werte für den Sommersmog beruhen auf den ziemlich hohen Kohlenwasserstoffemissionen bei der Bereitstellung und Nutzung herkömmlichen Ottokraftstoffs.

Beim *Ethanol aus Zuckerrüben* ist der günstige Effekt für die Energieeinsparung und den Treibhauseffekt nicht so ausgeprägt wie beim RME, jedoch noch bei 50 % des konventionellen Vergleichsfahrzeugs. Hierfür ist besonders die energieaufwändige Aufbereitung verantwortlich, die nicht durch große Gutschriften kompensiert werden kann. Versauerung und Eutrophierung sind wie bei den anderen erneuerbaren Kraftstoffen relativ hoch, was an der aufwändigeren Produktionsphase des Zuckerrübenanbaus und der Verarbeitung zu Ethanol liegt. Die Produktion von herkömmlichem Ottokraftstoff hat hier geringere Emissionen. Beim Sommersmog ist dagegen wie schon beim RME beschrieben die Ursache auf Seiten des herkömmlichen Ottokraftstoffs zu suchen.

Der Antrieb mit flüssigem *Wasserstoff aus Elektrolyse* schließlich zeigt trotz der völlig anderen Produktion des Kraftstoffs ein ähnliches Verhalten in den Umweltwirkungen wie die beiden anderen Energieträger. Um nicht den Vergleich von anderen Antrieben mit dem Vergleich von Kraftstoffen zu vermischen, wurde hier kein Brennstoffzellen-Fahrzeug, sondern ein Verbrennungsmotor bilanziert. Für ersteres sei auf die Literatur verwiesen [Pehnt 2002]. Der Energieaufwand, Treibhauseffekt und Sommersmog sind pro gefahrenem Kilometer geringer als beim konventionellen Otto-PKW, die Versauerung und Eutrophierung höher, während die anderen Umweltwirkungen im Bereich konventioneller Fahrzeuge liegen. Gemessen an den Gesamtwirkungen hat die Infrastruktur bei diesem Brennstoff einen deutlich höheren Einfluss. Die Nutzungsphase ist nur bei den Stickoxiden und damit Versauerung und Eutrophierung von größerer Bedeutung.

3.4 Dynamisierung

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der zukunftsorientierten dynamisierten Bilanzen (für die Methodik siehe Kapitel 3.1.4) dargestellt und interpretiert. Um den Einfluss der Dynamisierungsparameter darzustellen, werden diese nacheinander (kumulativ) auf die Situation im Jahr 2010 angewandt. Bei der Interpretation der dynamisierten Bilanzen ist darauf zu achten, dass die – zunächst einmal beliebig festgelegte – Reihenfolge der Minderungsmaßnahmen die Höhe der jeweiligen Einsparwirkungen einer Einzelmaßnahme mitbestimmt, da die Minderung von einem bereits reduzierten Wert zwangsläufig geringer ist. Das Endergebnis in absoluter Höhe ist natürlich unabhängig von der Reihenfolge der Minderungsschritte.

3.4.1 Fotovoltaik

Zukünftige Entwicklungen werden dazu führen, dass auch ausgehend von der bereits zukünftig orientierten Bilanz des p-Siliziums die Umwelteinwirkungen der Herstellung weiter sinken werden. Für kristallines Silizium geht [Alsema 2000] davon aus, dass die größten Effizienzgewinne bis 2010 erreicht werden, ausgelöst durch Verbesserungen in der Siliziumproduktion (vor allem die Verwendung von sog-Silizium), verbesserte Casting-Methoden und einen geringeren Siliziumbedarf durch dünnere Wafer, verringerte Sägeverluste, andere

Herstellverfahren⁸ etc. Durch Serienfertigung wird der Hilfs- und Betriebsmittelenergieverbrauch bei der Dünnschichtzellen-Fertigung deutlich abgesenkt werden. Technische Fortentwicklung wird zu höheren Modulwirkungsgraden führen. Auch neue Dünnschichtmaterialien und Zellkonzepte (z. B. Grätzel-Zelle) sind in Erforschung.

Tabelle 3.4: Dynamisierungsparameter der p-Si-Fotovoltaik-Produktion

	2010	2030
Stahlproduktion	Schrottanteil 46 %	Schrottanteil 75 %
Aluminiumproduktion	Schrottanteil 85 %	Schrottanteil 90 %
Stromproduktion		Reduktion Strombedarf Elektrolyse größerer regenerativer Anteil höherer Wirkungsgrad geringere direkte Emissionen
Lebensdauer PV-Anlage	25 Jahre	30 Jahre
Modulwirkungsgrad	13,4 %	17,8 %
Waferdicke / Sägespalt	300 µm/200 µm	150 µm/150 µm

Die dynamisierten Parameter sind in Tabelle 3.4 zusammengefasst. Neben den Verbesserungen des Herstellungsverfahrens selber werden hier auch günstigere Bedingungen bei der Bereitstellung der Materialien und Energie zu Grunde gelegt (Abbildung 3.14, Tabelle 3.5.)

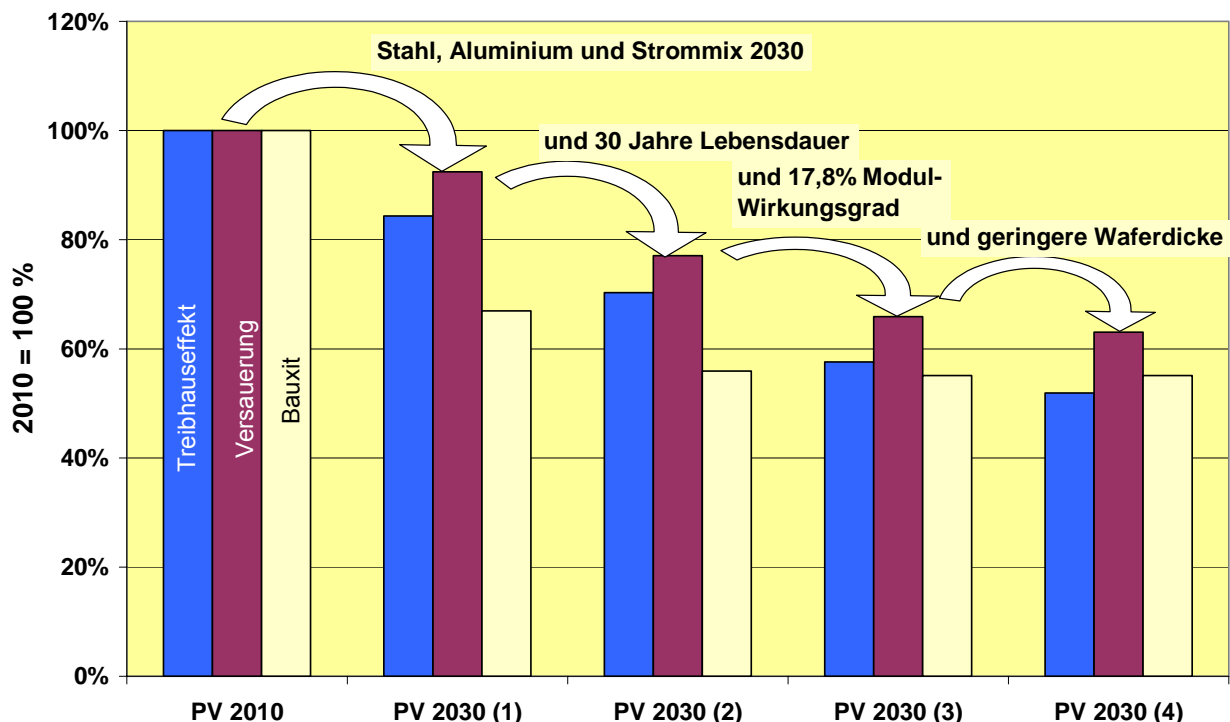


Abbildung 3.13: Zuordnung der Umweltwirkungen zu den Lebenszyklusphasen bei Biodiesel

⁸ Beispielsweise basiert das Edge-defined-Film-fed-Growth-Verfahren auf einer Kristallzucht in Oktogon-Röhren, die zu erheblich geringeren Materialverlusten führt als die konventionelle Wafer-Herstellung über Czochralski- oder Blockguss-Verfahren.

Beim Treibhauseffekt machen die ersten drei Dynamisierungsparameter jeweils eine Minderung von knapp 20 % aus. Die geringere Waferdicke macht hingegen nur einen kleinen Unterschied aus, obwohl die Herstellung von Silizium wesentlich zum Treibhauseffekt beiträgt. Dies liegt auch daran, dass dieser Verbesserungsschritt auf das bereits optimierte System aufsetzt.

Tabelle 3.5: Wirkungsbilanzergebnisse der dynamisierten Fotovoltaik (p-Si, dachintegriert)

pro kWh _{el}		2010	2030	2030	2030	2030
Bezugsgröße			Stahl, Alu, Strom 2030	30 Jahre Lebensdauer	höherer Modulwirkungsgrad	geringere Waferdicke/ Sägeverluste
Eisen	g	3,28	2,55	2,13	2,06	2,05
Bauxit	g	1,18	0,79	0,66	0,65	0,65
KEA erschöpflich	MJ	1,50	1,09	0,91	0,75	0,69
Treibhauseffekt	g CO ₂ -Äq.	104	88	73	60	54
Versauerung	mg SO ₂ -Äq.	528	488	407	348	333
Eutrophierung	mg PO ₄ ³⁻ -Äq.	44	44	36	29	27
Sommersmog	mg Et.-Äq.	14	15	13	11	10

Am wichtigsten für die Minderung der Versauerung sind Lebensdauer und Modulwirkungsgrad, während der Bauxitverbrauch sehr stark (Minderung ein Drittel des Ursprungswerts!) von der Effizienz der Aluminiumproduktion abhängt. Relevant ist hier allerdings auch die Lebensdauer.

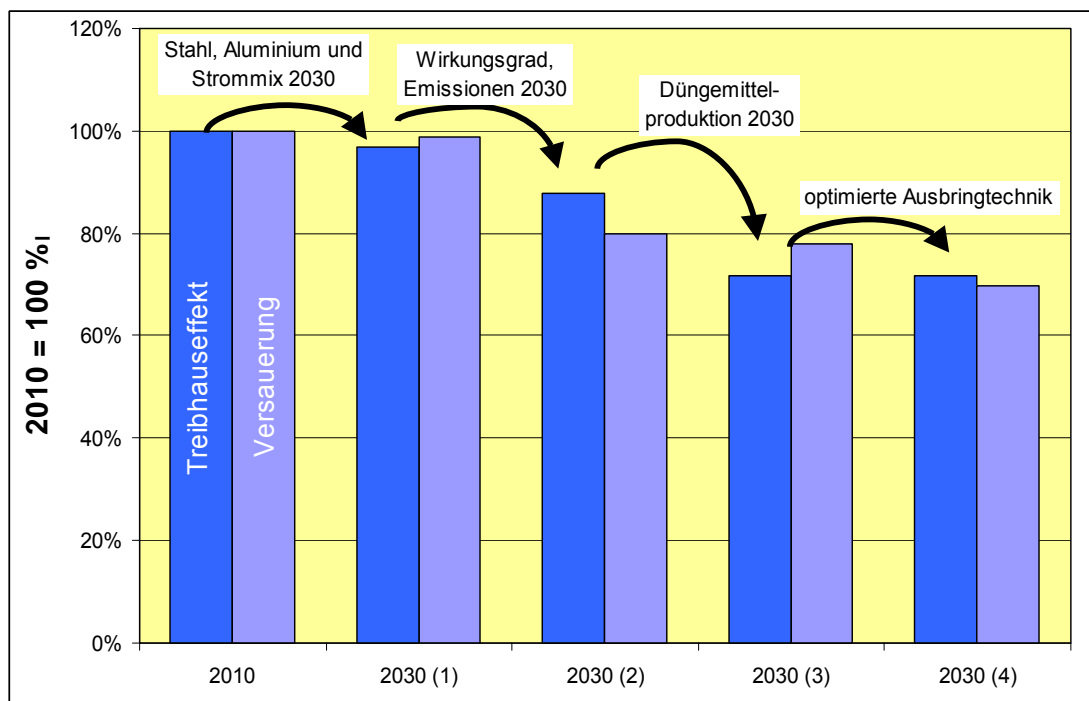


Abbildung 3.14: Dynamisierte Bilanz der Fotovoltaik für ausgewählte Wirkungskategorien

Insgesamt lässt sich durch die Erschließung der Optimierungspotenziale wie auch durch die Verbesserungen in der Material- und Energiebereitstellung eine deutliche Reduktion der Umweltwirkungen um bis zu 50 % erreichen.

Neben den quantifizierten Optimierungsschritten gibt es weitere Möglichkeiten, die Umweltwirkungen zu senken (siehe auch Tabelle 3.2), insbesondere das Recycling der Wafer und Modulkomponenten bis hin zu ganzen Zellen, das den Verbrauch an hochreinem Silizium und den Energieverbrauch um bis zu einen Faktor 5 verringert [Frisson et al. 1998]. Mangels verlässlicher Daten konnte das Recycling des Siliziums hier nicht quantifiziert werden.

3.4.2 Dampfturbinen-Kraftwerk mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen

Größten Einfluss auf die Bilanzergebnisse zur Stromgestehung in Dampfturbinen mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen hat die Durchsetzung technischer Neuerungen, die es in den nächsten Jahren geben wird, besonders im Bereich der BHKWs aufgrund der noch nicht vorhandenen Massenproduktion und entsprechender Herstellererfahrung. Dabei ist in erster Linie eine Steigerung des Wirkungsgrades maßgeblich, der für das Referenzjahr 2010 schon berücksichtigt ist. So ist für Dampfturbinen bis zu diesem Zeitpunkt eine Steigerung des mittleren Jahresnutzungsgrades (ohne KWK-Betrieb) auf $\eta_{el} = 29\%$ zu erwarten [Biomasse-ZIP 2003]. Für die Motor-BHKWs bleibt abzuwarten, inwieweit die Forschung gewisse Probleme im Bereich der Vergasungstechnologie, unter anderem bei der Gasreinigung, bewältigt und damit den Weg für eine großtechnische Umsetzung der Holzgasnutzung ebnet. Erst mit breiterer Anwendung sind Steigerungen insbesondere bei den Wirkungsgraden zu erwarten und einschätzbar.

Die dynamisierten Parameter für das Dampfturbinen-Kraftwerk sind in Tabelle 3.6 zusammengefasst. Neben einer Verbesserung der Kraftwerkstechnik wird wie bei der Entwicklung der Fotovoltaik von einer Verbesserung der Bedingungen bei der Bereitstellung der Materialien und Energie ausgegangen. Für den Bereich der Landwirtschaft sind Verbesserungen bei der europäischen Düngemittelproduktion sowie mögliche Maßnahmen zur Emissionsminimierung aus dem Boden aufgrund von Stickstoffdüngemitteln von Bedeutung.

Tabelle 3.6: Dynamisierungsparameter der Nutzung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen im Dampfturbinen-Kraftwerk

Dynamisierungsparameter	2010	2030
Stahlproduktion	Schrottanteil 46 %	Schrottanteil 75 %
Aluminiumproduktion	Schrottanteil 85 %	Schrottanteil 90 % Reduktion Strombedarf Elektrolyse
Stromproduktion		größerer regenerativer Anteil höherer Wirkungsgrad geringere direkte Emissionen
Wirkungsgrad und Emissionen des Dampfturbinen-Kraftwerks	Emissionsreduktion bei CO, NO _x , NMHC, Partikeln/Stäuben um 20 % ¹ $\eta_{el} = 29\%$	$\eta_{el} = 32\%$ ¹
Optimierung der Düngemittelproduktion	Reduktion des kumulierten Energieaufwandes um 30 %, der CO ₂ - und N ₂ O-Emissionen um 60 % ²	
Ausbringtechnik	Reduktion der NH ₃ -Emissionen vom Feld um 60 % ³	

¹ nach [Biomasse-ZIP 2003]

² nach [Kongshaug 1998]

³ nach [Edelmann 2001]

Beim Treibhauseffekt fallen lediglich die Entwicklung des Wirkungsgrades und der Emissionen sowie die Düngemittelproduktion ins Gewicht mit zusammen etwa 25 Prozentpunkten. Der erste Punkt ist auch wichtigster Schritt für die Verminderung der Versauerungsemissionen, die allein fast um ein Fünftel verringert werden. Zusätzlich von Bedeutung ist die Opti-

mierung der Ausbringtechnik, die noch einmal etwa 10 Prozentpunkte Gewinn verschafft. Die Veränderungen bei den Materialien und der Energie spielen fast keine Rolle.

Zusammenfassend lassen sich durch die technologiespezifische Erschließung der Optimierungspotenziale diese Umweltwirkungen um bis zu 30 % reduzieren.

3.4.3 Zentralheizung mit Waldholz

Ebenso wie bei der Stromgestehung hat auch bei den wärmeliefernden Biomastechnologien die Durchsetzung technischer Neuerungen besondere Bedeutung. Schärfere gesetzliche Auflagen besonders im Bereich der Kleinfeuerungen, zum Beispiel durch die geplante Novellierung der TA Luft, tragen zu größeren Anstrengungen der Hersteller zur Emissionsminderung ihrer Anlagen bei. Dadurch kann insbesondere bei den Luftschadstoffen eine deutliche Reduzierung der Umweltwirkungen erreicht werden.

Für Anlagen unter 2,5 MW Feuerungsleistung, die mit naturbelassenem Holz beschickt werden, soll dabei der Grenzwert für Staub nicht wie geplant von 150 auf 50, sondern auf 100 mg/m³ gesenkt werden. Die anderenfalls nötige aufwändigere Abgasfiltertechnik mit Elektrofiltern anstelle von Abscheidern nach dem Zyklon-Prinzip, die bei kleineren Anlagen Praxis sind, würde, so die Begründung, „unverhältnismäßig hohe Kosten“ verursachen [Solarthemen 2002].

Tabelle 3.7: Dynamisierungsparameter der Wärmeerzeugung aus Waldrestholz in Hackschnitzelheizungen

Dynamisierungsparameter	2010	2030
Stahlproduktion	Schrotanteil 46 %	Schrotanteil 75 %
Aluminiumproduktion	Schrotanteil 85 %	Schrotanteil 90 % Reduktion Strombedarf Elektrolyse
Stromproduktion		größerer regenerativer Anteil höherer Wirkungsgrad geringere direkte Emissionen
Wirkungsgrad und Emissionen der Hackschnitzel-Zentralheizung	Emissionsreduktion bei CO, NO _x , NMHC, Partikeln/Stäuben um 20 % ¹ $\eta_{th} = 82 \%$	 $\eta_{th} = 84 \%$ ¹

¹ nach [Biomasse-ZIP 2003]

Fortschritte bei der Emissionsminderung werden auch durch Spezialanwendungen erzielt, bei denen minimale Emissionen essenziell sind. Zwar lassen sich diese Anwendungen, wie z. B. die CO₂-Düngung in Gewächshäusern, heute nur unter erhöhten Kosten realisieren, die für Standardanwendungen nicht tragbar sind, sie tragen aber zur Verbreitung der emissionsärmeren Technologie bei und ermöglichen so längerfristig ein niedrigeres Emissionsniveau auch in der breiten Anwendung.

Die dynamisierten Parameter sind in Tabelle 3.7 zusammengefasst. Wie bei der Entwicklung der o. g. Energietechnologien wird von einer Verbesserung der Bedingungen bei der Bereitstellung der Materialien und Energie ausgegangen. Bei Waldholz in Hackschnitzelheizungen wirken sich die Verbesserungen in der Material- und Energiebereitstellung am stärksten beim Treibhauseffekt aus. Die Entwicklung des Wirkungsgrades und der Emissionen spielen dagegen eher bei der Versauerung eine Rolle, während dort die veränderten Bereitstellungsbedingungen kaum relevant sind.

Insgesamt lassen sich durch die technologiespezifische Erschließung der Optimierungspotenziale diese Umweltwirkungen um bis zu 20 % verringern.

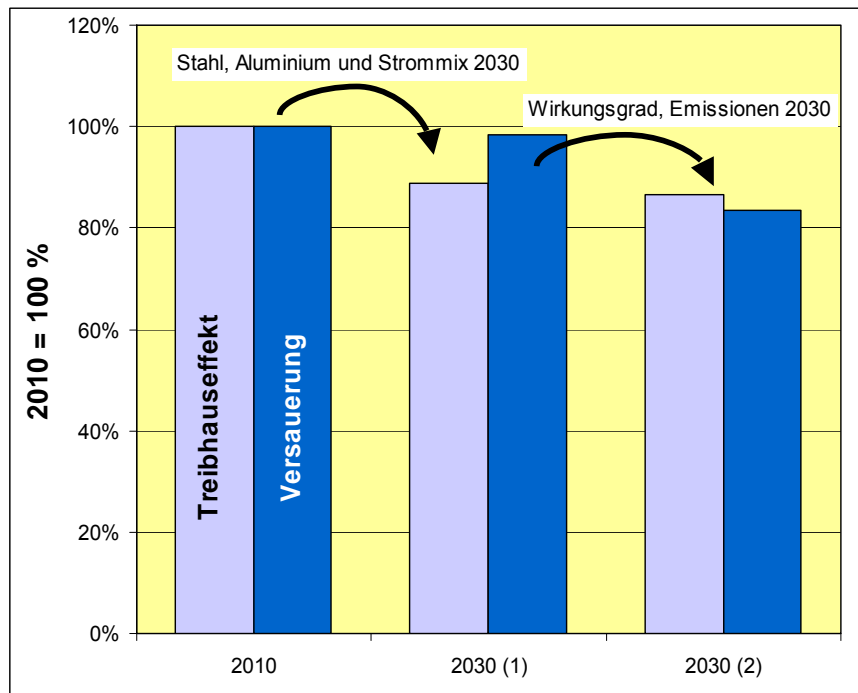


Abbildung 3.15: Dynamisierte Bilanz der Stromerzeugung aus dem Dampfturbinen-Kraftwerk für ausgewählte Wirkungskategorien

3.4.4 Biodiesel

Das Entwicklungspotenzial der Biodiesel-Kette aus Raps ist durch Prozesse geprägt, die in Verbindung mit der Landwirtschaft stehen. Wie schon beim Kurzumtriebsholz sind hier Optimierungen in der Düngemittelproduktion zu erwarten und durch verbesserte Technologie und gezielteren Einsatz auch Verminderungen der Emissionen aufgrund der Stickstoffdüngemittel. Ganz wesentlich sind auch die zu erwartenden Ertragssteigerungen beim Anbau, die mit verringerten spezifischen Aufwendungen beim Traktoreinsatz verbunden sind. Der Übergang zum Ökolandbau ist ein weiterer wesentlicher Aspekt der zukünftigen Landwirtschaft. Dieser wird zwar für die Nahrungsmittelproduktion angestrebt, könnte allerdings auch für die Anbaubioenergieträger eine interessante Option zur Verringerung der negativen Umweltwirkungen der Landwirtschaft sein.

Die dynamisierten Parameter sind in Tabelle 3.8 zusammengefasst. Auch im Fall der Biodieselnutzung wird von einer Verbesserung der Bedingungen bei der Bereitstellung der Materialien und Energie ausgegangen. Außer der Ertragserhöhung beim Rapsanbau durch Züchtung und der Optimierung bei der Produktion und Ausbringung von Düngemitteln werden der Übergang zum Ökolandbau sowie auch Veränderungen bei der Herstellung von Vergleichsprodukten betrachtet, die gerade bei der Bedeutung, den die Vergleichsprodukte für die Rapsdiesel-Ökobilanz haben, eine besondere Rolle spielen (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Beim Treibhauseffekt machen sich die verbesserte Düngemittelproduktion und besonders der Extensivanbau am stärksten bemerkbar – zusammen bewirken sie eine Reduzierung auf nur etwa ein Fünftel der Treibhausgase, bedingt vor allem durch verringerte Lachgasemissionen. Von den anderen Aspekten wirkt sich lediglich die Ausbringtechnik nicht auf den Treibhauseffekt aus. Produktionsfortschritte beim gutgeschriebenen konventionellen Glycerin bewirken dagegen eine Steigerung um 20 Prozentpunkte.

Tabelle 3.8: Dynamisierungsparameter der Nutzung von Biodiesel aus Raps in PKW

Dynamisierungsparameter	2010	2030
Stahlproduktion	Schrottanteil 46 %	Schrottanteil 75 %
Aluminiumproduktion	Schrottanteil 85 %	Schrottanteil 90 % Reduktion Strombedarf Elektrolyse
Stromproduktion		größerer regenerativer Anteil höherer Wirkungsgrad geringere direkte Emissionen
Optimierung der Düngemittelproduktion		Reduktion des kumulierten Energieaufwandes um 30 %, der CO ₂ - und N ₂ O-Emissionen um 60 % ¹
Ertragserhöhung durch Züchtung	30 dt Raps/(ha-a)	48 dt Raps/(ha-a) ²
Ausbringtechnik		Reduktion der NH ₃ -Emissionen vom Feld um 60 % ³
Übergang zum Extensivanbau		Reduktion des Einsatzes von Stickstoff-Düngemitteln um 60 %, Steigerung des Maschineneinsatzes um 100 % ⁴
Glyzeringutschrift		niedrigerer Energieaufwand bei der Produktion von chemischem Glycerin

¹ nach [Kongshaug 1998]

² nach [Biomasse-ZIP 2003]

³ nach [Edelmann 2001]

⁴ nach [Müller-Sämman et al. 2002]

Die Versauerung wird von allen Optimierungspotenzialen in ähnlichem Maße beeinflusst. Die verbesserte Ausbringtechnik ist hier mit etwa 30 Prozentpunkten noch von größter Bedeutung, alle anderen beeinflussen die Versauerung um etwa 10 Prozentpunkte. Auch hier wirkt sich die verbesserte Bereitstellung konventionellen Glycerins als Anstieg aus.

Insgesamt kann durch die technologiespezifische Erschließung der Optimierungspotenziale eine Verringerung dieser Umweltwirkungen auf 10 bis 30 % erreicht werden. Durch die zu erwartenden Verbesserungen bei den durch Nebenprodukte des RME ersetzten Produkten ist jedoch eher eine Verringerung auf 20 bis 40 % zu erwarten.

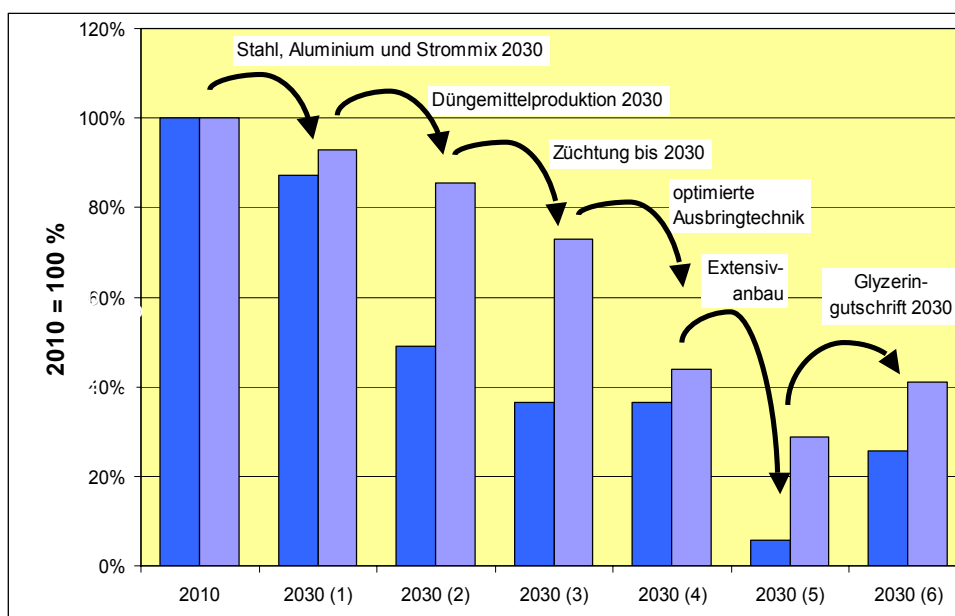


Abbildung 3.16: Dynamisierte Bilanz der Verwendung von Biodiesel aus Raps in Personwagen

3.4.5 Zusammenfassung der Dynamisierung

Zukünftige Entwicklungen werden die durch regenerative Energiesysteme verursachten Umweltwirkungen weiter deutlich senken. Dafür verantwortlich sind verschiedene Faktoren:

- Fortschritte bei den technischen Parametern der Energiewandler, insbesondere verbesserte Nutzungsgrade, verbesserte Emissionscharakteristik, erhöhte Lebensdauer etc.
- Fortschritte bezüglich der Produktionsprozesse der Energiewandler bzw. Brennstoffe, z. B. verminderte Sägeverluste oder Waferdicken bei Solarzellen, verringerter Düngemiteleinsetz und höhere Erträge beim Biomasseanbau, etc.

Fortschritte bei den „von außen“ aus dem konventionellen Energie- und Verkehrssystem angeforderten Dienstleistungen, beispielsweise verbesserte Strom- oder Prozesswärmebereitstellung für die Herstellung der Systeme, ökologisch optimierte Transportsysteme für den Biomasse-Transport, etc.

Andererseits kann der letzte Aspekt durch eine Verringerung der erzielbaren Gutschriften für Nebenprodukte der regenerativen Energieketten in Zukunft allerdings auch zu verringerten ökologischen Entlastungswirkungen führen (Beispiel RME). Insgesamt werden sich dennoch die Umweltwirkungen durch das Zusammenwirken der drei Fortschrittsfaktoren deutlich senken.

Tabelle 3.9: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Laufwasserkraft, Windenergienutzung, Fotovoltaik und solarthermischer Stromerzeugung

	Einheit	Laufwasser 3,1 MW _{el}	Laufwasser 300 kW _{el}	Wind 1,5 MW (Onshore)	Wind 2,5 MW (Offshore)	PV (polykrist. solar- Silizium)	Geothermie (Hot Dry Rock)	SEGS- Parabol- rinne 80 MW _{el}
Produkt	kWh _{el}	1	1	1	1	1	1	1
Ressourcen- aufwand								
Kumulierter Energieaufwand (erschöpflich)	MJ	0,10	0,14	0,12	0,11	1,5	0,54	0,14
Eisen	g	1,7	2,0	3,3	5,1	3,3	3,2	2,78
Bauxit	mg	4	16	4,8		1200	4,7	7,15
<i>Emissionen in die Luft</i>								
CO ₂	g	10	13	10,2	8,9	99	37,8	13,4
CH ₄	mg	21	29	24,1	9,8	220	103,4	35,2
N ₂ O	mg	0,4	0,7	0,2		1,9	2,6	0,2
SO ₂	mg	17	28	39,5	35,4	288	61,6	46,7
CO	mg	59	74	96,8		141	208	85,4
NO _x	mg	36	49	31,1	20,9	340	188,9	72,9
NMHC ^a	mg	6	11	26,1	2,4	20		2,1
Partikel und Staub	mg	26	31	42,2	10,9	119	35,4	40,1
HCl	mg	0,1	0,2	0,2		2,9	1,1	0,4
NH ₃	mg	0,04	0,06	0,03		0,71	0,7	0,14
Benzol	mg	0,03	0,05	0,02		0,09	0,05	0,22
Benzo(a)pyren	µg	0,2	0,3	0,48		1,4	0,3	0,36
Wirkungsbilanz								
Treibhauseffekt	g	10	13	11	9	104	41	14
Versauerung	mg	42	61	61	50	528	190	98
Eutrophierung	mg	5	6	4	2,7	44	24,8	10
Sommersmog	mg	3	5	12	1	14		5

^a inkl. Benzol + Benzo(a)pyren

Tabelle 3.10: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Strom aus Biomasse

	Einheit	Waldholz DT ^a	SRF DT ^a	Altholz DT ^{a,b}	Waldholz Mitverbr.	SRF Mitverbr.	Waldholz BHKW ^a	SRF BHKW ^a	Biogas ^a
Produkt		1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el} und 1,7 kWh _{th}	1 kWh _{el} und 1,7 kWh _{th}	1 kWh _{el} und 0,39 kWh _{th} (genutzt)
Ressourcenaufwand									
Kumulierter Energieaufwand (erschöpflich)	MJ	0,28	0,46	0,36	0,18	0,29	0,36	0,53	0,09
Eisen	g	1,0	2,8	3,7	0,7	1,8	1,5	3,5	2,5
Bauxit	mg	29	20	27	19	13	93	81	34
Output in die Natur									
<i>Emissionen in die Luft</i>									
CO ₂	g	22	35	31	14	23	27	41	11
CH ₄	mg	17	58	63	21	47	77	124	-19.763
N ₂ O	mg	73	161	14	41	98	29	130	-743
SO ₂	mg	72	198	315	26	67	74	111	368
CO	mg	757	820	405	185	226	829	898	723
NO _x	mg	1064	1192	1320	258	330	1360	1349	575
NMHC ^c	mg	45	40	123	30	27	157	149	166
Partikel Staub	und mg	60	95	109	86	109	87	125	38
HCl	mg	41	42	55	5	5	0,2	1	0,1
NH ₃	mg	0,1	119	0,1	14	91	0,1	137	1619
Benzol	mg	2,7	2,6	44,9	2,1	2,0	0,5	0,4	0,02
Benzo(a)pyren	ng	251	447	502	122	248	272	489	0,4
Wirkungsbilanz									
Treibhauseffekt	g	45	86	37	27	54	38	84	-580
Versauerung	mg	853	1294	1288	237	473	1026	1313	3814
Eutrophierung	mg	138	196	172	38	74	177	223	609
Sommersmog	mg	19	17	52	13	12	66	63	-69

^a ohne Allokation ^b MVA mit Holz betrieben [GEMIS 2002, eigene Berechnungen]. ^c inkl. Benzol + Benzo(a)pyren

DT: Dampfturbinenkraftwerk; Mitverbr.: Mitverbrennung in Steinkohlekraftwerk;
BHKW: Holzgas in Motor-Blockheizkraftwerk; SRF: short rotation forestry (Kurzumtrieb)

Tabelle 3.11: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Wärme aus Biomasse

	Einheit	Waldholz HW	SRF HW	Stroh HW	Waldholz ZH	SRF ZH	Solarther- mie
Produkt		1 MJ _{th}	1 MJ _{th}	1 MJ _{th}	1 MJ _{th}	1 MJ _{th}	1 MJ _{th}
Ressourcenaufwand							
Kumulierter Energieaufwand (erschöpflich)	kJ	61	79	66	60	76	100
Eisen	mg	108	290	93	178	351	1020
Bauxit	mg	3	2	2	4	3	97
Output in die Natur							
Emissionen in die Luft							
CO ₂	g	4,2	5,5	4,3	4,1	5,4	6,1
CH ₄	mg	8	12	19	17	21	13
N ₂ O	mg	5	14	12	5	13	0,1
SO ₂	mg	10	23	73	19	49	44
CO	mg	62	68	181	75	81	32
NO _x	mg	124	137	212	119	131	15
NMHC ^a	mg	9	8	27	36	36	1
Partikel und Staub	mg	6	10	7	28	32	13
HCl	mg	4	4	50	7	7	0,19
NH ₃	mg	0,03	12	0,03	0,03	12	0,03
Benzol	mg	0,8	0,7	2,8	3,8	3,8	0,01
Benzo(a)pyren	ng	25	45	143	191	210	214
Wirkungsbilanz							
Treibhauseffekt	g	6	10	8	6	10	6
Versauerung	mg	100	146	265	108	169	54
Eutrophierung	mg	16	22	28	15	21	2
Sommersmog	mg	4	4	11	15	15	1

DT: Dampfturbinenkraftwerk; Mitverbr.: Mitverbrennung in Steinkohlekraftwerk; BHKW: Holzgas in Motor-Blockheizkraftwerk; SRF: short rotation forestry (Kurzumtrieb) ^a inkl. Benzol + Benzo(a)pyren

Tabelle 3.12: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Biodiesel, Ethanol und Wasserstoff-Verbrennungsmotor (Durchschnitts-Pkw 2010)

	Einheit	RME-ICE	Ethanol-ICE ^b	LH2-ICE
Produkt	km	1	1	1
Ressourcen-aufwand				
Kumulierter Energieaufwand (erschöpflich)	MJ	-33	738	446
Eisen	g	5,9	5,7	6,1
Bauxit	mg	413	414	425
<i>Emissionen in die Luft</i>				
CO ₂	g	7	58	33
CH ₄	mg	41	41	62
N ₂ O	mg	160	50	11
SO ₂	mg	-24	216	202
CO	mg	422	1219	229
NO _x	mg	320	249	215
NMHC ^a	mg	68	46	38
Partikel und Staub	mg	86	66	73
HCl	mg	0,0	0,6	0,5
NH ₃	mg	208	62	10
Benzol	mg	0,8	0,2	0,3
Benzo(a)pyren	ng	1381	998	1612
Wirkungsbilanz				
Treibhauseffekt	g	57	75	38
Versauerung	mg	591	507	372
Eutrophierung	mg	114	54	46
Sommersmog	mg	29	20	16

^a inkl. Benzol + Benzo(a)pyren ^b als E5-Gemisch. Bilanz bezogen auf Ethanol-Anteil.

Tabelle 3.13: Wirkungsbilanzergebnisse des Strommixes 2010, des Wärmemixes und des durchschnittlichen Diesel-Pkws zur Normierung

Bezugsgröße		Strommix 2010 kWh _{el}	Wärmemix MJ _{th}	Diesel-Pkw Fkm
Eisen	g	2,6	0,2	5,1
Bauxit	g	0,053	0,003	0,35
KEA erschöpflich	MJ	8,91	1,23	1,6
Treibhauseffekt	g CO ₂ -Äq.	566	81,5	127
Versauerung	mg SO ₂ -Äq.	1083	115	363
Eutrophierung	mg PO ₄ ³⁻ -Äq.	59,9	7,7	41,2
Sommersmog	mg Et.-Äq.	18,5	6,3	26,3

Fkm: Fahrzeugkilometer

Tabelle 3.14: Berücksichtigte Wirkungskategorien und Sachbilanzgrößen der Übersichtsökobilanzen

Wirkungskategorie	Bilanzflüsse	Charakterisierungsfaktor	Referenz/ Einheit	Wert (kg pro kg _{Referenzsubstanz})
Ressourcenverbrauch	Energetische Ressourcen	Kumulierter Energieaufwand erschöpf. Energieträger (H _u)	MJ	
Treibhauseffekt	CO ₂	Treibhauspotenzial ^a	CO ₂ -Äquiv.	1
	CH ₄		CO ₂ -Äquiv.	21
	N ₂ O		CO ₂ -Äquiv.	310
Versauerung	SO ₂	Versauerungspotenzial	SO ₂ -Äquiv.	1
	NO _x		SO ₂ -Äquiv.	0,7
	NH ₃		SO ₂ -Äquiv.	1,88
	HCl		SO ₂ -Äquiv.	0,88
Eutrophierung	NO _x	Eutrophierungspotenzial	PO ₄ ³⁻ -Äquiv.	0,13
	NH ₃		PO ₄ ³⁻ -Äquiv.	0,33
Sommersmog	NMHC	Photochemisches Oxidationspotenzial	Et-Äquiv.	0,416
	CH ₄		Et-Äquiv.	0,007

^a Zeithorizont 100 Jahre

4 Erneuerbare Energien und Naturschutz

Neben den im vorigen Kapitel im Rahmen der Ökobilanzen untersuchten Umwelteinwirkungen wie CO₂-Emissionen, Versauerung oder Ressourcenverzehr sind mit der Nutzung erneuerbarer Energien zum Teil auch Eingriffe in lokale oder regionale Ökosysteme verbunden. Um in der Zukunft Konflikte mit dem Naturschutz zu vermeiden, müssen geltende rechtliche Bestimmungen durch Auswertung raumbezogener Informationen zum Natur- und Landschaftsschutz bei der Entwicklung langfristiger Strategien zur Nutzung erneuerbarer Energien angemessen berücksichtigt werden.

In den folgenden Abschnitten wird am Beispiel der Windenergie und der Biomassenutzung gezeigt, wie u. a. mit Hilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS) für ausgewählte Regionen die Bedeutung naturschutzfachlich begründeter Restriktionen auf das Nutzungspotenzial erneuerbarer Energien quantitativ abgeschätzt werden kann. Die Ergebnisse der GIS-Analyse werden herangezogen, um das Nutzungspotenzial für erneuerbare Energien in Deutschland auszuweisen, das auch unter strengen Anforderungen des Natur- und Landschaftsschutzes langfristig zum Ausbau erneuerbarer Energien genutzt werden kann. Wegen des großen Datenbedarfs war eine solche Analyse im Rahmen dieses Vorhabens nicht flächendeckend für ganz Deutschland möglich. Die hier durchgeführten Untersuchungen für Beispielregionen sollen daher helfen, die Relevanz einzelner Naturschutzaspekte für die Nutzung erneuerbarer Energien einordnen zu können. Gerade wegen des starken Raumbezugs der untersuchten Effekte und der Abhängigkeit von standortbezogenen Randbedingungen sind die für die Beispielregionen mit ihren spezifischen Gegebenheiten erarbeiteten Ergebnisse allerdings ausdrücklich keine Grundlage, um Aussagen für ganz Deutschland direkt ableiten zu können. Die Ergebnisse unterstützen allerdings die notwendigen (semi-)quantitativen Expertenschätzungen über großräumige und langfristige Nutzungspotenziale erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung verschiedener naturschutzfachlicher Restriktionen.

Die zur Modellierung der Auswirkungen von Wasserkraftanlagen auf die Gewässerökologie notwendige räumliche Auflösung liegt noch einmal deutlich über den Anforderungen der hier für Wind und Biomasse verfolgten Ansätze. Zwar stehen entsprechende Modelle wie z. B. das am Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart entwickelte Modell CASIMIR zur Verfügung, wegen der sehr hohen Datenanforderungen lassen sich solche Modelle aber bis heute nur zur Modellierung einzelner Flussabschnitte einsetzen. Im Rahmen dieser Studie war der Einsatz solcher Modelle nicht vorgesehen. Stattdessen wurden Hinweise für eine ökologisch sinnvolle Nutzung der Wasserkraft in Langfristszenarien aus den Ergebnisse einer im April 2002 im Rahmen des Projekts durchgeführten Expertenanhörung zum Thema Wasserkraftnutzung und Naturschutz abgeleitet (siehe Kapitel 4.3).

Ausgehend von den Ergebnissen der Detailuntersuchungen für einzelne Energieträger wird in Kapitel 5 ein Mengengerüst für die Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien unter verschiedenen Randbedingungen abgeleitet. Durch diese Ausbaupotenziale werden die Einsatzmöglichkeiten der einzelnen REG-Technologien in den in Kapitel 6 beschriebenen Langfristszenarien vorgegeben.

4.1 Windenergienutzung und Naturschutz

Die folgenden Absätze fassen zunächst die wichtigsten Problemfelder, die sich aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes aus der Nutzung der Windenergie ergeben, zusammen. In Kapitel 4.1.3 wird dann beispielhaft für die Bundesländer Baden-Württemberg und Niedersachsen die Bedeutung naturschutzfachlicher Restriktionen auf das Potenzial zur Windenergienutzung quantitativ abgeschätzt.

4.1.1 Windenergienutzung an Land

Auswirkungen auf Vögel. Die unmittelbare Flächeninanspruchnahme von Windenergieanlagen (WEA) ist relativ gering. Auswirkungen wie Vogelschlag sind für Windenergieanlagen ähnlich einzuschätzen wie beispielsweise für Stromfreileitungen oder Funkmasten [BfN 2000]. Viel wesentlicher sind Beeinträchtigungen durch Beunruhigung und Scheuchwirkungen, da einige Vogelarten Windenergieanlagen im Umkreis von bis zu 500 m meiden. Untersuchungen über die Auswirkungen von WEA auf die Avifauna liegen vorwiegend für den Küstenraum vor. Eine Verallgemeinerung ist nur bedingt möglich, da sich Vogelrastgebiete im Flachland flächenhaft verteilen und im Regelfall eine Streuung der Rastflächen besteht, während in den Küstenregionen eine linienhafte Konzentration besteht. Für Mittelgebirgsregionen liegen einzelne Untersuchungen vor, z. B. [Isselbacher & Isselbacher 2001, 2002].

Im Küstenraum werden die bis zu mehreren Kilometern binnendeichs gelegenen Flächen regelmäßig von Zugvögeln genutzt und stehen in engem funktionalen Zusammenhang mit außendeichs gelegenen Rast- und Nahrungsplätzen. Die Errichtung von Windenergieanlagen in einem Bereich bis zu 5 km hinter der Küste kann dementsprechend deutliche Auswirkungen insbesondere auf Zugvogelarten haben. Weiterhin bietet der Küstenraum Brutgebiete für bestandsgefährdete Vogelarten (z. B. Kiebitz, Rotschenkel, Uferschnepfe) [BfN 2000].

Auch wenn teilweise unterschiedliche Beobachtungen über die Reaktionen einzelner Vogelarten vorliegen, sind folgende Beeinträchtigungen im Flachland dokumentiert [BfN 2000]:

- Das Flug- und Zugverhalten bei bestimmten Arten (z. B. Graugans, Stockente, Kiebitz, Goldregenpfeifer u. a.) zeigt deutliche Reaktionen auf Windenergieanlagen.
- Bestimmte Wiesen- und Watvogelarten (z. B. großer Brachvogel, Goldregenpfeifer) halten bei der Rastplatzwahl deutliche Abstände (bis 500 m) zu Windparks ein.
- Das Brutverhalten des Kiebitzes lässt deutliche Ausweichreaktionen erkennen.
- Verschiedene Vogelarten zeigen unterschiedliche Reaktionen bezüglich ihres Zug-, Rast- und Brutverhaltens: während „Kulturfolger“ kaum Reaktionen zeigen, reagieren Arten, die eine hohe Empfindlichkeit gegenüber anthropogenen Lebensraumveränderungen haben.
- Vogelschlagopfer sind vereinzelt zu verzeichnen, wobei relevante Unterschiede zu ähnlichen baulichen Anlagen (z. B. Freileitungsmasten, Sendemasten) nicht festzustellen sind.

In Mittelgebirgsregionen wurden folgende wesentlichen Wirkungen festgestellt [Isselbacher & Isselbacher 2001, 2002]:

- Beeinträchtigungen des bodennahen Vogelzuges in Abhängigkeit von Standortigenschaften der Windkraftanlagen und Witterungsverhältnissen.
- Beeinträchtigung von Rastgebieten u. a. von Kiebitz, Mornell-Regenpfeifer und Goldregenpfeifer.

Es ist in verschiedenen Regionen belegt, dass sich bei zunehmender Größe der Windenergieanlagen die Auswirkungen auf Vögel tendenziell verstärken [Breuer & Sübeck 1999, Bergen 2001, Schreiber 1998].

Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Allein wegen ihrer Größe und der Notwendigkeit, windgünstige Randbedingungen zu nutzen, führen Windenergieanlagen zu einer Veränderung des Landschaftsbildes. Je nach Ausstattung der Landschaft können sie dabei landschaftliche Merkmale „hoher Eigenart und Schönheit“ stören. Damit wird ein nach dem Bundesnaturschutzgesetz zu schützendes Gut beeinträchtigt. Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes lassen sich allerdings nur schwer verallgemeinernd charakterisieren, da sie von der jeweils spezifischen Konstitution der betroffenen Landschaftsbildeinheit abhängig sind [BfN 2000]. Für eine Bewertung ist immer ein einzelfallbezogenes Vorgehen notwendig, welches die landschafts- und regionstypischen Ausprägungen des Landschaftsbildes mit einbe-

ziehen muss. Der zunehmende Nutzungsdruck auf die freie Landschaft, der durch den Ausbau von Windenergieanlagen weiter erhöht wird, führt nicht nur zum Verlust einzelner Elemente der Landschaft, sondern auch zur Anreicherung mit technogenen Elementen. Durch die Errichtung von Windenergieanlagen kann es insbesondere in Mittelgebirgslagen zu einer Verschiebung von Dimensionen und zu einer Beeinträchtigung von Sichtachsen kommen.

Visuelle Beeinträchtigungen. Insbesondere Erholungslandschaften besitzen häufig ästhetische Qualitäten, die sich durch hohe Vielfalt, Eigenart und Schönheit auszeichnen. In Mittelgebirgsregionen werden Windenergieanlagen auf windhöffigen Standorten errichtet, die häufig auch visuell exponiert sind und zu einer erheblichen Fernwirkung der Anlage führen können. Bilden sich Überschneidungsbereiche mit den visuellen Wirkungsbereichen benachbarter Windenergieanlagen, kann der Eindruck einer flächendeckend überprägten Landschaft entstehen.

Der Schattenwurf von Windenergieanlagen kann in deren unmittelbarem Einwirkungsbereich von Anwohnern als Störung empfunden werden. Ebenfalls störend wirken können die bei starkem Sonnenschein durch Reflexion des Sonnenlichts an den Rotorblättern hervorgerufenen Lichtblitze. Beide Effekte hängen sehr stark vom Wetter und dem Sonnenstand ab und treten an einem bestimmten Ort nur kurzfristig auf. Durch den Einsatz reflexionsarmer Materialien konnten inzwischen Intensität und Häufigkeit von Lichtreflexen reduziert werden. Es ist davon auszugehen, dass der Abstand zukünftiger Windparks oder auch einzelner Windenergieanlagen zur Wohnbebauung so groß seien dürfte, dass die genannten Effekte bei der Bewertung der Umwelteinflüsse eine untergeordnete Rolle spielen.

Geräuschemissionen. Die Geräuschbelastung durch Windparks reichen in Abhängigkeit von Anzahl und Anordnung der Einzelanlagen sowie verschiedenen emissionsbeeinflussenden Randbedingungen (u.a. Relief, meteorologische Bedingungen) unterschiedlich weit. Die Belastung ist in Bezug auf relevante Immissionswerte bzw. Orte der Einwirkung im Einzelfall immissionstechnisch zu ermitteln und im Hinblick auf die jegliche Zumutbarkeit nach den Richtlinien der TA Lärm bzw. den Orientierungs- und Planungsrichtwerten DIN 18005 zu bewerten [BfN 2000].

Die Geräuschemissionen moderner Windenergieanlagen konnten gegenüber den Anfangsjahren der Windnutzung durch aerodynamische Verbesserungen, Geräuschisolierung der Maschinengondel und den Verzicht auf bestimmte Baugruppen erheblich gemindert werden. Bei mittleren und stärkeren Windgeschwindigkeiten sind die durch den Wind hervorgerufenen Umgebungsgeräusche in der Regel lauter als das Geräusch der WEA selbst. Das Lästigkeitsempfinden gegenüber Geräuschen ist jedoch subjektiv und an die Einstellung und Erwartungshaltung des Betroffenen geknüpft. Die Bundesländer Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern haben in ihren Abstandsregelungen die vorgeschriebenen Abstände von Windenergieanlagen zu fremdenverkehrsbedonten Siedlungen und Campingplätzen auf 1000 m gegenüber den für ländlichen Siedlungen verlangten Abständen von 300 bzw. 500 m erhöht.

4.1.2 Windenergienutzung auf See (Offshore)

Bei einem verstärkten Ausbau der Windenergienutzung auf See ist eine besondere Berücksichtigung der Belange des Natur- und Umwelt- und Meeresschutzes geboten. Zwar liegen inzwischen erste Ergebnisse aus Monitoring-Programmen im Ausland vor (siehe z. B. [Technische 2003]), wegen der fehlenden Erfahrungen sind aber bisher die Kenntnisse über mögliche Einflüsse von Offshore-Windparks auf die Meeresökologie noch unvollständig. Mit folgenden möglichen Auswirkungen durch Bau und Betrieb von Offshore-Windparks ist zu rechnen:

Avifauna. Die deutschen Küstengewässer von Nord- und Ostsee haben zum Teil herausragende Bedeutung als Rast- und Überwinterungsgebiet für Meerestiere. Diese Vögel (vor allem Meerestiere, See- und Lappentaucher, Säuger, Alke) überwintern bevorzugt in Bereichen mit Wassertiefen bis 20 Metern. Potenzielle Standorte für Offshore-Windparks müssen mit den Rast- und Nahrungsgebieten der relevanten Vogelarten abgeglichen werden.

Während der Bautätigkeit kann es zu Störungen durch die eigentlichen Bautätigkeiten sowie durch vermehrten Schiffsverkehr kommen. Einige Meerestiere und Seetaucher haben hohe Fluchtdistanzen, die gegenüber Schiffen mehrere Kilometer betragen können [BfN 2000]. Daher können während der Bauphase durch die Störungen des Lebensraums Flächen als Rast- und Nahrungsgebiet entwertet werden, die ein Mehrfaches über der eigentlich bebauten Fläche liegen.

In der Betriebsphase können Windenergieanlagen Scheuchwirkungen auf rastende Vögel haben, die je nach Vogelart bis zu mehrere hundert Meter reichen. Die hohen Fluchtdistanzen einiger Meerestiere gegenüber Schiffen lassen den Schluss zu, dass diese Arten erheblich größere Abstände auch zu Windenergieanlagen einhalten werden. Damit werden Flächen, die als Rast- und Nahrungsgebiet dienen, durch den Betrieb der Anlage dauerhaft in Anspruch genommen. Da die tauchend nahrungssuchenden Meerestiere an bestimmte Wassertiefen gebunden sind, ist ein Ausweichen in andere Bereiche unter Umständen nur beschränkt möglich.

Zurzeit lassen sich für die deutschen Meeresgebiete die möglichen Auswirkungen von Windenergieanlagen auf rastende Wasservögel nur indirekt aus Erkenntnissen aus dem terrestrischen Bereich ableiten. In gleicher Weise fehlen bisher Erkenntnisse über die Effekte von Offshore-Windenergieanlagen auf ziehende Vögel und über die Gefahr des Vogelschlags.

Benthische Lebensgemeinschaften. Wissenschaftlich abgesicherte Kenntnisse über mögliche Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf benthische Lebensgemeinschaften (am Boden von Gewässern lebende Organismen) liegen bisher kaum vor. In der Bauphase werden das Setzen der Fundamente und das Einspülen der Kabel lokal zum Absterben der Bodenorganismen führen. Durch den Bau der Fundamente werden dauerhaft abiotische Faktoren verändert. Im deutschen Bereich der Nord- und Ostsee dominieren Weichsubstrate wie Schlick- und Sandböden mit entsprechenden Lebensgemeinschaften. Mit den Fundamenten werden Hartsubstrate künstlich geschaffen, wodurch es zu einer Veränderung der natürlichen Biozönose kommen kann [BfN 2000]. Es liegen bis jetzt keine Informationen über die Auswirkungen von betriebsinduzierten permanenten Schwingungen während des Betriebs, die in den Wasserkörper und das Sediment übertragen werden oder den entstehenden elektrischen und/oder magnetischen Feldern vor.

Fische und marine Säuger. In der Bauphase sind zeitlich befristete Auswirkungen auf die Fischwelt durch die entstehenden Trübungsfahnen, die darin transportierten Sedimente und die Verschlechterung der Wasserqualität zu erwarten. Fische werden die Bereiche der Trübungsfahnen verlassen und es kann zu einer lokalen Schädigung von Fischlaich kommen.

Das Elektrokabelnetz zwischen den Einzelanlagen eines Windparks und dessen Verbindungskabel zur landseitigen Einspeisungsstelle baut großflächig elektrische und magnetische Felder im Bodenbereich und im Wasserkörper auf. Je nach Menge des transportierten Stroms und der Art der Kabel werden Magnetfelder erzeugt, die abhängig von der Entfernung zum Kabel in der Stärke das natürliche Erdmagnetfeld erheblich übertreffen. Detaillierte Erkenntnisse über die Auswirkungen solcher Magnetfelder liegen nicht vor, aber Auswirkungen insbesondere auf weit wandernde Fischarten (z. B. Aal) sind möglich, da diese sich mit Hilfe des Erdmagnetfeldes orientieren [BfN 2000].

Landschaftsbild. Die Installation von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich schafft künstliche vertikale Strukturen in einer sonst ausschließlich horizontal ausgebildeten Landschaft. Anlagen sind für einen Betrachter, der am Meeresufer steht, bis zu einer Entfernung von 5 km in ihrer gesamten Höhe sichtbar. Bei den größten zurzeit geplanten Anlagen der 5 MW Klasse wäre der komplette Rotor (150 m Durchmesser) noch aus 20 km Entfernung wahrnehmbar, allerdings betrifft dies nur ein sehr kleines Winkelsegment am Horizont.

Um die bisher noch unvollständigen Kenntnisse über mögliche Einflüsse von Offshore-Windparks zu erweitern und diese Einflüsse entsprechend bewerten zu können, fördert das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verschiedene Maßnahmen zur ökologischen Begleitforschung für die Windenergienutzung im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee mit folgenden Schwerpunkten [BMU 2002]:

- Untersuchung der Auswirkungen der von Offshore-Windenergieanlagen emittierten Schallwellen und Schwingungen auf Meeressäugetiere,
- Erfassung der Verbreitung, Häufigkeit und Raumnutzung von Meeressäugetieren in Nord- und Ostsee im Hinblick auf die ökologische Wertigkeit potenzieller Standorte für Windparks,
- Verbesserung der Datengrundlage über Vogelzug und Bewertung der möglichen Einflüsse von Windparks,
- Untersuchung der zeitlichen und räumlichen Dynamik des Rastgeschehens von Seevögeln,
- Untersuchung des biotopverändernden Einflusses von Windenergieanlagen und ihrer Gründungen für Meereslebewesen,
- Bewertung der möglichen Wirkungen elektromagnetischer Felder auf Meereslebewesen und Entwicklung von Planungskriterien für die Einführung von Kabeltrassen,
- Entwicklung von Methoden und Prinzipien zur Strategischen Umweltprüfung, der Umweltverträglichkeitsprüfung und der Flora-Fauna-Habitat Verträglichkeitsprüfung für Standorte in der Ausschließlichen Wirtschaftszone.

4.1.3 Die Auswirkungen naturschutzfachlicher Restriktionen auf die Windenergienutzung an Land – Beispiel Baden-Württemberg und Niedersachsen

Wie bereits erwähnt, hängt die Relevanz einzelner im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Auswirkungen von standortspezifischen Randbedingungen ab und wird im Genehmigungsverfahren für einzelne Anlagen jeweils im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung untersucht. Da bei der Entwicklung von Szenarien für ein gesamtes Energiesystem keine standortspezifischen Untersuchungen möglich sind, müssen Einschränkungen, die sich aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes ergeben, auf einer höher aggregierten Ebene abgeschätzt werden, wodurch es zwangsläufig zu Unschärfen kommt. In der vorliegenden Abschätzung wird versucht, mit Hilfe detaillierter raumbezogener Daten zumindest für zwei Beispielregionen die Bedeutung verschiedener naturschutzfachlicher Restriktionen auf die Nutzung der Windenergie quantitativ darzustellen. Da es zur Bewertung verschiedener Schutzgüter keine trennscharfen Kriterien gibt (z. B. Durchführung von Ausgleichsmaßnahmen nach Abwägung von Naturschutzbelangen; Beeinträchtigung des Landschaftsbildes; etc.), ist es nicht das Ziel der Untersuchung, absolute Grenzen für die Windenergienutzung abzuleiten. Vielmehr soll die GIS-Analyse dazu beitragen, mögliche Konflikte zwischen Naturschutz und Windenergienutzung in Form von quantitativen „wenn-dann“ Beziehungen darzustellen.

Mit Niedersachsen und Baden-Württemberg wurden beispielhaft zwei Regionen mit sehr unterschiedlicher Charakteristik sowohl hinsichtlich der Windverhältnisse als auch in Bezug auf die naturräumliche Gliederung untersucht. Mit Einschränkung können die beiden Bundesländer als typisch für eine windhöffige Küstenregion und für das südliche Binnenland angesehen werden.

4.1.3.1 Methodischer Ansatz

Die Vorgehensweise zur Berechnung eines unter verschiedenen naturschutzfachlichen Restriktionen nutzbaren Windenergiepotenzials ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Mit Hilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS) wird durch die Ausgrenzung derjenigen Gebiete, die durch konkurrierende Nutzung belegt sind (z. B. Wald), und in denen die Errichtung von Windenergieanlagen in der Regel nicht in Frage kommt (z. B. Naturschutzgebiete), zunächst die Fläche bestimmt, auf der die Nutzung der Windenergie prinzipiell möglich ist. Diese Fläche wird dann unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen aus dem Natur- und Landschaftsschutz schrittweise weiter eingeschränkt. Für die jeweils verbleibenden Potenzialflächen wird mit Hilfe von Winddaten (mittlere Windgeschwindigkeit, Weibull-Parameter)

das resultierende Stromerzeugungspotenzial berechnet. Die den Rechnungen zu Grunde liegenden Annahmen sind im Folgenden zusammengefasst:

Räumliche Auflösung. Es wird mit einer räumlichen Auflösung von 250 x 250 Metern gearbeitet. Diese Auflösung erscheint für eine Potenzialabschätzung für ein Bundesland als ausreichend. Zum Teil liegen Basisdaten nur in einer höheren Auflösung vor (z. B. Winddaten des deutschen Wetterdienstes mit einer Auflösung von 1 x 1 km).

Abstandsregelung. Folgende Abstände zu Flächen mit konkurrierender Nutzung werden eingehalten:

- Siedlungsfläche: 1.000 m
- Straßen und Bahnlinien: 500 m
- Schutzgebiete für Natur u. Landschaft 500 m

Diese Abstände sind größer als die in den entsprechenden Vorschriften festgelegten Mindestabstände. Dadurch soll unter anderem der aufgrund fehlender Daten vernachlässigte Flächenbedarf für z. B. Hochspannungsfreileitungen kompensiert werden. Außerdem erlaubt es die gewählte räumliche Auflösung nicht, jedes einzelne Haus bzw. jede kleine Straße abzubilden. Durch die geforderten großen Abstände wird eine mögliche Überschätzung der Potenzialflächen durch die wegen der gewählten räumlichen Auflösung unvollständigen Erfassung der Ausschlussflächen vermieden.

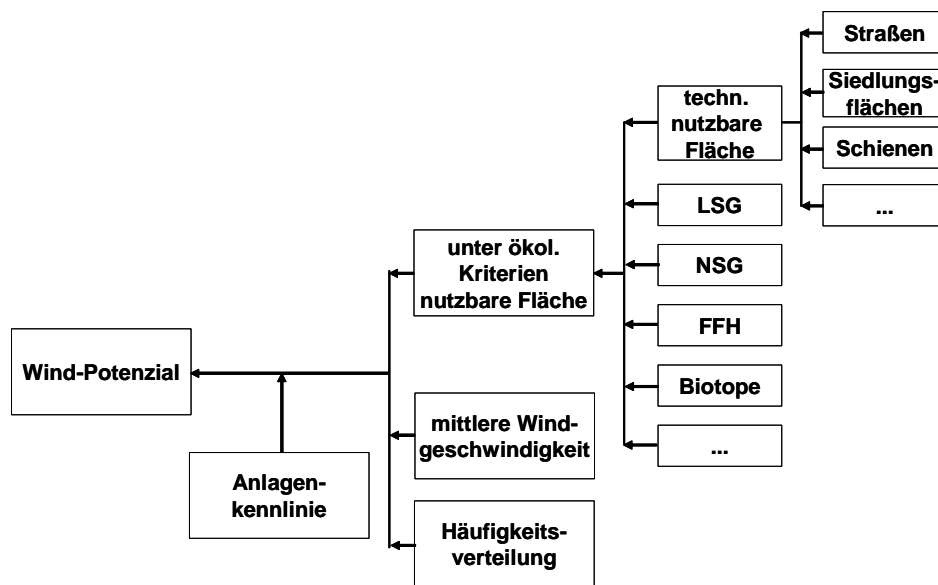


Abbildung 4.1: Vorgehensweise zur Ermittlung des nutzbaren Windenergiepotenzials unter verschiedenen naturschutzfachlichen Restriktionen

Flächenbedarf einer Windenergieanlage und Windpark-Wirkungsgrad. Es wird davon ausgegangen, dass Windenergieanlagen in der Zukunft vor allem als Windparks betrieben werden. Der Abstand zwischen den Anlagen wird auf sechs Rotordurchmesser festgelegt, obwohl kleinere Abstände durchaus realisierbar sind [Seifert 2003] und damit die verfügbare Potenzialfläche eher unterschätzt wird. Für diese Konfiguration wird ein mittlerer Parkwirkungsgrad von 90 % angenommen.

Mindestwindgeschwindigkeit. Für die Potenzialabschätzung werden nur Gebiete mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s (in 10 m Höhe) berücksichtigt.

Stromerzeugung von Referenz-Windenergieanlagen. Zur Berechnung des potenziellen Stromertrags werden die Kennlinien einer 1,5 MW Anlage (Enercon E-66) und einer 3 MW

Anlage (DeWind 84) verwendet [WindCat 2002]. Der jeweilige Stromertrag wird mit der durch die Weibullparameter beschriebenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit berechnet.

4.1.3.2 Berücksichtigung von Naturschutzaspekten

Ausgehend vom theoretischen Potenzial, das von der jeweiligen Gesamtfläche der betrachteten Region und von der Verteilung der Windgeschwindigkeiten bestimmt wird, wird zunächst das technisch nutzbare Potenzial bestimmt, indem von der Gesamtfläche die Siedlungs-, Industrie und Verkehrsflächen abgezogen werden. In einem zweiten Schritt wird die für die Windkraftnutzung verfügbare Fläche schrittweise um die Fläche der Natur- und Landschaftsschutzgebiete, den Schutzgebieten nach der EU-Vogelschutzrichtlinie, der Flora-Fauna-Habitat (FFH) Richtlinie und der Waldgebiete reduziert. Unter Berücksichtigung länderspezifischer Prioritäten, aber auch der jeweiligen Datenverfügbarkeit wurden zusätzlich die folgenden Schutzgüter berücksichtigt:

Niedersachsen (Datenquelle: [GEOSUM 2002]):

- *Avifaunistisch wertvolle Bereiche für Brut- und Gastvögel*: Die Fachbehörde für Naturschutz hat Brutvogel-Daten aus dem Vogelarten-Erfassungsprogramm (1986-1992) und Gastvögel-Daten aus der Wasser- und Wattvögelzählung (1986-1992) gebietsbezogen bewertet (Bewertungsstufen von „lokale“ bis „internationale“ Bedeutung).
- *besondere Biotope*: Ergebnisse der Erfassung der für den Naturschutz wertvollen Bereiche in Niedersachsen der Fachbehörde für Naturschutz. Die berücksichtigten Bereiche sind Flächen mit landesweiter Bedeutung für den Arten- und Ökosystemschutz sowie den Schutz erdgeschichtlicher Landschaftsformen. Es wird eine Vielzahl verschiedener Biotoptypen erfasst (z. B. Brackwasserwatt, Erlen- und Eschenwald der Auen, Sandtrockenrasen).
- *Feuchtgrünland*: Fördergebiete für die Feuchtgrünlandentwicklung des niedersächsischen Feuchtgrünlandschutzprogramms. Feuchtgrünlandflächen, die für den Naturschutz von Bedeutung sind und weder in Naturschutzgebieten geschützt noch als besonders geschütztes Biotop gesichert sind.
- *Hauptgewässer des Fließgewässerschutzsystems*: Erfasst sind die 62 Hauptgewässer des niedersächsischen Fließgewässerschutzsystems einschließlich ihrer Talauen. Diese sind so zu schützen und zu renaturieren, dass sich unter naturnahen Bedingungen die typische Arten- und Biotopvielfalt wieder einstellen kann.

Baden-Württemberg (Datenquelle: ARC/INFO-Datensatz „Materialien zum Landschaftsrahmenprogramm Baden-Württemberg“ [Heinl, Heck et al. 2001]):

- *besondere Biotope*: Die folgenden Biotoptypen werden in Haupt- und Nebennennung berücksichtigt: Streuobst, Fettwiese/Weide, Gehölzstruktur, Magerrasen Kalk, Magerrasen bodensauer, Felswand, Weinberg, Nieder- und Mittelwald, bodensauere Laub- und Nadelwälder, mesophytische Laubmischwälder, Auen- und Uferwälder, Bruchwälder, Schluchtwälder, Hochmoor, Flachmoor, Streuwiese, Nass- und Feuchtwiese, Röhricht, Hohlweg, Schlucht/Tobel/Klinge, Düne und Sandrasen, See/ Baggersee/Stausee, Altwasser, Wildbach/Bachlauf, Weiher/Teich, Fluss.
- *Reliefbedingte visuelle Sensitivität*: Auf der Grundlage einer Satellitenbildklassifizierung hat das Institut für Landschaftsplanung und Ökologie der Universität Stuttgart die mittlere Einsehbarkeit typischer konvexer Offenlandsituationen in Landschaftsbildräumen berechnet und diese verschiedenen Klassen visueller Sensitivität zugeordnet. [Heinl, Heck et al., 2001].

Die Möglichkeit, die visuelle Sensitivität von Landschaftsräumen berücksichtigen zu können, ist gerade vor dem Hintergrund der Diskussion um die Auswirkungen der Windenergienutzung auf das Landschaftsbild interessant. Die Berechnung der Einsehbarkeit eines Standortes als Grundlage für die Klassifizierung der visuellen Sensitivität ist allerdings sehr

aufwendig. Für Baden-Württemberg liegen entsprechende Daten aus Projekten zum Landschaftsrahmenplan Baden-Württemberg des Ministeriums für Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg vor [Heinl, Heck et al., 2001]. Leider können die vorliegenden Ergebnisse für Baden-Württemberg nicht direkt auf andere Regionen übertragen werden. Für eine flächendeckende Berücksichtigung der visuellen Sensitivität besteht noch ein ganz erheblicher Datenbedarf.

Für beide Bundesländer wurde zusätzlich zu den verschiedenen aus Natur- und Landschaftsschutzaspekten abgeleiteten Ausschlussflächen in einem weiteren Schritt auch die heute genutzte Ackerfläche für eine Windenergienutzung nicht zugelassen. Prinzipiell ist zwar der Betrieb von Windenergieanlagen auf Ackerflächen möglich und schließt auch eine weitere landwirtschaftliche Nutzung der Fläche nicht aus, die komplette Nutzung der Ackerflächen zur Stromerzeugung aus Windenergie ist aber auch aus gesellschaftlichen Gründen unwahrscheinlich. Ähnlich wie bei den Ackerflächen können auch auf einigen der hier als „Ausschlussfläche“ eingestuft Flächen unter Umständen durchaus Windenergieanlagen betrieben werden (z. B. Waldflächen). Auch wenn dadurch zum Teil Ausgleichsmaßnahmen erforderlich werden, so wird dadurch bei der hier durchgeführten Abschätzung eher eine Untergrenze des Windenergiepotenzials berechnet.

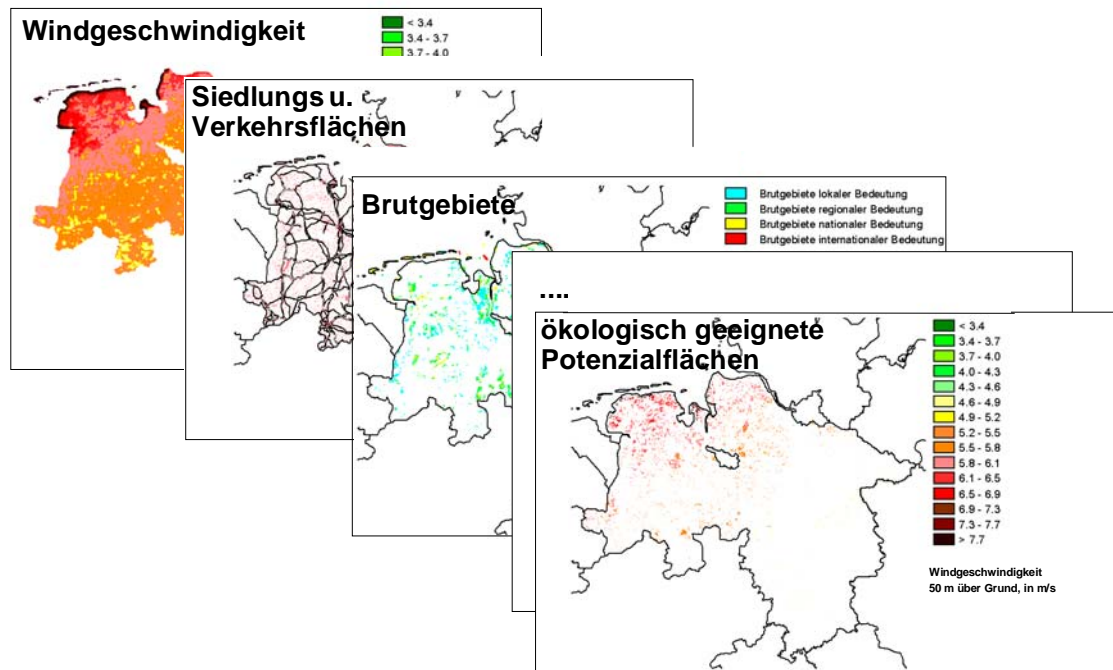


Abbildung 4.2: GIS-gestützte Abschätzung des Windenergiepotenzials unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Niedersachsen

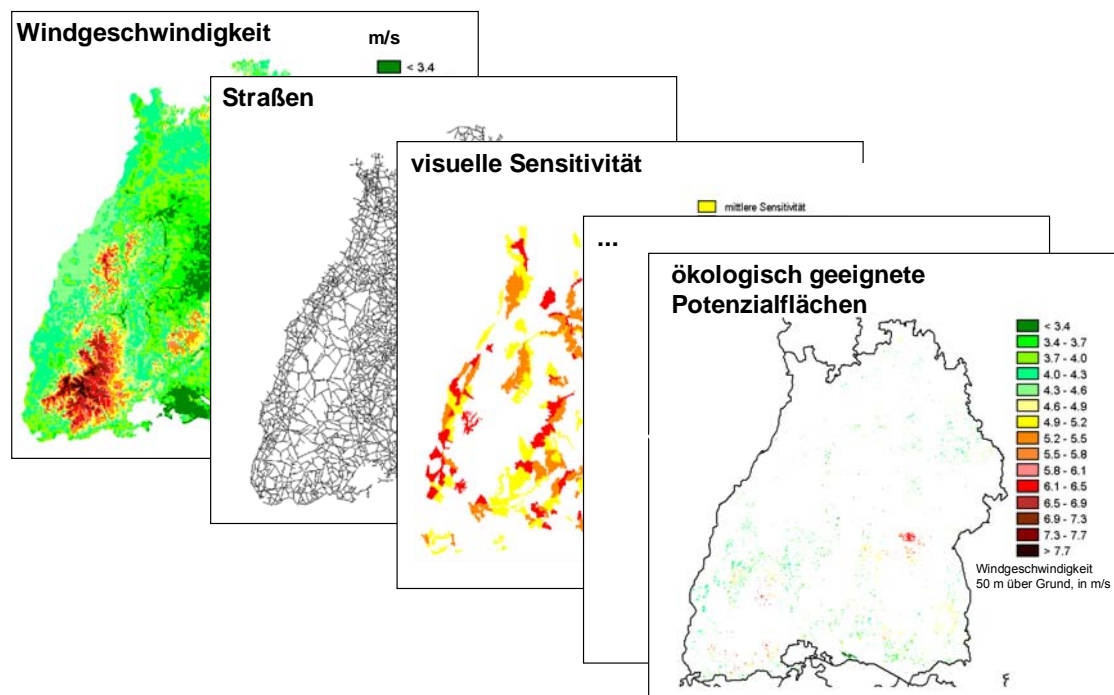


Abbildung 4.3: GIS-gestützte Abschätzung des Windenergiepotenzials unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Baden-Württemberg

4.1.3.3 Das Potenzial zur Windenergienutzung unter naturschutzfachlichen Restriktionen in Niedersachsen und Baden-Württemberg

Die Abbildungen 4.2 und 4.3 zeigen beispielhaft einige der raumbezogenen Daten in Kartendarstellung, die bei der Berechnung des Windenergiepotenzials miteinander verschritten werden. Es wird deutlich, dass in Niedersachsen vor allem Gebiete in Küstennähe mit relativ hohen Windgeschwindigkeiten zum Potenzial unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen beitragen. In Baden-Württemberg ist wie zu erwarten die unter Natur- und Landschaftsschutzaspekten nutzbare Fläche mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s (in 10 m Höhe) sehr viel kleiner als in Niedersachsen. Ein Gebiet mit hohem Potenzial liegt auf der süd-östlichen Schwäbischen Alb. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die hier durchgeführten Berechnungen der Ermittlung eines langfristig nutzbaren Windenergiepotenzials dienen und nicht zur Standortplanung für einzelne Windenergieanlage verwendet werden können, insbesondere ersetzen sie auf keinen Fall eine standortspezifische Umweltverträglichkeitsprüfung.

Abbildung 4.4 zeigt, wie das technisch nutzbare Windenergiepotenzial durch verschiedene Restriktionen sukzessive reduziert wird. Das theoretische Potenzial wird zunächst durch die Siedlungs- und Verkehrsflächen stark eingeschränkt. Werden zusätzlich Wälder, Natur- und Landschaftsschutzgebiete von der Windenergienutzung ausgeschlossen, beträgt das nutzbare Potenzial nur noch ca. 13 % (Baden-Württemberg) bzw. 45 % des theoretischen Potenzials.

Die kausale Zuordnung einer Potenzialminderung zu einem bestimmten Schutzgut ist problematisch, da sie wegen der Überschneidungen der Gebiete von der Reihenfolge der Betrachtung abhängt. Bei der hier gewählten Reihenfolge führt ein Verzicht auf die Windenergienutzung auf Flächen mit mittlerer und hoher visueller Sensitivität in Baden-Württemberg zu einer Minderung des verbleibenden Stromerzeugungspotenzials um weitere 30 %.



Abbildung 4.4: Potenzial zur Nutzung der Windenergie in Baden-Württemberg und Niedersachsen unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes (Ergebnisse für 1,5 MW Referenzanlage)

Die GIS-Analyse zeigt, dass in den beiden untersuchten Regionen naturschutzfachlich begründete Restriktionen zwar das technische Potenzial der Windenergienutzung zum Teil erheblich einschränken, dass aber das verbleibende Potenzial noch groß ist im Vergleich zu den in der Literatur genannten technischen Potenzialen für ganz Deutschland in Höhe von ca. 80 bis 120 TWh/a (Tabelle 4.1). Zwar wird in Baden-Württemberg das Windenergiepotenzial durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes stärker eingeschränkt als in Niedersachsen, aber selbst hier erscheint ein deutlicher Ausbau der bis heute installierten Windenergieleistung an geeigneten Standorten unter Naturschutzaspekten als nicht problematisch.

Die vorliegenden beispielhaften Untersuchungen können aber zum einen wegen der Verfügbarkeit von Daten, zum anderen auch aufgrund der Zielsetzung und des Umfangs der Studie keinen Anspruch auf eine vollständige Berücksichtigung sämtlicher Naturschutzaspekte erheben. So konnte zum Beispiel der Aspekt der Sicherung qualitativ hochwertiger unzerschnittener, störungsarmer Landschaftsräume mit ihrer Bedeutung für die Lebensraumfunktion nicht entsprechend gewürdigt werden. In wie weit zusätzliche Restriktionen das hier dargestellte Potenzial weiter einschränken oder räumlich mit anderen Ausschlussflächen zusammenfallen hängt wiederum vom jeweiligen regionalen Kontext ab.

Das in den Küstenregionen verfügbare große Flächenpotenzial deutet darauf hin, dass ein Ausschöpfen des zur Verfügung stehenden technisch-strukturellen Potenzials an Land weniger von naturschutzfachlichen Restriktionen, sondern zu einem großen Teil auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz der Windenergienutzung abhängen wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass die visuelle Beeinträchtigung des Landschaftsbildes einen großen Einfluss auf die Akzeptanz von Windenergieanlagen hat, dass diese aber auch stark von weiteren sehr heterogenen Faktoren wie z. B. der kommunalen Identifikation mit einer Anlage abhängt.

Tabelle 4.1: Potenzial zur Windkraftnutzung in Niedersachsen und Baden-Württemberg unter naturschutzfachlichen Restriktionen

	1,5 MW-Anlage			3 MW-Anlage		
	Anzahl WEA	install. Leistung (MW)	Ertrag (TWh/a)	Anzahl WEA	install. Leistung (MW)	Ertrag (TWh/a)
	<i>Niedersachsen</i>					
(1) ohne Siedlungs- u. Verkehrsflächen, Wald, Moor, Natur- u. Landschaftsschutzgebiete, Nationalpark	38 690	58 040	91,4	23 890	71 660	105,9
ohne (1) und ohne sonstige im Sinne des Natur- und Landschaftsschutz wertvollen Gebiete, ohne Äcker	11 440	17 160	28,6	7 060	21 190	33,2
<i>Stand Dezember 2003: 3.982 WEA; installierte Leistung: 3922 MW</i>						
<i>Baden-Württemberg</i>						
(1) ohne Siedlungs- u. Verkehrsflächen, Wald, Moor, Natur- u. Landschaftsschutzgebiete, Nationalpark	3 210	4 820	6,6	1 980	5 950	7,7
ohne (1) und ohne sonstige im Sinne des Natur- und Landschaftsschutz wertvollen Gebiete, ohne Äcker	810	1 210	1,7	500	1 500	2,0
<i>Stand Dezember 2003: 225 WEA; installierte Leistung: 209 MW</i>						

4.2 Energie aus Biomasse und Naturschutz

Bioenergieträger können aus einer Vielzahl biogener Ressourcen bereitgestellt werden: aus Anbaubiomasse aus der Land- und Forstwirtschaft wie auch aus unterschiedlichen organischen Reststoffen bzw. Rückständen. Diese können ebenfalls der Land- und Forstwirtschaft entstammen, aber auch aus anderen Bereichen wie aus der Landschaftspflege, industriellen Prozessen oder Haushalten. Die Bereitstellung und energetische Nutzung von Biomasse kann somit verschiedene Aspekte des Naturschutzes abhängig von Art und Herkunft der Biomasse sowie dem Umfang der Biomassebereitstellung berühren. Hierzu wurde aktuell durch das Bundesamt für Naturschutz ein Forschungs- und Entwicklungsvorhaben mit dem Ziel initiiert, die möglichen Wirkungen der Biomassebereitstellung qualitativ zusammenzufassen. Die Ergebnisse dieses Vorhabens fließen in die vorliegenden Potenzialbetrachtungen ein.

Grundsätzlich schließen sich Naturschutz und Biomassebereitstellung nur auf sehr wenigen Kernflächen des Naturschutzes, z. B. Prozessschutzflächen in Kernzonen von Nationalparks, vollständig aus, d. h., dass auf diesen Flächen jede Form der Bereitstellung von Biomasse für die energetische Nutzung ausgeschlossen ist. Eine Flächenkonkurrenz in diesem Sinn spielt bei der Ermittlung der Potenziale für Energie aus Biomasse daher nur eine untergeordnete Rolle. Vielmehr stehen bei deren Ermittlung unterschiedliche Flächenbelegungen landwirtschaftlicher Flächen, z. B. durch Acker- oder Grünlandnutzung, im Vordergrund. Hierzu zählt auch die Flächenbelegung landwirtschaftlicher Flächen durch mehrjährige Pflanzen, die z.B. auf stark erosionsgefährdeten Standorten aus Naturschutzsicht erwünscht sein kann.

Gegenüber der eigentlichen Bereitstellung der Biomasse ist die energetische Umwandlung von Biomasse unter Berücksichtigung der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen, die

sich insbesondere aus dem Immissionsschutzrecht ableiten, aus Naturschutzsicht von untergeordneter Bedeutung. Aus diesem Grund wird das Hauptaugenmerk der Diskussion der Naturschutzaspekte – anders als bei anderen regenerativen Energien wie der Wind- oder Wasserkraft – auf die Flächenbelegung für die Bereitstellung der Biomasse gelegt.

Wie eingangs des Kapitels 4 beschrieben, wird das Ziel verfolgt, die Potenziale der energetischen Nutzung von Biomasse unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen zu bestimmen. Dazu wird wie folgt vorgegangen:

- Als Referenzlinie (Basis-Szenario) werden die maximalen, technischen Potenziale für alle Biomassefraktionen bestimmt (Kap. 4.2.1).
- Ausgehend von den technischen Potenzialen werden in Kapitel 4.2.2 unter Berücksichtigung der diversen naturschutzspezifischen Aspekte „Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen“ (NaturschutzPlus) abgeleitet.

Dabei wird berücksichtigt, dass neben den genannten naturschutzspezifischen Randbedingungen der jeweilige Bezugszeitraum (die Szenarien für alle regenerativen Energien werden für 2010 bis 2050 berechnet) von Bedeutung ist. Der Anfall von organischen Reststoffen und die potenziell zur Verfügung stehenden Flächen für einen Energiepflanzenanbau hängen unter anderem von der Bevölkerungsentwicklung, von der Entwicklung der Ertragssteigerung in der Landwirtschaft und weiteren Faktoren ab (siehe auch [Biomasse-ZIP 2004]). Die sich aus dieser Entwicklung ergebenden Auswirkungen auf die Potenziale werden bei der Potenzialermittlung der jeweiligen Bezugszeiträume berücksichtigt.

Die Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen werden für Reststoffe in Energieeinheiten ausgewiesen – ausgehend von den Flächenpotenzialen und den abgeleiteten Biomasseerträgen und Energieinhalten. Für die Anbaubiomasse auf potenziell für einen Energiepflanzenanbau frei zur Verfügung stehenden Flächen werden die naturschutzfachlich begründeten Flächenpotenziale verschiedener Flächennutzungen, z. B. Acker- und Grünlandnutzung, zunächst als Flächen ausgewiesen. Da auf den Flächen eines Flächentyps (z. B. Ackerstandorten) unterschiedliche Kulturen wie beispielsweise Raps oder Weizen angebaut werden können, ist die Ermittlung der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen nur unter Verwendung von Szenarien der Flächenbelegung möglich. Entsprechende Szenarien mit ihren spezifischen Flächenbelegungen und die auf dieser Basis ermittelten Potenziale werden in Kapitel 5 ausgewiesen.

4.2.1 Bestimmung des Potenzials für das Basis-Szenario

Als Basis-Szenario werden die maximalen Biomassepotenziale unter Berücksichtigung von naturschutzfachlichen Mindestanforderungen abgeleitet und später den Potenzialen, die darüber hinausgehende Naturschutzaspekte und Nachhaltigkeitsziele berücksichtigen, gegenübergestellt. Ausgangspunkt für die Bestimmung des Potenzials für die Bereitstellung von Bioenergie für das Basis-Szenario ist das so genannte Biomasseszenario aus dem „Stoffstromprojekt“ [Biomasse-ZIP 2004] im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms des BMU. In diesem Szenario werden für den Bezugszeitraum 2000 bis 2030 die maximalen Biomassepotenziale unter bestimmten Randbedingungen, Voraussetzungen und Restriktionen bestimmt und können weitgehend als technische Potenziale angesehen werden. Unter dem Gesichtspunkt einer strengeren Auslegung des Begriffs „technisches Potenzial“ werden diverse Ergänzungen vorgenommen. Dies betrifft zum einen die drei Biomassefraktionen „Stroh“, „Ungenutztes Waldholz“ und „Landschaftspflegegut“. Zum zweiten werden aber auch solche Potenziale aufgeführt, die sich durch Berücksichtigung von Naturschutzaspekten ergeben, auch wenn dies so bisher nicht üblich war (siehe z. B. [Kaltschmitt u. Thrän 2003]), denn es handelt sich hierbei durchaus um „potenzielle Potenziale“. Dazu gehören Potenziale, die sich bei der Ermittlung der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen bei der energetischen Biomassenutzung durch Synergieeffekte ergeben: So können beispielsweise zusätzliche energetische Potenziale erschlossen werden, wenn aus Naturschutzgründen Offenlandflächen zum Zwecke der Aushagerung Nährstoffe in Form von e-

nergetisch nutzbarer Biomasse entzogen werden sollen oder Waldsäume mit dem Ziel des Biotopverbundes und des Erhalts der Artenvielfalt strukturiert werden sollen.

Die Ableitung der Potenziale für das Basisszenario erfolgt demnach wie folgt:

- Außer für Anbaubiomasse werden die energiebezogenen Potenziale zunächst für alle Biomassefraktionen aus dem „Biomasseszenario“ [Biomasse-ZIP 2004] übernommen.
- Für die Biomassefraktion „Stroh“ wird zusätzlich zum Weizenstroh in Anlehnung an [Kaltschmitt u. Thrän 2003] ein Zuschlag für Rapsstroh bzw. Maisstroh in Höhe von 20 PJ für das Bezugsjahr 2000 vorgenommen.
- „Zusätzlich erschließbares Waldholz“: In [Biomasse-ZIP 2004] wird das Waldrestholzpotenzial an den tatsächlichen Rohholzeinschlag von ca. 67 % [BFH 2002] bezogen auf den „Gesamtvorrat“ an Waldholz gekoppelt. Geht man in einer Maximalbetrachtung davon aus, dass sämtliches Rohholz, also auch das derzeit ungenutzte Waldholz, als Brennstoffpotenzial zur Verfügung stünde, erhält man dementsprechend höhere Potenziale. Bezogen auf das dann jährlich zur Verfügung stehende zusätzliche Waldrestholzpotenzial ergeben sich auf der Basis von [BFH 2001] für das Bezugsjahr 2000 nach [Kaltschmitt u. Thrän 2003] ca. 140 PJ „zusätzlich erschließbares Waldholz“, die hier übernommen werden und mangels besserer Daten auch für den gesamten Bezugszeitraum fortgeschrieben werden.
- „Landschaftspflegegut iwS“: Unter Landschaftspflegegut im weitesten Sinn (iwS) werden diverse Subkategorien an Landschaftspflegegut bzw. Grünschnitt verstanden, die in [Kaltschmitt u. Thrän 2003] aufgeführt sind und im Sinne eines maximalen Potenzials den hier aufgeführten technischen Potenzialen zugerechnet werden. Als eine Art „mittlerer“ Wert werden 45 PJ angesetzt und mangels weiterer Daten über den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben.
- Potenziell kann holz- und halmgutartige Biomasse aus so genannter Offenlandnutzung energetisch genutzt werden. Diese aus Naturschutzsicht sehr wünschenswerte Flächennutzung wurde bisher in den abgeleiteten Biomassepotenzialen nicht erfasst, insbesondere da die damit einhergehenden Kosten in der Regel weit über den Kosten der anderen Biomassebereitstellungspfade liegen. Im Sinne einer maximalen Ausschöpfung des Biomassepotenzials wird dies hier jedoch aufgeführt. Entsprechend den in Kap. 4.2.2.5 ausführlich beschriebenen Herleitungen wird ein zusätzliches Potenzial von 22 PJ pro Jahr auf der Basis von 500.000 Hektar dem technischen Potenzial zugerechnet. Dies wird konstant für den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben.
- Ebenfalls aus Naturschutzsicht wünschenswert wäre zukünftig eine naturschutzfachlich begründete „Pflege und Entwicklung“ von Waldsäumen in Form einer stufig gehaltenen Übergangszone zwischen den an den Wald angrenzenden Flächen und der Kernzone des Waldes. Die dabei potenziell anfallende Mehrmenge an Holz gegenüber der ansonsten standardmäßig bewirtschafteten Fläche kann energetisch genutzt werden. Diese aus Naturschutzsicht sehr wünschenswerte Flächennutzung wurde bisher in den abgeleiteten Biomassepotenzialen ebenfalls nicht erfasst, wird aber im Sinne einer maximalen Ausschöpfung des Biomassepotenzials hier aufgeführt. Details hierzu sind in Kap. 4.2.2.4 ausführlich beschrieben.
- Eine weitere Kategorie, die das technische Potenzial erhöht und in bisherigen Potenzialabschätzungen nicht enthalten sind, sind solche Biomassen, die aus der Pflege von so genannten Kompensationsflächen anfallen. Das sind Flächen, die zum Ausgleich oder Ersatz von Eingriffen in Natur und Landschaft, z. B. durch Straßenbauvorhaben, nach Naturschutzzielen entwickelt und bewirtschaftet werden. Diese sind zeitlich gestaffelt, denn es ist offensichtlich, dass im Laufe der nächsten 10 bis 20 Jahre kontinuierlich die Gesamtmenge an Kompensationsflächen zunimmt. Die detaillierte Ableitung der Flächen samt den dazugehörigen Flächenertragspotenzialen findet sich ebenfalls in Kap. 4.2.2.

- Für die Anbaubiomasse (Landwirtschaft) werden die Flächenpotenziale auf der Basis der im „Referenz-Szenario“ [Biomasse-ZIP 2004] abgeleiteten Zahlen berechnet, indem im Sinne eines maximal möglichen Anbaus sowohl die dort ausgewiesenen Ausgleichs- und Naturschutzflächen nicht eingerechnet werden, als auch ein Grünlandumbruch zu Gunsten eines Energiepflanzenanbaus zugrunde gelegt wurde.
- Die so zusammengestellten Potenziale decken den Zeitraum 2000 bis 2030 ab. Da die in dieser Untersuchung betrachteten Szenarien bis 2050 laufen, werden in einem letzten Bearbeitungsschritt diese Potenziale bis 2050 fortgeschrieben, indem von einem gleichbleibenden Trend ausgegangen wird.

Tabelle 4.2 listet die so abgeleiteten technischen Potenziale für den gesamten Betrachtungszeitraum differenziert nach den einzelnen Biomassefraktionen auf.

Tabelle 4.2: Technische Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen über den Betrachtungszeitraum

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]
Festbrennstoffe						
Stroh	130	104	87	84	82	80
Wald- und Schwachholz	226	219	219	220	220	220
Zusätzl. erschließbares Waldholz	140	140	140	140	140	140
Waldsaumentwicklung		11	11			
Landschaftspflegegut iwS	45	45	45	45	45	45
Offenland	22	22	22	22	22	22
Industrierestholz	55	55	55	55	55	55
Holz im Hausmüll	20	21	20	20	20	20
Altholz	78	78	78	78	78	78
Klärschlamm	11	22	25	25	25	25
Zoomasse	15	14	14	14	14	14
Grünschnitt: Kompensationsflächen		5	8	8	8	8
Extensives Grünland		2	14	37	37	37
Zwischensumme	742	739	739	748	746	744
Biogas						
Tierische Exkrememente und Einstreu	94	94	96	94	95	95
Ernterückstände der Landwirtschaft	18	15	13	12	11	10
Abfälle aus Gewerbe und Industrie	12	12	12	12	12	12
Organ. Siedlungsabfälle	12	17	20	23	26	29
Klärgas	4	6	7	8	9	10
Deponiegas	22	11	4	1	0	0
Zwischensumme	162	155	152	150	153	156
Gesamtsumme (ohne Energiepflanzen)	904	894	891	898	899	900
		[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]
Energiepflanzen (Anbaufläche)		2,5	3,4	4,3	5,2	6,1

4.2.2 Bestimmung des Potenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen (Energie aus Biomasse)

Die Ermittlung des Potenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen erfolgt im wesentlichen auf der Grundlage der Bestimmung der Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung unter Berücksichtigung spezifischer Anforderungen des Naturschutzes, sowie von Boden- und Gewässerschutz. Immissionsschutzaspekte bei der energetischen Nutzung von Biomasse sind bei der derzeitigen Rechtslage aus Naturschutzsicht nicht relevant.

Im Folgenden wird zunächst die Vorgehensweise zur Potenzialbestimmung beschrieben. Die Anwendung der Kriterien wird im Einzelnen bei der Behandlung der verschiedenen Flächentypen in den darauf folgenden Unterkapiteln detailliert dargestellt. Dabei wird die Ableitung nach Flächenbelegungen in folgender Reihenfolge vorgenommen:

- Biomassepotenziale auf derzeitigen Ackerflächen (Kap. 4.2.2.2)
- Biomassepotenziale auf derzeitigen Grünlandflächen (Kap. 4.2.2.3)
- Biomassepotenziale auf derzeitigen Waldflächen (Kap. 4.2.2.4)
- Biomassepotenziale durch Offenlandpflege (Kap. 4.2.2.5)

Aufgrund der umfangreichen Ableitung der einzelnen Biomassefraktionen werden der besseren Übersichtlichkeit halber die Ergebnisse der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen in Kapitel 4.2.2.6 zusammengefasst.

4.2.2.1 Vorgehensweise

Die Ermittlung des Potenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen erfolgt auf der Grundlage der Bestimmung der Flächenpotenziale. Diese werden durch Auswertung der derzeitigen natur- und umweltrechtlichen Grundlagen und hieraus abgeleiteten spezifischen Anforderungen von Natur-, Boden- und Gewässerschutz an die Biomassebereitstellung bestimmt. Dabei ergeben sich gegenüber den bisher in der Literatur beschriebenen Potenzialen nicht nur Abschläge, sondern auch Zuschläge. Auf der Basis von [Biomasse-ZIP 2004] erfolgt die Ableitung der Potenziale für die Biomasseoptionen Anbaubiomasse, Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft und für naturschutzspezifische Biomasseoptionen, z. B. Schnittgut aus der Offenlandpflege, anhand jeweils spezifischer Kriterien. Diese Differenzierung ist erforderlich, da die verschiedenen Biomasseoptionen mit unterschiedlichen Auswirkungen auf Natur und Landschaft verknüpft sind. Darüber hinaus bestehen aus Naturschutzsicht jeweils spezifische Zielvorstellungen für die verschiedenen Biomasseoptionen, die sich auf die Potenziale auswirken können. Hierzu zählen z.B. die Schaffung von Verbundstrukturen in der Agrarlandschaft oder die Schaffung von Waldsäumen.

Bei den Biomasseoptionen Industrierestholz, Gebrauchtholz, Klär- und Deponiegas ergeben sich aus Naturschutzsicht keine wesentlichen zusätzlichen Anforderungen im Vergleich zum technischen Potenzial, wie es bisher in der Literatur beschrieben wurde (vgl. Abbildung 4.5).

Demgegenüber ist die Bereitstellung von Energiepflanzen und Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft aus Naturschutzsicht mit Restriktionen im Vergleich zum technischen Potenzial zu versehen. Aus diesen Restriktionen heraus ergeben sich einerseits Abschläge für die Bereitstellung bestimmter, insbesondere annueller Kulturen. Andererseits ergeben sich jedoch Zuschläge, insbesondere bei der Bereitstellung von energetisch nutzbarer Biomasse aus Grünlandnutzung und Landschaftspflege i.w.S. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn sich aus Naturschutzanforderungen heraus die Anbaufläche für annuelle Kulturen reduziert, auf diesen Flächen aber zukünftig Grünland entwickelt werden soll, das wiederum energetisch nutzbare Biomasse liefert.

Ausgangspunkt der Flächenpotenzialermittlung ist die derzeitige Flächennutzung. Darauf werden die naturschutzspezifischen Flächenansprüche bzw. Kriterien (wie z. B. Biotopverbundflächen und erosionsgefährdete Flächen) übertragen. Daraus wird die zukünftige Flächennutzung unter besonderer Berücksichtigung der Naturschutzaspekte abgeleitet. Die bei der zukünftigen Flächennutzung mögliche Biomassenutzung, z. B. Energiepflanzen in Form von Anbaubiomasse oder Biogaskosubstrate in Form von Grünschnitt, bildet eine weitere Grundlage für die Ermittlung der Potenziale.

Unter dem Gesichtspunkt der derzeitigen und zukünftigen Flächennutzung ist anzuführen, dass sich der Naturschutz aufgrund gesellschaftlicher, ökonomischer und politischer Prozesse stetig weiter entwickelt. Es ist daher bei der Berücksichtigung der Naturschutzaspekte erforderlich, neben den derzeitigen Rahmenbedingungen, z. B. der aktuellen Flächenkulisse der Naturschutzgebiete, auch die derzeitig absehbaren Entwicklungen im Naturschutz zu berücksichtigen. Grundlage hierfür bilden die rahmenrechtlichen Vorgaben des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG), die in Verantwortung der Länder umgesetzt werden. In Zusammenhang mit der Biomassebereitstellung hat § 3 BNatSchG eine besondere Bedeutung, in dem Flächenziele für den überregionalen Biotopverbund vorgegeben sind. Auf den hier als Zielsetzung ausgewiesenen 10 % der Gesamtfläche Deutschlands werden vorrangig Naturschutzziele angestrebt werden. Wie bereits oben erwähnt, bedeutet dies jedoch nicht, dass hier eine Biomassenutzung ausgeschlossen ist. Vielmehr sind auf diesen Flächen Umnutzungen (Acker zu Grünland) oder Nutzungsextensivierungen zu erwarten, sofern die Flächen nicht bereits derzeit für den Naturschutz ausgewiesen sind und entsprechend genutzt werden.

Theoretisch, das heißt bei baldmöglichem Schaffen entsprechender Rahmenbedingungen, könnte eine vollständige Umsetzung des § 3 BNatSchG auf Länderebene für das Bezugsjahr 2010 möglich sein, so dass es ab diesem Zeitraum möglich wäre, dass naturschutzfachlich begründete Nutzungsaufgaben auf den Flächen wirksam werden. Aus diesem Grund wird diese Randbedingung bzw. Festlegung eine zentrale Rolle bei der Ableitung der diversen Potenziale bei Acker- und Grünlandflächen wie auch beim Wald spielen. Davon unberührt bleiben weitergehende „Forderungen“ des Naturschutzes wie beispielsweise, dass mittelfristig bis zu 15 % der Gesamtfläche Deutschlands für Naturschutzziele bereitgestellt werden sollte [SRU 2002].

Wie bereits zuvor erwähnt, ergeben sich gegenüber den bisherigen Ableitungen zu den technischen Potenzialen aus Naturschutzsicht weitere Flächen, die im Vergleich zum technischen Potenzial aus der Literatur zusätzliche energetisch nutzbare Biomasse liefern. Das sind z. B. verbuschte Flächen, die aus Naturschutzgründen offen gehalten aber nicht landwirtschaftlich genutzt werden sollen (Schnittgut Offenland). Des weiteren zählen zu den zusätzlichen Potenzialen Waldflächen, auf denen historische Waldnutzungen, z. B. Mittelwald, etabliert werden sollen. Im Vergleich zur konventionellen Hochwaldnutzung liefern diese Nutzungen überwiegend Energieholz und erhöhen daher den Anteil der energetisch nutzbaren Biomasse auf diesen Flächen. Diese werden im Einzelnen in den jeweiligen Unterkapiteln (Biomassepotenziale auf Ackerflächen, auf Grünlandflächen etc.) behandelt.

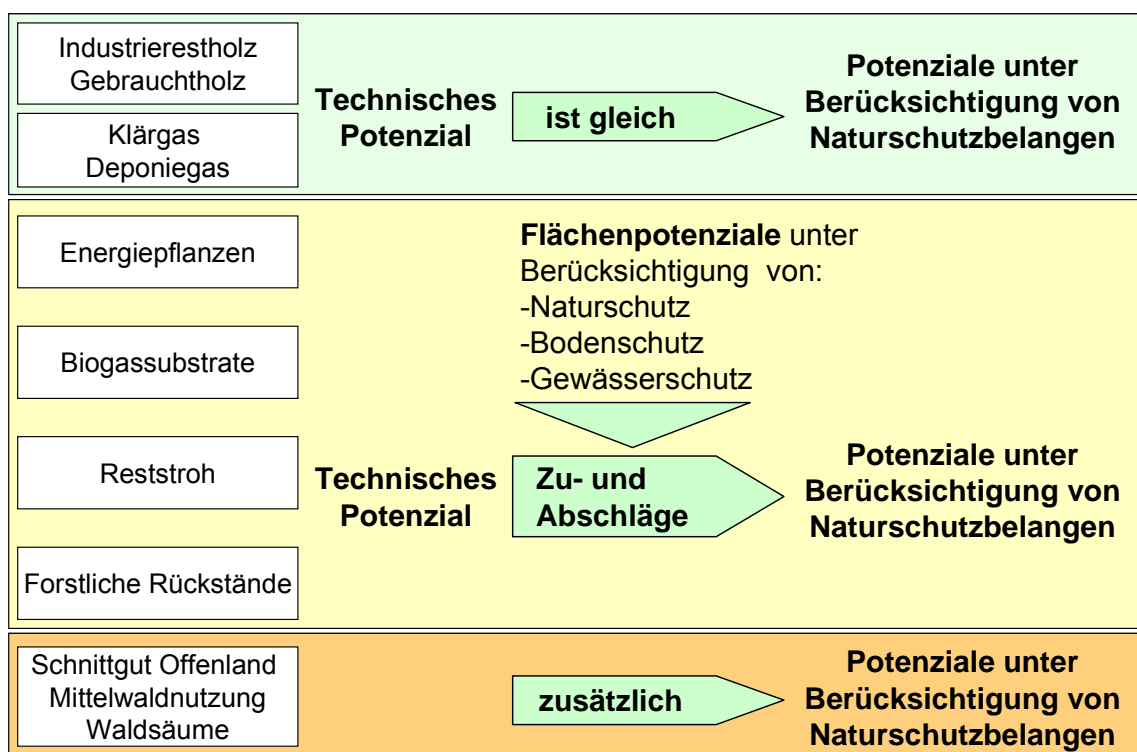


Abbildung 4.5: Vorgehensweise bei der Ermittlung des Flächenpotenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen in Bezug auf das aus der Literatur bekannte technische Potenzial

Tabelle 4.3: Übersicht: Flächentypen und Optionen der Biomassebereitstellung

Flächentyp	Biomasse-Option	Beispiele
Acker	Einjährige Energiepflanzen	Getreideganzpflanzen (z. B. Weizen, Triticale)
		Raps Sonnenblume Kartoffel Zuckerrübe
	Mehnjährige Energiepflanzen	Weide (Kurzumtrieb) Pappel (Kurzumtrieb) Miscanthus, einheimische Gräser (Schilf, Seggen)
Grünland	Reststoffe	Reststroh (z. B. Weizenstroh, Rapsstroh)
	Grünschnitt	diverse Süßgras- und Seggenarten
Wald	Stammholz	Diverse Baumarten (aus Mittel- und Niederwaldnutzung)
	Reststoffe	Durchforstungsholz (Schwachholz) Restholz aus der Holzernte
Sonstiges Offenland	holzartige und halmgutartige Biomasse aus der Landschaftspflege (Schnittgut Offenlandpflege)	Schnittgut aus Hecken und Gebüsch Ein- und mehrjährige einheimische Gräser

Die Analyse der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen erfolgt für die in Tabelle 4.3 dargestellten Flächentypen und die auf diesen Flächentypen angenommenen Optionen der Biomassebereitstellung. Die Flächenermittlung erfolgt für die unterschiedlichen Flächentypen anhand unterschiedlicher Kriterien. Hierzu zählen insbesondere:

- rechtliche Zielvorgaben zum Biotopverbund, die sich aus dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), insbesondere § 3 und § 5 ergeben, basierend auf Auswertungen von Flächenstatistiken und Experteneinschätzungen (u. a. [TU Berlin 2003]);
- naturschutzfachliche Zielvorgaben, die sich v. a. aus den Ergebnissen des BfN-Projektes „Naturschutzaspekte bei der energetischen Nutzung von Biomasse“ ergeben, hierzu zählen insbesondere Zielvorgaben zum Grünlanderhalt und der Grünlandentwicklung;
- GIS-Analysen am Beispiel zweier Bundesländer (Baden-Württemberg und Brandenburg) für die Einschätzung von Offenland-Schnittgut, das bei der Offenhaltung naturschutzfachlich bedeutender Biotope, z. B. Heiden und Borstgrasrasen, anfällt.

Die exemplarische Durchführung der GIS-Analysen dient ausschließlich der Ermittlung von Größenordnungen der Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung. Eine genauere Ableitung ist nur bei einer bundesweiten Analyse möglich, die im Rahmen des Vorhabens nicht vorgesehen ist.

4.2.2.2 Biomassepotenziale auf derzeitigen Ackerflächen

Derzeitige Ackerflächen gehen in die Flächenpotenziale für die Biomassebereitstellung ein als Flächen für:

- die Bereitstellung einjähriger Energiepflanzen als Festbrennstoff (Getreideganzpflanzen als Festbrennstoff) und zur Produktion flüssiger Energieträger (z. B. Getreide, Raps, Zuckerrübe, Kartoffel, Sonnenblume)
- die Bereitstellung mehrjähriger Energiepflanzen als Festbrennstoff (z. B. Pappel und Weide im Kurzumtrieb, Miscanthus)
- die Bereitstellung von Reststoffen (z. B. Getreide- und Rapsstroh)
- Grünschnitt und holzartige Biomasse auf Flächen, die aus spezifischen Naturschutzgründen und insbesondere dem Boden- und Gewässerschutz, zukünftig nicht mehr zur Produktion einjähriger Ackerkulturen genutzt werden sollen und daher als Anbaufläche für mehrjährige einheimische Energiepflanzen in das Potenzial unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen eingehen.

Bei der Ermittlung des Flächenpotenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen für Ackerflächen werden die folgenden Randbedingungen zugrunde gelegt:

- Der Anbau erfolgt *ausschließlich auf derzeitigen Ackerflächen*. Ein Umbruch von Grünland zur Produktion von ein- und mehrjährigen Energiepflanzen erfolgt nicht (Ergebnis des Workshops "Naturschutzaspekte bei der energetischen Nutzung von Biomasse" am 08.09.2003 im BfN ASt Leipzig). Generelles Ziel des Naturschutzes in Deutschland ist die *Erhöhung des Grünlandanteiles* (Ergebnis des Workshops im BfN ASt Leipzig). Schnittgut der zusätzlichen Grünlandflächen kann und soll jedoch energetisch genutzt werden.
- Gegenüber dem derzeitigen Flächenanteil der Ackerfläche ergeben sich aus Sicht des Naturschutzes Restriktionen, die sich insbesondere aus den Anforderungen des Biotopverbundes der §§ 3 und 5 BNatSchG, d. h. den Zielen für den Biotopverbund in Deutschland, ergeben (siehe hierzu auch Kap. 4.2.2.1). Hierbei wird von der Einschätzung der bisher für den Biotopverbund geeigneten Flächen ausgegangen und das Defizit bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands ermittelt (5 % Defizit). Dieses Defizit wird auf derzeitigen Acker-, Grünland- und Waldflächen umgesetzt. Derzeitige Siedlungs- und Verkehrsflächen stehen hierfür nicht zur Verfügung. Für die verbleibenden Flächen ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf von ca. 6 % der Flächen. Bei der Ermittlung der Flächenpotenziale für die verschiedenen Biomasseoptionen wird davon ausgegangen, dass die verbleibenden Bedarfe zu gleichen Anteilen, d. h. jeweils 6 %, auf Acker-, Grünland- und Waldflächen umgesetzt werden. Diese Festlegung ist erforderlich, da

bisher keine flächendeckenden Naturschutzleitbilder für den Biotopverbund und damit für die durch den Biotopverbund beanspruchten Flächen vorliegen.

- Auf stark erosionsgefährdeten Flächen soll aus Gründen des Bodenschutzes eine Umnutzung hin zur Bereitstellung einheimischer mehrjähriger Kulturen erfolgen. Der Umfang der erosionsgefährdeten Flächen wurde auf der Grundlage von GIS-Analysen und Experteneinschätzungen ([TU Berlin 2003]) mit 5 % der Ackerfläche eingeschätzt. Daraus resultiert das Potenzial „Energiepflanzen-Erosionsflächen“ (siehe entsprechenden Absatz in diesem Unterkapitel).
- Das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und die EU-Wasserrahmenrichtlinie geben allgemeine Ziele der Verminderung stofflicher Einträge in die Gewässer vor. Ein Mittel zur Erreichung dieser Ziele sind Gewässerrandstreifen, die Stoffeinträge aus landwirtschaftlichen Flächen in die Gewässer abpuffern. Auf diesen Flächen sollen aus Sicht des Gewässerschutzes keine Pflanzenschutzmittel und Düngemittel angewendet werden. Aus Naturschutzsicht ist eine Nutzungsaufgabe an den Gewässerrandstreifen i.d.R. erwünscht. Die Breite und Anordnung der Gewässerrandstreifen ist auf Länderebene bisher teilweise nicht gesetzlich geregelt (Stand Januar 2003: Bayern, Hamburg, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz). In den übrigen Ländern sind in der Regel Randstreifen von 5 bis 10 m Breite in den jeweiligen Wassergesetzen vorgesehen (Ausnahme: Schleswig-Holstein: 3 m; Berlin: 50 m). Die Regelung der Nutzungsaufgaben ist jedoch sehr unterschiedlich. Nur in wenigen Fällen (z.B. Saarland und Sachsen) ist in den Randstreifen z.B. ein Verbot der Verwendung von Düngemitteln vorgesehen. Die gesetzlichen Regelungen gehen kaum über die im Rahmen der Zulassung von PSM festgelegten Abstandsregelungen hinaus. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass vor dem Hintergrund der Erfordernisse der Wasserrahmenrichtlinie zur Erreichung der Ziele des Gewässerschutzes künftig eine stärkere Förderung von Gewässerrandstreifen im Sinne einer extensiven, d.h. düngemittel- und PSM-freien Bewirtschaftung oder Nutzungsaufgabe erfolgen wird ([Helmer & Frahm 2003]). Im Rahmen dieses Projekts wurde eine orientierende GIS-Analyse zum möglichen Einfluss von Gewässerrandstreifen auf das Flächenpotenzial durchgeführt. Hierzu wurden Puffer um die Gewässer mit einer Breite von 30 m gebildet. Durch Verschneidung mit den Ackerflächen wurde ermittelt, dass die zusätzlich durch Gewässerrandstreifen entstehenden Flächenrestriktionen kleiner sind als der angenommene Unsicherheitsbereich der Einschätzung der Restriktionen durch Erosion und den überregionalen Biotopverbund. Zudem bestehen erhebliche Überschneidungen zwischen den erosionsgefährdeten Flächen und Biotopverbundflächen einerseits und den Gewässerrandstreifen andererseits. Wir gehen daher davon aus, dass die Auswirkungen der Gewässerrandstreifen unter die Restriktionen durch Erosionsgefährdung und Biotopverbund zu subsummieren sind. Aufgrund der zu erwartenden Entwicklung des Flussgebietsmanagements vor dem Hintergrund der Wasserrahmenrichtlinie sollte dieses Thema zukünftig jedoch weiter vertieft werden.
- Ackerflächen, die durch Kompensationsmaßnahmen der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung bzw. des Baurechts beansprucht werden, sind nicht für die Bereitstellung ein- oder mehrjähriger Ackerkulturen geeignet. Auf diesen Flächen kann aber eine Nutzung von evtl. anfallendem Grünschnitt erfolgen. Die durch Kompensationsmaßnahmen belegten Flächen werden aus ([TU Berlin 2003]) übernommen. Sie werden hier für 2050 fortgeschrieben und mit durchschnittlichen Ertrags- und damit Energiepotenzialen belegt.

Für die Ermittlung des Flächenpotenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen ergeben sich die in Tabelle 4.4 zusammengestellten Festlegungen und Flächen basierend auf folgenden Festlegungen:

Als gesamte Ackerfläche wurde die im „Stoffstromprojekt“ [Biomasse-ZIP 2004] abgeleitete Zahl von 11,03 Millionen ha zugrunde gelegt. Bei den Anforderungen zum überregionalen Biotopverbund gem. § 3 BNatSchG wurde berücksichtigt, dass Verkehrs- und Siedlungsflächen sowie Sonderflächen nicht für den Biotopverbund geeignet sind (Anforderung: 6% der derzeitigen Ackerfläche); für den Restbedarf zum Biotopverbund wird unterstellt, dass er zu

gleichen Anteilen auf Acker, Grünland und Wald umgesetzt wird. Bei geschätzten 1 % bezogen auf die derzeitige Ackerfläche sind das weitere 110.000 ha. Bei der Festlegung für die Biomassebereitstellung auf Flächen des Biotopverbunds werden diese zusammengenommen (insgesamt 7 %) und die in Tabelle 4.4 ausgewiesenen Flächenbelegungen angesetzt (die 7 % werden in 2/7, 3/7 und 2/7 aufgeteilt).

Bei der Berechnung der Biomassepotenziale werden folgende Größen zugrunde gelegt: Für die Biotopverbundsflächen wird von einem Ertrag von 1 t holzartiger bzw. 3,5 t halmgutartiger Biomasse und damit von einem mittleren Ertrag in Höhe von 2 t Biomasse (trocken) pro ha ausgegangen. (Heizwert: 16 MJ/kg). Die Ertragspotenziale auf den erosionsgefährdeten Standorten werden auf der Basis von Kurzumtriebsplantagen mit 10 t/ha mit 17 MJ/kg berechnet. Bei den Biomasseerträgen auf Kompensationsflächen werden durchschnittliche Erträge von 6 t/ha mit 14 MJ/ha zugrunde gelegt.

Tabelle 4.4: Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Ackerflächen

Kriterium	Annahmen / Festlegungen für Flächenrestriktion	Flächen (ha)	Festlegungen für die Biomassebereitstellung	Flächen für die Biomassebereitstellung (ha)
Anforderungen des überregionalen Biotopverbundes gem. §3 BNatSchG	Derzeit umgesetzt: ca. 5-6 % der Landesfläche [Riecken 2003] → Defizit der Landesfläche: ca. 5% Hiervon anteilig Ackerflächen: 6 %	660.000	Aus Biotopverbund gem. §3 und §5 BNatSchG 28,6 % Sukzessionsfläche (keine Biomassenutzung)	– 2010-2050: 330.000
Anforderungen des Biotopverbundes gem. §5 BnatSchG	Experteneinschätzung [TU Berlin 2003]: zusätzlich 1 % der derzeitigen Ackerfläche	110.000	28,6 % halmgutartige Biomasse (Grünschnitt)	220.000
Erosionsgefährdete Flächen	GIS-basierte Einschätzung: 5 % der derzeitigen Ackerfläche	550.000	Anbau mehrjähriger Kulturen aus Gründen des Erosionsschutzes	550.000
Durch Kompensationsmaßnahmen beanspruchte Ackerflächen	Abschätzung [TU Berlin 2003]	für 2010: 34.000, ab 2020: 51.000	Grünschnitt	für 2010: 34.000 ab 2020: 51.000

Ausschlussflächen für annuelle Anbaubiomasse aufgrund der Erosionsgefährdung.

Als Ausschlussflächen für annuelle Anbaubiomasse werden Flächen mit starkem bis sehr starkem Erosionspotenzial festgelegt. Auf diesen Flächen ist ein Anbau mehrjähriger Kulturen aufgrund der längeren Phasen der Bodenbedeckung und aufgrund der besseren Durchwurzelung des Bodens aus Bodenschutzgründen vorzuziehen.

Grundlage der Festlegung des Flächenanteils ist die GIS-Analyse Brandenburgs. Hierbei wird davon ausgegangen, dass annuelle Energieträger ausschließlich auf derzeitigen Ackerflächen angebaut werden, d. h. kein Grünlandumbruch zur Produktion annueller Bioenergieträger erfolgt. In Abbildung 4.6 sind die derzeitigen Ackerflächen am Beispiel Brandenburgs dargestellt.

Die derzeitigen Ackerflächen werden mit der Karte der Erosionspotenziale Brandenburgs überlagert. Hierbei werden solche Flächen "ausgefiltert", die ein starkes oder sehr starkes Erosionsrisiko durch Wassererosion aufweisen. Diese Flächen sind in Abbildung 4.6 dunkel dargestellt. Sie nehmen ca. 5 % der Ackerflächen ein (Gesamtackerfläche gemäß Biotopkartenkartierung: 12.300 km²; hiervon stark oder sehr stark erosionsgefährdete Flächen: 580 km²). Dieses Verhältnis auf der Grundlage der Auswertung Brandenburgs dient bei der Übertragung auf Gesamtdeutschland als Basis. Dementsprechend werden 550.000 ha für Ge-

samtdeutschland den weiteren Betrachtungen zugrunde gelegt. Diese stellen an sich Ausschlussflächen dar, allerdings im Sinne einer landwirtschaftlichen Nutzung mit zeitweisen Brachen. Insofern könnten auf solchen Flächen durchaus mehrjährige Kulturen angebaut werden, was zwar nicht für die Nahrungsmittelproduktion, aber durchaus für Energiepflanzen infrage käme. Dementsprechend werden hier die erosionsgefährdeten Standorte aus Naturschutzsicht zwar zunächst als Ausschlussflächen behandelt, aber als fester Bestandteil des Potenzials unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen auf der Basis von mehrjährigen Energiepflanzen aufgenommen („Energiepflanzen-Erosionsflächen“).

4.2.2.3 Biomassepotenziale auf derzeitigen Grünlandflächen

Flächenpotenziale. Derzeitige Grünlandflächen gehen in die Flächenpotenziale für die Biomassebereitstellung ein als Flächen für:

- die Bereitstellung von Grünschnitt als Koferment für die Biogasproduktion
- die Bereitstellung von Reststoffen aus der Landwirtschaft (Gülle)

Bei der Ermittlung der Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Grünlandflächen wird von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- es soll grundsätzlich kein Grünlandumbruch erfolgen,
- der Grünlandanteil an der Gesamtfläche soll sich, u. a. entsprechend der Zielsetzung des § 3 BNatSchG, zukünftig erhöhen,
- im Vergleich zur derzeitigen Grünlandnutzung ergeben sich aus Sicht des Naturschutzes auf Teilflächen erhöhte Auflagen für die Grünlandnutzung, die sich insbesondere aus den Anforderungen des Biotopverbundes der §§ 3 und 5 BNatSchG, d. h. den Zielen für den Biotopverbund in Deutschland, ergeben; die auf diesen Flächen produzierte Biomasse ist grundsätzlich energetisch nutzbar. Zur Ableitung der Flächen für den überregionalen Biotopverbund siehe Kapitel 4.2.2.2.
- zukünftig sollen extensive Grünlandssysteme zunehmend etabliert werden; die auf diesen Flächen produzierte Biomasse ist grundsätzlich energetisch nutzbar,
- Grünlandflächen, die durch Kompensationsmaßnahmen der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung bzw. des Baurechts beansprucht werden, sind nicht für die Bereitstellung ein- oder mehrjähriger Anbaubiomasse geeignet. Auf diesen Flächen kann aber eine Nutzung von evtl. anfallendem Schnittgut erfolgen. Die durch Kompensationsmaßnahmen belegten Flächen werden aus [TU Berlin 2003] übernommen. Sie werden hier für 2050 fortgeschrieben und mit durchschnittlichen Ertrags- und damit Energiepotenzialen belegt.

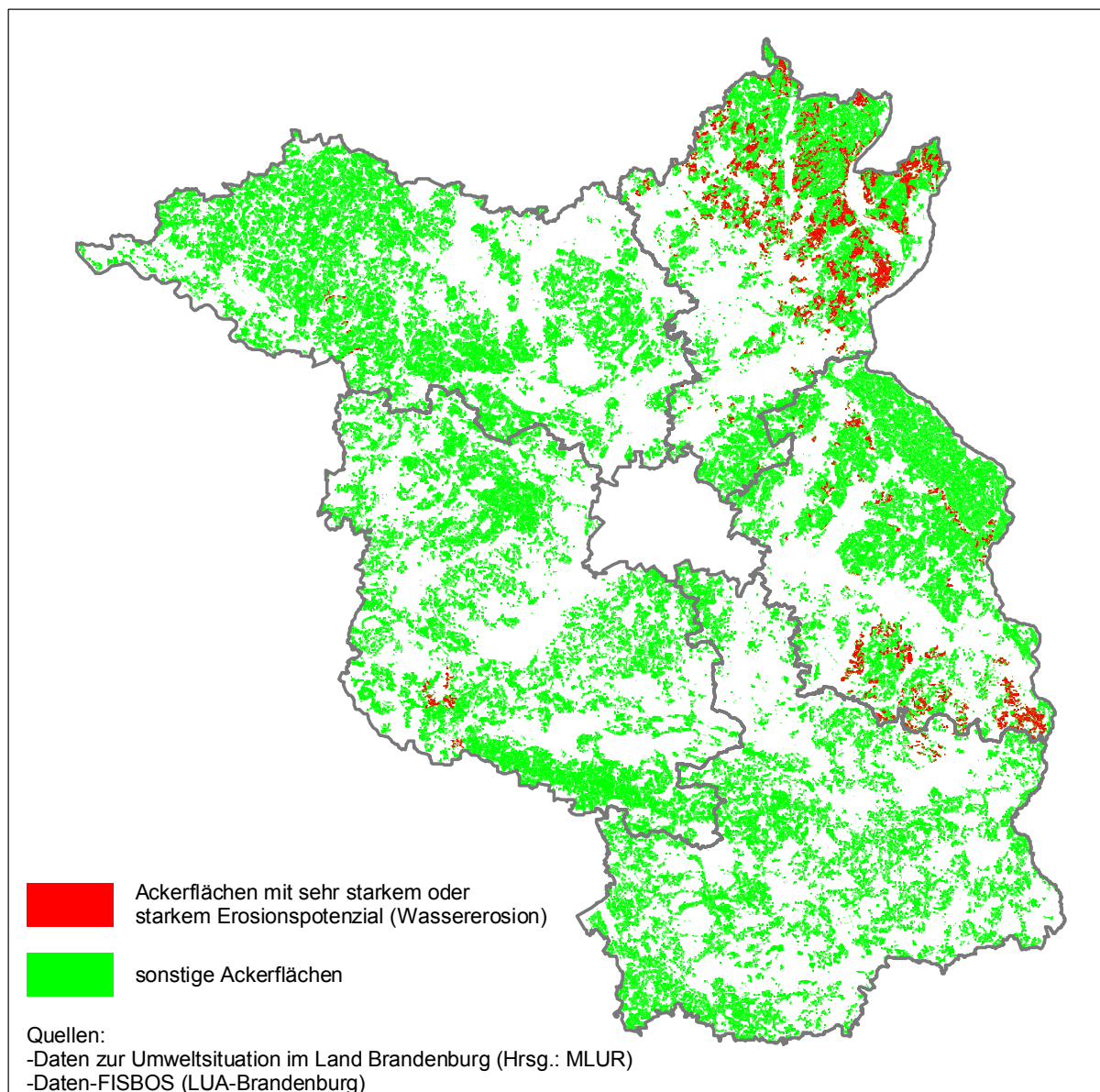


Abbildung 4.6: Ergebnis der orientierenden GIS-Analyse zu Ackerflächen mit starkem oder sehr starkem Erosionsrisiko im Verhältnis zu den übrigen Ackerflächen in Brandenburg

Extensivgrünland: Ertragspotenziale und zeitliche Entwicklung. Die Ertragspotenziale des Extensivgrünlandes sind aufgrund der vielfältigen Standortbedingungen und Naturschutzziele bei Extensivgrünland sehr variabel. Die Ertragspotenziale werden abgeleitet aus den Angaben bei [Nitsche u. Nitsche 1994], die drei verschiedene Standorttypen (differenziert nach ökologischen Feuchtestufen) annehmen. Die Ertragszahlen sind in Tabelle 4.5 zusammengestellt. Es wird basierend auf diesen Angaben ein Ertrag von 3 t TM/ha/Jahr bei einem Heizwert von 16,5 MJ/kg TM zugrunde gelegt, da es sich bei den naturschutzfachlich besonders relevanten Flächen überwiegend um Feuchtgrünland und Trockenstandorte handelt.

Tabelle 4.5: Biomasseerträge auf Extensivgrünland bei unterschiedlichen ökologischen Feuchtestufen (zitiert nach [Nitsche & Nitsche 1994])

Ökolog. Feuchte des Standortes	Derzeitiger Pflanzenbestand	Zu erwartende Biomassenproduktion (dt TM/(ha · a))	Vorläufiges Pflegeregime (zur Aushagerung)	Zu erwartende Biomassenproduktion (dt TM/(ha · a))	Angestrebtes Pflegeregime
Trocken bis mäßig frisch	Aufgedüngte Magerwiese Knautgrasreiche Glatthafer- und Goldhafer-Wiese 2schürig	40 – 70	Jährlich 1 bis 2mal Mähen mit Abräumen	< 30	Extensive Schafbeweidung oder alle 2 bis 3 Jahre 1 mal Mähen oder Mulchen im Hochsommer oder Herbst
Frisch bis mäßig feucht	3- bis 5 mal genutzte Mähweide bzw. Vielschnittwiese Weidelgras-, Wiesenschwingel- und Lieschgrasreicher Grünlandbestand	80 – 110	Jährlich 2- bis 3mal Mähen mit Abräumen	50 – 70	Jährlich 2 mal Mähen mit Abräumen bzw. Beweiden 1. Nutzung nicht vor Mitte Juni
Feucht bis nass	Entwässerte Feucht- und Nasswiese Rispen- und Fuchsschwanzreiche Glatthafer- und Goldhafer-Wiese 2- bis 3schürig	50 – 80	Jährlich 1- bis 2mal Mähen mit Abräumen Wiedervernässen	< 40	Alle 2 bis 3 Jahre 1 mal Mähen mit Abräumen im Hochsommer oder Herbst

Zeitliche Entwicklung der Ertragspotenziale

Für die Entwicklung von Extensivgrünland ist eine Aushagerungsphase vorzusehen, in der die Anzahl der Grünlandschnitte im Vergleich zur späteren Nutzung zunimmt. Die Aushagerungsphase beträgt standort- und biotopabhängig wenige bis 10 Jahre [Nitsche u. Nitsche 1994].

Aufgrund der standort- und biotopabhängig unterschiedlichen Entwicklung, d. h. teilweisen Erhöhung bzw. Minderung des Biomasseertrags im Vergleich zur bisherigen Grünlandnutzung, werden bis zum Jahr 2010 die Biomasseerträge auf Basis der Werte für konventionelles Grünland fortgeschrieben. Die für Extensivgrünland angenommenen Hektarerträge werden ab 2020 angesetzt und bis 2050 fortgeschrieben.

Als gesamte Grünlandfläche wurde die im „Stoffstromprojekt“ [Biomasse-ZIP 2004] abgeleitete Zahl von 4,75 Millionen ha zugrunde gelegt. Des Weiteren wurden von dort die Flächen für den Biotopverbund übernommen, wobei bei der Fortschreibung von 2030 auf 2050 kein weiterer Zuwachs mehr angenommen wurde. Dies lässt sich damit begründen, dass das Ziel einer naturschutzorientierten Extensivgrünlandnutzung auf 330.000 ha vermutlich spätestens ab 2030 erreicht wird. D. h. wir gehen davon aus, dass in den in [Biomasse-ZIP 2004] insgesamt für 2030 als Extensivgrünland ausgewiesenen Flächen (540.000 ha) neben den Flächen, die z. B. mit Mutterkuhhaltung belegt sind, auch die 330.000 ha Extensivgrünland mit naturschutzorientierter Nutzung enthalten sind.

Anzumerken ist noch, dass bei den Anforderungen zum überregionalen Biotopverbund gem. § 3 BNatSchG wie auch bei den Ackerflächen berücksichtigt wurde, dass Verkehrs- und Siedlungsflächen sowie Sonderflächen nicht als mögliche Flächen für den Biotopverbund

geeignet sind. Daher liegt der Anteil des für den Biotopverbund beanspruchten Grünlandes mit 6 % über dem Gesamtbedarf von 5 % bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands.

Die Ableitung der Potenziale für die Bereitstellung von Biomasse auf Grünlandflächen ist in Tabelle 4.6 zusammengestellt. Es wird deutlich, dass das Ziel des Naturschutzes für die Grünlandnutzung ab dem Jahr 2030 erreicht wird.

Tabelle 4.6: Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Grünlandflächen

Kriterium	Annahmen/Festlegungen für Flächenrestriktion	Flächen (ha)	Festlegungen für die Biomassebereitstellung	Flächen für die Biomassebereitstellung (ha)
Anforderungen des überregionalen Biotopverbundes gem. § 3 BNatSchG	Derzeit umgesetzt: ca. 5-6 % der Landesfläche ([Riecken 2003]) → Defizit der Landesfläche: ca. 5 % Hiervon anteilig Grünlandflächen: 6 %	330.000	Biomasse aus extensiver Wiesennutzung	2010: 120.000 2020: 240.000 ab 2030: 540.000
Anforderungen des Biotopverbundes gem. §5 BNatSchG	Experteneinschätzung: zusätzlich 1 % der derzeitigen Grünlandfläche			
Durch Kompensationsmaßnahmen beanspruchte Grünlandflächen	Abschätzung [TU Berlin 2003]	2010: 29.000 ab 2020: 44.000	Biomasse aus extensiver Wiesennutzung	2010: 29.000 ab 2020: 44.000

4.2.2.4 Biomassepotenziale auf derzeitigen Waldflächen

Derzeitige Waldflächen gehen in die Flächenpotenziale für die Biomassebereitstellung ein als Flächen für:

- die Bereitstellung von Waldrestholz und Durchforstungsholz,
- die Bereitstellung von Stammholz (nicht als Wertholz nutzbare Sortierungen aus Mittel- und Niederwaldnutzung).

Bei der Ermittlung der Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Waldflächen wird von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- es gibt aus Naturschutzgründen keine wesentliche Veränderung des Waldanteils an der Gesamtfläche,
- im Bereich der Flächen für den überregionalen Biotopverbund gem. § 3 BNatSchG ergeben sich Flächen, auf denen eine Nutzung von Waldrestholz nicht erwünscht ist, u.a. um störungsarme Waldflächen zu schaffen. Der Flächenanteil beträgt 6 % entsprechend der Ableitung der Flächen für den überregionalen Biotopverbund in Kapitel 4.2.2.2. Die damit verbundenen Potenzialreduktionen sind im Umweltszenario [Biomasse-ZIP 2004] bereits erfasst, so dass sie hier nicht separat aufgeführt werden.
- der Erhalt historischer Waldnutzungsformen, z. B. Mittel- und Niederwald, auf geringen Teilflächen ist aus Artenschutzgründen erwünscht. Auf diesen Flächen wird der größte Teil der Biomasse energetisch genutzt, d. h. die energetisch nutzbare Biomasse erhöht sich, ohne dass sich die Flächenanteile des Waldes insgesamt verändern.
- Bei allen Waldnutzungsformen kann im Bereich der Waldränder aus Naturschutzgründen Biomasse aus der Wald-/Landschaftspflege anfallen. Die Längen bzw. Flächen der Waldränder und die Menge der hier anfallenden Biomasse sind im Rahmen dieser Un-

tersuchung nicht exakt quantifizierbar. Wir legen hier – auf der Basis einer größenordnungsmäßigen Einschätzung – 3 % der Waldflächen mit Nutzungsrestriktion als Waldsaum-Flächen zugrunde. Auf diesen Flächen gehen wir von einer Nutzung von Durchforstungsholz aus.

Damit ergeben sich drei aus Naturschutzsicht relevante Potenzialgrößen gegenüber der derzeitigen Nutzung der Waldflächen:

1. Flächen für Biotopverbund: Diese sind im Umweltszenario [Biomasse-ZIP 2004] bereits zugrunde gelegt, so dass diese hier übernommen werden können.
2. Waldsaumflächen: Diese werden entsprechend den dargelegten Abschätzungen berücksichtigt.
3. Mittel- bzw. Niederwald: Die Ableitung für die Flächen- und Ertragspotenziale wird im Folgenden beschrieben.

Flächenpotenziale Mittel- und Niederwald. Die Ableitung des Anteils von Mittel- und Niederwald ergibt sich aus der historischen Entwicklung der Flächenanteile dieser Nutzungsformen in Deutschland (Tabelle 4.7). Die hier zugrunde gelegte Festlegung von 5 % der Waldfläche entspricht etwa dem Zustand um 1961.

Tabelle 4.7: Absolute Flächenausdehnung und Flächenanteile von Mittel- und Niederwald an der Gesamtwaldfläche in Deutschland [Rossmann 1996]

Jahr	Mittelwald		Niederwald		Summe	
	ha	%	ha	%	ha	%
1900	700.000	5,0	948.000	6,8	1.648.000	11,8
1927	441.000	3,5	559.000	4,4	1.000.000	7,9
1961 ¹⁾	156.000	1,1	481.000	3,5	637.000	4,6

¹⁾ Angaben enthalten vermutlich Flächen, die zum Zeitpunkt der Statistik nicht mehr traditionell bewirtschaftet wurden bzw. die sich in Überführung zum Hochwald befanden.

Ertragspotenziale von Mittel- und Niederwald. Die Ertragsleistung von Mittel- und Niederwald ist abhängig von den Hauptbaumarten, Standort und Waldaufbau sehr inhomogen und nur im Einzelfall genau zu ermitteln [Rossmann 1996]. Letzteres gilt insbesondere für den Mittelwald, abhängig vom Anteil der Überhälter (vgl. hierzu [Dengler 1990], [Rossmann 1996]).

Die hier getroffenen Festlegungen basieren auf historischen Angaben zur jährlichen Zuwachsleistung der Mittel- und Niederwälder, mittleren Umtriebszeiten und dem Verhältnis von Brennholz zu Nutzholz. Bei der Ableitung der Hektarerträge und Energiegehalte gehen wir davon aus, dass es sich bei den naturschutzfachlich besonders bedeutsamen Mittel- und Niederwaldtypen dominierend um **Hartholzwälder** handelt [Rossmann 1996]. Nachfolgend sind die Bandbreiten der Produktionsleistungen von Mittelwald (Tabelle 4.8) und Niederwald (Tabelle 4.9) anhand verschiedener Literaturquellen zusammengestellt.

Tabelle 4.8: Produktionsleistung und Wertholzanteil unterschiedlicher Mittelwaldtypen

Waldart	Produktionsleistung	Bemerkung	Quelle ¹⁾
- Auen-Mittelwald	Vorrat: 170 Vfm/ha Zuwachs: 4,7 Vfm/ha	Angaben aus Österreich	[Eckhardt 1975]
- Hasel-Mittelwald	nach 10 Jahren: 25 t TM/ha nach 15 Jahren: 45 t TM/ha danach: "Produktionsleistung rapide abnehmend"	Angabe als "ofentrockenes Holz"; Keine Angabe zu Reisholz	[Crowther & Evans 1986]
- Stadtwald Iphofen (hauptsächlich Eiche und Rotbuche)	Derbholz: 3,5 E fm/ha Reisholz: 4 fm/ha	Verhältnis Brennderbholz/Nutzderbholz ca. 2:1; Angaben ohne Rinde	[Kiener 1986], [Deuster 1986]
- Kirschen-Mittelwald	Vorrat: 15 - 20 Vfm/ha Zuwachs: 1,2 – 1,4 Vfm/ha	Angaben mit Rinde	[Karrer 1987]
- Landmittelwald (ohne Auwald) Allgemein	Jahresleistung von 2-3 fm Oberholz und 2-3 fm Unterholz (überwiegend Reisholz – eigentliches Brennholz)	Reisholzanteil im Oberholz beträgt im Mittelwald das zwei- bis dreifache im vgl. zum Hochwald; keine Angabe ob mit oder ohne Rinde	[Vanselow 1941]
- Land-Mittelwald (ohne Auwald)	Vorrat: 105 Vfm/ha Zuwachs: 3,1 Vfm/ha	Angaben aus Österreich	[Eckhardt 1975]
- Land-Mittelwald (ohne Auwald) Allgemein	Derbholz (Nutzholz): 3,8 fm/ha	in einem hinsichtlich Produktionsleistung optimal geführten Bestand (Gnötzheimer Wald, Bayern); keine Angabe ob mit Rinde; keine Angabe zu Reisholz	[Kriso 1958]
- Mittelwald Allgemein	Zuwachsleistung entspricht unter günstigen Bedingungen der von Hochwald		[Dengler 1990]

Efm = Erntefestmeter; Vfm = Vorratsfestmeter; ¹⁾ zitiert nach [Dengler 1990] und [Rossmann 1996]

Tabelle 4.9: Produktionsleistung und Wertholzanteil unterschiedlicher Niederwaldtypen

Waldart	Produktionsleistung	Bemerkung	Quelle
- Birken-Niederwald	Vorrat: 183 Vfm/ha Zuwachs: 122 Vfm/ha	Bestand kurz vor Abtrieb; Umtriebszeit ca. 30 Jahre; Vorrat: mit Rinde Ernte-fm: ohne Rinde	[Kolonko 1987]
- Eichen-Hainbuchen-Niederwald	Derbholz: 45 fm/ha Reisholz: 45 fm/ha	Nutzungszeitraum ? Jährlicher Zuwachs unklar !	[Karrer 1987]
- Schwarzerlen-Niederwald	jährl. Massenzuwachs: 4 - 10 fm Reisholzanteil: 10 – 24 %		[Vanselow 1941]
- Standort Birkenberge (Bayern)	Brennholz: 3,75 m ³ /ha	Angabe unklar (Festmeter ? Zuwachs ?)	[Schneiter 1970]
- Land-Niederwald (ohne Auwald)	Vorrat: 74 - 95 Vfm/ha Zuwachs: 3,9 – 4,0 Vfm/ha	Angaben aus Österreich	[Eckhardt 1975]
- Auen-Niederwald	Vorrat: 81 - 97 Vfm/ha Zuwachs: 5,4 - 5,7 Vfm/ha	Angaben aus Österreich	[Eckhardt 1975]

Efm = Erntefestmeter; Vfm = Vorratsfestmeter

Für die Ermittlung der Biomasse- und Energiepotenziale werden folgende Angaben zugrunde gelegt:

- als Trockenrohddichte wird der Mittelwert der in [Hartmann 2003] angegebenen Werte für Harthölzer (0,65 g/cm³) festgelegt.
- als Heizwert wird der Wert für Buche „lufttrocken“ (15 % Wassergehalt) zugrunde gelegt, d. h. ca. 16 MJ/kg.
- die Festlegungen für die energetisch nutzbaren Biomasseerträge sind Tabelle 4.10 unmittelbar zu entnehmen.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.10 zusammengestellt. Gemäß dieser groben Abschätzung lassen sich etwa 50 GJ/ha/Jahr durch Mittel- und Niederwaldnutzung ableiten. In der Differenz zur Reststoffnutzung Hochwald ergibt sich somit auf den Flächen ein zusätzliches Potenzial von etwa 20 GJ/ha/Jahr (bei Zugrundelegen von etwa 30 GJ/ha/Jahr an Waldrestholz- und Schwachholznutzung). Insgesamt ergibt sich damit durch die historischen Waldnutzungsformen ein zusätzliches Gesamtpotenzial von ca. 11 PJ/a in der „Ertragsphase“ nach vollständigem Umbau des Waldes ab 2030.

Tabelle 4.10: Biomasse- und Energiepotenziale der Mittel- und Niederwaldnutzung

Biomasse	Gesamt	Energetisch nutzbar	t TM/ha/Jahr	Heizwert (MJ/ha/Jahr)
Niederwald (Hartholz)				
Reißholz	2,00	1,00	0,65	9.910,55
Derbholz	4,00	4,00	2,60	39.642,20
Summe	6,00	5,00	3,25	49.552,75
Mittelwald (Hartholz)				
Reißholz	3,00	3,00	1,95	29.731,65
Derbholz	3,00	2,00	1,30	19.821,10
Summe	6,00	5,00	3,25	49.552,75

Zeitliche Entwicklung der Produktion auf Flächen mit Mittel- und Niederwald. Zur Ermittlung der Dauer der Biotopentwicklung im Mittel- und Niederwald gehen wir davon aus, dass eine Neubegründung überwiegend auf bisherigen Laubholzflächen erfolgt. Auf diesen Flächen ist die Neubegründung "einfacher und zuverlässiger" [Rossmann 1996].

Es liegen Angaben zur Dauer der Neubegründungsphase, d. h. zum Zeitraum von Beginn der Neubegründung bis zum ersten Stockhieb vor. In der Phase der Neubegründung fällt jedoch energetisch nutzbare Biomasse durch die Pflegemaßnahmen der Neubegründung an. Einen Anhaltspunkt für die Dauer der Neubegründung geben die baumartabhängigen Umtriebszeiten.

Es werden folgende Phasen für die Ermittlung der Biomassepotenziale im Mittelwald angenommen:

- Neubegründungsphase: hoher Biomasseanfall durch Lichtstellung einzelner Bäume zur Vorbereitung auf den Freistand als Oberbaum (= Überhälter); in dieser Phase voraussichtlich hoher Anteil von Stammholz (Nutzholz); energetische Restholznutzung möglich. Angenommene Dauer: 10-20 Jahre. In der Praxis sehr variabel abhängig von baumart-spezifischen Umtriebszeiten, Naturschutzziele und Wüchsigkeit der Standorte.
- Nutzungsphase: nach ca. 10-20 Jahren regelmäßige Nutzung mit den angenommenen jährlichen Produktionsleistungen.

Die Ableitung der Potenziale für die Bereitstellung von Biomasse auf Waldflächen ist in Tabelle 4.11 zusammengestellt. Als gesamte Waldfläche wurde die im „Stoffstromprojekt“ [Biomasse-ZIP 2004] abgeleitete Zahl von 10,5 Millionen ha zugrunde gelegt. Bei den Anforderungen zum überregionalen Biotopverbundes gem. § 3 BNatSchG wurde wie schon für die Ackerflächen berücksichtigt, dass Verkehrs- und Siedlungsflächen sowie Sonderflächen nicht für den Biotopverbund geeignet sind; für den Restbedarf zum Biotopverbund wird unterstellt, dass er zu gleichen Anteilen auf Acker, Grünland und Wald umgesetzt wird.

Bei der Berechnung der Potenziale wird davon ausgegangen, dass in der Neubegründungsphase kein signifikanter Mehrertrag für die Bioenergienutzung anfällt, weil die Nutzung von Durchforstungs- und Restholz in den Szenarien bereits zugrunde gelegt wurde und der Zuwachs an Stammholz stofflich genutzt wird. Im Gegensatz dazu wird für die Nutzung des Holzes aus Waldsaumpflege angenommen, dass der Umbau im Zeitraum bis einschließlich 2020 erfolgt und in diesen Jahrzehnten einen Mehrertrag erbringt. Dieser wird zu 4 t/ha/Jahr bei 18 MJ/kg Heizwert festgelegt.

Tabelle 4.11: Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung auf derzeitigen Wald- und Offenlandflächen

Kriterium	Annahmen/Festlegungen für Flächenrestriktion	Flächen (ha)	Festlegungen für die Biomassebereitstellung	Flächen für die Biomassebereitstellung (ha)
Anforderungen des überregionalen Biotopverbundes gem. §3 BNatSchG	Derzeit umgesetzt: ca. 5-6 % der Landesfläche ([Riecken 2003]) → Defizit der Landesfläche: ca. 5% Hiervon anteilig Waldflächen: 6 %	630.000	Biomassenutzung (Durchforstungsholz) im Bereich der Waldsäume möglich (5 % der Fläche)	Ist bereits bei der Ableitung vom Umweltszenario in [Biomasse-ZIP 2004] berücksichtigt
Waldsaumnutzung	5 % der Waldfläche	530.000	Biomassenutzung (Durchforstungsholz) im Bereich der Waldsäume	530.000
Flächen ohne naturschutzspezifische Restriktion		9.900.000	Festlegung: auf ca. 5% der Fläche ohne naturschutzspezifische Restriktion Etablierung historischer Waldnutzungsformen (z. B. Mittelwald)	500.000
Offenlandflächen	Gesamtfläche	500.000	Biomassenutzung aus Rückschnitt von Gebüsch auf Offenlandstandorten und Heiden sowie von mehrjährigen Gräsern aus Feuchtfleichen	500.000

4.2.2.5 Biomassepotenziale durch Offenlandpflege

Unter „Schnittgut Offenland“ wird Biomasse zusammengefasst, die im Zuge der aus Naturschutzgründen durchgeführten Offenlandpflege anfällt. Insbesondere handelt es sich um die Pflege der folgenden Biotoptypen bzw. Biotopkomplexe (Nomenklatur gem. Riecken et al. 1994):

- Großseggenriede
- Röhrichte
- Zwergstrauchheiden
- Hoch- und Übergangsmoore (teilweise)
- Feuchtgrünland (teilweise)
- Trockenrasen (teilweise)

Häufig handelt es sich bei den Flächen trockener Standorte (Heiden und Trockenrasen) um Bestände, die aufgrund fehlender Mittel derzeit bereits in ein fortgeschrittenes Sukzessionsstadium eingetreten sind. In diesen Fällen wird auf den Flächen holzartige Biomasse gewonnen. In den übrigen Fällen wird auf den Flächen halmgutartige Biomasse gewonnen.

Die Flächen für die Gewinnung von Schnittgut aus der Offenlandpflege gehen in die Flächenpotenziale für die Biomassebereitstellung ein als Flächen für die Bereitstellung von holzartiger Biomasse und Grünschnitt. Bei der Ermittlung der Flächenpotenziale für die Bereitstellung von Schnittgut aus der Offenlandpflege wird von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Biomassepotenziale ergeben sich im wesentlichen aus dem Rückschnitt von Gebüsch bei der Pflege von Offenlandstandorten und Heiden, sowie aus dem Schnitt mehrjähriger Gräser (Röhrichte) aus Feuchtflächen,
- das Material, das auf diesem Wege gewonnen wird, ist vergleichsweise inhomogen und unter derzeitigen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen nicht nutzbar. Eine energetische Nutzung ist jedoch aus Naturschutzsicht erwünscht, da das aus der Offenlandpflege stammende Material nicht auf den Flächen verbleiben soll und durch eine energetische Nutzung ein Deckungsbeitrag für die Pflegemaßnahmen erwartet wird.
- Die Ermittlung der Flächenpotenziale für Schnittgut aus der Offenlandpflege erfolgt GIS-basiert am Beispiel der landesweiten Biotoptypenkartierung Brandenburgs.

Deutschlandweit wird von ca. 500.000 ha Flächenpotenzial für das Offenlandschnittgut ausgegangen. Die Angaben leiten sich aus der GIS-Analyse der flächendeckenden Biotoptypenkartierung Brandenburgs ab. Die Flächen für das Schnittgut Offenland werden auf der Grundlage von Biotoptypen abgeleitet. Hierbei werden solche Flächen berücksichtigt, die in der Regel nicht als Dauergrünlandflächen genutzt werden, aus Naturschutzgründen aber dennoch offen gehalten werden sollen. Hierzu zählen Moore und Heiden sowie teilweise Grünlandstandorte, die aufgrund geringer Erträge sukzessive aus der Nutzung fallen. Hierzu zählen Moore und Heiden sowie teilweise extrem nasse oder trockene Standorte.

Die berücksichtigten Flächen sind in Abbildung 4.7 am Beispiel Brandenburgs dargestellt. Es handelt sich in der Regel um Flächen geringer Flächengröße. Die Gesamtflächengröße in Brandenburg im Verhältnis zum Dauergrünland ist Abbildung 4.8 zu entnehmen.

Um zu einer ersten Aussage für ganz Deutschland zu kommen, wird hier trotz der beschriebenen methodischen Schwierigkeiten die für das Land Brandenburg ermittelte theoretisch nutzbare Flächengröße von ca. 45.000 ha auf die Gesamtfläche Deutschlands hochgerechnet. Es ergibt sich eine Fläche von 532.000 ha. Als theoretisch nutzbar werden 500.000 ha festgelegt.

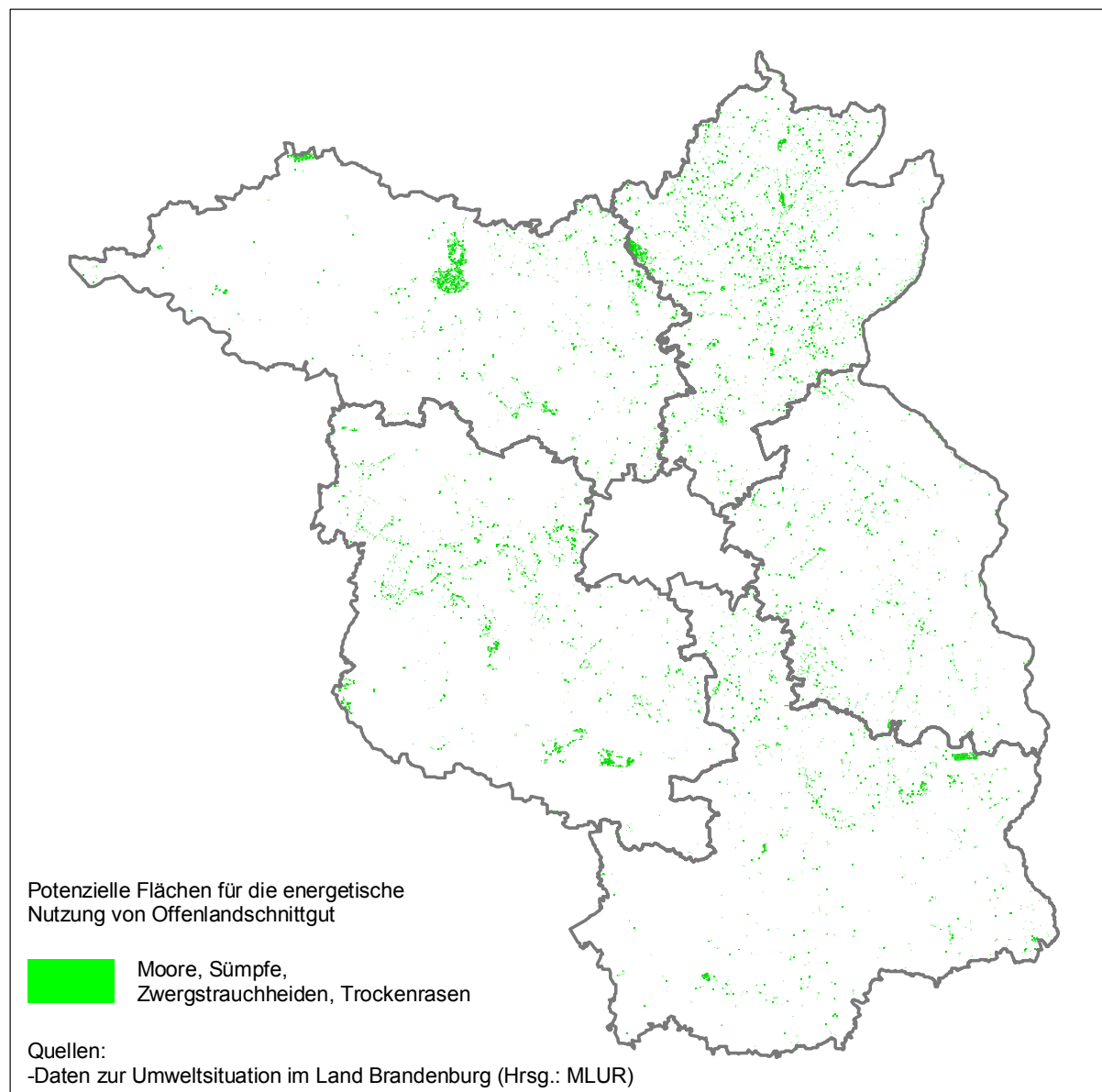


Abbildung 4.7: Ergebnis der orientierenden GIS-Analyse zur theoretisch nutzbaren Fläche für die Nutzung von Offenlandschnittgut in Brandenburg

Über Flächenerträge oder Heizwerte liegen derzeit keine exakten Informationen vor. Daher werden für die Ermittlung der energetischen Potenziale die Werte für Landschaftspflegegut von [Hartmann u. Kaltschmitt 2002] übernommen.

Hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung der Nutzung der Biomasseerträge wird eine vollständige Umsetzung der Nutzung auf 500.000 ha Fläche bis 2010 angesetzt, die bis 2050 fortgeschrieben wird.

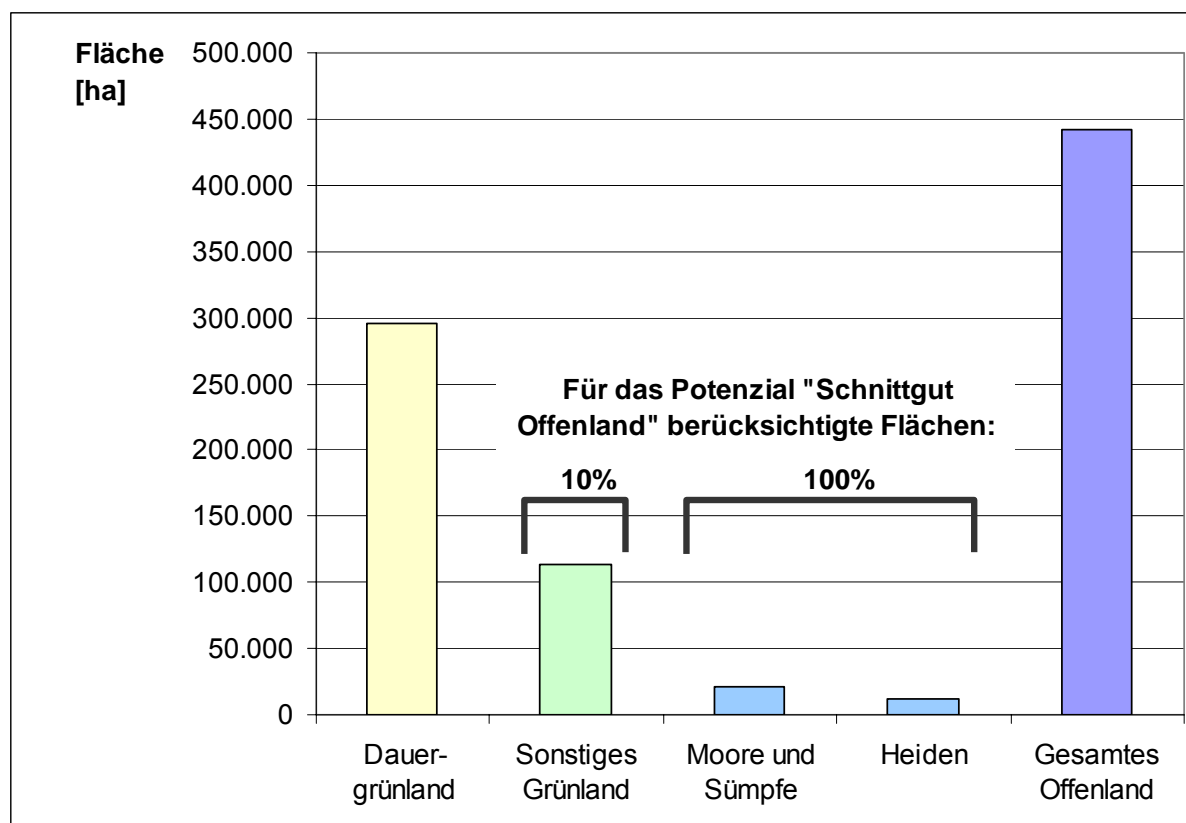


Abbildung 4.8: Theoretische Flächenpotenziale für Schnittgut Offenland in Brandenburg

4.2.2.6 Zusammenfassung der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen für die Biomasse

Tabelle 4.12 listet alle in den vorstehenden Kapiteln 4.2.2.2 bis 4.2.2.5 abgeleiteten Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen auf. Bis auf die Anbaubiomasse, bei der die energetischen Potenziale von den angebauten Energiepflanzen abhängen, werden die Biomassepotenziale in Energieeinheiten angegeben.

4.2.3 Zusammenführung der Biomassepotenziale (Basis und NaturschutzPlus)

In den Kapiteln 4.2.1 und 4.2.2 sind die maximalen Potenziale (Basis-Potenziale) bzw. die Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen sowie wichtiger Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung („NaturschutzPlus“-Potenziale) für die energetische Nutzung von Biomasse für den Zeitraum 2000 bis 2050 abgeleitet worden. Abbildung 4.9 zeigt beispielhaft für die Jahre 2000 und 2050, wie sich die Biomassepotenziale im Einzelnen jeweils darstellen, und Abbildung 4.10 zeigt den Gesamtverlauf von 2000 bis 2050. Bei den Darstellungen wurden die Potenziale durch Anbaubiomasse nicht einbezogen, denn diese hängen von den Annahmen zur Flächenbelegung ab und werden in Kap. 5 im Rahmen verschiedener Szenarien diskutiert. Der Hauptunterschied ergibt sich durch die Einbeziehung des „zusätzlich erschließbaren Waldholzes“ beim maximalen Potenzial.

Tabelle 4.12: Potenziale der einzelnen Biomassefraktionen unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen über den Betrachtungszeitraum

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]	[PJ/a]
Festbrennstoffe						
Stroh	59	52	54	51	53	53
Wald- und Schwachholz	149	149	153	158	164	171
Zusätzl. erschließbares Waldholz						
Mittelwald			4	11	11	11
Waldsaumentwicklung		11	11			
Landschaftspflegegut iwS						
Offenland	22	22	22	22	22	22
Industrierestholz	55	55	55	55	55	55
Holz im Hausmüll	20	21	20	20	20	20
Altholz	69	69	69	69	69	69
Klärschlamm	10	16	18	19	20	21
Zoomasse	15	14	14	14	14	14
Grünschnitt: Kompensationsflächen		5	8	8	8	8
Biotopverbund-Acker		18	18	18	18	18
Extensives Grünland		6	12	27	27	27
Energiepflanzen-Erosionsflächen		94	94	94	94	94
Zwischensumme	399	532	551	564	573	581
Biogas						
Tierische Exkremente und Einstreu	88	87	88	87	88	88
Ernterückstände der Landwirtschaft	9	9	9	8	8	8
Abfälle aus Gewerbe und Industrie	6	6	6	6	6	6
Organ. Siedlungsabfälle	12	16	18	19	20	21
Klärgas	7	16	20	20	20	20
Deponiegas	22	11	4	1		
Zwischensumme	144	145	145	141	142	143
Gesamtsumme (ohne Energiepflanzen)	543	677	696	705	715	724
		[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]	[Mio. ha]
Energiepflanzen (Anbaufläche)		0,15	1,1	2,0	3,1	4,2

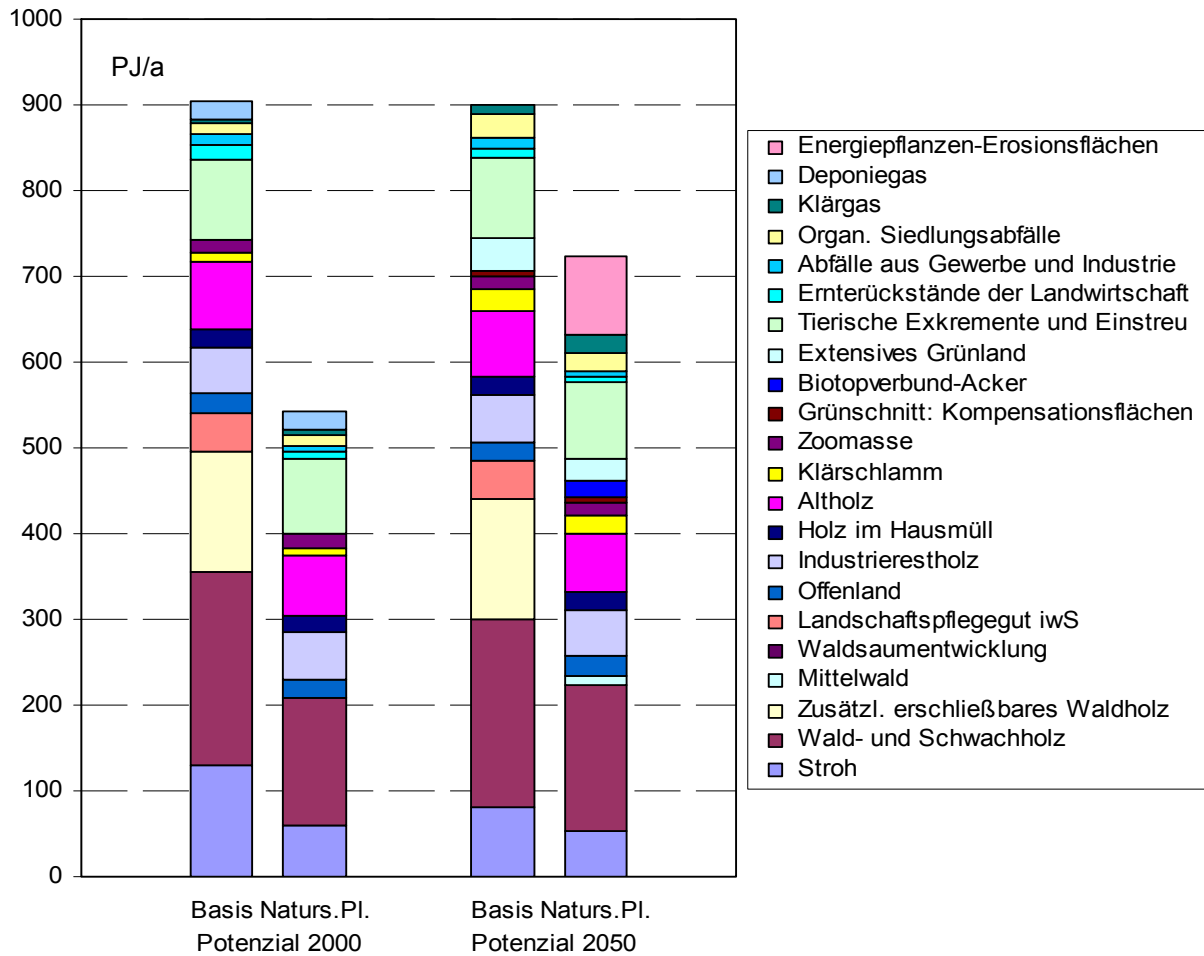


Abbildung 4.9: Biomassepotenziale „Basis“ und „NaturschutzPlus“ 2000 und 2050 nach Einzelkategorien (ohne Energiepflanzen von Anbauflächen).

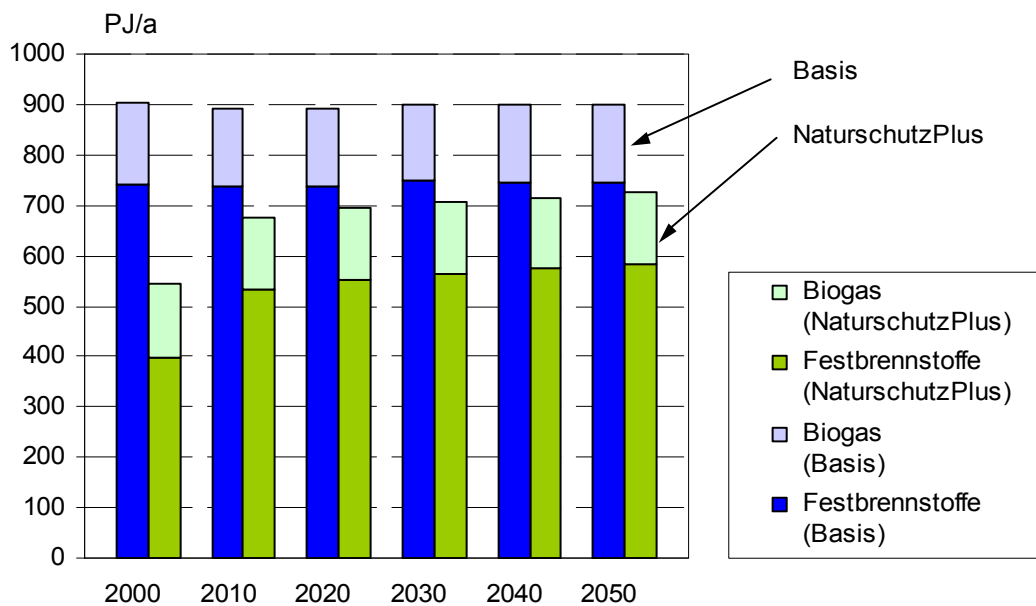


Abbildung 4.10: Biomassepotenziale „Basis“ und „NaturschutzPlus“ im Gesamtverlauf von 2000 bis 2050 (ohne Energiepflanzen von Anbauflächen).

Die Abbildungen ermöglichen einen Vergleich der verschiedenen Naturschutzbelange untereinander hinsichtlich ihrer jeweiligen Auswirkungen auf die beiden betrachteten Potenzialszenarien. Eine weitergehende Interpretation in Hinblick auf diese Potenziale ist anhand der Abbildungen nicht möglich. Denn es sei hier noch einmal angeführt, dass einige der aus Naturschutzsicht abgeleiteten Potenziale auch für die maximalen Potenziale übernommen wurden, wenn sich zusätzliche Biomassepotenziale aus Flächennutzungsänderungen, die aus Naturschutzsicht wünschenswert wären, ergaben.

Für die Genauigkeit der Zahlen gilt Folgendes: Die Unsicherheit der Absolutwerte der Gesamtergebnisse (beim Basispotenzial also ca. 900 PJ/a) dürfte bei etwa +/- 100 PJ/a liegen. Sie ist zum einen dadurch bedingt, dass einige der Literatur entnommenen Potenziale dort Bandbreiten aufweisen und hier mit dem Mittelwert angesetzt wurden. Zum Zweiten gibt es für einige der potenziell nutzbaren Biomassen, insbesondere beim Grünschnitt, zwei Nutzungsmöglichkeiten mit jeweils deutlich unterschiedlichen energetischen Ausbeuten: Direktverbrennung oder Biogasgewinnung. Da im zeitlichen Verlauf alle Biomassefraktionen in gleichem Maß davon betroffen sind, ist die Aussagekraft für den Verlauf 2000-2050 – im Rahmen der festgelegten Rahmenbedingungen und getroffenen Annahmen – davon unberührt. Bei der Diskussion der Szenarien aller regenerativer Energieträger (s. Kap. 5 ff.) wird sich zeigen, dass die hier abgeleiteten Absolutwerte für die im Rahmen dieser Untersuchung notwendige Genauigkeit ausreichen.

Aus Naturschutzsicht kann folgendes festgehalten werden:

- Durch die aus Naturschutzsicht und verschiedene Nachhaltigkeitsziele wünschenswerten Flächennutzungsänderungen ergeben sich diverse Restriktionen, so dass nennenswerte Ackerlandflächen (2,4 Mio. Hektar in 2010 bzw. 1,9 Mio. Hektar in 2050, jeweils ohne Energiepflanzen auf erosionsgefährdeten Standorten) weniger für einen landwirtschaftlichen Nichtnahrungsmittelanbau und damit auch nicht für Energiepflanzen gegenüber einem „Totalausbau“ zur Verfügung stünden (siehe die Tabellen 4.2 und 4.12).
- Andererseits ergeben sich durchaus beachtliche Potenziale aus Naturschutzflächen iWS, denn auf dem größten Teil der dem Naturschutz zugeführten Flächen kann Biomasse produziert werden. Dazu zählen Biomassen aus der Pflege der Waldsäume, des Offenlands, der Kompensationsflächen und des Biotopverbunds wie auch durch den Mittel- bzw. Niederwald (siehe Abbildung 4.11), die sich insgesamt zu ca. 60 PJ jährlich aufsummieren.

In Abbildung 4.12 sind die gesamten Potenziale dargestellt, die sich durch die Berücksichtigung von Naturschutzaspekten ergeben: das sind sowohl die diversen Biomassen aus der naturschutzbedingten Pflege der verschiedenen Flächen, die in Abbildung 4.11 dargestellt sind, als auch die Energiepflanzen, die sich auf den erosionsgefährdeten Standorten anbauen lassen. Durch die Berücksichtigung aller Naturschutzaspekte, einschließlich der des Boden- und Gewässerschutzes, ergeben sich somit immerhin ca. 150 PJ pro Jahr, die bisher bei der Ableitung von technischen oder maximalen Potenzialen in der Literatur nicht berücksichtigt wurden. Dieses Potenzial entspricht größenordnungsmäßig beispielsweise dem gesamten Biogaspotenzial aus allen Biomassen oder dem gesamten Energiepotenzial aus allen Restholzfraktionen (Industrierestholz, Altholz und Holz im Hausmüll) und stellt somit ein bisher noch nicht beachtetes enormes Bioenergiepotenzial dar.

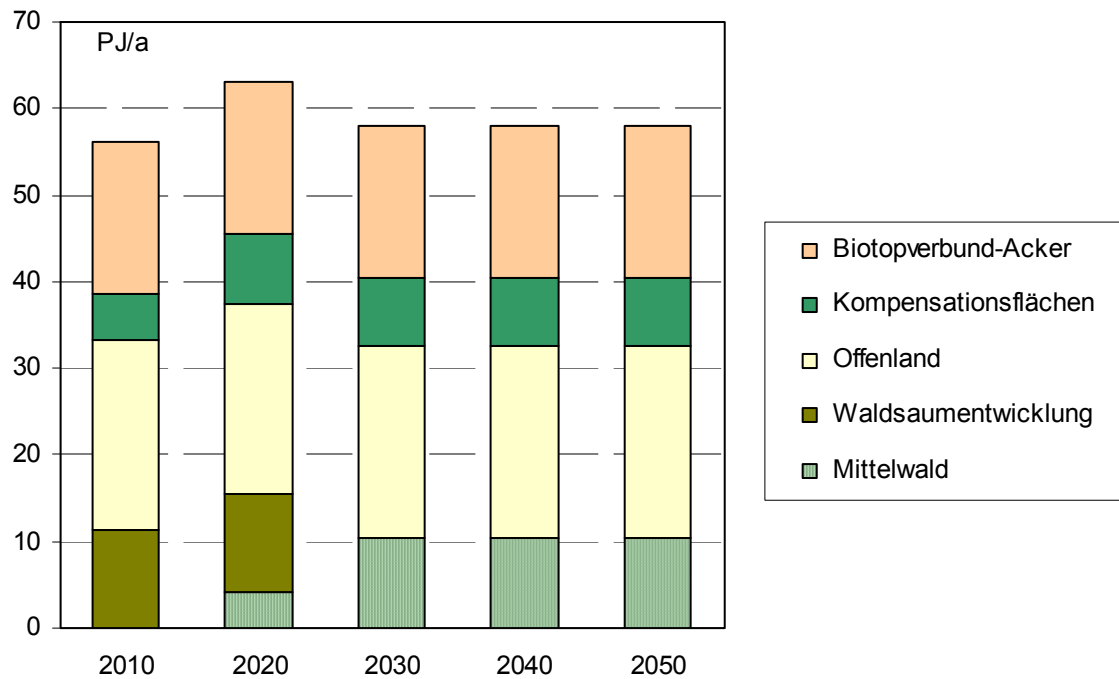


Abbildung 4.11: Zusätzliche Biomassepotenziale durch Biomasseabfuhr von aus Naturschutzsicht wünschenswerten Flächen

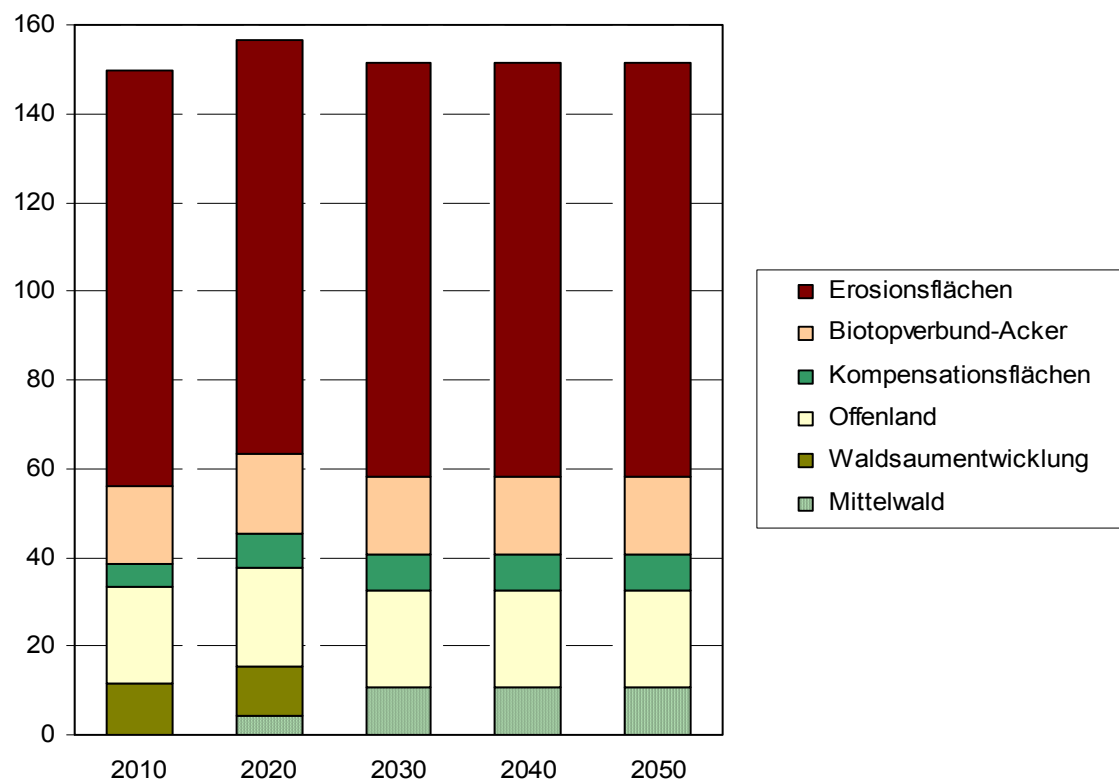


Abbildung 4.12: Zusätzliche Biomassepotenziale durch Biomasseabfuhr von aus Naturschutzsicht wünschenswerten Flächen, inklusive der Biomasse vom Anbau mehrjähriger Pflanzen auf Erosionsflächen

Abschließend bleibt hierzu noch festzuhalten, dass der gewählte Weg zur Bestimmung der Potenziale unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen, eine Kombination aus GIS-Analysen und Experteneinschätzungen, gangbar ist. Aber nicht in allen Fällen konnten unter den Randbedingungen dieses Projektes die Daten feingenu bestimmt bzw. abgeleitet werden. Dadurch sind einige der hier erstmalig abgeleiteten Potenziale mit bestimmten Unsicherheiten behaftet. Die Größenordnung dürfte jedoch in allen Fällen getroffen sein. Aber beispielsweise könnte bei der „Expertenabschätzung“ bei der Offenlandpflege für Gesamtdeutschland auf der Basis von GIS-Analysen für zwei Bundesländer die Unsicherheit bis zu einem Faktor betragen. Analoges gilt zum Teil auch für die anderen Bereiche. Wir schätzen, dass das oben mit ca. 150 PJ ausgewiesene Gesamtpotenzial (s. Abbildung 4.12) mindestens 100 PJ jährlich beträgt, andererseits durchaus auch zwischen 200 und 300 PJ pro Jahr liegen könnte.

Bei der Diskussion um die Szenarien, die in Kap. 5 für den Energiepflanzenanbau berechnet werden, wird sich zeigen, dass die hier abgeleiteten Daten für die im Rahmen dieser Untersuchung notwendige Genauigkeit ausreichen. Für weitergehende Interpretationen oder bestimmte Anwendungen müsste das Instrumentarium jedoch noch detaillierter angewendet werden.

4.3 Wasserkraftnutzung und Naturschutz

Um den Themenkomplex Wasserkraft und Naturschutz bei der Entwicklung von Langfristszenarien einordnen zu können, wurde im Rahmen des Projekts im April 2002 eine Expertenanhörung „Wasserkraft und Naturschutz“ durchgeführt, an der Fachleute aus verschiedenen Akteursgruppen (Wissenschaft, Kraftwerksbetreiber, Naturschutz) teilnahmen. Die wichtigsten Ergebnisse der Anhörung sind in den folgenden Abschnitten zusammengefasst.

Der Beitrag der Wasserkraftnutzung zur Minderung von Treibhausgasemissionen wurde in vielen Ökobilanzstudien bestätigt (siehe auch Kapitel 3). Diesem Beitrag zum Klimaschutz stehen zum Teil negative Wechselwirkungen mit lokalen Ökosystemen gegenüber, die eine sorgfältige Abwägung mit den Vorteilen durch Emissionsreduktionen erforderlich machen. Verschiedene Arbeitsgruppen auf nationaler und internationaler Ebene versuchen zurzeit, wissenschaftliche Kriterien für eine solche Abwägung zusammenzustellen. Es hat sich gezeigt, dass neben der wissenschaftlichen Relevanz eine Abstimmung mit gesellschaftlichen Interessengruppen für eine Akzeptanz der Kriterien unbedingt notwendig ist.

Aus ökologischer Sicht wird eine Einteilung von Wasserkraftwerken nach Größenklassen als nicht sinnvoll angesehen. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass die „kleine“ oder „große“ Wasserkraft per se zu einer ökologisch verträglicheren Form der Wasserkraftnutzung führt. Stattdessen sind bei der ökologischen Bewertung vor allem standortspezifische Bedingungen zu berücksichtigen. Gesetzliche Vorgaben sollten dementsprechend den Genehmigungsbehörden ausreichend Spielraum lassen, um in jedem Einzelfall die jeweiligen individuellen Standortbedingungen berücksichtigen zu können.

4.3.1 Ökologische Anforderungen

Die von einer Wasserkraftanlage ausgehenden Auswirkungen auf die Fließgewässer sind stark von den lokalen Gegebenheiten und der eingesetzten Technologie abhängig. Durch ökologische Mindestanforderungen und Maßnahmen der Eingriffsminimierung können auftretende Probleme entschärft, wenn auch nicht völlig ausgeglichen werden. Von den Teilnehmern der Expertenanhörung wurden in weitgehender Übereinstimmung die folgenden ökologischen Anforderungen an eine Wasserkraftanlage genannt:

- Gewährleistung der Durchgängigkeit für den Auf- und Abstieg sowohl für Fische als auch für wirbellose Tiere

- Gewährleistung (möglichst baulich garantiert) eines ökologischen Mindestwasserabflusses. Die notwendige Mindestwassermenge wird allerdings kontrovers diskutiert. Über die Empfehlungen der Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) zu Mindestabflüssen in Ausleitungsstrecken gab es in der Expertenrunde keinen allgemeinen Konsens, es wird vor allem auf individuelle Standortbedingungen hingewiesen.
- Vermeidung fischereilicher Schäden durch Turbinen,
- kein Schwellbetrieb,
- keine Beeinträchtigung des Grundwasserspiegels und der Auen.

Vom Umweltbundesamt wurden zusätzlich die folgenden Kriterien zur Gewährleistung des „guten ökologischen Zustands“ des Gewässers genannt [Irmer 2002]:

- passierbare Wehre ab einer Fallhöhe von 30 cm,
- Rückstau insgesamt kleiner als 50% der gesamten Gewässerlinie,
- Änderung der Linienführung auf weniger als 70% der Gewässerlinie,
- Verhältnis Tiefe/Breite $< \frac{1}{4}$

Von den Vertretern des Bundesverbands Deutscher Wasserkraftwerke wurden diese Anforderungen jedoch aus ökonomischen, aber auch aus ökologischen Gründen in Frage gestellt.

Es gibt verschiedene technische Möglichkeiten (z.B. Fischauf-/abstiegshilfen, Abführung von Treibgut, etc.), mit denen die negativen Auswirkungen einer Wasserkraftanlage deutlich gemindert werden können. Für Fischabstiegshilfen besteht noch weiterer Entwicklungsbedarf. Der Einsatz von Feinstrechen wird bei Kleinkraftwerken teilweise als problematisch angesehen und scheidet als Möglichkeit für große Wasserkraftwerke wegen des großen Wasser- und Geschwemmseldurchsatzes aus. Die verfügbaren technischen Hilfsmittel sollten bei Neubauten und Modernisierung eingesetzt werden. Der Betrieb einer Wasserkraftanlage bleibt jedoch immer mit Eingriffen in das Gewässer verbunden, auch durch technische Hilfsmittel lässt sich ein naturnaher Zustand nicht wiederherstellen.

In der Expertenrunde bestand ein weitgehender Konsens darüber, dass die in Deutschland noch verbleibenden ungenutzten bzw. weitgehend naturnahen Gewässer, deren Anteil auf ca. 10% der Fließgewässer geschätzt wird, für einen Neubau von Wasserkraftanlagen nicht in Frage kommen sollten. Der Eigenwert eines unberührten Gewässers wird anerkannt. Es sollte allerdings nicht vergessen werden, dass es neben der Wasserkraftnutzung auch durch Schifffahrt, Urbanisierung, Landwirtschaft, Wasserversorgung und Hochwasserschutz zu zum Teil erheblichen Eingriffen in Fließgewässer kommt. Die an die Wasserkraftnutzung gestellten ökologischen Anforderungen müssen daher in einem sinnvollen Verhältnis zu den sonstigen Eingriffen stehen. Ein Kraftwerksneubau bzw. eine Modernisierung/Reaktivierung sollte immer mit einer ökologischen Aufwertung der Fließgewässer verbunden werden.

4.3.2 Potenziale für einen ökologischen Ausbau der Wasserkraft in Deutschland

Die Wasserkraft trägt mit rund 20 TWh/a (2003) heute noch knapp den größten Anteil zur regenerativen Stromerzeugung in Deutschland bei. In den traditionellen Wasserkraft-Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg liegt der Anteil der Wasserkraft an der regenerativen Stromerzeugung bei 98 % bzw. 95 %. Obwohl die existierenden Wasserkraftpotenziale noch nicht vollständig ausgenutzt werden, ist ein weiterer Ausbau nur begrenzt möglich. Das technische Potenzial der Wasserkraftnutzung in Deutschland wird zwar vom Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke mit bis zu 40 TWh/a angegeben [Lüttke 2002], das unter ökologischen Auflagen nutzbare Potenzial wird jedoch allgemein als deutlich geringer eingeschätzt. Berechnungen des Instituts für Wasserbau der Universität Stuttgart, die auf einer detaillierten Habitatmodellierung für ausgewählte Gewässer basieren und verschiedene ökologische Restriktionen (u. a. keine Nutzung naturbelassener Gewässer, keine Nutzung in Schutzgebieten, etc.) berücksichtigen, kommen zu einem noch möglichen Zuwachs der Wasserkraftnutzung in Deutschland von 15 bis 20 %, dies entspricht einer zusätzlichen Stromerzeugung von 3 bis 5 TWh/a. Dabei kann der größte Beitrag durch die Modernisie-

rung von großen Wasserkraftwerken erschlossen werden. Es wird davon ausgegangen, dass ökologische Auflagen das Potenzial für kleine Wasserkraftanlagen überproportional einschränken.

Prinzipiell sollte eine Modernisierung oder Reaktivierung immer mit einer Verbesserung der ökologischen Situation des Fließgewässers einhergehen (allerdings ist eine Modernisierung nicht automatisch mit einer Verbesserung verbunden). Punktuell können auch Neubauten in Flussabschnitten mit bereits bestehenden Eingriffen zu einer Verbesserung der ökologischen Situation beitragen. In der Regel sind gerade die Flüsse, die durch die große Wasserkraft genutzt werden, durch verschiedene andere Eingriffe bereits erheblich vorbelastet und damit in einem schlechteren ökologischen Zustand als kleinere Fließgewässer. Durch die Modernisierung bzw. den Ausbau großer Wasserkraftwerke besteht oft die Möglichkeit einer ökologischen Verbesserung, z. B. durch die Schaffung von Auwäldern über eine künstlich gesteuerte, an die natürlichen Verhältnisse angelehnten Abflusssdynamik oder die Wiederherstellung der Durchgängigkeit. So kam zum Beispiel die Umweltverträglichkeitsprüfung für den geplanten Ausbau des Kraftwerks Rheinfelden zu dem Ergebnis, dass durch die neue Anlage der ökologische Zustand des Gewässers verbessert wird. Wie eine detaillierte gewässerökologische Untersuchung zeigt [Kerle et al. 2003], ist bei entsprechenden Schutz- und Ausgleichsmaßnahmen aber auch der Betrieb einer Kleinwasserkraftanlage mit moderaten ökologischen Veränderungen oder gar einer teilweisen Verbesserung der Gewässersituation möglich.

Tendenziell ist davon auszugehen, dass für kleine Anlagen die Aufwendungen zur Einhaltung ökologischer Mindestanforderungen mit anteilmäßig höheren Kosten als bei großen Anlagen verbunden sind (dies ist allerdings im Einzelfall von den lokalen Gegebenheiten abhängig). Dies wirkt sich auf die Wirtschaftlichkeit kleiner Anlagen aus, die häufig schon durch höhere Stromerzeugungskosten gekennzeichnet ist. Allerdings können gerade ökologisch optimierte kleine Wasserkraftanlagen eine wichtige Rolle als Imageträger für Ökostromangebote spielen.

5 Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung von Landschafts- und Naturschutzbelangen

Die rein technischen Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien werden nicht nur aus strukturellen Gründen (z. B. Konkurrenz um verfügbare Flächen, Abnehmerrestriktionen wie ungünstige Nachfragestrukturen oder zu aufwändige Wärmeversorgungen u. ä.) eingeschränkt, sondern auch durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes. Als Ausgangsbasis für die Szenarienanalyse wird in den folgenden Abschnitten unter Berücksichtigung der Vorgaben aus den Kapiteln 2 (technisch-strukturelle Potenziale) und 4 (naturschutzfachliche Restriktionen) ein Mengengerüst für die Nutzungspotenziale erneuerbarer Energie entwickelt. Dabei werden zwei unterschiedliche Potenzial-Varianten definiert: Die Variante „Basis“ zeigt ein technisch-strukturell nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien auf, das bereits wesentliche Belange des Naturschutzes (z. B. Ausschluss von Windparks in Naturschutzgebieten, Vorgaben des Gewässerschutzes bei der Wasserkraftnutzung u. ä.) berücksichtigt. Aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes kann aber auch dieses Potenzial nicht vollständig genutzt werden, da aufgrund kleinräumiger Bedingungen naturschutzfachliche Anforderungen an einzelnen Standorten nicht erfüllt werden können und diese damit für eine Nutzung erneuerbare Energien nicht zur Verfügung stehen.

Um diese spezifischen Belange des Naturschutzes, die in der Regel während der Genehmigungsphase einzelner Anlagen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung untersucht werden, auch bei der Entwicklung von Szenarien für das gesamte Energiesystem perspektivisch zu berücksichtigen und damit das nutzbare Potenzial erneuerbarer Energien nicht zu überschätzen, wird in der Variante „**NaturschutzPlus**“ ein aus naturschutzfachlichen Gründen zusätzlich reduziertes Potenzial abgeleitet, das langfristig auch unter strengen naturschutzfachlichen Anforderungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Verfügung steht. Relevant sind diese zusätzlichen Restriktionen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes insbesondere für die Nutzung der Biomasse, der Windenergie und – in geringerem Ausmaß – für die Wasserkraft. In Tabelle 5.1 sind die resultierenden Potenzialangaben für die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zusammengefasst.

Diese eher vorsichtige Festlegung von Potenzialen reflektiert auch die Erkenntnis, dass neue Technologien – auch wenn sie wie die erneuerbaren Energien generell eine hohe Wertschätzung genießen – sich in behutsamer und sensibler Weise ausbreiten sollten. Die generell bereits hohe Belastung unserer Lebensräume durch technische Bauwerke ist vielfach mit einem subjektiven Unbehagen gegen weitere Eingriffe verbunden, das sich in erster Linie gegen die „Neuankömmlinge“ wendet, auch wenn diese – objektiv betrachtet – mit geringeren ökologischen Auswirkungen als bereits vorhandene Anlagen verbunden sind. Zur Beibehaltung der hohen Akzeptanz der erneuerbaren Energien sollte daher der Grundsatz gelten, gegebenenfalls auf lokale Potenziale zu verzichten, wenn zu große Konflikte mit deren Ausnutzung verbunden sein sollten. Erleichtert wird diese Vorgehensweise durch die generell sehr großen Potenziale und die Ausweichmöglichkeiten auf erneuerbare Energiearten, die nur sehr wenig durch naturschützerische oder optische Auswirkungen betroffen sind, z. B. die Nutzung der Strahlungsenergie oder der Erdwärme. Ein weiterer wesentlicher Gesichtspunkt in diesem Zusammenhang ist die stärkere Berücksichtigung auch der großräumigen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien. In einer sich immer stärkern vernetzenden Welt – auch hinsichtlich der Energieversorgung – ist es vielfach zweckmäßiger (und oft auch kostengünstiger), weiter entfernte Potenziale erneuerbarer Energien mit hoher Ergiebigkeit zu berücksichtigen (d. h. in bestehende oder sich weiterentwickelnde Versorgungsstrukturen einzubinden), als lokale Potenziale bis an die Grenzen ihrer Möglichkeiten auszunutzen. Die sich daraus ergebenden „Abhängigkeiten“ dürften infolge der damit verknüpften wirtschaftlichen Wechselwirkungen eher positive Wirkungen haben. Außerdem ist eine weltweit starke Verbreitung erneuerbarer Energien ein wünschenswerter Effekt, der nicht – wie bei einigen anderen Technologien – durch Missbrauchsmöglichkeiten konterkariert werden kann.

5.1 Wasserkraftnutzung

Auch wenn das rein technische Potenzial der Wasserkraftnutzung in Deutschland mit bis zu 40 TWh/a angegeben wird, schätzen verschiedene Studien das auch unter ökologischen Vorbehalten heute noch verfügbare technisch-strukturelle Ausbaupotenzial übereinstimmend auf 3 bis 5 TWh/a (siehe Kapitel 2.2.3). Unter Berücksichtigung der heutigen Stromerzeugung aus Wasserkraft von rund 20 TWh/a liegt damit in der Basis-Variante das nutzbare Potenzial bei 25 TWh/a.

Wird dagegen der Neubau von Wasserkraftanlagen an den heute noch weitgehend naturbelassenen Flüssen vollständig ausgeschlossen, so verkleinert sich das Ausbaupotenzial um etwa 1 TWh/a, das Potenzial liegt also bei insgesamt 24 TWh/a. Im Vergleich mit dem gesamten Potenzial erneuerbarer Energien in Deutschland ist diese Einschränkung des Nutzungspotenzials sehr klein. Es ist allerdings davon auszugehen, dass durch diese Restriktion insbesondere der Neubau von Kleinwasserkraftanlagen betroffen ist, da größere naturbelassene Flüsse in Deutschland nicht mehr anzutreffen sind.

5.2 Windenergienutzung

5.2.1 Windenergienutzung an Land

Die in Kapitel 4.1.3.3 dargestellten Ergebnisse der GIS-Analysen machen deutlich, dass das technische Potenzial der Windenergienutzung durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes zwar wie erwartet stark eingeschränkt wird, dass aber andererseits trotz strenger naturschutzfachlicher Anforderungen alleine in den beiden untersuchten Regionen noch ein beträchtliches Potenzial zum Ausbau der Windenergie zur Verfügung steht. Auch wenn aus den Ergebnissen für die beiden Beispielregionen Baden-Württemberg und Niedersachsen nicht direkt Aussagen für ganz Deutschland ableitbar sind, so erscheint die in der DEWI-Studie „Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz“ [Neumann et al. 2002] genannte Obergrenze des Onshore-Abaus von 20.000 bis 25.000 MW installierter Windenergieleistung auch unter Naturschutzrestriktionen als realisierbar. Die DEWI-Studie geht davon aus, dass in Deutschland an Land ab dem Jahr 2012 praktisch keine neuen Standorte mehr erschlossen werden. Da erst nach 1998 Vorranggebiete für Windenergie nach §35 Baugesetzbuch ausgewiesen werden, in denen durch Ersatz der Windturbine nicht automatisch die Baugenehmigung erlischt, ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Standorte, die vor 1998 mit häufig noch kleinen Windenergieanlagen bebaut wurden, zukünftig aufgegeben werden und für ein Repowering nicht mehr zur Verfügung stehen [Molly u. Ender 2002]. Aufgrund der aktuellen Marktentwicklung und der bis heute als Eignungsgebiete ausgewiesenen Flächen geht man inzwischen davon aus, dass der Ausbau der Windenergienutzung an Land eine Größenordnung von bis zu 30.000 MW erreichen kann [Neumann 2004]. Dieses Ausbaupotenzial wird hier für die Variante Basis übernommen. Auch einem solchen Ausbau stehen die diskutierten Naturschutzkriterien nicht als limitierender Faktor gegenüber (vergleiche Abschnitt 4.1.3.2). Die im Rahmen des Repowering auf der verfügbaren Fläche zu installierende Kapazität dürfte wesentlich von der in den Flächennutzungsplänen festgelegten zulässigen maximalen Höhe der Anlagen abhängen.

Die Ergebnisse der detaillierten Analysen für Baden-Württemberg und Niedersachsen deuten darauf hin, dass die Windenergienutzung an Land nicht alleine durch Naturschutzbelange, sondern möglicherweise mehr noch durch Aspekte des Landschaftsschutzes und letztendlich durch die gesellschaftliche Akzeptanz eines weiteren Windenergieausbaus begrenzt wird. Eine belastbare Quantifizierung der daraus resultierenden Einschränkungen ist allerdings mit den zur Verfügung stehenden Verfahren kaum möglich. Bei der zurzeit in vielen Regionen laufenden Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung zeichnet es sich ab, dass die letztendlich für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen deutlich kleiner als die auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen nutzbare

Flächen sind. So kommt zum Beispiel ein Gutachten zum Konfliktpotenzial Windenergie und Naturschutz für Mecklenburg-Vorpommern [ILN 1996] zu dem Ergebnis, dass nach Berücksichtigung von Ausschlussflächen zum Schutz des Landschaftsbildes und zum Schutz der Lebensraumfunktionen etwa 5 % der Landesfläche aus Sicht des Naturschutzes zur Aufstellung von Windenergieanlagen geeignet sind [Karl 2001]. Nach einer Abwägung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten und der Berücksichtigung der Windverhältnisse wurden allerdings in den Regionalen Raumordnungsprogrammen letztendlich nur 0,5 % der Landesfläche als Eignungsgebiete für Windenergieanlagen ausgewiesen. In Schleswig-Holstein liegt der Anteil der Eignungsflächen bei ca. 1 % der Landesfläche, in den Binnenländern ist dieser Anteil deutlich kleiner. In Baden-Württemberg ist die Ausweisung von Vorranggebieten noch nicht flächendeckend abgeschlossen, allerdings liegt der Anteil der ausgewiesenen Vorranggebiete in der Region Stuttgart, zu der auch Teile der Schwäbischen Alb mit günstigen Windverhältnissen gehören, bei knapp 0,1 % der Gesamtfläche [Region Stuttgart 2004].

Um die erhöhte gesellschaftliche Sensibilität gegenüber einem weiteren Ausbau der Windenergienutzung an Land, die zu einem großen Teil auf die Auswirkungen von Windenergieanlagen auf das Landschaftsbild zurückzuführen ist, perspektivisch zu berücksichtigen, wird in der Variante NaturschutzPlus mit einem reduzierten Windenergiepotenzial gerechnet. Ausgehend von den in verschiedenen Regionen Deutschlands bis heute ausgewiesenen Eignungsflächen wird angenommen, dass zukünftig insgesamt rund ein halbes Prozent der Fläche in Deutschland für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen wird, wobei die Anteile in den Küstenregionen größer und im Binnenland deutlich kleiner sind. Je nach Anlagengröße liegt damit das Ausbaupotenzial bei etwa 20.000 bis 25.000 MW. Es handelt sich dabei ausdrücklich um eine „weiche“ Potenzialgrenze, die nicht primär aus naturschutzfachlichen Belangen abgeleitet ist und vor allem auch langfristig die soziale Akzeptanz der Windenergienutzung sicherstellen soll. Es ist dabei durchaus denkbar, dass während der Phase eines eher langsam einsetzenden Ausbaus der Offshore-Windparks diese Grenze für den Ausbau an Land zunächst überschritten wird, um einen kontinuierlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu gewährleisten. Wegen der zunehmend günstigen Offshore Bedingungen würde aber der Ersatz von Altanlagen an Land später zurückgehen, so dass langfristig die installierte Leistung an Land unter 20.000 bis 25.000 MW liegt.

5.2.2 Windenergienutzung auf See (Offshore)

Bei einem verstärkten Ausbau der Windenergienutzung auf See ist eine besondere Berücksichtigung der Belange des Natur-, Umwelt- und Meeresschutzes geboten. Allerdings sind wegen der fehlenden praktischen Erfahrungen bisher die Kenntnisse über mögliche Einflüsse von Offshore-Windparks auf die Meeresökologie noch unvollständig. Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms fördert das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verschiedene Maßnahmen zur ökologischen Begleitforschung für die Windenergienutzung im Offshore-Bereich (siehe Abschnitt 4.1.2). Da aus diesen Arbeiten noch keine konkreten Aussagen zu möglichen Potenzialrestriktionen abgeleitet werden können orientieren wir uns hier an dem Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See [Bundesregierung 2002].

Die Ausweisung von Eignungsgebieten für Offshore-Windkraftanlagen setzt voraus, dass die Belange des Natur- und Umweltschutzes, der Schifffahrt sowie wirtschaftlicher (z. B. Fischerei) sowie militärischer Nutzung hinreichend berücksichtigt werden. Den Belangen des Umwelt- und Naturschutzes wird dadurch Rechnung getragen, dass es grundsätzlich ausgeschlossen ist, Windparks in gemäß § 38 BNatSchG ausgewiesenen Schutzgebieten zu errichten, solange weniger schädliche Alternativen, insbesondere auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausreichend nutzbare Eignungsgebiete, zur Verfügung stehen [Bundesregierung 2000a]. Flächen innerhalb der Important Bird Areas und Gebiete, die den Status eines faktischen Vogelschutzgebietes erfüllen, sind für die Errichtung von Windparks grundsätzlich nicht geeignet.

Da es sich bei der Windenergienutzung auf See um einen großflächigen und langfristigen Eingriff in die Meeresumwelt handelt und die anlagenbezogenen Auswirkungen von Offshore-Windparks mangels praktischer Erfahrung nur mit Unsicherheit prognostiziert werden können, soll zur Wahrung des Vorsorgeprinzips ein stufenweiser Ausbau realisiert werden [Bundesregierung 2000a]. Die Realisierung der jeweils nächsten Stufe setzt ein positives und belastbares Ergebnis hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit voraus.

Nach einem Abgleich verschiedener Nutzungsinteressen sind von der Bundesregierung erste konfliktarme Flächen identifiziert worden, die unter den gegenwärtigen Bedingungen für die Startphase und die erste Ausbauphase als besondere Eignungsgebiete für Offshore-Windparks in Betracht kommen. Es wird davon ausgegangen, dass in einer ersten Ausbauphase bis 2010 eine Kapazität von 2.000 bis 3.000 MW erschlossen werden kann. Bis 2030 erhöht sich die erschließbare Kapazität auf 20.000 bis 25.000 MW, dies entspricht einem möglichen Stromertrag von ca. 70 bis 85 TWh/a [Bundesregierung 2000a]. Wir gehen hier davon aus, dass durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik auf den verfügbaren Flächen langfristig ein Potenzial von bis zu 30.000 MW zur Verfügung steht.

Da bereits heute im Sinne des Vorsorgeprinzips sämtliche Schritte eines zukünftigen Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung dem Stand des Wissens entsprechend sehr kritisch geprüft wird, ist mit einer weiteren Einschränkung der genannten Potenziale aus naturschutzfachlicher Sicht nicht zu rechnen.

5.3 Biomassenutzung

Aus den in Kapitel 4.2.3 dargestellten Flächenpotenzialen und Reststoffmengen werden die energetischen Biomassepotenziale für drei unterschiedliche Teil-Szenarien abgeleitet:

- In einem Szenario A wird das gesamte Biomasseaufkommen zur Erzeugung von Strom und Wärme in stationären Anlagen verwendet. Dabei wird die gesamte für Anbaubiomasse freie Ackerfläche für die Produktion fester Biomasse genutzt. Da sich die Energiebilanzen für die Kurzumtriebsplantage, die Ganzpflanzennutzung oder für mehrjährige Gräser zumindest größenordnungsmäßig kaum voneinander unterscheiden, wird hier beispielhaft die Kurzumtriebsplantage für die Szenarienberechnung zugrunde gelegt. Man erhält für das Potenzial des Jahres 2050 Gesamtwerte von 1920 PJ/a (Basis) bzw. 1440 PJ/a (NaturschutzPlus).
- In Szenario B werden sämtliche Reststoffe (Festbrennstoffe und Biogas) zur stationären Strom- und Wärmeerzeugung verwendet, während die gesamte für Anbaubiomasse zur Verfügung stehende Ackerfläche für den Anbau von Biokraftstoffen genutzt wird. Eine präzise Festlegung auf Anteil bestimmter Kraftstoffe wird dabei nicht vorgenommen. Es wird mit einem mittleren Ertrag von 80 GJ/ha gerechnet. Dieser Wert berücksichtigt einerseits einen gewissen Sockelbetrag an RME (Ertrag 44 GJ/ha), geht aber andererseits davon aus, dass zukünftig der größere Beitrag von synthetischen Biokraftstoffen gestellt werden wird (Erträge ca. 85 - 90 GJ/ha); auch Ethanol in einer hälftigen Aufteilung auf Zuckerrüben und Weizen hat Erträge von 87 GJ/ha.
- In Szenario C wird das gesamte Biomasseaufkommen zur Erzeugung von Kraftstoffen eingesetzt, wobei bei der Verwertung fester Reststoffe ein Wirkungsgrad von 50 % angenommen wurde. Für das Potenzial im Jahr 2050 ergeben sich Gesamtwerte von 1000 PJ/a (Basis) bzw. 740 PJ/a (NaturschutzPlus).

Für alle drei Teil-Szenarien werden die Potenziale für die beiden Varianten Basis und NaturschutzPlus berechnet. Abbildung 5.1 zeigt, dass sich das Potenzial der Reststoffe im Laufe der Zeit nicht wesentlich verändert, während das Potenzial für Anbaubiomasse bis zum Jahr 2050 deutlich steigt (siehe auch Kapitel 4.2.1). Das energiebezogene Potenzial des Anbaus fester Biomasse für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung ist etwa doppelt so groß wie der Anbau von Biokraftstoffen. Zumindest in den nächsten 20 Jahren ist das Potenzial zur

Nutzung organischer Reststoffe – unabhängig von der Berücksichtigung von Naturschutzbelangen – deutlich größer als das Potenzial der Anbaubiomasse.

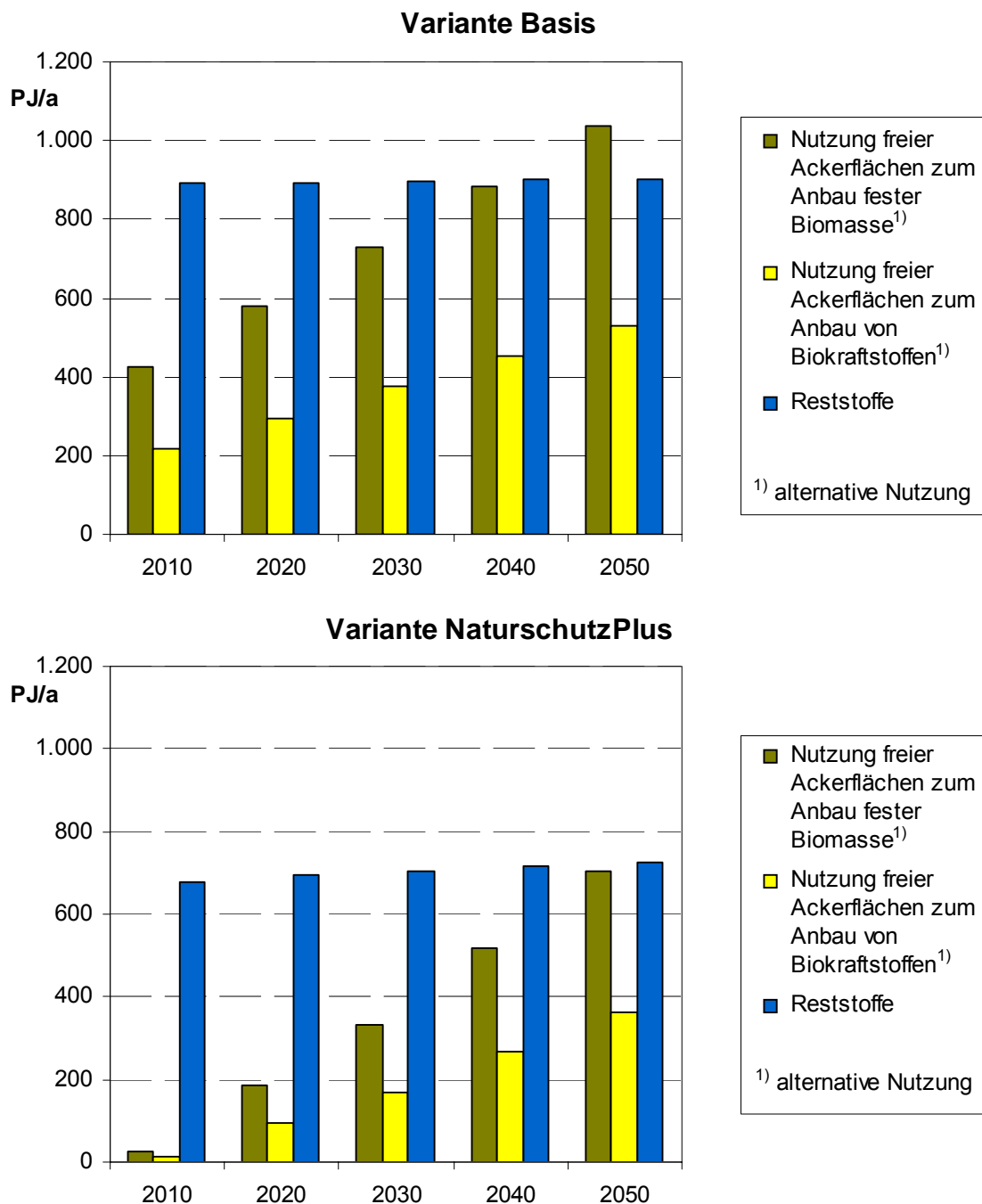


Abbildung 5.1: Zeitliche Entwicklung der Biomassepotenziale unter Berücksichtigung verschiedener Nutzungsoptionen

Abbildung 5.2 zeigt das gesamte verfügbare Biomassepotenzial in den drei Szenarien A, B und C für das Jahr 2050. Dabei wird die Abhängigkeit des Biomassepotenzials vom Verhältnis der stationären Nutzung (Brennstoffe) zu mobiler Nutzung (Kraftstoffe) dargestellt. Jeder Punkt auf den beiden Linien bedeutet eine hundertprozentige Ausschöpfung des Potenzials der beiden Varianten Basis und NaturschutzPlus. Es wird deutlich, dass die Restriktionen in der Variante NaturschutzPlus das Potenzial in allen Fällen um ca. 25 % reduzieren. Die Ex-
Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI 160

tremfälle stellen die Teilszenarien A und C, das Teilszenario B eine mögliche Kombination von Kraft- und Brennstoff dar. In Kapitel 6 werden aus der Sicht struktureller Randbedingungen weitere realistische Ausbaupfade abgeleitet.

Wird das Potenzial für Anbaubiomasse entsprechend der Variante NaturschutzPlus zugrunde gelegt, so zeigt Abbildung 5.3, dass auf der Basis von Anbaubiomasse auf den zur Verfügung stehenden Flächen das EU-Ziel von 5,75 % Biokraftstoffanteil am Kraftstoffmarkt im Jahr 2010 bei Weitem nicht erreicht werden kann. Selbst unter den Bedingungen des maximalen Potenzials („Basis“) wäre dies nur mit Mühen zu erreichen. Damit würde aber weder den diversen Nachhaltigkeitszielen (wie Ausweitung des Ökolandbaus), noch den verschiedenen Naturschutzaspekten Rechnung getragen. Mittel- bis langfristig stehen dann allerdings wesentlich mehr Flächen für Energiepflanzen zur Verfügung. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Alternativen zur Biomassennutzung auf die Struktur der Energieversorgung und der Kosten wird im Gesamtkontext mit den anderen erneuerbaren Energieträgern in Kapitel 6 diskutiert.

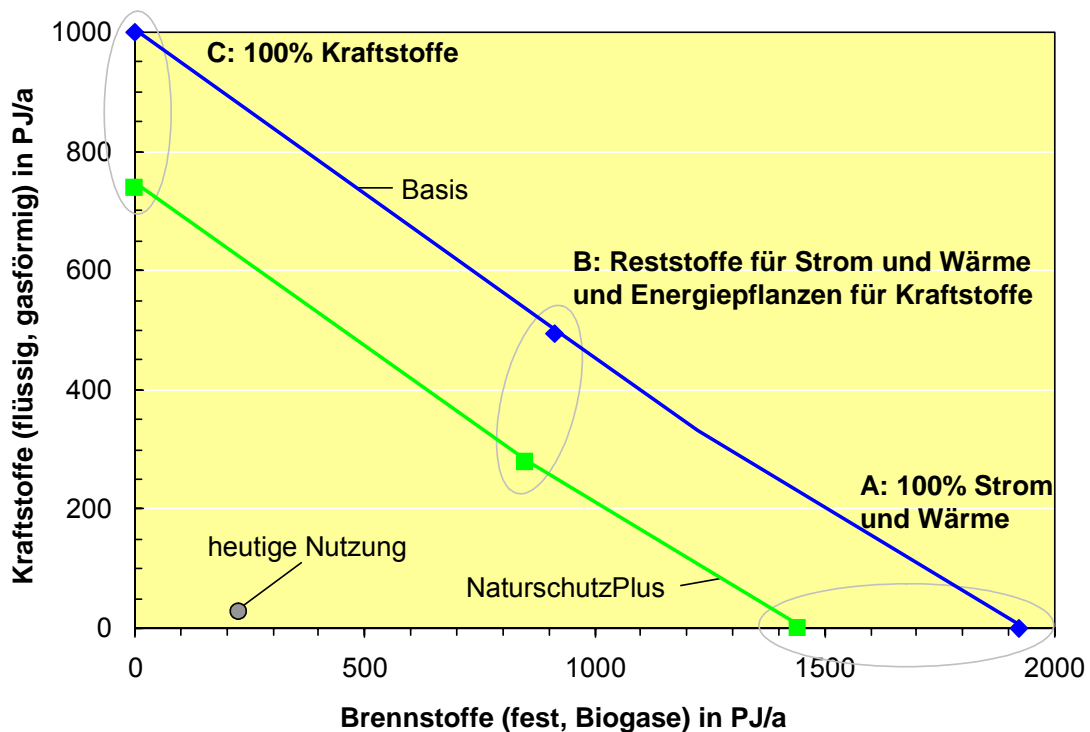


Abbildung 5.2: Potentiale zur Nutzung von Biomasse unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen im Jahr 2050

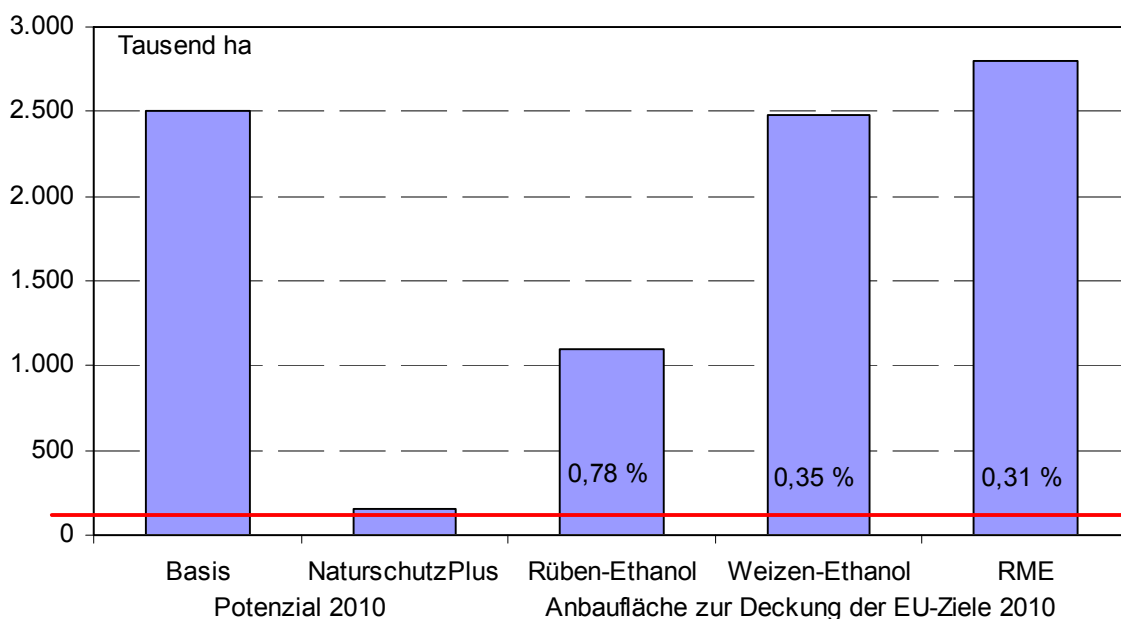


Abbildung 5.3: Erforderliche Flächenbelegung zur Deckung des EU-Ziels von 5,75 % Anteil Biokraftstoffen am Kraftstoffmarkt in 2010 für verschiedene Kraftstoffarten und Vergleich mit den in den Potenzialvarianten vorhandenen Flächen.

5.4 Fotovoltaiknutzung

Der Bau und Betrieb von gebäudeintegrierten Fotovoltaikanlagen ist aus Naturschutzsicht unproblematisch. Kontrovers diskutiert wird dagegen der Bau von großen Freiflächenanlagen „auf der grünen Wiese“. Einerseits ist der Bau von Freiflächenanlagen keinesfalls mit einer Flächenversiegelung gleichzusetzen, verschiedene Studien weisen darauf hin, dass die biologische Vielfalt auf einem mit Solarmodulen belegten Grünland sogar höher ist als auf einem agrarindustriell genutzten Acker. Andererseits wird durch eine Fotovoltaikanlage auf einer Freifläche immer ein Eingriff in das Ökosystem verursacht und stellt einen zusätzlichen Flächenbedarf dar, der aus Naturschutzsicht möglichst zu vermeiden ist.

Aus der technisch nutzbaren Fläche in bestehenden Siedlungsstrukturen leitet sich ein Stromerzeugungspotenzial von 105 TWh/a ab, dies entspricht einer Leistung von 115 GW_p (siehe Kapitel 2.4.3). Das solartechnisch nutzbare Freiflächenpotenzial wird auf der Basis einer stillgelegten Fläche von 3 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche und unter Berücksichtigung verschiedener Abschläge (Hanglage, Netzeinspeisungsmöglichkeiten, etc.) auf etwa 1.300 km² geschätzt [Staiß 2003]. Werden rund ein Drittel davon für die fotovoltaische Stromerzeugung genutzt, so entspricht dies einem zusätzlichen Stromerzeugungspotenzial von etwa 55 TWh/a.

In den in Kapitel 6 entwickelten Szenarien wird allein das Potenzial, das innerhalb bestehender Siedlungsstrukturen zur Verfügung steht, bei weitem nicht ausgenutzt, so dass aus Kapazitätsgründen die Belegung von Freiflächen definitiv nicht notwendig ist. Es ist abzusehen, dass durch große Freiflächenanlagen das Problem der Beeinflussung des Landschaftsbildes zunehmend eine Rolle spielen wird und sich damit auch hier – ähnlich wie bei der Windenergie – eine Akzeptanzdiskussion in der Gesellschaft einstellt. Durch eine Beschränkung auf gebäudeintegrierte Anlagen kann dies vermieden werden. Außerdem bleibt durch diese Beschränkung der Anreiz bestehen, weiterhin die Konzepte der Integration der Fotovoltaik in Gebäuden und anderen Siedlungsbauwerken (Überdachungen, Lärmschutzeinrichtungen u. ä.) voranzubringen.

Aus industriepolitischer Sicht mag die Installation von Freiflächenanlagen eine durchaus wichtige Rolle für die schnelle und kostengünstige Ausweitung der PV-Marktvolumina spielen. Aufgrund der im Zweiten Gesetz zur Änderung des EEG (am 1. Juni 2004 in Kraft getreten) festgelegten Anforderungen besteht ohnehin nur ein Anspruch auf Vergütung für Anlagen, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans errichtet wurden und sich auf Flächen befinden, die entweder bereits versiegelt waren, wirtschaftliche oder militärische Konversionsflächen sind oder als Ackerland genutzt wurden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass ökologisch sensible Flächen nicht überbaut werden und eine möglichst große Akzeptanz vor Ort erreicht wird. Bei einer entsprechend sorgfältigen Planung unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten dürften damit die Auswirkungen einer Freiflächenanlage im Einzelfall aus naturschutzfachlicher Sicht hinreichend klein sein. Trotzdem sollten Freiflächen nur unter strengen Kriterien und im Sinne einer Überbrückungsstrategie während der Markteinführung der Fotovoltaik genutzt werden. Mittelfristig sollte schon alleine aus Akzeptanzgründen auf die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für die Fotovoltaik verzichtet werden. Wegen des ohnehin sehr großen Potenzials innerhalb der bestehenden Siedlungsstrukturen wird in den Szenarien keine Unterscheidung zwischen den Potenzialvarianten gemacht, wobei das durch Freiflächenanlagen zusätzlich erschließbare Potenzial nicht berücksichtigt wird. Der Ausbau der Fotovoltaik wird in den Szenarien dadurch nicht beschränkt.

5.5 Solarthermische Kollektoren

Ähnlich wie bei der Fotovoltaik ist der Bau und Betrieb von Solarkollektoren innerhalb von bestehenden Siedlungsstrukturen unproblematisch. Unter Berücksichtigung der Konkurrenz mit der Fotovoltaik um geeignete Flächen stehen rund 970 Mio. m² zur Verfügung, die entspricht einem jährlichen solaren Ertrag von ca. 290 TWh/a. Wie bei der Fotovoltaik wird auch dieses Potenzial langfristig nicht ausgenutzt, so dass hier ebenfalls Anlagen auf Freiflächen aus Kapazitätsgründen nicht notwendig sind. Spezifische naturschutzfachliche Restriktionen sind bei Anlagen innerhalb bestehender Siedlungsstrukturen nicht relevant.

5.6 Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung

Den Ausführungen in Kapitel 2.6.3 entsprechend steht in Deutschland ein langfristig nutzbares Potenzial zur geothermischen Stromerzeugung in Höhe von 300 TWh/a zur Verfügung [Paschen et al. 2003]. Aus heutiger Sicht stellt der mit der Nutzung der Geothermie verbundene Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der oberen Erdkruste (siehe Kapitel 3.3.5) keinen begrenzenden Faktor dar, wegen der fehlenden Erfahrung sollten allerdings entsprechende Effekte in der Zukunft weiterhin sorgfältig untersucht werden.

Alleine aus wirtschaftlicher Sicht dürfte allerdings die Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung wünschenswert sein. Wegen der Einschränkungen auf der Nachfrageseite im Wärmemarkt reduziert sich das nutzbare Potenzial auf ca. 66 TWh/a, wenn die Abwärme zu 100 % genutzt werden sollte. Selbst dieses sehr eingeschränkte Potenzial ist im Sinne einer ausgewogenen Nutzung aller erneuerbaren Energiequellen auf längere Sicht mehr als ausreichend.

Auch das von Kayser [Kayser 1999] unter Berücksichtigung von Nachfragerestriktionen ausgewiesene Potenzial zur hydrothermalen Wärmeerzeugung in Höhe von 1.175 PJ/a wird nach dem heutigen Stand des Wissens aus naturschutzfachlicher Sicht nicht weiter eingeschränkt.

5.7 Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien – Überblick

Die Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, die unter den Randbedingungen der beiden Varianten Basis und NaturschutzPlus zur Verfügung stehen, sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Es wird deutlich, dass die hier formulierten strengen Anforderungen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes zwar für einzelne erneuerbare Energien, insbesondere für die Nutzung der Windenergie an Land und für die Nutzung von Biomasse, das verfügbare Potenzial um 20 bis 30 % reduzieren. Das insgesamt in Deutschland zur Verfügung stehende Potenzial wird durch die zusätzlichen naturschutzfachlichen Anforderungen allerdings nur unwesentlich eingeschränkt. Dieses Ergebnis unterstreicht einmal mehr die äußerst umweltverträglichen Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien. Tabelle 5.1 macht außerdem deutlich, dass das große Potenzial erneuerbarer Energien in Deutschland bisher nur ansatzweise genutzt wird. Alle Sparten erneuerbarer Energien weisen auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen noch ganz beträchtliche Ausbaupotenziale auf.

Die durch die europäische Vernetzung im Bereich der Stromerzeugung auch für eine Nutzung in Deutschland zur Verfügung stehenden sehr großen Potenziale sind in dieser Betrachtung *nicht* berücksichtigt, ebenso wurde der Import von Biokraft- oder Brennstoffen nicht aufgenommen.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits bei einem Bezug auf heutige Verbrauchswerte beträchtliche Anteile des Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien gedeckt werden können. Berücksichtigt man die noch hohen Potenziale einer Effizienzsteigerung in allen Verbrauchsbereichen, die im Zuge einer nachhaltigen Entwicklung mobilisiert werden können, so zeigt sich die Tragfähigkeit einer Ausbaustrategie erneuerbarer Energien noch deutlicher. Insbesondere im Wärme- und Kraftstoffbereich kann eine wirksame Effizienzstrategie zu deutlichen Verbrauchssenkungen führen, entsprechend kann der potenzielle Anteil erneuerbarer Energien wachsen.

Längerfristig können auch die „Importpotenziale“ von Strom aus erneuerbaren Energien im Zuge einer europäischen Gesamtstrategie der Mobilisierung erneuerbarer Energien zur Deckung der deutschen Energienachfrage genutzt werden. Auch Wasserstoff (oder daraus abgeleitete chemische Energieträger) kann aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden und insbesondere für den Verkehrssektor und die Prozesswärmebereitstellung eingesetzt werden. Einer langfristig 100%igen Deckung der Energienachfrage mittels erneuerbarer Energien steht also auch bei strengen Restriktionen aus Potenzialsicht nichts entgegen.

Tabelle 5.1: Potenziale zur Nutzung regenerativer Energien in Deutschland. Potenziale des Imports erneuerbarer Energien sind *nicht* berücksichtigt. Bei Biomasse sind die Potenzialwerte des Jahres 2050 (Anbauflächen) angegeben.

	heutige Nutzung		Basis		NaturschutzPlus	
	Leistung	Ertrag	Leistung	Ertrag	Leistung	Ertrag
Stromerzeugung	TWh/a	MW	TWh/a	MW	TWh/a	MW
Wasserkraft	20,4	5.400	25	5.200	24	
Windenergie						
- an Land	18,5	ca. 30.000	65	20.000 – 25.000 ^{a)}	45-55	
- Offshore (deutsche Nord- u. Ostsee)	-	30.000	110	30.000 ^{b)}	110	
Fotovoltaik	0,33	115.000 ^{c)}	105	115.000 ^{c)}	105	
Biomasse	7,1					
Szenario A (100 % stationäre Nutzung) ^{d)}			180		135	
Szenario B (Energiepflanzen für Kraftstoffe) ^{d)}			85		70	
Szenario C (100 % Kraftstoffe)			0		0	
geothermische Stromerzeugung						
- ohne Wärmenutzung in KWK	-		290		290	
- mit Wärmenutzung in KWK	-		66		66	
Summe Stromerzeugung	46,3		371-775		350-719	
Anteil an Stromerzeugung 2003 (585 TWh/a)	7,9 %		66-137 %		62-127 %	
Wärmeerzeugung	PJ/a		PJ/a		PJ/a	
Biomasse	204,3					
Szenario A (100 % stationäre Nutzung)			1.130		845	
Szenario B (Energiepflanzen für Kraftstoffe)			525		425	
Szenario C (100 % Kraftstoffe)			0		0	
geothermische hydrothermale Wärmeerzeugung	5,5		1.175		1.175	
Solarkollektoren	8,9		1.040 ^{c)}		1.040 ^{c)}	
Summe Wärmeerzeugung	218,7		2.215-3.345		2.215-3.060	
Anteil am gesamten Brennstoffbedarf 2003 (ca. 5.300 PJ/a)	4,1 %		42-63 %		42-58 %	
Kraftstoffe	PJ/a		PJ/a		PJ/a	
Biomasse	24					
Szenario A (100 % stationäre Nutzung)			0		0	
Szenario B (Energiepflanzen für Kraftstoffe)			490		320	
Szenario C (100 % Kraftstoffe)			1.000		740	
Summe Kraftstoffe	24		0-1.000		0-740	
Anteil am gesamten Kraftstoffbedarf 2003 (2.750 PJ/a)	0,9 %		0-36 %		0-27 %	

^{a)} Einschränkung des Potenzials nicht primär aus naturschutzfachlichen Gründen, sondern zur langfristigen Sicherung der sozialen Akzeptanz der Windenergienutzung

^{b)} Bereits heute werden im Sinne des Vorsorgeprinzips sämtliche Schritte eines zukünftigen Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung dem Stand des Wissens entsprechend sehr kritisch geprüft. Darüber hinausgehende Naturschutzrestriktionen werden für NaturschutzPlus daher nicht angenommen.

^{c)} das durch Freiflächenanlagen erschließbare Potenzial ist hier nicht berücksichtigt. Leistungsangaben Fotovoltaik in MW_p

^{d)} stationäre Nutzung zu 75 % in KWK-Anlagen.

6 Szenarien eines ökologisch optimierten Ausbaus erneuerbarer Energien

6.1 Ausgangsdaten und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Um Konsistenz und Vergleichbarkeit mit wichtigen anderen Untersuchungen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten, wurde für die den Energiebedarf bestimmenden wesentlichen Eckdaten der deutschen Volkswirtschaft weitgehend auf die Untersuchungen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ [Enquete 2002] sowie auf die Studie „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ für das Umweltbundesamt [UBA 2002] zurückgegriffen. Diese Angaben wurden auch für die im Rahmen des ZIP-Programms des BMU durchgeführte Untersuchung zum Marktpotenzial dezentraler Brennstoffzellen verwendet [Krewitt u.a. 2004]. Daher kann die dort erfolgte detaillierte Darstellung des Wärmesektors und der strukturellen Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung für die folgenden Szenarioentwürfe verwendet werden, um die enge Wechselwirkung von Strategien der Effizienzsteigerung und des Ausbaus erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Auch das im folgenden zum Vergleich benutzte Szenario REFERENZ ist der entsprechenden Referenzentwicklung der Enquete-Kommission nachgebildet und ist in den wesentlichen Strukturdaten und Ergebnissen (z. B. Struktur und Höhe des Energieverbrauchs; Energieträgeranteile, insbesondere Entwicklung der erneuerbaren Energien; Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung; Klimagasemissionen u. a.) mit diesem identisch. Tabelle 6.1 zeigt im Überblick diese Eckdaten und daraus abgeleitete spezifische Kenngrößen. Einer nach 2020 deutlich zurückgehenden Bevölkerung steht ein weiteres Anwachsen der Wirtschaftstätigkeit (durchschnittliches Wachstum des Bruttoinlandprodukts zwischen 2000 und 2050 von 1,4 %/a mit stetig abnehmenden Zuwachsraten) und wesentlicher den Energieverbrauch bestimmender Größen wie Wohn- und Gewerbeflächen oder der Verkehrsleistung gegenüber. Entsprechend deutlich steigen die spezifischen Werte auch noch nach 2020, so dass das Bruttoinlandsprodukt und die Güterverkehrsleistung bis 2050 auf das Zweifache des heutigen Wertes und die Wohnfläche um weitere 30% steigen. Andere Werte, wie die zu beheizende Gewerbefläche und die Personenverkehrsleistung nehmen nach deutlichen Anstiegen bis 2030 wieder ab und liegen im Jahr 2010 nur noch um knapp 10% über den heutigen Werten.

In der Referenzentwicklung resultiert daraus ein der Bevölkerungsentwicklung im wesentlichen paralleler Verlauf der Primärenergienachfrage, Er sinkt also nach 2030 und erreicht im Jahr 2050 noch 80% des heutigen Wertes, der Pro-Kopf-Verbrauch verändert sich also nur unwesentlich. Die steigende Nachfrage nach Gütern, Dienstleistungen, Wohnraum und Verkehrsleistungen kann im wesentlichen gerade durch Fortschreibung des bisherigen technischen Fortschritts bei Energieanlagen, Geräten, Heizungen u. a. und der strukturellen Veränderungen (stärkeres Wachstum von Dienstleistungen) kompensiert werden. Dies bedeutet, dass auch im Referenzfall die Energieintensität PEV/BIP bzw. END/BIP und STROM/BIP weiter stetig sinkt und im Jahr 2050 bei 53% (Strom) bzw. 40% (Primärenergie) des heutigen Wertes liegt. Der aus Nachhaltigkeitssicht wesentlichste Indikator - die energiebedingten Kohlendioxidemissionen - sinkt allerdings bei weitem nicht in ausreichendem Maße. Weder das Kyoto-Ziel für 2010 noch die in der Koalitionsvereinbarung von 2002 festgelegte 40%-ige Senkung bis 2020, erst recht nicht die bis 2050 anzustrebende Senkung auf 20% gegenüber 1990 werden erreicht. Die Pro-Kopf-Emissionen von rund 10 t/a bleiben praktisch unverändert. Neben der nur trendmäßig fortschreitenden Effizienzsteigerung ist dafür im Wesentlichen der relativ geringe Zuwachs an erneuerbaren Energien dafür verantwortlich. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst innerhalb von fünf Jahrzehnten auf lediglich knapp 10 %.

Tabelle 6.1: Wesentliche energiebedarfsbestimmende Eckdaten der deutschen Volkswirtschaft im Zeitraum bis 2050 und daraus abgeleitete Kenngrößen (oben); resultierende Eckdaten des Szenarios REFERENZ („Business as Usual“- Entwicklung) für Primär- und Endenergie sowie für die energiebedingten CO₂-Emissionen (ohne Industrieprozesse mit 25 Mio. t CO₂/a in 2000)

Eckdaten	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	81,9	82,0	82,2	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
Erwerbstätige (Mio)	37,5	37,5	37,4	37,4	37,5	37,6	37,2	34,9	32,3	29,6
Haushalte (Mio)	37,3	37,6	38,1	38,2	38,3	38,5	38,8	38,1	36,1	33,7
Wohnungen (Mio)	36,1	36,8	37,4	38,0	38,9	40,1	42,0	41,0	39,5	38,0
Wohnfläche (Mio m ²)	3000	3080	3156	3250	3400	3694	4016	4242	4150	4066
Beheizte Nutzfläche (Mio m ²)	1310	1385	1458	1465	1485	1514	1539	1564	1530	1509
BIP (Mrd.EUR, 2000)	1919	1983	2075	2092	2215	2499	2953	3367	3747	4089
Anzahl PKW (Mio)	41,0	41,7	42,8	43,5	45,7	47,5	48,3	49,0	49,0	48,0
Personenverkehr (Mrd Pkm)	931	941	965	990	1034	1091	1138	1139	1090	1027
Güterverkehr (Mrd. tkm)	410	454	485	505	540	607	732	839	900	964
Spezifische Werte										
Pers./Haushalt	2,20	2,18	2,16	2,15	2,15	2,13	2,08	2,04	2,03	2,01
Wohnfl/Kopf (m ²)	36,6	37,6	38,4	39,5	41,4	45,0	49,7	54,5	56,6	60,0
Wohnfl/Wohn. (m ²)	83,1	83,7	84,4	85,5	87,4	92,1	95,6	103,5	105,1	107,0
PKW/Haushalt	1,10	1,11	1,12	1,14	1,19	1,23	1,24	1,29	1,36	1,42
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	34,9	36,9	39,0	39,2	39,6	40,3	41,4	44,8	47,4	51,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	23431	24183	25243	25450	26946	30438	36547	43222	51119	60310
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)	11368	11476	11740	12044	12579	13289	14084	14621	14870	15147
Index (2000 = 100)										
Bevölkerung	99,6	99,8	100,0	100,0	100,0	99,9	98,3	94,8	89,2	82,5
Beschäftigte	100,3	100,3	100,0	100,0	100,3	100,5	99,5	93,3	86,4	79,1
Haushalte	97,9	98,7	100,0	100,3	100,5	101,0	101,8	100,0	94,8	88,5
Wohnungen	96,5	98,4	100,0	101,6	104,0	107,2	112,3	109,6	105,6	101,6
Wohnfläche	95,1	97,6	100,0	103,0	107,7	117,0	127,2	134,4	131,5	128,8
Beheizte Nutzfläche	89,8	95,0	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	107,3	104,9	103,5
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	92,5	95,6	100,0	100,8	106,7	120,4	142,3	162,3	180,6	197,1
Anzahl PKW	95,8	97,4	100,0	101,6	106,8	111,0	112,9	114,5	114,5	112,1
Personenverkehr	96,5	97,5	100,0	102,6	107,2	113,1	117,9	118,0	113,0	106,4
Güterverkehr	84,5	93,6	100,0	104,1	111,3	125,2	150,9	173,0	185,6	198,8
Referenzszenario										
Primärenergie (PJ/a)	14745	14521	14356	14305	14280	14284	13605	12749	12113	11344
Endenergie (PJ/a)	9688	9444	9243	9225	9500	9705	9641	9362	8850	8208
- davon Strom (PJ/a)	1676	1699	1738	1779	1790	1843	1896	1904	1868	1818
CO ₂ -Emissionen (Mio t/a)	900	861	835	832	835	824	832	826	771	701
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	7,684	7,323	6,919	6,838	6,447	5,716	4,607	3,786	3,233	2,774
END/BIP (GJ/1000 EUR)	5,048	4,762	4,454	4,410	4,289	3,884	3,265	2,781	2,362	2,007
STROMBIP (GJ/1000 EUR)	0,873	0,857	0,838	0,850	0,808	0,737	0,642	0,565	0,499	0,445
PEV/BIP (2000 = 100)	111,1	105,8	100,0	98,8	93,2	82,6	66,6	54,7	46,7	40,1
END/BIP (2000 = 100)	113,3	106,9	100,0	99,0	96,3	87,2	73,3	62,4	53,0	45,1
STROMBIP (2000 = 100)	104,3	102,3	100,0	101,5	96,5	88,0	76,7	67,5	59,5	53,1
CO ₂ (1990 = 100; 987 Mio t)	91,2	87,2	84,6	84,3	84,6	83,5	84,3	83,7	78,1	71,0
PEV/Kopf (GJ/a)	180,0	177,1	174,6	174,0	173,7	174,0	168,4	163,7	165,3	167,3
END/Kopf (GJ/a)	118,3	115,2	112,4	112,2	115,6	118,2	119,3	120,2	120,7	121,1
STROM/Kopf (GJ/a)	20,5	20,7	21,1	21,6	21,8	22,4	23,5	24,4	25,5	26,8
CO ₂ /Kopf (t/a)	11,0	10,5	10,2	10,1	10,2	10,0	10,3	10,6	10,5	10,3
Anteil Erneuerbare Energien	1,1	1,6	2,3	2,9	3,3	4,0	5,1	6,8	8,3	10,4

Quellen: Stat. Jahrbuch 2003; Energiebilanzen; Enquete 2002; Krewitt 2003; eigene Ergänzungen

Auch die für die Beurteilung der Ausbauszenarien wichtige Entwicklung der Energiepreise basiert im Wesentlichen auf den in den genannten Untersuchungen getroffenen Annahmen. Die in [Krewitt u.a. 2003] vorgenommene Anpassung und Erweiterung der Preisannahmen aus [Enquete 2002] wird als aktuelle Preisentwicklung auch für die vorliegende Untersuchung übernommen. Die resultierenden Preise einzelner Energieträger für verschiedene Verbraucher sind in den Tabellen 6.2 und 6.3 für zwei Varianten zusammengestellt.

Tabelle 6.2: Entwicklung der Energieträgerpreise nach einzelnen Verbrauchergruppen (reale Preise, Preisbasis 2000; **untere Variante**)

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Energiesteuer)						
Heizöl leicht in €/t	312,3	305,3	348,7	370,7	400,4	422,7
Heizöl schwer in €/t	188,9	174,0	191,7	202,6	215,7	293,9
Erdgas (Industrie) in ct/kWh	1,71	1,94	2,17	2,45	2,67	3,08
<i>Erdgas (Kraftwerke) in ct/kWh</i>	1,50	1,52	1,72	1,94	2,16	2,43
<i>Steinkohle (Kraftwerke) in €/t</i>	48,4	55,4	57,6	59,9	63,8	69,0
Haushalte (mit MWSt.)						
Heizöl leicht in ct/kWh	4,1	3,8	4,7	4,9	5,2	5,4
Erdgas in ct/kWh	3,3	4,5	5,1	5,5	5,7	6,0
Benzin, Diesel (Herstellung und Verteilung, ohne Steuern)						
in ct/kWh	2,20	2,40	2,60	2,90	3,25	3,60
Strompreise (ct/kWh; Szenario REFERENZ)						
Großkraftwerk/Hochspannung	2,65	3,12	3,58	4,18	4,49	4,80
Einspeisung Mittelspannung ¹⁾	3,62	4,09	4,55	5,15	5,46	5,77
Großhandelspreise (ohne MWSt)						
Mittelspannung ²⁾	5,22	5,69	6,15	6,75	7,06	7,37
Niederspannung ³⁾	8,72	9,19	9,65	10,25	10,56	10,87
Haushalte (einschl. MWSt) ⁴⁾	14,18	16,02	17,29	18,00	18,52	18,89

Tabelle 6.3: Entwicklung der Energieträgerpreise nach einzelnen Verbrauchergruppen (reale Preise, Preisbasis 2000; **obere Variante**)

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Energiesteuer)						
Heizöl leicht in €/t	312,3	315,9	358,3	398,0	444,6	493,2
Heizöl schwer in €/t	188,9	193,5	1213,0	228,9	2241,2	257,1
Erdgas (Industrie) in ct/kWh	1,71	2,23	2,60	3,11	3,52	3,99
<i>Erdgas (Kraftwerke) in ct/kWh</i>	1,50	1,81	2,15	2,61	3,02	3,46
<i>Steinkohle (Kraftwerke) in €/t</i>	48,4	62,0	68,0	73,5	80,3	87,6
Haushalte (mit MWSt.)						
Heizöl leicht in ct/kWh	4,1	3,9	4,9	5,2	5,8	6,3
Erdgas in ct/kWh	3,3	4,8	5,6	6,3	6,8	7,3
Benzin, Diesel (Herstellung und Verteilung, ohne Steuern)						
in ct/kWh	2,20	2,50	2,80	3,40	4,00	4,60
Strompreise (ct/kWh; Szenario REFERENZ)						
Großkraftwerk/Hochspannung	2,65	3,16	3,78	4,57	5,09	5,58
Einspeisung Mittelspannung ¹⁾	3,62	4,13	4,75	5,54	6,06	6,55
Großhandelspreise (ohne MWSt)						
Mittelspannung ²⁾	5,22	5,73	6,35	7,14	7,66	8,15
Niederspannung ³⁾	8,72	9,23	9,85	10,64	11,16	11,65
Haushalte (einschl. MWSt) ⁴⁾	14,18	16,06	17,52	18,46	19,23	19,81

¹⁾ Aufschlag für HS-Verteilung und Umspannung: 0,97 ct/kWh; ²⁾ Differenz bis Abnahme Mittelspannung : 1,60 ct/kWh; ³⁾ Differenz bis Abnahme Niederspannung: 3,50 ct/kWh ; ⁴⁾ einschl. Konzessionsabgaben. Mehrwertsteuer von 17% bis 2050 auf 19% steigend; Stromsteuer 2,05 ct/kWh ab 2010; Mineralölsteuer Erdgas 3,18 ct/kWh ab 2010

Die Energiepreisentwicklung orientiert sich an einem Anstieg des Rohölpreises bis 2030 (2050) auf 30,5 \$/b (37,4 \$/b) in der unteren Variante und auf 37,0 \$/b (50,0 \$/b) in der oberen Variante. Energiepreisverteuerungen infolge des Einsatzes neuer (d.h. über die derzeitige Förderung der erneuerbaren Energien hinausgehenden) Instrumente des Klimaschutzes, wie z.B. dem Emissionshandel, sind in den Zahlenwerten der Tabelle 6.2 und Tabelle 6.3 nicht enthalten. Die Strompreisentwicklung resultiert aus der im Szenario REFERENZ unterstellten Veränderung der Kraftwerksstruktur infolge Neubau wegen weiter wachsender Nachfrage und dem erforderlichen Ersatzbedarf entsprechend der Alterstruktur der bestehenden Kraftwerke (vgl. Abschnitt 6.4.1). Bis 2030 in der unteren und bis 2020 in der oberen Variante sind nur relativ geringe Preisanstiege zu verzeichnen. Danach steigen insbesondere in der oberen Variante die Werte deutlich, so dass die realen Preise fossiler Energieträger im Jahr 2050 das 2fache bis 2,5fache heutiger Werte erreichen. In der unteren Variante beläuft sich die Steigerung dagegen etwa auf das 1,5fache. Der stetige Anstieg der Strompreise resultiert im wesentlichen aus dem bereits innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte erforderlichen Ersatz älterer, abgeschriebener Kraftwerke (einschließlich der Kernkraftwerke) durch neue Kohle- und Erdgaskraftwerke und erst gegen Ende des Zeitraums stärker aus dem Anstieg der Brennstoffpreise. Für Übertragungs- und Verteilkosten von Strom sind über den gesamten Zeitraum gleich bleibende Kosten in der heutigen Höhe angenommen worden.

Im Folgenden werden obige Preisentwicklungen ohne den Einfluss neuer Instrumente als **unterer** (Tabelle 6.2) und **mittlerer** (Tabelle 6.3) **Preispfad** bezeichnet. Zur Charakterisierung der Auswirkungen weiterer energiepolitischer Maßnahmen zum Klimaschutz auf einen intensivierten Ausbau erneuerbarer Energien werden zwei weitere Preisvarianten den obigen Angaben hinzugefügt. Als eine Maßnahme zum Erreichen der europäischen Reduktionsverpflichtung bei Treibhausgasen wird ab 2005 ein europäisches System zum Handel mit Treibhausgasemissionen eingeführt. Der Handelsmechanismus wird sich zunächst jedoch auf Verbrennungsanlagen ab einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW konzentrieren. Über die Einführung des Handelssystems mit Zertifikatspreisen, die sich mittelfristig zwischen 10 und 30 €/t CO₂eq. bewegen dürften, wird es auch zu einer Preiserhöhung für fossil bereitgestellten Strom kommen. Für die vorliegende Untersuchung wird davon ausgegangen, dass der Emissionshandel bis zum Jahr 2020 zu einem mittleren Aufschlag von **15 €/t CO₂** auf alle fossilen Energieträger führt. Dieser Aufschlag bewirkt eine zusätzliche Preiserhöhung bei Braunkohle von 0,60 ct/kWh_{th}, bei Steinkohle von 0,50 ct/kWh_{th}, bei Heizöl von 0,41 ct/kWh_{th} und bei Erdgas von 0,30 ct/kWh_{th}. Daraus resultiert beispielsweise für den Wärmesektor ab 2020 eine mittlere Erhöhung der anlegbaren Preise um 0,35 ct/kWh_{th}. Für einen typischen Mix neuer Kondensationskraftwerke (40% Gas, 40% Steinkohle, 20% Braunkohle) ergeben sich Strompreiserhöhungen von 0,97 ct/kWh_{el}. Die einzelnen Aufschläge werden auf die Energieträgerpreise (und entsprechend auf die Strompreise) der Tabelle 6.3. aufgeschlagen und das Resultat als **oberer Preispfad** bezeichnet. Eine weitere Variante betrifft nur den Stromsektor. Unter der Annahme einer den Ausbausvarianten mit erneuerbaren Energien vergleichbaren CO₂-Emission bei der Stromerzeugung im Szenario REFERENZ im Jahr 2050 müssen neue Kohlekraftwerke emissionsfrei, d.h. mit Rückhaltung und Endlagerung des Kohlendioxids betrieben werden. Diese Kraftwerke sollen ab 2020 zur Verfügung stehen. Die daraus resultierenden Stromgestehungskosten werden ebenfalls zu Vergleichen mit Ausbauszenarien erneuerbarer Energien benutzt (vgl. Kapitel 6.5.1).

6.2 Konzeption der Ausbauszenarien – Zielsetzungen und Ausgangsgrößen der Energienachfrage

Das wesentliche Gestaltungselement für alle Ausbauszenarien ist die Umgestaltung der derzeitigen Energieversorgung hin zu einer unter Klimaschutz- und Ressourcengesichtspunkten langfristig tragfähigen („nachhaltigen“) Energieversorgung. Als Nebenbedingungen sind die in Kapitel 1 genannten weiteren Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung – sofern sie nicht per se durch das Hauptziel abgedeckt sind – einzuhalten, wie „vertretbare gesamtwirtschaftliche Kosten“ unter Berücksichtigung externer bzw. sozialer Kosten und eine „jederzeit

bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und eine dauerhafte Versorgungssicherheit“. Konkret bedeutet dies die Zielsetzung einer 80%-igen Reduktion von Treibhausgasen (gegenüber 1990) bis zum Jahr 2050 bei Orientierung an den vereinbarten bzw. energiepolitisch diskutierten Zwischenzielen.

Mit dem Klimaprotokoll von Kyoto haben sich die wichtigsten Industrieländer – außer den USA - verbindlich zu konkreten Begrenzungen oder Verringerungen ihrer Treibhausgasemissionen verpflichtet. Innerhalb der EU hat Deutschland sich verpflichtet, eine Reduktionsleistung von 21 % (EU: 8 %) gegenüber dem Jahr 1990 bis 2008/2012 zu erbringen. Darüber hinaus wird angestrebt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 % zu senken. Im Vergleich zu anderen Zukunftsbetrachtungen gehen diese Szenarien hinsichtlich der Klimaschutzanforderungen von sehr engagierten Zielen aus und repräsentieren damit eine obere Grenze der Bandbreite. Andererseits setzen sie nur konsequent die Empfehlungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) um, das eine derartige Minderung der Treibhausgasemission auf der Ebene der Industrieländer für notwendig erachtet, um die Folgen der Erwärmung der Erdatmosphäre in „tolerablen“ Grenzen zu halten [IPCC 2002]. Sie stehen zugleich im Kontext der Empfehlungen des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung zu globalen Umweltveränderungen (WBGU) und dem Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Abbildung 6.1). Im Vergleich mit der Entwicklung der CO₂-Emissionen im Referenzszenario wird deutlich, dass die Realisierung derart ehrgeiziger Reduktionsziele einen wesentlich deutlicheren Wandel der Energieversorgungsstruktur voraussetzt, als er sich lediglich aus einer Trendentwicklung ergibt.

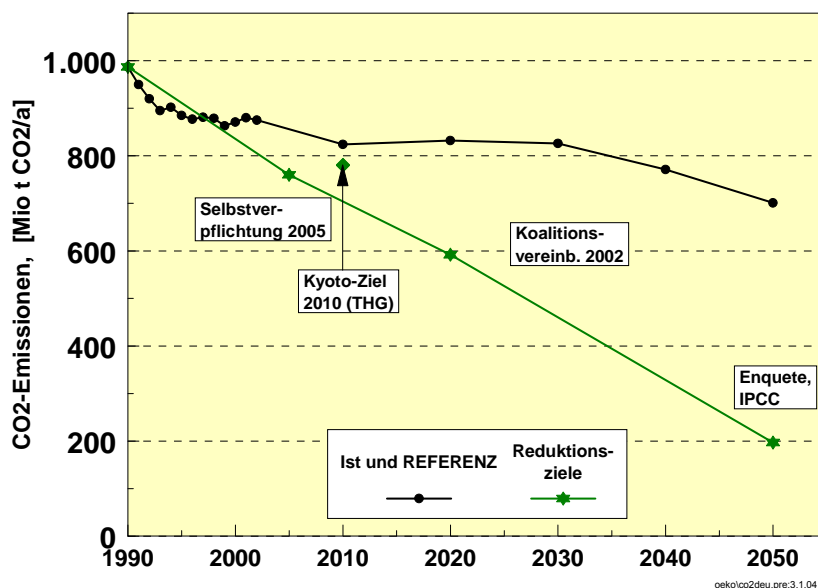


Abbildung 6.1: Klimaschutzziele für Deutschland bis 2050 und Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen seit 1990 (temperaturbereinigt) und unter den Bedingungen des Szenarios REFERENZ (THG = Treibhausgasemissionen)

Des weiteren wird in den Ausbauszenarien vom Rückbau der Kernenergie entsprechend der vorliegenden Vereinbarungen bis 2023 ausgegangen. Zur Erfüllung der Reduktionszielsetzung werden in den folgenden „Ausbauszenarien“, die insbesondere den optimierten Ausbau erneuerbarer Energien beschreiben, drei wesentliche Strategieelemente miteinander verknüpft:

1. Eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität (gegenüber REFERENZ) durch beschleunigte Einführung moderner Wandlungs- und Nutzungstechnologien in allen Verbrauchssektoren.
2. Ein gezielte Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung durch Modernisierung der bestehenden Heizkraftwerke zur Fernwärmeversorgung und einen deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im dezentralen Bereich mittels Nahwärmeversorgungen und effizienter Objektversorgung.
3. der konsequente Auf- und Ausbau aller erneuerbarer Energiequellen bei stetiger Weiterentwicklung (u. a. Berücksichtigung von Lernkurveneffekten) der entsprechenden Technologien und auf der Basis einer ausgewogenen und zeitlich aufeinander abgestimmten Mobilisierung der technisch –strukturellen bzw. ökologisch „zulässigen“ Potenziale sowohl der Nutzungsmöglichkeiten im Inland als auch unter Berücksichtigung ergiebiger Potenziale im gesamten Europa und dem Mittelmeerraum.

In der **Teilstrategie 1** werden durch sehr engagierte energiepolitische Maßnahmen mit hoher Umsetzungsintensität, welche u. a. auch die zunehmend steigenden Energiepreise antizipieren, die vorhandenen technisch-strukturellen Effizienzpotenziale im Betrachtungszeitraum zum größten Teil ausgeschöpft. Durch die mit den Ausbauszenarien verbundenen technischen und ökonomischen Veränderungen kommt es dabei auch zu einem gewissen Bewusstseinswandel, der zu einer höheren Sensibilisierung der Verbraucher hinsichtlich der Nutzung von Energie führt. Die aus diesem Ansatz resultierenden Endenergieverbräuche in den einzelnen Sektoren wurden bereits im „Nachhaltigkeitsszenario“ nach [UBA 2002] ermittelt. Sie werden hier weitgehend übernommen und nur in Einzelbereichen geringfügig modifiziert.

Die Entwicklung des Wärmebedarfs (Abbildung 6.2) spiegelt die Erkenntnis wider, dass vor allem im Bereich der Gebäudesanierung große Potenziale für Effizienzmaßnahmen vorliegen. Es wird davon ausgegangen, dass der Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 weitgehend saniert wird, wobei die energetischen Sanierungsmaßnahmen ab dem Jahr 2020 deutlich über die Anforderungen der heutigen Energieeinsparverordnung (EnEV) hinausgehen. Allerdings wird ein Teil der durch die Altbausanierung erreichbaren Energieeinsparung durch den Neubau von Gebäuden und der zunehmenden Wohnfläche pro Kopf kompensiert.

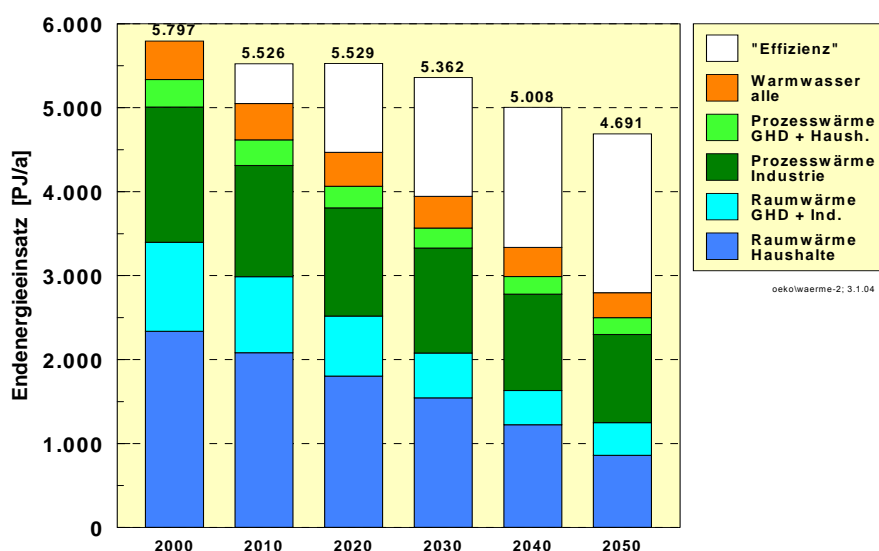


Abbildung 6.2: Entwicklung des Wärmebedarfs in den Ausbauszenarien nach Verwendungsarten. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen. (Die Werte 2000 sind temperaturbereinigt).

Für eine vollständige energetische Sanierung bis zur Mitte des Jahrhunderts ist eine Aufhebung des Sanierungsstaus notwendig. Zwar werden heute rund 2,5 % aller Gebäude jährlich gebäudetechnisch saniert, allerdings wird nur etwa jedes fünfte Haus zeitgleich auch energetisch saniert. Im Rahmen der Ausbauszenarien ist deshalb eine Anhebung der durchschnittlichen energetischen Sanierungsrate unterstellt worden. Außerdem wird von einer Forcierung der Passivhaus-Bausweise ausgegangen. Neben den gebäudetechnischen Maßnahmen führt auch eine Verbesserung der Heizungsanlagen zu einer Senkung des Energiebedarfs. Im Gegensatz zu den Ausbauszenarien ist das Referenzszenario durch eine gegenüber heute im Wesentlichen unveränderte energetische Sanierungsrate einzelner Maßnahmen gekennzeichnet, während sich die Zielgrößen der spezifischen Bedarfe sanierter Gebäude kaum unterscheiden. Durch die verschiedenen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung lässt sich in den Ausbauszenarien der Wärmebedarf zwischen 2000 und 2050 um mehr als 50 % reduzieren und beträgt dann noch 2.800 PJ/a. Diese Minderung wird vor allem durch die überproportionale Reduktion des Raumwärmebedarfs erreicht. Im Gegensatz dazu geht der Wärmebedarf im Referenzszenario bis 2050 nur um ca. 20 % auf rund 4.700 PJ/a zurück. Die Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Wärmebereich kumulieren sich in den Ausbauszenarien bis 2050 also auf insgesamt 1.900 PJ/a im Vergleich zur Referenzentwicklung, was 33% des gesamten (temperaturbereinigten) Verbrauchs des Jahres 2000 entspricht.

Im Referenzszenario steigt die Bedeutung des Stroms als Endenergieträger weiter an (Abbildung 6.3). Zwischen 2000 und 2020 wächst die Bruttostromerzeugung auf über 600 TWh/a, was mit Zuwachsraten von rund 0,4 % pro Jahr einem etwa halb so schnellen Anstieg wie in den vergangenen 20 Jahren entspricht. Der Endenergieverbrauch an Strom steigt entsprechend von heute (2000) 482 TWh/a auf 530 TWh/a in 2030, um bis 2050 wieder auf 505 TWh/a zurückzugehen. Die größten Zuwächse entfallen dabei auf Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Durch die dynamische Verbrauchsentwicklung in diesen Bereichen werden die im gleichen Zeitraum realisierten Einsparungen in den Haushalten deutlich überkompensiert.

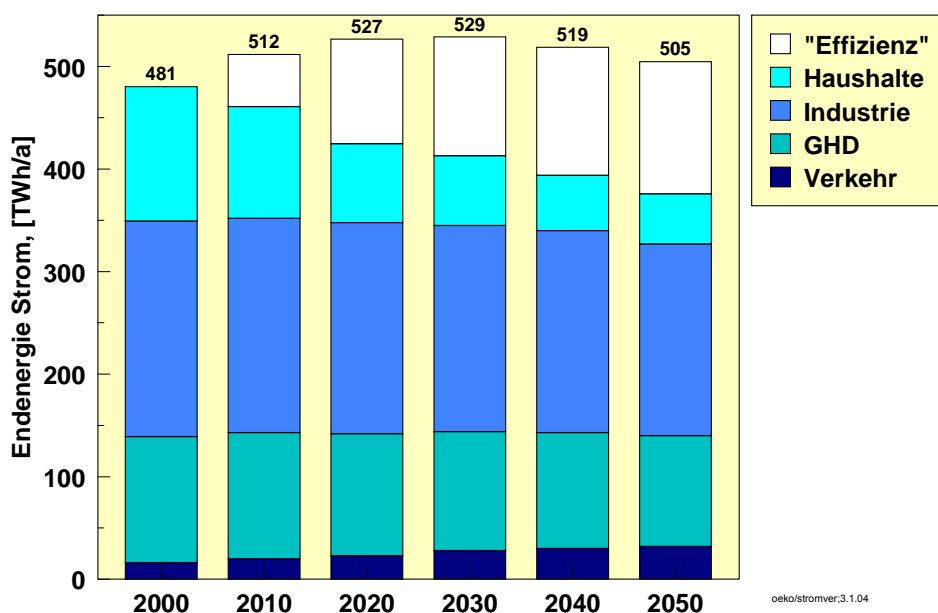


Abbildung 6.3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom nach Sektoren in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen.

Neben der deutlichen Reduktion des Wärmebedarfs ist jedoch das Absenken der Nachfrage nach Strom eines der wesentlichen Schlüsselemente für eine nachhaltige Energieversorgung. Deshalb wird in den Ausbauszenarien zunächst die Umsetzung der einzelbetrieblich rentablen Stromeinsparpotenziale unterstellt, durch die alleine der Anstieg des Stromeinsatzes gestoppt und etwa auf dem heutigen Niveau stabilisiert werden kann. Darüber hinaus werden auch die volkswirtschaftlich lohnenden Einsparpotenziale ausgeschöpft. Dadurch – so die Annahme - wird eine Innovationsdynamik ausgelöst, die in Folge technischer Verbesserungen und Kostendegressionen im Vergleich zu den heutigen Verbrauchsstandards zu einer stetigen Erhöhung des Einsparpotenzials führt. Der derzeitige Wachstumstrend des Stromverbrauchs kann durch diese engagierte Stromeinsparstrategie umgekehrt werden, bis 2050 sinkt der Stromverbrauch um durchschnittlich 0,4 % pro Jahr auf 378 TWh/a. Die angenommene verstärkte Effizienzsteigerung führt also bis 2050 insgesamt zu einer Reduktion des Stromverbrauchs um knapp 130 TWh/a gegenüber der Referenzentwicklung, was 26% des Stromverbrauchs von 2000 entspricht. Hierzu tragen neben zusätzlichen Einsparungen im Bereich der Haushalte nun auch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie die Industrie mit signifikanten Beiträgen bei. Im Verkehr dagegen kommt es aufgrund des zeitgleichen Ausbaus schienengebundener elektrischer Verkehrsmittel zu einem steigenden Stromeinsatz.

Auch der Verkehrssektor (Abbildung 6.4) verfügt über beträchtliche Effizienzpotenziale, die als Grundlage für eine nachhaltige Energieversorgung in den Ausbauszenarien mobilisiert werden. Im motorisierten Individualverkehr werden – im Sinne einer nachhaltigeren Bereitstellung von Mobilität - die motortechnisch möglichen Fortschritte kombiniert mit einer allmählichen Verringerung der Fahrzeugmasse (-größe) und damit der Fahrzeugleistung („Downsizing“). Gleichzeitig wird von einem deutlichen Vordringen von sehr effizienten Hybrid- und Brennstoffzellenantrieben ausgegangen. Daraus resultieren bis zum Jahr 2050 außerordentlich geringe mittlere spezifische Flottenverbräuche zwischen 1,6 und 2 l/100 km (Benzinäquivalent) und insgesamt ein Rückgang des Kraftstoffverbrauchs auf 20% des heutigen Wertes.

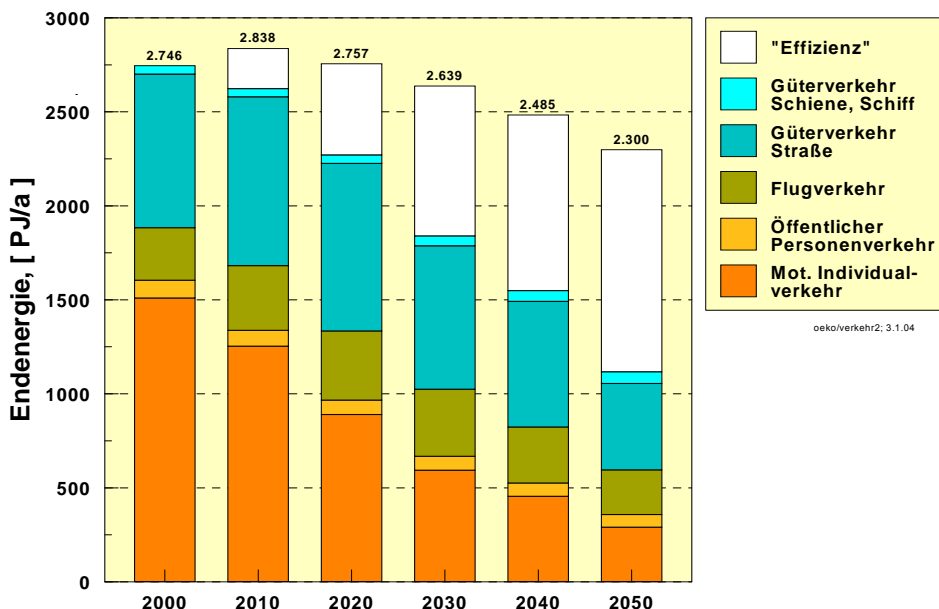


Abbildung 6.4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Verkehrsarten in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen zu verstehen.

Gegenüber der Referenzentwicklung bedeutet dies eine nochmalige Halbierung des mittleren spezifischen Flottenverbrauchs. Strukturelle Veränderungen bewirken gleichzeitig eine Stabilisierung und mittelfristige Zunahme des Öffentlichen Personenverkehrs und des nicht-motorisierten Individualverkehrs. Trotzdem liegt sein Energieverbrauch wegen weiterer Effizienzfortschritte im Jahr 2050 unter den heutigen Werten. Auch im Luftverkehr lassen sich trotz einer noch deutlichen Zunahme des Flugaufkommens die Verbrauchszunahmen durch Effizienzsteigerungen bis 2020 in Grenzen halten um dann bis 2050 auf 85% des heutigen Wertes zu sinken. Dazu ist jedoch eine Verringerung des spezifischen Verbrauchs je Personenkilometer auf rund 40% des heutigen Wertes erforderlich.

Beim Transportaufkommen im Güterverkehr wird von einer Verdoppelung bis 2050 ausgegangen. Auch hier wird zwar unterstellt, das Schienen- und Schiffstransporte deutliche Anteile gewinnen, jedoch wird auch langfristig der Straßengüterverkehr mit einem Anteil am Transportaufkommen von noch 60% in 2050 dominieren. Dementsprechend müssen auch hier die technischen Effizienzpotenziale voll ausgereizt werden, um den Verbrauchszuwachs bis ca. 2020 in Grenzen zu halten und ihn anschließend deutlich zu verringern. Insgesamt verringert sich der gesamte Energieeinsatz im Verkehr mit 1.117 PJ/a in 2050 auf 40% des heutigen Werts und liegt damit nur halb so hoch wie der in der Referenzentwicklung ermittelte Energieverbrauch.

Die **Teilstrategie 2**, der verstärkte Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bewirkt eine drastische Verringerung der Umwandlungsverluste der Stromversorgung, die derzeit infolge des hohen Anteils von Kondensationskraftwerken mit 3.200 PJ/a immerhin 22% des gesamten Primärenergieverbrauchs entsprechen. Der derzeitige Beitrag der Stromerzeugung in KWK beläuft sich mit 80 TWh/a auf rund 14% der gesamten Stromerzeugung. Bei einer mittleren Stromkennzahl von 0,447 werden gleichzeitig 180 TWh/a (= 645 PJ/a) KWK-Wärme bereitgestellt, was rund 12% des gesamten Wärmebedarfs entspricht. Die KWK-Stromerzeugung kann unter Berücksichtigung der strukturellen Veränderungen im Wärmesektor, der hohen Einsparpotenziale im Raumwärmebereich und des Einsatzes effizienter Technologien im Betrachtungszeitraum auf knapp 200 TWh/a anwachsen (Abbildung 6.5). Dies entspricht dem in [Krewitt u. a. 2004] ermittelten KWK-Szenario „Nachhaltigkeit“. Dieser Anstieg wird ermöglicht durch den Einsatz moderner KWK-Technologien mit hohen Stromkennzahlen (u. a. Brennstoffzellen), insbesondere im dezentralen Bereich der Versorgung von Einzelobjekten und von Nahwärmenetzen bis hinunter zu Leistungen von 2- 5 kW_{el.}. Während die KWK-Wärme insgesamt nur noch geringfügig auf rund 200 TWh/a (= 720 PJ/a) wächst – jedoch wegen der hohen Energieeinsparung im Wärmesektor dennoch ihren Anteil deutlich steigern kann – bewirkt die kontinuierliche Erhöhung der mittleren Stromkennzahl auf 1,026 im Jahr 2050 die genannte Steigerung der KWK-Stromproduktion, womit im Jahr 2050 rund 45% der Bruttostromproduktion bereitgestellt werden können. Die verbleibenden Verluste der (thermischen) Stromerzeugung sind infolge des hohen KWK-Anteils, aber auch wegen hoher Wirkungsgrade der verbleibenden Kondensationskraftwerke auf rund 300 PJ/a gesunken. Diese Werte sind – obwohl sie ehrgeizigen Ausbauzielen entsprechen – noch nicht die strukturelle Obergrenze eines möglichen Ausbaus der KWK, wie in [Krewitt u. a. 2004] dargelegt wurde. Die KWK-Ausbaustrategie des Szenarios „Nachhaltigkeit“ wird als weitere Rahmenbedingung in die Ausbauszenarien für erneuerbare Energien übernommen.

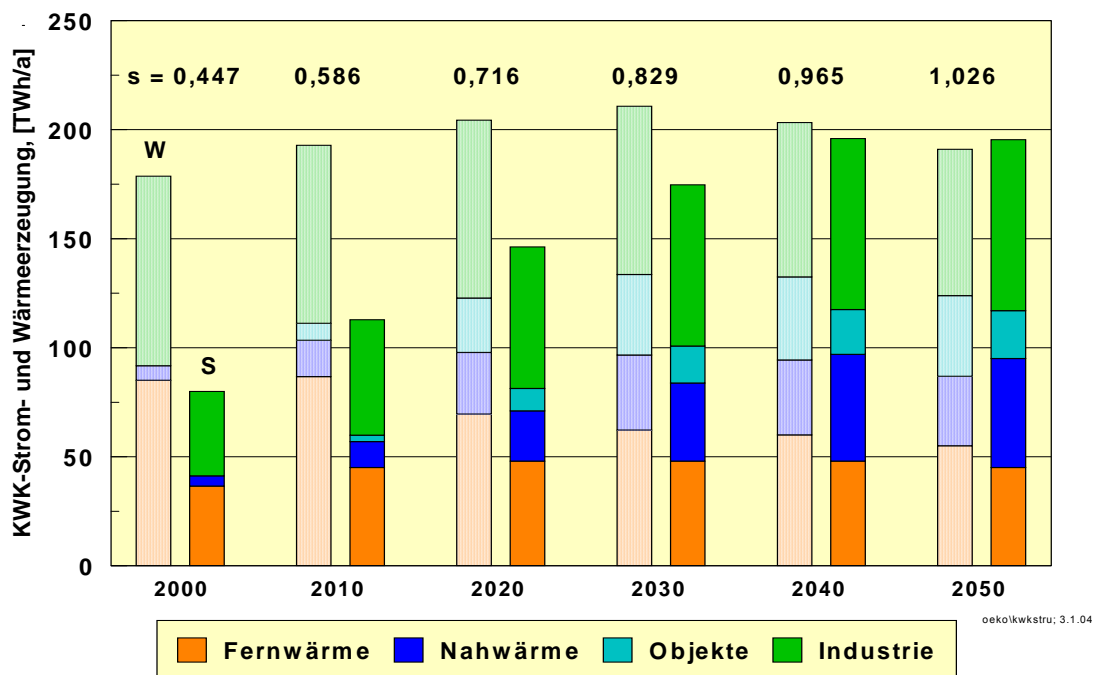


Abbildung 6.5: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in den Ausbauszenarien getrennt nach Fernwärme, Nahwärme, Objektversorgung und industrieller Prozesswärme (W = KWK – Wärme, S = KWK – Strom; s = mittlere Stromkennzahl der gesamten Kraft-Wärme-Kopplung). Quelle: Szenario „Nachhaltigkeit“ in [Krewitt u.a. 2004].

Die Kombination der beiden ersten Teilstrategien führt zu einer deutlichen Verringerung des Primärenergieeinsatzes in den Ausbauszenarien im Vergleich zum jetzigen Zustand (Abbildung 6.6). Einmal sinkt die Nachfrage nach Endenergie bis 2050 mit 4.900 PJ/a auf 53% des heutigen Wertes. Gegenüber der Referenzentwicklung – deren Endenergienachfrage bis 2050 sich um 11% gegenüber heute verringert – sind dies 3.300 PJ/a weniger, was 36% des heutigen Endenergieverbrauchs entspricht. Ersichtlich ist daraus, dass es berechtigt ist von der Energieeinsparung bzw. einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz als der wichtigsten „Energiequelle“ zu sprechen. In Kombination mit den verringerten Verlusten im Umwandlungssektor infolge Teilstrategie 2 sinkt der Primärenergieverbrauch noch stärker⁹. Er beträgt im Jahr 2050 mit 6.755 PJ/a noch 47% des Wertes von 2000. Vergleicht man mit der Referenzentwicklung, deren Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 bei 11.345 PJ/a liegt, so sind dies 4.590 PJ/a weniger. Rund 32% des heutigen Primärenergieeinsatzes werden also infolge verstärkter Effizienz bei Energiewandlung und –nutzung überhaupt nicht mehr benötigt. Berechnet mit der gleitenden CO₂-Intensität des Primärenergieeinsatzes im Szenario BASIS reduzieren sich durch Effizienzmaßnahmen im Nutzungsbereich und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung die CO₂-Emissionen bis 2050 um 280 Mio. t/a, (vgl. auch Abbildung 6.8).

⁹ Ein Teil der verringerten Wandlungsverluste ist auch auf die Bestimmung des „Primärenergieverbrauchs“ bei einigen der erneuerbaren Energien zurückzuführen (Wirkungsgradmethode). Wird die Substitutionsmethode benutzt, so ist der Primärenergieverbrauch in den Ausbauszenarien je nach dem Mix der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 um 900 - 1100 PJ/a höher, die Reduktion gegenüber der Referenzentwicklung mit deutlich geringerem Anteil von EE beträgt dann nur noch 3.700 bzw. 3.900 PJ/a.

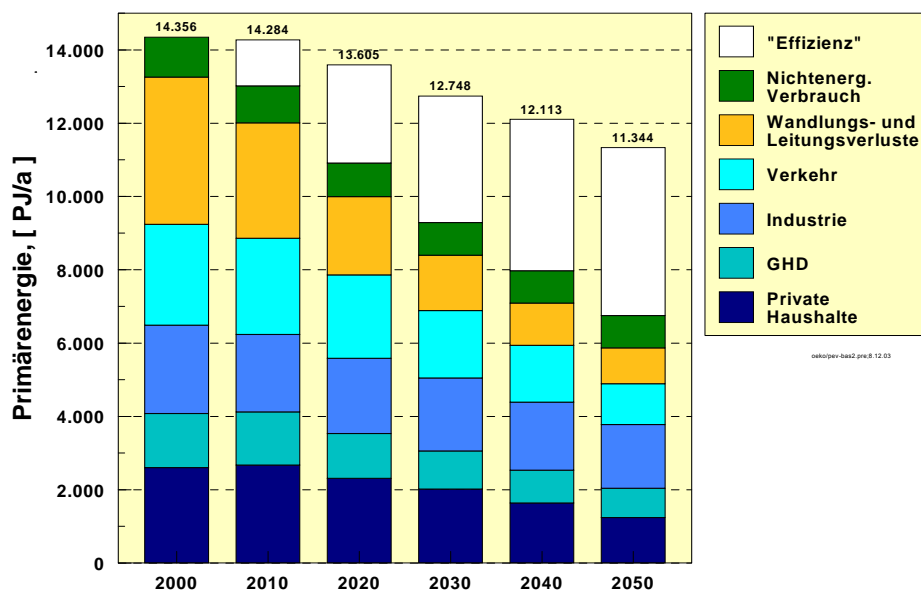


Abbildung 6.6: Verlauf der Endenergienachfrage, der Verluste im Umwandlungsbereich und der Primärenergie (Wirkungsgradmethode) in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen und den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu verstehen.

Charakteristische Kenngrößen der Ausbauszenarien, dargestellt am Beispiel des Szenario BASIS, (Tabelle 6.4) zeigen, dass sich infolge der kombinierten Effizienzstrategien die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft bis 2050 auf ein Viertel des heutigen Wertes verringert (PEV/BIP = 24%; END/BIP = 27%), beim Strom sind es immerhin noch 40%. Dies sind, verglichen mit den entsprechenden Werten der Referenzentwicklung (Tabelle 6.1 unten) noch deutliche Verbesserungen. Entsprechend sinkt auch der Pro-Kopf Verbrauch an Primärenergie auf 100 GJ/a und an Endenergie auf 72 GJ/a, der Pro-Kopf-Verbrauch an Strom stabilisiert sich bei 20 GJ/a.

Tabelle 6.4: Charakteristische Kenngrößen des Energieverbrauch, der Energieintensitäten und des Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie für die Ausbauszenarien für erneuerbare Energien.

Ausbauszenarien	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie (PJ/a)	14745	14521	14356	14305	13900	13026	10921	9293	7980	6756
Endenergie (PJ/a)	9688	9444	9243	9225	9080	8862	7864	6887	5941	4896
- davon Strom (PJ/a)	1676	1699	1738	1779	1750	1660	1530	1487	1418	1361
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	7,684	7,323	6,919	6,838	6,275	5,212	3,698	2,760	2,130	1,652
END/BIP (GJ/1000 EUR)	5,048	4,762	4,454	4,410	4,099	3,546	2,663	2,045	1,586	1,197
STROM/BIP (GJ/1000 EUR)	0,873	0,857	0,838	0,850	0,790	0,664	0,518	0,442	0,378	0,333
PEV/BIP (2000 = 100)	111,1	105,8	100,0	98,8	90,7	75,3	53,5	39,9	30,8	23,9
END/BIP (2000 = 100)	113,3	106,9	100,0	99,0	92,0	79,6	59,8	45,9	35,6	26,9
STROM/BIP (2000 = 100)	104,3	102,3	100,0	101,5	94,3	79,3	61,9	52,7	45,2	39,7
PEV/Kopf (GJ/a)	180,0	177,1	174,6	174,0	169,1	158,7	135,2	119,3	108,9	99,6
END/Kopf (GJ/a)	118,3	115,2	112,4	112,2	110,5	107,9	97,3	88,4	81,1	72,2
STROM/Kopf (GJ/a)	20,5	20,7	21,1	21,6	21,3	20,2	18,9	19,1	19,3	20,1

6.3 Eckdaten der Ausbauszenarien erneuerbarer Energien

Die in Kapitel 5 ermittelten Potenziale dienen als Grundlage für die Strukturierung des Ausbaus erneuerbarer Energien bis zur Jahrhundertmitte. Um die gesetzten Ziele des Klimaschutzes fristgerecht zu erreichen, müssen von den erneuerbaren Energien bis 2050 rund 220 Mio. t/a CO₂-Minderung gegenüber der Referenzentwicklung erbracht werden, wenn man von obigem Beitrag der Effizienzteilstrategien ausgeht. Zur Darstellung unterschiedlicher Ausbaustrategien und ihrer Wirkungen werden vier Szenariovarianten dargestellt. Die **Szenarien BASIS** nutzen dazu die in Kapitel 5 erläuterten **technisch-strukturellen Potenziale**, denen allerdings auch schon gewisse ökologische Eingrenzungen zugrunde liegen. Die durch weitere Anforderungen des Naturschutzes wirksam werdenden **Potenzialrestriktionen** werden in den Szenarien **NaturschutzPlus** abgebildet. Sie wirken sich, wie in Kapitel 5 dargelegt, im Bereich der Biomasse, der Windenergienutzung auf dem Land und geringfügig auch bei der Wasserkraft aus.

Weitere Randbedingungen haben Einfluss auf die Struktur und Höhe des Ausbaus erneuerbarer Energien und werden daher bei der Szenariokonstruktion beachtet:

- Die Kosten einzelner Technologien bzw. Energiearten und ihre Kostenreduktionspotenziale müssen in ihrer dynamischen Ausprägung berücksichtigt werden. Der Ausbau soll einerseits die kostengünstigsten Potenziale möglichst bald erschließen, es aber andererseits ermöglichen, dass Technologien mit hohem Kostendegressionspotenzial in ausreichender Menge installiert werden, damit diese Reduktionspotenziale auch wirksam werden können. Im wesentlichen werden die Potenziale der Wasserkraft, der Biomasse und von Windkraftanlagen auf Land spätestens vollständig bis 2050 ausgeschöpft, während die anderen erneuerbaren Energien bis dahin zwar über beträchtliche Märkte verfügen, jedoch ihre Potenzialgrenzen bei weitem noch nicht erreicht haben.
- Wachsende Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung verlangen, in Verbindung mit dem parallelen Ausbau der (größtenteils wärmegeführten) Kraft-Wärme-Kopplung eine bestimmte Konfiguration und Beitragshöhe der verbleibenden Kondensationskraftwerke. Untersuchungen dazu wurden u. a. in [Brischke 2004] durchgeführt und werden hier berücksichtigt. Sie zeigen, dass der Beitrag erneuerbarer Energien zur direkten Stromversorgung auch bei kombinierter Nutzung, großräumiger Vernetzung und intelligenter Regelungsstrategien an Grenzen stößt, da bei einer weiteren Steigerung ihres Anteils zu große Überschüsse entstehen. Diese können jedoch in Form von Wasserstoff einer indirekten Verwendung (Verkehr, Kraft-Wärme-Kopplung, Hochtemperaturwärme) zugeführt werden können. Werden keine extremen Kombinationen erneuerbarer Energiequellen unterstellt (z. B. nur Fotovoltaik und Wind) liegen die möglichen direkten Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Deutschlands zwischen 50 und 70%. Der Übergang auf Wasserstoff aus diesem Grunde ist deshalb erst langfristig erforderlich.
- Auch die wärmeseitige Ausbreitung erneuerbarer Energien wird wesentlich durch Vorgaben der Teilstrategien „Effizienz“ und „KWK“ geprägt. Die damit verknüpfte Ausweitung dezentraler KWK-Anlagen und der starke Ausbau von Nahwärmenetzen kommen einerseits einer effizienten Nutzung der Biomasse in der Kraft-Wärme-Kopplung, der solaren Nahwärmeversorgung und der Versorgung von Nahwärmenetzen mit Erdwärme entgegen. Andererseits reduzieren die strukturellen Begrenzungen des Wärmemarkts (Ausweitungsgrenzen für Nahwärmenetze, Temperaturniveau des Wärmebedarfs im Prozesswärmebereich) die Einsatzmöglichkeiten für die Niedertemperaturquellen Kollektoren und Erdwärme, sodass auch hier die Anteile der direkten Nutzung erneuerbarer Energien (d.h. ohne „Umweg“ über chemische Energieträger) grundsätzlich begrenzt sind. Auch hier bietet langfristig Wasserstoff oder ein daraus abgeleiteter chemischer Energieträger einen Ausweg.

- Eine Konkurrenz hinsichtlich der Nutzung besteht kurz- bis mittelfristig bei der Biomasse, die sowohl für den stationären Bereich, insbesondere in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, als auch in Form von Biokraftstoffen dem Verkehrsbereich zugute kommen kann. Die Berücksichtigung dieser Nutzungskonkurrenz führt zu Fallunterscheidungen innerhalb der Szenarien BASIS und NaturschutzPlus (Varianten I und II). Die Potenziale der Biomasse sind – insbesondere in NaturschutzPlus - jedoch nicht so groß, dass dadurch der Charakter der Ausbauszenarien grundsätzlich verändert wird. Insbesondere reichen sie nicht aus, den Verkehrsbereich zum überwiegenden Teil mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Jedoch kann auch hierfür längerfristig Wasserstoff mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Stromquellen eingesetzt werden.

Wesentlichen Einfluss auf die Gestaltung der Ausbaustrategie erneuerbarer Energien haben die unterschiedlichen Szenariopfade der Biomasse (Abbildung 6.7). Angenommen wird, dass bis zum Jahr 2050 jeweils das gesamte in Kapitel 5 ermittelte Potenzial der Biomasse auch ausgenutzt wird. Im **Szenario BASIS I** wird ihrer stationären Nutzung soweit Vorzug eingeräumt, wie es die strukturellen Möglichkeiten des Wärmemarktes zulassen, was zu rund 1200 PJ/a Brennstoffangebot für KWK-Anlagen und Heizungsanlagen bis zum Jahr 2050 führt. Dann sind noch 70% der im Jahr 2050 verfügbaren Anbauflächen von 6,1 Mio. ha für Biokraftstoffe nutzbar, was zu einem möglichen Beitrag von rund 300 PJ/a führt. Die Ausweitung der Kraftstoffnutzung geschieht jedoch relativ behutsam – weitaus langsamer als es die derzeitige europäische Zielsetzung für das Jahr 2010 vorsieht. Ein wesentlicher Grund dafür ist die auf absehbare Zeit höhere Effizienz der CO₂-Minderung und die günstigere Kostensituation im stationären Bereich. Ein Ausbau, der neben der Erfüllung des Verdopplungsziels für Strom und Wärme für 2010 auch das Ziel eines möglichst rasch wachsenden Kraftstoffanteils erfüllt (**Szenario BASIS II**) würde im Jahr 2050 zu rund 420 PJ/a Kraftstoffen führen (auf 87% der verfügbaren Anbaufläche, entsprechend 5,3 Mio. ha.), da davon ausgegangen werden kann, dass sich die einmal eingeleitete Ausbaudynamik dann auch fortsetzt. Damit bleiben im Szenario BASIS II rund 1.000 PJ/a an Brennstoffen für die stationäre Nutzung übrig.

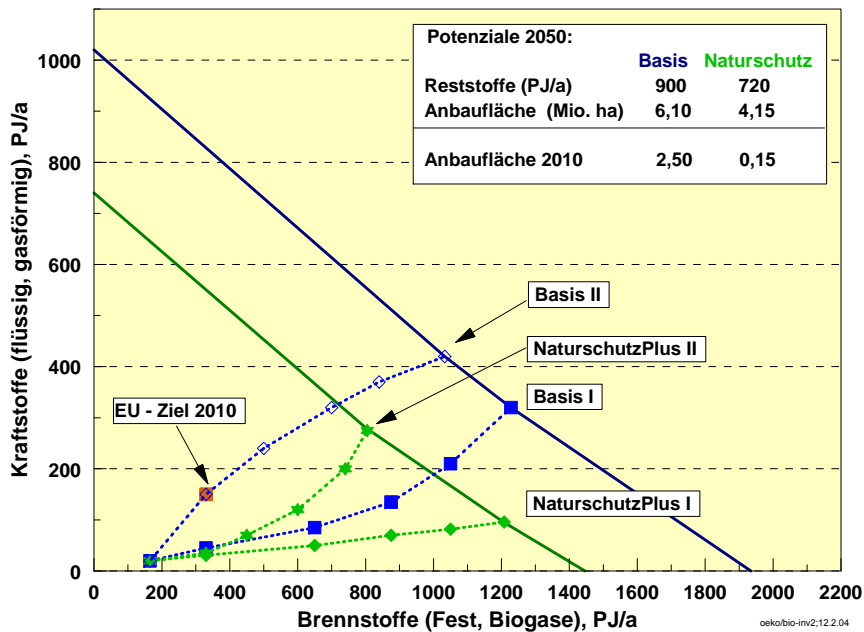


Abbildung 6.7: Je zwei Pfade einer möglichen Nutzung der ermittelten Biomassepotenziale für die stationäre und mobile Nutzung in den Szenarien BASIS und NaturschutzPlus. Jede Markierung entspricht einem Abstand von 10 Jahren beginnend im Jahr 2000

Die Szenarien NaturschutzPlus I und II sind ähnlich definiert. Will man die stationäre Nutzung in ähnlichem Umfang aufrechterhalten wie in BASIS I, so verbleiben nur noch 110 PJ/a an Kraftstoffen von rund 33% der Anbauflächen in Höhe von 4,15 Mio. ha (**Szenario NaturschutzPlus I**). Soll der Umfang der Kraftstoffbereitstellung etwa so wie in BASIS I erhalten bleiben (**Szenario NaturschutzPlus II**), so reduziert sich der Beitrag an Brennstoffen auf 800 PJ/a, wobei dafür neben den Reststoffen noch 16% der in 2050 verfügbaren Anbauflächen eingesetzt werden können. Da gleichzeitig größere Flächen praktisch erst nach 2010 zur Verfügung stehen, beginnt in diesen Szenarien der Einstieg in die Kraftstoffherstellung sehr verhalten. Bei allen Szenarien werden die Reststoffe ausschließlich im stationären Bereich genutzt.

Die wichtigsten energierelevanten Eckdaten der Szenarien für die Bereiche Stromerzeugung, Brennstoff- und Kraftstoffbereitstellung (Tabelle 6.5) zeigen, dass in den Varianten des Szenarios BASIS die direkt nutzbaren Beiträge erneuerbarer Energien (44% an der gesamten Primärenergie; rund das 8,5-fache des heutigen Beitrags) ausreichen, um bis 2050 die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen auf rund 200 Mio. t/a zu erreichen. Eine indirekte Nutzung über Wasserstoff wird noch nicht benötigt. Das liegt u. a. an den beträchtlichen Potenzialen der Biomasse im Fall BASIS, die insbesondere wegen der verfügbaren Anbauflächen im Jahr 2050 von 6,1 Mio. ha ausreichen, in allen Nutzungsbereichen beträchtliche Anteile bereitzustellen. Die Biomasse deckt im Szenario BASIS I im Jahr 2050 rund 24% des (durch Effizienzmaßnahmen reduzierten) Endenergieverbrauchs (bezogen auf den derzeitigen Endenergieverbrauch sind es rund 12%). Dies ist mehr als in bisherigen Szenarien [UBA 2002] angenommen wurde. In der Stromerzeugung sind allerdings mit rund 60% Anteil die direkten Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien in der vorliegenden Kombination

Tabelle 6.5: Eckdaten des Energieverbrauchs der Szenariovarianten von BASIS und Naturschutz-Plus im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenzentwicklung und dem derzeitigen Zustand.

	2002	REF	BASIS I	BASIS II	Na-Plus I direkt	Na-Plus I für H2	Na-Plus II direkt	Na-Plus II für H2
Stromerzeugung, TWh/a								
Wasserkraft	22,3	25,5	25,5	25,5	24,8		24,8	
Wind Onshore	17,2	28,4	48,4	48,4	39,6		39,6	
Wind Offshore	0,0	34,0	76,6	76,6	79,4	30,0	79,4	20,0
Fotovoltaik	0,2	9,1	13,6	13,6	15,3	10,0	15,3	10,0
Geothermie	0,0	0,0	11,0	11,0	11,0	5,0	11,0	5,0
Biomasse, -gas	4,2	17,0	62,5	46,3	60,2		38,5	
Import	0,0	0,0	33,6	33,6	40,1	25,0	40,1	20,0
Summe Erneuerbare	43,9	114,0	271,0	255,0	271,0	70,0	248,7	55,0
REG-H2 (via KWK)							20,5	
Fossil	518,1	475,0	163,0	179,0	163,0		165,0	
Gesamt	562,0	589,0	434,0	434,0	434,0		434,0	
Endenergie Wärme, PJ/a								
Kollektoren	7,0	70,0	295,0	345,0	295,0		331,0	
Erdwärme	3,8	52,0	216,0	281,0	216,0		281,0	
Biomasse, -gas	140,2	337,0	667,0	533,0	667,0		495,0	
REG-H2 (via KWK)							61,0	
Summe Erneuerbare	151,0	460,0	1178,0	1159,0	1178,0		1168,0	
Fossil + Strom	5072,0	4230,0	1622,0	1641,0	1622,0		1632,0	
Gesamt	5223,0	4690,0	2800,0	2800,0	2800,0		2800,0	
Kraftstoffe, PJ/a								
Biokraftstoffe	20,5	33,0	300,0	425,0	111,0		300,0	
REG-H2		122,0			189,0			
Summe Erneuerbare	20,5	155,0	300,0	425,0	300,0		300,0	
Fossil+ Strom	2724,5	2145,0	817,0	692,0	817,0		817,0	
Gesamt	2745,0	2300,0	1117,0	1117,0	1117,0		1117,0	
Primärenergie, PJ/a								
Erneuerbare	350,0	1180,0	2948,0	2950,0	2953,0		2923,0	
Fossil	14006,0	10164,0	3808,0	3810,0	3813,0		3837,0	
Gesamt	14356,0	11344,0	6756,0	6760,0	6766,0		6760,0	
CO₂-Emiss. Mio.t/a	835,0	701,0	195,0	195,0	194,0		195,0	

mit hohem Windanteil weitgehend ausgeschöpft. Auch im Wärmebereich kann aufgrund des KWK-Anteils und der an Grenzen stoßenden Ausweitung von Nahwärmenetzen der Anteil erneuerbarer Energien von 42% nicht mehr wesentlich gesteigert werden. Dagegen ist ihr Beitrag im Verkehrssektor mit 25% noch relativ gering.

Im Vergleich zur Referenzentwicklung wird nochmals deutlich, welchen wesentlichen Beitrag die Effizienzstrategien zum Klimaschutz beitragen. Während der Beitrag erneuerbarer Energien mit 1.180 PJ/a im Jahr 2050 immerhin 40% des Beitrags der Ausbauszenarien ausmacht, liegen die verbleibenden fossilen Beträge im Referenzszenario wegen der höheren Gesamtnachfrage beim 3-fachen der Werte der Szenarien BASIS und NaturschutzPlus.

Im Szenario BASIS II steht für die stationäre Nutzung im Ausbauzustand 2050 weniger Biomasse zur Verfügung. Im Wärmebereich erfolgt der nahe liegende Ersatz durch eine verstärkte Versorgung mit solarer Nahwärme und Erdwärme. Zusammen mit dem jetzt höheren Beitrag im Verkehrsbereich von 37% werden in der Gesamtbilanz wieder derselbe Anteil an erneuerbaren Energien und dieselbe Höhe der CO₂-Emissionen erreicht wie in BASIS I. Der Beitrag der Biomasse ist mit 23% etwas geringer als im Szenario BASIS I.

Die für die Szenarien NaturschutzPlus aus Naturschutzgründen erwünschte Reduktion der Biomassenutzung bis zum Jahr 2050 verlangt eine anderweitige Kompensation, wenn das gewünschte Ziel einer 80%igen Reduktion der Treibhausgase bei unveränderter Gesamtnachfrage nach Endenergie erreicht werden soll. Biomasse kann in diesem Fall nur noch 19% der Endenergienachfrage decken. Die direkte Nutzung des Stroms ist bei einer im wesentlichen unveränderten Kombination der erneuerbaren Energien „ausgereizt“, da ein Sockelbetrag an jederzeit verfügbarer fossiler „Spitzenleistung“ verfügbar sein muss (rund 30 TWh/a in 2050). Auch die Struktur des Wärmemarkts erlaubt nur noch geringe Spielräume bei einer verstärkten Durchdringung mit Niedertemperaturwärme. Deshalb ist die Nutzung der weiteren noch in großem Ausmaß verfügbaren Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherstellung ab etwa 2030 die nächste vernünftig einsetzbare Option. Wird der Deckungsanteil im Strom- und Wärmebereich wie im Szenario BASIS I aufrechterhalten, so kann der Wasserstoff als Kraftstoff eingesetzt werden. Im Szenario NaturschutzPlus I werden dazu weitere 70 TWh/a Strom eingesetzt um daraus 190 PJ/a Elektrolysewasserstoff bereitzustellen. Im Szenario NaturschutzPlus II, in dem der Bio-Kraftstoff-Anteil des Szenarios BASIS II beibehalten wird, dient der Wasserstoff (150 PJ/a) zur Versorgung dezentraler KWK-Anlagen, wo er mit einem Nutzungsgrad von 90% und einer Stromkennzahl von 1,25 in Strom (20,5 TWh/a) und Nutzwärme (61 PJ/a) umgewandelt wird. Gleichzeitig wird der geringere Beitrag der Biomasse im Wärmebereich, ähnlich wie in BASIS II durch den verstärkten Einsatz von solarer Nahwärme und Erdwärme kompensiert.

Den jeweiligen Beitrag der drei Teilstrategien auf die Zielsetzung „Klimaschutz“ stellt Abbildung 6.8 dar. Gegenüber dem Ausgangszustand 2000 verringern sich in der Referenzentwicklung die CO₂-Emissionen nennenswert erst nach dem Jahr 2020. In 2050 sind sie um 133 Mio. t/a geringer als im Ausgangsjahr (weiße Felder in Abbildung 6.9). Die Ausbauszenarien (Beispiel BASIS I) erbringen die weiteren bis zum Jahr 2050 erforderlichen 506 Mio. t/a. CO₂-Minderung. Bis zum Jahr 2050 bewirkt die Effizienzstrategie insgesamt eine Reduktion um 228 Mio. t/a CO₂ mit Schwerpunkt im Wärmebereich. Dabei ist berücksichtigt, dass sich im Zeitverlauf die CO₂-Intensität des zu substituierenden Energiemixes ändert. Weitere 58 Mio. t/a CO₂-Minderung kommen durch den Ausbau der KWK zu Stande. Erneuerbaren Energien lassen sich bis 2050 rund 220 Mio. t/a CO₂-Minderung zuordnen. Die Effizienzstrategie erzielt bis etwa 2030 deutlich höhere Minderungsbeiträge als der Ausbau der erneuerbaren Energien. Gegen 2050 sind die Minderungspotenziale der Effizienzstrategie (KWK bereits um 2030) dagegen weitgehend ausgereizt, der Minderungsbeitrag erneuerbarer Energien entspricht mit 220 Mio. t/a CO₂ nahezu dem der Nutzungseffizienz. Nach 2050 können durch erneuerbare Energien weitere CO₂-Minderungen erbracht werden; längerfristig können sie eine praktisch CO₂-freie Energiewirtschaft gewährleisten.

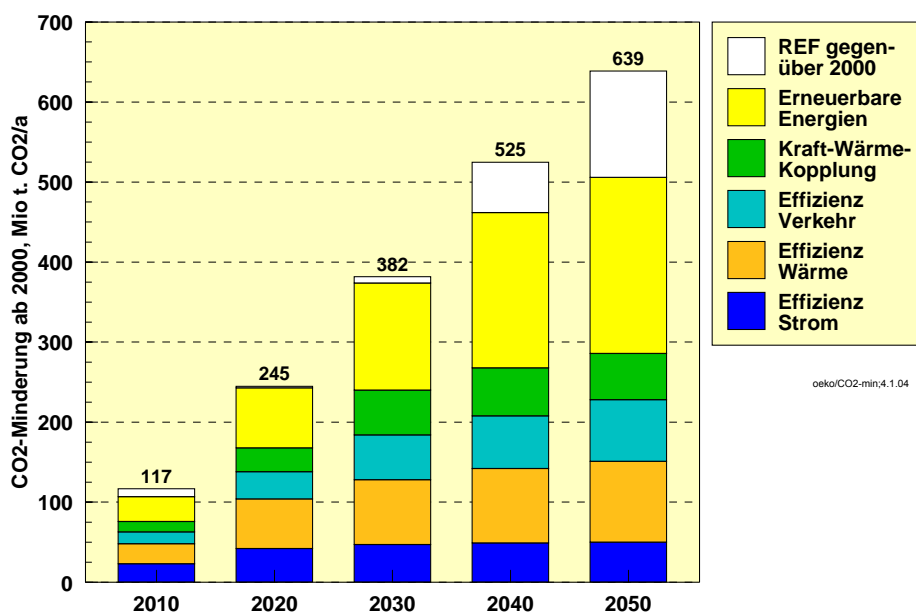


Abbildung 6.8: CO₂-Minderung gegenüber dem Jahr 2000 in den Ausbauszenarien mit Aufteilung auf die Teilstrategien „Effizienzverbesserung bei der Nutzung“, „Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Ausbau erneuerbarer Energien“. Die weißen Felder stellen die Emissionsminderung der Referenzentwicklung gegenüber 2000 dar.

6.4 Strukturelle Wirkungen der Ausbauszenarien auf die einzelnen Versorgungssektoren

6.4.1 Strukturelle Auswirkungen auf den Stromsektor

Die Basiszielsetzungen einer nachhaltigen Energieversorgung – möglichst hohe Effizienz bei Umwandlung und Nutzung und gleichzeitig anspruchsvolle Anteile erneuerbarer Energien – dominieren die zukünftige Entwicklung der Stromversorgungsstruktur in den vorliegenden Szenarien. Da Kraftwerke langlebige Investitionsgüter darstellen, ist die Intensität von Strukturveränderungen u. a. auch durch die Alterstruktur des bestehenden Kraftwerksparks bestimmt. Das hier zugrunde gelegte Szenario der Abgänge bestehender Kraftwerke und bis 2000 errichteter dezentraler Anlagen im KWK- und EE-Bereich geht von mittleren Lebensdauern der fossilen Großkraftwerke von 40 Jahren und für BHKW von 30 Jahren aus. Für Windanlagen werden 20 Jahre und für Wasserkraft 50 Jahre angesetzt. Vorliegende Angaben für größere Kraftwerke [Markewitz, Nollen 1999; Enquete 2002 und UBA 2003] wurden als Datengrundlage benutzt (Abbildung 6.9). Kernkraftwerke werden entsprechend dem bestehenden Ausstiegsbeschluss vom Netz genommen. Danach sind bei konventionellen Anlagen (ohne erneuerbare Energien) bis 2010 rund 28 GW, bis 2020 rund 62 GW und bis 2030 etwa 84 GW Leistung an Abgängen zu erwarten. Eine Fortschreibung bis 2050 liefert für 2040 einen Wert von rund 100 GW. In 2050 sind bis auf einen Teil der Wasserkraft alle heutigen Kraftwerke außer Betrieb. Die Differenz zwischen dem Strom- bzw. Leistungsbedarf der oben erläuterten Szenarien und der in Abbildung 6.9 dargestellten Abgangskurve ergibt das mit Neukraftwerken aller Art aufzufüllende Leistungsvolumen in den nächsten Jahrzehnten.

Die durch den angestrebten Ausbau der Kraftwerksstruktur sich einstellende Struktur des Leistungszubaus (bzw. -ertüchtigung) in den Szenarien ergibt in Verbindung mit obiger Abgangskurve der bestehenden Kraftwerke folgendes Bild:

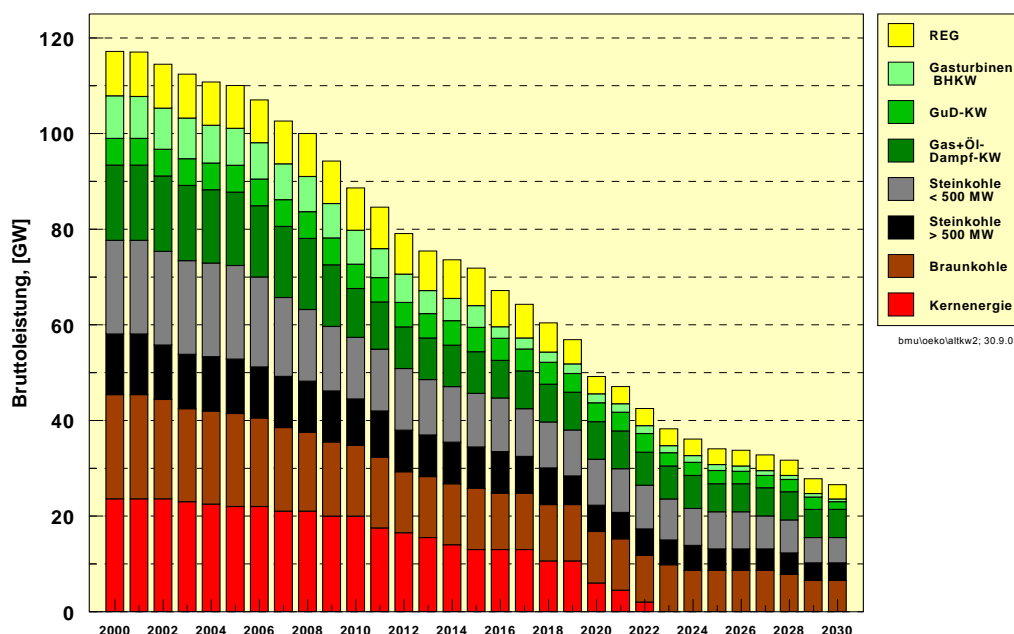


Abbildung 6.9: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksbestandes bis 2030 nach Kraftwerksarten einschließlich BHKW- und EE- Anlagen. Eigene Berechnungen mit Basisdaten aus [Markewitz, Nollen 1999; Enquete 2002 und UBA 2003]

Im **Referenzszenario** dominieren auch bei der Stromerzeugung langfristig die konventionellen fossil befeuerten Kraftwerke, (Abbildung 6.10, oben). Die wegfallenden Kapazitäten werden hier vorwiegend durch kohlegefeuerte Kondensationskraftwerke ersetzt. Bereits bis 2020 sind (bei gleich bleibender Auslastung der einzelnen Kraftwerksarten) 68 GW Leistung in neuen oder ertüchtigten Kraftwerken gegenüber 2000 bereitzustellen. 46 GW davon stammen aus fossil gefeuerten größeren Kraftwerken (37 Kohle, 9 Gas), wovon 35 GW Kondensationskraftwerke sind. BHKW und erneuerbare Energien tragen mit 22 GW zur Leistungserhöhung bei.

An der bis 2050 neu zu errichtenden Gesamtkapazität sind (Stein- und Braun-) Kohlekraftwerke mit 46 GW und Gas-GuD-Kraftwerke mit 10 GW beteiligt. Da der (geringe) Ausbau der KWK hauptsächlich bei der Fernwärme stattfindet, werden weitere 24 GW Leistung als HKW (einschließlich industrielle HKW) neu errichtet, je zur Hälfte kohle- und gasgefeuert. Die KWK-Leistung im dezentralen Bereich (Nahwärme, Objektversorgung, industrielle BHKW) wächst innerhalb von 50 Jahren dagegen nur um 11 GW. Hier dominieren Erdgas und Biomasse. Weitere 40 GW Leistung werden durch erneuerbare Energien bis 2050 bereitgestellt. Die mittlere Auslastung des Kraftwerksparks sinkt, bedingt durch den geringen Anteil erneuerbarer Energien nur leicht von derzeit rund 4 800 h/a auf 4 400 h/a. Die entsprechende Bruttostromerzeugung von insgesamt 600 TWh/a ist durch ein nur geringes Sinken des Anteils von Kondensationskraftwerken bis 2050 auf 64 % gekennzeichnet (2000: 79%). Der Beitrag der KWK zur Stromerzeugung wächst nur langsam auf knapp 20 % im Jahr 2050. Erneuerbare Energien erreichen einen Anteil von 19 % (3% davon ist Biomasse-KWK, die auch bereits in der Prozentangabe der Gesamt-KWK enthalten ist). Fossil erzeugter Strom nimmt somit bis 2050 insgesamt zu, da der Wegfall der Kernenergie (170 TWh/a) und der Verbrauchszuwachs (30 TWh/a) nur zum geringen Teil (80 TWh/a) durch zusätzlichen Strom aus erneuerbaren Energien substituiert werden.

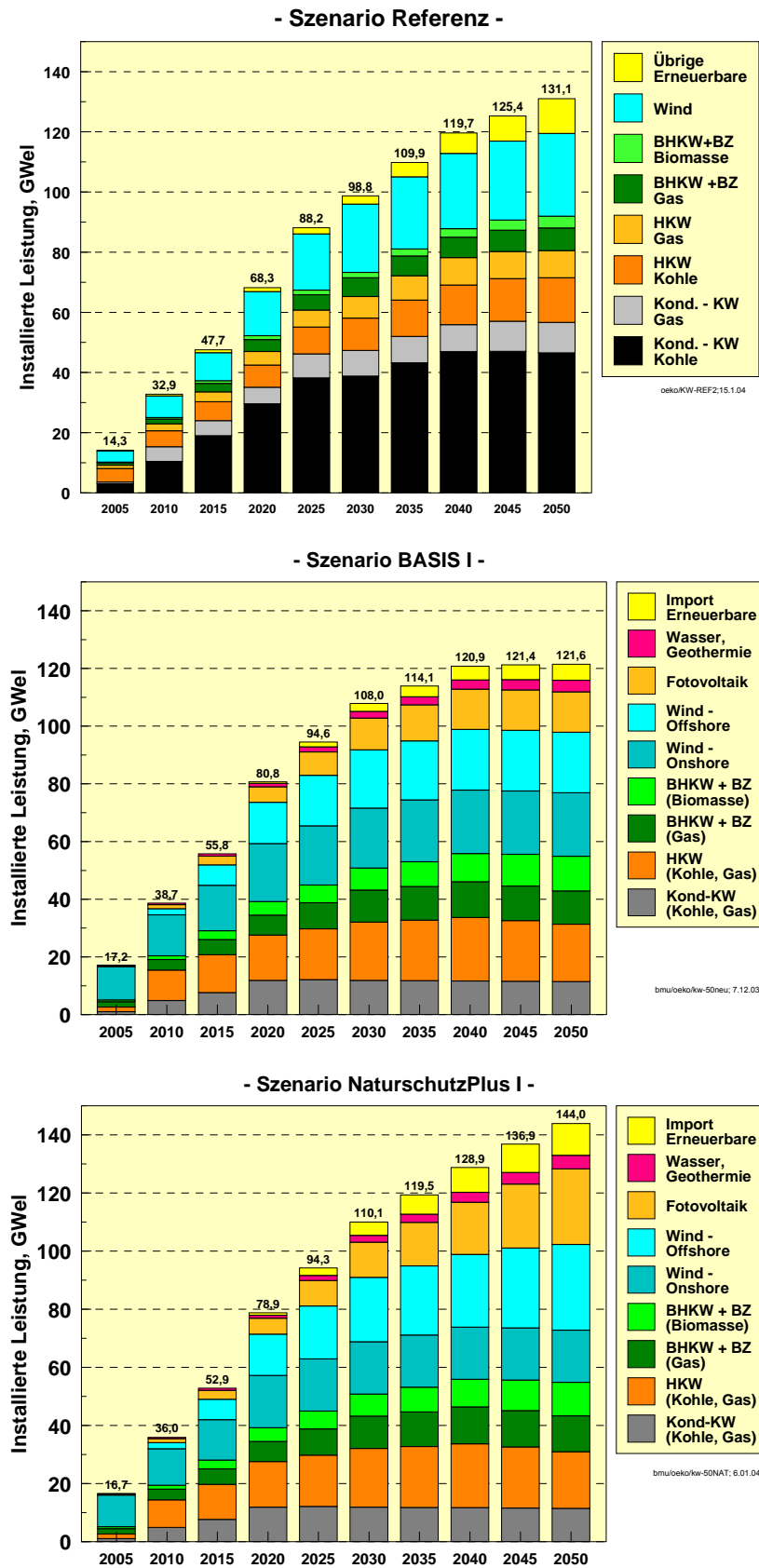


Abbildung 6.10 : Kraftwerksneubauten und –ertüchtigungen ab 2001 in den Szenarien Referenz (oben), BASIS I (Mitte) und NaturschutzPlus I (unten) gegliedert nach Kraftwerksarten

Im Gegensatz zum Referenzszenario werden in den Ausbauszenarien BASIS und NaturschutzPlus die bestehenden Kondensationskraftwerke weitgehend durch KWK und erneuerbare Energieträger verdrängt. Im **Szenario BASIS I** (Abbildung 6.10, Mitte) entstehen bis 2020 an Neubauten insgesamt 81 GW, wovon bereits 46 GW von EE-Anlagen stammen. Von den 35 GW fossil gefeuerten Anlagen sind 15 GW Kohlekraftwerke (davon 10 GW als HKW), 13 GW Gaskraftwerke (davon 6 GW als HKW) und 7 GW sind gasgefeuerte BHKW. Bis 2050 steigen die Neubauten auf insgesamt 122 GW, wovon allein 78 GW von EE-Anlagen stammen, 45 GW entstehen in KWK, davon 24 GW als BHKW im dezentralen Bereich, (12 GW davon in Biomasse). Der Markt für dezentrale KWK-Anlagen ist also mehr als doppelt so groß wie im Referenzszenario, obwohl gleichzeitig EE-Anlagen stark ausgebaut werden. Dafür werden bis 2050 nur noch 12 GW neue Kondensationskraftwerke errichtet, größtenteils als Gas-GuD-Anlagen zum teilweisen Ausgleich der von erneuerbaren Energien erzeugten fluktuierenden Leistung.

Entsprechend erreicht die KWK bis 2050 einen Anteil von 45% der Stromerzeugung, wobei allein die Biomasse 15 % der KWK-Stromerzeugung bereitstellt. Der Anteil der übrigen erneuerbaren Energien steigt bis 2050 auf 48 % der Gesamterzeugung in Höhe von 434 TWh/a. Einen wesentlichen Beitrag liefert die Windenergie, allerdings werden auch die Geothermie und die Fotovoltaik deutlich ausgebaut. Ein Teil des Bedarfs (34 TWh/a) wird auch durch erneuerbaren Strom aus dem europäischen Verbundnetz, vor allem aus solarthermischen Kraftwerken, gedeckt. Die Auslastung des gesamten Kraftwerksparks beträgt in diesem Szenario im Jahr 2050 nun 3 500 h/a. Insgesamt wird trotz geringer Auslastung wegen der geringeren Stromnachfrage mit 122 GW weniger Kraftwerksleistung als im Szenario Referenz benötigt.

Im **Szenario NaturschutzPlus I** (Abbildung 6.10, unten) sind bis auf die aus Naturschutzgründen genannten Einschränkungen (Wind Onshore, Wasserkraft, Biomasse) die Zubauwerte bis zum Jahr 2030 mit dem Szenario BASIS I vergleichbar. Danach tritt der allmähliche verstärkte Zubau von EE-Anlagen zur Wasserstoffbereitstellung in Erscheinung. Dieser bewirkt eine bis 2050 insgesamt neu installierte Leistung von 144 GW mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 100 GW. An fossil gefeuerten Kraftwerken werden, wie im Szenario BASIS I dann noch 44 GW benötigt, 33 GW davon werden in KWK betrieben. Die so entstandene Kraftwerksstruktur wird im Jahr 2050 im Mittel zu 3 400 h/a ausgelastet, womit 504 TWh/a Strom erzeugt werden. Der Anteil erneuerbarer Energien ist wegen der zusätzlichen Wasserstoffbereitstellung mit 68% (ohne Biomasse-KWK = 56%) höher als im Szenario BASIS I (Abbildung 6.11). Entsprechend fällt der KWK-Anteil etwas geringer aus als im Szenario BASIS I.

Von den insgesamt aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 erzeugten 341 TWh/a werden in diesem Szenario 65 TWh/a, also knapp 20%, über das europäische Verbundnetz aus ergebnisreichen europäischen und nordafrikanischen Quellen bereitgestellt. Dies liegt in der Logik derartiger Ausbauszenarien, da die hier unterstellte Wachstumsentwicklung erneuerbarer Energien nur in einem gesamteuropäischen Verbund sinnvoll ist und dann Potenziale nach ökonomischen Gesichtspunkten erschlossen und genutzt werden. Dies bringt sowohl für die Lieferländer als für die Importländer Vorteile. Insbesondere für eine erschwingliche Wasserstoffbereitstellung ist dies von großer Bedeutung.

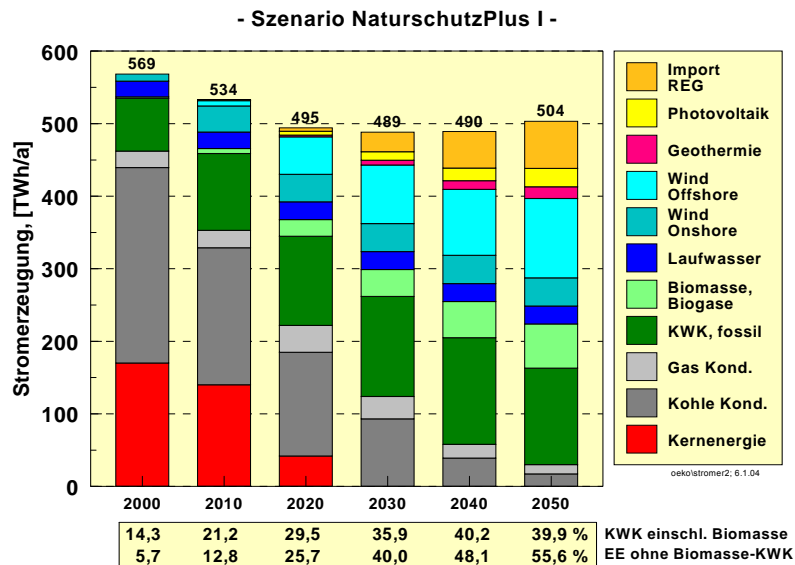


Abbildung 6.11: Stromerzeugung nach Kraftwerksarten und Energiequellen im Szenario NaturschutzPlus I. Der Anstieg nach 2030 resultiert aus der Strombereitstellung für die Wasserstoffherzeugung (2030 = 10 TWh/a; 2040 = 33,5 TWh/a und 2050 = 70 TWh/a.)

6.4.2 Strukturelle Auswirkungen auf den Wärmesektor

Wesentliche Ausgangspunkte für die erforderlichen Umstrukturierungen im Bereich der Wärmebereitstellung sind zum einen die großen Einsparpotenziale für Raumwärme im Gebäudebestand; zum zweiten die Notwendigkeit die beim angestrebten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Nutzwärme verwerten zu können (u. a. durch starke Dezentralisierung der KWK bis hin zur Einzelobjektversorgung) und zum dritten die heutigen Gegebenheiten bei der Versorgung mit erneuerbaren Energien. Der Umsetzung der Einsparpotenziale im Gebäudebestand wird in den Ausbauszenarien hohe Priorität eingeräumt, da sie eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung hoher Deckungsanteile erneuerbarer Energien sind und weil sie sich zum größten Teil wirtschaftlicher umsetzen lassen als die Bereitstellung von Nutzwärme aus erneuerbaren Energien. Als Folge davon sinkt die Nachfrage nach Nutzwärme in den Ausbauszenarien deutlich (vgl. Abschnitt 6.2), insbesondere im Bereich der Raumheizung.

Die Versorgungsseite ist – im Vergleich zur Stromerzeugung – durch ungünstigere Ausgangsbedingungen gekennzeichnet. Zwar stammen ca. 12% der Endenergienachfrage nach Wärme aus der KWK, der Beitrag der dezentralen Versorgung ist jedoch mit einem Anteil von 0,7% noch sehr klein. Auch der Beitrag erneuerbarer Energien (ohne Biomasse für KWK-Anlagen) ist mit 2,5% noch sehr gering und besteht weitgehend nur aus Einzelheizungen für Brennholz. Aufgrund der strukturellen Vorgaben hinsichtlich des KWK-Ausbaus (Abschnitt 6.2) steigt der Beitrag an effizient erzeugter KWK-Wärme (worin auch der Einsatz von Biomasse in KWK-Anlagen enthalten ist) in den Ausbauszenarien von derzeit 12% auf 21 % in 2030 und auf knapp 27% im Jahr 2050 (Abbildung 6.12; Szenario NaturschutzPlus II). Der Absolutbetrag an KWK-Wärme wächst dabei nur geringfügig von derzeit 715 PJ/a auf 830 PJ/a in 2030 um dann wieder bis 2050 auf 750 PJ/a zu sinken. Verlusten bei der großflächigen Fernwärme (infolge Sanierungsmaßnahmen im Altbaubestand) stehen starke Gewinne bei der Nahwärme- und Objekt-KWK gegenüber (von derzeit 40 PJ/a auf 310 PJ/a in 2050). Auch die industrielle KWK-Wärme verringert sich leicht.

Die potenzielle Konkurrenz von KWK und erneuerbaren Energien in einem kleiner werdenden Wärmemarkt wirkt sich bis 2030 noch nicht aus, da die heute mit 85% sehr großen Segmente der Wärmebereitstellung durch Öl (in der Industrie auch Kohle) und Erdgas genügend Substitutionsspielraum bieten. Danach findet – bei praktisch ausgenutztem Potenzial

der Biomasse - auch eine (geringe) Verdrängung von fossiler KWK-Wärme durch weitere Wärme (Kollektoren, Erdwärme) aus erneuerbaren Energien statt. Im Szenario Naturschutz-Plus II erreichen erneuerbare Energien so einen Deckungsanteil von 35% im Jahr 2050 (einschließlich der der KWK zugeordneten KWK-Biomasse sind es 42%).

Auch 60 PJ/a Nutzwärme, die mittels erneuerbarem Wasserstoff in Brennstoffzellen (KWK-Betrieb) bereitgestellt werden, sind Bestandteil dieses Szenarios. In den Szenarien NaturschutzPlus wird zusätzlich Strom aus erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherzeugung bereitgestellt, um das begrenzte Biomasse-Potenzial zu kompensieren. In NaturschutzPlus II kommt dazu die Variante Wasserstoffeinsatz in effizienten KWK-Anlagen zum Einsatz. Die direkte Wärmebereitstellung im Szenario Naturschutzplus II aus Gas- und Ölheizungen (einschließlich industrieller Prozesswärme) geht bis 2050 auf 28% zurück, die übrige Menge an fossilen Energien wird in KWK-Anlagen eingesetzt. Weitere 10% Endenergie im Wärmebereich ist Strom, der vorwiegend für industrielle Prozesswärme und zum Antrieb von Wärmepumpen eingesetzt wird.

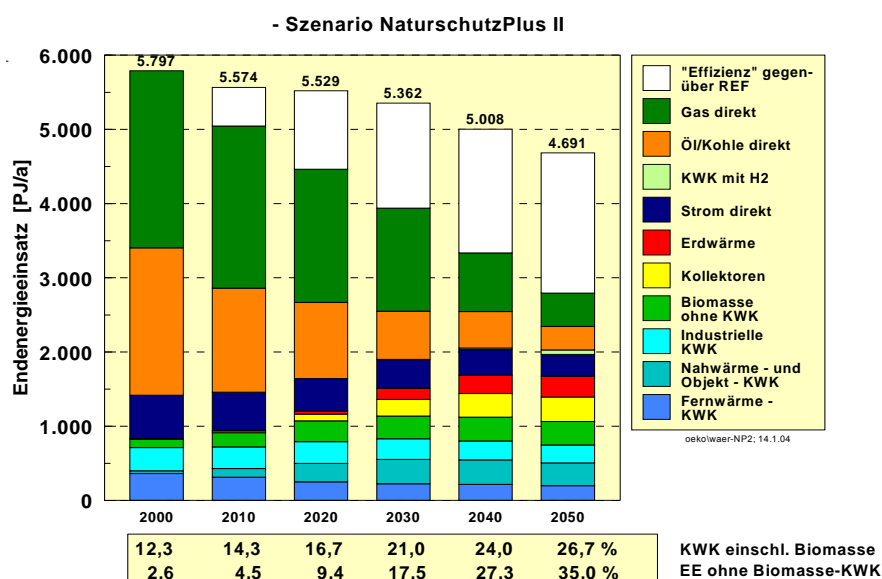


Abbildung 6.12: Strukturveränderungen im Wärmemarkt im Szenario NaturschutzPlus II infolge Gebäudesanierung und weiterer Effizienzmaßnahmen, sowie dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.

Kennzeichen der zukünftigen Wärmeversorgung ist ein hoher Anteil von Nahwärmeversorgungen sehr unterschiedlicher Größe, da zahlreiche betrachtete Technologien nur so effizient und kostengünstig Wärme bereitstellen können. Dazu gehören KWK-Anlagen > 10 kW (bzw. > 1 MW im Nichtwohngebäudebereich), Biomasseheizwerke, solare Nahwärme mit Großspeicher und Nahwärme auf der Basis von Geothermie. Vom heutigen sehr kleinen Anteil von 0,7% wächst daher der Anteil von Nahwärmeversorgung bis 2050 auf 33,5 %. Zusammen mit den im wesentlichen bestehen bleibenden Fernwärmenetzen werden im Szenario Naturschutzplus II so rund 40% der Wärme über Netze bereitgestellt. Betrachtet man erneuerbare Energien allein, so werden sie derzeit zu ca. 25% mittels Nahwärmeversorgung bereitgestellt.

Die szenarioseitigen Unterschiede des Wärmemarkts im Bereich der erneuerbaren Energien macht Abbildung 6.13 deutlich. Im Referenzszenario erfolgt nach anfangs noch merklichem Zubau (heutige Fördermaßnahmen bleiben noch einige Zeit bestehen) ein nur noch geringer

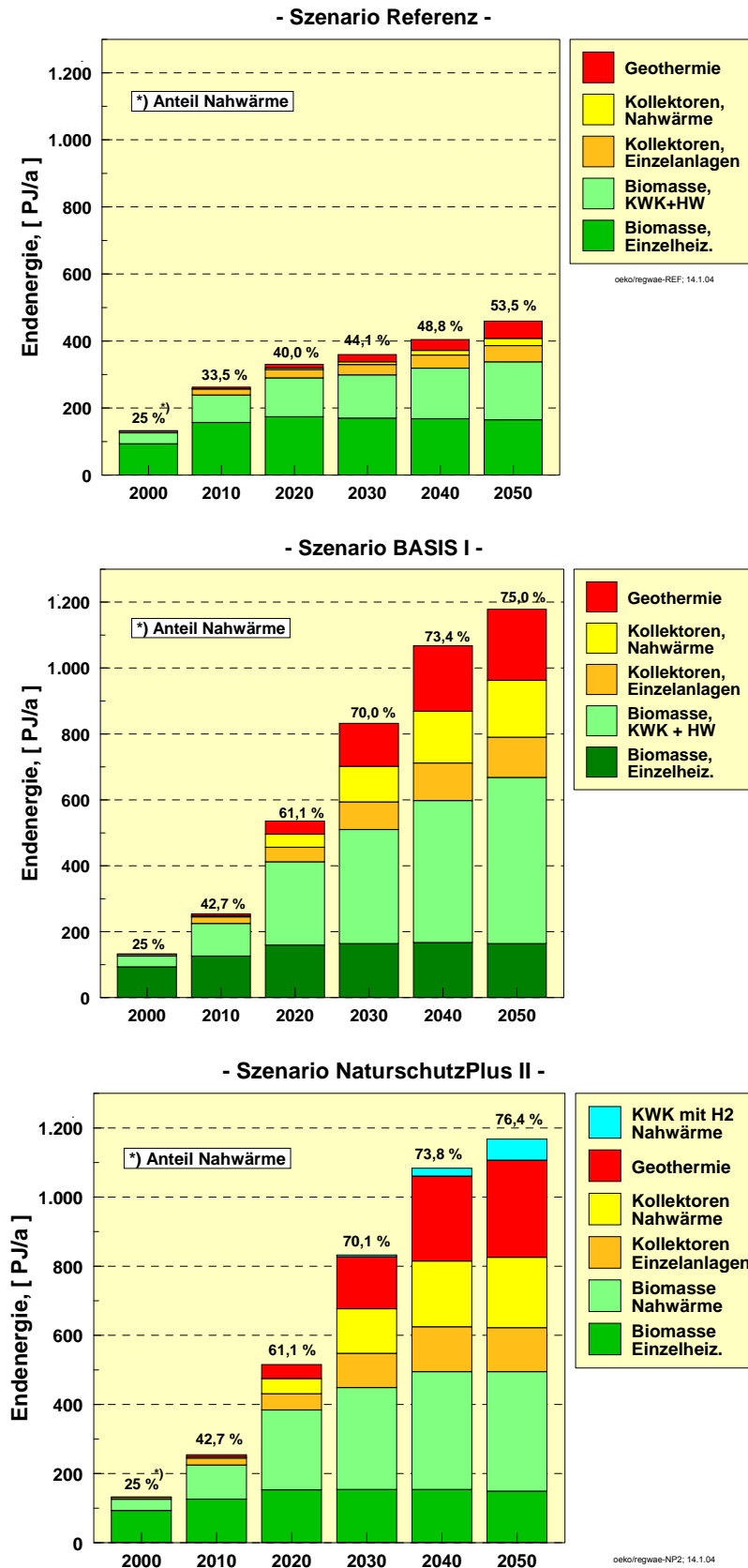


Abbildung 6.13: Entwicklung der Beiträge erneuerbarer Energien im Wärmemarkt in den Szenarien Referenz (oben), BASIS I (Mitte) und NaturschutzPlus II (unten) mit Angabe der über Nahwärmeversorgungen bereitzustellenden Anteile

Zuwachs, so dass der Beitrag erneuerbarer Energien bis 2050 mit dann 460 PJ/a auf lediglich 10% steigt. Lediglich die Biomasse wird in größerem Umfang eingesetzt. Der Nahwärmeanteil der erneuerbaren Energien allein steigt bereits auch im Referenzszenario von derzeit 25% auf über 50%. In den Ausbauszenarien steigt der Beitrag erneuerbarer Energien bis 2050 mit 1.180 PJ/ dagegen auf das 2,6fache. In Verbindung mit dem deutlich niedrigen Gesamtbedarf an Wärme resultiert daraus ein Beitrag erneuerbarer Energien von 42% an der gesamten Wärmebereitstellung. Der über Nahwärmeversorgungen zu nutzende Anteil erneuerbarer Energien steigt deutlich und erreicht im Jahr 2050 Werte von 75%. Obwohl Kollektoren und Erdwärmelanlagen in den Ausbauszenarien hohe Steigerungsraten haben, dominiert mengenmäßig bis etwa 2020 die Biomasse. Erst danach liefern die übrigen erneuerbaren Energien energiewirtschaftlich relevante Anteile.

Unterschiede zwischen den Szenarien BASIS und Naturschutzplus resultieren aus der unterschiedlichen Verfügbarkeit der Biomasse. In BASIS I stellt Biomasse aufgrund hoher Potenziale in 2050 mit 670 PJ/a einen Anteil von 56% der Wärme aus erneuerbaren Energien, in NaturschutzPlus II sinkt ihr Beitrag auf 40%, an ihre Stelle treten höhere Beiträge von Kollektor- und Erdwärme. Wegen ihrer niedrigen Temperatur sind diese jedoch nicht beliebig steigerbar. Deshalb tritt die aus dem KWK-Betrieb von Brennstoffzellen nutzbare Abwärme hinzu. Hierbei wird Erdgas durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff verdrängt und somit, bei gleicher KWK-Struktur, indirekt der Beitrag erneuerbarer Energien erhöht.

6.4.3 Strukturelle Auswirkungen auf den Verkehrssektor

Die zukünftige Entwicklung des Verkehrssektors ist in den Ausbauszenarien vor allem durch deutliche Effizienzsteigerungen aller Verkehrsmittel und (begrenzte) Verlagerungen des Verkehrsaufkommens von der Straße auf die anderen Verkehrsmittel gekennzeichnet. Mit einem Anteil von 0,9% sind erneuerbare Energien hier derzeit am geringsten vertreten. Wenn auch außer Frage steht, dass sich langfristig auch der Verkehrssektor im Rahmen einer Nachhaltigkeitsstrategie möglichst weitgehend auf erneuerbare Energien abstützen muss, ist in diesem Sektor die Intensität einer Ausbaustrategie erneuerbarer Energien besonders sorgfältig festzulegen. Zum einen ist es volkswirtschaftlich effizienter zuerst die Effizienzpotenziale fahrzeug- und antriebstechnisch umzusetzen und erst danach diese verbrauchsoptimierten Fahrzeuge mit den vergleichsweise teureren Kraftstoffen auf der Basis erneuerbarer Energien zu versorgen. Zum zweiten sind die Substitutionspotenziale erneuerbarer Energien hinsichtlich Klimagasemissionen auf absehbare Zeit im Strombereich pro eingesetzter Energieeinheit um etwa das Zweifache höher [Pehnt/Nitsch 2001]. Damit die Entlastungswirkung erneuerbarer Energien beim Klimaschutz also möglichst rasch sichtbar wird, sollte vorerst der Stromsektor Vorrang haben. Erst wenn sich die Substitutionseffizienz angeglichen hat, sollten der Verkehrssektor (und der Wärmemarkt) mit etwa gleicher Intensität wie der Stromsektor an einem Ausbau erneuerbarer Energien teilnehmen.

Die kurz- bis mittelfristig attraktivsten Substitutionsmöglichkeiten im Verkehr stellen Kraftstoffe auf der Basis von Biomasse dar. Da aber die Biomasse – neben der Wasserkraft – die aus Potenzialsicht am meisten begrenzte erneuerbare Ressource ist, versteht sich ihr möglichst effizienter Einsatz unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten von selbst. Bezogen auf den heutigen Kraftstoffverbrauch entspricht nämlich das unter Naturschutzsicht maximal verfügbare Potenzial (ohne Import von Biomasse bzw. Biokraftstoffen) bei ausschließlichem Einsatz als Kraftstoff lediglich 25%. Im Falle weniger starker Restriktionen (Szenarien BASIS) wächst dieser Anteil auf maximal 35%. Auch dies spricht für ihre weitgehende Nutzung im stationären Bereich, wo die Biomasse mit insgesamt höheren Nutzungsgraden in Energiedienstleistungen umgesetzt werden kann.

Aus Sicht der Fördermöglichkeiten ist dagegen eine forcierte Einführungsstrategie für Biokraftstoffe relativ leicht zu bewerkstelligen. Wegen der hohen steuerlichen Belastung herkömmlicher Kraftstoffe genügt eine allgemeine Steuerbefreiung von Biokraftstoffen, um sie bereits heute wettbewerbsfähig zu machen. Neue Förderinstrumente, entsprechend dem

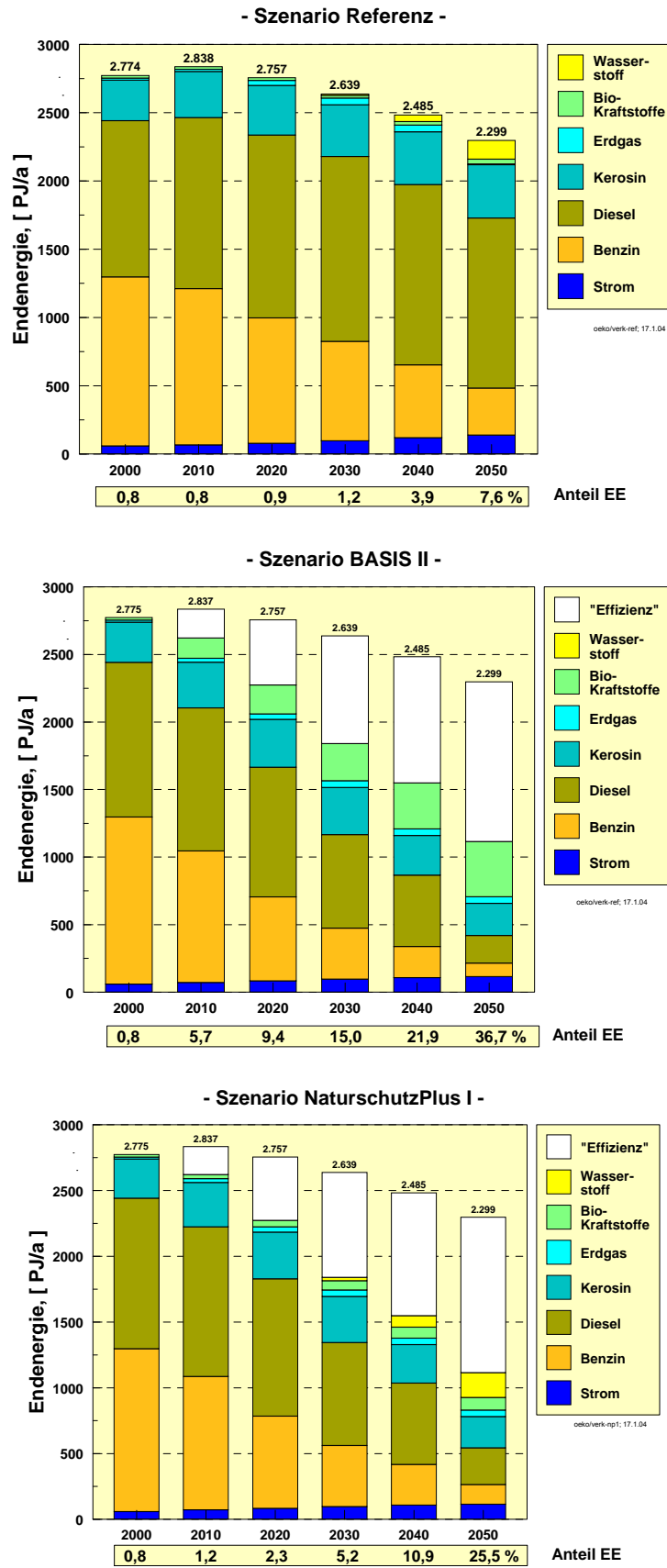


Abbildung 6.14: Strukturelle Veränderungen in der Kraftstoffbereitstellung in den Szenarien Referenz (oben), BASIS II (Mitte) und NaturschutzPlus I (unten) mit Angabe der jeweiligen Anteile an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.

EEG werden nicht benötigt, auch müssen keine unmittelbaren öffentlichen Haushaltsmittel bereitgestellt werden. Damit sinken jedoch nicht die volkswirtschaftlichen Kosten der Einführung und man übersieht auch leicht die noch relativ hohen Differenzkosten zu den reinen Bereitstellungskosten fossiler Kraftstoffe. Zudem besteht die Gefahr, dass die notwendigen Strukturveränderungen und fahrzeugseitigen Effizienzverbesserungen im Verkehr demgegenüber vernachlässigt werden.

In den Szenarien werden beide Strategien abgebildet – die eher behutsame Einführung im zeitlichen Gefolge des Ausbaus erneuerbarer Energien in den anderen Sektoren und in Abstimmung mit dem Verdopplungsziel 2010 sowie die Strategie eines, gemessen am jetzigen Anteil, sehr raschen Ausbaus. Dazu wird das angestrebte EU-Ziel für 2010, einen Anteil von 5,75% am Kraftstoffverbrauch zu erreichen, benutzt (Szenario BASIS II). Dies entspricht in Deutschland immerhin dem Siebenfachen des heutigen Beitrags – geht also weit über das Verdopplungsziel beim Strom oder der Primärenergie insgesamt hinaus. Abbildung 6.14 stellt die Ergebnisse im Vergleich zur Entwicklung im Szenario Referenz dar. In diesem Abbildung 6.14 oben) macht sich ein Anstieg von erneuerbaren Kraftstoffen erst nach 2030 bemerkbar, ihr Beitrag bleibt aber mit 7,6% im Jahr 2050 relativ unbedeutend. Dies liegt insbesondere an dem immer noch hohen Gesamtverbrauch, der die Beiträge von Biokraftstoffen und Wasserstoff von insgesamt 180 PJ/a wenig wirksam werden lässt.

Eine Obergrenze des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrssektor stellt das Szenario BASIS II dar. Die aus Naturschutzsicht nicht reduzierten Biomassepotenziale werden bevorzugt im Verkehrssektor eingesetzt (vgl. Abbildung 6.7), was zusammen mit den umgesetzten Effizienzpotenzialen rasch zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien führt. Mit 36,7 % bzw. 420 PJ/a besteht somit die Kraftstoffbasis im Jahr 2050 zu mehr als einem Drittel aus erneuerbaren Energien. Trotzdem ist der bis dahin durch Effizienzmaßnahmen vermiedene bzw. vermeidbare Energieverbrauch mit 1.100 PJ/a deutlich höher.

Im Szenario NaturschutzPlus I werden die geringeren Biomassepotenziale zudem noch vorrangig im stationären Bereich eingesetzt, was zu relativen geringen Beiträgen von Biokraftstoffen von rund 9% (100 PJ/a) in 2050 führt. Um dennoch einen nennenswerten Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr zu erzielen, wird zusätzlich ab 2030 elektrolytisch erzeugter Wasserstoff bereitgestellt, so dass im Jahr 2050 rund ein Viertel des Kraftstoffbedarfs, also 285 PJ/a, aus erneuerbaren Quellen stammt. Damit leistet der Verkehrssektor ebenfalls einen deutlichen Beitrag zu der in den Ausbauszenarien zu erreichenden Reduktion der Klimagasemissionen in Höhe von insgesamt 80% des Emissionswerts von 1990. In diesem Szenario des zeitlich späteren Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird erst ab ca. 2030 ein energiewirtschaftlich relevanter Anteil von über 5% erreicht. Dann ist aber auch der Gesamtverbrauch bereits um 30% geringer als im Jahr 2010 des Szenarios BASIS II (Verwirklichung des EU-Ziels).

In allen Szenarien bleibt bzw. wird Dieselkraftstoff bis etwa 2040 zum dominierenden Kraftstoff, mittelfristig gefolgt von Kerosin, dessen Menge sich infolge der noch starken Ausweitung des Flugverkehrs kaum verringert. Erst im Jahrzehnt 2040 - 2050 übertreffen Biokraftstoffe im Szenario BASIS II den Beitrag von Dieselkraftstoff. Die Szenarioanalyse macht deutlich, dass nur bei beträchtlichen Verbrauchsreduzierungen bzw. erfolgreichen Effizienzbemühungen im Verkehrssektor erneuerbare Energien in absehbarer Zeit und mit vertretbarem Aufwand (vgl. Abschnitt 6.5.3) nennenswerte Anteile werden decken können. Eine Strategie, die bei weitgehend unveränderten Mobilitätsstrukturen und fahrzeugspezifischen Energieaufwendungen versucht, fossile Kraftstoffe abzulösen, wird daher nicht erfolgreich sein können.

6.4.4 Die Struktur der Primärenergieversorgung in den Szenarien

Die jeweilige Intensität der Teilstrategien bestimmt bei der vorgegebenen Zielsetzung einer 80%-igen Reduktion bis 2050 den erforderlichen Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung. Er ist deshalb bei allen Ausbauszenarien mengenmäßig nahezu identisch, unterscheidet sich jedoch in der Zusammensetzung. Der Primärenergieverbrauch in 2050

(Szenario BASIS I, Wirkungsgradmethode) wird durch knapp 44% erneuerbare Energien (= 2.950 PJ/a) geprägt. Fossile Energien tragen noch zu 3.800 PJ/a bei und zwar Mineralöl mit 1.800 PJ/a, Erdgas mit 1.600 PJ/a und Steinkohle mit 400 PJ/a. Die Kernenergienutzung läuft vereinbarungsgemäß zwischen 2020 und 2025 aus, Braunkohle wird in 2050 ebenfalls nicht mehr benötigt. Mit diesem fossilen Mix werden noch 195 Mio. t/a CO₂-Emissionen erzeugt (Abbildung 6.15). Alle Zwischenziele des Klimaschutzes (z.B. -40% im Jahr 2020 gegenüber 1990) werden ebenfalls erreicht. Vergleichsweise erreichen erneuerbare Energien im Szenario Referenz im Jahr 2050 mit rund 1.200 PJ/a einen Anteil von 10%, sind also selbst in einem halben Jahrhundert nur additive Energieträger mit relativ geringer Bedeutung. Mit 10.160 PJ/a fossiler Primärenergie, davon mit 3.380 PJ/a Erdgas und 1.410 PJ/a Braunkohle praktisch die heutige Menge, werden immer noch 700 Mio. t CO₂/a emittiert.

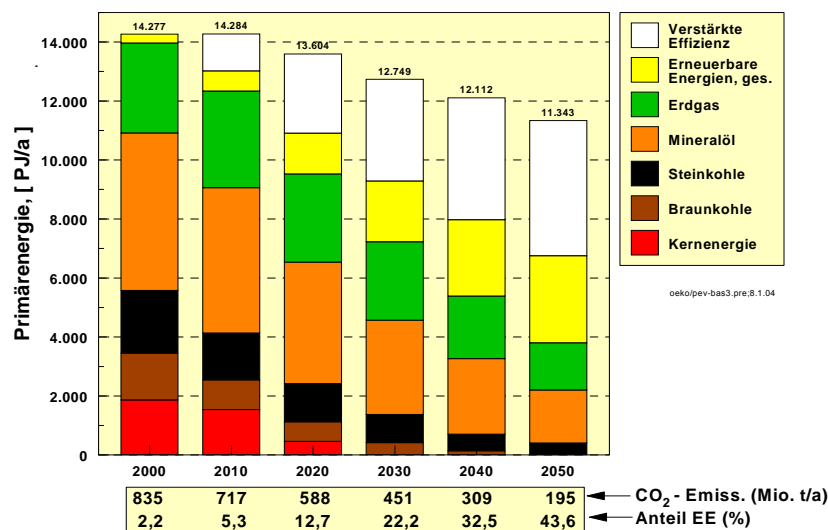


Abbildung 6.15: Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energien und der verbleibenden fossilen Energien zur Primärenergie in den Ausbauszenarien (Wirkungsgradmethode; vgl. auch Abbildung 6.6)

Die Struktur des Primärenergiebeitrags erneuerbarer Energien wird bis 2020 durch Windenergie und Biomasse geprägt, erst danach etablieren sich die anderen Energiequellen ebenfalls in deutlichem Ausmaß (Abbildung 6.16). Bei der Beurteilung der Struktur ist die primärenergetische Bilanzierung zu beachten. Bei der Wirkungsgradmethode (Abbildung 6.16, oben) wird der Strom aus Wasserkraft, Wind, Fotovoltaik als Primärenergie definiert. Für den Stromimport ist diese Darstellung ebenfalls gewählt worden. Für Biomasse, Erdwärme und Kollektoren sind die Heizwerte bzw. die thermisch bereitgestellte Energie als Primärenergie definiert. Der Beitrag erneuerbarer Energien erreicht in 2050 mit 2.923 PJ/a einen Anteil am Primärenergieverbrauch von knapp 44%. Wird dagegen die Substitutionsmethode gewählt (Abbildung 6.16, unten) wird dieser Strom mit derjenigen Primärenergie bewertet, die sonst in thermischen Kraftwerken zur Erzeugung derselben Strommenge bereitgestellt werden müsste. Entsprechend steigt der Primärenergiebeitrag dieser erneuerbaren Energien und damit der gesamte „Primärenergieverbrauch“ (vgl. auch Fußnote zu Abbildung 6.6). Er beläuft sich in 2050 dann auf 4.024 PJ/a bei einem gesamten Primärenergieverbrauch von 7.860 PJ/a, was einem rechnerischen Anteil der erneuerbaren Energien von 51% entspricht. Aus dem Vergleich der beiden Abbildungen sind die rechnerisch höheren Anteile von Wasserkraft, Windenergie, Fotovoltaik und solaren Importstroms ersichtlich.

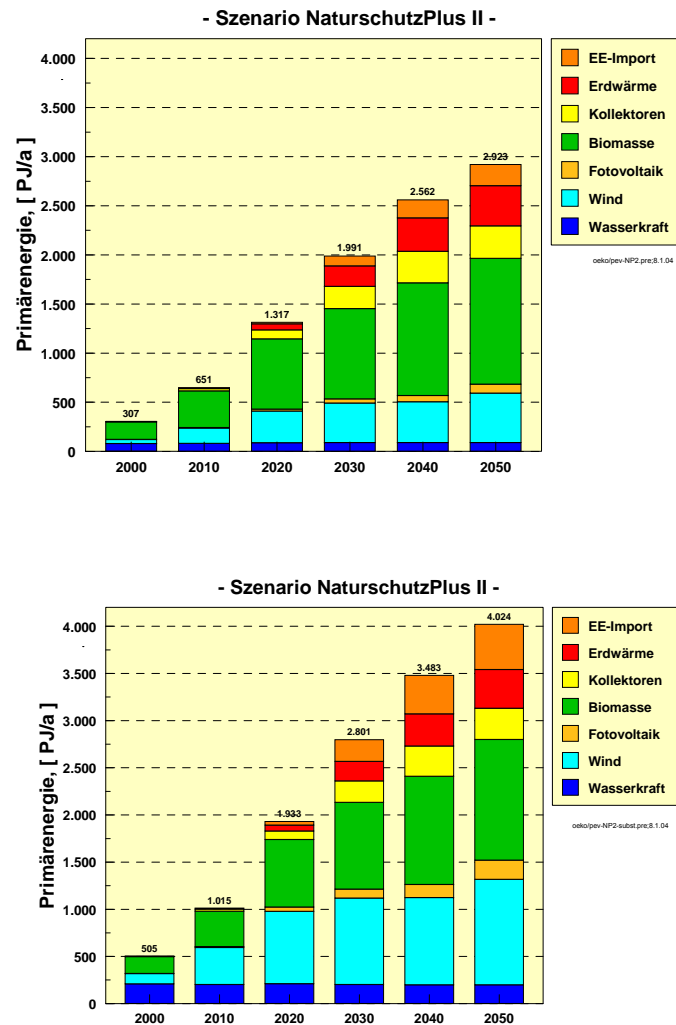


Abbildung 6.16: Struktur des Primärenergiebeitrags (oben: Wirkungsgradmethode; unten: Substitutionsmethode) erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien am Beispiel des Szenarios NaturschutzPlus II

6.5 Volkswirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

6.5.1 Ökonomische Auswirkungen auf den Stromsektor

Wie am Beispiel der Stromversorgung ersichtlich, behindern die aus Naturschutzsicht wünschenswerten Restriktionen den angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien strukturell nur relativ gering. Es kann auf ausreichend andere, ökologisch relativ unproblematische Quellen zurückgegriffen werden. Dazu gehören inländisch die Strahlungsenergie (Fotovoltaik) und die Erdwärme. Auch die gesamteuropäischen Potenziale an Wind und solarthermischen Kraftwerke sind stromseitig von Bedeutung. Es empfiehlt sich daher den zukünftige Ausbau erneuerbarer Energien unter eher strengen „ökologischen“ Restriktionen, wie sie hier für die Szenarien NaturschutzPlus stehen, durchzuführen, da dies letztlich ihren Ausbau nicht wesentlich behindert, jedoch die lokale und regionale Akzeptanz in konkreten Einzelfällen deutlich erhöhen kann. Umso mehr wird die „ökonomische Optimierung“ von Zubaustrategien für erneuerbare Energien von wesentlicher Bedeutung sein.

Sehr detailliert ist daher die zukünftige Kostenentwicklung erneuerbarer Energien modelliert worden. Für rund 50 Referenztechnologien wurden mittels des Lernkurvenansatzes die mögliche Kostenentwicklung bis 2050 in Verknüpfung mit der Marktentwicklung abgeleitet (zur Definition vgl. Kapitel 2). Deutliche Kostensenkungen im Strombereich zeigen noch die Windenergie, die Erdwärme und insbesondere die Fotovoltaik. Die Nutzung der Wasserkraft in Neuanlagen bzw. modernisierten Anlagen dürfte dagegen zunehmend teurer werden. Bei der Biomassenutzung findet eine Überlagerung von steigenden Input-Kosten (allmählicher Übergang von preiswerten Reststoffen zu Energiepflanzenanbau) und - bei KWK – Anlagen – ebenfalls steigender Wärmeerlöse und partiell auch noch zu deutlich sinkender Investitionskosten statt. Die angenommenen Kostendegressionen setzen deutlich steigende Märkte bzw. kumulierte Marktvolumina voraus, wie sie für die Ausbauszenarien, jedoch nicht für das Referenzszenario typisch sind.

Beispielhaft ist der Zusammenhang zukünftiger Kosten und zukünftiger Marktvolumina in Abbildung 6.17 für die derzeit dominierende Technologie – die Windenergie – dargestellt. Der Zubau entspricht den Annahmen im Szenario BASIS I. Im linken Teil der Abbildung sind die Kosten jeweils neuer Anlagen und der kumulierten Leistungen getrennt nach Onshore- und Offshore-Anlagen aufgetragen. Der Verlauf von 1990 bis 2003 zeigt, welche starken Kostendegressionen bereits bei Onshore-Anlagen eingetreten sind. Diese setzen sich in abgeschwächter Form auch weiter fort, so dass neue Onshore –Anlagen (Mittelwert verschiedener Standorte) ausgehend von derzeit ca. 9 ct/kWh um 2050 Stromkosten um 6 ct/kWh erreichen dürften. Für Offshore-Anlagen wird ein Kostenverlauf angenommen, der bis 2050, beginnend in 2005 mit Kosten von 10 ct/kWh zu Kosten von etwa 4 ct/kWh führen kann. Im rechten Abbildungsteil ist der im Szenario BASIS I angenommene Anlagenmix dargestellt, wobei zusätzlich zu den Kosten der jeweiligen Neuanlagen auch die Kosten des in dem betreffenden Jahr bestehenden Mixes aus Alt- und Neuanlagen dargestellt ist. Diese Kosten sind – solange die Kostendegression anhält – stets höher als die Kosten der Neuanlagen.

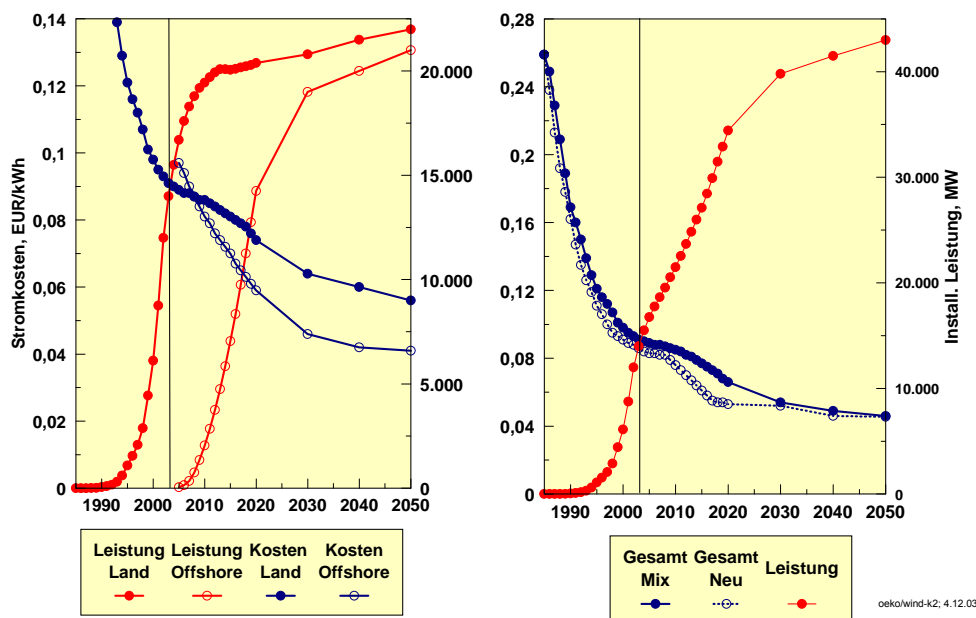


Abbildung 6.17: Entwicklung der kumulierten Leistung und der Stromkosten von Windenergie seit 1990 (1985) sowie im Szenario BASIS I bis 2050. Links Kosten von Neuanlagen getrennt nach Onshore- und Offshore-Anlagen; rechts der gesamte Anlagenmix und zusätzlich Kosten des jeweiligen Gesamtbestands, (Zinssatz 6%/a).

Für die Ausbauszenarien ist der Verlauf der Stromgestehungskosten über den Zeitraum 2000 bis 2050 am Beispiel des Szenarios BASIS I für die Technologiegruppen der einzelnen Energiearten in Abbildung 6.18 dargestellt. Dabei handelt es sich je Energieart um den Mittelwert einer Reihe von Referenztechnologien (vgl. Kapitel 2), die für die Beschreibung des Szenarios benutzt wurden. Es sind die Kosten der Neuanlagen der betreffenden Jahre dargestellt. Windkraft, Erdwärme und Stromimport zeigen noch deutliche Kostendegressionen, die langfristig, ausgehend von unterschiedlichen heutigen Kostenniveaus zu Stromgestehungskosten zwischen 4,5 und 6,0 ct/kWh führen können. Auch in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Biomasse- und Biogasanlagen, die mittelfristig noch mit rund 8 ct/kWh teurer sind, gelangen dank langfristig steigender Wärmegutschriften in diesen Bereich. Neue bzw. zu modernisierende Wasserkraftanlagen werden dagegen längerfristig teurer. Fotovoltaik erreicht bei weiterer deutlicher Kostendegression in mitteleuropäischen Breiten langfristig ein Kostenniveau von etwa 12 ct/kWh, ist dann also noch etwa doppelt so teuer wie die anderen Technologien. Mit dem Mix der im Szenario BASIS I können die mittleren Kosten neuer Anlagen zur EE-Stromerzeugung auf unter 7 ct/kWh bis 2020 und langfristig auf 5,5 ct/kWh sinken. Seit 1990 sind sie bereits um 40% von 16 ct/kWh auf unter 10 ct/kWh gesunken.

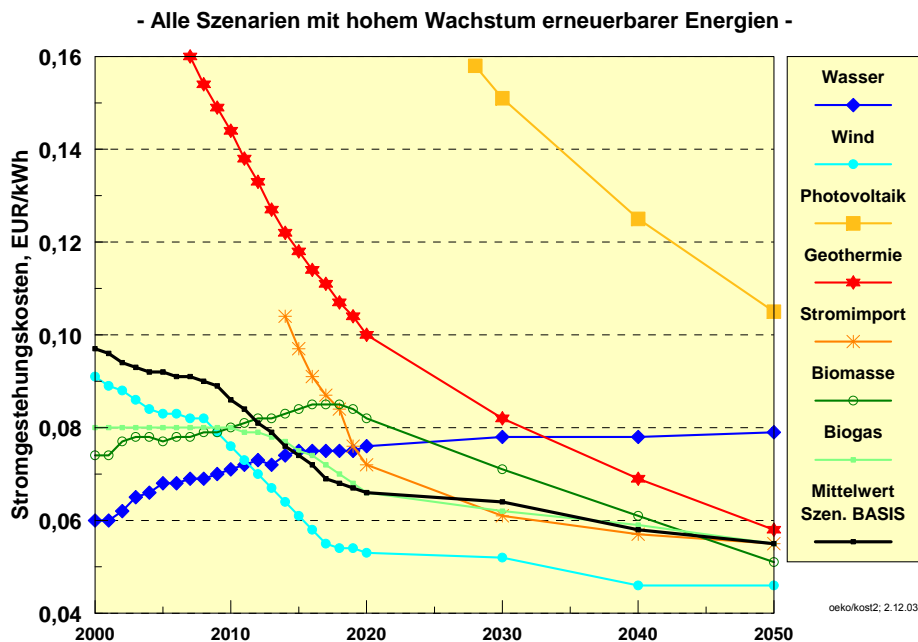


Abbildung 6.18: Kostenverlauf des jeweiligen Mixes von Referenztechniken (Technologiegruppen) für einzelne erneuerbare Energien und Kostenverlauf des gesamten EE-Mixes im Szenario BASIS I, (Zinssatz 6%/a)

Die letztlich erzielbaren Stromkosten erneuerbarer Energien hängen insbesondere deutlich von einer dynamischen Marktentwicklung ab. Im Szenario Referenz mit nur schleppendem Ausbau erneuerbarer Energien (10% Anteil in 2050) dürfte die Kostendegression neuer Anlagen bei rund 7 ct/kWh „stehen bleiben“ im Gegensatz zum Szenario BASIS mit langfristigen Werten um 5,5 ct/kWh (Abbildung 6.19, Neuanlagen). Dabei wird unterstellt, dass die jeweiligen Entwicklungen nicht isoliert in Deutschland ablaufen, die Kostendegression also nicht „extern“ erbracht wird. Der Kostenverlauf des jeweiligen Bestands an alten und neuen Anlagen durchläuft eine Glockenkurve. Mengenmäßig noch stark geprägt von der Stromerzeugung aus abgeschrieben größeren Wasserkraftanlagen ergibt sich ein mittlerer Strompreis für erneuerbare Energien von derzeit rund 5,5 ct/kWh. Die Bestandskostenkurve steigt mit dem Hinzutritt der noch teureren Neuanlagen, um längerfristig wieder den heutigen Wert zu erreichen. Die Bandbreite verschiedener Szenariovarianten (Abbildung 6.20) liegt länger-

fristig bei rund 1,5 ct/kWh. Kurzfristig sind die Unterschiede gering; sie werden im Wesentlichen durch die weitere Entwicklung der Windenergie geprägt. Der „Kostenbuckel“ in Abbildung 6.19 und Abbildung 6.20 zeigt den Einstieg in die Offshore Windnutzung nach 2005.

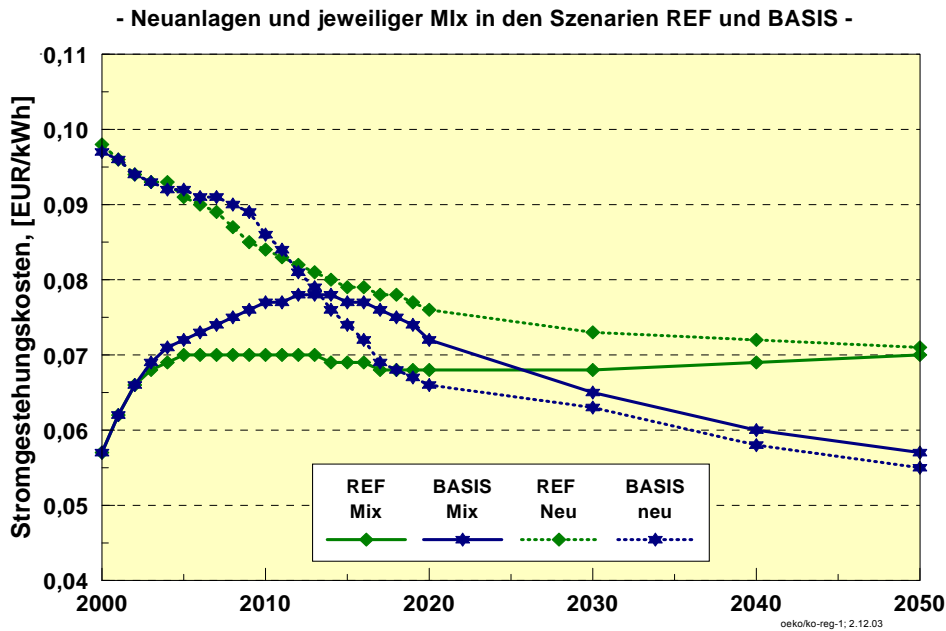


Abbildung 6.19: Vergleich der Kostenentwicklung erneuerbarer Energien in den Szenarien Referenz und Basis I für Neuanlagen und für den jeweiligen Gesamtbestand des betreffenden Jahres.

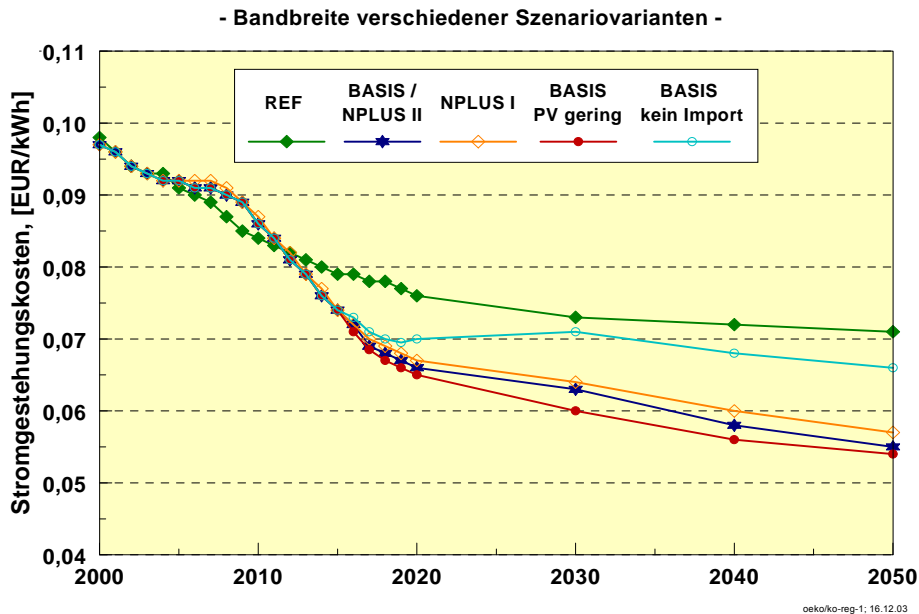


Abbildung 6.20: Bandbreiten der Stromkosten von Neuanlagen bei Variation des Mixes erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien sowie bei weiteren Varianten.

Die Szenarien Basis I und II sowie NaturschutzPlus II sind praktisch identisch, Szenario NaturschutzPlus I unterscheidet sich davon nur sehr gering. Grund ist der hier erforderliche intensivere Einsatz von Anbaubiomasse für die stationäre Strom- und Wärmerzeugung wegen der geringeren Gesamtpotenziale. Eine Verringerung des PV-Anteils (auf langfristig unter 10 000 MW) senkt die Kosten noch leicht; ein Verzicht auf kostengünstige Importpotenziale lässt die spezifischen Kosten allerdings deutlich bis nahe an die Referenzvariante mit 7 ct/kWh steigen. Die unbedingte Berücksichtigung eines europäisch vernetzten Stromverbunds zur Erschließung möglichst kostengünstiger Potenziale ist also für die längerfristige Zukunft von entscheidender Bedeutung.

Von großer Bedeutung ist, wie der Zubau der EE – Anlagen die Kosten der gesamten Stromversorgung beeinflusst und wie diese von der zukünftigen Struktur des Kraftwerkparks abhängen. Dazu ist zwischen Alt- und Neukraftwerken zu unterscheiden und es sind die unterschiedlichen Kraftwerkstypen in ihrer Kostenentwicklung getrennt zu verfolgen. Auf die fossil gefeuerten Kraftwerke wirken sich die unterschiedlichen in Abschnitt 6.1 erläuterten Brennstoffpreisszenarien aus. Für Großkraftwerke, die 2015 bzw. 2025 in Betrieb gehen, sind diese Einflüsse beispielhaft für eine Ausnutzung von 7000 h/a in Abbildung 6.21 dargestellt. In der unteren Preisvariante steigen die Stromgestehungskosten von Erdgas-GuD-Kraftwerken, die wegen des hohen Anteils der Brennstoffkosten empfindlich auf Preissteigerungen reagieren, von 3,9 ct/kWh in 2015 auf 5,0 ct/kWh im Jahr 2045. Kohlekraftwerke verzeichnen kaum Kostenanstiege und bleiben in der unteren Preisvariante, beginnend in 2015 mit 3,7 ct/kWh immer unter 4ct/kWh Stromkosten. In der mittleren Preisvariante erreichen Erdgas-GuD-Kraftwerke, beginnend mit 4,5 ct/kWh in 2015, in 2045 Stromkosten von 6,6 ct/kWh, während Steinkohlekraftwerke auf 4,5 ct/kWh steigen und Braunkohlekraftwerke kaum Kostenanstiege verzeichnen. Ein CO₂-Aufschlag von 15 €/t (obere Preisvariante) verteuert GuD-Kraftwerke im Jahr 2015 um weitere 0,52 ct/kWh, Steinkohlekraftwerke um 1,05 ct/kWh und Braunkohlekraftwerke um 1,33 ct/kWh und hebt damit das Stromkostenniveau neuer Kraftwerke auf 5 ct/kWh und darüber.

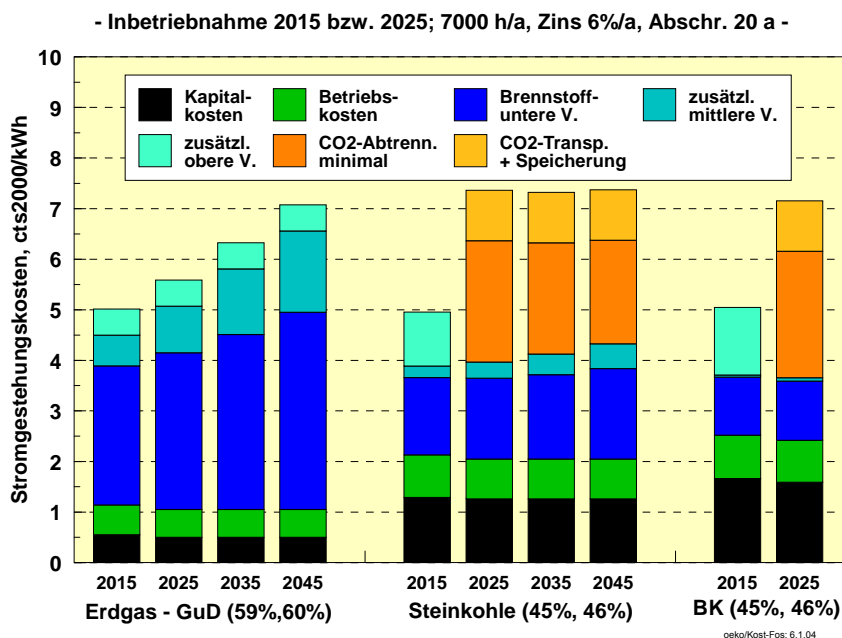


Abbildung 6.21: Stromgestehungskosten großer Grundlastkraftwerke (800 – 1000 MW) in Abhängigkeit verschiedener Annahmen zu zukünftigen Brennstoffpreisen und bei Rückhaltung von CO₂ in Kohlekraftwerken; Inbetriebnahmezeitpunkte 2015 bzw. 2025.

Für die Rückhaltung von Kohlendioxid in Kraftwerken, seinen Transport in sichere Lagerstätten und die dortige Speicherung existieren erste Kostenabschätzungen [Ploet 2003]. Sie belaufen sich, umgerechnet auf die erzeugte Kilowattstunde unter optimistischen Annahmen, auf 2,0 bis 2,5 ct/ für die Abtrennung und rund 1,0 ct/kWh für Transport (200 km) und Speicherung. Angesichts der noch hohen Unsicherheiten hinsichtlich der CO₂-Rückhaltung besteht hier aber noch erheblicher Klärungsbedarf. Berücksichtigt man diese Zusatzkosten

für einen Vergleich mit EE – Anlagen, so ist von einem Kostenniveau von minimal 7,0 bis 7,3 ct/kWh für Strom aus „CO₂-freien“ mit Kohle befeuerten Kraftwerken nach 2025 auszugehen. Auch für gasbefeuerte Kraftwerke ist eine CO₂-Rückhaltung möglich, angesichts zukünftig hoher Brennstoffpreise ist aber nicht mit niedrigeren Kosten als für Kohlekraftwerke zu rechnen. In einer Variante des Referenzszenarios wird mit diesen Kosten (Zubau ab 2020) die Stromentwicklung einer Kraftwerksstruktur berechnet, die im Jahr 2050 zu denselben CO₂-Emissionen führt (52 Mio. t/a; gegenüber 290 Mio. t/a in 2000) wie die Ausbauszenarien. Die Stromkostenvergleiche für die Szenarien wurden auf der Mittelspannungsebene (also unter Einbeziehung der Hochspannungsverteilung und der Umspannung für Großkraftwerke mit Durchschnittskosten von 1,2 ct/kWh) vorgenommen, da ein merklicher Teil der in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen und erneuerbare Energien nutzenden Anlagen auf der Mittelspannungsebene einspeisen. Da sich die Ausbauszenarien hinsichtlich der Stromkosten kaum unterscheiden, wird hier nur das Szenario BASIS I betrachtet. Die Abbildungen Abbildung 6.22 (obere Preisvariante) und Abbildung 6.23 (untere Preisvariante) zeigen jeweils die Aufgliederung der Kostenentwicklung nach Altanlagen (alle Kraftwerke) und Neuanlagen, getrennt nach fossil gefeuerten Anlagen (Kondensations-KW, HKW und BHKW) und die oben beschriebenen Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien sowie den daraus entstehenden Stromkostenmix im jeweiligen Jahr.

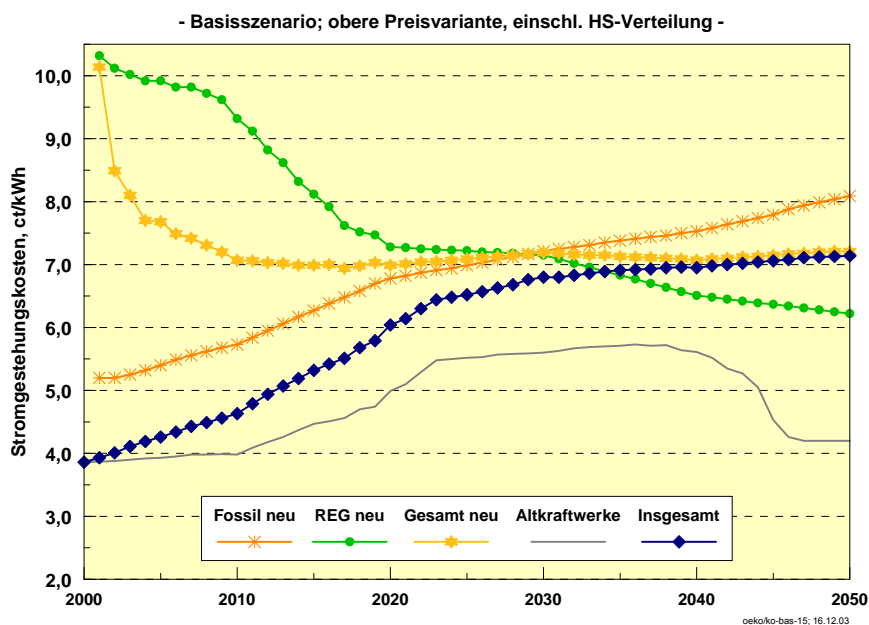


Abbildung 6.22: Stromgestehungskosten der zukünftigen Stromversorgung (Kurve „Insgesamt“) und einzelner Kraftwerksarten für die obere Variante der Energiepreisentwicklung.

Während die Durchschnittskosten aller Altkraftwerke (Anlagen die in 2000 in Betrieb waren und sind), insbesondere infolge des Fortfalls der Kernenergie von derzeit 3,85 ct/kWh (ab Kraftwerk 2,65 ct/kWh) auf rund 5,6 ct/kWh steigen (der spätere Rückgang auf rund 3 ct/kWh resultiert aus den dann noch bestehenden Alt-Wasserkraftwerken), steigen diejenigen von fossilen Neuanlagen (Mix von Kond. -KW, HKW und BHKW) in der **oberen Preisvariante** von 5,2 ct/kWh langfristig auf 8,0 ct/kWh, sind also nach 2030 teurer als der Mix an neuen EE – Anlagen (Abbildung 6.22). Die mittleren Kosten aller Neuanlagen werden vom jeweiligen Mischungsverhältnis bestimmt. Da derzeit die Investitionen in EE – Anlagen dominieren,

liegen diese mittleren Kosten kurzfristig bei den Kosten dieser Neuanlagen, nähern sich aber rasch den Kosten fossiler Neuanlagen. Insgesamt steigen die mittleren Strombereitstellungskosten frei Mittelspannung von derzeit 3,85 ct/kWh auf 7,2 ct/kWh im Jahr 2050. In der **unteren Preisvariante** (Abbildung 6.23) erreichen die neuen fossilen Anlagen in 2050 lediglich ein Kostenniveau von rund 6,2 ct/kWh, dies liegt dann praktisch gleichauf mit dem entsprechenden EE-Neuanlagenmix und damit auch mit den mittleren Kosten des gesamten Strommixes zu diesem Zeitpunkt.

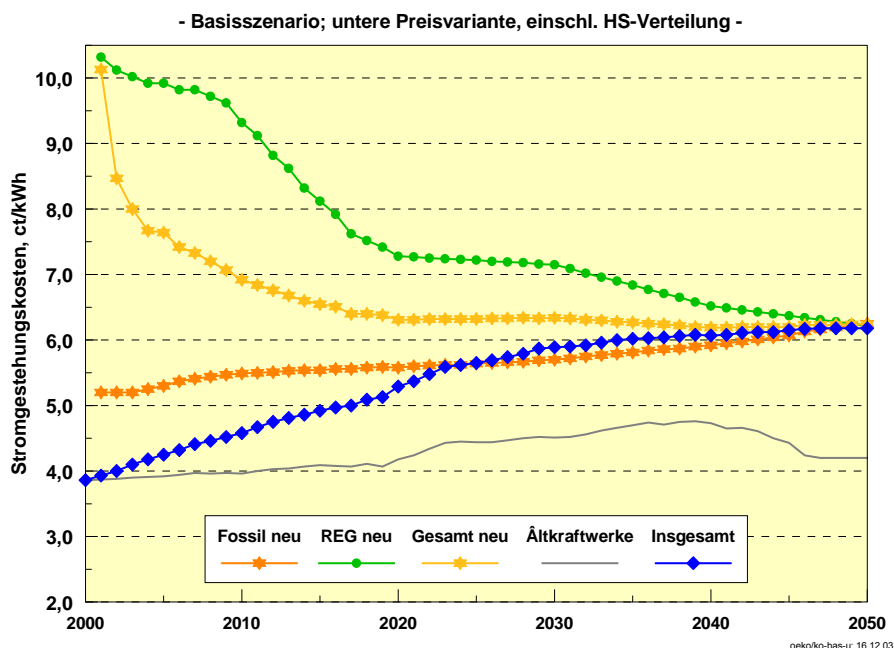


Abbildung 6.23: Stromgestehungskosten der zukünftigen Stromversorgung (Kurve „Insgesamt“) und einzelner Kraftwerksarten für die untere Variante der Energiepreisentwicklung.

In einer Gegenüberstellung der Stromkostenentwicklung der Referenzentwicklung mit derjenigen der Entwicklung im Szenario BASIS für **alle Preisvarianten** (Abbildung 6.24) zeigt sich die langfristig preisstabilisierende Wirkung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien. Die Stromkosten (frei Mittelspannung) steigen langfristig auf mindestens 6 ct/kWh (REF, untere Variante). Die mittleren Preisdifferenzen zwischen den Szenarien BASIS und REF – in der unteren Preisvariante mit 0,5 ct/kWh naturgemäß am höchsten – verringern sich gegen Ende des Betrachtungszeitraum sind aber nicht Null. Auch in der mittleren Preisvariante besteht diese, allerdings bereits geringere, Kostendifferenz. In der oberen Preisvariante ist das Szenario BASIS ab etwa 2035 spezifisch kostengünstiger als die Referenzentwicklung. Bereits vorher ist die Kostendifferenz zwischen den beiden Szenarien sehr gering. Die Referenzentwicklung erfüllt allerdings die Forderung nach deutlicher Reduktion von Treibhausgasen nicht. Stattdessen steigen diese von derzeit 335 Mio. t CO₂/a auf 375 Mio. t/a in 2030 um bis 2050 wieder auf den heutigen Wert zu sinken. Wird eine Absenkung auf das Niveau der Ausbauszenarien in 2050 (75 Mio. t CO₂/a) mit entsprechender CO₂-Rückhaltetechnik erzwungen, so würden nach den bisher vorliegenden Kostenschätzungen dazu (vgl. Abbildung 6.21), die mittleren Stromerzeugungskosten des Gesamtmixes auf rund 8,5 ct/kWh bis 2050 steigen, also deutlich höher liegen als alle Szenarioverläufe mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und damit „automatisch“ niedriger CO₂-Emission (zwischen 6,2 und 7,1 ct/kWh im Jahr 2050).

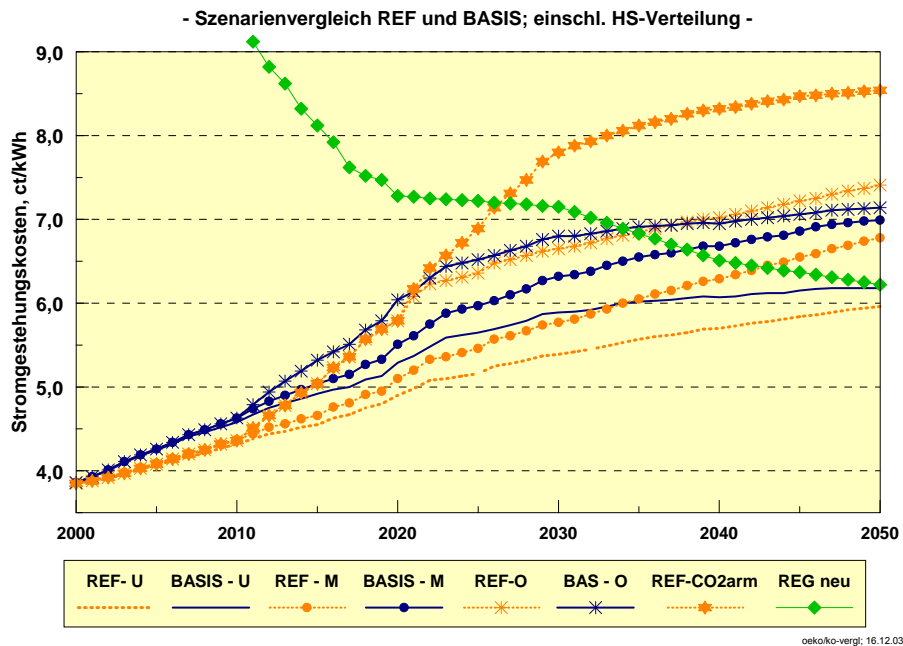


Abbildung 6.24: Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der deutschen Stromversorgung (einschl. HS-Verteilung) für alle Varianten der Energiepreisentwicklung und mit einem typischen Kostenverlauf neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Noch deutlicher zeigt sich die **volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit** der Strategien mit hohen Effizianzanstrengungen und deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien unter den hier getroffenen Annahmen bei der Betrachtung der Gesamtkosten der zukünftigen Stromversorgung (Abbildung 6.25). Diese belaufen sich in den nächsten 50 Jahren (einschließlich HS-Verteilung) auf jahresdurchschnittlich je nach angenommenen Preisanstiegen auf 30,2 bis 35,6 Mrd. €. Die Ausbauvarianten (hier Szenario BASIS) sind unter Berücksichtigung des verringerten Stromverbrauchs und der infolge der entsprechend erforderlichen Investitionen in Effizienztechnologien entstehenden Zusatzkosten in der unteren und mittleren Preisvariante insgesamt mit 31,6 Mrd. €/a und 33,2 Mrd. €/a nur wenig aufwändiger als die jeweiligen Referenzvarianten. Entsprechend unterscheiden sich die über 50 Jahre gemittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten ebenfalls nur geringfügig um rund 0,3 ct/kWh. Die Durchschnittskosten der gegenüber der Referenzentwicklung verstärkten Stromeffizienz wurden dabei mit 5 ct/kWh angenommen [Nitsch et.al. 2002; UBA 2002], was angesichts einer ermittelten Bandbreite derartiger Kosten zwischen – 3 ct/kWh bis zu teuren Segmenten > 5 ct/kWh [UBA 2002] eine eher vorsichtige Annahme darstellt. In der oberen Preisvariante (CO₂ – Aufschlag von 15 €/t) ist das Szenario BASIS mit insgesamt 34,5 Mrd. €/a bereits günstiger – die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über den gesamten Zeitraum sind mit 5,95 ct/kWh praktisch gleich. Zu vergleichen sind jedoch die Szenarien bei gleichem Grad der Zielerreichung. Die Rückhaltung von CO₂ (Variante REF, CO₂-arm) verteuert dieses Szenario beträchtlich auf jahresdurchschnittlich 39,3 Mrd. € bzw. 6,58 ct/kWh. Unter der Zielsetzung eines wirksamen und weitgehenden Klimaschutzes kann also eine Strategie, die heute bereits auf die Mobilisierung erneuerbarer Energien (und weiterer Effizienz) setzt, kostengünstiger werden als eine auf fossiler Energie (einschließlich CO₂-Rückhaltung) beharrende Strategie.

Über die Jahrzehnte steigt der **Aufwand für die Strombereitstellung**. So ergibt sich der Durchschnittswert von 30,2 Mrd. €/a in der unteren Preisvariante der Referenzentwicklung aus einer Bannbreite zwischen 23,8 Mrd. €/a in der Dekade 2001 – 2010 bis zu 34,5 Mrd. €/a in der Dekade 2040 – 2050. In der oberen Preisvariante liegen die entsprechenden Werte für das kostengünstigere Szenario BASIS zwischen 25,3 Mrd. €/a (2001 – 2010) und 38,7 Mrd.

€/a (2040 – 2050). Die Variante „REF CO₂ – arm“ erfordert dagegen in der Periode 2040 – 2050 deutlich höhere jahresdurchschnittliche Aufwendungen von 50 Mrd. €/a

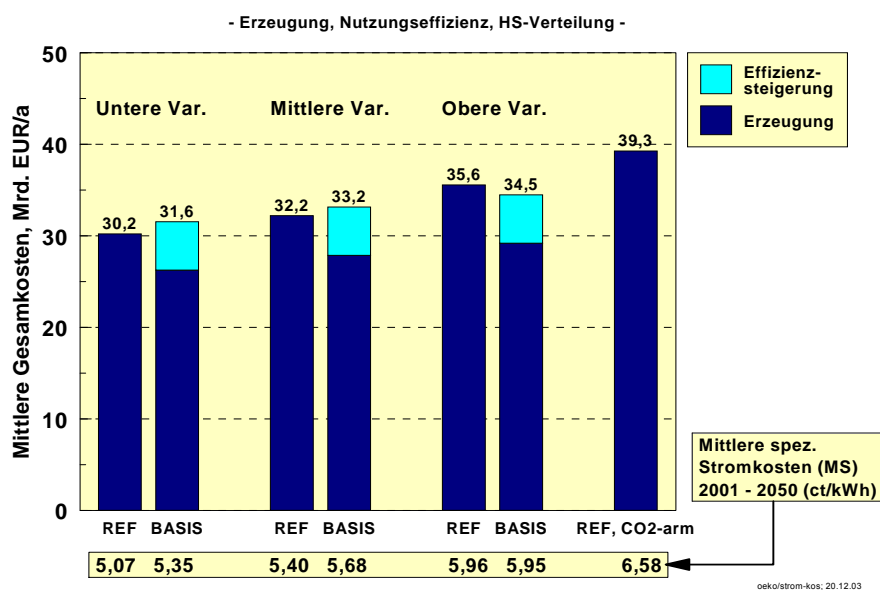


Abbildung 6.25: Jahresdurchschnittliche Gesamtkosten der Strombereitstellung und der zusätzlichen Einsparung von Strom (Szenario BASIS) im Zeitraum 2001 – 2050 für die Szenarien Referenz und BASIS bei unterschiedlichen Preisentwicklungen fossiler Brennstoffe und bei Rückhaltung von CO₂ in neuen Kohlekraftwerken (REF, CO₂-arm).

6.5.2 Die Differenzkosten des Ausbaus im Strom- und Wärmebereich

Der Zubau erneuerbarer Energien bewirkt gegenüber den anlegbaren Kosten der konventionellen Energiebereitstellung auf absehbare Zeit noch zusätzliche Kostenaufwendungen, die u. a. auch von den unterstellten Energiepreisteigerungen abhängen. Diese Differenzkosten lassen sich für alle Einzeltechnologien ermitteln und können für die jeweiligen Verbrauchsektoren Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffbereitstellung (siehe Abschnitt 6.5.5) zusammengefasst werden. Die Höhe der Differenzkosten für eine Einzeltechnik bzw. eine Energieart hängt in ihrem Verlauf und ihrer Höhe sowohl von der jeweiligen Preisdifferenz als auch von den Marktvolumina der jeweiligen Techniken ab. Alle Kosten wurden mit einem Zinssatz von 6%/a ermittelt. Die Abschreibungszeiten entsprechen den Nutzungsdauern und liegen zwischen 15 und 30 Jahren (vgl. Annahmen in Kapitel 2).

Außerdem spielt der Zeitpfad der Marktentwicklung eine Rolle. Im **Strombereich** (Abbildung 6.26, links) dominiert auf absehbare Zeit die Windenergie, wobei der bis 2015 resultierende Anstieg durch den deutlichen Ausbau der Offshore - Windkraft mit zunächst noch teureren Anlagen zustande kommt. Nach 2015 sinken die Differenzkosten wieder sehr rasch, weil trotz großer Marktvolumina die Kostendifferenzen nun gegen Null gehen. Zwischen 2015 und 2020 wird die Windenergie durch die Differenzkosten der Fotovoltaik abgelöst, die bereits 2015 den Betrag von 1 Mrd. € überschreitet und somit zu der ausgeprägten Spitze der Differenzkosten merklich beiträgt. Die aus industriepolitischer Sicht unterstützte Ausweitung der Fotovoltaik (Exportmärkte) hat also dann bereits merkliche Auswirkungen auf die energiepolitische Situation im Inland. Um 2025 (2020) wird in der mittleren (oberen) Preisvariante die gesamte Windenergienutzung kostengünstiger als die herkömmliche Stromerzeugung, was sich durch ein Überschreiten der Nulllinie zeigt. Biomasse, Erdwärme und Importstrom bewirken insgesamt nur relativ geringe Differenzkosten. Bis auf die Wasserkraft – bei der Modernisierungen und Erweiterungen zunehmend aufwändiger werden – und die Fotovoltaik

werden alle erneuerbare Energien-Technologien im Betrachtungszeitraum kostengünstiger als die herkömmliche Strombereitstellung. Kurz vor 2040 schneidet die jeweilige Summenkurve die Nulllinie. In der mittleren Preisvariante steigen die gesamten Differenzkosten der Stromerzeugung im Szenario BASIS I kurzzeitig um 2015 auf 4 Mrd. €/a, um dann stetig gegen Null zu gehen. In 2050 beträgt die jährliche Kostenreduktion gegenüber einer herkömmlichen Stromversorgung (Stromkosten der fossilen Anlagen im Szenario REF) mehr als 3 Mrd. €/a. Für Fotovoltaik und Wasserkraft fallen auch noch im Jahr 2050 positive Differenzkosten an.

Im **Wärmebereich** (Abbildung 6.26, rechts) dominieren die Differenzkosten der Kollektoren über den ganzen Betrachtungszeitraum. Für Erdwärme und auch für Biomasse (angesichts der wesentlich größeren Energiemenge) sind sie dagegen relativ gering und erreichen um 2030 die Nulllinie. Maximale Differenzkosten werden mit knapp 2 Mrd. €/a um 2020 erreicht; im Jahr 2050 ist die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien dafür um knapp 2,5 Mrd. €/a kostengünstiger als eine auf fossilen Energiequellen beruhende Versorgung.

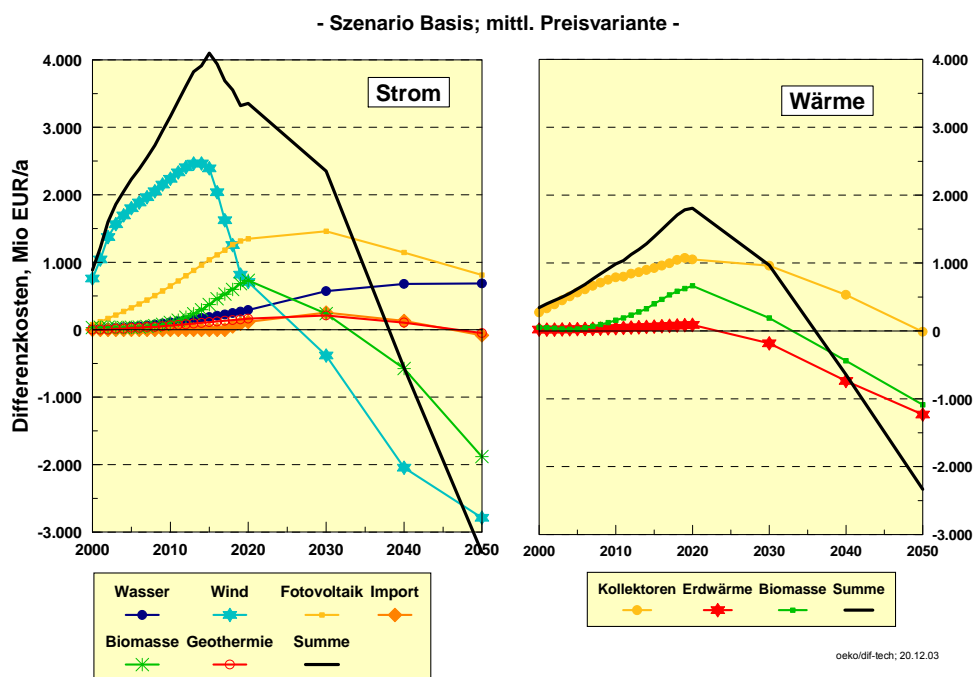


Abbildung 6.26: Differenzkosten der Einzeltechnologien bei einer „mittleren“ Preisentwicklung am Beispiel des Szenarios BASIS I

Aufsummiert über den gesamten Strom- und Wärmebereich wachsen die Differenzkosten im Szenario BASIS I bei der mittleren Preisvariante von derzeit rund 1,2 Mrd. €/a auf rund 5,5 Mrd. €/a um 2015 (Abbildung 6.27, Kurve BASIS). Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt dann stromseitig 23% und wärmeseitig knapp 10%. Zwischen 2035 und 2040 (Anteile stromseitig 55%, wärmeseitig 35%) werden die Differenzkosten zu Null, um schließlich im Jahr 2050 (Anteile erneuerbarer Energien stromseitig 65%, wärmeseitig 47%) eine jährliche Kostenersparnis gegenüber einer fossilen Energieversorgung von rund 6 Mrd. €/a zu bewirken. Die über 50 Jahre kumulierte Summe der Differenzkosten beläuft sich auf 100 Mrd. €.

Auch bei einer Entwicklung der erneuerbare Energien entsprechend dem Szenario Referenz entstehen, ausgehend vom heutigen Wert (2000: 1,3 Mrd. €/a; 2003: 2,4 Mrd. €/a), Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien, da auch dort zunächst die bestehenden Instrumente und Förderprogramme weiter wirken. Insbesondere das in diesem Szenario allerdings gedrosselte Wachstum der Windenergie bewirkt noch einen Anstieg der gesamten Differenzkosten auf rund 3 Mrd. €/a (Abbildung 6.27, Kurve REF). Wegen geringer Marktvo-

lumina unterbleibt in den erneuerbaren Energietechnologien längerfristig allerdings eine weitere deutliche Kostenreduktion, so dass die Differenzkosten nur langsam sinken und erst um 2050 die Nulllinie erreichen. Zudem ist der Mix an erneuerbaren Energien mit einem im Vergleich zu den anderen Technologien relativ hohen Anteil an Fotovoltaik in diesem Szenario nicht kostenoptimal. Ein gedrosselter Ausbau erneuerbarer Energien über mehrere Jahrzehnte mit unzulänglichen Anreizen zur technologischen Weiterentwicklung und weiteren Kostensenkung stellt also eine ökonomisch ungünstige und damit auch unwahrscheinliche Option dar. Die über 50 Jahre kumulierten Differenzkosten des Referenzszenarios belaufen sich auf 97,5 Mrd. €, sind also in der Summe nahezu so hoch wie die des Szenarios BASIS I.

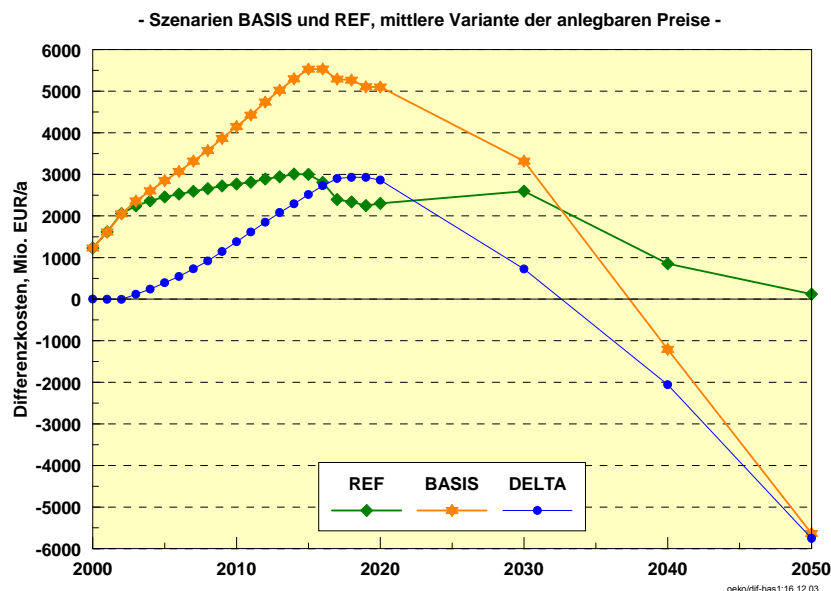


Abbildung 6.27: Differenzkosten des Ausbau erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Szenario BASIS I und Referenz und die resultierenden Mehrkosten als Differenz der beiden Kosten beider Szenarien.

Die Aufwendungen eines zielstrebigem Ausbaus erneuerbarer Energien werden durch die Differenz der Kosten der Szenarien (hier BASIS I gegenüber Referenz) dargestellt (Abbildung 6.27, Kurve DELTA und Abbildung 6.28). Unterschiedliche Varianten der Energiepreise machen sich dabei erst nach 2015 bemerkbar. Die angestrebte Ausbaugeschwindigkeit bewirkt in allen Preisvarianten einen Anstieg der Differenzkosten gegenüber Szenario Referenz auf rund 3 Mrd. €/a. Bei relativ niedrigen weiteren Preisanstiegen fossiler Energien wird die Nulllinie erst um 2040 erreicht, aber auch in diesem Fall ist eine Versorgung mit erneuerbaren Energien langfristig kostengünstiger als ein weitgehendes Beharren auf fossilen Energieträgern. Eine aktive Klimaschutzpolitik (obere Preisvariante mit 15 €/t CO₂ – Aufschlag) verschiebt diesen Schnittpunkt auf einen Zeitpunkt kurz nach 2025. Beim Vergleich mit einer CO₂-freien Stromversorgung auf fossiler Basis ab etwa 2020 tritt dieser Zeitpunkt noch etwas früher ein. Nach Durchschreiten der Nulllinie treten in allen Varianten deutliche volkswirtschaftliche Vorteile auf.

Werden die Differenzkosten auf den heutigen Geldwert abdiskontiert (mit einem Diskontsatz von 4%/a), so belaufen sich die maximalen Werte des Szenarios BASIS I im Jahr 2015 auf 3,1 Mrd. €/a und die maximale Kostendifferenz zwischen den Szenarien auf 1,5 Mrd. €/a im Jahr 2017. Allerdings sind dann auch die später eintretenden Kostenvorteile der Ausbauszenarien von geringerem Gewicht. So beläuft sich der abdiskontierte Kostenvorteil des Szenarios BASIS I in der mittleren Preisvariante im Jahr 2050 auf nur noch 0,8 Mrd. €/a. Die über 50 Jahre kumulierten Differenzkosten des Szenarios BASIS I betragen abdiskontiert noch 67 Mrd. € und die abdiskontierten Mehrkosten des Szenarios BASIS I gegenüber Referenz 17,5 Mrd. €.

Für die anderen Ausbauszenarien unterscheiden sich Höhe und Verläufe der Differenzkosten im Strom- und Wärmebereich nicht grundsätzlich. Unterschiede ergeben sich durch die anderen Gewichtungen der erneuerbaren Energien in den einzelnen Sektoren, diese werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

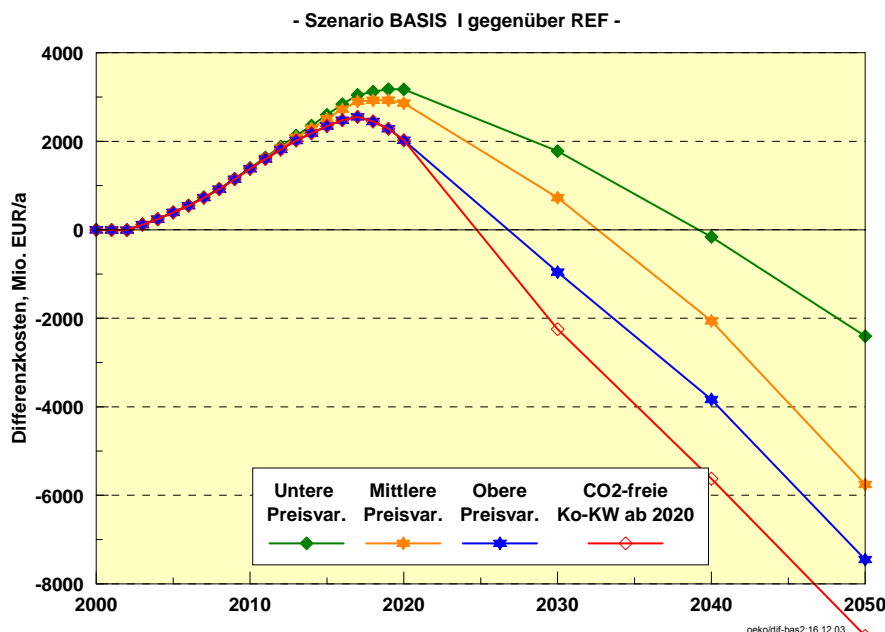


Abbildung 6.28: Verlauf der Mehrkosten für die Strom- und Wärmebereitstellung mittels erneuerbarer Energien des Szenarios BASIS I im Vergleich zum Szenario Referenz für unterschiedliche Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Preise fossiler Energien und der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken.

6.5.3 Investitionsvolumina im Strom- und Wärmebereich

Den Differenzkosten, die aus den im jeweiligen Jahr entstehenden Gesamtkosten aller installierten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Kapitalkosten, Betrieb, Wartung) abzüglich der erzielbaren Erlöse resultieren, müssen die jährlichen Investitionen gegenübergestellt werden, um die Relation zwischen Aufwand und Nutzen sichtbar zu machen.

Zurzeit werden die Investitionen durch die Windenergie dominiert, die im Rekordjahr 2002 allein 3,7 Mrd. €/a umsetzten. Insgesamt wurden in 2002 rund 5,8 Mrd. € Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland getätigt. Dieser Wert dürfte erst wieder in den Jahren 2008/2009 erreicht werden, da in den nächsten Jahren bei der Windenergie ein Rückgang der inländischen Investitionstätigkeit eintreten wird. In 2003 lagen die Werte für die Windenergie um rund 30% niedriger als in 2002 (aus den Eckdaten des Referenzszenarios, das im Jahr 2002 entstand, ergibt sich für 2003 ein wesentlich geringerer Wert). Insgesamt belaufen sich die Investitionen im Jahr 2003 auf ca. 5 Mrd. €/a. Mit dem Einstieg in die Offshore-Nutzung steigen die Investitionen wieder, die unterstellte deutliche Kostendegression dämpft jedoch diesen Anstieg, so dass sich die Windenergie im deutschen Markt langfristig bei rund 2,5 bis 3 Mrd. €/a einpendeln dürfte. Alle anderen Technologien haben ihr Marktwachstum noch vor sich, insbesondere werden die Investitionen in Biomasse im Zeitraum bis 2020 deutlich zunehmen (Abbildung 6.29, unten). Langfristig verteilt sich die Investitionstätigkeit (in Abhängigkeit von weiterem Zubau und den dann überwiegenden Ersatzinvestitionen) relativ gleichmäßig auf alle Energiearten.

Längerfristig (d.h. nach 2020) wird sich – nach dem Ausschöpfen der meisten Kostendegressionspotenziale - das Investitionsvolumen bei 12 bis 14 Mrd. €/a einpendeln. Die kumulierten Investitionen belaufen sich im Jahrzehnt 2001-2010 (Szenario NaturschutzPlus I) auf

knapp 50 Mrd. € und über den gesamten Betrachtungszeitraum 2001-2050 auf 530 Mrd. €. Im Szenario BASIS I sind die längerfristigen Investitionsvolumina (kumuliert bis 2050 sind es 500 Mrd. €) geringfügig niedriger, da der zusätzliche Ausbau in stromerzeugende Anlagen zur Wasserstoffbereitstellung unterbleibt.

Ein gedrosselter Ausbau erneuerbarer Energien gemäß dem Szenario Referenz (Abbildung 6.29 oben) führt zu einem deutlichen Rückgang auf etwa gleich bleibende jährliche Investitionen von 3 Mrd. €/a, die erst ab 2030 wieder etwas ansteigen. Die Investitionen in die Windenergie gehen drastisch zurück und erholen sich erst wieder ab etwa 2015 (Ersatzbedarf), was ein Überleben dieser Industrie vermutlich unmöglich machen würde. Allein die Investitionen in Biomasseanlagen erreichen nennenswerte Beträge. Die kumulierten Werte erreichen in diesem Szenario bis 2010 einen Wert von 36 Mrd. € und für den gesamten Betrachtungszeitraum von 195 Mrd. €.

Festzuhalten ist, dass in den Ausbauszenarien die jährlichen Investitionskosten zu jeder Zeit deutlich über den anfallenden Differenzkosten liegen, wobei sich etwa nach 2020 mit steigenden Investitionsvolumina und sinkenden Differenzkosten die Schere rasch vergrößert.

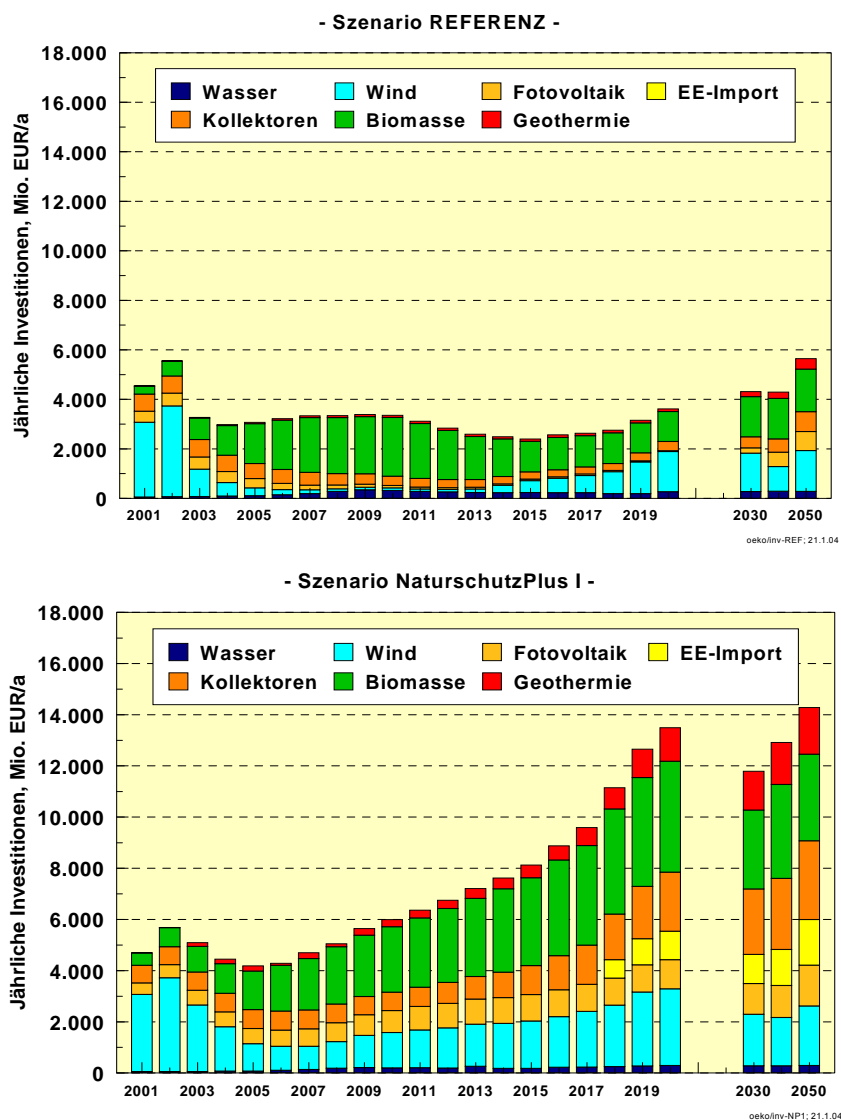


Abbildung 6.29: Verlauf der jährlichen Investitionsvolumina in Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschl. Nahwärmenetze) in den Szenarien Referenz (oben) und NaturschutzPlus I (unten).

6.5.4 Differenzkosten der Kraftstoffbereitstellung.

Auch im Verkehrsbereich treten durch die Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen und später von Wasserstoff Differenzkosten gegenüber einer Entwicklung auf, die weiterhin im Wesentlichen auf Benzin oder Diesel setzt. Dort sind, bezogen auf die reinen Herstellungs- (und Verteilungskosten von Benzin/Diesel von derzeit ca. 2,2 ct/kWh) die Differenzkosten derzeit sogar besonders hoch. Damit ist die Höhe der anfallenden Differenzkosten besonders abhängig vom Zeitpfad der Einführung von regenerativen Kraftstoffen. Eine frühe Einführung, z.B. entsprechend dem derzeitigen EU – Ziel eines Anteils von 5,75% für 2010 (Szenario BASIS II) sollte daher mit anderen Pfaden des langsameren Eindringens von Biokraftstoffen hinsichtlich der entstehenden Differenzkosten verglichen werden. Als anlegbare Kosten werden die in Tabelle 6.1 vorgegebenen Kostenentwicklungen für Benzin und Diesel für Herstellung und Verteilung (ohne Steuern) benutzt. Sie belaufen sich für die untere (mittleren, oberen) Preisvariante im Jahr 2050 auf 3,6 ct/kWh (4,6 ct/kWh, 5,1 ct/kWh). Die Gesteuerungskosten für Bio-Kraftstoffe – als je nach Szenario unterschiedlicher Mix von RME, Ethanol und sog. BTL (Vergasung von Biomasse mit anschließender Synthese zu Kohlenwasserstoffen) – werden näherungsweise aus vorliegenden Literaturangaben abgeschätzt [ZSW 2003; Fachagentur 2003; Ramesohl 2003; Schindler 2003, Ecogas 2003] wobei für die zukünftige Entwicklung Lernfaktoren in Anlehnung an Kapitel 2 eingeflossen sind. Die Kosten für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff (dezentrale Erzeugung mit Strom aus HS-Netz) auf der Basis von Strom aus erneuerbaren Energien wurden [Nitsch 2003b] entnommen. Danach bewegen sich die mittleren Gesteuerungs- und Verteilungskosten von Biokraftstoffen zwischen derzeit 7,5 ct/kWh und 6,0 ct/kWh im Jahr 2050. Die Wasserstoffbereitstellungskosten sinken, im Wesentlichen in Abhängigkeit der Strombereitstellungskosten, von 11 ct/kWh im Jahr 2020 auf 7,2 ct/kWh im Jahr 2050. Der Import von Kraftstoffen ist zwar prinzipiell möglich und erhöht die Handlungsoptionen, wurde aber in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

Es zeigt sich, dass bei den angenommenen Preisentwicklungen für fossile Kraftstoffe für die Einführung von regenerativen Kraftstoffen deutlich länger wirkende Differenzkosten in Kauf genommen werden müssen als für den Strom- und Wärmebereich; sie sind auch im Jahr 2050 noch positiv (Abbildung 6.30). In den Szenarien BASIS I, sowie NaturschutzPlus I und II wird – mit leicht unterschiedlichen Zwischenwerten – im Jahr 2050 dieselbe Kraftstoffmenge in Höhe von 285 PJ/a bereitgestellt, in BASIS I und NaturschutzPlus II ausschließlich aus Biomasse in NaturschutzPlus I zu 34% aus Biomasse und zu 66% in Form von Wasserstoff.

Ihre Differenzkosten steigen in der mittleren Variante für die Entwicklung der anlegbaren Preise bis ca. 2030/2040 auf rund 1,6 Mrd. €/a. Der steigende Wasserstoffanteil in NaturschutzPlus I bewirkt, dass nach 2030 die Differenzkosten dieses Szenarios weiter steigen, während sie bei einer reinen Versorgung auf Biomassebasis nach 2030 bzw. 2040 wieder sinken und in 2050 1,15 Mrd. €/a erreichen. Die zwischen 2000 und 2050 kumulierten Differenzkosten dieser drei Szenarien belaufen sich auf 50 – 57 Mrd. € (abdiskontiert 16 – 20 Mrd. €).

Der sehr zügige Kraftstoffausbaupfad BASIS II (2010 = 140 PJ/a; 2030 = 275 PJ/a und 2050 = 410 PJ/a) resultiert in entsprechend hohen Differenzkosten von maximal 3,2 Mrd. €/a im Jahr 2020, geht dann aber deutlich zurück und liegt in 2050 – entsprechend der höheren Kraftstoffmenge - noch bei 1,6 Mrd. €/a. Die bis 2050 kumulierten Differenzkosten belaufen sich auf 120 Mrd. € (abdiskontiert auf 49 Mrd. €). Merklichen Einfluss auf die Differenzkosten haben die Annahmen zum Anstieg der anlegbaren Preise (gestrichelte Kurven in Abbildung 6.30). Die Referenzentwicklung bleibt auf einem relativ geringen Differenzkostenniveau, das aber mit Einführung von Wasserstoff ab 2030 ebenfalls ansteigt. Diese Entwicklung führt zu kumulierten Differenzkosten von 24 Mrd. € (abdiskontiert zu 7,7 Mrd. €).

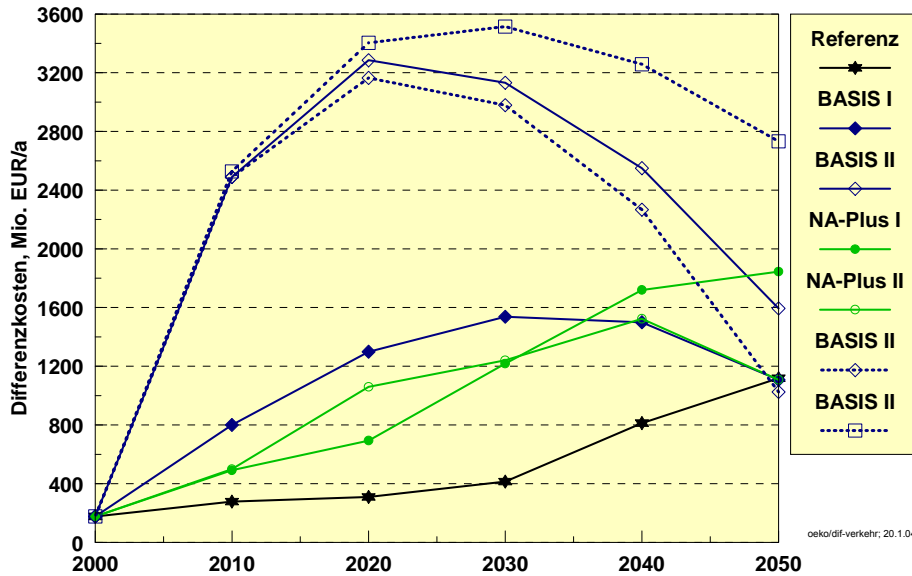


Abbildung 6.30: Verlauf der Differenzkosten der Einführung von Bio-Kraftstoffen (und Wasserstoff) in den Szenarien für die mittlere Entwicklung der anlegbaren Preise. Für das Szenario BASIS II ist zusätzlich der Verlauf für die untere und obere Preisentwicklung eingetragen.

6.5.5 Gesamte Differenzkosten eines Ausbaus erneuerbarer Energien.

Zur Ermittlung der gesamten Differenzkosten eines Ausbaus erneuerbarer Energien werden die Bereiche Stromerzeugung, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung zusammengefasst. Abbildung 6.31 zeigt das Ergebnis für das Szenario BASIS I für alle vier Varianten der anlegbaren Preise. Es sind jeweils die Differenzkosten für einen 10-Jahres Abschnitt dargestellt. Zusätzlich sind die kumulierten Differenzkosten (Werte in Klammer sind die mit 4%/a abdiskontierten Beträge) über den gesamten Zeitraum angegeben.

In diesem Szenario, und in den Szenarien NaturschutzPlus I und II, sind die Aufwendungen für den Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor am größten, gefolgt vom Kraftstoffsektor und dem Wärmesektor (in der mittleren Preisvariante beträgt der Anteil für den Stromausbau 50%, für den Ausbau im Wärmesektor 14% und für den Kraftstoffsektor 36%). Verlauf und Summe der Differenzkosten unterscheiden sich je nach Anstieg der anlegbaren Preise sehr deutlich, allerdings werden die Unterschiede erst ab 2020 sichtbar. Bis auf die untere Preisvariante treten die größten Aufwendungen im Jahrzehnt 2010-2020 auf und liegen dort jahresdurchschnittlich zwischen 5,7 und 6,5 Mrd. €/a. Danach sinken die Differenzkosten teilweise deutlich; bis auf die untere Preisvariante wird nach 2030(2040) die Summe der Differenzkosten negativ. Die kumulierten Differenzkosten (Tabelle 6.6) sinken von 241 Mrd. € bzw. jahresdurchschnittlich von 4,8 Mrd. €/a (untere Preisvariante) um eine Größenordnung auf 22 Mrd. € (Beispiel BASIS I) im Falle einer Gegenüberstellung mit CO₂-freien Kohlekraftwerken. Mit jahresdurchschnittlichen 0,5 Mrd. € sind hier die verbleibenden Differenzkosten sehr gering. Ab der mittleren Preisvariante kompensieren der Strom- und Wärmesektor in der letzten Dekade die noch verbleibenden positiven Differenzkosten des Kraftstoffbereichs. Die abdiskontierten Differenzkosten (Klammerwerte in Abbildung 6.31 und Tabelle 6.6 weisen mit knapp dem Faktor 2 geringere Unterschiede auf, da die erst später auftretenden Kostenersparnisse in den Varianten mit stärker steigenden anlegbaren Kosten bei der Abdiskontierung weniger wirksam sind. Mit 59 Mrd. € in der höchsten Variante (mit CO₂-freien Kohle-Kraftwerken) sind sie sogar höher als die kumulierten laufenden Differenzkosten mit nur 22 Mrd. €.

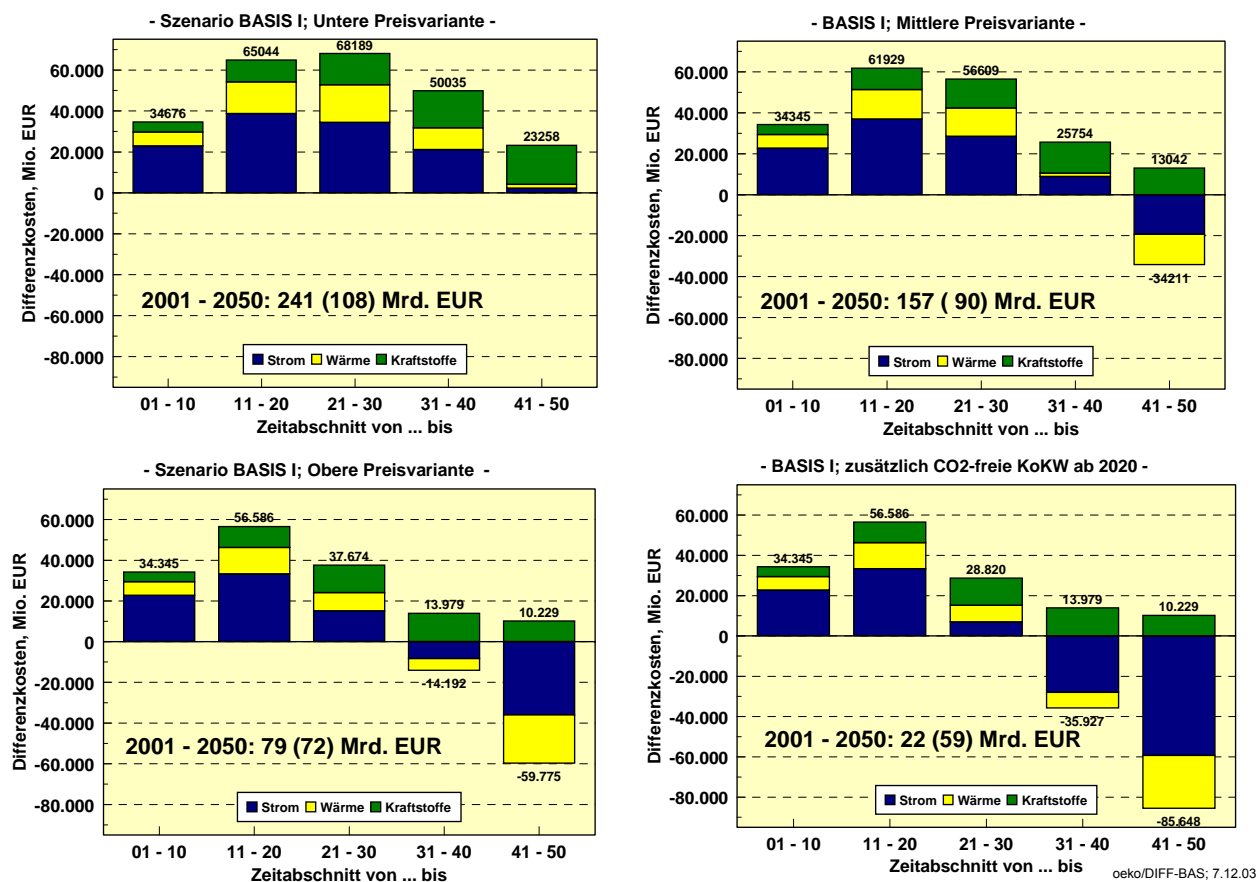


Abbildung 6.31: Gesamte Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Szenario BASIS I in 10-Jahres-Abschnitten für vier unterschiedliche Entwicklungen der anlegbaren Preise für Strom, Wärme und Kraftstoffe, (Klammerwerte = abdiskontierte Differenzkosten).

Im Vergleich der Szenarien untereinander haben die Szenarien NaturschutzPlus I und II höhere Differenzkosten als das Szenario BASIS I. Bei der mittleren Preisvariante belaufen sich diese (kumuliert 2001 – 2050) auf 157 Mrd. € für BASIS, 171 Mrd. € für NaturschutzPlus I und 175 Mrd. € für Naturschutzplus II. Im Wesentlichen wird dies durch die Reduktion der Biomassepotenziale in diesen Szenarien bewirkt, die in beiden Szenarien nach etwa 2030 durch die Bereitstellung von (teurerem) Wasserstoff aus zusätzlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kompensiert werden muss. Die Unterschiede verschwinden nahezu bei Abdiskontierung. Diese drei Szenarien können daher als ökonomisch gleichwertig hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien angesehen werden.

Im Szenario BASIS II bewirkt dagegen der rasche und langfristig stärkere Ausbau des Kraftstoffsektors beträchtlich höhere kumulierte Differenzkosten. In der mittleren Preisvariante belaufen sie sich auf 226 Mrd. € (abdiskontiert: 119 Mrd. €) entsprechend 54%. Mit deutlichem Abstand folgen der Stromsektor mit 36% und der Wärmesektor mit 10%. Ein zu rascher Ausbau einer Kraftstoffversorgung auf erneuerbarer Basis ist angesichts der noch auf absehbare Zeit bestehenden größeren Kostendifferenzen zwischen dem Bereitstellungspreis fossiler Kraftstoffe und dem von Biokraftstoffen und Wasserstoff aus volkswirtschaftlicher Sicht daher nicht empfehlenswert. Auch die Berücksichtigung der zwischenzeitlich etwas geringeren CO₂-Emissionen des Szenarios BASIS II (die kumulierten CO₂-Emissionen bis 2050 sind um 4% niedriger als diejenigen der übrigen drei Szenarien) ändert an diesem Tatbestand nur wenig.

Tabelle 6.6: Über den Zeitraum 2001 – 2050 kumulierte Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in fünf Szenarien in Abhängigkeit von vier Varianten der anlegbaren Preise einer rein fossilen*) Energieversorgung (laufende und abdiskontierte Werte)

	REF	BASIS I	BASIS II	NAPlus I	NAPlus II	BASIS I-REF	BASIS II-REF	NAPlus I-REF	NAPlus II-REF
Untere Var.									
Gesamt	150.185	241.210	314.419	258.019	261.188	91.026	164.234	107.834	111.003
Gesamt abdisk.	63.561	107.710	137.588	107.044	108.569	44.149	74.027	43.483	45.008
Mittlere Var.									
Gesamt	121.875	157.464	226.457	170.775	174.904	35.589	104.582	48.899	53.028
Gesamt abdisk.	57.846	90.269	118.841	89.121	90.817	32.423	60.995	31.275	32.971
Obere Var.									
Gesamt	95.915	78.849	140.939	87.603	94.573	-17.066	45.024	-8.312	-1.343
Gesamt abdisk.	51.980	71.789	98.773	69.762	72.131	19.808	46.793	17.782	20.151
Hohe Var.									
Gesamt	78.895	22.384	84.474	22.483	35.623	-56.511	5.679	-56.412	-43.273
Gesamt abdisk.	48.249	59.134	86.118	55.426	59.066	10.885	37.869	7.177	10.817

oeko/DIF-ZAHL;7.12.03

*) inklusive der auslaufenden Kernenergienutzung

Betrachtet man die Unterschiede der Differenzkosten der Ausbauszenarien gegenüber denjenigen des Referenzszenarios werden die Auswirkungen eines „zu schnellen“ Aufbaus im Kraftstoffbereich noch deutlicher (Abbildung 6.32). Die Szenarien mit zeitlich verzögertem Ausbau erneuerbarer Energien im Kraftstoffbereich sind volkswirtschaftlich praktisch gleichwertig, insbesondere auf der Basis abdiskontierter Werte der kumulierten Differenzkosten in Höhe von 32 Mrd. €. Ein Ausbau entsprechend den beschriebenen Szenarien verlangt also bei einer Energiepreisentwicklung entsprechend der mittleren Preisvariante gegenüber einer Referenzentwicklung laufende jahresdurchschnittliche Differenzkosten zwischen 0,7 Mrd. €/a (BASIS I) und 1,1 Mrd. €/a (NaturschutzPlus II) bzw. abdiskontierte Differenzkosten von jahresdurchschnittlich 0,65 Mrd. €/a. Die höchsten Differenzkosten liegen zwischen 2010 und 2020 bzw. zwischen 2020 und 2030 und belaufen sich auf jahresdurchschnittlich rund 3 Mrd. €/a. Demgegenüber liegen die Werte des Szenarios BASIS II um den Faktor 2 höher.

Bei geringen Energiepreissteigerungen (untere Variante) sind die abdiskontierten Gesamtkosten mit 44 Mrd. € um rund 12 Mrd. € höher; bei aktiver Klimapolitik (obere Preisvariante) liegen sie mit insgesamt 18-20 Mrd. € bereits sehr niedrig. In dieser Preisentwicklung sind die nicht abdiskontierten Kostendifferenzen zum Referenzszenario für die drei Szenarien BASIS I, NaturschutzPlus I und II bereits negativ, was die langfristige volkswirtschaftliche Überlegenheit der Ausbauszenarien deutlich macht. Würde versucht, innerhalb der Struktur der Referenzentwicklung partiell den Klimaschutz im Strombereich durch die Zurückhaltung von CO₂ in Kohlekraftwerken zu erreichen, so wären im Vergleich dazu für die drei Ausbauszenarien bis 2050 nur noch (abdiskontierte) Vorleistungen von rund 8 – 10 Mrd. € zu erbringen; also jahresdurchschnittlich lediglich rund 0,2 Mrd. €/a aufzuwenden. Die nicht abdiskontierten Differenzkosten im Vergleich zur Referenzentwicklung zeigen dann bereits kumulierte Kostenvorteile von 43 bis 56 Mrd. €, selbst die Bilanz des Szenarios BASIS II ist dann nahezu ausgeglichen.

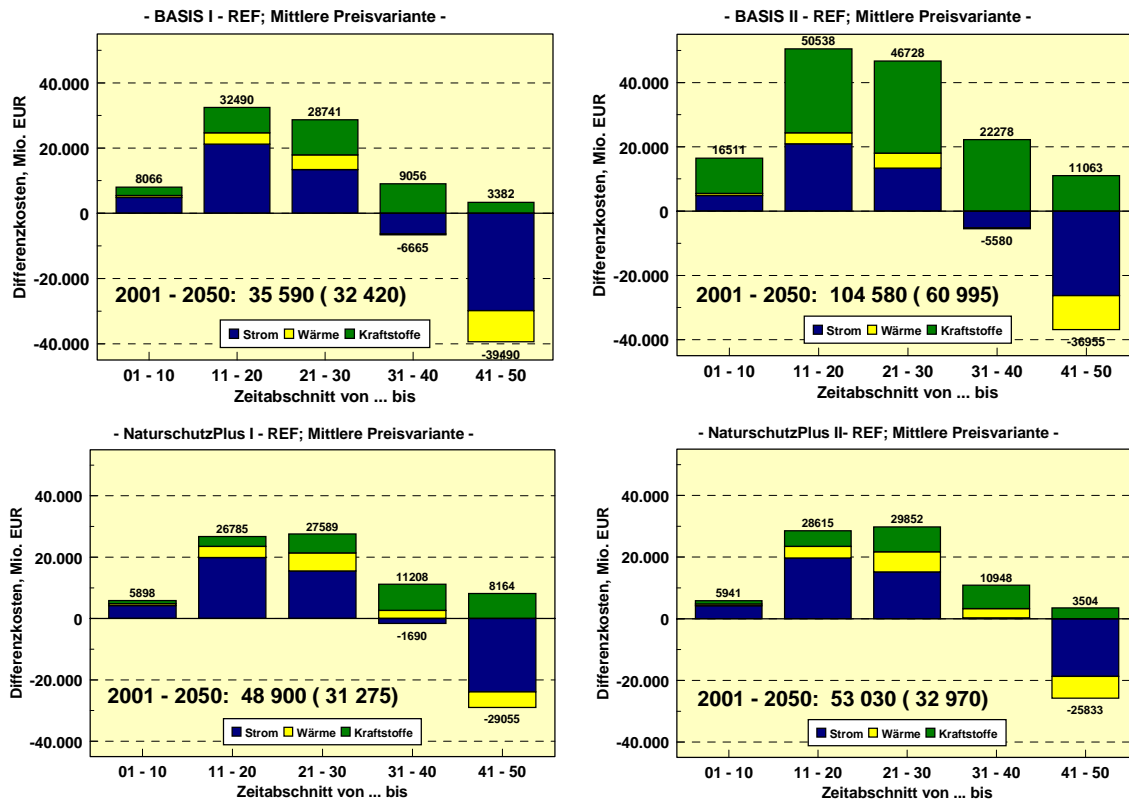


Abbildung 6.32: Höhe und Struktur der Differenzkosten der Ausbauszenarien (in 10-Jahres-Abschnitten) beim Vergleich mit denjenigen der Referenzentwicklung für die mittlere Variante der anlegbaren Preise, (Klammerwerte = abdiskontierte Differenzkosten).

Eine anspruchsvolle Strategie des Klimaschutzes wie anhand der Szenarien BASIS und NaturschutzPlus dargestellt, bedarf der Flankierung durch entsprechende energiepolitische Instrumente. Beispielhaft wurde hier die Wirkung der Einführung von CO₂-Zertifikaten ab 2010 dargestellt (obere Preisvariante), mit einem Preis ab 2020 von 15 €/t CO₂. Mit einer derartigen Flankierung – aber auch schon bei generell merklich steigenden Energiepreisen (mittlere Preisvariante) können die Differenzkosten (= Vorleistungen) eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien in volkswirtschaftlich vertretbarem Rahmen gehalten werden. Auf Dauer ist diese Strategie in jedem Fall auch volkswirtschaftlich attraktiv. Bei geringen Preissteigerungen (untere Preisvariante) tritt die positive Wirkung des Ausbaus aber erst relativ spät ein (Dekade 2040-2050 bzw. noch später). Eine Strategie der Kombination von hoher Energieeffizienz und deutlichem Ausbau von erneuerbaren Energien mit entsprechender Wirkung auf den Klimaschutz enthält also bei ausreichend langfristiger Betrachtungsweise Elemente einer **Win-Win Strategie**. Energiepolitisch bedeutsam ist daher die wirksame Flankierung der „Vorleistungsphase“, die je nach Technologie und Intensität des Ausbaus mindestens bis 2020 dauert. Innerhalb dieses Zeitabschnitts müssen die eingesetzten Instrumente einer ständigen Anpassung und Überprüfung unterzogen werden, da es sich bei den zu mobilisierenden Aufwendungen um jährlich Beträge in der Größenordnung mehrerer Milliarden € handelt. Entsprechend groß sind aber auch die angestoßenen Entwicklungen. So werden im Szenario BASIS I durch Investitionen für erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich in der Dekade 2001- 2010 Investitionen von 46 Mrd. € und in der Dekade 2011-2020 Investitionen von 95 Mrd. € angestoßen. Längerfristig stabilisieren sich die Investitionen durch Ersatzbedarf und ständige Aufrechterhaltung der Struktur auf rund 120 Mrd. € je Dekade.

Die Differenzkosten in spezifischer Form geben an, mit welchen Kostendifferenzen die in den jeweiligen Sektoren gehandelten Energieträger beaufschlagt werden müssten, wenn diese

Vorleistungen durch eine allgemeine Umlage erbracht werden. So beläuft sich beispielsweise derzeit dieser Wert im EEG auf rund 0,3 ct/kWh Strom. In Abbildung 6.33 sind diese Werte für Szenario NaturschutzPlus II im Zeitverlauf bis 2050 dargestellt bei der mittleren Entwicklung der Energiepreise. Zusätzlich sind die Werte für Kraftstoffe im Szenario mit sehr raschem Ausbau der Biokraftstoffe (BASIS II) dargestellt. Im Strombereich steigen die spezifischen Differenzkosten kurzfristig auf 0,8 ct/kWh_{el}, wozu neben dem noch wirkenden Anstieg bei der Windkraft zunehmend auch Biomasse- und Fotovoltaikanlagen beitragen (vgl. Abbildung 6.26). Da die Differenzkosten der Fotovoltaik noch bis 2030 zunehmen, wird die nach 2015 erfolgende Abnahme der gesamten Differenzkosten im Strombereich verzögert. In der mittleren Preisvariante treten ab 2040 in diesem Szenario keine Differenzkosten mehr auf (in BASIS I ab 2037); sie verwandeln sich ab diesem Zeitpunkt in „volkswirtschaftliche Gewinne“ bzw. vermindern die Gesamtkosten der Strombereitstellung im Vergleich zu einer Entwicklung ohne den Ausbau erneuerbarer Energien. Bei einem Vergleich mit CO₂-freien fossilen Kraftwerken liegt dieser Zeitpunkt bereits im Jahr 2028. Bei niedrigen Preissteigerungen (untere Variante) kann der Schnittpunkt sich allerdings auch bis ca. 2050 verschieben.

Im Wärmesektor treten sehr geringe spezifische Differenzkosten von maximal 0,18 ct/kWh_{th} auf, die hauptsächlich vom Zubau von Kollektoranlagen stammen (vgl. Abbildung 6.26). Auch sie verwandeln sich ab 2035 in volkswirtschaftliche Gewinne. Die spezifischen Differenzkosten der Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse sind bei allmählichem Anstieg der Kraftstoffmengen mit 0,1 bis 0,2 ct/kWh zunächst gering. Sie steigen jedoch, bedingt durch deutliche Mengenzunahme bei gleichzeitig sinkender Kostendifferenz, noch bis 2050 auf knapp 0,4 ct/kWh (entsprechend 4 ct/l Benzinäquivalent). Im Szenario BASIS II mit forcierter Ausweitung von Biokraftstoffen erreichen sie diesen Wert bereits 2010 und steigen dann bis 2040 auf ein Maximum von 0,6 ct/kWh (vgl. Abbildung 6.30).

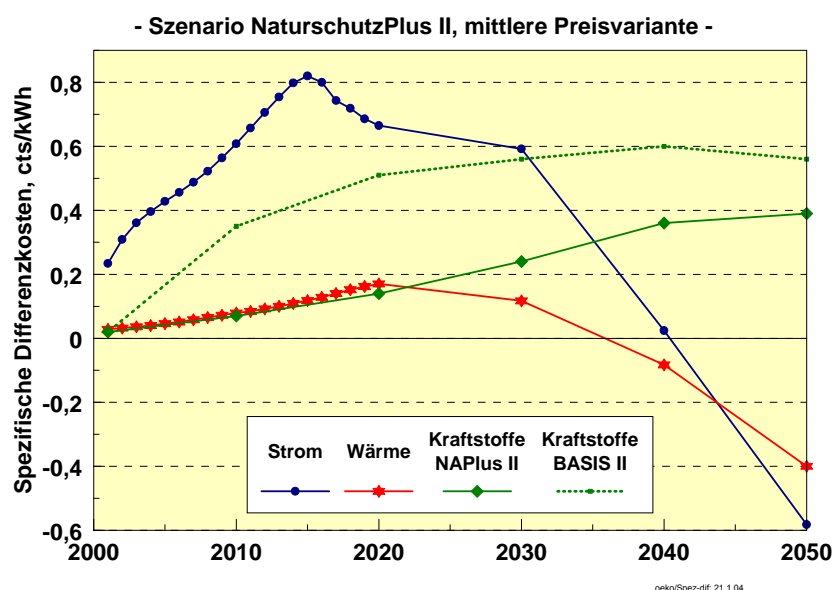


Abbildung 6.33: Verlauf der spezifischen Differenzkosten erneuerbarer Energien im Szenario NaturschutzPlus II (für Kraftstoffe auch BASIS II) bei der mittleren Variante der anlegbaren Preise (d.h. ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) für die Sektoren Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffbereitstellung

Ein geeigneter Indikator für die zu erbringenden Vorleistungen ist auch ein Vergleich der jährlichen Differenzkosten eines Ausbaus erneuerbarer Energien mit den jährlichen Gesamtkosten der Energiebereitstellung. Dabei ist – um mit den hier ermittelten Differenzkosten

kompatibel zu sein - die gesamte Strombereitstellung und –verteilung (ohne stromnutzende Geräte und Maschinen), die Bereitstellung von Brennstoffen und Fernwärme einschließlich der Vollkosten für Heizungsanlagen (da EE-Anlagen diese substituieren) sowie die Bereitstellung von Kraftstoffen frei Tankstelle (ohne die Kosten für Fahrzeuge) zu berücksichtigen. Diese Kosten beliefen sich in 2000 auf rund **230 Mrd. €/a**, wovon 45 Mrd. € auf Strom, 110 Mrd. €/a auf Brennstoffe und Fernwärme einschließlich der Kapital- und Wartungskosten für alle Heizungsanlagen und rund 75 Mrd. €/a auf die Kraftstoffbereitstellung (einschließlich Mineralölsteuer; alle ohne MWSt.) entfielen. In der mittleren Preisvariante belaufen sich die maximalen Differenzkosten bei Strom auf 9% (in 2015) der gesamten Aufwendungen, bei Brennstoffen auf 2% (2020) und bei Kraftstoffen (ohne Szenario BASIS II) auf ebenfalls 2% (2035). Bei Brennstoffen und Kraftstoffen sind sie also deutlich geringer. Im Durchschnitt aller Sektoren entsprechen die **maximalen Differenzkosten** des Zubaus erneuerbarer Energien, die im Jahr 2015 in Höhe von 6,3 Mrd. €/a auftreten ca. **2,7 % der oben definierten Gesamtkosten** der Energiebereitstellung. Die entsprechenden Durchschnittswerte des Zeitraums 2000 bis 2020 liegen bei 6,7% für Strom, bei 0,9 % für Wärme und bei 1 % für Kraftstoffe. Für alle Sektoren zusammen ergibt sich für **die durchschnittlichen Differenzkosten ein Anteil von 2,0 %** an den Gesamtkosten der Energiebereitstellung. Bei anderen Preisvarianten der anlegbaren Preise ändert sich der letztere Wert auf 1,6% (obere Preisvariante) bzw. 2,5 % (untere Preisvariante). Die für die Etablierung einer klimaverträglichen Energieversorgung erforderlichen Vorleistungen sind also im Vergleich zu den jährlich von den Energieverbrauchern aufzubringenden Kosten mit 2- 3% relativ gering und können daher als sinnvolle „Investition“ in eine nachhaltige Energiezukunft bezeichnet werden.

6.6 Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Verbrauch nicht-energetischer Ressourcen

Durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien wird der Verbrauch nicht-erneuerbarer energetischer Ressourcen deutlich reduziert. Damit tragen erneuerbare Energien zu einem der wesentlichen Nachhaltigkeitsziele bei und erhöhen gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Diversität der Energiebereitstellung. Der Schonung energetischer Ressourcen steht aber zum Teil ein im Vergleich zu konventionellen Technologien erhöhter Bedarf an nicht-energetischen Ressourcen für den Bau der Anlagen gegenüber (siehe Kapitel 3). Um die Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland auf den Bedarf nicht energetischer Ressourcen abzuschätzen, werden hier die Ökobilanzergebnisse für die Einzeltechnologien mit dem Mengengerüst des Szenarios NaturschutzPlus I verknüpft. Dabei werden beispielhaft die in Kapitel 3 bilanzierten Rohstoffe Eisen und Bauxit betrachtet. In der vorliegenden Abschätzung werden keine Gutschriften für KWK-Wärme erteilt, so dass der hier der Stromerzeugung zugeschriebene Ressourcenbedarf insgesamt überschätzt wird. Für die Fotovoltaik wurden die Ergebnisse der dynamisierten Ökobilanz verwendet (siehe Abschnitt 3.1.4), für alle anderen Technologien werden die in den Tabellen 3.9 und 3.10 zusammengestellten Ökobilanzergebnisse als über der Zeit konstant angesehen. Auch durch diese vereinfachende Annahme wird der tatsächliche Ressourcenbedarf etwas überschätzt. Abbildung 6.34 zeigt, dass der kumulierte Eisenbedarf für den Bau der Kraftwerke und der relevanten Infrastruktur durch den Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario NaturschutzPlus I von heute knapp 1,1 Mill. t/a auf rund 1,5 Mill. t/a im Jahr 2050 steigt. Dadurch steigt der durch die Stromerzeugung induzierte Anteil am gesamten Eisenbedarf in Deutschland um 1,5 Prozentpunkte auf rund 5,5 %. Im Wesentlichen wird diese Steigerung durch den Eisenbedarf für den Bau von Offshore-Windparks verursacht. Der wachsenden Kapazität entsprechend steigt auch der Eisenbedarf durch die anderen EE-Technologien, deren jeweiliger Anteil am gesamten Eisenbedarf bleibt jedoch deutlich unter 1 %. Der wachsende Bedarf an der Ressource Eisen durch den Ausbau erneuerbarer Energien wird zu einem großen Teil durch die zurückgehende Nachfrage nach Eisen für den Bau konventioneller Kondensationskraftwerke kompensiert.

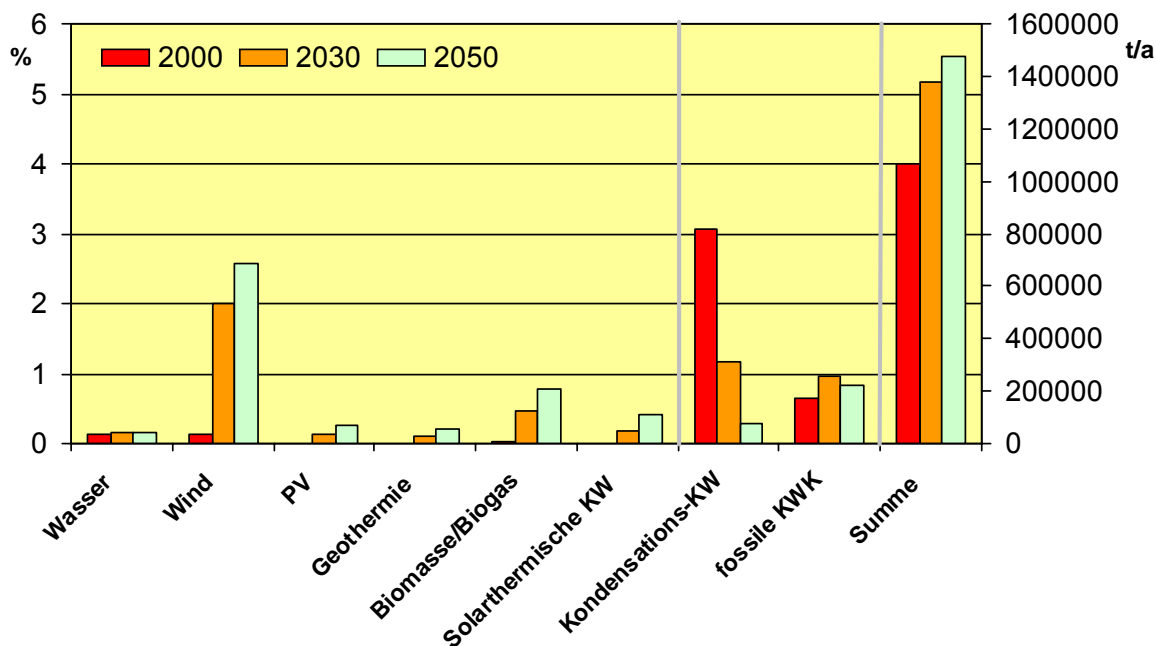


Abbildung 6.34: Jährlicher kumulierter Eisenbedarf für die Stromerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I in Prozent des gesamten Eisenbedarfs in Deutschland im Jahr 2000. Keine Gutschrift für KWK-Wärme.

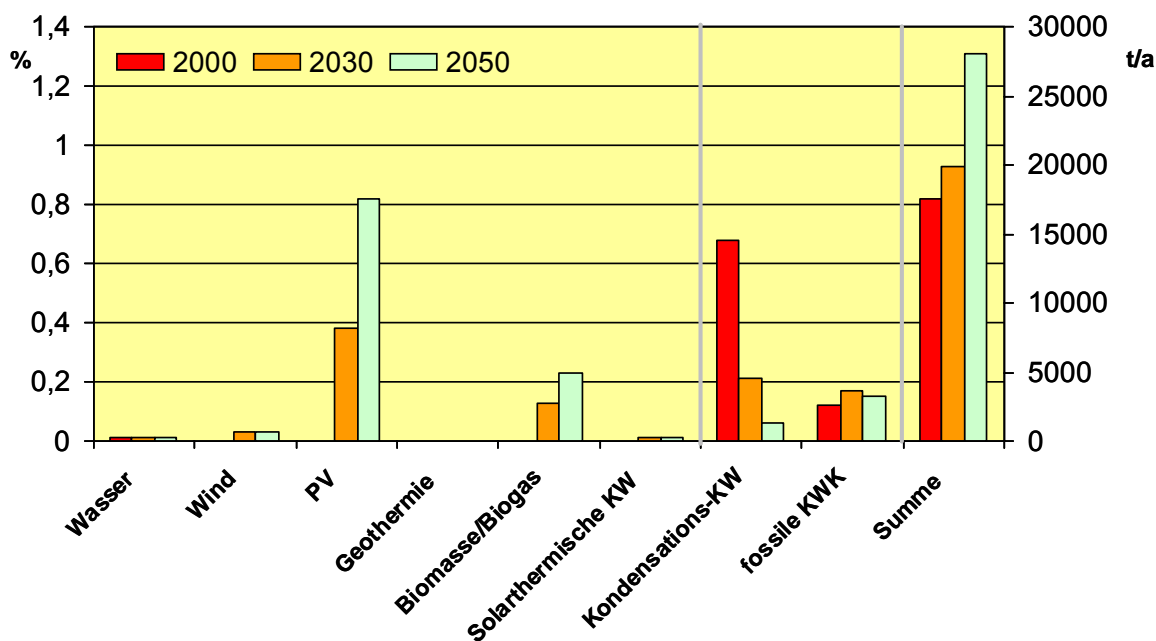


Abbildung 6.35: Jährlicher kumulierter Bauxitbedarf für die Stromerzeugung im Szenario NaturschutzPlus I in Prozent des gesamten Bauxitbedarfs in Deutschland im Jahr 2000. Keine Gutschrift für KWK-Wärme.

Es ist nicht auszuschließen, dass eine Erhöhung des Eisenbedarfs alleine für die Stromerzeugung um 1,5 Prozentpunkte mit gewissen strukturellen Folgen für die Volkswirtschaft (z. B. Außenhandelsströme, Preiserhöhungen für inländisch erzeugten Stahl) verbunden ist. Um mögliche Auswirkungen abschätzen zu können, wäre eine langfristige Analyse des Ei-

sen-Welthandels notwendig. Es kann aber festgehalten werden, dass der durch den Stromerzeugungssektor hervorgerufene Eisenbedarf auch bei einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien im Vergleich zum Eisenbedarf des Bausektors und des Fahrzeugbaus klein ist. Da im Fahrzeugbau Stahl zunehmend durch andere Werkstoffe substituiert wird, ist es außerdem möglich, dass sich gegenläufige Nachfragetrends in verschiedenen Industriesektoren ausgleichen.

Die vorliegenden Ökobilanzergebnisse weisen auf den hohen Bauxitbedarf für Fotovoltaikanlagen hin, der vor allem durch die Montage auf einer Stahl-Aluminiumkonstruktion verursacht wird (siehe Abschnitt 3.3.6). Trotz des im Szenario NaturschutzPlus I relativ kleinen Beitrags der Fotovoltaik zur gesamten Stromerzeugung (5 %) kann der Anstieg des Bauxitbedarfs durch die wachsende PV-Kapazität durch den zurückgehenden Bedarf der Kondensationskraftwerke nicht ausgeglichen werden. Im Szenario NaturschutzPlus I steigt der gesamte durch die Stromerzeugung verursachte Bauxitbedarf von heute 18.000 t/a auf 28.000 t/a im Jahr 2050. Der Anteil der Stromerzeugung am gesamten Bauxitbedarf in Deutschland erhöht sich um 0,5 Prozentpunkte auf 1,3 % (Abbildung 6.35). Während dieser kleine Anteil am gesamten Bauxitbedarf zwar als unkritisch angesehen wird, so wird doch deutlich, dass ein Anteil der Fotovoltaik an der Stromerzeugung, der über den im Szenario NaturschutzPlus beschriebenen Beitrag hinausgeht, im Bereich des Bauxitbedarfs zu Problemen führen kann. Ein wichtiger Ansatzpunkt zur Entschärfung dieses Problems ist die weitere Reduzierung des Materialbedarfs für die Integration von PV-Modulen in bestehende Gebäudestrukturen.

Ähnlich wie bei der fotovoltaischen Stromerzeugung verursacht vor allem die Wärmebereitstellung mit solarthermischen Kollektoren einen großen Bedarf an Eisen und Bauxit (siehe Abschnitt 3.2.6). Der steigende Ressourcenbedarf durch den wachsenden Beitrag von Solarkollektoren zur Wärmebereitstellung wird allerdings im Szenario NaturschutzPlus I durch den Rückgang der fossil befeuerten Einzelheizungen, durch den steigenden Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung, vor allem aber durch den drastisch sinkenden Wärmebedarf überkompensiert, so dass es im Bereich der Wärmebereitstellung insgesamt zu einem Rückgang des nicht-energetischen Ressourceneinsatzes kommt.

Insgesamt zeigt es sich, dass der im Szenario NaturschutzPlus I aufgezeigte Entwicklungspfad im Bereich der Stromerzeugung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zu einem leichten Anstieg und im Bereich der Wärmeversorgung – vor allem durch die erhöhte Energieeffizienz – zu einem Rückgang des Bedarfs an nicht-energetischen Ressourcen führt. Auch wenn durch den geänderten Rohstoffbedarf gewisse strukturelle Auswirkungen auf die Volkswirtschaft über einen Zeitraum von 50 Jahren nicht ganz auszuschließen sind, so bleibt der Bedarf der hier beispielhaft betrachteten nicht-energetischen Ressourcen für die Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zum Bedarf anderer Industriesektoren klein. Aus heutiger Sicht stellt die Steigerung des Bedarfs an Eisen und Bauxit für die Strombereitstellung in keiner Weise eine Restriktion für einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien dar.

6.7 Schlussfolgerungen aus der Szenarioanalyse

Die in diesem Kapitel erläuterte Analyse des Energieversorgungssystems hatte zum Ziel, auf der Basis mehrerer Ausbauszenarien die potenziellseitigen, strukturellen, ökologischen und ökonomischen Gestaltungsspielräume und Restriktionen verschiedener Technologieoptionen so miteinander zu kombinieren, dass die wesentlichen Wechselwirkungen zwischen diesen Optionen bei einer weitgehenden Umgestaltung der Energieversorgung innerhalb der nächsten 50 Jahre sichtbar werden konnten. Dies geschah unter Verwendung von drei Teilstrategien: der „Effizienzstrategie“, der „KWK-Ausbaustrategie“ und der „EE – Ausbaustrategie“. Bei der Strukturierung der beiden ersten Teilstrategien konnte wesentlich auf vorhergehende bzw. parallel laufende Studien aufgebaut werden [UBA 2002; Krewitt 2004], in die Ausgestaltung der dritten Teilstrategie wurden die im Rahmen des BMU-Forschungsschwerpunkts „Umwelt und Erneuerbare Energien“ durchgeführten Studien zu erneuerbaren Energien ein-

gebunden (siehe Einleitung). Die sehr komplexen Wechselwirkungen zwischen den Technologieoptionen und den Teilstrategien wurden jeweils getrennt für die Bereiche „Stromversorgung“, „Wärme- bzw. Brennstoffversorgung“ und „Verkehr bzw. Kraftstoffversorgung“ ermittelt, um die sehr unterschiedlichen Ausgangsbedingungen berücksichtigen und die unterschiedlichen Veränderungsgeschwindigkeiten bei der Umgestaltung abbilden zu können.

Aus dieser szenarienbasierten Analyse können eine Reihe von Schlussfolgerungen abgeleitet werden, wie der angestrebte Umbau des heutigen Energieversorgungssystems eines Industrielandes wie Deutschland hin zu einer nachhaltigen, insbesondere klimaverträglichen Energieversorgung entsprechend der in Kapitel 1 definierten Leitlinien innerhalb der nächsten Jahrzehnte am zweckmäßigsten ablaufen sollte, um den dort definierten Zielsetzungen zu genügen. Die wesentlichen konkreten Hauptziele sind dabei die Reduktion der Klimagasemissionen aus der Nutzung fossiler Energien auf 20% des Wertes von 1990 bis 2050 bei gleichzeitigem Verzicht auf die ebenfalls nicht nachhaltige nukleare Option. Die wichtigste Option zur Erreichung dieser anspruchsvollen Zielsetzung sind die erneuerbaren Energien, die im Mittelpunkt dieser Untersuchung standen und die deshalb, insbesondere in ihrer dynamischen Entwicklung sehr detailliert dargestellt wurden. Diese Option stützt sich in ihrer Wirkung wesentlich auf ein Fundament deutlich verstärkter Effizienz bei der Wandlung und Nutzung aller Energieträger und auf den verstärkten Einsatz von Technologien zur Vermeidung unnötigen Energieeinsatzes (also z.B. Gebäudedämmung bzw. passive Nutzung von Umgebungswärme; verbesserte Regelungen aller Art, Verfahrensoptimierung, Gewichtsverringerung bei Fahrzeugen u. ä.).

Der lange Untersuchungszeitraum von 50 Jahren ist bewusst gewählt worden. Er umfasst eine beträchtliche Zeitspanne, in der sowohl heutige Energieversorgungs- und -infrastrukturen, als auch Gebäude und erst recht Fahrzeuge völlig verändert bzw. erneuert werden können. Gespiegelt an den vergangenen 50 Jahren sind dabei sowohl enorme technologische Entwicklungen als auch beträchtliche strukturelle Veränderungen zu erwarten. Auch gesellschaftliches Verhalten, Werturteile und Konsumpräferenzen können sich sehr weitgehend ändern. Obwohl die vorgelegten Szenarien in ihren Ausbauvarianten aus energietechnischer und energiewirtschaftlicher Sicht zu deutlich anderen Energiesystemen führen, als wir sie heute gewohnt sind, führen sie doch lediglich den stetigen Wandel und Umbau des Energiesystems fort, der auch in den letzten Jahrzehnten stattgefunden hat. Die Szenarien können insofern als „konservativ“ bezeichnet werden, als sie dabei lediglich auf den Prozess der stetigen Erneuerung und Anpassung des Energiesystems an sich ändernde Rahmenbedingungen setzen und dazu heute bekannte Technologien, Verfahren und Methoden einsetzen. Sie verlangen keine heute noch unbekanntem technologischen „Durchbrüche“, strukturelle Umbrüche oder gar politische Umwälzungen. Im Gegensatz zum historisch gewachsenen Energiesystem, das weitgehend nur reaktiv und mit relativ kurzfristigen Betrachtungszeiträumen „gestaltet“ wurde, stellen die Szenarien allerdings Entwürfe einer zukünftigen Energiewirtschaft dar, die sich an langfristigen volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Zielsetzungen orientieren und deshalb teilweise von anderen Kosten/Nutzen-Relationen und -Wertungen ausgehen (müssen) als es die Akteure im Energiebereich im Tagesgeschäft tun bzw. bisher getan haben.

Die beschriebenen Technologien, insbesondere die „neuen“ Technologien im Bereich erneuerbarer Energien und der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung werden in den Szenarien im Rahmen der in den vorgelagerten ZIP-Studien ermittelten Potenziale und Spielräume stetig weiter entwickelt, effizienter gestaltet und in unterschiedlichem Ausmaß kostengünstiger. Die Szenarien sind daher keine „statischen“ Analysen mit den daraus resultierenden unzulänglichen oder sogar irreführenden Vergleichen von bewährten, weit entwickelten Technologien mit noch jungen, mitten in ihrer Entwicklung begriffenen Technologien. Sie versuchen vielmehr das „dynamische“ Wechselspiel zwischen sich veränderndem Technologiemix, sich wandelnden Rahmenbedingungen und gezielten energiepolitischen Vorgaben widerzuspiegeln. Dabei müssen selbstverständlich Unsicherheiten bezüglich der zukünftig erzielbaren Kenndaten der Technologien (vgl. Lernkurven), der Wirkung sie fördernder oder hemmender Rahmenbedingungen und der zukünftig herrschenden Wettbewerbskonditionen in Kauf ge-

nommen werden. Als Gewinn steht dem gegenüber eine vertiefte Einsicht in die wirksamen Kräfte und Wechselbeziehungen der Umgestaltung des Energiesystems, der durch bestimmte Maßnahmen hervorgerufenen Auswirkungen in struktureller, ökologischer und ökonomischer Hinsicht und der notwendigen zeitlichen Abläufe und Geschwindigkeiten zur Erreichung bestimmter Ziele.

Es versteht sich von selbst, dass die Szenarien keine Prognose unserer Energiezukunft darstellen. Vielmehr spannen sie in Gegenüberstellung mit der Referenzentwicklung einen Korridor auf innerhalb dessen die Umgestaltung des Energiesystems in Zukunft ablaufen dürfte. Je wirksamer das aus den Leitlinien einer nachhaltigen Entwicklung (vgl. Kapitel 1) abgeleitete Zielsystem in politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Handeln umgesetzt werden kann, desto näher dürfte die Struktur derjenigen der Ausbauszenarien ähneln. Je weniger davon in der Energiepolitik ihren Niederschlag findet, desto weniger wird sich das Energiesystem von der gemessen an der Zielsetzung unzulänglichen Referenzentwicklung entfernen. Außergewöhnliche und nicht vorhersehbare, meist eher krisenartige Entwicklungen (z.B. Ölpreissprünge, Katastrophen, kriegerische Handlungen) können aber auch die Referenzentwicklung in eine aus Nachhaltigkeitssicht noch ungünstigere Entwicklung treiben.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind:

(1) Ohne deutliche Steigerung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz aller Energieträger ist keine nachhaltige Energieversorgung möglich

Jede Umgestaltung des Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit muss auf einer systematischen Steigerung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz aller Energieträger aufbauen. Das heute noch vorherrschende Energiesystem basiert größtenteils noch auf Strukturen, die in Zeiten relativ sorglosen Umgangs mit Energieträgern entstanden sind (u. a. großer Anteil von Kondensationskraftwerken, Altbaubestände mit unzulänglicher Wärmedämmung, Überdimensionierung von Heizungen und von industriellen Prozessanlagen, sehr hoher Anteil des Straßenverkehrs am Verkehrsaufkommen). Auch heute noch stimuliert das – in Relation zu anderen Kostenfaktoren – relativ niedrige Energiepreinsniveau die Erschließung vorhandener Effizienzpotenziale nur sehr unzulänglich. Die derzeit wirkenden Mechanismen zur Erhöhung der Energieeffizienz, wie Steigerung der Wirkungsgrade von Kondensationskraftwerken, strengere Effizienzvorschriften für Neubauten (Energieeinsparverordnung), Steigerung von Motorwirkungsgraden bei Fahrzeugen, Optimierung von industriellen Prozessabläufen bzw. generell die autonome Steigerung der Effizienz durch den Ersatz von alten Geräten und Anlagen durch neue reichen nicht aus, das Energieverbrauchsniveau substantiell zu senken. Wird der Vergangenheitstrend der Verringerung der Energieintensität (Primärenergie langjährig 1,4%/a; Strom seit 1984 ca. 0,9 %/a) nur geringfügig gesteigert (Referenzentwicklung bis 2050 bei Primärenergie 1,8%/a, bei Strom 1,2 %/a), so steigt der Stromverbrauch noch und sinkt der Primärenergieverbrauch nur allmählich parallel zur demografischen Entwicklung (Abbildung 6.36, jeweils obere Linien).

Aus technischer Sicht sind noch sehr weit reichende Effizienzverbesserungen möglich (vgl. u.a. Enquete 1994; UBA 2002; Nitsch et. al. 2002]. Die für die Ausbauszenarien angenommene jährliche Effizienzsteigerung liegt daher für den Primärenergieverbrauch im Jahresmittel 2000 – 2050 bei 2,6 %/a (Primärenergie berechnet nach Substitutionsmethode), also bei einer knappen Verdopplung gegenüber der langjährigen Vergangenheitsentwicklung und für den Stromverbrauch bei 1,8%/a, einer Steigerung um 50% gegenüber der bisherigen Entwicklung (Abbildung 6.36, untere Linien). Unter diesen Annahmen kann die **Effizienzstrategie** etwa die Hälfte des bis 2050 erforderlichen Beitrags zur CO₂-Minderung erbringen und **ist somit unerlässlich**, wenn das Reduktionsziel 2050 zeitgerecht und ökonomisch verträglich erreicht werden soll.

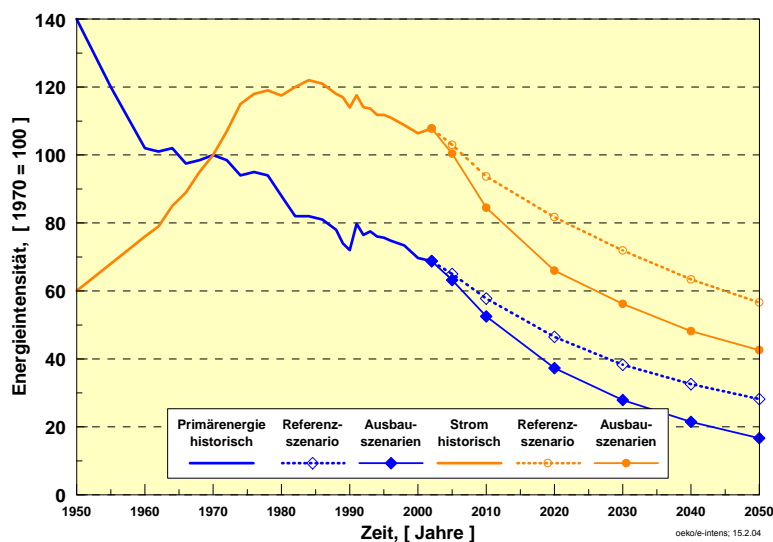


Abbildung 6.36: Verlauf der Energieintensitäten (Primärenergie/BIP; Strom/ BIP) seit 1950 sowie im Referenzszenario und den Ausbauszenarien bis 2050 (PEV/BIP (1970) = 9,93 GJ/1000 € (2000); Strom/BIP (1970) = 0,787 GJ/1000 € (2000), Werte 1970 = 100 gesetzt)

(2) Deutliche Effizienzsteigerungen erleichtern den Einstieg in erneuerbare Energien

Eine beschleunigte Effizienzsteigerung ist aus volkswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft, da sie in vielen Fällen – gerechnet über die Nutzungsdauer – kostengünstiger ist als die zusätzliche Bereitstellung von Energie. Selbst unter verkürzten Abschreibungszeiten sind Teile der Einsparpotenziale wirtschaftlich, was unmittelbar zur Kostenersparnis führt, wenn dadurch der Bau von Neuanlagen zur Energiebereitstellung vermieden werden kann. Für den Stromsektor ist dies dargestellt worden (Abschnitt 6.5.1). Bereits bei niedrigen und mittleren Energiepreissteigerungen ist eine gekoppelte Effizienz- und EE-Ausbastrategie mit 20%iger Stromverbrauchsreduktion nur geringfügig teurer als die Referenzstrategie mit steigendem Stromverbrauch (vgl. Abbildung 6.25); im Fall der oberen Preisvariante ist sie insgesamt kostengünstiger. Ähnliches gilt für den Gebäudesektor, bei dem aktive solare Maßnahmen meist erst sinnvoll sind, wenn eine energetische Gebäudesanierung stattgefunden hat. [UBA 2002]. **Eine Strategie gesteigerter Energieeffizienz bewirkt somit auch eine indirekte Kompensation eines Teils der zusätzlichen Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien.** Deshalb ist ihre erfolgreiche Umsetzung, insbesondere im Zeitabschnitt 2000 – 2020 wo die absoluten Differenzkosten des EE-Ausbaus am größten sind, von besonderer Bedeutung für einen volkswirtschaftlich verträglichen Umbau des Energiesystems. Die wesentlichen Hemmnisse der Umsetzung dieser Strategie liegen im strukturellen Bereich, insbesondere aber in zu geringen monetären Anreizen für die zahlreichen Einzelakteure. Die strukturellen Hemmnisse sind vor allem im KWK-Bereich (gesicherte Wärmeabnahme, Ausbau von Netzen) und im Gebäudebestand (Vermieter/Mieter-Problematik, zu geringer Stellenwert der Energie beim Gebäudeentwurf) zu finden. Die monetären Hemmnisse liegen in der meist gewünschten kurzen Abschreibungszeit, in der sich die „Einsparinvestition“ amortisieren soll, ohne zu berücksichtigen, dass die erzielte Verbrauchsverringerung über die gesamte Nutzungsdauer wirkt [Cremer/Kleemann 2001; Jochem 1999].

(3) Kraft-Wärme-Kopplung ist ein wichtiger Stützpfiler für den Ausbau erneuerbarer Energien

Eine besonders wirksame Art der Effizienzsteigerung im Umwandlungsbereich stellt die Kraft-Wärme-Kopplung dar. Zwar ist jede Effizienzsteigerung von Kondensationskraftwerken nützlich, sie kann aber selbst bei großen Erfolgen (z.B. GuD-Kraftwerke bis zu Wirkungsgraden von 60%) nicht die Effizienzwirkung der KWK mit Gesamtnutzungsgraden bis zu 95% erreichen. Mit der Einführung dezentraler KWK-Technologien (Motor-BHKW, Gasturbinen) und ihrer weiteren Entwicklung (Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen) kann ihr Einsatzspektrum und ihr Potenzial beträchtlich erweitert werden. Auch mit einer Strategie der beträchtlichen Verringerung des Heizwärmebedarfs ist ein weiterer Ausbau der (dezentralen) KWK kompatibel und bietet noch beträchtliche Ausweitungsmöglichkeiten. Bei nur noch leicht steigender Menge der ausgekoppelten Nutzwärme (von derzeit 180 TWh/a auf rund 200 TWh/a) kann die Stromausbeute bei deutlicher Steigerung der Stromkennzahlen von derzeit 80 TWh/a auf rund 200 TWh/a steigen. In Verbindung mit einem Ausbau erneuerbarer Energien ist ein weiterer Ausbau der KWK von besonderer Bedeutung. Der dezentrale Charakter moderner KWK-Technologien kommt der ebenfalls in weiten Bereichen dezentralen Nutzung erneuerbarer Energien entgegen und kann diese strukturell vorbereiten. Sowohl im Strombereich (virtuelle Kraftwerke) als im Wärmebereich (Nahwärme, Inselnetze) ist eine Symbiose von KWK und Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien deshalb vorteilhaft. Ein wirksamer Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist daher auch ein wichtiger Stützpfiler einer Ausbaustrategie erneuerbarer Energien.

(4) Die Nutzungspotenziale erneuerbarer Energien sind selbst unter Anlegung strenger Naturschutz-Kriterien beträchtlich

Allein die heimischen Potenziale könnten in Kombination mit einer wirksamen Effizienzstrategie den zukünftigen Energiebedarf Deutschlands weitgehend decken. **Eine Ausbaustrategie unter Beachtung strenger Naturschutzkriterien wird deshalb eindeutig empfohlen.** Sie kann den Nachweis erbringen, dass lediglich erneuerbare Energien in der Lage sind, eine tatsächlich „naturerhaltende“ Energieversorgung zu ermöglichen. Sie führt damit zur weiteren Akzeptanzsteigerung. Potenzial- und kostenseitig sind kurzfristig nur marginale Auswirkungen zu erwarten, längerfristig bestehen ausreichende Ausweichmöglichkeiten, etwa nach Ausschöpfung von Wind- und Biomassepotenzialen zu den großen Potenzialen der Solarstrahlung und Geothermie.

Substanziell wirken sich Naturschutzkriterien, die in einigen Technologiebereichen fließend in Akzeptanzkriterien übergehen, vor allem auf die Nutzung von Biomasse aus. Zum einen verringert sich dadurch ihr maximal möglicher Beitrag (in 2050 rund 1 900 PJ/a) um rund 25%, zum anderen setzen diese Kriterien Begrenzungen für den Wachstumspfad von Biomasse, da größere Flächen für den Anbau von Energiepflanzen erst nach 2020 zur Verfügung stehen werden. Im Bereich der Wasserkraft bewirkt die Beschränkung auf Modernisierungen, Wiederinbetriebnahmen, Neubauten an bestehenden Standorten und in Grenzfällen Neubauten an bereits durch menschliche Eingriffe deutlich veränderten Flussläufen (mit der Möglichkeit ökologischer Verbesserungen) eine Reduktion des noch zusätzlich erschließbaren, relativ kleinen Potenzials um 20% (von 5 auf 4 TWh/a). Aus Akzeptanzüberlegungen (Stichwort: „Visuelle Sensitivität“) sollte auch das strukturell mögliche Ausbaupotenzial der Windenergie an Land nicht voll ausgeschöpft werden. Empfohlen wird von einer „Grenze“ bei etwa 20 -25.000 MW auszugehen und dabei vorrangig „Repowering“ – Maßnahmen vorzusehen. Ebenfalls sollte die Nutzung von landwirtschaftlichen Freiflächen für Fotovoltaik strengen Kriterien unterworfen werden und eindeutig eine „Überbrückungsstrategie“ zur raschen und kostengünstigen Ausweitung der Marktvolumina in den nächsten Jahren bleiben. Dasselbe gilt auch für Kollektoranlagen. Die beträchtlichen kreativen Möglichkeiten der Gebäudeintegration (einschließlich anderer „siedlungsnaher“ Flächen wie Lärmschutzwälle, Überdachungen, Parkplätze u.ä.) sollten vorrangig genutzt werden. Auf das Potenzial dieser Technologien haben diese Beschränkungen keinen Einfluss.

(5) Die Wachstumsprozesse erneuerbarer Energien sind zu harmonisieren und größtenteils noch zu beschleunigen

Erneuerbare Energien sind bisher in unterschiedlichem Ausmaß mobilisiert worden. Bisher hat jedoch lediglich die Windenergie an Land von den bestehenden energiepolitischen Maßnahmen soweit profitiert, dass sie sich als energiewirtschaftlich relevante Option etablieren konnte. Da jedoch alle Technologien für einen kostenoptimalen Ausbau benötigt werden und längerfristig alle Sektoren erschlossen werden müssen, ist auf eine Angleichung der Wachstumsgeschwindigkeiten der einzelnen Technologien zu achten. **Der Wachstumsprozess sollte möglichst zügig, d.h. innerhalb eines Jahrzehnts durchlaufen werden**, damit sich die erzielbaren Kostendegressionen möglichst rasch auswirken können. Dazu sind folgenden Marktvolumina bis 2010 bzw. 2020 im Inlandsmarkt anzustreben:

Tabelle 6.7: Heutige und zukünftig erforderliche Jahresumsätze von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zur effektiven Ausschöpfung weiterer Kostensenkungspotenziale

	Wind-Offshore MW/a	Fotovoltaik MW/a	Kollektoren 1000 m ² /a	Geothermie, MWel/a; MWth/a	Biomasse, -gas MWel/a; MWth/a
2003	Onshore: 2.600	120	850	0,3/10	120/600
2010	500	250	1.900	20/100	200/2500
2020	1.500	550	10.000	50/900	300/3500

Während bei der Windkraft das rasante Wachstum der letzten Jahre einer Stabilisierung des (inländischen) Marktes im wesentlichen durch Repowering und Offshore-Installation weichen wird, müssen alle anderen Technologien noch ein deutliches Marktwachstum erfahren, bevor von einer energiewirtschaftlichen Etablierung gesprochen werden kann. An dieser Schwelle bereits angelangt ist die Stromerzeugung aus Biomasse. Bis zum Jahr 2010 bewegen sich die erforderlichen Steigerungen mit Ausnahme der Geothermie um den Faktor 2. Bis 2020 hält die eigentliche Marktwachstumsphase an. **Bis dahin sind jedoch die jährlichen Marktvolumina noch um den Faktor 5 bis über 10 zu steigern.** Die resultierenden jährlichen Investitionsvolumina (für die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien) dürften in 2010 nur geringfügig über dem Rekordjahr 2002 mit knapp 6 Mrd. €/a liegen. Sind alle erneuerbaren Energien im Markt etabliert (ab etwa 2020) liegt das jährliche Investitionsvolumen bei rund 13 Mrd. €/a. Eine eher schleppende Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien (Szenario Referenz) führt zu eher schrumpfenden Märkten (im Fall der Windenergie praktisch zu einem Zusammenbruch des Marktes) und entsprechend unterbleiben wesentliche Anreize zur Kostensenkung und technologischen Weiterentwicklung.

(6) Förderinstrumente an Technologie- und Kostensenkungspotenzialen ausrichten

Im Strombereich können erneuerbare Energien in einem optimierten Mix längerfristig große Mengen Strom mit **Durchschnittskosten um 5 bis 5,5 ct/kWh** bereitstellen. Bereits mittelfristig (um 2020) können diese Kosten unter 7 ct/kWh sinken. Im Zeitraum nur eines Jahrzehnts sind diese Kosten schon von etwa 16 ct/kWh im Jahr 1990 auf unter 10 ct/kWh in 2000 gesunken. Förderinstrumente, die technologiespezifische Kostendegressionen stimulieren, wie das EEG, sollten so lange Bestand haben, wie noch substantielle Kostendegressionen erschließbar sind. Sind die meisten Technologien auf einem niedrigen und vergleichsweise ähnlichen Kostenniveau angelangt (etwa 2015 bis 2020), kann es sich empfehlen, die weitere Marktunterstützung auf allgemein klimapolitische Instrumente zu verlagern (vgl. Kapitel 7).

(7) Die Förderung der Fotovoltaik ist längerfristig mit geeigneten Instrumenten zu sichern

Die Fotovoltaik benötigt auch bei Fortsetzung der bisherigen Kostendegressionen noch auf längere Sicht eine substantielle finanzielle Unterstützung. Die Stromgestehungskosten neuer Anlagen in Deutschland dürften in 2020 (2030) Werte um 20 ct/kWh (15 ct/kWh) erreichen, langfristig (2050) wird von rund 11 ct/kWh ausgegangen. Das Maximum der Differenzkosten in den Ausbauszenarien erreicht ca. 1,5 Mrd. €/a (spezifisch 0,3 ct/kWh) in 2030. Ab etwa 2020 würde damit ein eventuell dann noch bestehendes EEG zum reinen Fotovoltaikförderinstrument. Das kann die energiewirtschaftliche Etablierung aller anderen stromerzeugenden EE-Technologien zumindest in der politisch-gesellschaftlichen Diskussion beeinträchtigen. Es wird daher empfohlen, angesichts der zu diesem Zeitpunkt vermutlich bereits sehr großen Auslandsmärkte der Fotovoltaik, die weitere inländische Förderung dann nicht mehr unter energiepolitischen sondern unter **exportmarktsichernden und industriepolitischen Gesichtspunkten** vorzunehmen.

(8) Stromerzeugungstechnologien für Geo- und Solarthermie sind noch zu etablieren

Zwei stromerzeugende Technologien, die wesentlich zu einer gesicherten und kostengünstigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beitragen können, sind heute noch nicht etabliert: Die geothermische Stromerzeugung und diejenige aus solarthermischen Kraftwerken. Beide werden aber nach 2020/2030 benötigt um kostengünstigen Strom in größeren Mengen bereitstellen zu können. Die geothermische Stromerzeugung verfügt im Erfolgsfall über beträchtliche Stromerzeugungspotenziale mit Grundlastcharakter. Derzeit sind allerdings noch zu wenig belastbare Daten über ihre technische und ökonomische Leistungsfähigkeit verfügbar. Ihr potenzieller Beitrag wurde daher in den Ausbauszenarien eher vorsichtig angesetzt. Mit hoher Dringlichkeiten sollten daher weitere Pilot- und Demonstrationsprojekte in Gang gebracht werden, um **spätestens bis 2010 entscheiden** zu können, unter welchen Bedingungen geothermisch erzeugter Strom mittelfristig zur Verfügung stehen kann. Könnten längerfristig größere Beiträge zur Stromerzeugung kostengünstig bereitgestellt werden, hätte dies erheblichen Einfluss auf die zukünftige Kraftwerksstruktur (weniger Speicher- und Ausgleichsbedarf, damit weniger schnell regelbare fossile Kraftwerke, keinen Wasserstoff aus Sicht einer gesicherten Strombereitstellung).

Auf die prinzipielle Notwendigkeit eines großen europäischen Stromverbunds wird unter Punkt (14) hingewiesen. Daraus folgt, dass auch die Initialisierung solarthermischer Kraftwerksprojekte in Ländern des Mittelmeerraums mit hoher Priorität weiter voran gebracht und zum Erfolg geführt wird. Hierbei sollte die bisherige **Vorreiterrolle Deutschlands genutzt werden**, um noch stärker die Europäische Union und andere Mittelmeeranrainer in den erforderlichen Markteinführungsprozess einzubinden. Als erstes Ausbauziel sollte die Errichtung von mindestens 5.000 MW Leistung innerhalb von 10 Jahren angestrebt werden, um auch hier die noch möglichen Kostensenkungen rasch zu erreichen.

(9) Eine belastbare Beurteilung der zukünftigen Kosten verlangt eine Orientierung an den Klimaschutzzielen

Die Kosten der zukünftigen Stromerzeugung werden infolge Kraftwerksneubau und Brennstoffpreisanstiegen in jedem Fall steigen. Setzt man gleichzeitig eine stetige Reduktion der CO₂-Erzeugung der Stromerzeugung von derzeit 335 Mio. t/a auf 75 Mio. t/a in 2050 voraus, wie sie ein entsprechend den Ausbauszenarien gestalteter Stromerzeugungsmix aus effizienten Kraft- und Heizkraftwerken, dezentralen BHKW und Brennstoffzellen, sowie einem deutlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien leistet, hat man eine entsprechend der energiepolitischen Zielsetzung angemessene Vergleichsbasis für zukünftige Strompreise. Die Ausbauszenarien erfüllen diese Zielsetzung in 2050 je nach angenommener Preissteigerung der Brennstoffe mit mittleren Stromgestehungskosten zwischen 6,2 ct/kWh und 7,2 ct/kWh (bezogen auf die Mittelspannungsebene wegen dezentral einspeisender Anlagen;

derzeitige mittlere Kosten der Strombereitstellung auf der Mittelspannungsebene 3,85 ct/kWh). In der Referenzentwicklung kann diese Forderung nur mit CO₂-Rückhaltetechniken (ab 2020 angenommen) erfüllt werden, was – unter der Voraussetzung, dass diese Technologie mit vernünftigem Aufwand und ökologisch vertretbar einsetzbar ist - zu mittleren Stromkosten in 2050 von etwa 7,5-8,5 ct/kWh führt. **Langfristig wird eine auf fossiler Energie verharrende Energieversorgung also deutlich teurer als ein Umsteuern in Richtung Effizienzsteigerung und Erneuerbare Energien.** Nur wenn auf die Forderung nach CO₂-Reduktion verzichtet wird und gleichzeitig die Brennstoffpreise nur relativ gering steigen bietet die Referenzentwicklung mit 6,0 ct/kWh längerfristig geringfügig günstigere Stromkosten. Schon bei höheren Preissteigerungen der Brennstoffe gleichen sich die Stromkosten längerfristig an (Abbildung 6.24). Ein unter Klimaschutz Gesichtspunkten aussagefähiger Kostenvergleich zwischen „fossilen“ und „regenerativen“ Anlagen sollte daher die Vermeidungskosten von CO₂ bereits heute antizipieren. Instrumente, die diese Kosten sichtbar machen, wie Handel mit CO₂-Zertifikaten oder eine nach Klimaschutz Gesichtspunkten gestaltete „Ökosteuer“, befördern Entwicklungen in Richtung der Ausbauszenarien.

(10) Für Investitionen in die zukünftige Stromversorgung sind jetzt die Weichen zu stellen

Die hier vorgeschlagene Ausbaustrategie für den Stromsektor kann nur bei einer „rechtzeitigen“ Investition in die betreffenden Anlagen bzw. Kraftwerke zeitgerecht umgesetzt werden. Die Investitionserfordernisse, die sich aus der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke, dem Wegfall der Kernenergie und dem Verlauf der zukünftigen Stromnachfrage ergeben, müssen daher ausgewogen auf die zur Diskussion stehenden Optionen verteilt werden. Vergleicht man mit der Referenzentwicklung, bei der 65% des bis 2020 erforderlichen Leistungszubaus bzw. rund 45 GW mit großen Kondensations- und Heizkraftwerken erbracht wird, muss zur Einleitung der hier beschriebenen Entwicklung ein deutlich anderer Weg eingeschlagen werden. **Richtschnur für Investitionen in die Stromerzeugung** im Zeitraum bis 2020 sollte demnach sein, jeweils ein Viertel des Strombedarfs durch (a) erhöhte Nutzungseffizienz zu vermeiden, (b) durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, (c) durch erneuerbare Energien und (d) durch große Kondensations- und Heizkraftwerke bereitzustellen. Dies entspricht einem Leistungszubau von je rund 20 GW in größere Kraftwerke und HKW einerseits und BHKW und kleinere HKW andererseits sowie von 40 GW in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

(11) Biogene Reststoffe sollten vorrangig zur stationären Strom- und Wärmerzeugung genutzt werden

Biomasse kann zukünftig wichtige Beiträge zur Energieversorgung leisten. Kommen die hier abgeleiteten Empfehlungen des Naturschutzes zur Leitlinie einer umweltverträglichen Nutzung der Biomasse zur Anwendung, so kommt vorerst nur die Nutzung der Reststoffe in Frage, da – abgesehen von der Anbaubiomasse auf erosionsgefährdeten Standorten - erst ab etwa 2020 größere Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen werden. Dies hat Einfluss auf den Zeitpfad der Biomassenutzung und die zweckmäßigste Zuordnung zu Nutzungsbereichen. Es zeigt sich aus den Analysen, dass ein **vorrangiger Einsatz biogener Reststoffe im stationären Bereich zu bevorzugen** ist. Zum einen sind die Ausbeuten an Nutzenergie höher als im Verkehrsbereich (Ausnutzung des Heizwerts mit rund 90% sowohl in KWK-Anlagen wie in modernen Heizungen und Heizwerken), zum zweiten hat der Verkehrssektor noch einen wesentlich höheren „Nachholbedarf“ im Bereich der Umstrukturierung hin zu einer insgesamt „effizienteren“ Mobilität. Eine substantielle Einführung biogener Kraftstoffe sollte daher erst im Anschluss an deutliche Effizienzverbesserungen und strukturellen Anpassungen im Verkehrssektor erfolgen. Die bei Einhaltung der naturschützerischen Kriterien im Zeitablauf verfügbaren Anbauflächen (0,15 Mio. ha in 2010; 1,1 Mio. ha in 2020 und dann steigend bis auf 4,1 Mio. ha in 2050) fügen sich passend in diesen Ausbaupfad. Danach könnten im Jahr 2010 lediglich 15 PJ/a und im Jahr 2020 zwi-

schen 80 und 130 PJ/a Biokraftstoffe bereitgestellt werden. Dies ist deutlich weniger als es der derzeitigen europäischen Zielsetzung von 5,75 % für den Beitrag „alternativer“ Kraftstoffe bereits für das Jahr 2010 entspricht.

(12) Nur eine eher verhaltene Einführung von Biokraftstoffen ist aus ökologischer und aus ökonomischer Sicht verträglich

Biokraftstoffe verursachen auf mittlere Sicht relativ hohe Differenzkosten, da die reinen Bereitstellungskosten heutiger Kraftstoffe mit rund 2,5 ct/kWh gering sind. Diese schlagen sich in entgangenen Einnahmen an Mineralölsteuer nieder, die bei größerem Volumen zu Akzeptanzproblemen führen können. Bei einer forcierten Bereitstellung entsprechend der jetzigen europäischen Zielsetzung entstehen im Jahr 2010 Differenzkosten in Höhe von ca. 2,5 Mrd. €/a (vgl. Szenario BASIS II in Abbildungen 6.30 und 6.33), die mittelfristig (2020 /2030) auf rund 3 Mrd. €/a steigen. Sie sind auch noch in 2050 positiv. Eine entsprechend den verfügbaren Flächen verhaltene Einführung begrenzt diese Kosten auf ein Drittel bis die Hälfte dieser Kosten. Hinzu kommt, dass die CO₂-Vermeidungskosten bei den Biokraftstoffen unter den meisten Randbedingungen deutlich über denen der Bioenergieträger für die stationäre Nutzung liegen. Die elegante und politisch relativ leicht durchsetzbare Fördermöglichkeit der „Mineralölsteuerbefreiung“ sollte daher nicht dazu verführen, das Wachstum von Biokraftstoffen zu stark zu forcieren. Es wird daher empfohlen, sich bei der **Einführung von Biokraftstoffen an den aus Naturschutzsicht verfügbaren Anbauflächen in ihrem zeitlichen Ablauf zu orientieren**. Unter der Voraussetzung, dass Reststoffe vollständig im stationären Bereich eingesetzt werden, stehen längerfristig 65 – 75% der Anbauflächen für die Kraftstoffbereitstellung zur Verfügung. Vom Gesamtpotenzial entspricht dies nach Ausschöpfung der Potenziale einem Anteil von 20 – 25% für den Verkehrsbereich. Werden höhere Beiträge an Kraftstoffen angestrebt, insbesondere in der Zeit vor 2020, so geht dies entweder zu Lasten der naturschützerischen Anforderungen oder es wird der Import von Biokraftstoffen erforderlich. Alternativ könnten zu Lasten der stationären Nutzung und mit geringerer Ausbeute an Endenergie biogene Reststoffe zur Kraftstofferzeugung eingesetzt werden. Diesbezüglich sollten weitere Untersuchungen erfolgen, welche die dynamischen Wechselwirkungen zwischen den Optionen systematisch herausarbeiten.

(13) Der Wärmemarkt benötigt mit hoher Dringlichkeit ein effizientes Förderinstrument für größere Anlagen und Nahwärmeversorgungen

Die stationäre Nutzung von Biomasse stellt auch ein wichtiges Bindeglied zwischen dem Einsatz von dezentralen KWK-Anlagen und der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt dar. Größere Beiträge erneuerbarer Energien im Wärmemarkt erfordern eine deutliche Ausweitung von Nahwärmeversorgungen, die derzeit erst mit weniger als 1% zur Wärmeversorgung beitragen. Ein anzustrebender Zielwert liegt bei 30-35% Nahwärmeanteil, so dass zusammen mit der nach wie vor bestehenden (großen) Fernwärmeversorgung im Jahr 2050 rund 40% der Wärmeversorgung nicht mehr über hauseigene Einzelheizungen sondern über größere und kleinere Netze erfolgen würde. Für erneuerbare Energien liegt der Nahwärmeanteil dann sogar bei 75%. Den Szenarioanalysen ist zu entnehmen, dass **für den Wärmemarkt – ausgehend von ungünstigeren Anfangsbedingungen – eine ähnlich dynamische Entwicklung für den Ausbau erneuerbarer Energien angestoßen werden muss**, wie dies derzeit im Strombereich der Fall ist. Die derzeitige Wachstumsdynamik im Wärmemarkt ist, bedingt durch das bestehende Förderinstrumentarium vorwiegend auf Kleinanlagen beschränkt, deren Potenziale, insbesondere bei Kollektoren und der Geothermie, begrenzt und deren betriebswirtschaftliche Kosten relativ hoch sind. Von hoher Dringlichkeit ist daher die Schaffung eines „Wärmegesetzes“, das vordringlich auf die Markteinführung größerer Anlagen und Nahwärmenetze zugeschnitten ist (vgl. Kapitel 7). Dieses Gesetz sollte in wirksamer Weise mit einer verbesserten Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verknüpft werden. Das könnte dadurch geschehen, dass als Kernstück die Förderung des Ausbaus von (Nah-)

Wärmenetzen als zentrale Infrastrukturmaßnahme vorgesehen wird und an die einzuspeisende Wärme entsprechende Kriterien gestellt werden.

Auch bei der Einführung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt entstehen Differenzkosten gegenüber anlegbaren Wärmepreisen. Sie werden im wesentlichen durch den Marktaufbau eines großen Kollektormarkts bewirkt. In einer relativ kurzzeitigen Spitze (um 2020) steigen sie auf knapp 2 Mrd. €/a. Umgelegt auf die gesamte Brennstoffmenge bewirkt dies nur sehr geringe spezifische „Aufschläge“ von maximal 0,17 ct/kWh_{th}. bzw. im Mittel zwischen 2000 und 2020 von 0,10 ct/kWh_{th}. Dies erleichtert die Schaffung von umlageorientierten Förderinstrumenten, die im Fall des Strommarkts bereits ihre Wirksamkeit bewiesen haben. Speziell für die oben vorgeschlagene Förderung von in Nahwärmenetze eingespeister Nutzwärme aus KWK und erneuerbaren Energien wäre eine derartige Konstruktion möglicherweise gut geeignet.

(14) Die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien ist rechtzeitig in ein System der überregionalen und transeuropäischen Nutzung zu integrieren

Gewissen Einschränkungen bei der Ausschöpfung inländischer Potenziale erneuerbarer Energien sind die **großen Möglichkeiten einer europaweiten (und mit dem Mittelmeerraum darüber hinaus gehenden) Nutzung ihrer Potenziale** gegenüber zu stellen. Eine früh- bzw. „rechtzeitige“ Einbeziehung dieser Möglichkeiten muss Bestandteil jeder Ausbaustrategie sein. Es ist offensichtlich, dass eine derart weitgehende Strategie eines Ausbau erneuerbarer Energien, wie sie hier beschrieben ist, in weitgehend liberalisierten Energiemärkten nur in möglichst enger Zusammenarbeit und Abstimmung mit Nachbarländern und in partnerschaftlicher Weise mit allen potenziellen Interessenten und Nutznießern geschehen kann. Die nutzbaren Energien müssen dazu in einer Form bereitgestellt werden, die einen großräumigen Transport mit vertretbarem Aufwand erlaubt (Strom, längerfristig Wasserstoff; Abbildung 6.37).

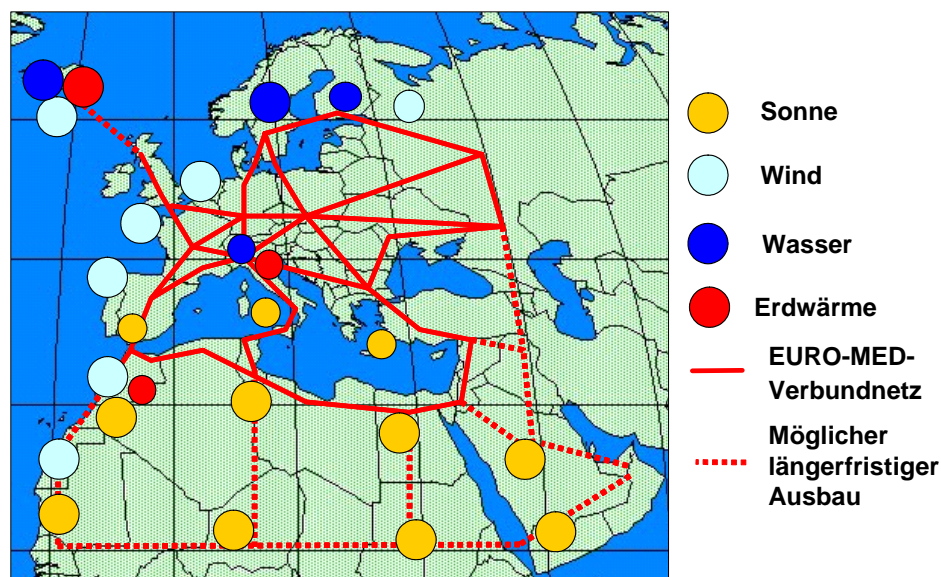


Abbildung 6.37: Skizze eines europäisch-mediterranen Energieverbunds auf der Basis erneuerbarer Energien (Amman 2003)

Eine derartige Strategie hat **mehrere offensichtliche Vorteile:**

- Die auf diese Weise erschließbaren technisch-strukturellen Potenziale erneuerbarer Energien (insbesondere die der Solarstrahlung) können die Energieversorgung ganz Europas und der Mittelmeeranrainer praktisch vollständig decken und somit regionale Begrenzungen, sei es aus Naturschutzsicht oder aus ökonomischen Gründen, mehr als aufheben.
- Es ist volkswirtschaftlich vorteilhaft, die jeweils ergiebigsten und kostengünstigsten Potenziale erneuerbarer Energien zu erschließen und zu nutzen. Dazu gehören insbesondere Windkraftpotenziale an den Atlantikküsten bzw. in vorgelagerten Gewässern und Solarpotenziale in Südeuropa und Nordafrika. Der daraus produzierte Strom kann einschließlich großräumigen Transports kostengünstiger bereitgestellt werden als Teile des inländischen Potenzials.
- Eine großräumige Vernetzung und die Kombination verschiedenartiger erneuerbarer Energien erleichtert Lastausgleich und Reservebereitstellung im Stromverbundnetz. Hierbei können auch die Potenziale der Geothermie (Island) und der Wasserkraft (Skandinavien) eingesetzt werden. Unterhalb dieser Netzebene können sich regional und lokal optimierte dezentrale Versorgungsstrukturen herausbilden.
- Die politischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer derartigen Kooperation können außerordentlich positive Folgen für die erweiterte europäische Union und die Länder Nordafrikas und des Mittleren Ostens haben [Winter/Nitsch 1989; Brauch 1997; Amman 2003]. Sie ermöglichen beiden Ländergruppen die Schaffung einer zukunftsfähigen Energieversorgung und gleichzeitig eine wirtschaftliche Entwicklung der südlichen Mittelmeeranrainer durch die Verfügbarkeit über große Mengen kostenstabiler Energie sowohl für den eigenen Gebrauch als auch für den späteren Export analog dem heutigen Export von Öl und Erdgas. Die „Ressourcen“ sind darüber hinaus wesentlich gleichmäßiger verteilt als dies heute bei fossilen Energien der Fall ist. Mit wachsender wirtschaftlicher Kooperation im Energiebereich kann auch eine verbesserte politische Kooperation und eine Stabilisierung und Befriedung dieser Region einhergehen.

Eine derartige Strategie kann dann zum Erfolg führen, wenn europäische Länder, und hier im speziellen Deutschland, den national eingeschlagenen Weg der Nutzung erneuerbarer Energien einerseits konsequent weiterverfolgen und damit einen Vorreitereffekt auslösen und die erforderlichen technologischen und monetären Vorleistungen erbringen. Andererseits sollen sie parallel dazu alle Möglichkeiten unterstützen, in den potenziellen Standortländern möglichst frühzeitig ebenfalls den Prozess einer wirksamen Nutzung erneuerbarer Energien für die eigenen Bedürfnisse einzuleiten, um so das „Zusammenwachsen“ sowohl der technologisch-strukturellen als auch der politisch-wirtschaftlichen Interessen zu gewährleisten und zeitlich zu synchronisieren.

(15) Bei der Förderung von „Wasserstoffstrategien“ ist die richtige Reihenfolge und Dringlichkeit zu beachten

Auf absehbare Zeit ist zur Erfüllung der wesentlichen energiepolitischen Zielsetzungen die Einführung von Wasserstoff als Energieträger nicht erforderlich. **Wasserstoff ist kein Weg (oder gar die Voraussetzung), die notwendige „Erhöhung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz“ und der „Einführung erneuerbarer Energien“ zu beschleunigen; er ist vielmehr eine Folge dieser Strategie.** Er gewinnt dann an Bedeutung, wenn diese Teilstrategien an ihre potenzielseitigen, strukturellen oder ökonomischen Grenzen zu stoßen beginnen. In der in den Szenarien angenommenen Gewichtung der Beiträge von „Effizienz“ und „KWK“ empfiehlt es sich, den Einsatz von Wasserstoff ab dem Jahr 2030 vorzusehen, wenn die aus Naturschutzsicht bestimmten Potenziale der Biomasse nicht überschritten werden sollen. Er trägt dann im Jahr 2050 mit einem Anteil von 4% zur Deckung des Endenergiebedarfs bei (Naturschutzplus I = 17% der Kraftstoffe; NaturschutzPlus II = 5% via KWK an

Strom- und Wärmebereitstellung). Der Einsatz von Wasserstoff ist unter den in den Szenarien gewählten Konfigurationen die zweckmäßigste Option, die Grenzen einer direkten Nutzung weiteren Stroms oder Wärme aus erneuerbaren Energien zu überwinden. Ändern sich diese Bedingungen deutlich, so beeinflusst dies den erforderlichen Beitrag von Wasserstoff. Stärkere Restriktionen bei der Biomasse oder weniger „Grundlast“ bei Strom aus erneuerbaren Energien (z.B. wenig Strom aus Geothermie oder solarthermischen Kraftwerken) zwingen zu höheren Anteilen an Wasserstoff. Auch eine insgesamt weniger erfolgreiche Effizienzstrategie – speziell im Verkehr – bewirkt einen steigenden Bedarf an Wasserstoff. Die gegenteiligen Entwicklungen reduzieren dagegen den Bedarf an Wasserstoff. So erfüllen die Szenarien BASIS I und II bis zum Jahr 2050 ohne Wasserstoff die energiepolitischen Zielsetzungen „Ausreichender Klimaschutz“ und „Verzicht auf die Kernenergie“. Die strukturellen Analysen zeigen auch, dass bei weiterer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien nach 2050 die Bedeutung von Wasserstoff rasch wächst und bei vollständiger Verdrängung fossiler Energien ein Anteil von Wasserstoff um 25 – 30% am Endenergieverbrauch erforderlich sein dürfte. **Es wird daher empfohlen, Strategien zur Weiterentwicklung von Wasserstoffherstellungs- und –nutzungstechniken nicht von Einführungsstrategien für erneuerbare Energien abzukoppeln** sondern sie im Gegenteil als inhärenten, aber derzeit nicht zeitkritischen Bestandteil einer Umstellung auf eine Vollversorgung mittels erneuerbarer Energien zu gestalten. Aufgrund der hohen Zeitkonstanten sind allerdings weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (insbesondere an verbesserten Herstellungsverfahren) und entsprechende Demonstrationsprojekte durchaus sinnvoll.

(16) Die Ausbauszenarien zeigen den Nutzen einer langfristig angelegten Vorsorgestrategie

Alle Ausbauszenarien zeigen bereits bei der angenommenen mittleren Preisentwicklung für fossile Brenn- und Kraftstoffe beginnend nach 2030, spätestens nach 2040 in der Gesamtbilanz negative Differenzkosten, d.h. sie werden dann kostengünstiger als eine auf fossilen Energien verharrende Energieversorgung. Bei auch langfristig nur geringen Preisanstiegen (untere Preisvariante) verschiebt sich dieser Zeitpunkt nach 2050. Aktive Eingriffe in die Preisgestaltung zum Zwecke eines wirksamen Klimaschutzes (z.B. mittels des Handels von Emissionszertifikaten; CO₂-Steuern u. ä.) beschleunigen diesen Prozess erheblich, verringern die Differenzkosten und führen rascher zu volkswirtschaftlichen Vorteilen (z.B. in Szenario BASIS I von 50 Mrd. € in der Dekade 2040-2050; vgl. Abbildung 6.31). Während sich bei der mittleren Preisentwicklung die über den Zeitraum 2000 bis 2050 kumulierten Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur Referenzentwicklung zwischen 36 Mrd. € (BASIS I) und rund 50 Mrd. € (Naturschutzplus) bewegen (abdiskontiert alle Szenarien bei 32 Mrd. €), also zwischen 0,7 und 1 Mrd. €/a liegen, liegen die kumulierten Differenzkosten im Falle eines Aufschlags von 15 €/t CO₂ auf die Brennstoffpreise bereits bei Null (abdiskontiert bei 19 Mrd. €), sind also innerhalb dieses Zeitraum praktisch kostenneutral. Vergleicht man auf der – eigentlich angemessenen - Basis gleicher CO₂-Emissionen (CO₂-Rückhaltung) liegen die volkswirtschaftlichen Vorteile eindeutig bei den Ausbauszenarien. **Unter langfristigen Vorsorgegesichtspunkten sind also die hier beschriebenen Ausbauszenarien nicht nur unter Klimaschutzgesichtspunkten und den anderen in den Leitlinien erläuterten Kriterien vorteilhaft, sie sind auch aus volkswirtschaftlicher Sicht einer Strategie vorzuziehen, die überwiegend auf fossile Energien setzt.** Es empfiehlt sich daher, noch stärker als bisher die politische Vorsorgeaufgabe in den Mittelpunkt der Begründung energiepolitischer Zielsetzungen zu stellen. Weitere Untersuchungen zu den „externen“ Kosten der derzeitigen Energieversorgung und zu den Möglichkeiten, diese in die volks- und einzelwirtschaftlichen Entscheidungsprozesse einzubeziehen, können diese Strategie unterstützen.

(17) Die Vorleistungen müssen optimal mobilisiert und eingesetzt werden, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu steigern

Der größte Teil der Vorleistungen zum Ausbau erneuerbarer Energien ist etwa bis zum Jahr 2020 zu erbringen. Bis zu diesem Zeitpunkt werden diese Aufwendungen auch nur relativ gering von (später wirksamen) Preissteigerungen fossiler Energien und den Wirkungen von Klimaschutzinstrumenten beeinflusst, sondern sie werden von der notwendigen Wachstumsdynamik der einzelnen Technologien dominiert. In der Absicherung dieser Vorleistungen – die aus tagespolitischer Sicht relativ lange getätigt werden müssen – liegt die eigentliche energiepolitische Aufgabe. **In keinem Fall stellen diese Vorleistungen aber eine „unzumutbare“ volkswirtschaftliche Belastung dar.** Sie betragen in der mittleren Preisvariante (also ohne aktiven Klimaschutz) maximal 2,7% (um 2015) der jährlichen Gesamtkosten der Energieversorgung und im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2020 rund 2%. Sektoral sind sie bei Strom mit maximal 9% (im Mittel 6,7 %) am höchsten und im Wärmebereich mit maximal 2% (im Mittel 0,9%) am niedrigsten. Für alle Sektoren belaufen sie sich in diesem Zeitraum kumuliert auf rund **85 Mrd. €** (55 Mrd. € für Strom; 20 Mrd. € für Wärme und 10 Mrd. € für Kraftstoffe bei verhaltener Einführung), also jahresdurchschnittlich auf 4,25 Mrd. €/a. In demselben Zeitraum betragen die kumulierten Investitionen in die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien rund **170 Mrd. €**. Langfristig pendeln sich die Investitionen für Erhalt und weiteren Ausbau der Anlagen gemäß den Ausbauszenarien je nach Intensität der Einführungsstrategie von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien zwischen 18 und 20 Mrd. €/a ein bei dann verschwindenden Differenzkosten. Gemessen an dem längerfristig zu erwartenden umfassenden Nutzen dieser Ausbaustrategie (vgl. Leitlinien in Tabelle 1.1) können die notwendigen Vorleistungen als eine sehr sinnvolle Investition in eine nachhaltige Energiezukunft bezeichnet werden. **Energiepolitisch bedeutsam ist eine wirksame Unterstützung dieser Vorleistungsphase durch sehr effektive und akzeptanzfähige Instrumente**, die angesichts der Höhe der zu mobilisierenden Mittel im wesentlichen nur umlageorientierte und marktwirtschaftlich kompatible Instrumente sein können. Diese sollten einer ständigen Anpassung und Überprüfung unterzogen werden, damit die umgelenkten Mittel mit größtmöglichem Nutzen zum Aufbau der hier beschriebenen Energieversorgungsstruktur eingesetzt werden. Im folgenden Kapitel 7 werden dazu Vorschläge unterbreitet.

(18) Ein „Fahrplan“ für den Ausbau erneuerbarer Energien muss für jeden Versorgungssektor getrennt erstellt und optimiert werden

Die einzelnen Energieversorgungssektoren werden in der Öffentlichkeit unterschiedlich wahrgenommen. Größtes Interesse erfährt der Stromsektor, gefolgt vom Verkehrsbereich. Auf relativ geringes Interesse stößt meist der Wärmesektor, obwohl er mit dem größten Beitrag an den CO₂-Emissionen beteiligt ist. Ebenso verschieden sind die Ausgangsbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien, bedingt durch unterschiedlich hohe Ausgangsanteile (2003: Strom 7,9%; Wärme 4,1 %, Kraftstoffe 0,9%), unterschiedliche Strukturen und Akteurskonstellationen, sehr verschiedenartige Hemmnisse und ebenfalls sehr unterschiedlich wirksame Förderinstrumentarien. Daraus folgt – und ist in den Ausbauszenarien auch dargelegt worden – das die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien in jedem Sektor auch unterschiedlich verlaufen wird. Aus energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Sicht ist dabei allerdings darauf zu achten, dass jeder Sektor in ausreichendem Maße seinen Beitrag zum Klimaschutz und zur volkswirtschaftlich effizienten Energiebereitstellung leistet und das zum richtigen Zeitpunkt und mit der erforderlichen Intensität die jeweils klimaschutzwirksamsten und kosteneffizientesten Technologien mobilisiert werden. Auch zugunsten einer möglichst großen Vielfalt an technologischen und strukturellen Optionen sollte kein Sektor zu stark dominieren oder zu stark zurückbleiben. In Abbildung 6.38 ist der sich aus obigen Analysen und Überlegungen ergebende **empfohlene Zubaufahrplan für erneuerbarer Energien für jeden Sektor dargestellt**. Bezugswert sind die jeweiligen Energieverbräuche in den Sektoren, wie sie in Abschnitt 6.1 abgeleitet wurden. Zusätzlich ist der primärenergetische Anteil dargestellt, wobei nach Wirkungsgradmethode (ausgezogene Linie) und Substitutionsmethode (gestrichelte Linie) unterschieden wurde.

In allen Sektoren haben erneuerbare Energien ihre eigentliche Wachstumsphase noch vor sich. Vorreiter bleibt weiterhin die Stromversorgung. Bei entsprechender Fortsetzung der eingeleiteten Wachstumsdynamik wird 2020 die 30%-Grenze überschritten (bezogen auf den heutigen Verbrauch entspricht dies 25%) und die 50%-Grenze um 2035. Im Jahr 2050 beträgt der Beitrag erneuerbarer Energien im Strombereich knapp 65%. (Bandbreite der Szenarien 63 – 68%). Von großer Bedeutung ist die Einleitung eines ähnlichen Wachstumsprozesses im Wärmemarkt. Dieser wird aus heutiger Sicht allerdings erst nach 2010 einsetzen, da ein potenzielles „Wärmegesetz“ oder ähnliche Maßnahmen frühestens ab

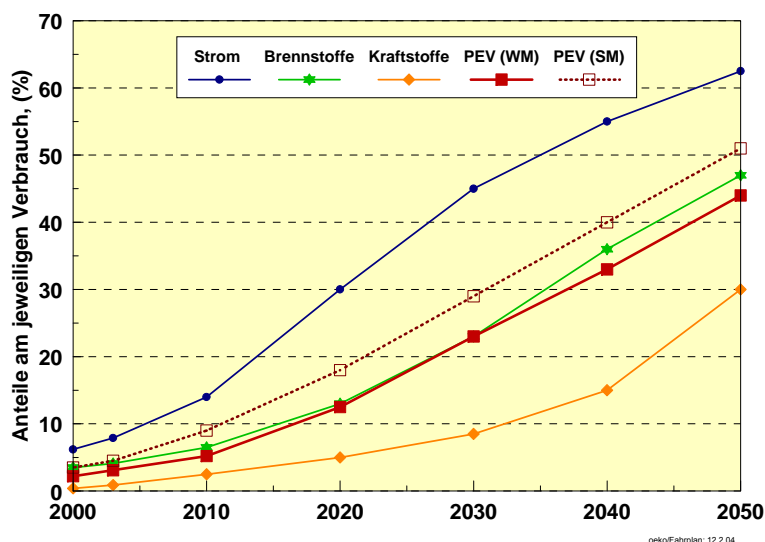


Abbildung 6.38: Wachstum erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien nach einzelnen Versorgungsbereichen (Anteil an Endenergie) und des Primärenergieeinsatzes zwischen 2000 und 2050 (unterschieden nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode.)

2006 wirken dürften. In 2020 wäre dann ein Anteil von 12% erreicht, der sich danach kontinuierlich bis 2050 auf über 45% steigern kann. Das zunächst verhaltene Wachstum erneuerbarer Energien im Verkehrssektor wurde schon begründet. Um 2020 sollte aber auch hier ein deutliches Wachstum einsetzen und um 2030 die 10%-Grenze überschritten werden. Zur Jahrhundertmitte könnten dann rund 30% des entsprechenden Kraftstoffbedarfs aus erneuerbaren Energien stammen (im Szenario BASIS II, welches von einem forcierten Wachstum erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich ausgeht, sind es zu diesem Zeitpunkt 38%). Der primärenergetische Anteil erneuerbarer Energien wird mit der Substitutionsmethode aussagekräftiger dargestellt, da hierbei der Ersatz fossiler Energien bewertet wird. Er erreicht, ausgehend von 4,5% im Jahr 2003 (Wirkungsgradmethode = 3,1%) im Jahr 2010 rund 9%; näherungsweise steigt er dann jedes Jahrzehnt um 10%-Punkte, überschreitet also im Jahr 2050 die 50%-Marke. **Der wichtigste Zeitabschnitt für eine ausreichend kräftige Mobilisierung erneuerbarer Energien reicht etwa bis zum Jahr 2020.** Im Erfolgsfall sind dann für alle Bereiche und Technologien stabile Wachstumsraten erreicht. Danach ist zu erwarten, dass das weitere Wachstum sich verstetigt und bis 2050 und darüber hinaus anhält. Eine Fortschreibung der Ausbauszenarien kann dann innerhalb der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts zur vollständigen Ablösung fossiler Energieträger führen.

7 Erfolgreicher Politikrahmen für Erneuerbare Energien

7.1 Erneuerbare Energien im Lichte der vielschichtigen Politikanforderungen

Erneuerbare Energien sind mittlerweile zum Wirtschaftsfaktor geworden. Investitionen im Bereich der Energieversorgung müssen sich damit mehr als bisher den vielfältigen Anforderungen des Energiesystems stellen (Tabelle 7.1). Im Vergleich zu vielen anderen, heute verfügbaren Optionen weisen die erneuerbaren Energien in der Summe wohl deutliche Vorteile auf, wenn man die Leitlinien zur Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung als Maßstab setzt. Auf der anderen Seite leiten sich aus den Anforderungen Entwicklungsziele ab, die in den nächsten Jahren offensiv angegangen und politisch unterstützt werden müssen, wenn erneuerbare Energien einer der wesentlichen Stützpfeiler der zukünftigen Energieversorgung werden sollen. Nachfolgende Aufstellung greift diese in Kapitel 1 bereits dargestellten Leitlinien auf und markiert diejenigen Bereiche, in denen aus heutiger Sicht noch Handlungsbedarf in Bezug auf die Systemeinbindung der erneuerbaren Energien besteht.

Tabelle 7.1: Anforderungen an die Energieversorgung der Zukunft (ist von einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung noch sicherzustellen)

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und Versorgung • Dauerhafte Versorgungssicherheit • Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit (Luft, Boden, Wasser, Lärm) • Klimaverträglichkeit • Risikoarmut und Fehlertoleranz; Geringe Verletzlichkeit des Systems (Resistenz gegenüber terroristischen Anschlägen und Sabotage) • Effiziente Ressourcennutzung (Schonung fossiler Reserven, Minimierung der Flächeninanspruchnahme) • Sozialverträglichkeit (ökonomische Verträglichkeit, Generationengerechtigkeit und Akzeptanz) • <i>Volks- und Betriebswirtschaftliche Verträglichkeit (Wirtschaftlichkeit)</i> • Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen • Beitrag zur nationalen Wertschöpfung und Arbeitsplatzpotenzial • Technologie- und Innovationspotenziale (Exportimpulse) • Internationale Verträglichkeit (Krisenbeständigkeit, Verteilungsgerechtigkeit) |
|---|

Zu einigen der genannten Aspekte kann zusammenfassend festgestellt werden:

Bedarfsgerechte Versorgung: Während erneuerbare Energien zum Teil ebenso flexibel eingesetzt werden können wie fossile Energieträger (z.B. Geothermie, Biomasse), weisen andere Optionen ein fluktuierendes Energieangebot auf (z.B. Windenergie, Fotovoltaik), welches keine direkte bedarfsgerechte Versorgung zulässt. Verbesserungen sind hier zum einen durch eine flächenmäßige Verbreitung möglich (Ausgleichseffekte aufgrund des verschiedenartigen meteorologisch bedingten Energieangebotes). Zum anderen bietet die moderne Informations- und Kommunikationstechnologie die Möglichkeit, erneuerbare Energien in das Last- und Erzeugungsmanagement besser einzubinden. Dies betrifft zunehmend genauere Prognoseverfahren, die eine stärkere Planbarkeit des zu erwartenden Energieangebots schon am Vortag möglich machen, die gezielte Steuerbarkeit von planbaren

Stromverbrauchslasten (z.B. Kühlaggregaten), das Nutzen von Wärmespeichern von zentral bis dezentralen KWK-Anlagen, die Integration von Stromspeichern sowie langfristig ggf. auch die Einbeziehung zusätzlicher planbarer Stromlasten (z.B. elektrische Wärmepumpen, Elektroautos). Nicht zuletzt kann der spätestens nach dem Jahr 2010 einsetzende Kraftwerkserneuerungsbedarf dazu genutzt werden, dass eine stärker auf die Bedürfnisse der erneuerbaren Energien angepasste Kraftwerksstruktur entwickelt wird (hohe Flexibilität und Regelbarkeit, gutes An- und Abfahrverhalten, hohe Teillastwirkungsgrade und breites Leistungsband). Politisch stellt sich damit die Forderung, derartige Aktivitäten durch gezielte F&E-Programme sowie die Durchführung von Demonstrationsvorhaben zu begleiten.

Versorgungssicherheit: Aufgrund der hohen Importabhängigkeit der deutschen und europäischen Energieversorgung kommt der Diversifizierung des Energiebezugs und der Erhöhung des Nutzungsanteils heimischer Energiequellen eine besondere Bedeutung zu. Neben der Braunkohle, die als kohlenstoffreichster fossiler Energieträger allerdings im besonderen Maße zur Klimabelastung beiträgt, und der heimischen Steinkohle, deren Verwendung im internationalen Vergleich zu deutlich höheren Kosten führt, gehören insbesondere die erneuerbaren Energien (im indirekten Sinne auch die Energieeinsparung) zu den heimischen Energieressourcen.

Umweltverträglichkeit: Zu diesem Teilbereich ist in Kapitel 3 ausführlich Stellung genommen worden.

Klimaverträglichkeit: Erneuerbare Energien gelten als CO₂-freie Nutzungsoptionen. Ihr Ausbau kann einen ganz erheblichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Klimaschuttszenarien zeigen, wenn sie von engagierten Klimaschutzzielen ausgehen, die von Klimawissenschaftlern vorgegeben werden, dass der Ausbau erneuerbarer Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz die Schlüsselfaktoren für eine klimaverträgliche Entwicklung sind (vgl. hierzu auch Kapitel 6). Abbildung 7.1 gibt am Beispiel der Nettostromerzeugung einen Überblick

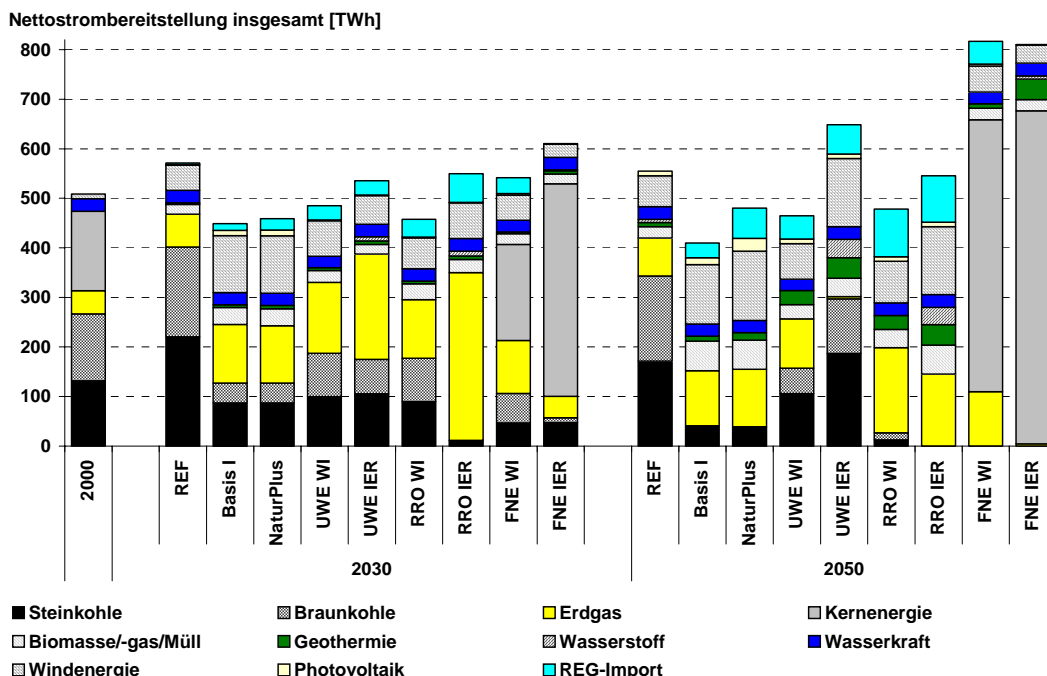


Abbildung 7.1: Nettostromerzeugung 2030 und 2050 - die Szenarien der Enquête-Kommission sowie die Szenarien BASIS I und NaturschutzPlus I im Überblick (Enquête 2002)

über die von der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter Berücksichtigung der Globalisierung und Liberalisierung“ für die Jahre 2030 und 2050 erstellten Szenarien. Ausgangspunkt der Überlegungen war die Forderung nach einer Verringerung der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 80% im Vergleich zum Jahr 1990. Danach sind zwar neben dem Pfad, der auf eine signifikante Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale und dem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energie setzt (Szenario RRO), auch noch andere Möglichkeiten denkbar. Ihre Umsetzbarkeit erscheint aber aus heutiger Sicht entweder wenig wahrscheinlich (Errichtung von mehr als 50 bis 60 neuen Kernkraftwerken in Deutschland: Szenario FNE) oder mit hohen Unsicherheiten (wirtschaftliche Erschließbarkeit der CO₂-Entsorgung als neue Klimaschutzoption und dauerhafte Entsorgung von 200 bis 250 Mio. t CO₂/a: Szenario UWE) verbunden. Die Szenarien BASIS I und NaturschutzPlus I sind zum Vergleich eingefügt.

Risikoarmut, Fehlertoleranz und geringe Verletzlichkeit des Systems (Resistenz gegenüber terroristischen Anschlägen und Sabotage): Erneuerbare Energien können als risikoarme Technologien eingestuft werden. Im Rahmen der Umsetzung des Ausstiegskonsenses aus den Kernenergien können sie einen Beitrag dazu leisten, die mit dieser Form der Stromerzeugung verbundenen Risiken zu verringern. Aufgrund des zumeist dezentralen Charakters der erneuerbaren Energien ist das Sabotagerisiko gering und die Abhängigkeit von Einzelanlagen begrenzt. Höhere Risiken könnten aus der zentralen Netzanbindung von Offshore Windparks und einer Hochspannungsgleichstromübertragung von Solarstrom aus dem Süden Europas oder dem Norden Afrikas resultieren. Sie sind mit heutigen Risiken vergleichbar, die aus der großräumigen Verteilung von Strom resultieren.

Effiziente Ressourcennutzung: Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur effizienten Ressourcennutzung ist evident. Aufgrund der zunehmenden Fokussierung der verbleibenden Reserven auf politisch wenig sichere Regionen (so genannte strategische Ellipse im Nahen und Mittleren Osten) kommt diesem Aspekt zusätzlich eine hohe geopolitische Bedeutung zu. Hinsichtlich der Flächeninanspruchnahme sei auf Kapitel 3 und 5 verwiesen.

Andererseits ist die Nachfrage nach bestimmten Primärenergieressourcen (insbesondere Biomasse¹⁰) in den letzten Jahren stetig gestiegen und führt angesichts der begrenzten Potenziale zu der Frage, wie ihr Einsatz besonders effizient gesteuert werden kann. Bei der Formulierung zukünftiger Politikmaßnahmen in diesem Bereich sollte vor diesem Hintergrund der Faktor Einsatzeffizienz (z.B. messbar über den resultierenden CO₂-Minderungsbeitrag) stärker Berücksichtigung finden.

Sozialverträglichkeit: Erneuerbare Energien weisen heute, auch wenn regional zum Teil heftige Widerstände (insbesondere gegenüber der Windenergie) auftreten, insgesamt eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz auf. Ein zu schneller Ausbau würde jedoch aufgrund ihrer zurzeit zum Teil noch spezifisch hohen Kosten möglicherweise zu einer deutlichen Erhöhung des Strompreises führen, was insbesondere für finanziell schwächer gestellte Gruppen (z.B. Rentner, Studenten) zu einer signifikanten Mehrbelastung führen könnte. Auf der anderen Seite kann die Frage der Kostenbelastung nicht nur kurzfristig betrachtet werden, sondern müssen auch notwendige Vorleistungen (der Energieverbraucher) für das Erschließen neuer Energieoptionen einbezogen werden. Nachfolgende Abbildung zeigt den typischen Ablauf für die Einführung neuer Energietechniken in den Markt. Die hier dargestellten Vorleistungen sind auch für die Markteinführung erneuerbarer Energien notwendig. Sie tragen letztendlich aber dazu bei, dass die Preisrisiken (z.B. durch mittelfristig deutlich steigende fossile Brennstoffpreise¹¹, die durch knappe Ressourcen bedingt sind), verringert werden.

¹⁰ Neben der energiebezogenen Nachfrage für die stationäre Strom- und Wärmebereitstellung sowie dem Einsatz als Kraftstoff wird Biomasse als Primärressource auch für die Bereitstellung industrieller Rohstoffe nachgefragt. Zudem ist das Konkurrenzverhältnis zu einer Ausweitung des ökologischen Landbaus und der Erweiterung von geschützten Flächen zu sehen.

¹¹ Dies gilt insbesondere für das Öl. Das Erreichen des für die Preisentwicklung wichtigen sog. „Depletion Mid Point“ (Maximalwert der Förderung) ist für einen Zeitraum zwischen 2010 und 2020 zu erwarten. Derzeit beträgt das Verhältnis zwischen Ölverbrauch und neu gefundenen Ölreserven etwa 4:1.

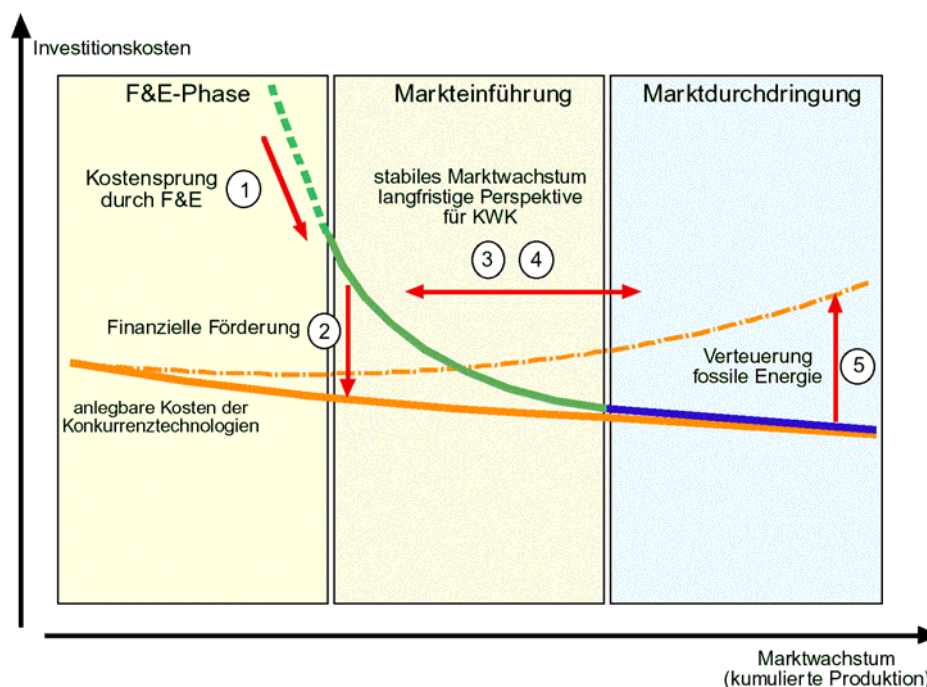


Abbildung 7.2: Notwendige Vorleistungen für das Erschließen neuer Energieoptionen

Betriebswirtschaftliche Verträglichkeit: Zu den besonderen Vorteilen der erneuerbaren Energien gehört, dass ihre variablen Kosten (im Wesentlichen werden hierzu die Brennstoffkosten gezählt) im Vergleich zu den fossilen Energieträgern (insbesondere Öl und Erdgas) weit geringeren Schwankungen unterworfen sind¹². Bei technischen Lebensdauern von 30 bis 40 Jahren von großtechnischen Kraftwerken führt die Brennstoffpreisvolatilität der fossilen Energieträger zu einem nicht unerheblichen betriebswirtschaftlichen Risiko. Gleiches gilt zukünftig für die Einbeziehung von CO₂-Zertifikatspreisen über deren zeitliche Entwicklung heute noch keinerlei Erfahrungen vorliegen oder das Erschließen neuer klimaverträglicher Optionen wie die CO₂-Entsorgung, die einzige technologische Option, die eine massive Weiternutzung fossiler Energieträger bei zeitgleich engagierten Klimaschutzvorgaben ermöglicht. Trotz allem sind die spezifischen Kosten vieler erneuerbarer Energien heute noch signifikant höher als konventionelle Vergleichsprozesse. Dies erfordert ein Festhalten an der erfolgreichen Markteinführungspolitik der letzten Jahre, die ergänzende Förderung neuer Absatzmärkte (z.B. Repowering, Offshore im Bereich der Windenergie), um ggf. rückläufige Tendenzen ausgleichen zu können, und die gezielte Ausweitung durch Maßnahmen in Bereichen, die bisher noch unzureichend unterstützt wurden (z.B. Wärmebereitstellung). Darüber hinaus kann die Förderung von Exportmärkten einen wesentlichen Beitrag zu einer weltweit steigenden Nachfrage und damit dem Ausschöpfen von Kostendegressionspotenzialen (Lerneffekte) leisten.

Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen: Erneuerbare Energien werden zumeist in verbrauchernah installierten Anlagen genutzt, was primär zu einer Verringerung des Transport- und Verteilungsaufwandes führt. Insbesondere aus der Erschließung der Windenergie-Offshore Potenziale können sich aber ganz erhebliche Anforderungen an Netzverstärkung und –ausbau ergeben, um den weit vor der Küste produzierten Strom an das Land und vor allem von dort an die Verbraucherschwerpunkte zu bringen. Aufgrund der langen Planungs-

¹² Als Ausnahme kann hier die Biomasse gelten, besonders in Bezug auf günstige Biomassefraktionen (z.B. Altholz) mit hohem Nachfragepotenzial.

und Genehmigungszeiten für die Errichtung von Hochspannungsübertragungssystemen und die hiermit verbundenen hohen Kosten ist hier eine sehr frühzeitige Initiative notwendig, die die Interessen der einzelnen Beteiligten (z.B. Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Anwohner) zu berücksichtigen versucht. Vergleichbare Anforderungen lassen sich auch für die Wärmebereitstellung (Gebäudeintegration, Ausbau von Nahwärmenetzen) und regenerative Kraftstoffe (Ausbau von Transport- und Betankungsstrukturen, Einbeziehung in die Produktionslinien der Automobilindustrie) ableiten.

Aufgrund der hohen Zeitkonstanten erfordert dies eine rechtzeitige und hinreichend vorausschauende Analyse der anstehenden Entwicklungen unter Einbeziehung der relevanten Akteure (road mapping). Darüber hinaus sind zum Teil noch erhebliche Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung sowie in Bezug auf die Durchführung von Demonstrationsprogrammen notwendig, um die Systemeinbindung zu verbessern. Dies gilt insbesondere für die Ausweitung der regenerativen Wärmebereitstellung.

Beitrag zur nationalen Wertschöpfung und Arbeitsplatzpotenzial: Aufgrund des dezentralen Charakters der erneuerbaren Energien trägt ihre verstärkte Ausschöpfung direkt zur Wertschöpfung im Land bei. Das Beschäftigungspotenzial ist im Vergleich zu den Nutzungsalternativen hoch. Der Ausbau erneuerbarer Energien könnte den trendgemäßen Rückgang der Beschäftigtenzahl im Energiebereich (insbesondere im Bereich der Bereitstellung und Nutzung von Stein- und Braunkohle sowie der Kernenergie) damit kompensieren.

Technologie- und Innovationspotenziale (Exportimpulse): Erneuerbare Energien gehören mit Ausnahme der Wasserkraft zu den „neuen“ Energietechnologien mit hohem Innovationspotenzial und der Möglichkeit der sukzessiven Umsetzung von technologischen Verbesserungen und damit verbundenen Kostendegressionseffekten. Die mehr als Halbierung der spezifischen Investitionskosten der Windenergie in den letzten 10 Jahren korrespondierend mit einer stetigen (stufenweise) Zunahme der pro Anlage installierten Leistung ist hierfür ein gutes Beispiel (Abbildung 7.3).

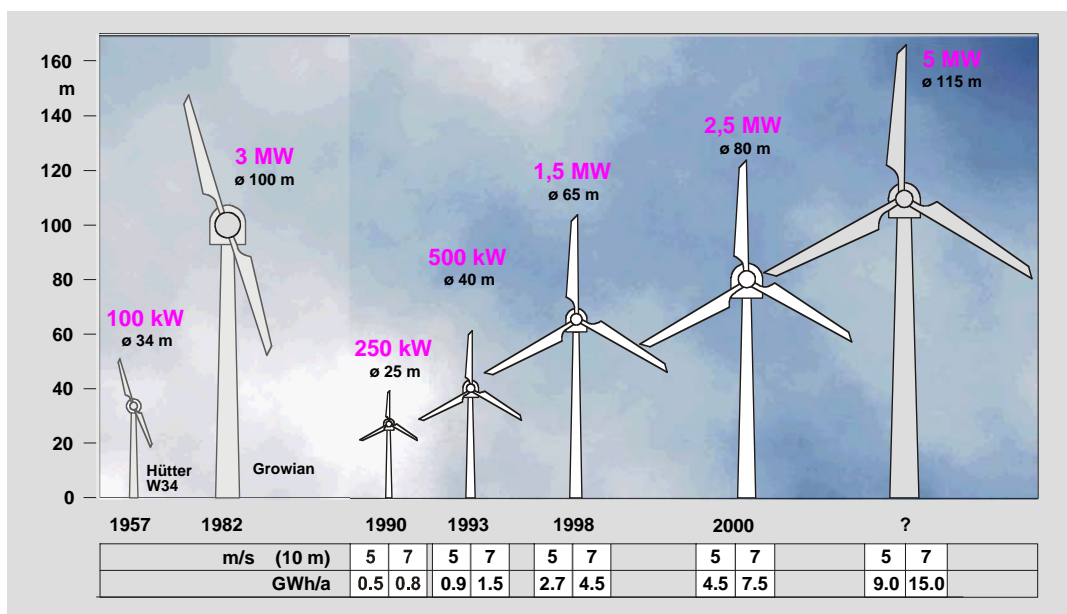


Abbildung 7.3: Technologische Entwicklungslinien der Windenergie (Quelle: ISET)

Abbildung 7.4 stellt den gegenwärtigen Entwicklungsstand der erneuerbaren Energien sowie anderer Energietechnologien und daraus resultierende Marktphasen im Vergleich dar.

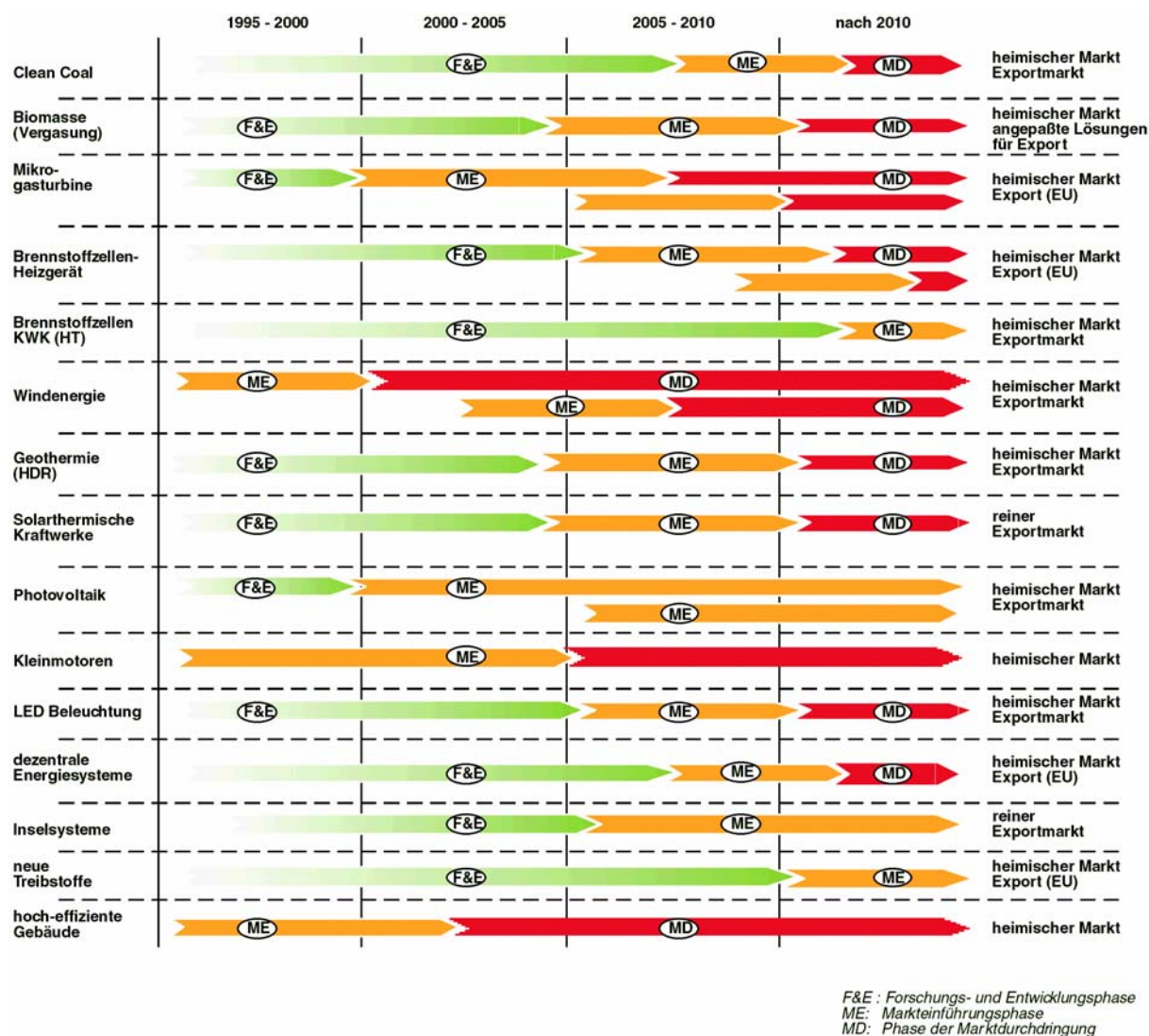


Abbildung 7.4: Entwicklungsstand der erneuerbaren Energien und daraus resultierende Marktphasen(Wuppertal Institut 2002)

Entsprechend des hohen Innovationsgrades im Bereich der erneuerbaren Energien und des diesbezüglich hohen technologischen Standards in Deutschland lassen sich signifikante Exportchancen erwarten, die bisher nur zu geringen Teilen ausgeschöpft und entwickelt sind. Die Bedeutung der globalen Märkte und die entsprechenden Exportperspektiven stellen sich für die einzelnen Technologien recht unterschiedlich dar. Dennoch lassen sich für alle Techniken zumindest Schlüsselmärkte angeben, die kurz- bis mittelfristig erschließbar erscheinen (vgl. Abbildung 7.5). Ausschlag gebend dafür sind zum einen die hohen technischen Potenziale und zum anderen der wachsende Bedarf nach Energie insbesondere in den so genannten Schwellen- und Entwicklungsländern.

Insgesamt wird erwartet, dass mittel- bis langfristig für alle Techniken aus dem Bereich erneuerbarer Energien wichtige neue Exportmärkte außerhalb Deutschlands und der heutigen EU entstehen. Dabei werden sich die Aktivitäten ausgehend von den kurz- bis mittelfristig erschließbaren Einstiegsmärkten in Deutschland und der erweiterten EU langfristig vor allem in Richtung Asien als großen Zukunftsmarkt verschieben. Bis dahin könnten auch diejenigen Technologien, die sich derzeit noch überwiegend im F&E-Stadium befinden, die Marktreife erlangt haben und in den heimischen Einstiegsmärkten eingeführt sein. Aufgrund der ersten erkennbaren Sättigungstendenzen beim Ausbau der Windkraft im Binnenland, ist hier als

erstes mit intensiven Export orientierten Aktivitäten zu rechnen, die für die Sicherung der heutigen Weltmarktführerstellung entscheidend sein werden.

	NRW Deutschland	Europa	Mittel-/ Osteuropa	GUS	Nordafrika	nahe Osten	Zentralafrika	Südafrika	Indien	Süd-Ostasien	China	Australien	Nordamerika	Mittelamerika	Südamerika
Clean Coal	EM	EM	SM	ZM				SM	SM	SM	SM	SM	SM	NM	NM
dezentrale KW(KIK)	EM	EM	SM	ZM				ZM	ZM	ZM	ZM		SM	ZM	ZM
Solartherm. Kraftwerke		EM			EM	ZM		SM	SM	SM	NM	ZM	SM	ZM	ZM
Windenergie	EM	EM	ZM	ZM	SM			NM	SM		SM		SM	NM	SM
Biomasse (Vergasung)	EM	EM	SM	ZM			NM	ZM	ZM	ZM	ZM		SM	ZM	ZM
Photovoltaik	EM	EM	NM		SM			SM	ZM	SM	ZM	ZM	SM	ZM	ZM
Geothermie	EM	EM	SM	ZM				SM			ZM				
Kleinmotoren	EM	SM	SM												
LED- Beleuchtung	EM	EM	SM							ZM			SM		
Haus der Zukunft - Passivwohnhaus	EM	SM	SM	ZM									NM		
- Bürogebäude	EM	EM	SM	ZM	ZM	ZM			ZM	SM	ZM	ZM	SM	ZM	ZM
Dezentrale Energienetze	EM	SM	SM	ZM				ZM	ZM	ZM	ZM	ZM	SM	ZM	ZM
Treibstoffe der Zukunft	EM	EM	ZM	ZM	ZM	ZM		NM	ZM	ZM	ZM	ZM	SM	ZM	ZM
hybride Inselssysteme				NM	EM		SM	EM	EM	EM	EM			EM	SM

EM kurz-/mittelfristige Einstiegsmärkte für Markteinführung
SM kurz-/mittelfristige Schlüsselmarkte für Export
NM mittelfristige Nischenmärkte mit begrenztem Potenzial
ZM langfristige Zukunftsmärkte

Abbildung 7.5: Potenzielle Schlüsselmarkte für erneuerbare Energien (Wuppertal Institut 2002).

Wesentliche Impulse für die Exportmärkte können aus verschiedenen Aktivitäten erwartet werden, die u. a. von der Bundesregierung stark unterstützt werden. Hierzu gehört vor allem die bei der deutschen Energieagentur angesiedelte Exportinitiative und die Durchführung der Renewables 2004 (Internationale Konferenz für erneuerbare Energien), die folgende Ziele verfolgt:

- Signal eines gemeinsamen Aufbruches der internationalen Gemeinschaft (für die Nutzung erneuerbarer Energien)
- Zusammenführen in internationalen Aktionsplänen
- Umsetzung der Ziele der Konferenz in Follow-up Instrumenten

Inhaltlich werden auf der Konferenz insbesondere auch Themen wie Finanzierungsmechanismen und „best policy examples“ diskutiert.

International stoßen die Bemühungen erneuerbare Energien in den Markt zu bringen zunehmend auf fruchtbaren Boden, was sich vor allem an den heute vielfältigen Ausbauzielen und politischen Fördermaßnahmen manifestiert (vgl. Tabelle 7.4).

Internationale Verträglichkeit (Krisenbeständigkeit, Verteilungsgerechtigkeit): Erneuerbaren Energien kann aufgrund ihres breiten Anwendungspotenzials insgesamt eine hohe Verträglichkeit zugewiesen werden. Einseitige Abhängigkeiten bestehen hier im Gegensatz zu den z.B. regional sehr ungleich verteilten fossilen Energiereserven nicht. Insbesondere in den weniger entwickelten Regionen der Welt liegen zudem meist die besten Nutzungsbedingungen (z.B. hohe solare Einstrahlung) vor.

7.2 Kurz (2010)- und mittelfristige Perspektiven (2020)

Neben ganz spezifischen Politikmaßnahmen (z.B. Forschung- und Entwicklungsvorhaben für die Verbesserung der Systemeinbindung oder die Weiterentwicklung von Stromspeichern) kommt es entscheidend darauf an, die energiepolitischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die in den letzten zehn Jahren begonnene Marktdynamik dort, wo sie schon genügend Schwung erreicht hat, aufrechtzuerhalten bzw. da, wo es notwendig ist, zusätzliche Impulse auszulösen. Aufgrund der hohen Zeitkonstanten im Bereich der Energiewirtschaft, kommt der Kontinuität in der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen, die Planungssicherheit für die Investoren schafft, eine besonders hohe Bedeutung zu. Nicht zuletzt ist dies ein entscheidender Erfolgsfaktor für die Etablierung heimischer Produktionsstrukturen.

Bei der Beurteilung der kurz- und mittelfristigen Perspektiven der erneuerbaren Energien in Deutschland ist zwischen der Stromerzeugung, der Wärmebereitstellung und Kraftstoffen zu unterscheiden. In diesem Kontext ist insbesondere die konsequente Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu sehen, die Fortführung der steuerlichen Begünstigung der Biokraftstoffe, das Erstellen einer gesamtsystemaren Biomassestrategie, die vor dem Hintergrund eines möglichst effizienten Einsatzes der nur begrenzt verfügbaren Primärressourcen die vielfältige Nachfrage nach Biomasse kanalisiert und die Entwicklung eines ähnlich erfolgreichen Instrumentes wie das EEG für den Wärmemarkt.

7.2.1 Stromerzeugung

Im Bereich der Stromerzeugung hat sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 29.03.2000 - gerade auch im internationalen Vergleich - als außerordentlich wirkungsvolles Instrument für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gezeigt. Nach dem positiven Urteil des Europäischen Gerichtshofes von 2001 (dass es sich beim Stromerzeugungsgesetz, der Vorgängerregelung zum EEG, nicht um eine staatliche Beihilfe handelt) und der Entscheidung der EU-Kommission von Mitte 2002, kein Beihilfeverfahren zu eröffnen, ist für das weitere erfolgreiche Wirken die notwendige Rechtssicherheit gegeben.

Als entscheidende Vorteile des EEG haben sich gerade seine einfache Struktur und transparente Ausgestaltung erwiesen. Die technologische Differenzierung führt zu einer Unterstützung der noch jungen Märkte erneuerbarer Energien in der Breite und ermöglicht ebenso wie das Festsschreiben von im Zeitverlauf sinkenden Vergütungssätzen, Innovations- und Kostendegressionspotenziale auszuschöpfen. Das verursachergerechte Umwälzen proportional zur Stromabgabe an die Letztverbraucher kann schließlich als Beitrag zur Internalisierung der externen Kosten der herkömmlichen Art der Stromerzeugung verstanden werden.

Mit der vom Bundeskabinett am 17.12.2003 beschlossenen Novellierung wird das EEG an die sich zwischenzeitlich geänderten Marktbedingungen angepasst. Damit scheint sichergestellt, dass es auch weiterhin zu einem tragenden Faktor der dynamischen Entwicklung erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung wird beitragen können. Wesentliche Veränderungen betreffen:

- die Einbeziehung der „großen Wasserkraft“ bis 150 MW elektrischer Leistung,
- die Verringerung der Vergütungssätze für die Windenergie,
- die Erhöhung des Degressionsfaktors im Bereich Windenergie von 1,5% auf 2%,
- den Ausschluss von windschwachen Standorten (Windertrag von unterhalb 65% des Ertrages am Referenzstandortes),
- besondere Anreize für das Repowering, d.h. den Ersatz bestehender Anlagen durch moderne, effizientere Neuanlagen (Verlängerung der zeitlichen Gültigkeit des hohen Vergütungssatzes),
- die Verlängerung der begünstigten Vergütungssätze für die Errichtung von Offshore Windenergie-Anlagen
- die Verbesserung der Förderung für kleine Biomasseanlagen,
- die Einführung eines Bonussystems für Biomasseanlagen für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen bzw. den Einsatz innovativer Technologien (z. B. Brennstoffzellen) oder der Kraft-Wärme-Kopplung
- die Verbesserung der Vergütungssätze für die Geothermie sowie
- die Erhöhung der Vergütungssätze für die Fotovoltaik als Ausgleich für das im Jahr 2003 ausgelaufene 100.000 Dächer-Programm.

Mit der Novellierung des EEG wurde damit besonders reagiert auf die sinkenden Kosten der Windstrombereitstellung, die nahezu vollständig ausgeschöpften „billigen“ Biomassefraktionen (dies trifft vor allem auf Altholz zu), die bisher unzureichenden Anreize innovative und effiziente Technologien im Biomassebereich einzusetzen sowie die zunehmenden Widerstände gegenüber der Nutzung der Windenergie an Binnenstandorten. Darüber hinaus wird der Versuch gemacht, bisher wenig aufgegriffene Potenziale (Leistungserweiterung im Bereich der großen Wasserkraft, Geothermie, Repowering) verstärkt in den Fokus zu rücken.

Bereits zu Mitte des Jahres 2003 wurde eine Härtefallregelung umgesetzt, mit der stromverbrauchsintensiven Betrieben eine geringere Belastung durch das EEG zugesichert wird. Mit der jetzt im Novellierungsvorschlag beschlossenen Regelung wird für solche Betriebe (Bedingung: Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von mehr als 15%, Stromabnahme höher als 10 GWh, nachweisliche Belastung durch die EEG-Umlage - der Nachweis ist über ein Testat zu erbringen) für 90% der Stromabnahme eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 0,05 ct/kWh festgelegt. Mittelfristig zu klären bleibt die Frage, inwieweit steigende Anforderungen für Regelenergiebereitstellung und Netzausbau ebenfalls in den Umlagemechanismus mit einbezogen werden sollen.

Trotz allem ist die Fortentwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kein Selbstläufer (zu den vielfältigen Hemmnissen siehe auch [Richter 2003]). Dies gilt insbesondere für den Bereich der Windenergie, wo sich mittlerweile massive Widerstände organisiert haben. Allein in Nordrhein-Westfalen bestehen derzeit mehr als 150 Bürgerinitiativen gegen die Windenergie, die vor allem Landschaftsschutzgesichtspunkte als Grundlage für ihre ablehnende Haltung nennen. Aber auch in anderen Bereichen wird das EEG allein nicht ausreichen, die in den letzten 10 Jahren in Gang gesetzte Marktdynamik aufrecht zu erhalten. Abbildung 7.6 macht dies beispielhaft für die Offshore Windenergie-Nutzung deutlich und die hier gegebenen Hemmnisse. Das größte Nadelöhr ist dabei in Bezug auf den möglicherweise erforderlichen Netzausbau zur Ableitung der Strommengen zu den Verbraucherschwerpunkten zu erwarten. Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsbereich erfordern wie alle Großprojekte lange Genehmigungszeiten, so dass der Realisierungszeitraum 5 bis 10 Jahre betragen kann.

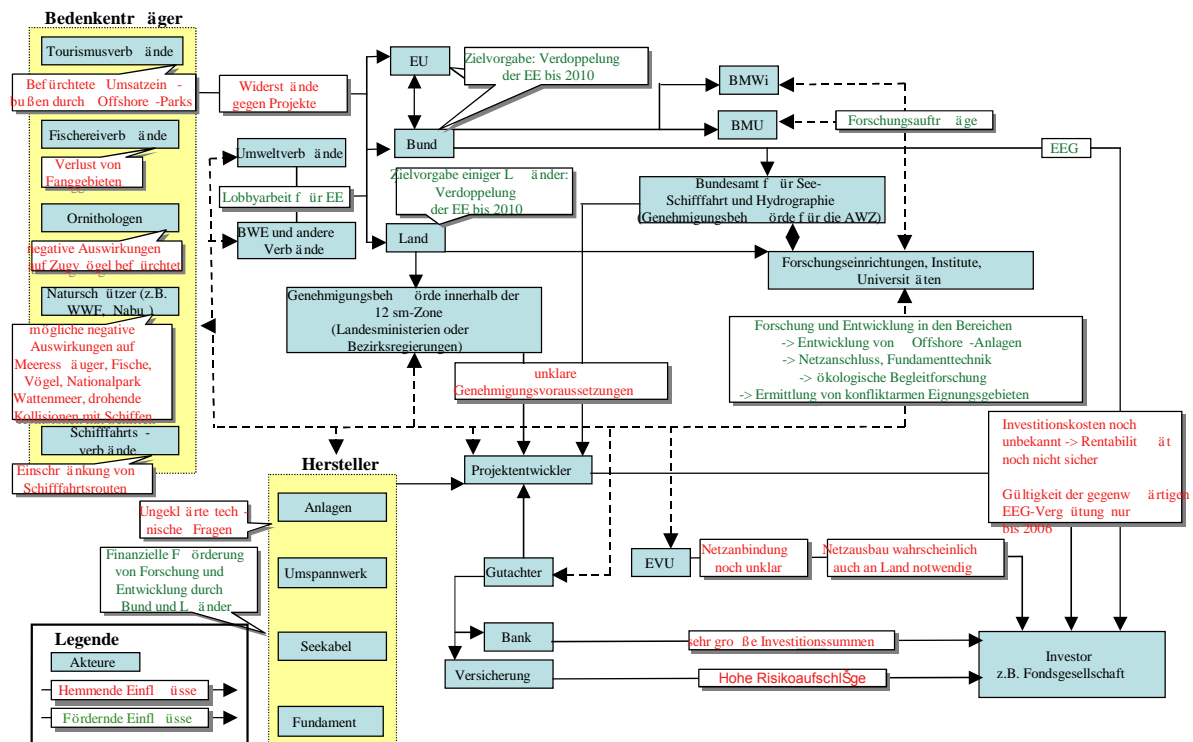


Abbildung 7.6: Beispielhafte Übersicht über wesentliche Akteure, Hemmnisse und mögliche Maßnahmen im Bereich der Offshore Windenergie-Nutzung.

Das EEG ist demnach durch effektive weitere Maßnahmen zu flankieren. Diesbezügliche Maßnahmen im Bereich der Stromerzeugung können wie folgt benannt werden:

- die Erarbeitung eines tragfähigen Netzanschluss- und Ausbaukonzeptes für den Ausbau der Windenergie (insbesondere im Offshore-Bereich) durch Studien (derzeit läuft unter Federführung der Deutschen Energie Agentur eine derartige Untersuchung) und Fortsetzung der Arbeiten durch z.B. die Einsetzung einer ständigen Arbeitsgruppe (Netzbetreiber, Anlagenbau, Anlagenbetreiber unter Einbeziehung energiewirtschaftlicher, systemanalytischer und umweltpolitischer Expertise) mit der Zielsetzung, eine integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten (Windenergie, fossile Anlagen), verbraucherseitiger Nachfragestrukturen und Netzausbau zu befördern.
- Analyse der Möglichkeiten interessanter Optionen, deren Umsetzung über das EEG nicht gefördert wird (insbesondere Biomassezuführung), zu unterstützen.
- Bundesweites Anreizsystem für Kunden-Wechsel zu Ökostromerzeugern (z.B. Steuererleichterungen oder Ansammeln von „Bonuspunkten“, die der Verbraucher für das Erfüllen gesetzlicher Vorgaben z.B. im Bereich der Gebäudesanierung anteilig wieder einlösen bzw. sich gutschreiben lassen kann).
- Schaffung bundesweit einheitlicher Genehmigungs- und Planungsgrundlagen (vor allem im Windenergiebereich weichen Bundes-, Länder- und regionale Entscheidungen häufig stark voneinander ab).
- Stärkere Partizipation der Beteiligten vor Ort in Genehmigung, Planung und ggf. Betrieb der Anlagen.

- Diskussion über die Einführung einer „ökologischen Clearingstelle“ vor allem mit Bezug auf die Windeenergie unter Einbeziehung der bestehenden Widerstände vor allem der zahlreichen kommunalen Bürgerinitiativen.

Von Seiten der Stromwirtschaft werden heute vor allem die Auswirkungen der Einspeisung erneuerbarer Energien auf (verbleibende konventionelle) Stromerzeugung und Stromtransport problematisiert. Eine systematische Analyse führt zu folgenden beachtenswerten Aspekten. Dazu gehören

- die Verringerung der Auslastung der heute bereits bestehenden Kraftwerke (hauptsächlich zunächst derjenigen, die im Mittel- und Spitzenlastbereich arbeiten), die ggf. zu einer Verdrängung aus ihrem idealen Betriebspunkt führt. Der Wirkungsgrad sinkt und die CO₂-Emissionen steigen, so dass der tatsächliche CO₂-Reduktionsbeitrag der erneuerbaren Energien gemindert wird. Allerdings verliert dieser Aspekt im Zuge des spätestens nach 2010 anstehenden Kraftwerkersatzbedarfs an Bedeutung, da bereits in der Ausbauplanung fossiler Kraftwerke der zu erwartende Beitrag regenerativer Energien einbezogen werden kann und für den dann zu erwartenden Lastbereich konzipierte Anlagen zugebaut werden können. Dennoch verringert sich insgesamt die Auslastung der fossilen Anlagen, was zwangsläufig zu einer Verlängerung der Kapitalrückflusszeit führt.
- das Vorhalten von fossiler Kraftwerkskapazität zum Ausgleich des vergleichsweise geringen Kapazitätseffektes einzelner regenerativer Stromerzeugungsoptionen (Windenergie, Fotovoltaik).
- der Ausbau oder die Verstärkung des Stromnetzes z.B. für den Netzanschluss von leistungsstarken Windkraftparks in Gebieten mit bisher niedrigen Netzkapazitäten aufgrund geringer Lastdichte. Dies gilt insbesondere für die geplanten Offshore-Windkraftparks und den Küstenbereich. Die damit verbundenen Ausbaukosten für das Stromnetz würden nach heutiger EEG-Regelung zunächst allein auf die zuständigen Netzbetreiber (insbesondere E.ON und Vattenfall Europe) zulaufen. Direkte Folgen für die Verbraucher in NRW hat dies zunächst nicht. Dies könnte sich aber ändern, wenn die Aufwendungen für den Netzausbau in den bundesweiten Ausgleichsmechanismus des EEG mit einbezogen würden, was von den norddeutschen Netzbetreibern derzeit gefordert wird. Die Ausmaße der für den Anschluss einer Offshore Windenergie-Kapazität von 20.000 bis 25.000 MW, wie sie derzeit vom BMU für die nächsten beiden Dekaden diskutiert wird, notwendigen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen sind bisher nicht genau bestimmt. Es ist aber von einer Größenordnung von mehreren Hundert km neuen Hochspannungsleitungen zu weiter entfernten Verbrauchsschwerpunkten auszugehen. Für die Realisierung des Offshore Windenergie-Ausbaus ist damit nicht nur eine direkte Akzeptanz in den Küstenanrainerstaaten notwendig, sondern auch in den Regionen, in den neue Leitungssysteme errichtet werden müssten. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass ein derart engagiertes Ausbauprogramm ohnehin nur im Rahmen einer deutlichen Stärkung der Klimaschutzfrage im öffentlichen Bewusstsein zu realisieren sein wird, was dann auch die hinreichende Einsicht in den Bau neuer Leistungssysteme nach sich ziehen könnte.
- das Vorhalten von Regelenergieleistung (vor allem von Minutenreserve), die in erster Linie zum Abdecken des voraussichtlichen Prognosefehlers (Abweichung der vorhergesagten von der tatsächlich eintretenden Stromeinspeisung) erforderlich ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Prognosemodelle stetig verbessern. Während Prognosen, die am Vortag erstellt werden (und normalerweise die Grundlage für die Kraftwerkseinsatzplanung darstellen) noch einen mittleren Fehler von 10% bezogen auf die installierte Windkraftleistung aufweisen (was im Extremfall natürlich auch 100% bedeuten kann), reduziert sich der mittlere Fehler für 1-8 Stundenprognosen auf rund 5 %, was dann ein zeitnahes Nachjustieren des Kraftwerkseinsatzplanes ermöglicht.

Es ist zu erwarten, dass die spezifischen auf die kWh Windenergie bezogenen Regelenergieanforderungen mit dem Übergang auf eine Nutzung der Offshore Windenergiepotenziale verringert werden. Darüber hinaus lassen sich die resultierenden Anforderungen an die Regelenergiebereitstellung auch dadurch eingrenzen, dass ein stärkerer Mix erneuerbarer Energien (über die Windenergie hinaus, z. B. geothermische Kraftwerke mit Grundlastcharakter) gewählt wird, was zwangsläufig zu Ausgleichseffekten führt. Längerfristig ergeben sich weitergehende Ausgleichseffekte durch den Übergang auf ein europaweites Verbundsystem auf der Basis erneuerbarer Energien. Letztlich könnten sich auch zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten außerhalb des Kraftwerkspark in der Zukunft ergeben (z. B. flexibler und gesteuerter Einsatz der Wärmespeicher von dezentralen KWK-Anlagen).

Neben den oben genannten eher negativ wirkenden Aspekten auf das gegenwärtige Versorgungssystem, lassen sich aber auch folgende positive Effekte realisieren:

- zunehmende Versorgungssicherheit durch die Erweiterung der Primärenergiebasis,
- Unterstützung des Netzbetriebes insbesondere bei einem Fehler-/Störfall durch geeignete systemtechnische Anpassung des Anlagenbetriebes und des Netzanschlusses von Windkraftwerken. Dieser Aspekt findet sich in der Praxis bereits sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch Anlagenhersteller/-betreiber, in Form von neuen, überarbeiteten Netzanschlussregeln (E.ON Netz) und zusätzlicher Anlagentechnik wieder,
- niedrigere Netzverluste bei einer dezentralen Verteilung der Stromerzeugungsanlagen aus regenerativer Basis.

Der Bedarf an zusätzlicher Regelenergie (zur Kompensation des Prognosefehlers) ist bisher noch nicht umfassend untersucht worden. Zudem fand das mögliche Verbesserungspotenzial noch nicht ausreichende Berücksichtigung. Die Kosten für die Regelenergiebereitstellung und -nutzung sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse der Regelenergieausschreibungen können nicht als verlässliche Grundlage verwendet werden, da der Markt bisher noch nicht effizient arbeitet und die Preise tendenziell zu hoch sind. Die Auswirkungen des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen auf das Stromnetz bedürfen damit weiterer Untersuchungen und die weitere Auswertung praktischer Erfahrungen seitens der Netzbetreiber. Dies gilt vor allem im Hinblick auf die Kostenprojektionen für Netzausbau und Umfang des künftigen Regelenergieeinsatzes. Die derzeit in Arbeit befindliche Netzstudie der Deutschen Energie Agentur (DENA) wird diesbezüglich ggf. mehr Aufschluss geben. Solange die offenen Fragen noch nicht geklärt sind, sollten vorschnelle Regelungen im EEG nicht umgesetzt werden (siehe zu diesem Themenkomplex auch die ausführlichere Behandlung des Themas im Anhang).

Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen durch die vermehrte zum Teil auch fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromnetz ergeben sich für die neu zu errichtenden Anlagen im fossilen Kraftwerkspark zusätzliche bzw. andersartige Anforderungen, die bei den anstehenden Ersatzinvestitionen Berücksichtigung finden sollten:

- Verringerung der mittleren Auslastung und damit Verschiebung des Investitions- zu Betriebskostenverhältnisses zu Gunsten der Betriebskosten
- gute Leistungsdynamik (z. B. hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, gutes Teillastverhalten, geringe Anfahrzeiten, hohe Lastwechselbeständigkeit)

Die beschriebenen Anforderungen werden insbesondere durch GUD-Kraftwerke erfüllt, so dass diese aus Systemgründen stärker als dies rein aus Kostengesichtspunkten (unter Zugrundelegung heutiger Preise haben moderne Steinkohlekraftwerke leichte Kostenvorteile) der Fall ist, im Kraftwerkspark nachgefragt werden könnten. Allerdings ist durch die Umsetzung des europäischen Emissionshandelsystems auch unabhängig davon ein stärkerer Anreiz gegeben, GUD-Anlagen zu bauen, zumindest dann, wenn die resultierende mittlere CO₂-Kostenbelastung mittelfristig 5 bis 10 Euro/t CO₂ überschreitet. Der ebenfalls aus Klima-

schutzgründen intendierte Ausbau der Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien würde diese Tendenz damit lediglich verstärken.

Letztendlich können aber auch moderne hocheffiziente Kohlekraftwerke zumindest einem Teil der sich stellenden Anforderungen gerecht werden, solange sie entsprechend konzeptioniert werden. Entsprechende Anforderungen sind dementsprechend auch in die Leistungsdefinition des Referenzkraftwerks NRW einbezogen worden, für das im Jahr 2003 gemeinsam von den potenziellen Herstellern und Betreibern unter wissenschaftlicher Begleitung eine Konzeptstudie vorgelegt worden ist. Weisen derartige Kohlekraftwerke ihre Kompatibilität mit dem fluktuierenden Energieangebot nach, ist dies ein nicht zu unterschätzendes zusätzliches Exportargument, da über kurz oder lang sich auch in anderen Ländern ähnliche Probleme zeigen werden.

7.2.2 Wärmebereitstellung

Für den Bereich der Wärmebereitstellung fehlt derzeit ein vergleichbares Schlüsselinstrument wie das EEG, um einen ebenso dynamischen und stetigen Marktausbau zu bewirken. In Deutschland wirkt heute vor allem das Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien förderlich auf die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Über die Umsetzung weiterer Maßnahmen wird aktuell diskutiert. Die in der Diskussion befindlichen Maßnahmen lassen sich in verschiedene Kategorien einteilen. Zu differenzieren ist zwischen:

- Direkten und indirekten Investitionszuschüssen
- Steuerlichen Maßnahmen
- Zinsgünstigen Darlehen
- Vergütungsregelungen
- Mengenregelungen
- Ordnungsrechtlichen Maßnahmen
- Freiwilligen Vereinbarungen (Selbstverpflichtungen)
- Begleitenden politischen Maßnahmen (z.B. Klimaschutzprogramm)
- Sonstigen begleitenden Maßnahmen (z.B. Informations- und Qualifizierungsmaßnahmen)
- Übergreifenden Maßnahmen (z.B. EU-Emissionshandel)

Tabelle 7.2 stellt die genannten Kategorien in Verbindung zu einzelnen Instrumenten und deren Wirkungsebene, die im Anhang mehr im Detail beschrieben werden. Eine Bewertung und damit auch Priorisierung der verschiedenen Möglichkeiten kann im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht geleistet werden. Es sei aber darauf verwiesen, dass die aufgeführten Instrumente und Maßnahmen nicht nur auf unterschiedlichen Ebenen wirken. Sie stehen zum Teil miteinander in Konkurrenz, teilweise können sie sich aber auch gegenseitig ergänzen. Zur Bewertung der verfügbaren Optionen ist daher eine systematische Vorgehensweise sinnvoll. Im Anhang sind hierfür erste Kriterien aufgeführt, die Grundlage einer vergleichenden Beurteilung sein könnten. Sie sind aus verschiedenen Untersuchungen zu diesem Themengebiet abgeleitet und zum Teil ergänzt worden (u. a. DLR, WI 2000, Enquête 2002, Wietschel 2002, ffu 2003):

Tabelle 7.2: Instrumentenmatrix

Kategorie	Instrument	Bemerkung/Wirkungsebene
Investitionszuschüsse	Marktanreizprogramm (Bund)	Solarthermie, Biomasse, Geothermie z.B. Sonne in der Kirche
	Multiplikatorprogramme Sonderprogramme Mietwohnungsbau revolvierende Fonds Ökozulage	Solarthermie, Wärmepumpe
Steuerliche Maßnahmen	Ökologische Steuerreform Mehrwertsteuerreduzierung Steuerliche Abschreibung Verlustausgleich	Auch Private Investoren Gewerbetreibende
Zinsgünstige Darlehen	Zinsgünstige Darlehen	
Vergütungsregelungen	Preisregelungen (Bonus)	
Mengenregelungen	Quoten (Zertifikatehandel) Ausschreibungsmodelle	
Ordnungsrecht	Energieeinsparverordnung Bebauungspläne Einbaupflicht im Neubau Nachrüstspflicht im Altbau Kommunale Solarverordnungen	Solareffiziente Gestaltung Solarthermie Solarthermie
	Anschluss- und Benutzungspflicht Bedingungen in Kaufverträgen Optimale Ausgestaltung II. Berechnungsverordnung EU- Emissionshandel (allg.) CO ₂ -Zertifikatehandel	Regenerative Nahwärme Wohnungsunternehmen Nationale Umsetzung
Freiwillige Vereinbarungen	Klima-Selbstverpflichtung der Deutschen Industrie Procurement (ggf. mit begleitender Verpflichtung für GVU)	Vor allem indirekte Wirkung ¹ Solarthermie
	Klimaschutzprogramm (Bund, Länder) Zielvorgabe für die Entwicklung erneuerbarer Energien Nationales Energiekonzept	Vor allem indirekt ¹ alle Langfristige Planungssicherheit
Sonstige begleitende Maßnahmen	Unterstützung Energieagenturen Zukunftsinvestitionsprogramm Bürgschaften Ausrüstungen öffentlicher Liegenschaften Unterstützung innovativer Finanzierungsformen Unterstützung von Nahwärmesystemen	Geothermie, Biomasse Geothermie, Nahwärmenetze z.B. Solar-Contracting, Solar& Spar-Projekte Zuschüsse, kommunale Wärmepläne, Erfahrungsaustausch andere Länder, Information
	Informationsprogramme Normung Qualifizierungsprogramme Forschung und Entwicklung Demonstrationsvorhaben Unterstützung Networking	

Kategorie	Instrument	Bemerkung/Wirkungsebene
Übergreifende Maßnahmen	EU-Weißbuch erneuerbare Energien EU-Grünbuch Versorgungssicherheit Kampagne für den Durchbruch 6. EU-Forschungsrahmenprogramm Europäisches Klimaschutzprogramm	

¹ Über die primär intendierte Verringerung des Energieverbrauchs werden grundsätzlich die Voraussetzungen für einen effizienten Einsatz erneuerbarer Energien verbessert.

Statt der gewählten Darstellung können auch andere Zusammenstellungen gewählt werden, die stärker direkt auf die Akteure selbst abzielen, die letztlich die notwendigen Maßnahmen umsetzen müssen (vgl. Abbildung 7.7). Damit lässt sich genauer einschätzen mit welchen Widerständen bei der Umsetzung zu rechnen ist bzw. an wen die entsprechenden Anliegen herangetragen werden müssen.

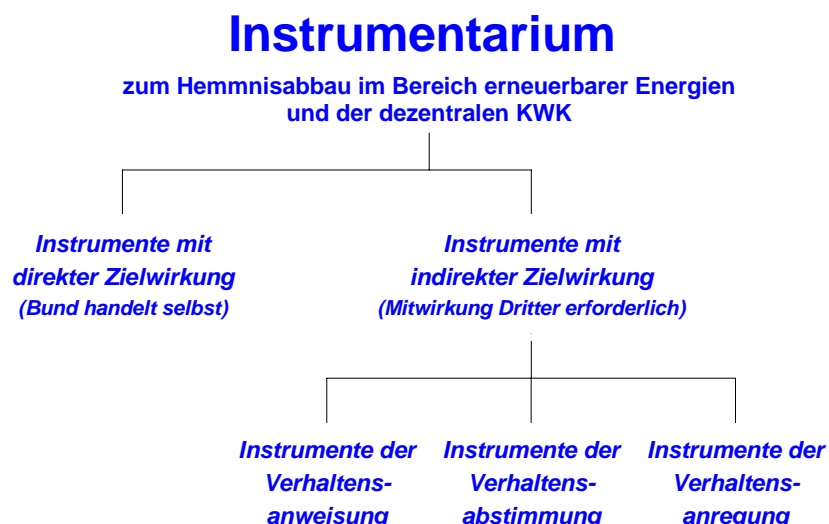


Abbildung 7.7: Akteursorientierter Überblick über das Instrumentarium

Danach sind Instrumente mit direkter Zielwirkung z.B. Demoprojekte des Bundes (Wärmelieferung aus einer Solarkollektoranlage). Instrumente mit indirekter Zielwirkung und Verhaltensanweisung sind beispielsweise spezifische Regelungen im Bau- und Raumordnungsrecht, solche mit Verhaltensabstimmung betreffen z.B. Selbstverpflichtungserklärungen oder Clearingstellen. Letztlich lassen sich Zuschussprogramme zu den Instrumenten der Verhaltensanregung zuordnen.

7.2.3 Kraftstoffe

Im Bereich der Kraftstoffe, die auf der Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden, sind im Jahr 2003 entscheidende Weichenstellungen gesetzt worden. Dies betrifft nach Beschluss des Bundestages vom 07.6.03 vor allem die Mineralölsteuerbefreiung von Bio-Kraftstoffen (Pflanzenölkraftstoffe, insbesondere Rapsölmethylester (RME), Biogas sowie synthetische Kraftstoffe aus fester Biomasse, Bioethanol, Biomethanol und Wasserstoff aus Biomasse) bis Ende 2008. Beginnend mit dem 01.01.04 sind auch Bio-Kraftstoffe zur Beimi-

schung ($\leq 5\%$) von der Mineralölsteuer befreit. Hierdurch wird ein ganz erheblicher Marktpuls erwartet, weil insbesondere die Mineralölwirtschaft und damit große Unternehmen sich eigenen Angaben zufolge diesem Kraftstoffmarkt nun verstärkt annehmen wollen.

Im Unterschied zu dem jetzigen Verkauf des Biodiesels als separatem Produkt über eine eigens eingerichtete Zapfsäule können zukünftig alle Diesel-Autofahrer den umweltfreundlichen Biodiesel aus Raps automatisch mit tanken. Eine technische Umrüstung der Fahrzeuge ist dann nicht erforderlich. Weiterer Effekt der Beimischung: Als Folge der Steuerbefreiung könnte es bei Ausschöpfung der in Deutschland bereits vorhandenen Biodiesel-Produktionskapazitäten von rd. 1 Mio. Jahrestonnen zu einer Preisminderung für Diesel im Jahr 2004 kommen, was den Markt noch einmal zusätzlich stark stimulieren würde. Ob dies und in welchem Umfang dies bei einem Beimischungsanteil von maximal 5% tatsächlich eintreten wird, hängt entscheidend von der Kostenentwicklung der Biokraftstoffherstellung ab, die unter Einbeziehung der vorgelagerten Prozesskette (insbesondere Logistik) grundsätzlich deutlich teurer ist als diejenige herkömmlichen Kraftstoffs.

Der Nachfrageschub nach Biokraftstoffen dürfte sich dabei zunächst primär auf das RME konzentrieren, welches derzeit in Deutschland den überwiegenden Anteil des Marktes ausmacht. Andere biogene Kraftstoffe, die aufgrund der breiteren Primärrohstoffbasis zum Teil über ein deutlich höheres Potenzial verfügen, wie insbesondere der so genannte synthetische Biodiesel (Biomass to Liquid (BTL), Sunfuel oder auch Biotrol genannt) müssten über flankierende Fördermaßnahmen, zunächst vor allem im Bereich Forschung und Entwicklung sowie über Zuschüsse für die Errichtung von Demonstrationsanlagen an den Markt herangeführt werden.

Grundsätzlich ist darauf zu verweisen, dass das Erzeugungspotenzial für biogene Kraftstoffe begrenzt ist¹³, andere Bereiche aus der Energiewirtschaft (Wärmebereitstellung, stationäre Stromerzeugung) auf die gleichen Potenziale zugreifen und zudem auch außerhalb der Energiewirtschaft konkurrierende Nutzungsoptionen bestehen. Dies trifft insbesondere die Nutzung der Primärressourcen für die Substitution von industriellen Rohstoffen (z.B. in der Textilindustrie, in der Automobilproduktion) aber auch in indirekter Form den Zugriff auf die potenziellen Anbauflächen durch eine Extensivierung der Landwirtschaft (ökologischer Landbau) sowie die Ausweitung der Landschaftsschutzflächen. Um die begrenzten Ressourcen so effizient wie möglich nutzen und seitens des Gesetzgebers steuern zu können, ist eine gesamtsystemare Betrachtungsweise unter Einbeziehung der konkurrierenden Verwendungsmöglichkeiten notwendig. Nur so kann bestimmt werden, an welcher Stelle die größten positiven Effekte zu erzielen sind (dynamische Einsatzeffizienzanalyse). Dabei ist keine eindimensionale Analyse sinnvoll, sondern die Einbeziehung verschiedener Einflussfaktoren (ökologische Minderungswirkung, Kosten, technologische Impulse, Innovationspotenziale, Beschäftigungseffekte).

Eine derart gesamtsystemare Sichtweise ist auch im Zusammenhang mit der Umsetzung EU-Biokraftstoffrichtlinie notwendig, die vorsieht, den Anteil biogener Kraftstoffe in der EU bis zum Jahr 2010 auf 5,75% zu erhöhen.

7.2.4 Flankierende Maßnahmen

Neben den sektorspezifischen Möglichkeiten, erneuerbare Energie zu unterstützen, sind auch übergreifende Aktivitäten als flankierende Maßnahmen notwendig, die nachfolgend beispielhaft aufgeführt sind:

- Das Aufstellen eines nationalen Energieplans für Deutschland auf der Basis vorliegender Langfristszenarien unter Einbeziehung der gegebenen Kooperationsmöglich-

¹³ Derzeit führen allerdings die EU-seitig gewährten Stilllegungsprämien in der Landwirtschaft noch zu einem Anreiz, in der traditionellen Landwirtschaft genutzte Flächen für den Anbau von Energiepflanzen umzuwidmen und damit zu einem gewissen Anstieg der verfügbaren Flächen.

keiten im Rahmen des europäischen Verbundnetzes mit dem Ziel der Erhöhung der Investitionssicherheit der handelnden Akteure (Orientierung an einem mehrphasigen Ausbauprogramm der erneuerbaren Energien, vgl. dazu auch Abschnitt 7.3).

- Weiterführung der Technologieförderprogramme (insbesondere der Fokussierung im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung) und Schwerpunktsetzung im Bereich der Forschung & Entwicklung. Einbeziehung von komplementären Schlüsseltechnologien (z.B. Nahwärmenetze).
- Verstärkung der Anstrengungen, Exportmärkte für deutsche Anlagenhersteller zu erschließen. Dabei können die Chancen genutzt werden, die sich durch die internationale Konferenz der Bundesregierung „Renewables 2004“ ergeben (insbesondere die Implementierung von bilateralen Aktionsplänen, auch auf Bundesländerebene). Ebenso ist eine offensive Ausschöpfung der sich im Rahmen von Joint Implementation und Clean Development Mechanismen ergebenden Möglichkeiten nötig.
- Kontinuierliche Öffentlichkeitskampagne für den ökologisch optimierten Ausbau der erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 6).
- Stärkere Partizipation der Beteiligten vor Ort in Genehmigung, Planung und ggf. Betrieb der Anlagen.
- Verstärkte Diskussion über die Einsatzeffizienz erneuerbarer Energien, vor allem biogener Energieträger in den Bereichen Stromerzeugung, Wärmebereitstellung bzw. Verkehr und ggf. (angesichts der insgesamt begrenzten Potenziale) Ableiten von prioritären bzw. bevorzugten Nutzungsbereichen und deren Umsetzung in nationale bzw. bundesländerweite Fördermechanismen.
- Kampagne für die Verknüpfung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit einer Verbesserung der Energieeffizienz als zweite wesentliche Säule einer klimaverträglichen Energieversorgung.
- Identifikation weiterer ggf. öffentlich geförderter Leuchtturmprojekte mit hoher Signalkraft und Multiplikatorfunktion.
- Einbeziehung der in Deutschland gewonnenen Erfahrungen in die vielfältigen Aktivitäten auf EU-Ebene, insbesondere im Zusammenhang mit dem 6. Rahmenprogramm (network of excellence, integrated projects).

7.3 Mittel- und langfristige Perspektiven

Bis zum Jahr 2010 muss der entscheidende Grundstock für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland gelegt sein. Maßgeblich hierfür ist die erfolgreiche Umsetzung des im vorhergehenden Kapitel beschriebenen energiepolitischen Handlungsrahmens, der für Investoren und Herstellerindustrie hinreichende Planungssicherheit gewährleistet. Bis 2010 ist davon auszugehen, dass

- in allen Bereichen der Nutzung erneuerbarer Energien zumindest erste Anlagen installiert und deren technische Zuverlässigkeit demonstriert ist (inkl. Geothermie, offshore Windenergie),
- in Teilbereichen darüber hinaus bereits energiewirtschaftlich signifikante Beiträge geleistet werden (z.B. Windenergie, Biomasse),
- eine leistungsstarke Herstellerindustrie in Deutschland aufgebaut werden konnte, deren heimischer Absatzmarkt ein solides Fundament für den Exportmarkt darstellt,
- sich in angrenzenden Bereichen ebenfalls etablierte Strukturen herausgebildet haben (z.B. Biomasselogistik, Windenergiezulieferindustrie),

- Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien von einer Vielfalt von Betreibern eingesetzt werden und auch Energieversorgungsunternehmen diesen Markt selber für sich entdeckt haben,
- sich der Informationsstand über die Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien bei den relevanten Akteuren (z.B. Handwerk, Architekten, private Betreiber) signifikant verbessert hat,
- erneuerbare Energien als natürlicher Bestandteil von Systemlösungen (z.B. solare Nahwärmesysteme) angesehen werden und z.B. im Gebäudebereich zunehmend als gestalterisches Element verstanden werden (Fotovoltaikfassaden etc.) und
- sich die Wirtschaftlichkeitslücke deutlich geschlossen hat infolge der erfolgreichen Umsetzung von Kostendegressionseffekten im Bereich erneuerbarer Energien einerseits und steigender konventioneller Bereitstellungskosten andererseits (fossile Energieträgerpreise, Rückorientierung an den langfristigen Grenzkosten im Zuge des einsetzenden Kraftwerksersatzbedarfes, Einbeziehung von CO₂-Zertifikatspreisen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems; vgl. Abbildung 7.8).

Wie zahlreiche Untersuchungen zeigen (vgl. UBA 2002), ist aufbauend auf dieser Phase des Markteinstiegs erneuerbarer Energien eine stufenweise aber kontinuierliche Weiterentwicklung notwendig, wenn zur Mitte dieses Jahrhunderts die Strom- und Wärmebereitstellung mehrheitlich auf der Basis erneuerbarer Energien beruhen soll (Tabelle 7.3). Vor allem das zweite Jahrzehnt dieses Jahrhunderts wird noch geprägt sein müssen vom Einsatz energiepolitischer Instrumente zur Unterstützung des Marktausbaus erneuerbarer Energien.

Tabelle 7.3 : Fünfphasiges Programm des Ausbaus erneuerbarer Energien

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „Einstieg“ durch Zielvorgaben und wirksame, auf erneuerbare Energien zugeschnittene Instrumentenbündel;• 2010 – 2020: „Stabilisierung“ des Wachstums bei allmählicher Einbeziehung der Unterstützung erneuerbarer Energien in Instrumente des generellen Klimaschutzes;• 2020 – 2030: Vollwertige „Etablierung“ aller neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mit optimierten Beiträgen in den einzelnen Verbrauchssektoren und beginnende Nutzung kostengünstiger Potenziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum mittels einer Verbundversorgung für Strom;• 2030 – 2050: Beginnende „Dominanz“ erneuerbarer Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und beginnende Verwendung von regenerativem Wasserstoff• Nach 2050: Fortschreitende „Ablösung“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft. |
|---|

Energiepolitisch kommt dabei – geht man davon aus, dass aus der Palette der in Kapitel 7.2 beschriebenen Maßnahmen im Wärmebereich hinreichende Teile umgesetzt werden – wiederum der Fortentwicklung des energiepolitischen Handlungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine entscheidende Bedeutung zu, insbesondere weil hier im Rahmen einer insgesamt nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems überproportional hohe Versorgungsanteile von mehr als 70% bis zum Jahr 2050 erreicht werden müssen.

Gerade nach dem Jahr 2010 kommt es darauf an, die Chancen die sich aus dem ohnehin anstehenden Erneuerungsbedarf des Kraftwerksparks ergeben, konsequent zu nutzen. An-

demnächst besteht die Gefahr, dass durch langlebige Investitionen (z.B. in große Kondensationskraftwerke) auf Dauer Strukturen manifestiert werden. Darüber hinaus ist die Vorbereitung des Einstieges in einen Importpfad (Strom aus erneuerbaren Energien) von entscheidender Bedeutung, was insbesondere eine Intensivierung der Zusammenarbeit mit den Mittelmeeranrainerstaaten erfordert.

Während aus heutiger Sicht wenig Zweifel bestehen dürften, dass das EEG in dieser Dekade als maßgebliche Säule der Markteinführungspolitik unerlässlich ist, stellt sich danach in Abhängigkeit der Fortentwicklung der jeweiligen Nutzungsoptionen erneuerbarer Energien und ihrer bis dato erreichten Konkurrenzfähigkeit ggf. eine andere Situation dar, so dass dann möglicherweise auch andere Instrumente als das EEG die notwendigen Marktimpulse leisten können. Bis zum Ende der nächsten Dekade sollte vor allem auch auf europäischer Ebene ein einheitliches Fördersystem etabliert sein.

Einbeziehung in das EU-Emissionshandelssystem: Der Emissionshandel wie er nach den Vorgaben der EU (vgl. EU-Richtlinie zum Emissionshandelssystem) beginnend mit dem Jahr 2005 EU-weit eingeführt wird, setzt zunächst nur schwache und auch nur partiell wirkende Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien. Dies gilt in erster Linie für erneuerbare Energie-Optionen, die bisher nicht unter den Geltungsbereich des EEG fallen (z.B. Biomassezufuhr) und in Kombination mit fossilen Kraftwerken eingesetzt werden können.

Im Rahmen des zum Jahr 2005 in Kraft tretenden Emissionshandelssystems entstehen zunächst vor allem indirekte Anreize für erneuerbare Energien, in dem Strom aus konventionellen, kohlenstoffhaltigen Energiequellen ggf. teurer wird. Dabei ist zu beachten, dass je nach konkreter Ausgestaltung der im Nationalen Allokationsplan festgehaltenen Verteilungsregeln der Emissionsrechte auf die Strom erzeugenden Anlagen nur ein Teil der Gesamtemissionen der Kraftwerke durch Zukauf von Zertifikaten abgedeckt werden muss. Nach derzeitigem Kenntnisstand werden vor allem in der Anfangsphase die Emissionsrechte nach dem sog. Grandfathering-Prinzip kostenfrei auf die Anlagen verteilt. Demnach ist zu unterscheiden zwischen dem Preis, der sich für CO₂-Zertifikate auf dem Markt ergibt und der tatsächlichen auf die Gesamtemissionen der Kraftwerke umgerechneten Kostenbelastung, die zum Teil deutlich darunter liegen kann.

Grundsätzlich besitzt das Emissionshandelssystem aber Öffnungsmöglichkeiten (sog. Opt-in-Klauseln), so dass mittelfristig geprüft werden sollte, inwieweit EEG und Emissionshandel stärker zusammenwachsen können. Werden Maßnahmen aus dem Bereich erneuerbarer Energien CO₂-Gutschriften zugewiesen, könnten diese prinzipiell auf dem Zertifikatsmarkt gehandelt werden und die hierdurch entstehende Förderung durch eine Reduktion der Vergütungssätze innerhalb des EEG's kompensiert werden. Hierzu bedarf es einer vorherigen Klärung der in der EU-Richtlinie unspezifisch bleibenden Aspekte der Doppelförderung sowie der überhaupt im Rahmen der Opt-in Regeln formulierten Möglichkeiten der Ausweitung des Geltungsbereiches der Richtlinie.

Für die erneuerbaren Energien würden hierdurch allerdings erst bei vergleichsweise hohen Zertifikatspreisen signifikante Anreize resultieren. Bei der für das Jahr 2010 zu erwartenden Bandbreite von 5 bis 10 €/t CO₂ (vgl. ÖKO 2003) beliefen sich diese bei einem Vergleich mit einem modernen Kohlekraftwerk auf lediglich 0,4 bis 0,7 ct/kWh. Bei einer Spanne von 15 bis 30 €/t CO₂ wie sie im Jahr 2020 bei einer entsprechenden Ausgestaltung des Allokationsplanes möglich erscheinen, würde sich die Gutschrift zu 1,0 bis 2,1 ct/kWh bestimmen. Erst wenn sich die Zertifikatspreise in der Größenordnung der Kosten für CO₂-Entsorgungsoptionen bewegen, wie sie heute vorausgeschätzt werden können (30 bis 50 €/t CO₂), würden sich über diese Mechanismen starke Anreize (2,1 bis 4,9 ct/kWh) für den Ausbau erneuerbarer Energien entwickeln. Damit wäre eine Bandbreite erreicht, die zuzüglich der dann anlegbaren Kosten für die kWh Strom aus konventionellen Kraftwerken mit den heute durch das EEG gegebenen Anreizen vergleichbar sind (Abbildung 7.8).

Das Emissionshandelssystem kann damit allenfalls längerfristig die durch das EEG heute getragenen Marktimpulse ersetzen. Zudem würde es lediglich für die bereits in der Nähe der

Wirtschaftlichkeit befindlichen Optionen hinreichende Ansätze bieten, nicht aber für auch längerfristig noch durch hohe Differenzkosten gekennzeichnete Technologien (Abbildung 7.9).

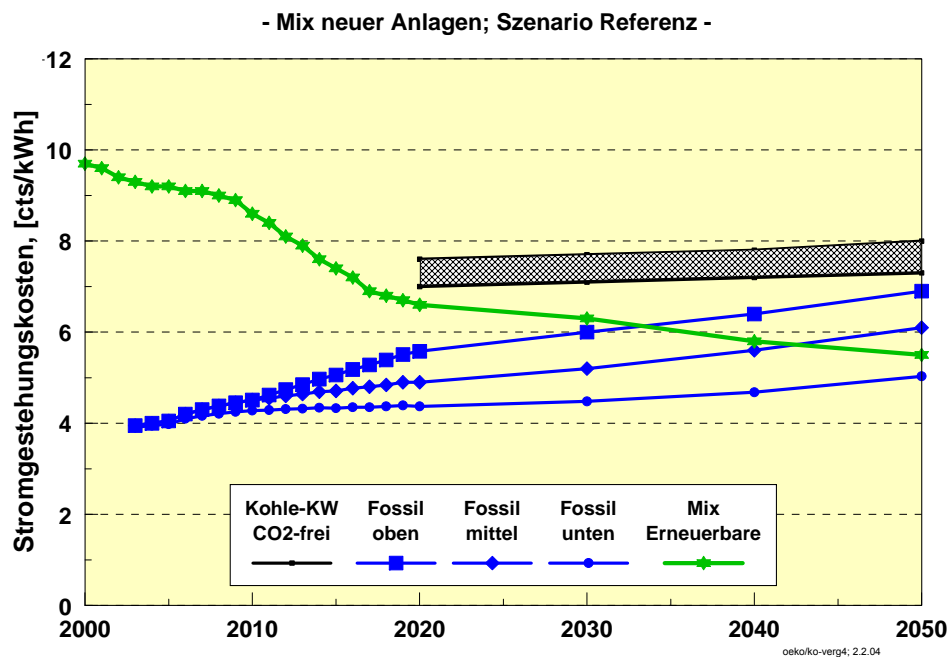


Abbildung 7.8: Stromgestehungskosten fossiler Neuanlagen in der Referenzentwicklung für die drei Preisvarianten, Kostenabschätzung für Kohle-Kraftwerke mit CO₂-Rückhaltung und Kosten eines repräsentativen Mixes an erneuerbaren Energien (obere Preisvariante = mittlere Variante + 15 €/t CO₂-Aufschlag)

Etablierung eines allgemeinen Emissionshandelssystem: Perspektivisch könnte sich aus dem EU-Handelssystem auch ein allgemeiner CO₂-Handel entwickeln, in dem nicht nur große Punktemittenten (derzeitige Anlagengröße > 20 MW_{th}) und spezifische Branchen (über Opt-in Vereinbarungen) einbezogen werden, sondern alle CO₂-Quellen betrachtet werden. Aus der ökonomischen Theorie heraus wäre zu erwarten, dass sich in diesem Fall aufgrund der starken Konkurrenzbeziehungen geringere CO₂-Zertifikatspreise einstellen würden, als bei dem zuvor diskutierten begrenzten Handelssystem, mithin hierdurch für die erneuerbaren Energien auch noch geringere Anreize entwickeln würden. Ob dies tatsächlich der Fall sein würde, hängt entscheidend vom Verhältnis der Reduktionsverpflichtungen der am EU-Handelssystem beteiligten Branchen zu dem auf das Gesamtsystem bezogenen Minderungsvorgaben ab. Zudem spielen Hemmnisse, die insbesondere der Umsetzung günstiger Minderungsmaßnahmen im privaten und gewerblichen Bereich gegenüber stehen, für die Zertifikatspreisentwicklung eine entscheidende Rolle.

EU-einheitliche Regelungen für Strom: Gemäß der EU-Richtlinie über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt ist bis Ende 2005 ein erster Erfahrungsbericht über den Entwicklungsstand und die Erfahrungen mit unterschiedlichen Unterstützungssystemen in den Mitgliedsstaaten vorzulegen. Je nach Ergebnissen ist vorstellbar, dass es mittelfristig (Zeitraum nach 2010/11) zu einer europaweiten Harmonisierung der Fördermodelle kommen kann. Welche Form diese einheitliche Regelung dann haben wird, ist weitgehend unklar. Aus heutiger Sicht ist dabei zu berücksichtigen, dass sich mit dem EEG und vergleichbaren Ansätzen anderer Länder die Fördermodelle auf der Basis

fixer Vergütungssätze gegenüber Zertifikatsmodellen (handelbare Zertifikate) und Ausschreibungssystemen als durchweg erfolgreich dargestellt haben.

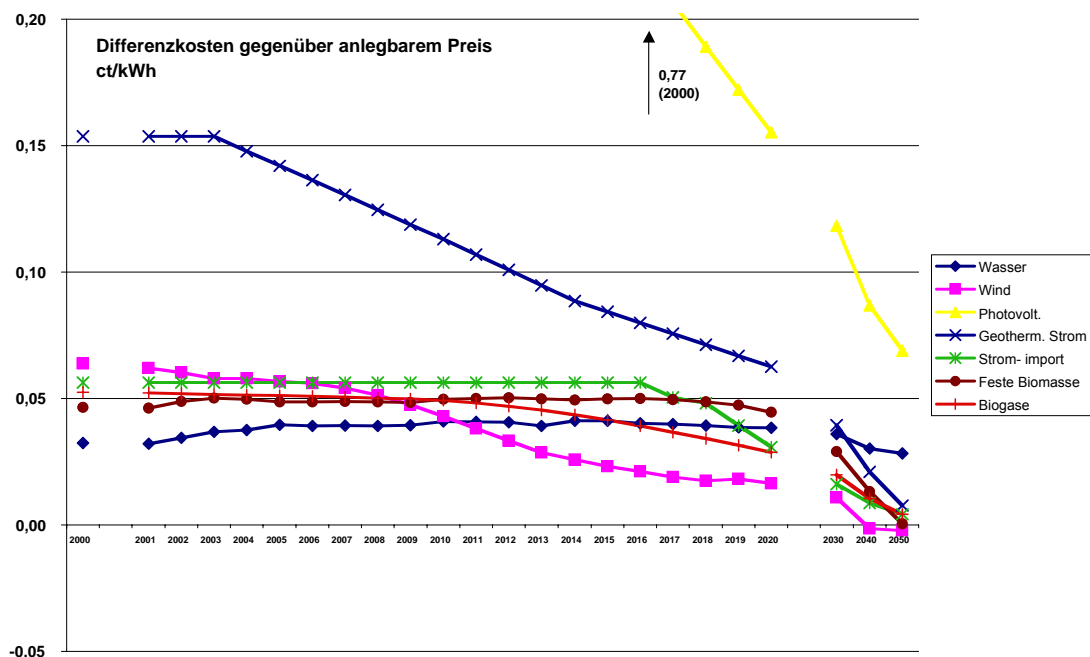


Abbildung 7.9: Mögliche Entwicklung der Differenzkosten gegenüber dem anlegbaren Preis der konventionellen Stromerzeugung (vgl. auch Abbildung 6.26 und Abbildung 6.32).

Die in Großbritannien über viele Jahre durchgeführten Ausschreibungsmodelle haben zu nur suboptimalen Ergebnissen geführt. Dies betrifft vor allem den Zielerreichungsgrad in Bezug auf die ausgeschriebenen Mengen. Viele der zu Niedrigpreisen kalkulierten Angebote konnten seitens der potenziellen Betreiber nicht gehalten werden und wurden zurückgezogen. Darüber hinaus führten Engpässe in Planung und Probleme bei der Genehmigung durch Widerstände in einigen der betroffenen Kommunen zu einem Versagen des Ausschreibungsmodells. Lediglich 762 MW (d. h. 21%) der bis März 2000 in verschiedenen Ausschreibungsrunden avisierten Gesamtleistung von 3.639 MW konnten bis zu diesem Zeitpunkt tatsächlich realisiert werden. Als besonders problematisch hat sich dabei die fehlende Planungssicherheit für die potenziellen Betreiber gezeigt. Darüber hinaus ist das Verfahren wenig geeignet für kleinere, private Betreiber und schließt damit eine wesentliche Akteursgruppe aus. Letztlich hat das Verfahren auch industriepolitische Nachteile, da aufgrund der fehlenden Konstanz keine stabile inländische Nachfrage generiert werden konnte und sich eine heimische Herstellerindustrie so nicht etablieren konnte.

Im Gegensatz dazu liegen für mengenbasierte Quotenregelungen bisher nur wenig Erfahrungen vor, auch wenn mit z.B. Großbritannien¹⁴, Italien und Polen bereits mehrere Länder solche Modelle eingeführt haben. Dabei erscheinen aber auch hier insbesondere Gesichtspunkte der Investitionssicherheit privater Verbraucher und die nur eingeschränkte technologische Wirkung von Vergütungsmodellen als entscheidende Knackpunkte. Die ersten Erfahrungen mit dem englischen Modell zeigen, dass mit resultierenden Zertifikatspreisen für Strom aus Windenergieanlagen von 11 ct/kWh bisher trotz besserer Windbedingungen keine gegenüber dem EEG geringeren Vergütungssätze (derzeit maximal 8,9 ct/kWh für Neuanla-

¹⁴ In Großbritannien ist mittlerweile mit der Einführung eines Quotensystems im Jahre 2002 (Renewable Obligation 2002, die Mindestquoten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von zunächst 3% im Jahr 2003 ansteigend bis auf 10,4% im Jahr 2010 vorgibt) von Ausschreibungsmodellen abgerückt worden.

gen) erreicht werden konnten; in Italien wird der Zertifikatspreis sogar mit 13 ct/kWh angegeben (vgl. hierzu www.plats.com, www.ilex.co.uk). Die erhofften Effizienzgewinne bleiben bei diesen Ausgestaltungsformen der Mengenregelung demnach bisher anscheinend aus.

Vorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien am Kapazitätszubau: Besonders interessant erscheinen aus heutiger Sicht Vorgaben, dass alle Stromversorger verpflichtet werden, einen bestimmten festgesetzten Teil der neu errichteten Kraftwerkskapazität als solche Kapazitäten zu planen, die Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen. Im Verbund mit dem spätestens ab dem Jahr 2010 in Deutschland (und europaweit) einsetzenden Kraftwerkserneuerungs- und –ersatzbedarf könnte dies zu einem weiteren deutlichen Ausbaus führen. Mit dieser direkten Kopplung an den konventionellen Neubaubedarf würde zugleich das heute häufig gebrauchte Gegenargument, das über das EEG der Ausbau von Kraftwerkskapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien in übersättigten Märkten begünstigt würde, entkräftet werden können. Die Energieerzeugungsunternehmen würden noch stärker als heute direkt in die Pflicht genommen, eigene Anlagen zu planen, zu errichten und letztlich zu betreiben und hierbei vor allem Anreize erhalten, möglichst günstige Einheiten zu realisieren. Zu verbinden wäre das Modell mit einer verbraucherseitigen Regelung, die sicherstellt, dass der zusätzlich bereitgestellte Strom auch abgesetzt werden kann.

Übergang auf eine kombinierte Festpreis-/Marktpreisregelung: Bei einem deutlich ausweiteten Marktanteil, insbesondere bezogen auf einzelne Energieformen (z. B. die Windenergie), ist auch ein Übergang auf eine kombinierte Festpreis-/Marktpreisregelung denkbar, die stärker wettbewerbliche Elemente enthält (Gewährung eines festen, zeitlich degressiven Bonus zusätzlich zum Marktpreis sowie ggf. weiterer Vergünstigungen, z. B. Einbeziehung in Ausnahmeregelungen bei der Stromsteuer). Ein vergleichbarer Mechanismus ist derzeit im KWK-Gesetz implementiert. Perspektivisch könnte eine solche Regelung den Übergang auf einen reinen CO₂-Zertifikatsmarkt (mit dann allerdings vom Markt bestimmten Gutschriften) vorbereiten. Ähnlich wie bei mengengestützten Modellen dürften sich auch bei einer derartigen Regelung vor allem professionelle Betreiber durchsetzen, die das höhere Preisrisiko tragen und den höheren Transaktionsaufwand aufgrund ihrer Erfahrungen abdecken können. Da ab dem Jahr 2010 ein großer Teil des privaten Betreibermarktes bereits ausgeschöpft sein dürfte, wäre dies unter der Voraussetzung eines Bestandschutzes für die bestehenden (privaten) Anlagen dann ggf. kein grundsätzliches Problem mehr.

Ähnlich wie derzeit in Spanien kann in der Übergangsphase auch ein Wahlrecht zwischen beiden Modellen (Fixpreis oder Marktpreis/Bonus) vereinbart werden. Vor der Einführung einer derartigen Regelung sollten aber die Erfahrungen aus dem KWK-Gesetz ausgewertet werden. Hier hat die Einführung eines Bonus für Kleinanlagen dazu geführt, dass die von den Unternehmen gewährte Einspeisevergütung gegenüber dem Vorgesetzeszustand zum Teil deutlich (70% und mehr) reduziert wurde, so dass Betreibern heute kaum bessere Konditionen zur Verfügung stehen als vor Umsetzung des Gesetzes.

7.4 Einbettung in das europäische und internationale Umfeld

Mit der erfolgreichen Umsetzung verschiedener Markteinführungsinstrumente, insbesondere aber mit dem über das EEG induzierten dynamischen Wachstum im Bereich der Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien, ist Deutschland europaweit wesentlicher Vorreiter in der Nutzung erneuerbarer Energien. Allerdings haben die erfolgreichen Maßnahmen in vielen Nachbarländern, aber auch im internationalen Umfeld, insgesamt mittlerweile viele Nachahmer gefunden (vgl. Tabelle 7.4). Einige Länder haben dabei das EEG auf ihre jeweiligen Verhältnisse adaptiert.

Tabelle 7.4: Übersicht über Fördermodelle für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien in Deutschland und anderen Ländern (Stand Oktober 2002, eigene Erhebungen, Reiche 2002)

<p>Deutschland: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) legt für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie, solare Strahlungsenergie) die Zahlung eines fixen Vergütungssatzes mit einer gesicherten Laufzeit fest. Die Höhe der Vergütungssätze wird nach der jeweiligen Technologie und z.T. nach Standortbedingungen differenziert. Für die Vergütung zukünftig in Betrieb genommener Anlagen sind im EEG unterschiedliche Degressionsfaktoren festgelegt.</p> <p>Frankreich: Stromeinspeisungsgesetz seit Juni 2001 – für die Windenergie weitgehend nach deutschem Vorbild</p> <p>Spanien: Einspeisevergütung (auch für Strom aus solarthermischen Kraftwerken), Wahlmöglichkeit zwischen festem Vergütungssatz und einem Marktpreis-/Bonus-Mischsystem</p> <p>Griechenland: Einspeisevergütung (derzeit 90% des üblichen Verbrauchspreises, Energieversorger erhalten 70%)</p> <p>Portugal: standortbezogene Einspeisevergütung</p> <p>Schweden: fixe Einspeisevergütung von z. Zt. 4,4 ct/kWh für die Windenergieeinspeisung</p> <p>Niederlande: Mischsystem aus Einspeisevergütung und der Vergabe von Zertifikaten (offen auch für REG-Stromimport), die Berechtigung sind für eine Steuererleichterung; diverse andere direkte bzw. indirekte Fördermodelle (z. B. Initiative für „cleaner coal“, die starke Anreize für eine Biomassezufuhrung setzt).</p> <p>Österreich: Einspeisevergütung im Rahmen des seit 2003 gültigen Ökostromgesetzes (für neue Windkraftwerke derzeit 7,8 ct/kWh) mit der Zielsetzung der Erhöhung des „Ökostromanteils“ von derzeit weniger als 1% auf mehr als 4% im Jahr 2008.</p> <p>Schweiz: Lenkungsabgabe für Atomstrom zur Förderung der erneuerbaren Energien, zusätzliche Vorbereitung der Einführung einer Einspeisevergütung</p> <p>Dänemark: derzeitiger Windenergieanteil rund 17%, bis 2001 Einspeisevergütung mit zunehmend verschlechterten Bedingungen (für Neuanlagen im Windenergiebereich wird zusätzlich zum Marktpreis lediglich ein Bonus gezahlt, so dass eine Gesamtvergütung von 3,3 bis 5,7 ct/kWh resultiert), mit dem Regierungswechsel Ablösung durch einen reinen Marktmechanismus</p> <p>Großbritannien: Seit 2001 Quotenmodell (Zielquote von voraussichtlich 10% bis 2010), zuvor verschiedene wenig effiziente Ausschreibungsrunden</p> <p>Belgien: Quotenmodell mit Zertifikatsregelung (garantierter Mindestpreis 5 ct/kWh, progressive Unterschreitungspreise von 10 ct/kWh in 2003 und 12,5 ct/kWh in 2004)</p> <p>Italien: Quote von 2% für die Stromerzeugungsunternehmen, verbraucherseitige Absicherung durch verpflichtendes Mengenmodell (grüne Zertifikate)</p> <p>Irland: Ausschreibungsrunden, Steuervergünstigungen, mittelfristig soll ein Markt für „grünen Strom“ implementiert werden</p> <p>Japan: Feste Einspeisevergütung für die Windenergie über 17 Jahre, Zuschüsse (z. B. von bis zu 30% der Projektkosten für die Windenergie), in der Diskussion ist eine Quote für die Energieversorgungsunternehmen</p> <p>USA: steuerliches Anreizsystem (z. B. Steuerbefreiung auf Windstrom – production tax credit von 0,017\$/kwh), Quotenmodell für die Energieversorgungsunternehmen befindet sich in der Diskussion (Renewable Portfolio Standard)</p> <p>Australien: Pflichtquote für Strom aus erneuerbaren Energien von 2% bis zum Jahr 2010 (MRET: Mandatory Renewable Energy Target“)</p>

Im Bereich der Stromerzeugung ist Deutschland gut aufgestellt und dürfte mit der im Dezember 2003 durch das Bundeskabinett beschlossenen Umsetzung der Novellierung des EEG die in der EU-Richtlinie 2001/77/EG (Förderung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energiequellen im Strombinnenmarkt) vorgegebene Zielmarke von 12,5% Stromerzeugungsanteil im Jahr 2010 erreichen können. Mit einem Anstieg des relativen Anteils von 4,5% in 1997 (dem Ausgangspunkt der Zielsetzung Verdopplung der EU) auf knapp 8% im Jahr 2003 ist ein erster wichtiger Schritt gemacht. Allerdings wird die Zielsetzung allein durch trendgemäßes Verhalten nicht zu erreichen sein, im Business as Usual Szenario der Enquête-Kommission wird den erneuerbaren Energien trotz eines erheblichen Wachstums im Bereich der Windenergie für das Jahr 2010 nur ein Anteil von 10,7% an der Stromerzeugung zugewiesen, die nationale Zielsetzung von 12,5% mithin verfehlt (vgl. Abbildung 7.10).

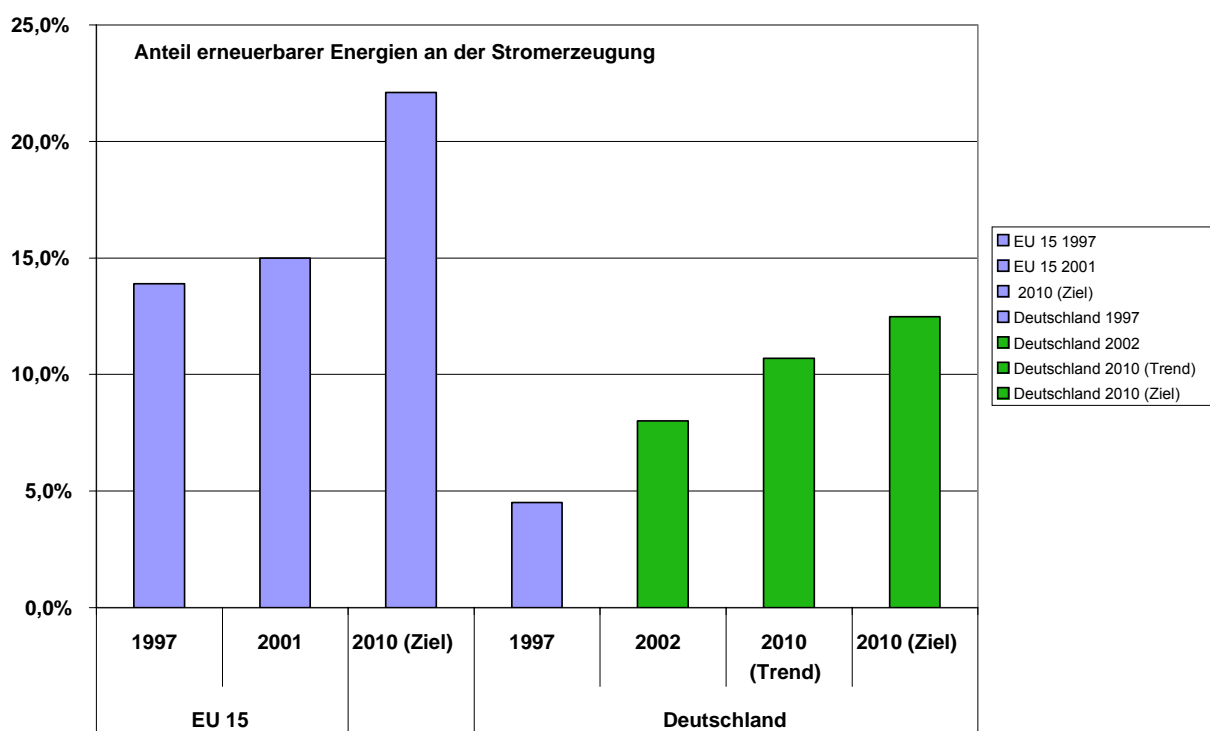


Abbildung 7.10: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (eigene Berechnungen nach Enquête 2002, Capros 2003)

Andere Länder sind allerdings unter Trendbedingungen (in die für die deutsche Betrachtung auch die bisherige Dynamik mit eingeht) und erst recht bezogen auf den bisher erreichten Status deutlich weiter von der Zielsetzung entfernt. Dies gilt auch für die EU als Ganzes, die ihren Stromerzeugungsanteil nicht zuletzt wegen des deutschen Beitrags zwar von 13,9% in 1997 auf etwa 15% in 2001 steigern konnte. Im Vergleich zur Zielmarke von 22,1% klafft aber noch eine erhebliche Lücke. In verschiedenen Studien wird heute nachdrücklich darauf hingewiesen, dass die meisten europäischen Länder mit Ausnahme von Deutschland die in der EU-Richtlinie dargelegten Ziele deutlich verfehlen werden, wenn nicht zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden (vgl. ISI 2004, EREF 2002). Zum Teil sind noch nicht einmal die in der EU-Richtlinie genannten Ziele in nationale Ausbauziele überführt worden (z.B. Italien, Belgien). Nach den vorliegenden Analysen drohen auch ehemals besonders erfolgreiche Länder wie Dänemark, dessen Politik sich in den letzten Jahren in Bezug auf die erneuerbaren Energien dramatisch geändert hat, die angestrebten Ziele deutlich zu verfehlen (EREF 2002). Dies zeigt noch einmal deutlich, welche Bedeutung einer kontinuierlichen Förder- und Markteinführungspolitik zukommt.

Dabei hat die europäische Union schon mit dem Weißbuch für erneuerbare Energien in 1997 relativ frühzeitig konkrete Zielvorgaben definiert, die mit der Richtlinie über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien noch einmal spezifiziert wurden und auch

durch verschiedene andere Richtlinien und Papiere Unterstützung erfahren haben (z.B. Grünbuch für Versorgungssicherheit, Directive für die Förderung der Nutzung von Biokraftstoffen). Im Vergleich zum Weißbuch gibt es in Bezug auf die Zielerreichung die größten Abweichungen derzeit noch bei der fotovoltaischen Stromerzeugung. Von europäischer Seite sind aber gerade hier neue Impulse zu erwarten, da die Fotovoltaik, neben den Brennstoffzellen, „clean coal“ - Technologien und dem Wasserstoff zu den Schwerpunkttechnologiefeldern der Zukunft gezählt werden und eine besondere Unterstützung erhalten sollen, wie in den jüngsten Mitteilungen der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über die Stimulation von Technologien für eine nachhaltige Entwicklung (ein Aktionsplan für Umwelttechnologie in der EU) dargestellt ist. Darüber hinaus wird hier darauf hingewiesen, dass die positiven deutschen Erfahrungen mit der erfolgreichen Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen der europäischen Entwicklung stärker aufgegriffen werden sollen.

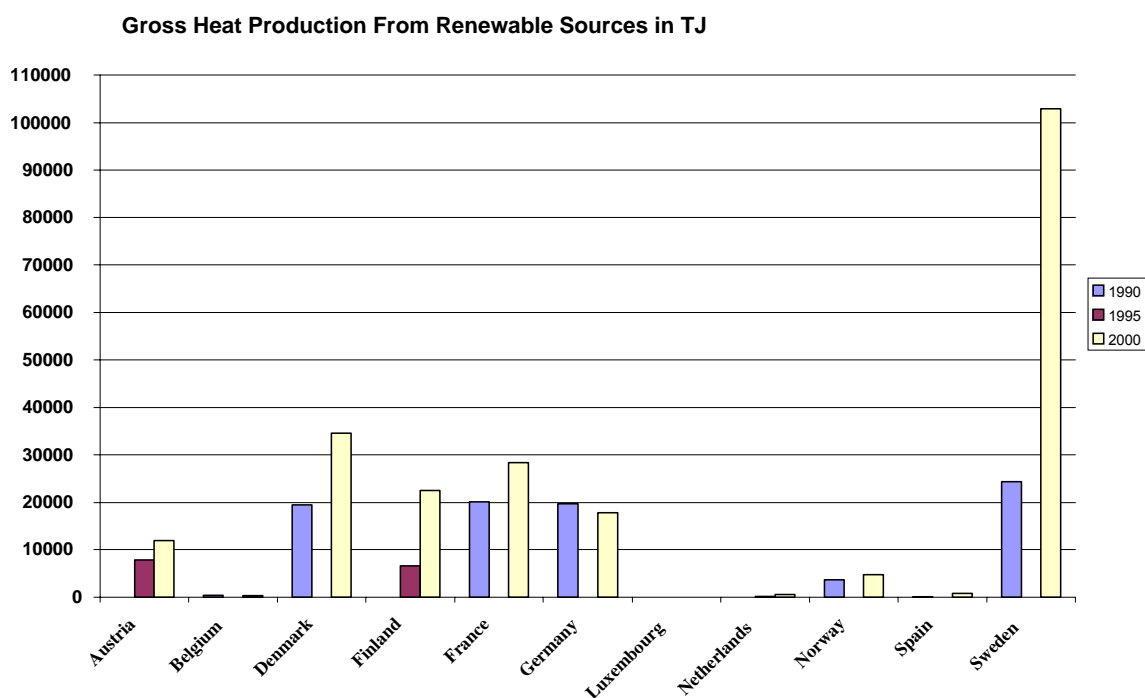


Abbildung 7.11: Entwicklung der Wärmebereitstellung in der EU auf der Basis erneuerbarer Energien¹⁵ nach IEA-Statistiken)

Während Deutschland im Strommarkt damit europaweit Maßstäbe setzt und auch in Bezug auf die Herstellungskapazitäten für Biokraftstoffe eine führende Position einnimmt (die mit der beschlossenen Steuerbefreiung gefestigt werden dürfte), sind andere Länder in Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung deutlich weiter. Dies gilt insbesondere für die skandinavischen Länder (insbesondere Schweden mit einer etwa Verachtfachung der Wärmebereitstellung auf der Basis von festförmigen biogenen Energieträgern in den 1990er Jahren) aber auch für z.B. Österreich und vor allem in Bezug auf die seit 1990 erreichten Zuwächse (vgl. Abbildung 7.11). Hier besteht Nachholbedarf. Dies macht noch einmal die Bedeutung der Einführung eines vergleichbar erfolgreichen Markteinführungsinstrumentes wie das EEG auf der Seite der Wärmebereitstellung deutlich (siehe Anhang 9.2).

¹⁵ Inkl. Müll, dies erklärt auch den Rückgang des Beitrages in Deutschland, der vor allem aus einer rückläufigen Wärmebereitstellung aus Abfällen zurückzuführen ist, während die direkte Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien außerhalb der Abfallwirtschaft zunahm..

8 Literatur

- Alsema 1996 E. A. Alsema, Environmental Aspects of Solar Cell Modules. Report nr. 96074, ISBN 90-73958-17-2. Utrecht 1996, Utrecht University, Dept. of Science, Technology and Society
- Alsema 2000 E. A. Alsema: "Energy Pay-back Time and CO2 Emissions of PV Systems." Prog. Photovolt. Res. Appl. 8 (2000): 17-25
- Amman 2003 G. Knies, U. Möller, F. Trieb u.a.: „Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC)“, Paper for Arab Thought Forum and Club of Rome, Amman 2003
- Andersson 2000 B. A. Andersson: "Materials Availability for Large-Scale Thin-film Photovoltaics." Prog. Photovolt. Res. Appl. 8 (2000): 51-76
- Anemos 2002 Anemos project: Development of a Next generation Wind Resource Forecasting System for the large scale Integration of onshore and offshore Wind Farms, Kick-off-meeting des EU-Projektes, Sophia Antipoles, 2002
- ANTEC 1999 ANTEC: Ganzheitliche ökologische Bewertung der CTS-Technik nach dem ANTEC-Verfahren. Stuttgart, debis Systemhaus Industry GmbH 1999.
- Brauch 1997 H.G. Brauch (Hrsg.): „Energiepolitik“, Springer, Berlin, Heidelberg, 1997
- BBE 2002 P. Heinrich, B. Jahraus, „Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Gutachten im Auftrag der Bundesinitiative BioEnergie. Fichtner, Stuttgart 2002
- BDSV 2002 Kennzahlen der deutschen Stahlrecycling-Wirtschaft. Pressemitteilung des Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V. 22.2.2002
- Becker et al. 2000 M. Becker, W. Meinecke, C. Sattler: Konzentrierende Solarsysteme und Solare Chemie, BWK, Bd. 52, Nr. 4, 2000
- Bergen 2001 F. Bergen: Untersuchungen zum Einfluss der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen auf Vögel im Binnenland. Dissertation. Ruhr Universität Bochum, 2001
- BFH 2001 Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft: Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland; M. Dieter/H. Englert (Hrsg.), Hamburg, 2001
- BFH 2002 Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (Hrsg.): Holzbilanz 2000 für die Bundesrepublik Deutschland; M. Dieter, Hamburg, 2002
- BfN 2000 Empfehlungen des Bundesamtes für Naturschutz zu naturschutzverträglichen Windkraftanlagen. Projektgruppe „Windenergienutzung“, Bundesamt für Naturschutz, Bonn, 2000
- BGR 2003 Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover 2003
- BINE 1998 S. Hinz, F. Meyer: Solarthermische Kraftwerke, BINE Informationsdienst des Fachinformationszentrums Karlsruhe, Blatt Nr. 8, 1998
- BINE 2002 Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. themen info III/02. BINE-Informationsdienst. Bonn 2002
- Biollaz 2003 S. Biollaz u.a. „Ecogas – Methan aus Holz“. Bericht des Paul Scherrer Instituts, Villigen/Schweiz, September 2003.
- Biomasse-ZIP 2004 U. Fritsche, A. Heinz, F. Baur, D. Thraen, M. Pehnt, Arbeitspapier „Zukunftstechnologien für Szenarien“, im Rahmen des Projektes Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“, Darmstadt 2004.

- Biomasse-ZIP 2004 Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Projekt im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms des BMU, Ökoinstitut, FhG Oberhausen, IFEU Heidelberg, IZES Saarbrücken, TU Braunschweig, TU München 2001-2004, Arbeitspapier „Vorläufige Ergebnisse der Szenarien und erste Empfehlungen zur Umsetzung“, Januar 2004
- BMU 2002a Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Fachtagung Umwelt und Erneuerbare Energien – Aktuelle Schwerpunkte des BMU zur Forschung und Entwicklung. 4./5. Februar 2002, Berlin
- BMU 2002b M. Pehnt, S. Gärtner, G. Reinhardt, R. Schmidt, P. Viebahn: Einzeltechnologische Beschreibung und Bewertung – Ökobilanzen. Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Zweiter Zwischenbericht. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, DLR, IFEU, WI 2002
- BMU 2003 Erneuerbare Energien in Zahlen. Stand März 2003. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2003
- BMU/UBA 2002 Nachhaltige Entwicklung in Deutschland – die Zukunft dauerhaft umweltgerecht gestalten. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002.
- BMWi 2002 BMWI: Erfahrungsbericht EEG: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Berlin, 2002
- Böhnke 1997 M. Böhnke: Bilanzierung der Stoff- und Energieströme von solarthermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung. Stuttgart. 1997
- Borken et al. 1999 J. Borken; A. Patyk; G. A. Reinhardt: Basisdaten für ökologische Bilanzierungen. Einsatz von Nutzfahrzeugen in Transport, Landwirtschaft und Bergbau. Verlag Vieweg. Braunschweig / Wiesbaden 1999
- Breuer & Sudbeck 2001 W. Breuer, P. Sudbeck: Standortplanungen von Windenergieanlagen in Niedersachsen – Anforderungen und Erfahrungen hinsichtlich des Schutzes bedeutender Vogellebensräume. Vortrag auf der Fachtagung „Windenergie und Vögel – Ausmaß und Bewältigung eines Konfliktes“ am 29./30.11.2001 in Berlin.
- Brischke 2004 L.-A. Brischke: Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Anteilen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehrknoten-Netzes. Dissertation Universität Stuttgart 2004.
- Brundtland 1987 G. H. Brundtland, V. Hauff, Unsere gemeinsame Zukunft, Eggenkamp-Verlag, Greven 1987.
- Buck et al. 2000 R. Buck, E. Lüpfer, F. Tellez: Receiver for Solar Hybrid Gas Turbine and Combined Cycle Systems (REFOS), Proceedings der IEA Solar Thermal 2000 Conference, Sydney 2000
- Bundesregierung 2002a Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Strategiepapier erarbeitet unter Beteiligung des BMU, BMWi, BMVBW, BMVEL, BMVg, dena. Berlin, 2002
- Bundesregierung 2002b Perspektiven für Deutschland. Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung.
http://www.dialognachhaltigkeit.de/downloads/Perspektiven_komplett.pdf
2002
- Caspari 2003 D. Caspari: Szenarien der Entwicklung solarthermischer Wärmeerzeugung zur Versorgung von Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland mit Raumwärme und Warmwasser bis zum Jahr 2050. Vom DLR betreute Diplomarbeit an der Technischen Universität Darmstadt, Oktober 2003.
- Capros 2003 Capros, P. et al.: European Energy and Transport Trends to 2030. Study conducted for the European Commission (DG Energy and Transport),

- Brussels, 2003.
- Chataignere u. Le Boulch 2003 A. Chataignere, D. Le Boulch: Wind Turbine Systems. Interim Report for EU contract ENG2-CT-2001-00520 "Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future power systems in Europe "(EC-LIPSE), EDF R&D, Paris, 2003
- Cohen et al. 1999 G. Cohen, D. Kearney, G. Kolb: Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants. Springfield. 1999.
- Cremer/Kleemann 2001 C. Cremer, M. Kleemann u.a.: „Systematisierung der Potenziale und Optionen zur Minderung von Emissionen“ Bericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ ISI Karlsruhe, FZ Jülich, Karlsruhe, Jülich, Juli 2001
- Crowther & Evans 1986 R.E. Crowther & J. Evans: Coppice. – Forestry Commission Leaflet no. 83, 23 S., HMSO: London, 1986
- Dany 2000 Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Dissertation Universität Aachen, Aachen, 2000
- Dany 2002 Dany, G., Boullion, H.: Ausgleichsleistungs- und -energiebedarf in Regelen mit hohem Windenergieanteil, Vortrag auf der Net World 2002, Aachen, Hannover, 2002
- De Moor et al. 2003 H. de Moor, G. Schaeffer, A. Seebregts, L. Beurskens, M. Durstewitz, E. Alsema, W. van Sark, H. Laukamp, P. Boulanger, C. Zuccaro: Experience curve approach for more effective policy instruments. Energy Research Center of the Netherlands (ECN), Petten, 2003
- Dengler 1990 A. Dengler: Waldbau. Zweiter Band. – Parey, Hamburg und Berlin, 1990
- Deuster 1986 K.O. v. Deuster: Die Mittelwaldwirtschaft kann ordnungsgemäße Forstwirtschaft sein. – AFZ Heft 47: 1172-1173., 1986
- Dienhart et al. 2001 M. Dienhart, R. Fürstenberg, Z. Alkan, S. Briem und R. Quinkertz: Treibhausgasemissionen der Wasserkraftnutzung. Interner Bericht oo-2 im Teilprojekt „Energiebereitstellung“ im SFB 525, Ressourcenorientierte Gesamtbetrachtung von Stoffströmen metallischer Rohstoffe. Aachen 2001, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen
- DIN 14040 ff. Deutsches Institut für Normung (DIN) (Hrsg.): DIN EN ISO 14040 bis 14043. Deutsche Normen. Beuth Verlag, Berlin 1997 bis 2000
- DLR, WI 2000 Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), Wuppertal Institut (WI): Nitsch, J.; Fishedick, M. u. a.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Stuttgart, Wuppertal, 2000
- Dones und Frischknecht 1998 R. Dones und R. Frischknecht: "Life-cycle Assessment of Photovoltaic Systems: Results of Swiss Studies on Energy Chains." Prog. Photovolt. Res. Appl. 6 (1998): 117-125
- Dreier 2001 Th. Dreier: „Ganzheitliche Systemanalyse und Potenziale biogener Kraftstoffe“. Herrsching, E&M-Verlag, 2001
- Dreier/Wagner 2001 Th. Dreier, U. Wagner: „Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft“, Teile 1 – 3, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 52 (2000), Nr.12 und Bd.53 (2001), Nr. 3, Nr. 6
- Durstewitz et al. 2001 M. Durstewitz, C. Enßlin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: Windenergie Report Deutschland 2001.ISET, Kassel, 2001.
- EAA 2000 Environmental Profile Report for the European Aluminium Industry, European Aluminium Association (EAA), April 2000
- Eck et al. 2002 M. Eck, M. Eickhoff, K. Hennecke, J. León, H.D. Weyers, L. Valenzuela, E. Zarza:: The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Trough Systems. Operation and Maintenance Experience and Update on Project

- Status. In: ASME (American Society of Mechanical Engineers) (Hrsg.): Fairfield, NY: ASME. ISSN 0199-6231. 124 (2) 126-133. 2002
- Eckhardt 1975 G. Eckhardt: Der Ausschlagwald und der "Staudenwald" in Österreich, ein Überblick über Ausmaße, Verteilung und Leistungsfähigkeit. – Informationsdienst der Forstl. Bundesversuchsanstalt Wien, 155. Folge: 109-112, 1975
- Edelmann et al. 2001 W. Edelmann, K. Schleiss, H. Engeli, U. Baier: Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. arbi GmbH, Engeli engineering, Hochschule Wädenswil. Bern 2001
- Enermodal 1999 Enermodal Engineering Ltd. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, World Bank/GEF, Washington D.C., 1999
- Engelenburg und Alsema 1994 B. C. W. v. Engelenburg und E. A. Alsema: Environmental Risks of Amorphous Silicon Solar Cell Modules. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference 1994, Amsterdam.
- Enquête 1994 Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“, Schlussbericht, Bundestagsdrucksache 12/8600, 31.10.1994
- Enquête 2002 Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Berlin, Dt. Bundestag, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002, 675 Seiten
- EREF 2002 European Renewable Energy Foundation: Missing Targets – How European Countries are failing to achieve ist renewable electricity targets, Brüssel, 2002
- ESU 1996 Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. R. Frischknecht et. al. Zürich 1996
- EWEA 2001 Wind Force 12 – a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. European Wind Energy Association, Greenpeace, 2001. <http://www.ewea.org/doc/WindForce12.pdf>
- Fachagentur 2003 „10 Jahre – Von der Forschung zum Markt.“ Broschüre der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow 2003.
- FfE 1998 A. Ampenberger, E. Hellriegel und D. Köhler: Massen- und Energiebilanzen für die Herstellung von CIS-Dünnschichtsolarmodulen. München 1998, Forschungsstelle für Energiewirtschaft
- ffu 2003 Forschungsstelle für Umweltpolitik (ffu): Bechberger, M. u. a. : Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt, FFU-report 01-2003, Berlin, 2003
- Fichtner 2003 Fichtner: Gutachten zur Berücksichtigung großer Laufwasserkraftwerke im EEG. Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, 2003
- Frankl et al. 1998 P. Frankl, A. Masini, M. Gamberale und D. Toccacelli: "Simplified Life-cycle Analysis of PV Systems in Buildings: Present Situation and Future Trends." Prog. Photovolt. Res. Appl. 6 (1998) : 137-146
- Frisson et al. 1998 L. Frisson, H. Hofkens, K. d. Clerqk, J. Nijs und A. Geeroms: Cost Effective Recycling of PV modules and the Impact on the Environment, Life Cycle, Energy Payback Time and Cost. Proceeding of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Wien 1998
- Fritsche et al. 2003 U. Fritsche, A. Heinz, F. Baur: Zukunftstechnologien für Szenarien. Arbeitspapier. Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Öko-Institut, Darmstadt, 2003
- Fthenakis et al. 1999 V. M. Fthenakis, S. C. Morris, P. D. Moskowitz und D. L. Morgan: "Toxicity of Cadmium Telluride, Copper Indium Diselenide, and Copper Gallium

- Diselenide." Prog. Photovolt. Res. Appl. 7 (1999): 489-497.
- Gagnon und Vate 1997 L. Gagnon und J. F. v. d. Vate: "Greenhouse Gas Emissions from Hydro-power – The State of Research in 1996." Energy Policy 25 (1997): 7-13
- GDA 2002 G. d. Aluminiumindustrie (2002): Recycling. www.aluinfo.de
- GEMIS 2001 Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme Version 4.07. Darmstadt, Freiburg 2001, Öko-Institut e. V.
- GEOSUM 2002 <http://www.mu.niedersachsen.de/GEOSUM/geosum.html>
- Hagedorn 1992 G. Hagedorn: Kumulierter Energieaufwand von Fotovoltaik- und Windkraftanlagen. Gräfeling, Techn. Verl. Resch 1992
- Harmon 2000 C. Harmon: Experience Curves of Photovoltaic Technology. IIASA Interim Report IR-00-014. IIASA, Laxenburg, March 2000.
- Hartmann 2001 D. Hartmann: Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2001
- Hartmann 2003 H. Hartmann: Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, 2003
- Hartmann u. Kaltschmitt 2002 H. Hartmann & M. Kaltschmitt (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. – Landwirtschaftsverlag Münster, 2002
- Haubrich 2002 Haubrich, H.-J.: Technische Grenzen der Einspeisung aus Windenergieanlagen, Zusammenfassung der Ergebnisse eines Gutachten für die E.ON Netz GmbH, Aachen, 2002
- Heinl, Heck et al. 2001 T. Heinl, T. Heck, G. Kaule, R. Friedrich, W. Krewitt, A. Voß: ARC/INFO-Daten. Materialien zum Landschaftsrahmenprogramm Baden-Württemberg. Erstellt durch das Institut für Landschaftsplanung und Ökologie und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart im Auftrag des Ministeriums Ländlicher Raum Baden-Württemberg und des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, 2001
- Helmer & Frahm 2003 H. Helmer, J. Frahm: Die Wasserrahmenrichtlinie aus landwirtschaftlicher Sicht. – UVP-Report 17 (3+4): 137-140, 2003
- HGF 2001 J. Nitsch, C. Rösch u.a.: Schlüsseltechnologie Erneuerbare Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, DLR Stuttgart, FZK Karlsruhe, Juli 2001
- Hirschl et al. 2002 B. Hirschl, E. Hoffmann, B. Zapfel, M. Hoppe-Kilper, M. Durstewitz, J. Bard: Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin, Kassel, April 2002
- Hoffmann 2002 E. Hoffmann, „Bioenergie“, in: B. Hirschl, E. Hoffmann, B. Zapfel, M. Hoppe-Kilper, M. Durstewitz, J. Bard, „Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energien“, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002.
- Hynes et al. 1994 K. M. Hynes, A. E. Baumann und R. Hill: An Assessment of the Environmental Impacts of Thin Film Cadmium Telluride Modules Based on Life Cycle Analysis. Proc. First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion 1994
- Ibenholt 2002 K. Ibenholt: Explaining learning curves for wind power. Energy Policy 30 (2002) 1181-1189.
- IEA 1998 IEA: Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables. Report and Annexes. www.iea.org/pubs/studies/files/benign/index.htm, International Energy Agency 1998
- IEA 2000 Experience Curves for Energy Technology Policy. International Energy Agency. OECD/IEA, Paris, 2000

- IEA 2001 World Energy Outlook. International Energy Agency. OECD/IEA, Paris, 2001
- IEA 2002 World Energy Outlook. International Energy Agency. OECD/IEA, Paris, 2002
- Ifeu 1999 A. Patyk und U. Höpfner, Ökologischer Vergleich von Kraftfahrzeugen mit verschiedenen Antriebsenergien unter besonderer Berücksichtigung der Brennstoffzelle. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Heidelberg, Institut für Energie- und Umweltforschung 1999
- IFEU-EU 2000 IFEU (Hrsg.): Bioenergy for Europe: Which Ones Fit Best? A Comparative Analysis for the Community. IFEU (coordinator) with BLT (A), CLM (NL), CRES (GR), CTI (I) , FAT/FAL (CH), INRA (F), TUD (DK). Supported by the European Commission, DG XII; 09/1998-08/2000.
- ILN 1996 Institut für Landschaftsökologie und Naturschutz: Gutachten zur Ausweisung von Eignungsräumen für die Windenergienutzung in den Regionalen Raumordnungsprogrammen von Mecklenburg-Vorpommern. Teil 1: Fachgutachten Windenergienutzung und Naturschutz. Greifswald, August 1996
- IPCC 2000 IPCC Special Report – Emission Scenarios. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2000.
- IPCC 2002 Climate Change 2001; Report 2; T. Morita, J. Robinson (Lead authors): Greenhouse gas emissions mitigation scenarios and implications. Intergovernmental Panel of Climate Change 2002. (Siehe auch: Special Report on Emission Scenarios. Working Group III: Mitigation of Climate Change, April 1999.)
- Irmer 2002 U. Irmer: Der ökologische Nutzen kleiner Wasserkraftanlagen – Klimaschutz versus Naturschutz. Präsentation während der Expertenanhörung Wasserkraft und Naturschutz, DLR, Stuttgart, April 2002
- ISI 2004 Studie des Fraunhofer Institut für Innovationsforschung (ISI) für die EU-Kommission (vgl. www.ecoreporter.de/index.php?action=_n9212)
- Isselbacher & Isselbacher 2001 K. Isselbacher, T. Isselbacher: Windenergieanlagen. In: RICHARZ, K., E. BEZZEL & M. HORMAN (Hrsg.): Taschenbuch für Vogelschutz. Aula Verlag, Wiesbaden, 2001
- Isselbacher & Isselbacher 2002 K. Isselbacher, T. Isselbacher: Konfliktfeld Vogelschutz und Windenergie in Rheinland-Pfalz - Störwirkungen und Gegenmaßnahmen. Gutachten LfUG Rheinland-Pfalz, 2002
- Jahrbuch 2003 F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Biberstein-Verlag, Radebeul, 2003.
- Jensen 2002 Jensen, J. K.: Integrating CHP and Wind Power: how western Denmark is leading the way, Cogeneration and On-Site Power Production, Heft 11/12, 2002
- Jochem 1999 E. Jochem, H. Bradke u.a.: „Analyse vorliegender Arbeit zu Potenzialen und Strategien der Einsparung elektrischer Energie in Deutschland“, Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung, ISI Karlsruhe, Dezember 1999
- Johannson et.al 1993 T. B. Johannson, H. Kelly et al.: Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity. Island Press, Washington DC, 1993
- Jung et al. 2002 R. Jung, S. Röhling, N. Ochmann, S. Rogge, R. Schellschmidt, R. Schulz, T. Thielemann: Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Gutachten für das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. In: H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Arbeitsbericht Nr. 84. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bun-

- destag, 2003
- Jungbluth et al. 2001 N. Jungbluth, R. Frischknecht, M. Faist: Ökobilanz für die Stromerzeugung aus Holzbrennstoffen und Altholz. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. ESU-services, Uster (Schweiz) 2001
- Jungbluth und Frischknecht 2000 N. Jungbluth und R. Frischknecht: Literaturstudie Ökobilanz Fotovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000. Uster (Schweiz) 2000, ESU Services.
- Kaltschmitt & Reinhardt 1997 M. Kaltschmitt, G.A. Reinhardt (Hrsg.): Nachwachsende Energieträger: Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung. Verlag Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden 1997
- Kaltschmitt 2003 M. Kaltschmitt: Einsatzmöglichkeiten von Biomasse in Deutschland – Potenziale und Nutzung. Blickpunkt Energiewirtschaft (2003) 1, S.1
- Kaltschmitt et al. 2002 M. Kaltschmitt, M. Nill, G. Schröder, S. Rogge: Geothermische Stromerzeugung – Umweltaspekte im Vergleich zu anderen Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien sowie Marktchancen. In: Tagungsband des VDI-Kongresses „Geothermische Stromerzeugung – Stand der Technik und Perspektiven“, 17.-18.10.2002, Potsdam
- Kaltschmitt et al. 2003 M. Kaltschmitt, M. Nill, G. Schröder: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – eine vergleichende Analyse. 1. Fachkongress „Geothermischer Strom: Start in eine neue Energiezukunft“. Tagungsband. Neustadt-Glewe, Nov. 2003
- Kaltschmitt u. Thrän 2003 M. Kaltschmitt & D. Thrän: Biomasse für Strom, Wärme und Kraftstoff – Was kann die Land- und Forstwirtschaft bereitstellen? In: Union zur Förderung von Öl- und Pflanzenproteinen (ufop) e.V. (Hg.): Bericht 2002/2003 „Nachwachsende Rohstoffe“. Berlin, November 2003
- Kaltschmitt u. Wiese 1997 M. Kaltschmitt, A. Wiese: Erneuerbare Energien in Deutschland. Springer Verlag Berlin 1997
- Karl 2001 H. Karl: Naturschutzfachliche Kriterien zur Auswahl von Windenergiestandorten. - Manuskript zu Vortrag bei der Landeslehrstätte für Forsten und Naturschutz Mecklenburg-Vorpommern am 11.01.2001, 14 S., unveröffentlicht.
- Karrer 1987 B. Karrer: Die Aubstädter Kirsche. – Dipl.-Arbeit FH Freising-Weihenstephan, FB Forstwirtschaft, 1987
- Kato 1999 K. Kato: Energy Resource Saving and Reduction in CO₂ Emissions as Values of PV Technology – A review on life-cycle analysis on PV technologies in Japan. IEA/PVPS Task 1 workshop “Added value of PV system”, Sapporo (Japan) 1999.
- Kayser 1999 M. Kayser: Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland – eine energiewirtschaftliche Analyse. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Band 59, Stuttgart, 1999
- Kerle et al. 2003 F. Kerle, J. Giesecke, F. Zöllner, J. Kopecki: Gewässerökologische Begleituntersuchung zum Bau und Betrieb einer Kleinwasserkraftanlage. Hauptbericht, DBU Projekt-Nr. 16534. Institut für Wasserbau, Stuttgart, Februar 2003
- Kiener 1986 H. Kiener: Mittelwald – forstliches Relikt oder zeitgemäße Alternative ? – ANW-Tagung Iphofen 17.-19.10.1986. unpubl. Mnskr., 1986
- Kirchenbauer 2001 Kirchenbauer, J. M., Zenke, I.: Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (51), Heft 11, 2001
- Kling 2002 Kling, W. L. u. a.: Einbindung großer Windleistungen in das europäische Verbundnetz, 2002
- Kongshaug 1998 Kongshaug, G.: Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions in Fertilizer Production. 1998 Technical Conference, Marrakech, Morocco

- 28/9 – 1/10/1998, pp. 272-289, International Fertilizer Industry Association 1998
- Krewitt et al. 2004 Krewitt, W., Pehnt, M. Fishedick, M., Temming, H. (Hrsg.): Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2004
- Krewitt, Nitsch 2002 W. Krewitt, J. Nitsch: „ Das EEG – eine Investition in die Zukunft zahlt sich bereits heute aus.“ *Energiewirtschaftl. Tagesfragen* 52 (2002), Heft 7, S. 484-487
- Kriso 1958 K. Kriso: Entstehung, Aufbau und Leistung von Eichen-Hainbuchenbeständen in Süddeutschland. – *Forstw. Forsch. Beih.* 9 zum *Forstwiss. Cbl. Parey, Hamburg-Berlin*, 1958
- Kruse 1997 H. Kruse, R. Hedelck Heizen mit Wärmepumpen. Ein Informationspaket. BINE, Bürger-Information Neue Energietechniken, Nachwachsende Rohstoffe, Umwelt. 2., erweiterte und überarbeitete Auflage 1997. ISBN: 3-8249-0118-8.
- Lange 2002 Lange, M.: Provento: Windleistungsvorhersage mit Risikoabschätzung, *Erneuerbare Energien*, Heft 9, 2002
- Leonhard 2002 Leonhard, W., Müller, K.: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind grenzen?, *ew* (101), Heft 21-22, 2002
- Lovins/Hennicke 1999 P. Hennicke, A. Lovins. *Voller Energie – Die globale Faktor Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg.* Campus Verlag, 1999
- Lucke 2002 I. Lucke, „Biogas. Die regenerative Energie der Zukunft?“, Diplomarbeit an der Hochschule Vechta, Fachbereich Umweltwissenschaften, Oldenburg 2002.
- Lüttke 2002 M. Lüttke. Präsentation während der Expertenanhörung Wasserkraft und Naturschutz, DLR, Stuttgart, April 2002
- Luther 2002 Luther, M.: *Windkraft goes offshore – Transport und Einspeisung von Strom in neuer Dimension;* Hannover Messe 17.4.2002
- Markewitz, Nollen 1999 P. Markewitz, A. Nollen: „Die Alterstruktur sowie Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes. VDI-Berichte Nr. 145, 1999, S. 83-93.
- McDonald u. Schrattenholzer 2000 A. McDonald, L. Schrattenholzer: *Lerning rates for energy technologies.* *Energy Policy* 29 (2001) 255-261.
- Möller 1998 J. Möller: *Integrierte Betrachtung der Umweltauswirkungen von Fotovoltaik-Technologien.* Oldenburg, University of Oldenburg 1998.
- Molly u. Ender 2002 P. Molly, C. Ender: *Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2006, 2010 und 2030.* Studie im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH. Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, März 2002
- Müller-Sämman 2003 Müller-Sämman K.M., Reinhardt G.A., Vetter R., Gärtner S.O.: *Nachwachsende Rohstoffe in Baden-Württemberg: Identifizierung vorteilhafter Produktlinien zur stofflichen Nutzung unter besonderer Berücksichtigung umweltgerechter Anbauverfahren.* Unterstützt durch das Rahmenprogramm BW-PLUS des Landes Baden-Württemberg, Endbericht, Forschungszentrum Karlsruhe 2003
- Nabe 2002 Nabe, C.: *Effiziente Integration von offshore Windenergie in das deutsche Stromversorgungssystem,* Vortrag, Wuppertal, 2002
- Neue Energie 2002 *Die Kachelmänner des Windes,* Neue Energie, Heft 12, 2002
- Neumann et al. 2002 T. Neumann, C. Ender, J.P. Molly, B. Neddermann, W. Winkler, M. Strack: *Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz.* Endbericht des Deutschen Windenergie-Instituts für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,

- Wilhelmshaven, November 2002
- Neumann 2004 T. Neumann: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz. Vortrag während des BMU-Workshops „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2.4.2004
- Nijs et al. 1997 J. Nijs, R. Mertens, R. v. Overstraeten, J. Szlufcik, D. Hukin und L. Frisson: „Energy Payback Time of Crystalline Silicon Solar Modules.“ *Advances in Solar Energy* (1997) 11: 291.
- Nill 2003 M. Nill: Die zukünftige Entwicklung von Stromerzeugungstechniken – eine ökologische Analyse im Kontext technischer und ökonomischer Zusammenhänge. Dissertation in Vorbereitung, Technische Universität Hamburg-Harburg.
- Nitsch 2003 J. Nitsch: Faktensammlung Nationale und globale Szenarien für : „Solar Generation“ – Fahrplan für eine saubere Energieversorgung. Greenpeace e.V. , Stuttgart, März 2003
- Nitsch et al. 2002 J. Nitsch, U. Klann, M. Nast, H. Bradke, E. Jochem, W. Mannsbart, F. Staiß, E. Matel, F. Steinborn: Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden-Württembergs. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg . Arbeitsgemeinschaft DLR, ISI, ZSW. Stuttgart, Karlsruhe, März 2002
- Nitsch u. Staiß 2002 J. Nitsch, F. Staiß: Strategies for Introducing Renewable Energies and the Contribution of Photovoltaics. In: A. Bubenzer, J. Luther (Eds.): *Photovoltaics Guidebook for Decision Makers*. Springer Verlag, Berlin, 2002
- Nitsche u. Nitsche 1994 S. Nitsche & L. Nitsche: Extensive Grünlandnutzung. – Reihe Praktischer Naturschutz, Neumann-Verlag, 1994
- Öko 2003 Öko-Institut, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, ecofys: Auswirkungen des europäischen Emissionshandels auf die deutsche Industrie, Untersuchung im Auftrag des Bundesumweltministerium und der Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, 2003
- Paschen et al. 2003 H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Arbeitsbericht Nr. 84. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, 2003
- Patyk 2002 A. Patyk, Berechnungen, ifeu Heidelberg Mai 2002
- Pehnt 2002 M. Pehnt: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. VDI Verlag, Düsseldorf 2002
- Pehnt et al. 2002 M. Pehnt, A. Bubenzer und A. Räuber: Life Cycle Analysis of Photovoltaic Systems – Trying to Fight Deeply Deep-seated Prejudices. *Photovoltaics Guide Book for Decision Makers*. J. Luther. Berlin et. al., Springer 2002
- Pehnt u. Nitsch 2001 M. Pehnt, J. Nitsch: „Die Bedeutung alternativer Antriebe und Kraftstoffe: Sechs Thesen.“ IIR-Tagung „Brennstoffzellen-Antriebe“, Düsseldorf, 26.06.2001
- Pick u. Wagner 1998 E. Pick, H.-J. Wagner: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Arbeitsbericht der Universität GH Essen, Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft. Juli 1998
- Pilkington 1996 Pilkington Solar International: Statusbericht Solarthermische Kraftwerke, Köln 1996
- Ploetz 2003 Ch. Ploetz: Sequestrierung von CO₂ – Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003, Berlin, Heidelberg 2003
- Raab 2001 S. Raab: Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungen. Stuttgart 2001

- Ramesohl 2003 S. Ramesohl u.a.: "Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff." Studie des Wuppertal-Instituts Klima, Umwelt, Energie, September 2003.
- Rehfeld et al. 2001 K. Rehfeld, G. Gerdes, M. Schreiber: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. F&E Vorhaben 999 46 101 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 3. Zwischenbericht, April 2001
- Reiche 2002 Reiche, D.: Handbook of Renewable Energies in the European Union, Peter Lang Verlag, Frankfurt, 2002
- Reinhold 1997 R. Reinhold: Erstellung der Materialbilanz von Solarkraftwerken als Basis zur Lebenszyklusanalyse von Energieaufwendungen und Treibhausgasemissionen. Stuttgart 1997
- Richter 2003 K. Richter: Identifikation der Hemmnisse gegenüber dem Ausbau erneuerbarer Energien und der dezentralen KWK sowie Aufzeigen möglicher Instrumente zum Hemmnisabbau auf kommunaler und Landesebene. Arbeitsbericht BBZ Beratungsbüro Rheine und Wuppertal Institut, 2003
- Riecken 2003 Riecken, BfN: mündl. Mitteilung, 2003
- Rio Agenda 21 1992 Conference on Environment and Development, Agenda 21: Programme of Action for Sustainable Development. United Nations Department of Public Information, New York 1992
- Rogge u. Kaltschmitt 2002 S. Rogge, M. Kaltschmitt: Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – eine ökonomische Analyse. Erdöl, Erdgas, Kohle 118 (2002) Nr. 1, S. 34 ff
- Rohrig 2002 Rohrig, K., Ottum, S.: Wissen, wo der Wind weht – Die Zukunft der Windleistungsprognose, BWK (54), Heft 10, 2002
- Rombach et al. 2001 G. Rombach, P. Zapp, W. Kuckshinrichs und B. Friedrich: Technical Progress in the Aluminium Industry - A Scenario Approach. Forschungszentrum Jülich 2001
- Rossmann 1996 D. Rossmann: Lebensraumtyp Nieder- und Mittelwälder. – Landschaftspflegekonzept Bayern, Band II, 13. Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (StLMU) und Bayerische Akademie für Naturschutz und Landschaftspflege (ANL); München, 1996
- SBP 2000 Schlaich, Bergemann und Partner: Dish-Stirling Systems for Decentralised Power Generation, Broschüre, Stuttgart 2000
- Schindler 2003 J. Schindler u.a.: Manuskript „Angaben und Daten zu neuen Energieträgern“ L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2003
- Schmack 2003 Auskunft der Firma Schmack Biogas AG, Schwandorf
- Schneiter 1970 F. Schneiter: Agrargeschichte der Brandwirtschaft. – Forsch. Z. geschichtl. Landeskunde d. Steiermark Bd. 25. Graz, 1970
- Schreiber 1998 M. Schreiber: Zur Notwendigkeit der großräumigen Steuerung der Windkraftnutzung im Nordseeküstenbereich. Tagungsband DEWEK '98, Wilhelmshaven, 1998
- SECDA 1994 SECDA: Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options. Saskatchewan, Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority 1994.
- Seifert 2003 H. Seifert: Abstandsregelung in Windparks. DEWI Magazin Nr. 22, Februar 2003
- Shell 2001 Energy Needs, Choices and Possibilities – Scenarios to 2050. Global Business Environment Shell International 2001
- SOKRATES 2003 SOKRATES - Solarthermische Kraftwerke zum Schutz des Erdklimas. Forschungsvorhaben des BMU, FKZ: SOKRATES Z II 6 (D)-46040-1/3.1.5. Zwischenbericht, DLR, Stuttgart 2003

- Solarthemen 2002 Staubgrenzwert geändert. In: Solarthemen 135, 10. 5. 2002
- SRU 2002 Umweltgutachten 2002 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen. Für eine neue Vorreiterrolle. Bundesdrucksache 14/8792 vom 15.04.2002
- Staiß 2003 F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Bieberstein-Verlag, Radebeul, 2003
- Stoffstrom 2003 Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Projekt im Rahmen des Zukunftinvestitionsprogramms des BMU, Ökoinstitut, FhG Oberhausen, IFEU Heidelberg, IZES Saarbrücken, TU Braunschweig, TU München 2001-2004, Arbeitspapier „Biomassepotenziale in den Szenarien“ vom 02.12.2003
- Stryi-Hipp 2003 G. Stryi-Hipp: Standortbestimmung der Solarthermiebranche. Tagungsband 13. Symp. Th. Solarenergie, S.27-34, OTTI, Regensburg 2003.
- Taubner 2002 Taubner, C.: Energie- und volkswirtschaftliche Aspekte der Windenergienutzung in Deutschland – Sichtweise von E.ON Kraftwerke, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (52), Heft 12, 2002
- Tech-wise 2003 Elsam Offshore Wind Farm Horns Rev. Annual Status Report for the Environmental Monitoring Programme 1 January 2002-31 December 2002. Report 166717, Tech-wise A/s, Fredericia
- Tremod 2002 Berechnungen mit dem Daten- und Rechenmodell der Software TREMOD – Transport Emission Estimation Model. Im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin (Ufoplan-Nr. 105 06 057), laufend
- Trieb et al. 1998 F. Trieb, J. Nitsch, G. Knies, B. Milow: Markteinführung solarthermischer Kraftwerke – Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., Heft 6, 1998
- Trieb u. Müller-Steinhagen 2004 F. Trieb, H. Müller-Steinhagen: Combined Solar Power and Water for the Development of Arid Regions. Proceedings of EUROMED 2004 - Desalination Strategies in South Mediterranean Countries. Agadyr, Marocco, May 2004 (to be published)
- Trieb u.a. 2002 F. Trieb, J. Nitsch, L.A. Brischke: „Sichere Stromversorgung mit regenerativen Energien.“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52 (2002), Heft 9, S. 590-595
- TU Berlin 2003 Kurzgutachten zur Integration naturschutzfachlicher Ziele in Szenarien und Modelle zur energetischen Nutzung von Biomasse (im Auftrag des BMU), 2003
- UBA 1999 Bewertung in Ökobilanzen. UBA-Texte 92/99, Umweltbundesamt Berlin 1999
- UBA 2002 Fishedick, M., Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Forschungsbericht 200 97 104, UBA-FB 000314. Umweltbundesamt 01/02, Berlin
- UBA 2003 Umweltbundesamt: „Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland.“ Berlin, August 2003.
- Uchiyama 1996 Y. Uchiyama: Life Cycle Analysis of Electricity Generation and Supply Systems, Net Energy Analysis and Greenhouse Gas Emissions. Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making, Wien, IAEA 1996
- UN 2001 Human Development Report 2001, UNDP, New York 2001.
- Vanselow 1941 K. Vanselow: Einführung in die forstliche Zuwachs- und Ertragslehre. - Frankfurt, 1941
- Vattenfall 1999 Vattenfall: Certified Environmental Product Declaration (EPD), hydro-power electricity from the Lulea river. Lulea, Vattenfall AB 1999

- VDN 2002 Verband der Netzbetreiber (VDN): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland – Vorschau 2003 bis 2005, Berlin, 2002
- Verband Deutscher Biodieselhersteller e.V. 2003 Internetveröffentlichung, <http://www.biodieserverband.de/vdb/biodiesel/marktdaten.html>, Zugriff 17.10.2003
- WBGU 2002 J. Nitsch: „Potenziale einer Wasserstoffwirtschaft.“ Gutachten im Auftrag des Wissenschaftlichen Beirats Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung (WBGU). Stuttgart Juni 2002.
- WBGU 2003 Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Springer, Berlin, Heidelberg 2003
- WEA 2000 World Energy Assessment – energy and the challenge of sustainability. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council. New York, 2000.
- WEC 1998 Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergie Rates. Düsseldorf 1998
- WEC 2000 World Energy Assessment – energy and the challenge of sustainability. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council. New York, 2000
- Wietschel 2002 Wietschel, M. u. a.: Regenerative Energieträger, ecomed Verlagsgesellschaft, Landsberg, 2002
- WindCat 2002 WindCat Online: http://emd.dk/euwinet/wtg_data/ (Zugriff März 2002)
- Wuppertal Institut 2002 Wuppertal Institut: Der Beitrag regenerativer Energien und rationeller Energienutzung zur wirtschaftlichen Entwicklung in Nordrhein-Westfalen – Technologiehandbuch, unveröffentlicht, Wuppertal, 2002
- Wuppertal Institut, DLR 2002 Fishedick, M., Nitsch, J. u.a.: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Wuppertal, Stuttgart, 2002
- ZSW 2003 Fachtagung „Regenerative Kraftstoffe – Entwicklungstrends, F&E-Ansätze, Perspektiven. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart 13.-14.11. 2003

9 Anhang

9.1 Anhang zu Kapitel 7: Mögliche Maßnahmen im Wärmebereich

9.1.1 Direkte und indirekte Investitionszuschüsse

Nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse für Anlagen zur Wärmebereitstellung aus dem Bereich erneuerbare Energien haben in Deutschland eine lange Tradition. Seit dem 01.09.1999 erfolgt die Förderung seitens des Bundes vor allem durch das „**Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien**“ und umfasst z. B. Zuschüsse für die Errichtung von solarthermischen Kollektoranlagen, die seit dem 01.02.2003 auf 125 €/m² festgelegt sind. Darüber hinaus wird die Errichtung von Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse zur Raumheizung, zur Bereitstellung von Prozesswärme und zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung unterstützt. Teile des Förderprogramms sind gezielt auf solche Akteure ausgerichtet, die Multiplikatorfunktion wahrnehmen können (z. B. „Sonne in der Schule“).

Zuschüsse werden aber auch von anderen Einrichtungen gewährt (dabei allerdings nur zum Teil kumulativ mit dem Bundesprogrammen verwendbar). Dies betrifft beispielsweise die verschiedenen Bundesländer (z. B. REN-Programm des Landes NRW), Kommunen und Energieversorgungsunternehmen oder gemeinsame Aktivitäten (z. B. proklima-Fonds der Stadtwerke Hannover und Stadt Hannover). Dabei werden insbesondere von Seiten der Länder ganz spezifische, auf ihre Bedürfnisse abgestimmte, ergänzende Förderungen angeboten, die auch einen Beitrag zur technologischen Profilierung leisten sollen (z. B. größere Biomasse-Anlagen inklusive Nahwärmesysteme in Bayern, Wärmepumpeninitiative in Nordrhein-Westfalen sowie dortige Förderung der Tiefengeothermie). Eine besondere Rolle könnte dabei dem **Bund-Länder-Arbeitskreis im Bereich Umwelt/Klimaschutz** zukommen, die auch eine stärker koordinierende Funktion der Förderprogramme von Bund und Ländern einnehmen könnte. Auch verschiedene Stiftungen engagieren sich in diesem Bereich (z. B. Deutsche Bundesstiftung Umwelt), wobei hier in der Regel spezifische **Multiplikatorprogramme** lanciert werden (z. B. 300 Kirchengemeinden für die Sonnenenergie¹⁶).

Die Förderquote variiert bei Zuschussprogrammen sehr stark. Auf der Bundesseite liegt sie derzeit je nach Technologie zwischen etwa 5 und maximal 20%. Bei den Programmen der Stiftungen können auch 50% und – je nach Innovationsgrad – auch bis zu 75% erreicht werden.

Generell zielen die Zuschussprogramme vor allem auf die privaten Verbraucher und zum Teil auch auf gewerbliche Investoren ab. Angemahnt werden dagegen **spezielle Programme für den Mietwohnungsbau**, die mit den bisherigen Maßnahmen nicht erreicht werden. Aufgrund der geringeren Motivationslage der Vermieter (Mieter-Nutzer Dilemma) ist zu erwarten, dass hier spezifisch höhere Zuschüsse notwendig sind.

Neben den reinen auf die erneuerbaren Energien bezogenen Programmen sind auch solche durchgeführt worden, die Maßnahmen aus dem Bereich der Energieeinsparung einbeziehen. Hierzu gehört u. a. das Programm „**Solar plus Sanierung**“ mit dem von Seiten des Bundes bis April 2001 die Installation von Solarkollektoranlagen in Kombination mit einer Heizkessel-erneuerung und einer verbesserten Wärmedämmung gefördert worden ist.

Üblicherweise werden Investitionszuschüsse aus öffentlichen Haushaltsmitteln gewährt. Eine Möglichkeit besteht ggf. aber auch, das System auf die Basis eines **revolvierenden Fonds**

¹⁶ Das Fördervolumen kann in solchen Programmen durchaus nennenswert sein, für die Solarenergienutzung in kirchlichen Einrichtungen stehen z. B. rund 10 Mio. € zur Verfügung.

zu stellen, der ganz oder zumindest teilweise über die Mittelrückspeisung von erfolgreich laufenden Anlagen wieder gefüllt wird.

Zu den indirekten Investitionszuschüssen gehören Instrumente wie die **Ökozulage** im Rahmen der Eigenheimzulage. Beim Erwerb von selbst genutztem Wohneigentum konnte (im Rahmen der Einkommensteuererklärung) für den Einbau bestimmter Techniken (z. B. Solar Kollektoranlagen), die bis zum 01.02.2002 in Betrieb gegangen sind, eine Zulage nach dem Eigenheimzulagengesetz in Anspruch genommen werden. Sie betrug jährlich 2% der Investitionskosten (maximal jedoch 255,6 E/a), eine Kumulierbarkeit mit dem Marktanreizprogramm bestand nicht. Aus Sicht der Solarbranche wird die Ökozulage als ideales Förderinstrumentarium bezeichnet, das sehr unbürokratisch ist (beim Finanzamt zu beantragen), im Gegensatz zu steuerlichen Abschreibungsmechanismen (vgl. Kapitel 1.2) eine Gleichbehandlung der Investoren sicherstellt, und ein hohes Maß an Planungssicherheit (Rechtsanspruch, keine Deckelung durch Haushaltstitel) erlaubt. Allerdings wird ein kürzerer Zeitraum für sinnvoll gehalten, an dem die Zulage ausbezahlt wird (2 statt 4 Jahre). Vergleichbare Zulagen werden auch in anderen Ländern gewährt, so besteht z. B. in Italien die Möglichkeit bis zu 43% der Investitionskosten über die Einkommensteuer erstattet zu bekommen.

9.1.2 Steuerliche Maßnahmen

Mit dem Gesetz zum Einstieg in die **ökologische Steuerreform** wurden zum 01.04.1999 auch erstmals die Steuersätze für Heizöl und Erdgas angehoben. Gleichzeitig wurde ein Steuersatz für Strom erhoben, der in ermäßigter Form auch für Nachtspeicherheizungen zur Anwendung kommt. Durch die Ökosteuern verbessert sich die Wettbewerbsfähigkeit für die Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien, die steuerfrei bleibt. Zum 01.01.2003 sind erneut die Steuersätze für Erdgas, das zu Heizzwecken eingesetzt wird und zunächst aufgrund der geringeren Kohlenstoffintensität weniger stark belastet wurde als das Heizöl, angehoben worden. Trotzdem ist die Anreizwirkung auf die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Rahmen dieses Instrumentes aus monetären Gesichtspunkten vergleichsweise gering. Gegenüber der Wärmeerzeugung in einem atmosphärischen Erdgaskessel mit einem Nutzungsgrad von 90% errechnet sich ein Steuervorteil von etwa 0,47 ct/kWh, was die resultierenden Mehrkosten nur zu geringen Anteilen abdeckt. Nicht zu vernachlässigen ist allerdings die indirekte Wirkung der Steuererhöhung, da aus dem zusätzlichen Steueraufkommen des Staates das Marktanreizprogramm finanziert wird.

Eine andere Möglichkeit, steuerliche Maßnahmen durchzuführen, sind **Mehrwertsteuerreduzierungen**. Sie wirken direkt auf den Kaufpreis ein und haben damit eine ähnliche Preisminderungswirkung wie direkte Zuschüsse. Dies gilt bei dem heutigen Steuersatz von 16% auch bezüglich der Höhe. Allerdings bleibt hier die Frage nach dem psychologischen Effekt derartiger Maßnahmen, weil die Kunden die Reduzierung oft nicht direkt wahrnehmen. Hinsichtlich der Umsetzung derartiger Ausnahmeregelungen sei zudem auf unterschiedliche Einschätzungen hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem EU-Recht (ggf. Wertung als staatliche Beihilfe verwiesen, die bei einer grundsätzlichen Genehmigung in jedem Fall nur befristet und zeitlich degressiv ausgestaltet werden könnte) sowie auf die derzeitige intensive bundesweite Debatte um die Abschaffung derartiger Vergünstigungen an anderer Stelle.

In Deutschland bestand bis 1991 die Möglichkeit, Solaranlagen von der Steuer abzusetzen. Die **steuerliche Abschreibung** war in § 82a der Einkommensteuereinführungsvorordnung (EstDV) geregelt. Derartige Abschreibungen können als sehr unbürokratisch gelten, führen aufgrund der unterschiedlichen (vom Einkommen abhängigen) Steuersätze der privaten Investoren allerdings zu Ungleichbehandlungen, die ggf. über spezifische Ausgleichsmechanismen behoben werden können. Steuerliche Abschreibungen kommen heute in verschiedenen Ländern (z. B. Griechenland, Schweiz) zur Anwendung. In Deutschland sind steuerliche Abschreibungen heute nur noch bei investierenden Unternehmen (und ihren Anteilseignern) möglich. Da für private Betreiber keine Buchführungspflicht besteht, können sie diese Abschreibungsmöglichkeiten nicht nutzen. Besondere Vorteile birgt die Gewährung von **Sonderabschreibungsmöglichkeiten**, die sich an einer Verringerung der steuerlichen

Abschreibungszeiten festmachen lassen. Hierfür wären spezifische Veränderungen in den AfA-Tabellen für die Energie- und Wasserversorgung notwendig.

In diesem Kontext können auch die Möglichkeiten des **steuerlichen Verlustausgleiches** wirken. Der Verlustabzug (der sich steuermindernd auswirkt) insgesamt ist auf maximal die Hälfte der positiven Einkünfte aus derselben Einkunftsart begrenzt. Bei Windkraftfonds sind dies Einkünfte aus Gewerbebetrieben. Insbesondere bei Beteiligungsgesellschaften im Bereich der Windenergie haben diese Möglichkeiten in den vergangenen Jahren eine hohe Bedeutung gehabt. Im übertragenden Sinne könnten sie aber auch für größere solarthermische Anlagen (z. B. zur solaren Nahwärmeversorgung) zur Anwendung kommen. Im letzten Jahr sind die Möglichkeiten des steuerlichen Verlustausgleichs allerdings deutlich eingeschränkt worden (Gesetz zum Abbau von Steuervergünstigungen und Ausnahmeregelungen vom 21.11.2002). Für alle Fonds, deren Fondsbetrieb vor dem 01.09.2002 begonnen hat, bestand die Option, dass Nebenkosten in der Investitionsphase noch sofort steuerlich abgezogen werden dürfen und dementsprechend zu höheren Verlustzuweisungen führen. Nach diesen Änderungen gelten heute alle Nebenkosten der Investitionsphase als Anschaffungskosten und sind als solche zu behandeln.

9.1.3 Zinsgünstige Darlehen

Ähnlich wie Zuschüsse versuchen **zinsgünstige Darlehen** die Schwierigkeiten bei der Erbringung der Anfangsinvestitionen abzuschwächen (der Finanzierungsbedarf für die Modernisierung von Heizungsanlagen, inklusive der Installation von Solaranlagen, wird bei Investitionen im Ein- und Zweifamilienhausbereich von 15.000 bis 20.000 € häufig über Fremdmittel gedeckt, gleichermaßen gilt dies auch für Wohnungsbaugesellschaften und gewerbliche Investoren). Bereits heute kommen verschiedenartige Programme zur Anwendung, die sich entweder bezüglich der von ihnen geförderten Technologien oder der antragsberechtigten Zielgruppe unterscheiden. Typisch für solche Darlehen ist die Gewährung eines gegenüber den Marktverhältnissen für 10 oder 20 Jahre günstigeren Kreditzinses, die häufig mit der Gewährung von tilgungsfreien Anlaufjahren verbunden ist. Beispiele für solche Kreditprogramme sind das KfW-Programm zur CO₂-Minderung, das DtA-Umweltprogramm (Zielgruppe kleine und mittlere Unternehmen sowie die gewerbliche Wirtschaft), das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm der KfW und das KfW-Umweltprogramm für Unternehmen (mit der spezifischen Möglichkeit der Finanzierung von Wärmeverteilnetzen)

Darlehen werden heute für größere Anlagen (z. B. Biomassefeuerungsanlagen zur reinen Wärmeerzeugung mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW) auch nach dem „Marktanzreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien“ des Bundes gewährt.

Als Sonderform können darüber hinaus auch **Bürgschaftsprogramme** dieser Kategorie zugeordnet werden. Ein Beispiel hierfür ist das DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm, das Darlehen mit 80%iger Haftungsfreistellung (Haftung durch die DtA und das Bundesumweltministerium) bereitstellt.

9.1.4 Vergütungsregelungen

Im Rahmen von **Preisregeln/Vergütungsregelungen** erhält jeder Anlagenbetreiber je kWh genutzter REG-Wärme (REG=regenerative Energien) einen staatlich festgelegten Bonus (ein entsprechender Vorschlag von DLR und IZES sowie der Solarthemen für ein Regenerativ Wärme Gesetz (RegWG) findet sich im Anhang). Der Bonus kann auf unterschiedliche Weise differenziert werden (zeitlich abnehmend, nach Technologien differenziert). Es handelt sich um eine reine Preisregelung (wie beim EEG). Der Bonus soll aus einem Pool finanziert werden, in welchen die Brennstoffversorger (die Erstlieferanten fossiler Brennstoffe) anteilig einzahlen müssen.

Mit derartigen Maßnahmenvorschlägen soll insbesondere auch eine Unabhängigkeit von öffentlichen Haushaltsmitteln erreicht werden und damit ein höheres Ausmaß an Planungs-

und Investitionssicherheit. Im Gegensatz zum KWK-Gesetz, das einen Bonus für die Einspeisung von KWK-Strom in das Netz vorschreibt, kann eine wärmeseitige Bonusregelung nicht durch die zeitgleiche Absenkung des Marktpreises konterkariert werden¹⁷.

Der zweite Grundsatz basiert auf einer verursachergerechten Umlagefinanzierung. Vorstellbar ist auch, dass das Verfahren sukzessive ausgeweitet wird und zunächst z. B. Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich (Ziel: Abbau des energetischen Sanierungsstaus) perspektivisch in den entstehenden Umlagemechanismus eingebunden werden. Im übertragenen Sinne werden derartige Gedanken unter dem Stichwort Effizienzfonds auch für die Seite der Stromeinsparung diskutiert.

9.1.5 Mengenregelungen

Hinsichtlich der Mengenregelungen lässt sich unterscheiden zwischen **Quotenregelungen** und **Ausschreibungsmodellen**. Im Rahmen der Diskussion um Mengenregelungen wird in Deutschland zumeist an eine vom Gesetzgeber vorgegebene dem Brennstoffverkauf proportionale Quote gedacht¹⁸. Dabei kann die Verpflichtung einerseits den Verbrauchern selber auferlegt werden (die diese dann ggf. an zentrale Akteure delegieren) oder es wird direkt der Brennstoffhandel gesetzlich dazu verpflichtet, für die Erfüllung der vorgegebenen Quote zu sorgen. Im Rahmen letztgenannter Lösung können die Verpflichteten entweder selber (durch Anlagenzubau) ihrer Verpflichtung nachkommen oder aber mit privaten Betreibern von REG-Anlagen kooperieren. Der Nachweis der Pflichtgenüfung erfolgt über entsprechende Zertifikate, die den lizenzierten Anlagenbetreibern die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien bescheinigen. Für die Ermittlung der Höhe des Bonus, welcher in diesem Fall an die Betreiber von REG-Anlagen zu zahlen ist, gibt es verschiedene Vorschläge:

- **Zertifikatehandel:** Der Preis der Zertifikate (=Bonus) ergibt sich jedes Jahr neu entsprechend dem Angebot der Betreiber von REG-Anlagen und der Nachfrage durch die Brennstoffversorger.
- **Vertragsmodell:** In individuellen Verträgen wird der Bonus für 10 Jahre im Voraus ausgehandelt. Vertragspartner sind jeweils ein Betreiber einer REG-Anlage und ein Brennstoffversorger.

Quotensysteme können sich in allgemeiner Form auf den Ausbau der Wärmebereitstellung erneuerbarer Energien beziehen. Denkbar ist aber auch, Quotensysteme ausschließlich mit Bezug auf Großanlagen umzusetzen, für die bisher die entscheidenden Marktimpulse fehlen. Ebenso sind unterschiedliche Wichtungsfaktoren zur Unterscheidung einzelner Technologien in der Diskussion. Bei einer Nichteinhaltung der Verpflichtung ist eine vom Staat festgesetzte Pönale zu zahlen.

Ausschreibungsmodelle sind bisher vor allem aus England bekannt. Im Rahmen der „Non fossil fuel Obligations“ (NFFO) wurde hier in verschiedenen Runden jeweils ein festes Leistungsvolumen [MW_e] ausgeschrieben. Grundprinzip ist die Vergabe eines vorgegebenen Fördervolumens (begrenzt durch Menge [m^2 , kW...]) oder Budget [Euro] im Wettbewerb. Vergabekriterium kann die zu erwartende jährlich erzeugte REG-Energiemenge bezogen auf die beantragte Förderung sein. Eine Variante zu diesen sehr individuellen Vereinbarungen ist, dass nicht alle erfolgreichen Antragsteller nur den von ihnen beantragten spezifischen Zuschuss (in ct/kWh) bekommen, sondern der teuerste Anbieter, der gerade noch zum Zuge kommt, den Preis [Zuschuss/genutzte REG-Wärme] der übrigen in der Wettbewerbsrunde

¹⁷ Die gesamte Vergütung für KWK-Anlagen für Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, setzt sich zusammen aus dem Marktpreis, dem im Gesetz festgelegten Bonus und vermiedenen Netzkosten; aufgrund der z. T. starken Absenkung des gewährten Marktpreises sind einige Anlagen heute schlechter gestellt als vor der Verabschiedung des KWK-Gesetzes, da die bereitgestellte Wärme in der Regel von den Erzeugern direkt oder indirekt (Nahwärmenetze) verwendet wird.

¹⁸ Quotenregelungen werden auch als Möglichkeit der (indirekten) Internalisierung externer Kosten verstanden.

erfolgreichen Anbieter bestimmt. Damit könnte ggf. das sich bei den NFFO als besonders stark herausgestellte Problem, dass viele angebotene Preise letztendlich nicht eingehalten werden konnten, umgangen werden. Das Instrument kann staatlich oder durch die Privatwirtschaft (z.B. Brennstoffhandel) finanziert werden.

9.1.6 Ordnungsrechtliche Maßnahmen

Zu den ordnungsrechtlichen Maßnahmen gehört z. B. die zum 01.02.2002 umgesetzte **Energieeinsparverordnung**, die Maximalwerte für den zulässigen Primärenergieverbrauch von Gebäuden vorgibt. Sie liegen im Neubau um etwa 30% geringer als nach der bis dato gültigen Wärmeschutzverordnung. Damit ist heute in etwa der Niedrigenergiehausstandard im Neubau verpflichtend vorgeschrieben. Gleichzeitig wurde die Heizanlagenverordnung in das Regelwerk integriert. Neben dem baulichen Wärmeschutz werden so erstmalig auch energieversteuerungstechnische Gegebenheiten berücksichtigt. Ein Teil der Reduktion des Primärenergieverbrauchs kann vor diesem Hintergrund durch die Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien realisiert werden, die in der Primärenergiebilanz Berücksichtigung finden. Die Vorteile für die erneuerbaren Energien ergeben sich vor allem dadurch, dass der fossile Heizenergiebedarf mit einem Primärenergiefaktor von 1,1, der elektrische Heizenergiebedarf sogar mit einem Faktor 3 berücksichtigt wird.

Weitere ordnungsrechtliche Möglichkeiten ergeben sich durch eine spezifische auf eine optimale Nutzbarkeit der solaren Einstrahlung ausgerichtete Ausgestaltung der **Bebauungspläne** (maximale solare Gewinne zur Reduzierung des Raumwärmebedarfs, Südausrichtung der Dächer).

Als weitergehende ordnungsrechtliche Maßnahmen können bindende **Verpflichtungen zum Einbau von Solaranlagen in Neubauten** angesehen werden. Eine derartige Regelung gilt derzeit z. B. in Dänemark, wo seit dem 01.09.2001 in allen Neubauten und bei größeren Umbauten von öffentlichen Gebäuden (z. B. Krankenhäuser) Solarkollektoranlagen eingebaut werden müssen, sofern sie sich innerhalb von 20 Jahren amortisieren. Seit dem 01.01.2002 ist die Installation unter gleichen Voraussetzungen auch in gewerblichen Bauten vorgeschrieben. Ausgenommen von der Regelung sind diejenigen Gebäude, die an Nah- oder Fernwärmesysteme angeschlossen sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Maßnahmen zum einen durch Investitionszuschüsse unterstützt werden, zum anderen die konventionellen Wärmebereitstellungspreise in Dänemark vergleichsweise hoch sind und damit eine größere Wettbewerbsnähe der solaren Systeme gegeben ist.

Derartige Regelungen wirken primär auf den Neubau, wo die Zusatzkosten für die Installation einer Solaranlage aufgrund der vorab möglichen integrierten Planung geringer sind als bei bestehenden Gebäuden. Für den **Gebäudebestand können Nachrüstverpflichtungen** für den Fall der Dachsanierung oder Heizungsmodernisierung vorgeschrieben werden.

Außer auf der nationalen Ebene können **Solarverordnungen auch auf kommunaler Ebene** umgesetzt werden. Erfolgreiches Beispiel hierfür ist die spanische Großstadt Barcelona¹⁹. Auch in Deutschland wurde bereits versucht solche Maßnahmen umzusetzen. Dies betrifft vor allem die Solaranlagenverordnung, die der Berliner Senat 1996 umsetzen wollte. Hiermit sollten die großen Wohnungsbaugesellschaften verpflichtet werden, alle Neubauten mit solarthermischen Anlagen für 60% des Warmwasserbedarfs zu versorgen. Auf Druck der Wirt-

¹⁹ Im August 2000 ist in Barcelona ein kommunales Gesetz mit weitreichenden und sehr positiven Folgen für die Nutzung von Solarenergie in Kraft getreten: Das Gesetz schreibt für Wohnhäuser, Heime, Krankenhäuser, Sportanlagen, Schwimmbäder, Restaurants, Kantinen sowie - wenn in nennenswertem Umfang warmes Wasser benötigt wird - für öffentliche Gebäude, Büros und Gewerbeanlagen die Warmwasserbereitung mit Hilfe solarthermischer Anlagen vor. Dies betrifft sowohl Neubauten als auch bestehende Gebäude, sofern dort eine Sanierung oder eine Nutzungsänderung ansteht. Ausnahmen werden nur nach einer Einzelfallprüfung z.B. bei Denkmalschutz genehmigt. Es wird erwartet, dass infolge dieser gesetzlichen Regelung in etwa zehn Jahren nahezu die gesamte Warmwasserversorgung der 1,5 Mio.-Stadt auf Solarenergie umgestellt sein wird.

schaft wurde die Umsetzung zu Gunsten einer Selbstverpflichtung zurückgestellt. In der „Freiwilligen Vereinbarung zur Verbreitung von Solaranlagen“ verpflichteten sich insgesamt 14 Verbände (inkl. der Wohnungswirtschaft) bei Neubauten durch Wärmedämmung, Brennwerttechnik, Kraft-Wärme-Kopplung und Solarenergie soviel CO₂ einzusparen, wie mit der Solaranlagenverordnung auch hätte erreicht werden sollen.

Für die Stärkung größerer Anlagen steht die Möglichkeit zumindest in einigen Bundesländern offen, in Neubaugebieten mit Bezug auf die Gemeindeordnung eine **Anschluss- und Benutzungspflicht** (z. B. an Nahwärmanlagen auf Biomassebasis, solare Nahwärme) festzulegen. Die Rechtmäßigkeit, so verfahren zu können, ist 2002 höchstrichterlich bestätigt worden. Gleichmaßen besteht die Möglichkeit, dass Gemeinden oder Bund und Länder bestimmte **Bedingungen in Kaufverträgen** (ihrer Grundstücke) festschreiben. Mit dem Verkauf öffentlicher Grundstücke werden so, beispielsweise in Münster, Standards für den zukünftigen Heizenergiebedarf der dort entstehenden Gebäude durch von der Kommune festgesetzte Wärmedämmstandards mit den Käufern vertraglich geregelt (in Münster hat dies zu einer schnellen Etablierung des Niedrigenergiehausstandards geführt). Vergleichbare Maßnahmen sind auch hinsichtlich der verpflichtenden Installation von z. B. Solaranlagen denkbar. Während damit für Neubauten hinreichende Einflussmöglichkeiten gegeben sind, ist die Umsetzung im Gebäudebestand auf die Akzeptanz der Eigentümer angewiesen. Da für wirksame Klimaschutzmaßnahmen im Wärmebereich auf absehbare Zeit der Altbaubestand wesentlich ist, sind weiterreichende Einflussmöglichkeiten oder Anreize auf die Gebäudeeigentümer besonders hinsichtlich einer Anschlusspflicht an Nahwärmenetze im Zuge einer Sanierungsmaßnahme von wesentlicher Bedeutung für eine nennenswerte Ausweitung erneuerbarer Energien. Sind ordnungsrechtliche Eingriffe im Altbaubestand aus grundsätzlichen Erwägungen heraus (z.B. Eigentumsrecht) nicht möglich, sollten Nahwärmenetze, in denen Wärme aus erneuerbaren Energien oder effizienten dezentralen KWK-Anlagen genutzt wird, unabhängig von der Wärme erzeugenden Anlage auch einer monetären Förderung zugänglich gemacht werden.

Typischerweise werden solarthermische Anlagen derzeit vor allem auf Einfamilienhäusern installiert und die bereitgestellte Energie für den Eigenverbrauch genutzt. Anlagen auf Mehrfamilienhäusern und größere Nahwärmesysteme (auch die Vermietung der Dachfläche für deren Installation) sind eher die Ausnahme, da bei **Wohnungsunternehmen** die Hemmnisse im Zusammenhang mit der **II. Berechnungsverordnung** zum Tragen kommen²⁰. Zur Verbesserung der Lage bestehen Vorschläge, § 31 Abs. 2 II. BV durch einen 2. Satz wie folgt zu ergänzen: „Einkünfte aus der Vermietung von Flächen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind nicht einzubeziehen.“ Sollte dies nicht durchsetzbar sein, könnte hilfsweise versucht werden, diese Regelung auf den Bestand zu beschränken.

Im Rahmen des Ordnungsrechtes ist auch die **nationale Umsetzung der EU-Emissionshandelsrichtlinie** zu nennen. Der Emissionshandel soll zum Jahr 2005 in Kraft treten. Direkt einbezogen in das Handelssystem sind zunächst zwar nur bestimmte Branchen und (fossil befeuerte) Anlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 20 MW, jedoch bestehen je nach nationalem Allokationsplan (und daraus resultierenden Reduktionsverpflichtungen) zumindest theoretisch auch Anreize für die Durchführung von Maßnahmen im Bereich der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Aufgrund der zunächst einbezogenen Branchen gilt dies vor allem für die Prozesswärmebereitstellung mit erneuerbaren Energien ggf. aber auch für die solare Kühlung.

20 Die II. BV ist bei allen öffentlich geförderten Wohnungen anzuwenden. Von entscheidender Bedeutung ist, dass gemäß § 31 bei der Aufstellung der Wirtschaftlichkeitsberechnung, um die zur Deckung der laufenden Aufwendungen erforderliche Miete (Kostenmiete) zu ermitteln, der Gesamtbetrag der Erträge in derselben Höhe wie der Gesamtbetrag der laufenden Aufwendungen auszuweisen ist. Als Erträge werden alle Einnahmen aus Mieten, Pachten und Vergütungen definiert, die bei ordentlicher Bewirtschaftung des Gebäudes oder der Wirtschaftseinheit nachhaltig erzielt werden können. Dies bedeutet, dass die Vermietung einer Dachfläche zur Senkung der Kaltmiete für den Wohnraum der Liegenschaft führen muss. Da dies zu einem hohen Verwaltungsaufwand führen würde, ist dieses Thema für die betroffenen Wohnungsunternehmen uninteressant.

Perspektivisch ist ein Übergang auf einen **allgemeinen CO₂-Zertifikatehandel** denkbar, der dann Zertifikate aus dem Bereich Wärmebereitstellung mit erneuerbaren Energien mit Emissionsrechten handelbar macht, wodurch auch kleinere Erzeugungsanlagen profitieren könnten (praktisch wird dies über Zusammenschlüsse erfolgen müssen).

9.1.7 Freiwillige Vereinbarungen

Basierend auf dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (vgl. Kapitel 1.8) hat die Deutsche Industrie am 09.11.2000 eine „**Selbstverpflichtungserklärung der Deutschen Industrie**“ unterzeichnet, nach der im Hinblick auf die Umsetzung des Kyoto-Protokolls bis zum Jahr 2012 die spezifischen Treibhausgasemissionen (bezogen auf alle sechs Kyoto-Gase) um 35% (gg. 1990) gesenkt werden sollen. Bis 2005 sollen zusätzliche Anstrengungen unternommen werden, die spezifischen Emissionen bereits um 28% zu reduzieren.

Auch auf Landesebene sind derartige Aktivitäten denkbar, dies gilt ebenfalls für gemeinsame Verpflichtungserklärungen mit privatwirtschaftlichen Unternehmen. Als Beispiel kann das Klimaschutzprogramm der Wohnungswirtschaft des Landes NRW genannt werden, in dem sich vier große Wohnungsbaugesellschaften des Landes dazu verpflichten, eine nennenswerte CO₂-Einsparung bis zu einem bestimmten Zeitpunkt zu realisieren. Gleichzeitig hat sich das Land bereit erklärt, auch in den eigenen Liegenschaften CO₂-Minderungsoptionen durchzuführen, wobei diese zum Teil durch die Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien realisiert werden sollen.

Zu den freiwilligen Maßnahmen kann auch die **Marktbündelung (Procurement)** gezählt werden. Die Idee ist hier, große Abnehmer oder viele kleine Abnehmer zu bündeln und mit den Herstellern spezifische Vereinbarungen über einzuhaltende Merkmale (z. B. Preis, Mindestertrag, besondere Ausstattungsmerkmale) zu treffen. Der Vorteil für die Hersteller besteht in der höheren Planungssicherheit über seinen Umsatz. Von Bundes- oder Landesseite können innovative Aktivitäten in diesem Bereich unterstützt werden. Derartige Maßnahmen können auch mit Verpflichtungen verbunden werden. So sind in Dänemark die Gasversorgungsunternehmen verpflichtet, Kollektoren zu Großhandelspreisen zu beziehen und auf Wunsch ohne Preisaufschlag an ihre Kunden weiterzugeben.

9.1.8 Begleitende politische Maßnahmen

Zu den begleitenden politischen Maßnahmen zu zählen ist u. a. das am 18.10.2000 vor dem Hintergrund der nationalen Selbstverpflichtung (Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 25% bis zum Jahr 2005 gegenüber 1990) und der internationalen Klimaschutzverpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 21% im Zielzeitraum 2008 bis 2012 gegenüber 1990) verabschiedete **Klimaschutzprogramm der Bundesregierung**, mit dem zusätzlich zu den bis dahin bereits umgesetzten Maßnahmen die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 50 bis 70 Mio. t/a reduziert werden sollen. Ein größerer Teil dieser Einsparungen (18 bis 25 Mio. t/a) soll im Gebäudebestand erzielt werden, wobei hier jedoch energetische Sanierungen im Vordergrund stehen. Entsprechende Klimaschutzprogramme bzw. -konzepte liegen auch seitens verschiedener Bundesländer vor. Um die Glaubwürdigkeit der Klimaschutzmaßnahmen zu erhöhen, hat sich die Bundesregierung selber auferlegt, in ihrem Verantwortungsbereich (z. B. Bundesliegenschaften) die Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% und bis zum Jahr 2010 um 30% zu reduzieren.

In der **Koalitionsvereinbarung der beiden Regierungsparteien** vom 16.10.2002 wurde ein weitergehender Fahrplan festgelegt. Danach strebt die Bundesregierung eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahr 2020 an (gg. 1990), wenn EU-weit eine Zielsetzung von 30% etabliert werden kann.

In Verbindung mit den Klimaschutzanstrengungen von Bund und Länder können auch **Zielvorgaben für die Entwicklung erneuerbarer Energien** gesehen werden. So hat die Bundesregierung beschlossen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergieversorgung bis zum Jahr 2010 gegenüber dem Niveau des Jahres 2000 zu

verdoppeln. Der Primärenergieverbrauchsanteil soll danach von 2,1% im Jahr 2000 auf 4,2% im Jahr 2010 angehoben werden. Für den Bereich der Stromerzeugung ist eine Erhöhung des Erzeugungsanteils erneuerbarer Energien von 6,25 auf 12,5% vorgesehen. Vergleichbare Ausbauziele sind auch von einigen Bundesländern formuliert worden (z. B. Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg). Langfristig hat sich die Bundesregierung (in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung) zum Ziel gesetzt, bis zur Mitte dieses Jahrhunderts den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 50% zu steigern. Das Bundesumweltministerium setzt sich dafür ein, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 an der Deckung des Stromverbrauchs auf 20% und des Primärenergieverbrauchs auf 10% zu erhöhen. Auch im Koalitionsvertrag sind konkrete Ausbauziele genannt, so soll die in Deutschland installierte Fläche an Sonnenkollektoren in den nächsten Jahren verdoppelt werden.

Über die Definition von Einzelzielen (in diesem Fall Ausbau der erneuerbaren Energien) hinaus, wird vielfach das Erstellen eines geschlossenen (energieträgerübergreifenden) **nationalen Energiekonzeptes** (das letzte Energieprogramm der Bundesrepublik datiert aus dem Jahr 1973) angemahnt, das vor dem Hintergrund der in der Energiewirtschaft hohen Zeitkonstanten – sofern es auf einem weitgehenden Konsens beruht – eine deutliche Verbesserung der Planungssicherheit gewährleisten könnte.

9.1.9 Sonstige begleitende Maßnahmen (indirekte Förderungen)

Im Rahmen der sonstigen Maßnahmen kann z. B. die **Unterstützung von Bund und Ländern der Energieagenturen** aufgeführt werden, die privaten Investoren insbesondere bei der praktischen Umsetzung mit Impuls- und Vor-Ort-Beratungen zur Seite stehen. So koordiniert die Deutsche Energieagentur (dena) u. a. die „**Initiative Solarwärme plus**“²¹, eine Informations- und Akzeptanzkampagne („Dachkampagne“) sowie die „Exportinitiative Erneuerbare Energien“. In diesem Zusammenhang sei auch darauf verwiesen, dass Bundeskanzler Schröder auf dem Nachhaltigkeitsgipfel in Johannesburg im September 2002 angekündigt hat, dass Deutschland im Frühjahr 2004 eine Weltkonferenz Erneuerbare Energien ausrichten wird und in den nächsten 5 Jahren insgesamt je 500 Mio. € für den weltweiten Ausbau erneuerbarer Energien und die Stärkung der Energieeffizienz bereitstellen wird.

Im **Zukunftsinvestitionsprogramm** (ZIP) des Bundes liegt der Schwerpunkt auf der technischen Weiterentwicklung (z. B. der geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung und der solarthermischen Stromerzeugung) sowie der ökologischen Begleitforschung (z. B. Biomassenutzung).

Im Rahmen der Errichtung von Anlagen aus dem Bereich der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien stellt sich häufig auch das Problem der hohen risikoreichen Vorleistungen. Dies gilt insbesondere für Investitionen in geothermische Systeme und Nahwärmenetze. Hier können **Bürgschaften** (z. B. zur Absicherung des Bohrrisikos) Abhilfe schaffen.

Da die **Liegenschaften des Bundes** über die gesamte Bundesrepublik verteilt sind, kann die Bundesregierung mit einer beispielhaften Ausstattung mit z. B. Solaranlagen einen **bundesweiten Demonstrations- und Nachahmeeffekt** erzielen. Dabei geht es nicht nur um die Demonstration der Funktionsfähigkeit einzelner Techniken (von der wenige Interessierte bundesweit Kenntnis nehmen), sondern um das Erzeugen eines breiten Bewusstseins dafür, dass die Nutzung erneuerbarer Energien üblich ist. Hinzu kommt, dass auf diese Weise demonstriert werden kann, wie die erforderlichen Genehmigungsverfahren zu gestalten sind. Auf diese Weise könnte der Bund das Problem angehen, dass viele regionale oder lokale Genehmigungsbehörden zunächst nach Beispielen für Genehmigungsverfahren suchen, an

²¹ Die „Initiative Solarwärme Plus“ ist aus der Kampagne Solar Na Klar hervorgegangen und wird nach Trennung vom Arbeitskreis für Umweltbewusstes Management (B.A.U.M.) von den übrigen Beteiligten der Kampagne (z. B. Deutscher Fachverband Solarenergie) weitergeführt.

denen sie sich orientieren können. Angeregt werden können private Investoren, aber auch andere öffentliche Institutionen (insb. Länder und Kommunen). Dabei ist nicht nur möglich, eigene Anlagen zu errichten, sondern auch die **Wärmelieferung auszuschreiben** und hierbei bestimmte Bedingungen (z. B. Mindestanteil der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien) festzulegen.

Die Unterstützung innovativer Finanzierungsformen z. B. in Form von **Solar-Contracting** kann ebenso einen wesentlichen Beitrag leisten. Ein Beispiel hierfür ist die Unterstützung des Abschlusses eines Contractingvertrages für die Errichtung einer größeren Solaranlage auf dem Dach eines Studentenwohnheims in Steinfurt durch Fördermittel des Ministerium für Städtebau und Wohnen des Landes NRW. Das Angebot solaren Contractings haben mittlerweile auch Energieversorger und Stadtwerke für sich entdeckt. Beispielsweise bieten die Stadtwerke Dortmund (DEW) oder Hagen Privat-Kunden die Finanzierung und den Betrieb von hauseigenen Fotovoltaikanlagen an.

Weiterentwicklungen der klassischen Contractingprojekte beziehen auch Optionen aus dem Bereich Energieeinsparung mit ein und verbinden die Finanzierung mit einer Form des Bürgercontractings. Aussichtsreich ist dies wegen der hohen Multiplikatorfunktion vor allem in Schulen. In derartigen **Solar&Spar-Projekten**, deren pilothafte Umsetzung und flächendeckende Verbreitung gefördert werden könnte, wird die Zielsetzung verfolgt, insbesondere die Menschen aus der unmittelbaren Umgebung der Schule (Lehrerinnen und Lehrer, Schülerinnen und Schüler, Eltern, Großeltern und Verwandte) finanziell zu beteiligen.

Für den Durchbruch der regenerativen Wärmebereitstellung ist eine deutliche Ausweitung der **Nahwärmenutzung** erforderlich. Dies beinhaltet insbesondere eine Vereinfachung der Verlegeverfahren und zusätzliche Anreize, Kostendegression zu realisieren. Von vornherein sollten dabei besondere Impulse für die Realisierung von platzsparenden Systemen (z. B. Verkopplung von verschiedenen Hausdachanlagen statt Errichtung von großen Freiflächenanlagen) gesetzt werden. An Fördermöglichkeiten für diesen Bereich stehen grundsätzlich zur Verfügung: Finanzielle Zuschüsse für Nahwärmenetze und spezifische Ausschreibungsverfahren als Stimulanz für den Einstiegsmarkt, Verbesserung des Informationsstandes der Gemeinden (inkl. Erstellen von Leitfäden als Planungshilfe für kommunale Entscheidungsträger), eine Verstärkung des Erfahrungsaustausches mit anderen Ländern (z. B. Bürgermeisterreisen nach Dänemark), Aufstellen von kommunalen Wärmeplänen, Forcierung der F&E sowie Markteinführung innovativer Methoden (z. B. grabenfreie Verlegung).

Zu den begleitenden Maßnahmen sind darüber hinaus folgende Aktivitäten zu zählen, die außer von Bundesseite auch sehr stark von den Bundesländern sowie privaten Akteuren geprägt werden können bzw. bereits werden:

- Informations- und Beratungsprogramme (z. B. für private Investoren, das Handwerk und Fachverkäufer)
- Qualifizierungs- und Ausbildungsprogramme (z. B. Solarteur-Ausbildung, Qualifizierung des Handwerks für das Wärmelieferungscontracting)
- Direkte Fördermaßnahmen für die Installateurbetriebe
- Maßnahmen im Bereich DIN-Normen
- Forschungs- und Entwicklungsprogramme (z. B. auch im angrenzenden Bereich der Technik saisonaler Speicher bzw. der Nahwärmesysteme) sowie Durchführung von Impuls-/Pilotprogrammen (z. B. zur Förderung intelligenter Steuerungs- und Regelsysteme im Gebäudebereich)
- Errichtung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben mit innovativem Charakter
- Besondere Initiativen mit Multiplikatorfunktion (z. B. 50 Solarsiedlungen in NRW)
- Entwicklung von speziellen Beteiligungsgesellschaften (nach dem Vorbild von PV- und Windenergiefonds) zur Finanzierung von regenerativen Nahwärmesystemen

- Unterstützung beim Networking (z. B. durch die Landesinitiative des Landes Nordrhein-Westfalen)

9.1.10 Übergreifende Maßnahmen

Zu den übergreifenden Maßnahmen sind vor allem diejenigen Aktivitäten der EU zu zählen:

- Weißbuch „Erneuerbare Energien“ der EU-Kommission
- Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“
- Kampagne für den Durchbruch (campaign for take off)
- Das europäische Klimaschutzprogramm (ECCP)
- 6. Forschungsrahmenprogramm u. a. mit dem Ziel umfassende Maßnahmen im Bereich erneuerbarer Energien auf kommunaler Ebene durchzuführen (Programmbe-
reich Concerto)
- Richtlinie zum EU-weiten Emissionshandel

9.1.11 Kriterienraster zur systematischen Bewertung

- Zielerreichungsgrad
 - Zielgenauigkeit
 - Kontrollier- und Nachsteuerbarkeit
 - Erreichen von Nebenzielen
- Ökonomische Effizienz
 - Statische Effizienz (Kostenaufwand für Zielerreichung)
 - Dynamische Effizienz (Impulse für langfristige Marktentwicklung, Induktion technischer Fortschritt)
 - administrativer Aufwand, sonstige Transaktionskosten (öffentlicher, privater Bereich)
 - Wettbewerbsprinzip/-charakter (Wettbewerbsförderung)
 - Minimierung Mitnahmeeffekte
- Umsetzbarkeit
 - Gesetzeskonformität (Kompatibilität mit nationalem Recht)
 - EU-Kompatibilität/Verträglichkeit (z. B. in Bezug auf Beihilferecht und Warenverkehrsrecht)
 - Finanzierbarkeit
 - Politische Durchsetzbarkeit (Umsetzungstiefe und –widerstände)
- Umsetzungsqualität/-effizienz
 - Verursachergerechtigkeit
 - Planungs- und Investitionssicherheit (kurz-, mittel- und langfristig, Abhängigkeit von öffentlichen Haushalten)
 - Wettbewerbsneutralität/-konformität
 - Praktikabilität (inkl. institutionelle Beherrschbarkeit)
 - Transparenz
 - Soziale Verträglichkeit (gesellschaftliche Akzeptanz)
 - Kompatibilität mit anderen Instrumenten (national, international)
 - Flexibilität und Modifizier-/Steuerbarkeit
 - Anreiz für technologische Entwicklungen (Einzeltechnologien, Technologiebreite)
 - Trade offs (Impulse für Forschung und Entwicklung, Impulse für andere Technologiebereiche)

9.2 Übertragungskapazitäten, Regelenergie und Leistungsreserve (Anhang zu Kapitel 7)

9.2.1 Problemlage

Von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und den großen Energieunternehmen des Landes (vor allem E.ON) wird mit Bezug auf die Windenergie vor allem darauf hingewiesen, dass

- Windkraftwerke nur mit einem geringen Teil der installierten Kapazität thermische Kraftwerksleistung adäquat ersetzen können,
- der Bedarf an Regelleistung und Regelenergie zum Ausgleich des Prognosefehlers (bei der nach bisherigen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber notwendigen tagesscharfen Vorhersage) des Windenergiebeitrags stark zunimmt,
- die zunehmenden Lastschwankungen (mit zum Teil hohen Lastgradienten und vermehrten An- und Abfahrvorgängen) zu einer erhöhten Beanspruchung der Kraftwerke und damit verfrühten Veralterung führen sowie den energiewirtschaftlich nicht optimalen Teillastbetrieb (Verringerung des Nutzungsgrades) begünstigen,
- hierdurch zunehmend Einfluss genommen wird auf die Kraftwerksfahrweise und eine Änderung des Kraftwerkseinsatz- und Lastmanagements (mit dem versucht wird, für die Betriebsweise des Anlagenparks ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen) der Kraftwerke notwendig wird (sog. re-dispatching),
- zunehmend heute schon Netzengpässe zu verzeichnen sind (z. B. Ausschöpfung des Hochspannungsnetzes (110 kV) in Schleswig Holstein), die mit einem weiteren Ausbau der Windenergie onshore (betrifft vor allem das Höchstspannungsnetz (> 110 kV) in Schleswig Holstein) und offshore deutlich zunehmen werden und nur durch einen entsprechenden Netzausbau beseitigt werden können. Der Anschluss einer nennenswerten offshore Windenergiekapazität würde den Bau neuer Höchstspannungsleitungen zu den Verbrauchsschwerpunkten (z. B. im Ruhrgebiet) erfordern.

Die mit den genannten Punkten verbundenen Kosten werden seitens der Energiewirtschaft heute bereits auf bis zu 2,4 ct/kWh Stromerzeugung in Windkraftwerken abgeschätzt [Tauber 2002], wobei mit 1,5 ct/kWh der größte Anteil auf die Fixkosten der zur Leistungsabsicherung notwendigen konventionellen Kraftwerke entfällt. Weitere 0,7 ct/kWh stammen aus erhöhten Regelenergieaufwendungen (physischer Arbeitsbeitrag: Differenz zwischen tatsächlichem und prognostiziertem Verbrauchs- und Einspeiseverhalten) und 0,2 ct/kWh seien auf den erforderlichen Netzausbau zurückzuführen.

Für die Zukunft wird von einem weiteren Anstieg der Kosten ausgegangen. Beispielrechnungen für das E.ON-Netzgebiet (Anschlussleistung der Windenergie von 16.000 MW im Jahr 2016, im Vergleich zu heute – Stand 2001 – rund 3.500 MW) führen zu der Aussage, dass dann zur Aufrechterhaltung des heute allgemein üblichen Zuverlässigkeitsniveaus allein für die Abdeckung des notwendigen Minuten-/Stundenreservebedarfs Zusatzkosten von 850 Mio. € entstehen könnten [Haubrich 2002]. Umgerechnet bedeutet dies spezifische Kosten von rund 2 ct/kWh²² für die Stromerzeugung aus Windenergie, etwa dem Dreifachen der für den derzeitigen Status Quo der spezifisch durch die Windenergie verursachten Regelenergiebereitstellung ausgewiesenen Größenordnung. Hinzu kämen Kosten für den Netzausbau, der mit zunehmender Einbindung von Offshore-Windkraftwerken notwendig wird, in Höhe von 550 Mio. €

Heute werden die anfallenden Kosten auf die Netznutzungsentgelte in den jeweiligen Netzgebieten aufgeschlagen und führen dort zu einer Mehrbelastung der angeschlossenen Kun-

²² unter der Annahme einer mittleren Auslastung der Windkraftwerke von 2.500 bis 3.000h/a

den. Hiervon betroffen sind derzeit vor allem die nördlichen Bundesländer. Vor diesem Hintergrund fordern die betroffenen Netzbetreiber eine Aufnahme der für sie entstehenden Mehrkosten in den deutschlandweiten, im EEG implementierten Ausgleichsmechanismus. Ginge man von einem derartigen Verfahren aus, würde dies für das Jahr 2001 bedeuten (rückwirkend betrachtet, Windenergieeinspeisung ca. 10,5 Mrd. kWh), dass sich der durchschnittliche vom Stromkunden zu zahlende Aufschlag auf die Stromrechnung von 0,18 bis 0,26 ct/kWh (resultierende Umlage unter Abzug der anrechenbaren vermiedenen Stromgestehungskosten; vgl. BMWi-Erfahrungsbericht 2002) um rund 0,053 ct/kWh bzw. um bis zu 30% erhöhen würde.

Nachfolgend werden die Argumente der Energiewirtschaft diskutiert und versucht, den aus heutiger Sicht resultierenden Handlungsbedarf einzuordnen. Dabei bezieht sich die Darstellung im Wesentlichen auf Aspekte im Zusammenhang mit der Windenergie, wobei generell vergleichbare Probleme auch der photovoltaischen Stromerzeugung – allerdings aufgrund des geringeren Stromerzeugungsbeitrags auf einem deutlich anderen Niveau – vorliegen.

9.2.2 Kapazitätseffekt (sichere Leistung)

Trotz des schwankenden und stochastischen Charakters der Windenergie kann die Einspeisung von Windstrom zur Absicherung der für die Lastdeckung notwendigen Kraftwerksleistung beitragen. Allerdings wird der als „sicher“ geltende Leistungsbeitrag der Windenergie sehr unterschiedlich eingeschätzt. Die Bandbreite für die im Systemverbund zusätzlich in Form von konventioneller Kraftwerksleistung für erforderlich gehaltene Leistungsreserve liegt zwischen 82% [Dany 2000] und 90 % [Tauber 2002] pro installierter Einheit Windenergieleistung. Davon zu unterscheiden ist der spezifische Bedarf nach Regelleistung, der je nach Quelle bezogen auf die installierte Windenergiekapazität auf 40 % (ISET-Angaben auf der Basis der Ergebnisse der WMEP online Messerfassung von 5.400 MW Windenergieleistung), 62,5% (notwendiger Zusatzbeitrag an Minuten-/Stundenreserve; Haubrich 2002) oder sogar 75% (Vattenfall, pers. Angaben) eingeschätzt wird.

Dabei ist zu beachten, dass die notwendige Leistungsreserve oder anders herum ausgedrückt der Kapazitätseffekt, d. h. der trotz schwankender und stochastischer Leistungsabgabe mögliche Beitrag der Windenergiestromerzeugung zur Dauerreserve, zum einen von der Windhöflichkeit der Region abhängt, zum anderen aber mit zunehmendem räumlich verteilten Anteil an der Stromerzeugung rückläufig ist. Die substituierbare konventionelle Kraftwerksleistung liegt detaillierten Simulationsrechnungen zufolge bei windschwachen Binnenlandstandorten im Bereich von 5%, während sie bei extrem windreichen offshore-Standorten Werte von bis zu 60% annehmen kann [Dany 2000]. Modellrechnungen für die ehemaligen Versorgungsgebiete der VEW Energie AG bzw. der Preussen Elektra AG bestätigen diese Ergebnisse. Danach ermittelt sich für die Windenergie im windschwächeren VEW-Gebiet ein Leistungsnutzen von 8 bis 10%, während in der windstärkeren Region Anteile von 15 bis 18% resultieren [Dany 2000].

Unabhängig von der genauen Höhe der resultierenden sicheren Deckungsbeiträge durch die Windenergie ist bis heute kein spezifischer Leistungszubau zur Abdeckung der stochastischen Einspeisung notwendig geworden. Maßgeblich hierfür sind die nach wie vor gegebenen Überkapazitäten im Kraftwerkssystem der Bundesrepublik sowie die gute Infrastruktur des bestehenden Stromnetzes. Allerdings verringert die Windenergieeinspeisung das Arbeitsvermögen der bestehenden Anlagen, in dem diese im geringeren Umfang ausgelastet werden. Sofern kein kurzfristiger Absatzausgleich (etwa auf den Spotmärkten und/oder im Ausland) gefunden werden kann, können diese Anlagen nur noch im geringeren Maße zur Wertschöpfung beitragen. Der hierdurch für die Kraftwerksbetreiber entstehende Verlust ist jedoch begrenzt, da zum einen die derzeit im Verbund mit der Windenergie eingesetzten Kraftwerke zu großen Teilen bereits abgeschrieben sind, deren Fixkosten mithin schon einmal auf die Stromkunden umgelegt wurden. Zum anderen erhöhen die zunehmend verbesserten Prognosemethoden für die Windenergieeinspeisung die Möglichkeiten, kurzfristige Ersatz für den fehlenden Absatz zu finden bzw. den eigenen Kraftwerksbetrieb besser zu planen. Da die Kraftwerksbetreiber betonen, dass häufig auch Anlagen mit sehr günstigen

Stromgestehungskosten zu Gunsten der Windenergie zurückgefahren werden, sollte das Auffinden neuer Absatzpotenziale gerade für diese Anlagen im ganz besonderen Maße möglich sein. Voraussetzung hierfür ist eine verstärkte vorausschauende Planung unter Einbeziehung des zu erwartenden Windenergiebeitrags.

Erst zum Ende dieses Jahrzehnts werden im größeren Umfang Kraftwerksersatz- und -neubauten notwendig werden. Dies erhöht zwar die Notwendigkeit, dann auch eine zusätzliche Leistungsreserve für den Stromerzeugungsbeitrag der Windenergie bereitzustellen, schafft aber andererseits die Möglichkeit, ganz gezielt solche Kraftwerkskapazitäten aufzubauen (z. B. Gas-GUD-Kraftwerke), die mit den steigenden Anforderungen kompatibel sind (hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, kurze An- und Abfahrzeiten), wodurch von vornherein mögliche Mehrkosten begrenzt werden können.

Der mit zunehmendem Leistungsbeitrag der Windenergie verbundene monetäre Aufwand hängt stark von der Art der notwendigen Kraftwerksleistung ab. Wie sich im folgenden zeigen wird, kommt dabei vor allem der Bereitstellung von Kapazitäten Bedeutung zu, die im Bereich der Minuten- und Stundenreserve eingesetzt werden können.

9.2.3 Reserveleistungs- und Regelenergiebedarf

Die ÜNB sind für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in ihrer Regelzone verantwortlich. Sie stellen hierfür Regelleistung in unterschiedlichen Zeitsegmenten (Sekunden-, Minuten- und ggf. Stundenreserve) bereit. Der Bedarf für diese Leistung resultiert aus unvorhersehbaren Lastschwankungen, Abweichungen von der Lastprognose, möglicherweise Kraftwerksausfällen und stochastischen Einspeisungen. In Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung können die Prognoseunsicherheiten den erforderlichen Ausgleichsbedarf deutlich erhöhen.

Grundsätzlich zu unterscheiden ist dabei zwischen dem reinen **Regelleistungsbedarf**, d.h. der konventionellen Kraftwerksleistung (im Bereich der Sekunden-, Minuten- und ggf. Stundenreserve) die zusätzlich zu der in Windkraftwerken installierten Leistung vorzuhalten ist, um ein hinreichendes Zuverlässigkeitsniveau bei der Deckung der Stromnachfrage erreichen zu können, und dem hiermit korrespondierenden **Regelenergiebedarf**, d. h. der tatsächlich für den Ausgleich physisch bereitzustellenden Energiemenge.

Bevor auf die einzelnen Probleme und deren Lösungsmöglichkeiten im Einzelnen eingegangen wird, soll grundsätzlich erläutert werden, welche besondere Rolle die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) heute spielen, welche Arten von Regelenergie unterschieden werden können und wie diese bereitgestellt werden.

9.2.3.1 Regelenergie und deren Bereitstellungsmöglichkeiten

Die ÜNB sind verantwortlich für die Beschaffung und den Einsatz der Regelenergie, um in ihrer Regelzone ständig Nachfrage und Angebot von elektrischer Energie ausgleichen zu können (Leistungsbilanzausgleich). Diese Aufgabe (insbesondere auch die Systemdienstleistung Frequenzhaltung) ist im verbundweiten Zusammenspiel aller ÜNB zu lösen. Dabei werden in Deutschland gemäß den UCTE-Empfehlungen drei verschiedene Arten bzw. Qualitäten an Regelenergie unterschieden (Grid Code 2000)²³:

- **Primärregelung (Sekundenreserve):** Sie „ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammenschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der

²³ Dies gilt auch für Spanien, Österreich und Niederlande, während es bei den anderen UCTE-Mitgliedsländern teilweise Abweichungen von den hier genannten Definitionen und Anforderungen für Regelenergie gibt. (et 3-02, 152ff)

Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt²⁴).“

- **Sekundärregelung:** Sie „ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der europäischen Verbundorganisation 'Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE)' wird die Sekundärregelung durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt“. Derartig kurzfristig kann z. B. über die an verschiedenen Kraftwerken im Verbundnetz vorgehaltenen Dampfspeicher Leistung freigesetzt werden (in dem schlagartig zusätzliche Dampfmengen über die Turbine entspannt werden).
- **Tertiärregelung (Minuten-/Dauerreserve):** „Die Minutenreserve soll nach Eintritt eines Leistungsausfalls ohne Verzögerung eingesetzt werden können und muss nach der derzeit gültigen Spielregel der europäischen Verbundorganisation (UCTE) spätestens nach 15 Minuten die Sekundenreserve abgelöst haben. Die **Minutenreserve** wird aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken, ferner durch den Einsatz von Speicher-, Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen und Abschaltung von Kundenlasten bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnellstartende Reserve nötig sein; die gesamte für die Sekundärregelung und manuell verfügbare Minutenreserve bereitstehende Leistung muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können“. Die Minutenreserve, die häufig durch hohe variable Kosten (z. B. Brennstoffkosten) gekennzeichnet ist, kann bei entsprechend längerem Bedarf (> 1h) durch **Stundenreserve** ersetzt werden. Hierfür kommen entweder in Betrieb befindliche Kraftwerke mit geringer Laständerungsgeschwindigkeit oder stehende Anlagen, die im Stundenbereich aktivierbar sind, zum Einsatz.

Die für die Regelaufgaben erforderlichen Kraftwerkskapazitäten sind vom Übertragungsnetzbetreiber in ausreichender Höhe vorzuhalten²⁵ (vgl. Tabelle 9.1). Dabei muss es sich nicht zwingend um eigene Kapazitäten handeln, Regelenergie kann viel mehr auch über vertragliche Vereinbarungen von anderen Unternehmen bereitgestellt werden.

Durch die nicht deterministische Einspeisung von Strom aus Windenergie in das Elektrizitätsnetz erhöht sich der insgesamt vorzuhaltende Leistungsbedarf an Regelenergie. Neben der Windenergieleistung selber ist anteilig eine entsprechende konventionelle Kraftwerksleistung notwendig (Leistungsreserve), wobei ein Teil dieser Leistung über besondere Regelmöglichkeiten verfügen sollte, um ein hinreichendes Zuverlässigkeitsniveau für die Deckung der Stromnachfrage erreichen zu können. Der ÜNB hat eine Doppelfunktion, zum einen als Aufkäufer von EEG-Strom und zum anderen als Netzbetreiber (Regelenergieeinsatz). Nach EEG sind die ÜNB verpflichtet die gesamte in ihrer Regelzone anfallende Stromerzeugung aus Windenergie aufzunehmen und zu vergüten. In der Praxis versuchen sie deshalb den zu erwartenden Beitrag vorherzubestimmen und auf der Grundlage der Fahrplananmeldungen entsprechende Leistungsbänder mit den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und anderen ÜNB zu vereinbaren. Für die ÜNB erfolgt dies bis jeweils 14 Uhr des Vortages. Unter Zugrundelegung von entsprechenden Voraussagen über die Bedarfsentwicklung kann auf dieser Basis auf der Stromerzeugungsseite z. B. eine Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt

²⁴ Dieser resultiert vor allem aus dem Trägheitseffekt rotierender Massen (z. B. Generator), die bei einer Veränderung der Frequenz verzögert reagieren

²⁵ Gemäß UCTE-Regeln wird für das gesamte synchrone Verbundsystem eine Primärregelleistung (Sekundenreserve) in Höhe von 3.000 MW benötigt, deren Vorhaltung auf die jeweiligen ÜNB verteilt ist (Grid Code 2000, 26).

werden. Aufgrund der naturgemäßen Unsicherheiten von Prognosen kommt es bei der Deckung der Stromnachfrage durch den Kraftwerkspark zwangsläufig zu Abweichungen gegenüber den angemeldeten Fahrplänen und damit zu der Notwendigkeit Regelenergie²⁶ bereitzustellen

Tabelle 9.1: Regelenergie: Anforderungen und Bedarf am Beispiel des RWE Netzes (Stand 2002)

Art	Aktivierung	Bezugsrahmen	Leistung	Anforderungen	Ausschreibung
Primärregelung	automatisch	UCTE-weit	± 320 MW	In 30 sek. linear aktivierbar und bis zu 15 min. haltbar	halbjährlich
Sekundärregelung	automatisch (< 15 min)	Regelzone	± 1.050 MW	Mit einer summarischen Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 200 MW / min. aktivierbar	halbjährlich
Minutenreserve	manuell (> 15 min)	Regelzonen übergreifend	+ 780 MW - 620 MW	Innerhalb von 15 min. abrufbar (Sicherung des Sekundärregelbandes)	täglich
Gesamtbedarf			+ 2.150 MW - 1.990 MW		

Die Höhe des resultierenden Regelenergiebedarfs (Differenz zwischen dem prognostizierten und realen Einspeise- und Verbrauchsverhalten) hängt dabei von der Prognosegenauigkeit bzw. dem Prognosefehler ab, also von der Möglichkeit, die Netzeinspeisung aber auch die Lastentwicklung mit hinreichender Sicherheit vorauszusagen. Generell gilt, dass die Prognosefehler mit der Größe des betrachteten Energiesystems und der zeitlichen Nähe zum Ereignis sinken. Während für die Methoden zur Abschätzung der Last schon langjährige Erfahrungen vorliegen, besteht bei der Abschätzung des zu erwartenden Windenergiebeitrags trotz der in den letzten Jahren bereits gemachten Fortschritte noch ein deutliches Verbesserungspotenzial²⁷.

9.2.3.2 Anforderungen an die Regelenergie in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung (Untersuchungen der Energiewirtschaft)

Entsprechend der zuvor differenzierten Regelenergiearten sollen auch die resultierenden Anforderungen differenziert betrachtet werden, wobei die Betrachtung insbesondere auf die Sekundärregelung sowie die Minuten- und Stundenreserve begrenzt bleiben, wofür die ÜNB verantwortlich zeichnen. Dabei werden nachfolgend zunächst vor allem Ergebnisse rezipiert, die aus Untersuchungen im Auftrag oder unter Beteiligung einzelner ÜNB (vor allem der E.ON) folgen.

- Die Änderungen der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen im Zeitbereich der **Sekundenreserve** sind nach bisherigen Erfahrungen selbst bei einer sehr hohen installierten Leistung im UCTE-Verbund gegenüber Lastschwankungen und insbeson-

²⁶ Grundsätzlich sind Regel- und Ausgleichsenergiebilanzen voneinander zu unterscheiden. Die Regelenergie bezieht sich auf das tatsächliche physikalische Leistungsbilanzsaldo, während sich die Ausgleichsenergie auf das rein rechnerische Bilanzkreissaldo bezieht. Der (physische) Regelenergiebedarf ist daher prinzipiell kleiner (höchstens gleich groß) als der Bedarf an Ausgleichsenergie, weil z.B. zeitgleiche Mehreinspeisungen und -entnahmen keinen Regelenergieeinsatz erfordern. Zudem heben sich die stochastischen Abweichungen bei Einspeisungen und Last physikalisch zum Teil gegenseitig auf.

²⁷ Wer diesen Umstand kritisiert sollte nicht vergessen, dass auch bei der optimierten Einbeziehung von Lastprognosen ein entsprechender Lernprozess notwendig gewesen ist.

dere Kraftwerksausfällen großer konventioneller Erzeugungseinheiten vernachlässigbar [Dany 2000].

- In der heute am meisten von der Windenergieeinspeisung betroffenen E.ON Netz Regelzone sind bisher keine erhöhten Anforderungen an die **Sekundärregelreserve** festzustellen (Dany 2002). Ob dies bei weiterem Ausbau der WEA noch zutrifft, ist auf Grund derzeit fehlender Erfahrungen mit solchen Systemen schwer zu beantworten.
- Simulations-Untersuchungen an praxisnahen Modellsystemen zeigen, dass die derzeit übliche **Sekundärregelreserve-Bemessung** auch bei einer installierten WEA-Leistung in Höhe der Regelzonenhöchstlast noch ausreichend sein dürfte [Dany 2000, Dany 2002]. Deutlich veränderte Anforderungen an die Sekundärregelreserve können entsprechend der derzeitigen Ausbauprognosen für die Windenergie damit für die nächsten Jahre zunächst ausgeschlossen werden.

In Bezug auf die Bereitstellung von Regelenergieleistung liegen damit die Herausforderungen heute und zukünftig vor allem bei der Tertiärregelung (Minutenreserve).

- Ab einer installierten Windenergieleistung von 20 bis 40% der Höchstlast (diese Größenordnung dürfte bei einer installierten Windenergieleistung von mehr als 4 GW im E.ON Netzgebiet derzeit bereits erreicht sein) bestimmt vorwiegend der Fehler der Leistungsprognose im Minutenbereich den Reservebedarf. Hohe Anforderungen werden deshalb vor allem an die **Minutenreserve** gestellt, die üblicherweise aus technisch/wirtschaftlichen Gesichtspunkten bei länger andauernden Störungen bzw. Abweichungen von den Fahrplänen nach 15 Minuten die Sekundärreservebereitstellung ablöst. In den allermeisten Fällen reichen dabei bisher die Laständerungsgeschwindigkeiten der Kraftwerke aus, den durch eine Windenergieeinspeisung erhöhten Leistungsschwankungen im Zeitbereich der Minutenreserve zu folgen. Nur in Regelzonen mit sehr hoher Einspeisung und ausschließlich thermischen Sekundärregelkraftwerken kann die Fahrplanabweichung auch zu der Notwendigkeit des Anfahrens schnellstartbarer Kraftwerke führen.
- Ein beträchtlicher Anteil des Reservebedarfs kann auch über eine **Stundenreserve** zur Verfügung gestellt werden, da die Leistungsänderungen großer, räumlich verteilter Windenergieanlagenkollektive vergleichbar langsam sind [Dany 2002]. Dies erhöht insbesondere in bestehenden Kraftwerksverbänden die Flexibilität bei der Regelenergiebereitstellung. Allerdings kann aufgrund der verschiedenen Zeitkonstanten der insgesamt erforderliche Bedarf (Minuten- und Stundenreserve) größer ausfallen als der ursprüngliche Minutenreservebedarf. Die tatsächliche Bereitstellung wird über Optimierungsrechnungen unter Zugrundelegung der jeweiligen Minuten- und Stundenreservepreise zu bestimmen sein.
- Grundsätzlich muss nicht nur für ein Unterschreiten des vorausgesagten Windenergiebeitrags, sondern auch bei einem Überschreiten Vorsorge getroffen werden. Neben der Bereitstellung von positiver Regelenergieleistung kommt damit auch der Bereitstellung „negativer“ **Reserveleistung** eine hohe Bedeutung zu. Während dieser Anforderung in der Regel durch ein Runterfahren der am Netz befindlichen Kraftwerke entsprochen werden kann, können in Erzeugungssystemen mit sehr hohen Windenergieanteilen (25 bis 50% der Höchstlast) weitergehende Maßnahmen zur Kompensation von zum Teil sogar auftretenden **Leistungsüberschüssen** notwendig sein. In diesen Systemen kann die nach Abzug der Windenergieleistung verbleibende von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Rest-Last die minimale Leistungsabgabe der am Netz befindlichen Kraftwerke unterschreiten, was dann z. B. das zeitweise Abschalten von Windenergieanlagen erfordern könnte. Es stellt sich die Frage, in wie weit die Übertragungsleistungen zu anderen ÜNB ausrei-

chen, um die überschüssige Leistung abzuführen²⁸. Die Kopplungsleistungen liegen heute in der Regel noch ausreichend hoch. Allerdings sind die bestehenden Transporte/Verträge und der Mechanismus des geltenden Engpassmanagements zu berücksichtigen. Die ÜNB oder stellvertretend zumindest regionale Netzbetreiber sollten im Grenzfall deshalb im Zweifel Zugriff auf die Einspeisung haben.

Im Auftrag der Energiewirtschaft sind über diese qualitativen und zum Teil empirischen Analysen hinaus auch praxisnahe Modellrechnungen [Dany 2000 und Dany 2002] durchgeführt worden. Die Basis bildet hierbei eine Regelzone mit einer Höchstlast von 20 GW und einem zwischen 0 und 20 GW variierten Windenergieleistungsanteil. Danach ermittelte sich der notwendige Minutenreservebedarf auf 250 bis 550 MW je 1.000 MW installierter Windenergieleistung. Die notwendige Reserveleistung wird im maßgeblichen Umfang von der zu erwartenden Windenergieleistung und dem Prognosefehler bestimmt, dies macht es in Regelzonen mit hohem Windenergieanteil deshalb unbedingt sinnvoll, die bereitzustellende Reserve flexibler als bisher zu planen und der jeweiligen Tagesprognose anzupassen. Der in den nächsten 10 bis 15 Jahren in Deutschland aus einer weiteren deutlichen Erhöhung der Windenergieleistung auf bis zu 30 GW resultierende Reservebedarf kann angesichts der heute verfügbaren Kurzzeitreserve in Höhe von 8.000 MW möglicherweise nicht mehr Deutschland-intern gedeckt werden. Der Regelenergiebedarf könnte sich mit wachsendem Windenergiebeitrag sukzessive auf bis zu 400 GWh je GW installierter Leistung erhöhen. Beim derzeitigen Preisniveau auf dem Regelenergiemarkt hätte dies Zusatzkosten von jährlich rund 1.000 Mio Euro oder spezifisch betrachtet von rund 50 Mio. Euro je GW installierter Windenergieleistung zur Folge. Damit wäre für die Windenergie eine deutliche Erhöhung der jährlichen Betriebskosten verbunden, in der Größenordnung von etwa 5% der Investitionskosten.

In anderen, speziell für das E.ON Netzgebiet durchgeführten Berechnungen werden für die Aufrechterhaltung des üblichen Zuverlässigkeitsniveaus bei einer maximalen Windenergieausbauleistung von 16 GW bis 2016 Zusatzkosten von 850 Mio. Euro pro Jahr für die Bereitstellung der erforderlichen Minuten- bzw. Stundenreserve in der Größenordnung von 10 GW bestimmt [Haubrich 2002]. Umgerechnet bedeutet dies spezifische Kosten von rund 2 bis 2,5 ct/kWh Stromerzeugung aus Windenergie, etwa dem Dreifachen der für den derzeitigen Status Quo ausgewiesenen Größenordnung. Hinzu kämen Kosten für den Netzausbau, der mit zunehmender Einbindung von offshore-Windkraftwerken notwendig wird, in Höhe von 550 Mio. € sowie ggf. zusätzliche Fixkosten für den Betrieb der Netze.

9.2.3.3 Einschätzung der vorliegenden Untersuchungen und mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Regelenergiekosten

Im vorangegangenen Kapitel ist dargelegt worden, dass die **Energiewirtschaft bei einem weiteren Ausbau der Windenergie von hohen zusätzlichen Belastungen ausgeht**. Die aus den vorliegenden Untersuchungen resultierenden Werte werden derzeit sehr offensiv in der öffentlichen Diskussion vertreten. Ohne auf die Einzelheiten der durchgeführten Analysen eingehen zu können, kann doch davon ausgegangen werden, **dass die aufgeführten Werte deutlich zu hoch sind bzw. allenfalls die äußerste Grenze der langfristig zu erwartenden Belastungen widerspiegeln**. Hierfür können folgende Aspekte angeführt werden:

²⁸ Das Versorgungsgebiet des westdänischen ÜNB Eltra ist diesbezüglich gekennzeichnet durch: rund 1.900 MW_{el} Windkraft (29%) und 1.500 MW_{el} lokaler KWK (23%), 3.650 MW_{el} Spitzenlast und 3.000 MW_{el} Übertragungskapazitäten zu benachbarten Netzgebieten. Hier kommt es bei kaltem und windreichem Wetter vereinzelt zu Situationen, in denen die Leistungsüberschüsse aufgrund der zeitgleich vorherrschenden Netzbelastung nicht abgeführt werden können und damit ein Herunterfahren der KWK-Anlagen sowie eventuell zusätzlich ein Abschalten von Windkraftanlagen notwendig wird [Jensen 2002]. Im Netzgebiet von E.ON ist mit einer solchen Situation derzeit nicht zu rechnen, da hier bei einer installierten Windkraftleistung in Höhe von rd. 3.500 MW_{el} (2000) und deutlich größeren Lastverhältnissen als in Dänemark (Spitzenlast insg. 24,5 GW_{el}) Übertragungskapazitäten in Höhe von 4.850 MW_{el} zu anderen Netzgebieten (ohne VEAG), zzgl. rund 3.000 MW_{el} zum E.ON Netz Süd, bestehen [Luther 2002].

- **Unterschätzung der (vor allem zukünftig) erreichbaren Prognosegenauigkeit der Windenergieleistung**, für die in den Berechnungen ein Fehler von 12,5% angenommen wurde. Auf der Basis neuerer Systeme werden hier für Vortagesgeschätzungen von Experten des ISET und der Universität Oldenburg Größenordnungen von bis zu 6% für realisierbar gehalten [Rohrig 2002, Lange 2002, Anemos 2002, Neue Energie 2002]. Noch höhere Genauigkeiten lassen sich für Prognosen für die nächsten drei bis sechs Stunden erzielen und selbst bei einer 48-Stunden Schätzung liegt der Fehler nach ISET-Angaben unterhalb von 10%.
- Windenergieleistungen von bis zu 30 GW in Deutschland werden frühestens 2015 erwartet, was noch entsprechend Zeit lässt Erfahrungen bezüglich der zeitgenauen Abschätzung des Windenergiebeitrags zu sammeln.
- Auch längerfristig sind selbst bei sehr engagierten Klimaschutzszenarien kaum höhere Windenergieleistungen zu erwarten. Im Szenario Nachhaltigkeit (Zielsetzung: 80% CO₂-Minderung bis zum Jahr 2050) wird für die Windenergie bundesweit ein Leistungsbeitrag von maximal 34 GW ausgewiesen [Wuppertal Institut, DLR 2002].
- **Generelle Überschätzung der notwendigen Regelenergieleistung**: Das ISET hat im Rahmen des WMEP (wissenschaftliches Mess- und Evaluationsprogramm) mit E.ON 5.400 Windkraftanlagen online vermessen (Messungen wurden zentral in Kassel erfasst. Die maximale Abweichung betrug 40% der installierten Nennleistung bei einem singulären Ereignis (einmal während mehrerer Jahre), 10% der Leistung zeigte sich ständig verfügbar und die Fluktuation korreliert negativ mit der Netzgröße.
- Eine **Flexibilisierung der Fahrplananmeldung bzw. die Möglichkeit, Veränderungen kurzfristig anmelden zu können** (nach bisheriger Praxis müssen die Fahrpläne bis 14 Uhr des Vortages festgelegt sein) führt zu einer erheblichen Senkung des Regelenergiebedarfs wie das Beispiel Skandinaviens zeigt [vgl. Kirchenbauer 2001, s. auch: Kling 2002, Leonhard 2002, Jensen 2002, Nabe 2002]. Durch die vermehrte Anwendung untertägiger Zyklen kann dem stochastischen Problem der Windenergie Rechnung getragen werden. Der Ausgleich der schwankenden Einspeisungen von Windenergieanlagen wird stärker auf die BKV, Verteilnetzbetreiber oder Erzeuger selbst (je nach vertraglicher Gestaltung) verschoben. Dieses Verfahren ist technisch machbar und wird auch schon teilweise von ÜNB (E.ON) eingesetzt.
- Bisher wurden keine Möglichkeiten zur Reduzierung der Inanspruchnahme von Regelleistung durch einen **Intraday-Handel** (speziell Handel von Stundenreserve) mit in Betracht gezogen.
- Isolierte Betrachtung nur einer Regelzone **statt übergreifende Optimierung** und Zugrundelegung heutiger hoher (unregulierter) Regelenergiemarktpreise. Heute bestehen hohe Wettbewerbshemmnisse im Regelenergiemarkt, in dem der Wahrnehmung von Angeboten aus anderen Regelzonen oder dem Ausland hohe administrative Hürden gegenüber stehen [Kirchenbauer 2002]. Zur Verringerung der Marktmacht der Übertragungsnetzbetreiber und der Erzeuger innerhalb der Regelzonen sollte deshalb eine **deutschlandweite oder europaweite²⁹ Regelzone** eingeführt werden. Die praktische Abwicklung von Angeboten, mit dann auch kürzeren Vertragslaufzeiten könnte auf dieser Basis durch eine Regelenergiebörse erfolgen. Dadurch könnte ein effizienterer Markt mit wettbewerblichen Preisen für Regelenergie entstehen, auf dem die Erzeuger deutschlandweit uneingeschränkt bieten können. Erfahrungen mit der Zusammenlegung von VEAG, BEWAG und HEW zu einer Regelzone (jetzt Vattenfall Europe) zeigen das diesbezügliche Potenzial für die Optimierung des Regelenergiebedarfs. Durch die Zusammenlegung sank der Regelenergiebedarf um 1.000 MW in der neuen Regelzone.

29 Dies würde jedoch ggf. eine Verstärkung des Hochspannungsnetzes erfordern.

- Positiven Kosten für den tatsächlichen Energieaustausch im Rahmen des Bilanzgleiches (Arbeitspreis auf dem Regelenergiemarkt) sind negative Kosten bzw. Einnahmen entgegenzustellen, die bei weit gehender Unkorreliertheit zwischen Ausgleichs- und Regelenergiebedarf zwangsläufig entstehen (nämlich durch den Verkauf von Regelenergie).
- Keine integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitiger Nachfragestrukturen und Netzausbau.

9.2.4 Netzausbau

Der weitere Ausbau der Windenergie in den verbrauchsschwachen Küstenregionen und insbesondere die spätere Errichtung von Offshore-Anlagen werden den Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfordern. Dies gilt vor allem für den Ausbau der Hoch- und Höchstspannungsnetze im Norden des Landes und zusätzliche Transportmöglichkeiten in maßgebliche Verbrauchsschwerpunkte (z. B. Ruhrgebiet). Ungelöst ist ferner die Frage, mit welchem Konzept ein möglichst optimaler, ökologisch verträglicher und kostengünstiger Anschluss der offshore-Anlagen an das Festlandnetz erfolgen kann. Während letzteres, d. h. die Verkabelung der Offshore-Windparks mit dem Land, Aufgabe der jeweiligen Betreiber ist³⁰, sind die Netzbetreiber nach den heute gültigen Regelungen des EEG für den Netzausbau an Land zuständig. Anders als die Kosten für die Netzeinspeisung selber, können die notwendigen Aufwendungen für Netzverstärkung und –ausbau allerdings bisher nicht bundesweit umgelegt werden. Die Kosten werden heute über die Netznutzungsentgelte auf die Kunden innerhalb des betroffenen Netzgebietes umgeschlagen, was bei signifikanten Aufwendungen zu einer regionalen Benachteiligung führen kann.

Über die tatsächlich für Netzverstärkung und –ausbau zukünftig anfallenden Kosten herrscht derzeit noch Unklarheit. Während E.ON heute schon von Kosten in Größenordnung von 0,2 ct/kWh Stromerzeugung aus Windenergie ausgeht [Tauber 2002], was derzeit zu einer Mehrbelastung der Netzkunden von weniger als 0,02 ct/kWh führen dürfte, werden für die Zukunft für das gleiche Netzgebiet bei einem dann in etwa vervierfachen Windenergiebeitrag (16 GW in 2015 im E.ON Netzgebiet) Gesamtkosten für den Ausbau von bis zu 550 Mio. € kalkuliert [Haubrich 2002], was umgerechnet auf die Windstromerzeugung zu einer etwa gleichen Belastung führen dürfte wie die zuvor dargestellten 0,2 ct/kWh. Um bezüglich der anstehenden Kosten mehr Klarheit zu bekommen, ist von der Deutschen Energieagentur (Dena) ein Gutachten beauftragt worden, in dem sich Netzbetreiber (E.ON, Vattenfall und RWE) gemeinsam mit den Betreibern und Anlagenbauern mit den notwendigen Investitionen beschäftigen. Bis Mitte 2003 sollen hier erste praxisnahe Ergebnisse vorliegen.

Aus ökonomischer Sicht gibt es zu dieser Netzverstärkung keine Alternative. Eine Beschränkung der Windenergieeinspeisung auf das netzseitig verträgliche Maß wäre durch ein entsprechendes Erzeugungsmanagement zwar grundsätzlich technisch realisierbar. Aufgrund der dann notwendigerweise häufig erforderlichen Netzabtrennungen von Windkraftanlagen würde dies für diese zu erheblichen Absatzeinbußen führen, die letztendlich um ein Vielfaches teurer wären als der Netzausbau [Haubrich 2002].

Aufgrund der zu erwartenden zukünftigen Belastungen wird von den Netzbetreibern eine Einbeziehung der Netzverstärkungs- und –ausbaukosten in den bundesweiten Umlagemechanismus des EEG gefordert. Angesichts der noch bestehenden Unsicherheiten über die tatsächlich zu erwartende Höhe erscheint dies jedoch aus heutiger Sicht noch verfrüht. Die regionale derzeit unterschiedliche Belastung (Umlage der Kosten über die Netznutzungsentgelte) der Endverbraucher bewegt sich auf einem heute auch mit Blick auf die gesamte EEG-Umlage vergleichsweise geringen Niveau. Darüber hinaus ist zum Teil auch eine Entlastung

³⁰ Idealerweise wird für den Netzbetrieb auf See eine gemeinsame Netzgesellschaft gegründet, die eine monetäre Gesamtoptimierung vornehmen kann und zugleich aus Gründen des Umweltschutzes eine Minimierung der Anzahl der Einspeisepunkte an Land sicherstellen könnte.

(über vermiedene Netzkosten wegen der vermehrten dezentralen Einspeisung) gegenzurechnen.

Eine verfrühte Einbeziehung in den Ausgleichsmechanismus könnte im Gegenteil sogar kontraproduktiv wirken, da möglicherweise dann weniger starke Anstrengungen unternommen würden, Netzanbindung, -verstärkung und -ausbau so effizient und kostengünstig wie möglich durchzuführen. Dies gilt auch für die dann fehlenden Anreize, in den Regionen über entsprechende Preissignale verstärkt Strom verbrauchende Industrien anzusiedeln und damit den Umverteilungsbedarf zu verringern. Aus volkswirtschaftlicher Sicht würde sogar ein noch weitergehendes „nodal pricing“ (d. h. die Preisbestimmung an einzelnen Knotenpunkten mit entsprechend damit verbundenen Preisanreizen für die Verbraucher) vorteilhaft wirken, in der Praxis aber wohl nicht zu realisieren sein.

Während eine Änderung des EEG in diesem Punkt derzeit nicht notwendig erscheint, sollte von bundespolitischer Seite in jedem Fall das Erstellen eines geschlossenen Anschluss- und Ausbaukonzept für die Windenergie unterstützt werden. Die bereits erfolgte Vergabe eines entsprechenden Gutachtens für die netzseitigen Fragestellungen ist diesbezüglich ein erster wichtiger Schritt. Ggf. könnte sich hieraus – unter Einschluss energiewirtschaftlicher, systemanalytischer und umweltpolitischer Expertise – eine dauerhafte Arbeitsgruppe gründen, die den Aufbauprozess kontinuierlich begleitet und den politischen Entscheidungsträgern zeitnah Hinweise geben kann. Das Gesamtziel sollte letztlich die integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten, verbraucherseitiger Nachfragestrukturen und des Netzausbaus sein.

Unabhängig von der Bereitstellung der notwendigen finanziellen Mittel für Netzverstärkung und -ausbau müsste in einem derartigen Gesamtkonzept auch geklärt werden, wie ein (umwelt-)verträglicher Ausbau (mit bis zu 1.000 neuen Trassen-Kilometern) überhaupt realisiert und genehmigt werden kann. Aufgrund der langen Realisierungszeiten bestünde für ein solches Konzept schon kurz- bis mittelfristig Bedarf.

9.2.5 Resultierende Aspekte

Bei weiterem Zubau von Windenergieanlagen können im deutlich stärkeren Umfang als bisher Maßnahmen auf erzeuger- und Netzbetreiberseite zum Ausgleich der stochastischen Stromenergiebeitrags notwendig werden.

- Der Umfang der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ist jedoch noch nicht detailliert geklärt und somit sind die Kosten für einen möglichen Netzausbau sehr spekulativ.
- Der Bedarf an zusätzlicher Regelenergie (zur Kompensation des Prognosefehlers) ist noch nicht umfassend untersucht worden. Zudem fand das mögliche Verbesserungspotenzial noch nicht ausreichende Berücksichtigung. Die Kosten für die Regelenergiebereitstellung und -nutzung sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse der Regelenergieausschreibungen können nicht als verlässliche Grundlage verwendet werden, da der Markt nicht effizient arbeitet und die Preise tendenziell zu hoch sind.

Die Auswirkungen des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen auf das Stromnetz bedürfen damit weiterer Untersuchungen und die weitere Auswertung praktischer Erfahrungen seitens der Netzbetreiber. Dies gilt vor allem im Hinblick auf die Kostenprojektionen für Netzausbau und Umfang des künftigen Regelenergieeinsatzes.

Zusätzliche Kosten entstehen aus der Sicht der Energiewirtschaft für die Einspeisung aus Windenergie derzeit vor allem aus dem nur begrenzten Leistungsbeitrag (Kapazitätseffekt), dem erhöhten Regelenergieaufwand (Ausgleichsleistungs- und Ausgleichsenergiebedarf) und aus Aufwendungen für den Netzausbau.

Der Aufbau komplementärer Kapazitäten ist bisher aufgrund der zur Verfügung stehenden Überkapazitäten im Kraftwerkspark nicht notwendig gewesen. Dies gilt perspektivisch auch für die nächsten Jahre, so dass diesbezüglich kein dringender Handlungsbedarf vorliegt.

Gegen Ende dieses Jahrzehnts werden ohnehin im größeren Umfang Kraftwerksersatz- und -neubauten notwendig werden. Dies erhöht zwar die Notwendigkeit, dann auch eine zusätzliche Leistungsreserve für den Stromerzeugungsbeitrag der Windenergie bereitzustellen, schafft aber andererseits die Möglichkeit, ganz gezielt solche Kraftwerkskapazitäten aufzubauen, die mit den steigenden Anforderungen kompatibel sind (hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, kurze An- und Abfahrzeiten), wodurch von vornherein mögliche Mehrkosten begrenzt werden können. Über die Einbeziehung der hierdurch entstehenden Zusatzkosten wird dann zu befinden sein.

In Bezug auf die Regelernergie lässt sich aus den heute vorliegenden Untersuchungen ableiten, dass der Bedarf vorrangig vom Prognosefehler (nach den heute gültigen Bilanzkreisregelungen ist eine Abschätzung des Windenergiebeitrags einen Tag im voraus notwendig) bestimmt wird. Mit verbesserten Prognosemethoden sollte der Aufwand zukünftig weiter begrenzt werden können. Darüber hinaus stehen andere Maßnahmen zur Verfügung (z. B. Flexibilisierung der Fahrplanmeldungen, Einführung eines deutschlandweiten Regelernergie-marktes), die den zukünftigen Bedarf begrenzen helfen.

Trotz allem wird der Regelergiebedarf mit weiterem Ausbau der Windenergie perspektivisch zunehmen und kann bei Beibehaltung der bisherigen Praxis (Umlage auf die Netznutzungsentgelte) ggf. zu größeren regionalen Disparitäten führen. Auch wenn angesichts der heute noch begrenzten Kosten³¹ und der bundesweit noch hinreichenden Verfügbarkeit von Regelleistung³² kein direkter Handlungsbedarf für eine bundesweite Umlage zu sehen ist, muss doch perspektivisch aus Gründen der Gleichstellung der Verbraucher über einen solchen Mechanismus nachgedacht werden. Vergleichbares gilt grundsätzlich auch für die resultierenden Kosten aus Netzverstärkungs- und -ausbauaufwendungen.

Allerdings sollte eine Aufnahme in den EEG-Umlagemechanismus nicht ungeschützt erfolgen, da die Netzbetreiber (verlören sie ihre alleinige Zuständigkeit) dann nur noch weniger Anreize hätten, den Regelergieaufwand ökonomisch und technisch zu optimieren und für einen möglichst effizienten Netzaufbau zu sorgen. Wenngleich die ÜNB auch heute weitgehend unkontrolliert Reserveleistungen festsetzen und sich diese in aller Regel (ohne Wettbewerbsverfahren) von den konzerneigenen Erzeugungsgesellschaften (primäre Umsetzung von Partikularinteressen) beschaffen, würde ein unregulierter bundesweiter Ausgleich wegen der nahezu unbegrenzten Umlagemöglichkeit ggf. noch weniger Optimierungsanreize setzen. Blicke jeder einzelne ÜNB für sich zuständig, gäbe es zumindest das indirekte Korrektiv der Kostenvergleichsanalyse der Netznutzungsentgelte und der Druck der vor allem von regionalen Industriebetrieben auf die ÜNB gemacht würde. Eine auf einem bundesweiten Ausgleichsmechanismus basierende Konstellation würde aufgrund des geringeren Handlungsdruckes dagegen zwangsläufig zu einer höheren Kostenbelastung dann für alle Verbraucher führen, die mit dem Hinweis auf die Probleme bei der Integration der Windenergie begründet würden.

Vor der Einführung eines solchen Umlagemechanismus ist demnach zu klären, wer diese Kontrollaufgabe übernehmen könnte. Dies könnte z. B. eine allgemeine Regulierungsbehörde sein, wie sie in anderen Ländern für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte längst selbstverständlich ist. Möglicherweise käme dafür aber auch die Schiedsstelle Netznutzungspreise in Frage, die mit unabhängigen Fachleuten besetzt wurde und Ende 2002 ihre

³¹ Die auf die Windenergie zurückzuführenden Kosten für die Regelernergie liegen selbst bei Zugrundelegen der o. g. hohen Abschätzungen von 0,7 ct/kWh Strom aus Windenergie mit im Mittel rund 0,015 ct/kWh bei deutlich unterhalb von 10% der derzeitigen gesamten EEG-Umlage, zudem sind die heute auf die Netznutzungsentgelte umgelegten Kosten für die Regelergiebereitstellung für die Abdeckung von Unsicherheiten in der Lastprognose noch deutlich höher. Sie liegen beispielsweise im RWE-Netzgebiet bei insgesamt 0,5 ct/kWh.

³² Laut dem Verband der Netzbetreiber nimmt die erforderliche Leistung für Systemdienstleistungen (inklusive Minutenreserve) trotz deutlich steigendem Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2005 nicht zu [VDN 2002]. Dies gilt für die gesamt-nationale Sichtweise, regional sind hier natürlich andere Erfordernisse denkbar.

Arbeit aufgenommen hat. Darüber hinaus erscheint auch deswegen noch Zeit notwendig zu sein, um mehr Erfahrungen bezüglich der tatsächlichen Höhe des Regelenergiebedarfs und deren Verringerungsmöglichkeiten gewinnen zu können. Gleiches gilt auch für die zu erwartenden Kosten für Netzverstärkung und –ausbau. Hierfür sollte eine geeignete Arbeitsgruppe (Netzbetreiber, Anlagenbau, Anlagenbetreiber unter Einbeziehung energiewirtschaftlicher, systemanalytischer und umweltpolitischer Expertise) gegründet werden.

Schließlich sollte den ÜNB für den (noch) unwahrscheinlichen Fall von Leistungsüberschüssen perspektivisch das Recht eingeräumt werden, auf die Windenergieanlagen zugreifen zu können und die Einspeisung ggf. zu drosseln. Den ÜNB ist diesbezüglich eine Nachweispflicht aufzuerlegen.