



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

„Leitstudie 2008“

**Weiterentwicklung der
„Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“
vor dem Hintergrund der aktuellen
Klimaschutzziele Deutschlands und Europas.**

- Zusammenfassung der Ergebnisse –

**Untersuchung im Auftrag des
Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit**

Oktober 2008

**Dr. Joachim Nitsch
Stuttgart**

**in Zusammenarbeit mit der
Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“
des DLR –Instituts für Technische Thermodynamik**

IMPRESSUM

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der
Erneuerbaren Energien)
Internet: www.erneuerbare-energien.de; www.bmu.de

Redaktion: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dipl. –Ing. Uwe Büsgen, Dipl.-Ing.(FH) Dieter
Böhme, BMU – KI III 1

Fachliche Erarbeitung: Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart
in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und
Technikbewertung“ des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik

Stand: Oktober 2008

Vorbemerkung

In dieser Leitstudie 2008 wird mit dem „LEITSZENARIO 2008“ ein Szenario beschrieben, welches darlegt, wie die Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 gesenkt werden können. Dieses langfristige Ziel ist von allen Industriestaaten zu erfüllen, wenn die weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu diesem Zeitpunkt etwa halbiert werden sollen. Nur dann besteht die Chance, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf den vom IPCC angestrebten Wert von ca. 450 ppm zu begrenzen und somit die globale Erwärmung um mehr als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu verhindern. Gleichzeitig werden in diesem Leitszenario die Zwischenziele der Bundesregierung für die Reduktion der CO₂-Emissionen, der Steigerung der Energieproduktivität und den Beitrag der erneuerbaren Energien für das Jahr 2020, wie sie in den Beschlüssen der Bundesregierung, den einschlägigen Gesetzen und den Regelungen der EU-Kommission festgelegt sind, abgebildet und der dadurch erforderliche Strukturwandel der Energieversorgung dargestellt. Am gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie wird festgehalten. In früheren Untersuchungen für das BMU und das UBA [UBA 2000; BMU 2004; BMU 2005] wurden die Grundlagen für die Erarbeitung der Leitszenarien geschaffen, ein erstes Leitszenario 2006 wurde im Februar 2007 („Leitstudie 2007“ [BMU 2007]) vorgestellt.

Die demografischen und ökonomischen Kenngrößen der Leitstudie 2008 sind im Wesentlichen identisch mit denjenigen für die Szenarien des „Energiegipfels“ der Bundesregierung [Prognos 2007]. Wegen der derzeit dynamischen Veränderungen der Rahmenbedingungen der Energieversorgung (insbesondere Energiepreisentwicklung) wurde versucht, aktuelle Ausgangsdaten zu verwenden. Das LEITSZENARIO 2008 basiert auf den energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten, die zum Jahresende 2007 bzw. bis zum Februar 2008 verfügbar waren. Es wird ergänzt durch zwei Gruppen von Szenariovarianten. Die Szenariengruppe E („Effizienz“) bildet eine sehr erfolgreiche Entwicklung ab, die zu größerer Energieeffizienz und teilweise zu einem weiteren Ausbau der EE führt als im Leitszenario. Die Szenariengruppe D („Defizite“) bildet die Konsequenzen einer weniger erfolgreichen Effizienzpolitik ab, als es der Zielsetzung der Bundesregierung entspricht. In jeweiligen Untervarianten werden weitere ausgewählte Aspekte des Umbaus der Energieversorgung aufgegriffen, welche die Betrachtung über zukünftig möglichen Entwicklungen des Energiesystems abrunden (z. B. unterschiedlicher Abbau und Neubau fossiler Kraftwerke; verstärkter Einsatz von Strom und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Verkehr; sehr erfolgreicher Ausbau einzelner Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien; langfristige Perspektiven eines Ausbaus erneuerbarer Energien; Bedeutung der Technologieoption: Abtrennung und Rückhaltung von Kohlendioxid -CCS).

Als zentrale Gestaltungselemente der verschiedenen Szenarien des LEITSZENARIOS 2008 wurden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „*Substantieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“ sowie „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)*“ identifiziert und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt.

Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die Periode bis 2012 entscheidet darüber, ob überhaupt rechtzeitig das Fenster für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien auch unter günstigen Rahmenbedingungen noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Bis dahin muss auch die parallele Flankierung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch eine erfolgreiche Effizienzstrategie ihre Wirkung zeigen. Während dieses Zeitabschnitts wird sich entscheiden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu ihrem weiteren Ausbau erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etablieren. Gelingt dies, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Außerdem dürfte der weitere Ausbau dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Evident wird auch, dass die Zeit drängt. Je später ernsthafte Effizienzsteigerungen einsetzen und je verhaltener der weitere Ausbau erneuerbarer Energien verläuft, desto schwieriger und aufwändiger wird das Erreichen der Klimaschutzziele.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, 10. Oktober 2008

Zusammenfassung der Ergebnisse der LEITSTUDIE 2008

Die Leitstudie 2008 stellt ausführlich das „Leitszenario 2008“ dar und beschreibt zusätzlich anspruchsvollere und weniger ambitionierte Szenariovarianten. Das **LEITSZENARIO 2008** erläutert, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 sowie die längerfristigen Vorgaben, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken und den Beitrag erneuerbarer Energien an der gesamten Energieversorgung auf rund 50% zu steigern, im Energiebereich umgesetzt werden können und mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen dabei zu rechnen ist. In **fünf weiteren Szenarien („Effizienz“ E1, E2 und E3 und „Defizite“ D1 und D2)** wird die wahrscheinliche Bandbreite der zukünftigen Entwicklung diskutiert. Als zentrale Gestaltungselemente werden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „Substantieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“, „Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“ und „Erhöhte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)“ betrachtet und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt.

Das LEITSZENARIO 2008 – Energieverbrauch im Gesamtsystem, CO₂-Emissionen, Beiträge erneuerbarer Energien

1. Der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) verlief in Deutschland in den letzten 10 Jahren außerordentlich erfolgreich. Zwischen 1997 und 2007 konnte der EE-Beitrag am Endenergieverbrauch um nahezu das Dreifache auf 224 PJ/a gesteigert werden, ihr Anteil erhöhte sich von 3% auf 8,6%. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von knapp 11% (**Abbildung 1**); im Strombereich sogar von 13%. Besonders ab 2002 hat die Wachstumsrate nochmals deutlich zugenommen. Die Hauptträger des Wachstums waren Windenergie und Biomasse.

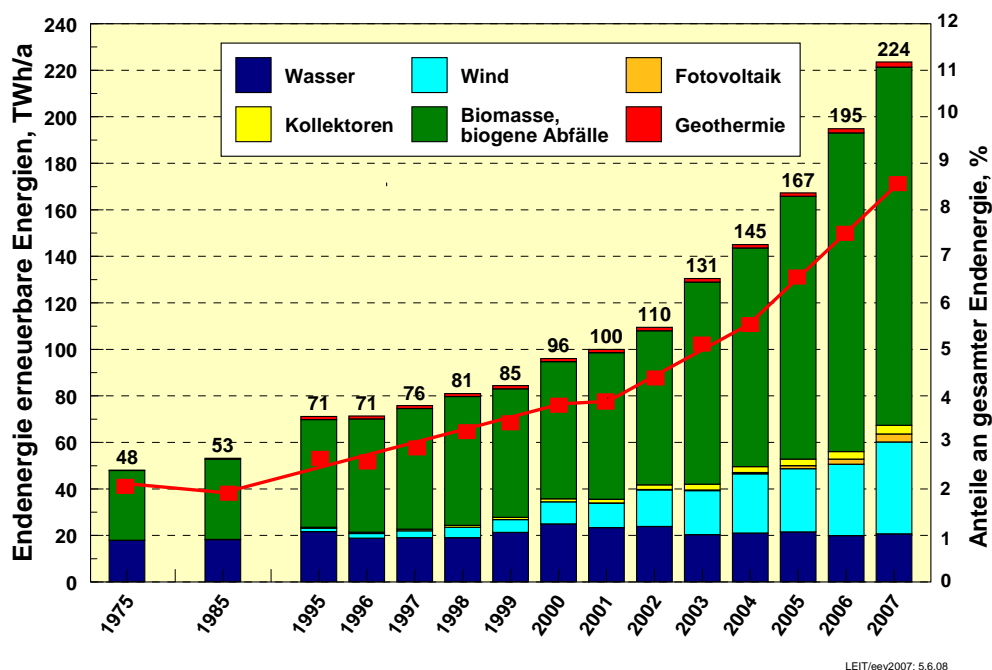


Abbildung 1: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007

- Die Primärenergieproduktivität der deutschen Energieversorgung ist zwischen 1990 und 2006 durchschnittlich um 1,7%/a gestiegen. Im Jahr 2007 hat sich Steigerungsrate deutlich erhöht. Im Leitszenario 2008 führt die Wirkung der Effizienzstrategie entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung zu einer durchschnittlichen **Steigerung der Primärenergieproduktivität von 3%/a** bis 2020. Daraus ergibt sich in Verbindung mit dem angenommenen Wirtschaftswachstum ein um 17% geringerer Primärenergieverbrauch gegenüber 2005; die zu importierende Energiemenge ist auf 80% gesunken.
- Der Beitrag der EE am Endenergieverbrauch des Leitszenarios 2008 steigt auf 18%; der Beitrag der KWK am Bruttostromverbrauch wächst auf knapp 21%. In der Kombination von **deutlicher Effizienzsteigerung und kontinuierlichem EE-Ausbau** erreicht das Leitszenario 2008 zum Jahr 2020 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 36%. Im Jahr 2050 beträgt der Primärenergieverbrauch noch 55% des Niveaus von 2005, EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs (**Abbildung 2; Tabelle 1**). An fossilen Energien werden noch 37% der heutigen Menge benötigt, der Importbedarf ist auf 40% der derzeit importierten Energiemenge gesunken. Im Jahr 2050 wird knapp die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung erreicht.

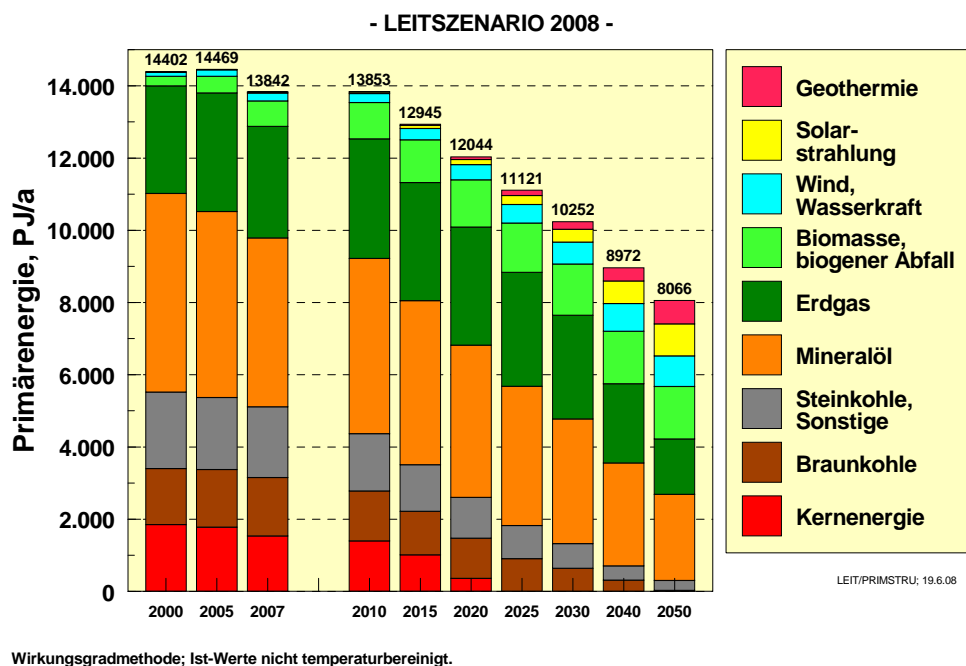


Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

- Eine **40%-ige Reduktion (Szenario E1)** der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 gelingt, wenn - entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung - eine deutliche Steigerung der Stromeffizienz und ein KWK-Anteil von ca. 25% erreicht werden. Dazu muss die Stromproduktivität durchschnittlich um 2,1%/a gesteigert werden, statt – wie im Leitszenario 2008 unterstellt – um 1,8%/a. Zwischen 1990 und 2006 betrug die durchschnittliche Steigerungsrate nur 0,9%/a. Der angestrebte KWK-Zubau erfordert äußerst intensive Anstrengungen, netzgebundene KWK-Wärme bei zurückgehender Wärmenachfrage im Altbaubestand auszuweiten.

5. Im Leitszenario 2008 beläuft sich der Anteil der EE in 2020 auf 18,2% der Endenergie, woraus sich primärenergetisch ein Anteil von 16,2% errechnet (**Abbildung 3; Tabelle 1**) Die Sektoren tragen in unterschiedlichem Ausmaß dazu bei. EE decken 30,4% des Bruttostromverbrauchs, 14,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 12% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 14,6% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). In 2030 decken EE insgesamt rund 28% des Endenergiebedarfs, beim Strom wird die 50%-Marke überschritten. Im Jahr 2050 wird mit 52% etwas mehr als die Hälfte der Endenergie durch EE bereitgestellt. Zur Jahrhundertmitte werden demzufolge mit 4 200 PJ/a nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie benötigt. Die Importquote der deutschen Energieversorgung verringert sich von derzeit 75 % auf 57%.

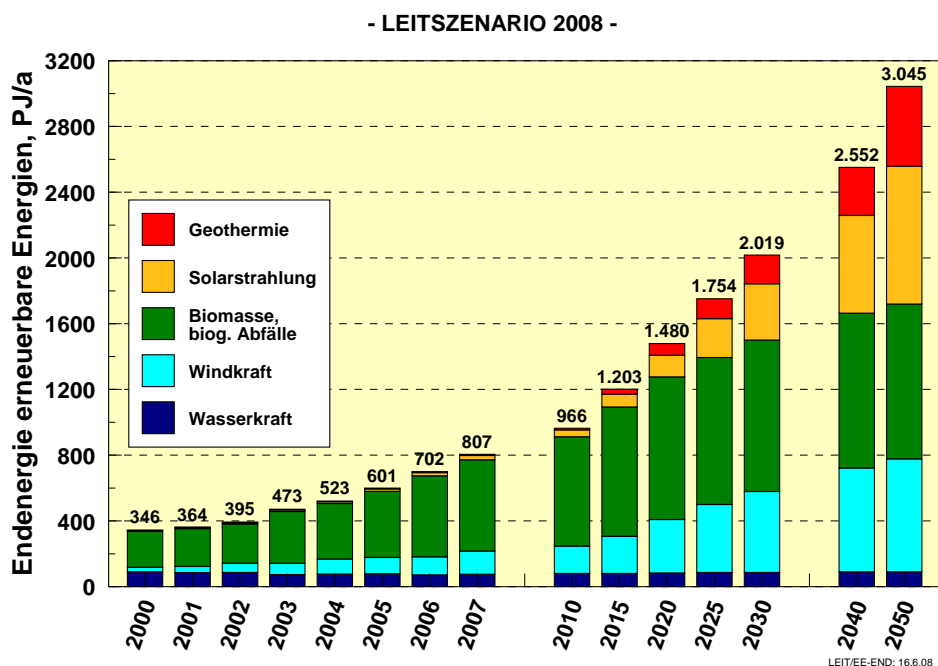


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebeitrags der EE im LEITSZENARIO 2008 bis 2050

6. Im Leitszenario 2008 werden bis 2050 gegenüber 1990 insgesamt **780 Mio. t CO₂/a vermieden**, was einer Reduktion um 78,5% entspricht. Davon tragen **EE mit 416 Mio. t CO₂/a** gut die Hälfte bei (**Tabelle 1**). Den weitaus größten Anteil daran hat der Stromsektor mit einer Vermeidung von 300 Mio. t CO₂/a bis 2050, gefolgt vom Wärmesektor mit 75 Mio. t CO₂/a und dem Verkehrssektor mit 41 Mio. t CO₂/a. Insgesamt überwiegt im Stromsektor der Beitrag der EE zur CO₂-Minderung eindeutig, während im Wärmesektor die Effizienzsteigerung den deutlich größten Teil der Emissionsminderung bewirkt. Bis 2020 ist insbesondere die im Wärmesektor erzielbare CO₂-Reduktion von großer Bedeutung. Zu der zwischen 2005 und 2020 erreichten Gesamtminderung (netto) in Höhe von 209 Mio. t CO₂/a trägt der Wärmesektor 110 Mio. t CO₂/a bei.
7. Der Beitrag der **Biomasse am Endenergieverbrauch** steigt von derzeit 6% auf knapp 11% im Jahr 2020 und auf 13% im Jahr 2030. Bis dahin ist das Potenzial, das aus inländischer Biomasse gewonnen werden kann, im Wesentlichen erschlossen. Der in 2050 genutzte Endenergiebetrag mit rund 1 000 PJ/a bzw. einem Energieeinsatz von 1 450 PJ/a, ist das 1,8-fache der derzeit genutzten Menge, was bezogen auf das Jahr

Tabelle 1: Eckdaten des LEITSZENARIOOS 2008, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13855	12044	10252	8972	8066
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1317	1953	2599	3218	3843
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,5	16,2	25,4	35,9	47,6
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	8996	8133	7238	6469	5845
Endenergie EE, PJ/a	602	807	966	1480	2019	2552	3045
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,7	18,2	27,9	39,4	52,1
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1871	1791	1687	1622	1568
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	361	624	909	1194	1364
Anteil EE, %	12,3	17,2	19,3	34,8	53,9	73,6	87,0
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4605	4033	3499	2919	2480
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	385	579	785	971	1198
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,4	14,4	22,4	33,3	48,3
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2521	2308	2051	1928	1796
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	277	325	387	483
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,7	12,0	15,8	20,1	26,9
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	617	586	562	565	583
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	104	178	282	387	472
Anteil EE, %	10,4	14,2	16,9	30,4	50,1	68,5	80,9
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	14469	13842	13855	12044	10252	8972	8066
Erneuerbare Energien	665	932	1317	1953	2599	3218	3843
Mineralöl	5154	4678	4855	4219	3458	2853	2387
Kohlen	3576	3563	2871	2244	1321	707	301
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3295	3136	3315	3269	2873	2193	1535
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11141	9732	7652	5768	4223
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Energieproduktivität BIP/PEV (1990 = 100)	130	142	149	202	269	336	394
Verringerung der CO₂- Emissionen seit 1990; %⁶⁾	15,5	17,2	23,7	35,7	52,7	67,1	78,5
Durch EE vermiedene CO₂- Emissionen, Mio. t/a⁷⁾	86	115	129	192	271	356	416

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) wird hier der Endenergieverbrauch des Jahres 2006 als Bezugsgröße verwendet; bezogen auf den (geschätzten) Endenergieverbrauch des Jahres 2007 in Höhe von 8 922 PJ/a beträgt der Anteil der EE bereits 9,0%;

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung;

3) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz; bei Bezug auf Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs steigt der Anteil der EE im Jahr 2007 auf 7,3%;

4) Bruttostromverbrauch einschließlich Strom aus Pumpspeicher;

5) Temperaturbereinigte Wert 2005 = 14613 PJ/a, 2007 = 14240 PJ/a; entsprechend höhere Werte gelten auch für Mineralöl und Erdgas (Raumheizung);

6) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

7) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

2050 rund 18% Anteil an der Primärenergie entspricht. Biomasse ist kurzfristig ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energiebedarfsdeckung mittels EE, sie sollte dabei vorrangig im stationären Bereich in Anlagen hoher Effizienz eingesetzt werden. Längerfristig stößt ihr Einsatz an **ökologisch bedingte Potenzialgrenzen**.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

8. Von 87,5 TWh/a im Jahr 2007 kann der **Beitrag der EE zur Stromversorgung** im Leitszenario 2008 bis 2020 auf 178 TWh/a steigen, (**Abbildung 4; Tabelle 2**). Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 entspricht der Beitrag der EE **30,4%**. Unzureichende Effizienzerfolge bei der Nutzung von Strom können relative Zielvorgaben allerdings deutlich gefährden bzw. würden zu ihrer Einhaltung eine zusätzliche Steigerung der EE-Stromproduktion erfordern. In **2030** werden mit 282 TWh/a bereits **50%** des im Leitszenario 2008 errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von knapp 70 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2007. In 2030 sind es rund 100 GW.

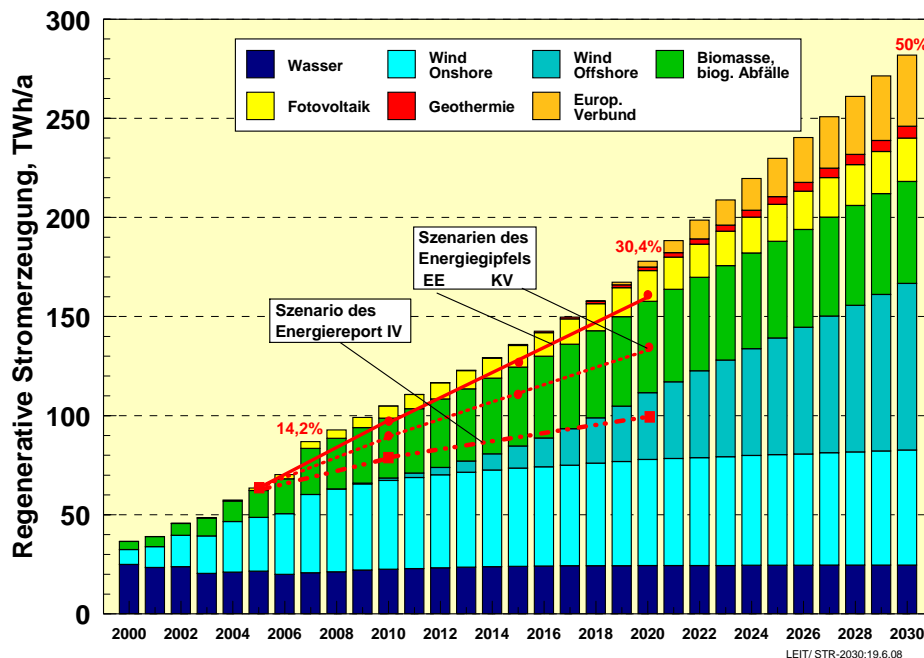


Abbildung 4: Stromerzeugung aus EE im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des aktuellen EEG; Vergleich mit den Szenarien des Energieipfels und des Energiereport IV

9. Die **Windenergienutzung an Land** führt zu einer installierten Leistung von 28 000 MW in 2020, womit rund 53 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Die **Offshore-Nutzung der Windenergie** beginnt im Szenario im Jahr 2008. Mit einem Ausbau auf 450 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen; bis 2020 kann die Leistung auf 10 000 MW mit einer Stromproduktion von 34 TWh/a steigen. Windkraftanlagen stellen somit in 2020 mit 87 TWh/a 15% der gesamten Bruttostromerzeugung. Bis 2050 steigt der Beitrag der Windenergie mit 209 TWh/a auf 36% der gesamten Bruttostromerzeugung.

- 10. Die Stromerzeugung aus Biomasse** verdoppelt sich bis 2020 gegenüber 2007 auf insgesamt 46 TWh/a. Gleichzeitig wird mit 145 PJ/a Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2007 genutzt. Das für 2020 ermittelte Niveau bei der stationären Verwendung von Biomasse erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) auf 0,45 Mio. ha und den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen auf 0,70 Mio. ha. Bis 2050 steigt die Stromproduktion aus Biomasse nur noch gering auf insgesamt 54 TWh/a. Dann werden Energiepflanzen auf einer Fläche von 1,85 Mio. ha für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.
- 11.** Die im Szenario angenommene **Ausbauaktivität der Fotovoltaik** geht von 1 300 MWp/a in 2009 bis 2020 auf stabile 1 000 MWp/a zurück. Dies führt zu einer installierten Leistung in 2020 von 17 900 MWp und einer Stromerzeugung von 16 TWh/a. Deutlichen Kostendegressionen (Stromgestehungskosten in 2020: 15 ct₂₀₀₅/kWh; in 2030: 11 ct₂₀₀₅/kWh) führen auch nach 2020 zu einem stetigen Wachstum, das bis 2030 in einer installierten Leistung von 24 000 MWp resultiert.
- 12.** Strom aus **Geothermie** und Strom aus einem sich etablierenden **europäischen EE-Stromverbund** tragen in 2020 mit knapp 5 TWh/a bereits substantiell zur EE-Stromerzeugung bei. Wegen günstiger Stromgestehungskosten um 6,5 - 7 ct₂₀₀₅/kWh wächst insbesondere die Stromlieferung aus dem europäischen Stromverbund nach 2020 deutlich und beläuft sich in 2030 bereits auf 36 TWh/a.

Tabelle 2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

in TWh/a	2000	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	24,9	20,7	22,5	23,9	24,3	24,5	24,6	24,8	24,8
Windenergie	7,6	39,5	46,0	60,7	87,2	114,7	142,2	186,7	209,3
- Onshore	7,6	39,5	44,8	49,6	53,5	55,8	58,1	63,7	66,9
- Offshore	-	-	1,2	11,1	33,7	58,9	84,1	123,0	142,4
Fotovoltaik	0,1	3,5	6,2	11,0	15,5	18,7	21,9	25,3	27,7
Biomasse	4,1	23,7	30,2	39,8	46,2	48,8	51,4	53,8	53,8
- Biogas, Klärgas u.a.	1,7	12,0	15,6	21,9	25,6	26,0	26,3	26,3	26,3
- feste Biomasse	0,6	7,4	10,3	13,6	16,3	18,5	20,8	23,2	23,2
- biogener Abfall	1,8	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Erdwärme	-	0	0,1	0,6	1,8	3,9	6,0	14,7	35,7
EU-Stromverbund	-	-	-	-	3,0	19,4	35,8	82,0	121,0
- solartherm. KW	-	-	-	-	1,0	8,5	18,2	52,0	91,0
- andere Quellen	-	-	-	-	2,0	10,9	17,6	30,0	30,0
EE-Strom gesamt	36,7	87,5	105,1	136,1	178,2	230,0	282,1	387,2	472,4

Gesamte Stromversorgung

13. Die in der Fachwelt genannte Bandbreite außer Betrieb gehender fossil gefeuerter Kraftwerke bis 2020 ist mit 19 bis 33 GW bemerkenswert groß. Daraus resultieren unterschiedliche Einschätzungen über Höhe und Art des Neubaubedarfs. Im Leitszenario 2008 wird angenommen, dass bis 2020 - gerechnet ab dem Jahr 2005 - fossile Kraftwerke mit einer Leistung von 28 GW stillgelegt werden. Hinzu kommen 17 GW Kernkraftwerke und 17 GW an älteren EE-Anlagen, insbesondere Windkraftanlagen. Der erforderliche **Zubau neuer Kraftwerke** beläuft sich auf insgesamt 88 GW (Stichjahr 2005), wovon allein 59 GW von EE-Anlagen stammen. Der noch erforderliche Neubau fossiler Kraftwerke beläuft sich bis 2020 auf 29 GW. Um die im Leitszenario 2008 ermittelte CO₂-Reduktion von insgesamt 36% einzuhalten, müssen davon 9 GW als Kohlekraftwerke und 20 GW als Gaskraftwerke errichtet werden. Der gesamteuropäische Emissionshandel einschließlich der flexiblen Mechanismen CDM und JI eröffnet unter günstigen Voraussetzungen in begrenztem Umfang zusätzliche Spielräume. Nach 2020 kann die Option der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) die weiter erforderliche Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor erleichtern.

14. Die Umsetzung des Leitszenarios 2008 verlangt auch, dass 12 GW der neuen fossilen **Kraftwerksleistung in KWK** errichtet werden, davon knapp 3 GW als BHKW. Zusammen mit dem Neubau von 6 GW Klein-HKW und BHKW auf Biomassebasis geht das Leitszenario 2008 von insgesamt 11 GW dezentraler KWK-Leistung in 2020 aus. In der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der Industrie sind weitere 19 GW an HKW (11 GW Kohle; 8 GW Erdgas) installiert. Der Anteil der KWK an der Stromversorgung beläuft sich im Leitszenario 2008 in 2020 auf 20,5% und steigt bis 2030 auf 25%. Um bis 2020 eine Steigerung des KWK-Anteils auf 25% entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung zu erreichen (**Szenario E1**), sind erhebliche Wachstumsanstrengungen insbesondere der dezentralen KWK erforderlich (34 GW KWK-Leistung in 2020, davon 13 GW dezentrale KWK). Einen wesentlichen Engpass stellt der Wärmemarkt dar. Bei zurückgehender Wärmenachfrage um 18% müssen zusätzlich 50% KWK-Wärme in dem kurzen Zeitraum bis 2020 vorwiegend im Altbaubestand untergebracht werden.

15. Die **strukturelle Umstellung der Stromversorgung**, die zu einer deutlichen Reduktion der Kondensationsstromerzeugung und zu einer neuen Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen führt, verläuft über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten (**Abbildung 5**). Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 50% an der Stromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil sinkt von derzeit 82% über 56% im Jahr 2020 und beträgt im Jahr 2030 noch 34%. Neben intelligentem Lastmanagement, „virtuellen“ Kraftwerken, weiteren Speicherkraftwerken (z.B. Druckluftspeicher) und einer großräumigen Vernetzung der Stromversorgung tragen nach 2030 auch Teile der EE-Stromerzeugung in größerem Umfang zu den wachsenden Regelungs- und Ausgleichsaufgaben bei. Flexible zusätzliche Stromverbraucher wie Elektro-PKW, H₂-Elektrolyse u.ä. unterstützen diese Aufgabe. Im Jahr 2050 stellen die EE im Leitszenario 2008 rund 80% der Bruttostromerzeugung bereit. Die verbleibenden fossil gefeuerter Kondensationskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt vorwiegend für Reserve- und Ausgleichsaufgaben eingesetzt.

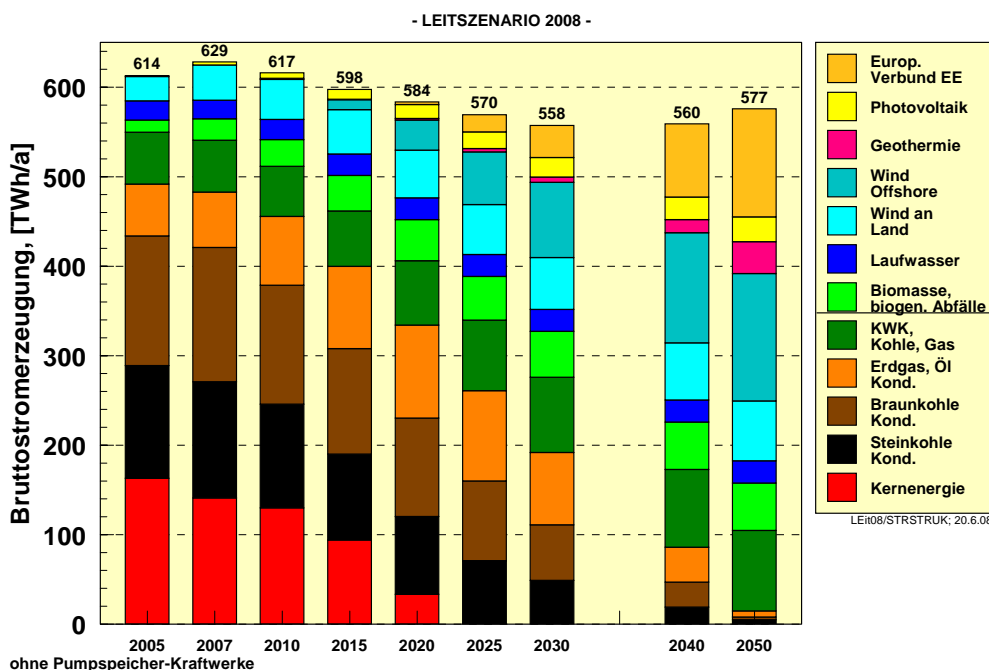


Abbildung 5: Struktur der Bruttostromerzeugung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

16. Während der gesamten Periode der Außerbetriebnahme der Kernenergie übertrifft die zusätzliche EE-Stromerzeugung den Rückgang des aus Kernenergie erzeugten Stroms. Um jedoch die Reduktion der CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems in dem für den Klimaschutz erforderlichen Ausmaß zu reduzieren, ist parallel eine erfolgreiche Umsetzung bedeutender Effizienzsteigerungen und des Ausbaus der KWK unerlässlich. Der Anteil des Erdgases an der Stromversorgung steigt dadurch. Der erhöhte Erdgasbedarf im Stromsektor kann jedoch durch Einsparungen im Heizwärmebereich kompensiert werden, sodass die Gesamtnachfrage bis 2020 nicht steigt und danach deutlich zurückgeht (**Abbildung 6**).
17. In der im Leitszenario 2008 vorgeschlagenen Kombination von Effizienzsteigerung, EE- und KWK-Ausbau sinken die **CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung** bis 2020 trotz Ausstieg aus der Kernenergie von derzeit 310 Mio. t CO₂/a um 20% auf 248 Mio. t CO₂/a. Unter besonders günstigen Rahmenbedingungen für Effizienzsteigerungen, KWK- und EE-Ausbau (**Szenario E2**) lassen sich die CO₂-Emissionen der Stromversorgung bis 2020 sogar auf 214 Mio. t/a, also um 31% gegenüber 2005, reduzieren. Werden dagegen unter den sonst unveränderten Bedingungen des Leitszenarios 2008 die derzeit bekannten stärker kohleorientierten Neubaupläne der Energieversorger umgesetzt, liegen die CO₂-Emissionen der Stromversorgung im Jahr 2020 im Vergleich zum Leitszenario 2008 bei 273 Mio. t/a, was einer Reduktion gegenüber 2007 von lediglich 13% entspricht.

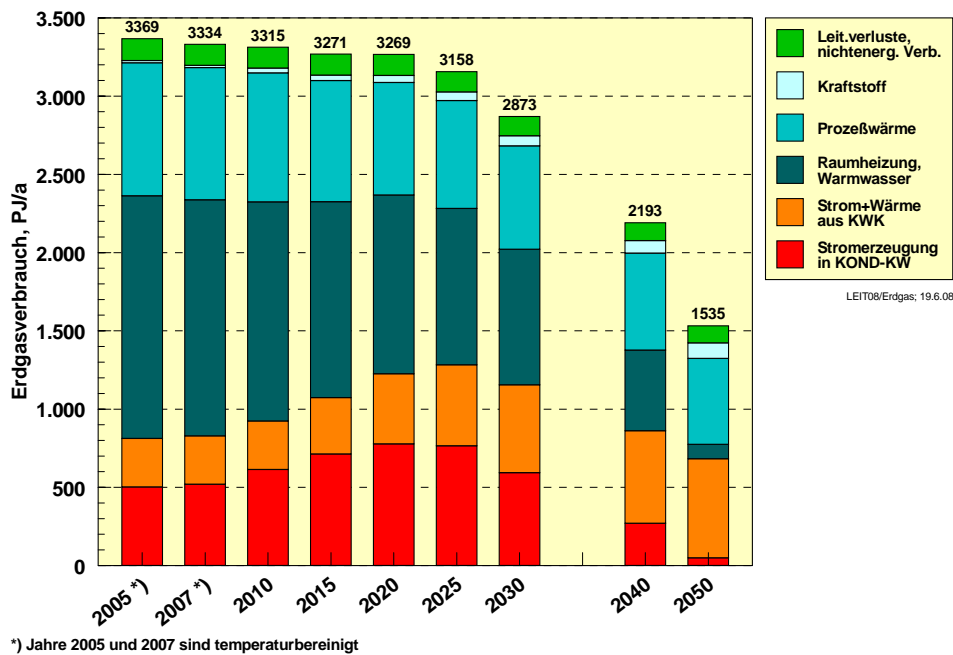


Abbildung 6: Erdgasverbrauch im LEITSZENARIO 2008 nach Verwendungsarten

Wärmeversorgung

18. Die **Nachfrage nach Wärme** sinkt bis 2020 mit 4 600 PJ/a auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 auf knapp 50% (**Abbildung 7; Tabelle 3**). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 14,4% und bis 2030 auf gut 22%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme, industrielle KWK; Objekt-KWK) steigt längerfristig noch auf 725 PJ/a, wobei die Biomasse die stärksten Zuwächse verzeichnet. An fossilen Energien werden in 2050 nur noch 1 200 PJ/a benötigt, was rund 25% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht.
19. Wegen der großen Potenziale ermöglicht die **Effizienzstrategie (Gebäudesanierung und Wärmenutzung aus KWK-Ausbau)** eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Von den insgesamt zwischen 2005 und 2050 vermiedenen 260 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 77% aus der Reduktion der Wärmenachfrage und dem fossilen KWK-Ausbau. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Bis 2020 trägt insbesondere der Wärmesektor überproportional zur CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für eine effiziente KWK-Strategie und für neue erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden.
20. Bis 2050 muss der Wärmesektor einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen. Die weiter vordringende KWK und der Ausbau der EE erfordern in beträchtlichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in **netzgebundene Wärmeversorgungen**. Im Leitszenario 2008 sinkt ihr Anteil von derzeit 88% auf 35% in 2050. Während die Wärmebereitstellung aus EE heute zu 70% mit Einzelanlagen erfolgt, werden im Leitszenario in 2050 rund 60% der EE-Wärme über Nahwärmanlagen bereitgestellt. Ihr Beitrag muss dazu auf das 8-fache des heutigen Wertes steigen. Die durch die klimapolitischen

Zielsetzungen der Bundesregierung notwendig gewordenen strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt erfordern eine sehr genaue Beobachtung der Wirkungsweise des derzeitigen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. rasche Nachjustierungen.

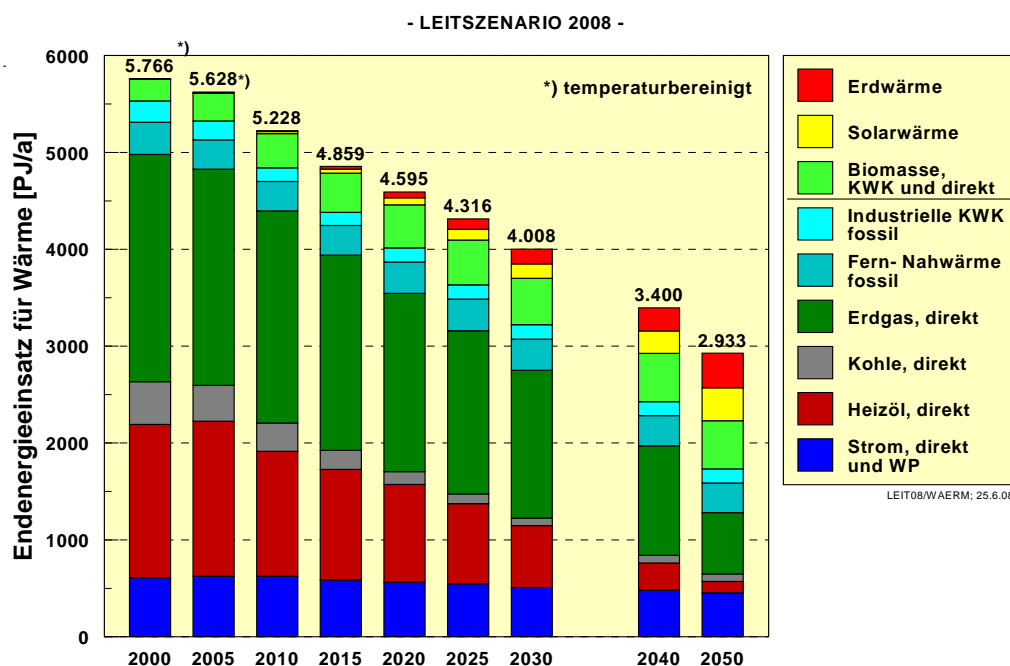


Abbildung 7: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern

Tabelle 3: Wärme- und Kraftstoffherzeugung erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

In TWh/a	2000	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	54,3	84,2	97,9	112,8	123,6	128,6	133,5	138,7	138,7
- Biogas, Klärgas u.a.	1,0	8,0	9,5	14,8	19,0	19,4	19,8	19,8	19,8
- feste Biomasse	50,0	71,3	83,4	93,0	99,6	104,2	108,7	113,9	113,9
- biogener Abfall	3,3	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Solarkollektoren	1,3	3,7	5,8	12,1	20,0	30,7	41,3	64,4	94,5
- Einzelanlagen	1,3	3,6	5,5	10,5	16,1	22,4	28,7	37,4	46,5
- Nahwärme	0	0,1	0,3	1,6	3,9	8,3	12,6	27,0	48,0
Erdwärme	1,4	2,3	3,1	8,0	17,3	30,2	43,1	66,8	99,8
- Einzelanlagen	1,3	2,0	2,6	5,4	9,1	13,0	17,0	19,5	21,9
- Nahwärme	0,1	0,3	0,5	2,6	8,2	17,2	26,1	47,3	77,9
EE-Wärme gesamt	57,0	90,2	106,8	123,9	160,9	189,5	217,9	269,9	333,0
Biokraftstoffe	2,6	46,6	61,1	69,4	77,0	80,6	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	24,1	50,9
EE-Kraftstoffe ges. *)	2,6	46,6	61,1	69,4	77,0	80,6	90,3	107,4	134,2

*) EE-Strom für Verkehr in Tabelle 2 enthalten

Verkehrssektor

21. Die Reduktion des mittleren spezifischen **Kraftstoffverbrauchs der gesamten Fahrzeugflotte** um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr bewirkt im Leitszenario 2008 einen Rückgang des Gesamtverbrauchs im Verkehr bis 2020 um 10% auf rund 2 400 PJ/a (**Abbildung 8**). Wegen gleichzeitiger noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet die Effizienzstrategie im Verkehrssektor mittelfristig nur eine begrenzte Wirkung. Bis 2050 wird von einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Individualverkehr von insgesamt 42% gegenüber 2005 ausgegangen, im Güterverkehr von 35% und im Luftverkehr von 32%. Damit reduziert sich die gesamte Energienachfrage im Verkehr bis 2050 auf 1 880 PJ/a, was 73% des Wertes von 2005 entspricht.

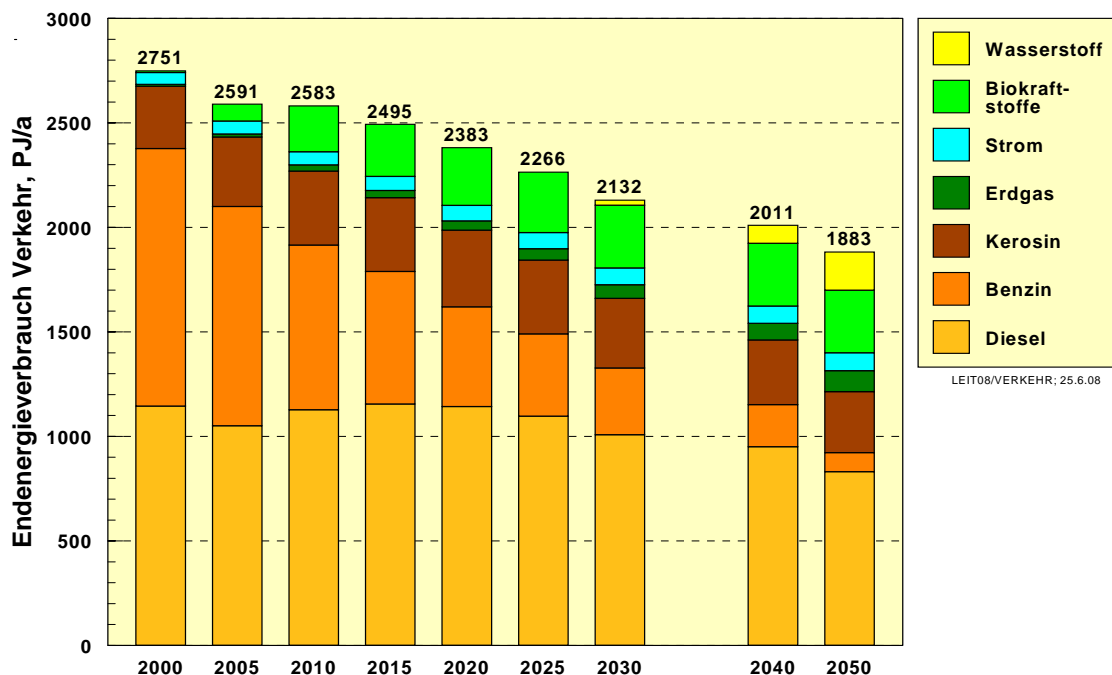


Abbildung 8: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten

22. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die maßvolle Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangsstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die u. a. in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Aus den so definierten „ökologischen“ inländischen Potenzialen (siehe Punkt 7) steht in der im Leitszenario 2008 vorgenommenen Nutzungsaufteilung für den Verkehrssektor eine verfügbare Anbaufläche für Biokraftstoffe von maximal 2,35 Mio. ha zu Verfügung. Wegen der beschränkten Reduktionspotenziale an Treibhausgasen der derzeit genutzten Kraftstoffe der „1. Generation“ wird die Ausweitung von Biokraftstoffen im Leitszenario 2008 zurückhaltend gehandhabt. Im Jahr 2010 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von 8,7% (bzw. 10,7% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr und bis 2020 von 12% (14,6) erreicht (**Tabelle 3**) Bis 2050 erreicht der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch einen Anteil von 17% (20%).

- 23.** Im **Zusammenwirken von Effizienzmaßnahmen und EE-Ausbau** beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung im Leitszenario 2008 mit rund 1 300 PJ/a im Jahr 2050 noch 50% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit zwar aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl in beträchtlichem Maße befreit, ist jedoch im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor zu diesem Zeitpunkt noch mit der höchsten „CO₂-Hypothek“ belastet.
- 24.** Perspektivisch bestehen allerdings sehr attraktive Möglichkeiten kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang im **Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektrotraktion und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Ihr mögliches Wachstum wurde im **Szenario E3** dargestellt. Bereits in 2030 können knapp 25% des Endenergiebedarfs im Verkehr durch EE (Biokraftstoffe + Strom) gedeckt werden. **Bis 2050 steigt dieser Anteil auf 56%.** Damit würden 75% aller PKW, 50% der LKW und 50% des Luftverkehrs mit EE-Biokraftstoffen, EE-Strom und EE-Wasserstoff betrieben. Dazu werden insgesamt 205 TWh/a EE-Strom zusätzlich benötigt (35 TWh/a für Elektro-PKW, 170 TWh/a für EE-Wasserstoff), die vorwiegend aus großen und kostengünstigen Potenzialen (Offshore-Windkraft; solarthermische Kraftwerke) stammen. Im Szenario E3 werden in 2050 mit 755 PJ/a nur noch 30% der derzeit eingesetzten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.

Investitionen und Kosten

- 25.** Eine Entwicklung der EE gemäß dem Leitszenario 2008 sollte die Untergrenze des zukünftigen EE-Ausbaus sein, damit der Inlandsmarkt mittelfristig die Fähigkeit zu seiner weiteren Stabilisierung auf der Basis eines etwa gleichbleibenden **Investitionsvolumen** im Umfang von 10 bis 12 Mrd. €₂₀₀₅/a (Strom + Wärme einschl. Wärmenetze für EE) aufrechterhalten kann (**Abbildung 9**). Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft in vielen EE-Technologien zu behalten und den Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Nach 2020 steigen die jährlichen Investitionsvolumina deutlich auf 15 Mrd. €₂₀₀₅/a in 2030 und über 20 Mrd. €₂₀₀₅/a in 2050. Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 160 Mrd. €₂₀₀₅ (91 Mrd. € für Strom; 69 Mrd. € für Wärme).
- 26.** Für die EE-Technologien zur **Stromerzeugung** stellen sich längerfristig **Gestehungskosten** zwischen 4 und 8 ct₂₀₀₅/kWh_{el} ein. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten auch dann noch um 10 ct₂₀₀₅/kWh_{el} liegen. Die Mittelwerte der Stromerzeugung aus Windenergie liegen um 2020 dagegen bereits bei 6,5 ct₂₀₀₅/kWh_{el} und sinken bis 2050 auf 5 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Der Mittelwert der Kosten aller installierten EE-Neuanlagen lag in 2007 bei 11 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Bis 2020 sinkt er im Leitszenario 2008 kontinuierlich auf 8,0 ct₂₀₀₅/kWh_{el}, bis 2030 auf 6,7 ct₂₀₀₅/kWh_{el} und bis 2050 auf 5,5 ct₂₀₀₅/kWh_{el}. Das derzeitige und auch längerfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE liegt bei 8 bis 10 ct₂₀₀₅/kWh_{th}. Deutlich darüber liegen nur noch kleinere Kollektoranlagen und Erdwärmeanlagen mit Wärmepumpen mit derzeitigen Wärmekosten um 15 ct/kWh_{th}. Auch sie besitzen noch beträchtliche Kostensenkungspotenziale.

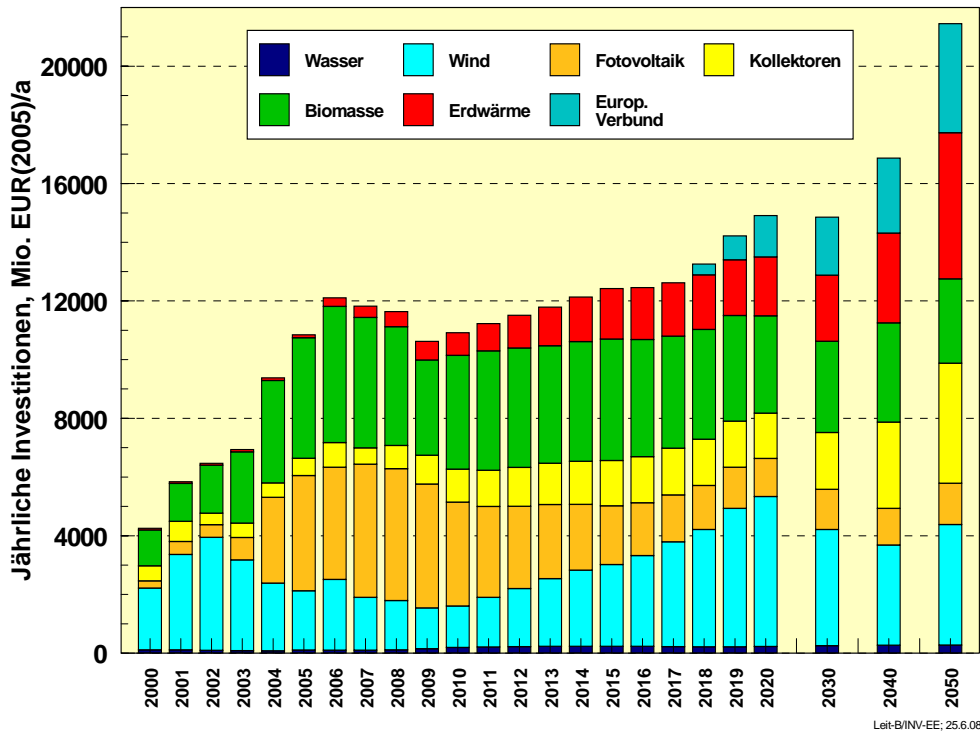


Abbildung 9: Jährliches Investitionsvolumen für EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschließlich Investitionen für Nahwärmenetze) im LEITSZENARIO 2008

27. Die mittleren Stromgestehungskosten des EE-Mixes **mit und ohne Fotovoltaik** unterscheiden sich gegenwärtig um 2,2 ct₂₀₀₅/kWh, was auf das derzeit starke Wachstum der Fotovoltaik zurückzuführen ist. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber diese Kostendifferenz deutlich und ist ab 2030 vernachlässigbar. Beim weiteren Ausbau der Fotovoltaik muss sorgfältig zwischen industriepolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit; Unterstützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten) abgewogen werden.
28. Über die ökonomischen Auswirkungen und längerfristigen Vorteile der Einführung von EE und der Nützlichkeit verstärkter Effizienzsteigerungen entscheidet wesentlich das zukünftige Kostenniveau der herkömmlichen Energieversorgung. Dazu wurden für das Leitszenario **drei Pfade der zukünftigen Entwicklung fossiler Energiepreise** abgeleitet. Mit diesem Preisfächer kann in ausreichendem Maße dargestellt werden, wie stark Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energien in die Beurteilung einer Ausbaustrategie für erneuerbare Energien (und Effizienzsteigerungen) eingehen. In Relation zur gegenwärtigen Entwicklung des Rohölpreises kann selbst der Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“ als relativ konservativ bezeichnet werden. Ausgehend vom Jahresmittelwert (in \$₂₀₀₅, Klammerwert = nominaler Preis) des Jahres 2007 von 71 \$/b (74 \$/b) steigt der Importpreis von Rohöl in diesem Pfad bis 2020 auf 94 \$/b (126 \$/b) und bis 2030 auf 108 \$/b (177 \$/b). Im Preispfad B „Mäßiger Anstieg“ läge der Ölpreis zu diesem Zeitpunkt bei 86 \$/b (141 \$/b). Der Preispfad C „Sehr niedrig“ beschreibt real annähernd konstant bleibende Energiepreise (Ölpreis um 60 \$/b). Die **Preise für CO₂**

Zertifikate steigen von 24 €₂₀₀₅/t (Preispfad A; 2010) auf 70 €₂₀₀₅/t (2050) bzw. von 20 €₂₀₀₅/t (Preispfad B; 2010) auf 45 €₂₀₀₅/t (2050).

29. Neue fossile Kraftwerke stellen im Mix des Leitszenario 2008 um das Jahr 2020 Strom zwischen 7 und 8,5 ct₂₀₀₅/kWh bereit (Preispfade B bzw. A). Im Jahr 2030 werden sie zwischen 8 und 10,5 ct₂₀₀₅/kWh liegen und bis 2050 kontinuierlich auf 9 bis 13 ct₂₀₀₅/kWh steigen. Dabei wird davon ausgegangen, dass CO₂-Zertifikate vollständig versteigert werden. Unter diesen Voraussetzungen wird der EE-Mix des Leitszenarios 2008 um 2020 (ohne Fotovoltaik bereits um 2015) kostengünstiger als die fossile Strombereitstellung. Der weitere Ausbau der EE bewirkt daher eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 8,8 ct₂₀₀₅/kWh (Preispfad A; Mittelspannungsebene; **Abbildung 10**) mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Reduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionspotenziale der EE. Wird der Preispfad B zugrunde gelegt, ändert sich Ergebnis nicht grundsätzlich. Lediglich der Schnittpunkt der Kostenkurven verschiebt sich um ca. fünf Jahre.

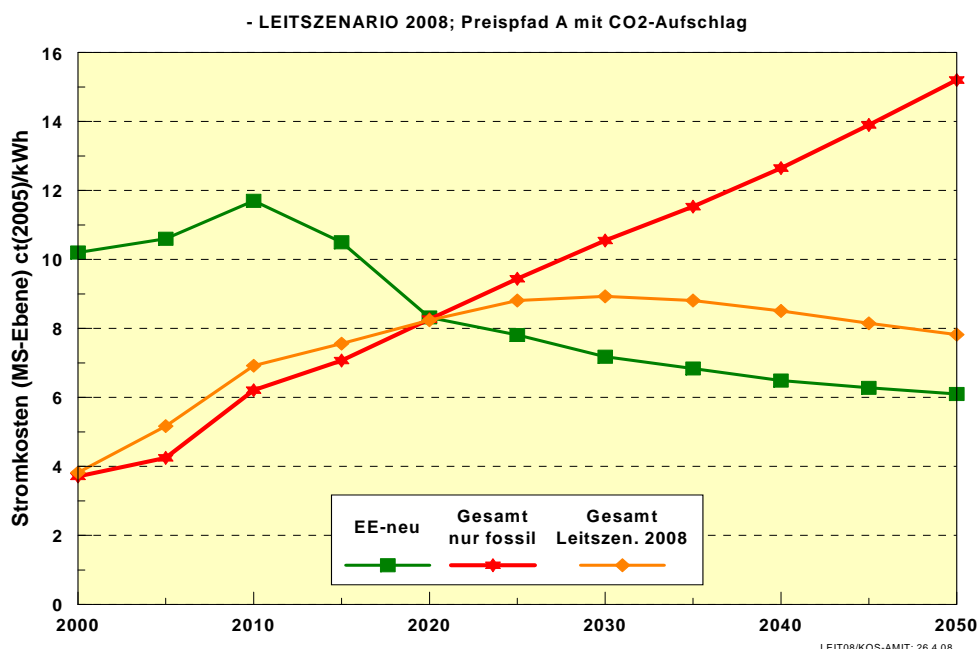


Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und ausschließlich fossilen Neubauten

Differenzkosten; CO₂-Vermeidungskosten

30. Die Differenzkostenermittlung des EE-Ausbaus erfolgt auf betriebswirtschaftlicher Kostenbasis, d.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den Energiegestehungskosten fossiler Energieanlagen verglichen. Diese Differenzkosten bewegen sich im Strombereich in derselben Größenordnung wie die Mehrbeschaffungskosten des EEG, unterscheiden sich aber im Einzelnen. Außerdem wird hier auch die „alte“ Wasserkraft aus größeren Kraftwerken berücksichtigt, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehört. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamte EE-Ausbaus** beliefen sich im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €₂₀₀₅/a. Davon stammen 57% von der Stromversorgung (**Abbildung 11**). Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Pfades A noch auf 8,5 Mrd.

€₂₀₀₅/a im Jahr 2010; davon 4,8 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Stromsektor, 1,7 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Wärmesektor und 2 Mrd. €₂₀₀₅/a für den Kraftstoffsektor und gehen danach deutlich zurück. Um das Jahr 2022 entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann knapp 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 200 Mio. t CO₂/a. In der Periode 2021-2030 ersparen die weiter wachsenden EE der Volkswirtschaft bereits 6 Mrd. €₂₀₀₅/a, die andernfalls zusätzlich für den Mehrbedarf an fossilen Energien aufgewandt werden müssten. In der Periode 2031-2040 erhöht sich dieses Ersparnis auf 27 Mrd. €₂₀₀₅/a.

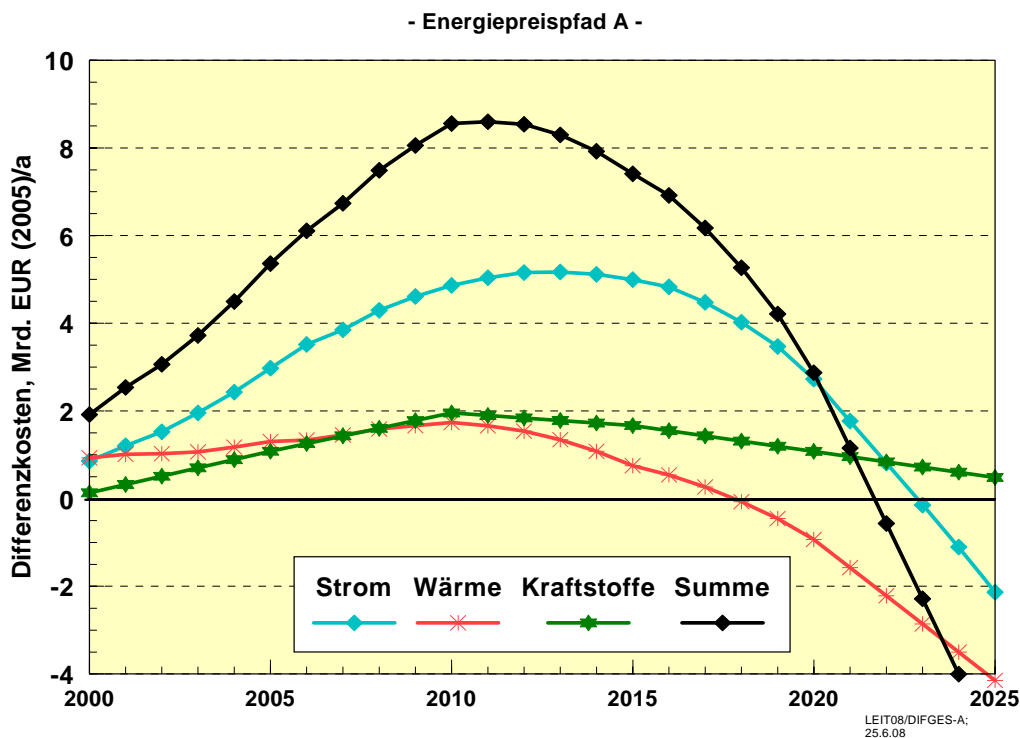


Abbildung 11: Differenzkosten des EE-Ausbaus in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend Preispfad A

31. Die **Differenzkosten der EE-Stromerzeugung** allein steigen im Leitszenario 2008 bis 2013 noch auf 5,2 Mrd. €/a. Danach sinken sie und werden um das Jahr 2023 negativ. Im Jahr 2030 „sparen“ sie der Volkswirtschaft bereits 7 Mrd. €/a gegenüber einer fiktiven fossilen Stromversorgung. Von erheblicher Bedeutung sind inzwischen die Differenzkosten der Fotovoltaik. Das starke Wachstum der letzten Jahre hat in 2007 zu gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von ca. 1,6 Mrd. €/a geführt. Trotz erheblicher weiterer Kostendegressionen werden sie im Ausbaupfad des Leitszenarios 2008 mit einer kumulierten Leistung in 2020 von 17,9 GW_p bis 2018 auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a steigen. Bis 2030 sinken sie dann jedoch – bei weiterem Ausbau im Inland auf dann 24 GW_p – auf 1 Mrd. €/a. **Abbildung 12** verdeutlicht die Unterschiede in den Differenzkosten der Fotovoltaik und den anderen stromerzeugenden Technologien. Ohne Fotovoltaik steigen die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung nicht mehr über das derzeitige Niveau. Abbildung 12 kann auch die Wirkung unterschiedlicher Energiepreispfade auf die Entwicklung der Differenzkosten entnommen werden.

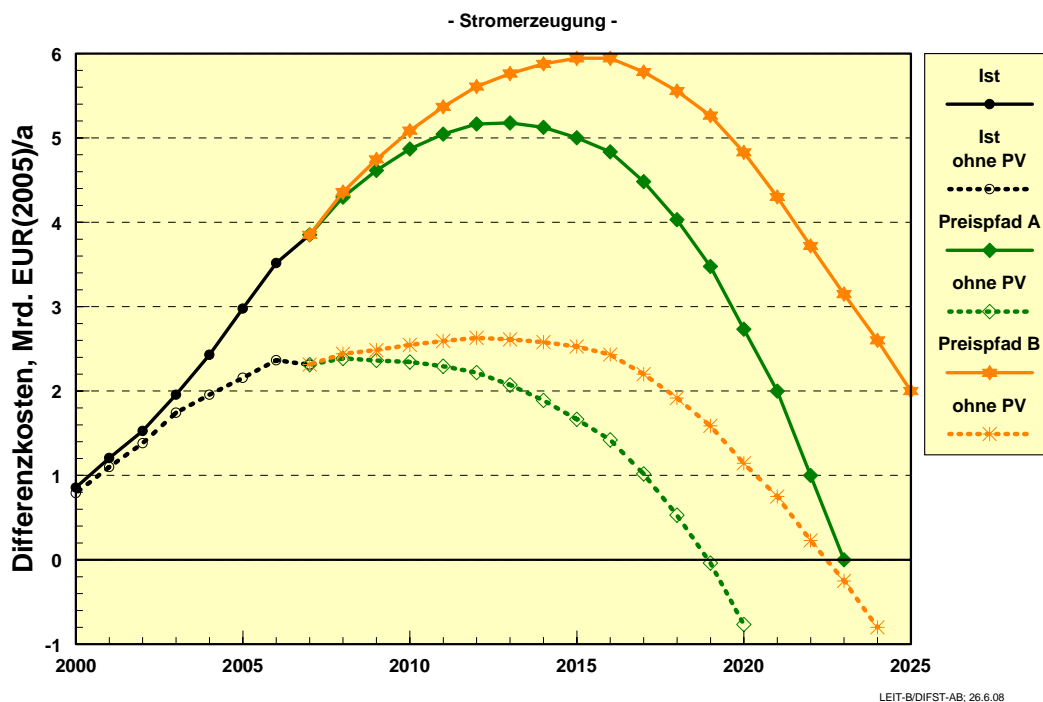


Abbildung 12: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preispfade A und B mit und ohne Fotovoltaik

32. Aus der Kombination von Differenzkosten und den vermiedenen (Netto-) CO₂-Mengen erhält man Aussagen über die zeitliche Entwicklung der **CO₂-Vermeidungskosten von EE**. Für den EE-Strommix des Leitszenario 2008 liegen die mittleren CO₂-Vermeidungskosten derzeit bei 55 €/t CO₂ und sinken bis 2020 auf 14 €/t. Im Wärmesektor liegen die Vermeidungskosten des Gesamtmixes derzeit bei 70 €/t CO₂ (Biomasse allein 40 €/t CO₂). Für Biokraftstoffe ergeben sich derzeit noch relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t. Wie im Stromsektor, sinken auch im Wärme- und Kraftstoffsektor die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Für Biomasse erreichen sie um 2013 den Wert Null, für Solarkollektoren und Erdwärme um 2020, Biokraftstoffe und Wasserstoff durchschreiten die Nulllinie um 2030 (Energiepreispfad A).
33. Die Analyse zeigt, dass selbst ohne die Berücksichtigung externer Kosten der Energiebereitstellung die erforderlichen **Vorleistungen in den Ausbau der EE mehr als kompensiert werden**. Die bis 2020 noch zu erbringenden zusätzlichen Aufwendungen erweisen sich als eine sehr kluge energiepolitische und volkswirtschaftlich sinnvolle Investition. Allerdings ist dazu eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung mit ausreichend großem Zeithorizont erforderlich. Die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen EE-Ausbaus hängt entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von einer verursachergerechten Anlastung wirksamer Klimaschutzmaßnahmen (Emissionshandel) ab. Auf wieder sinkende oder (real) zukünftig konstante Energiepreise zu hoffen, könnte fatale Folgen für Volkswirtschaften haben, die zu wenig in kostenstabilisierende Effizienz- und EE-Energietechnologien investieren.

34. Wird die betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung auf der Basis der gewählten Preis-pfade um den Idealfall der **vollen Einbeziehung der externen Kosten** der Energieerzeugung ergänzt, kann der bereits **heute wirksame Nutzen einer EE- und Effizienz-Strategie** besser sichtbar gemacht werden. Nimmt man als Beispiel einen Wert von 70 €/t CO₂ für die externen (Schadens-) Kosten als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Gestehungskosten der Stromerzeugung (der „Stern-Report nennt 85 €/t CO₂ als realistischen Wert), so erhält man bereits heute einen anzulegenden mittleren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen Vollkosten fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die derzeitige EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der vorhandenen Wasserkraft) bereits einen „Kostengewinn“ von 1,2 Mrd. €/a. Die jährlich vermiedenen Kosten steigen unter dieser Annahme bis 2020 bereits auf 14 Mrd. €/a. Betrachtet man vor diesem Hintergrund nur die über das EEG geförderten EE-Technologien (einschl. Fotovoltaik), so verursachen diese derzeit praktisch keine Zusatzkosten. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des EEG.

Szenarien E und D: Bandbreiten zukünftiger Entwicklungen

35. Das Leitszenario 2008 ist nur eine von **zahlreichen möglichen Entwicklungen** des Energiesystems. Unter günstigen Voraussetzungen sind auch weitergehende Entwicklungen in einzelnen Bereichen oder Sektoren vorstellbar. Ebenso ist die Verfehlung eines oder mehrerer Ziele möglich. Aus den Ergebnissen solcher Szenariovarianten können Rückschlüsse auf zukünftig zu treffende Entscheidungen zur Absicherung von Klimaschutzstrategien gezogen werden. In der Leitstudie wurden zwei Szenariengruppen (**E = „Effizienz“ und D = „Defizite“**) modelliert, welche die Bandbreite eines möglichen Entwicklungskorridors aufzeigen. Einzelne Aspekte daraus wurden bereits an passender Stelle erläutert.
36. In den **E-Szenarien** (E1: Verstärkte Effizienz und KWK-Ausbau; E2: zusätzlicher Ausbau von EE-Technologien gegenüber dem Leitszenario 2008; E3: zusätzlicher Einsatz kostengünstigen EE-Stroms im Verkehr) werden alle gesetzten Klimaschutzziele erfüllt (E1) bzw. übererfüllt (E2/E3). In den Szenarien E2 und E3 überschreiten die EE-Anteile in 2020 auf Endenergiebasis die 21%-Marke, an der Bruttostromerzeugung sind sie mit 37% beteiligt. Im Wärme- und Kraftstoffbereich decken EE im Jahr 2020 15,8% bzw. 13,6%. Die auf 1990 bezogene Reduktion der CO₂-Emissionen erreicht knapp 42% (**Tabelle 4**). Bis 2050 werden die Unterschiede zum Leitszenario 2008 sehr ausgeprägt (**Abbildung 13**). In den Szenarien E2 und E3 **dominieren die EE die Energieversorgung** zur Mitte des Jahrhunderts mit Anteilen an der Endenergie von 58 bis 64% (E2/E3). Dabei beläuft sich der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 82% (E2), an der Wärmeversorgung auf 53% (E2) und an der Versorgung des Verkehrsbereichs auf 56% (E3).
37. Den in den E-Szenarien minimal höheren Differenzkosten (gegenüber dem Leitszenario 2008 um 0,2 Mrd. €/a im Jahr 2013 bezogen auf Preispfad A) stehen deutliche **Steigerungen im Investitionsvolumen** von EE-Anlagen gegenüber. Das Investitionsvolumen für strom- und wärmeerzeugende EE-Anlagen steigt bis 2020 auf 20 Mrd. €₂₀₀₅/a (Leitszenario 2008 15 Mrd. €₂₀₀₅/a). Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen steigen von 160 Mrd. €₂₀₀₅ (Leitszenario 2008) auf 190 Mrd. €₂₀₀₅ (Szenario E2).

Tabelle 4: Eckdaten des LEITSZENARIOOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020

	2007	LEIT 2008	SZEN E1	SZEN E2	SZEN E3	SZEN D1	SZEN D2
Primärenergie, PJ/a	13842	12044	11548	11414	11405	13016	13058
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	932	1953	1953	2147	2149	1886	1886
Anteil EE an PEV; %	6,7	16,2	16,9	18,8	18,8	14,5	14,4
Endenergie, PJ/a	9423 ⁰⁾	8133	7822	7819	7818	8937	8937
Endenergie EE, PJ/a	807	1480	1482	1654	1654	1436	1436
Anteil EE, %	8,6⁰⁾	18,2	18,9	21,1	21,1	16,1	16,1
Strom Endenergie, PJ/a	1829	1791	1734	1735	1737	1856	1856
Strom-End EE, PJ/a	314	624	626	743	744	605	605
Anteil EE, %	17,2	34,8	36,1	42,8	42,8	32,6	32,6
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4995	4033	3875	3876	3877	4533	4533
Wärme-End EE, PJ/a	325	579	579	611	611	554	554
Anteil EE, %	6,6	14,4	14,9	15,8	15,8	12,2	12,2
Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾	2599	2308	2213	2208	2203	2548	2548
Kraftstoffe EE, PJ/a	167	277	277	300	300	277	277
Anteil EE, %	6,4³⁾	12,0	12,5	13,6	13,6	10,9	10,9
Anteil an KSt.-Straße, %	7,3	14,6	15,3	16,6	16,6	13,0	13,0
Bruttostromverbr., TWh/a	617	586	571	571	571	604	604
EE-Erzeugung, TWh/a	87,5	178	178	211	211	172	172
Anteil EE, %	14,2	30,4	31,2	37,0	37,0	28,5	28,5
Anteil KWK ⁴⁾ , %	~ 12	20,4	24,0	24,0	24,0	16,8	16,8
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	13842	12044	11548	11414	11405	13016	13058
Erneuerbare Energien	932	1953	1953	2147	2149	1886	1886
Mineralöl	4678	4219	3787	3725	3721	5034	5034
Kohlen	3563	2244	2140	2122	2031	2434	2926
Erdgas, Erdölgas	3136	3269	3309	3061	3144	3302	2853
Fossile Energien, ges.	11377	9732	9235	8908	8896	10770	10812
Kernenergie	1533	360	360	360	360	360	360
Verringerung der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁶⁾	17,2	35,7	39,7	41,7	41,7	27,6	25,2

0) entsprechend „EE in Zahlen“ (Juni 2008) hier Bezug auf Endenergie 2006;

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

2) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung,

3) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke;

4) KWK einschließlich Biomasse und Geothermie;

5) Temperaturbereinigter Wert in 2007 = 14240 PJ/a

6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne Emissionen der übrigen prozessbedingte Emissionen).

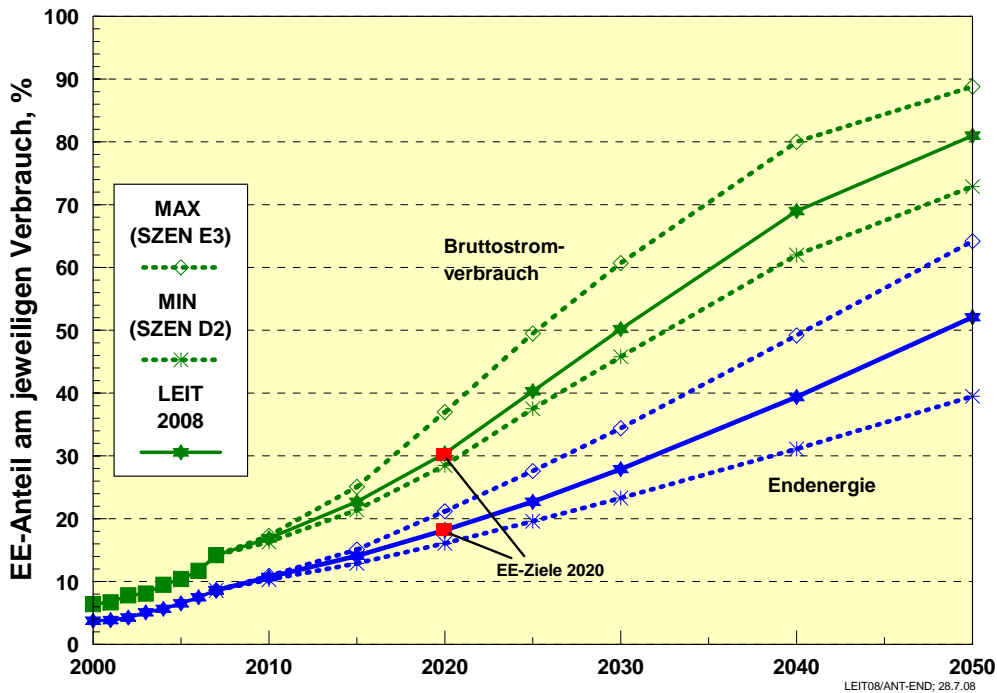


Abbildung 13: Anteile von EE an der gesamten Endenergie und an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 für das LEITSZENARIO 2008 sowie das obere (E3) und das untere Szenario (D2)

38. Mit dem schrittweisen Aufbau der Szenarien E1, E2 und E3 konnte gezeigt werden, dass bei einer **beharrlichen Energiepolitik** auch über das Leitszenario 2008 hinausgehende **Erfolge im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen** grundsätzlich erreichbar sind. Die CO₂-Emissionen können bis 2020 um -40% (E1) bzw. um -42% (E2/E3) gegenüber dem Bezugswert des Jahres 1990 verringert werden. Im Szenario E3, das aus heutiger Sicht eine sehr anspruchsvolle Entwicklung darstellt, kann mit restlichen CO₂-Emissionen von 150 Mio. t/a im Jahr 2050 das Langfristziel von -80% deutlich unterschritten werden. Allerdings stellt bereits das Leitszenario 2008 hohe Anforderungen an die Klimaschutzpolitik. Es wird aber vor diesem Hintergrund **als realistisch erreichbarer Weg** angesehen. Gelingt es, die von der Bundesregierung angestrebten Effizienzsteigerungen im Stromverbrauch sowie den angestrebten KWK-Ausbau zu erreichen, so ist auch das **Szenario E1** realisierbar.
39. Ausgehend vom Szenario E3 ist eine **Fortsetzung des Transformationsprozesses** der Energieversorgung nach 2050 darstellbar. Als Energiequelle steht dazu überwiegend Strom aus den sehr großen Potenzialen der Solarstrahlung zur Verfügung. Dieser zusätzliche Strom kann in direkter Form nur noch begrenzt eingesetzt werden (Verkehr, Hochtemperaturprozesswärme). Mittels des speicherbaren Energieträgers Wasserstoff können daraus resultierende Stromüberschüsse jedoch in das Energiesystem integriert werden. Für eine energetische Vollversorgung mit EE nach 2080 ist ein Anteil von 25% aus EE erzeugtem Wasserstoff am gesamten Endenergieverbrauch abgeschätzt worden. Fossile Rohstoffe würden dann nur noch im nichtenergetischen Bereich benötigt.
40. In der energiepolitischen Diskussion werden auch Positionen hinsichtlich der Wandlungsfähigkeit des Energiesystems vertreten, die hinter den Zielsetzungen der Bundesregierung zurückbleiben. Wird mit einer geringeren Wirkung der Maßnahmenpakete zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau gerechnet (**Szenario D1** mit Steigerung der

Energieproduktivität um durchschnittlich 2,5%/a bis 2020; KWK-Anteil 17%), so reduziert die resultierende **höhere Energienachfrage** die EE-Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte und bei Fortschreibung dieser Tendenz um 11 Prozentpunkte bis 2050 gegenüber dem Leitszenario 2008. Bereits in 2020 werden gegenüber dem Leitszenario 2008 rund 1 000 PJ/a mehr fossile Energie benötigt, in 2050 wären es 2 300 PJ/a. Entsprechend können im Szenario D1 die CO₂-Emissionen gegenüber 1990 bis 2020 nur um knapp 28% und bis 2050 nur um 61% reduziert werden.

41. Würde zusätzlich zu einer geringeren Steigerung der Energieproduktivität und einem geringeren KWK-Ausbau beim Neubau fossiler Kraftwerke **eine ausgeprägte Kohlestrategie** verfolgt (**Szenario D2**), so würde im Jahr 2020 mit einer Mehremission von 105 Mio. t CO₂/a gegenüber dem Leitszenario 2008 nur eine 25%-ige Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht. Im Rahmen des gesamteuropäischen Emissionshandels ergeben sich allerdings Spielräume für eine begrenzte Kompensation nationaler Mehremissionen. Geht man nach 2020 von der kommerziellen Verfügbarkeit von **CO₂-Rückhaltetechnologien aus (CCS)**, so ergeben sich weitere Spielräume. Im Szenario D2 ist in 2050 eine installierte CCS-Kapazität von maximal 18 GW erreichbar. Mit diesem CCS-Einsatz im Stromsektor lassen sich die Gesamtemissionen des Szenarios D2 in 2050 auf 350 Mio. t CO₂/a reduzieren, was einer 65%igen Reduktion gegenüber 1990 entspricht. Für eine weitere CO₂-Reduktion mittels CCS wären ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich.
42. Als Schlussfolgerung aus Szenariorechnungen entsprechend D1 und D2 (das Szenario D2 ist mit der Referenzvariante des Energiereport IV vergleichbar) wird daraus häufig auf die notwendige **Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke** geschlossen um das CO₂-Minderungsdefizit dieser Entwicklung ausgleichen zu können. Um das EE-Ausbauziel von 30% bis 2020 nicht zu gefährden, müssten aber in diesem Fall die jetzigen Planungen zum Bau neuer fossiler Kraftwerke völlig revidiert werden. Auch das KWK-Ausbauziel wäre nicht erreichbar. Auf der Basis des Szenarios D1 dürften bis 2020 höchstens noch 10 GW an neuen fossilen Kraftwerken errichtet werden. Mit den zwischen 2005 und 2007 errichteten und den in Bau befindlichen Kraftwerken ist dieser Wert bereits schon überschritten.
43. Eine derartige Entwicklung entspräche darüber hinaus dem traditionellen angebotsorientierten Muster der Energieversorgung, welches nicht geeignet ist, die langfristig notwendigen Strukturveränderungen unseres Energieversorgungssystems zu bewirken und das Klimaschutzziel einer 80%igen Reduktion von Treibhausgasen bis 2050 zu erreichen. Der jetzt angestoßene **Strukturwandel der Stromversorgung** in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich verstärktem KWK-Ausbau mit stark dezentralem Anteil und weiterhin hoher Ausbaudynamik der EE **wäre grundsätzlich in Frage gestellt**. Diese Strategieelemente wären aber bei einem Abbremsen ihrer Dynamik oder gar Stillstand den auf sie zukommenden Herausforderungen nach 2020 nicht mehr gewachsen. Sie müssten dann mit entsprechender Verzögerung neu mobilisiert werden, was zu großen volkswirtschaftlichen Nachteilen und entscheidenden Wettbewerbsnachteilen führen würde. Die Analyse gemäß den Szenarien D verdeutlichen nochmals, welche zentrale Position eine wirksame Strategie einer **umfassenden Effizienzsteigerung in Verknüpfung mit einem dauerhaften EE-Ausbau** in der Klima- und Energiepolitik einnimmt.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

44. Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die von der Bundesregierung gesetzten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen, relativ gut. Die im letzten Jahrzehnt aufgebaute **energiepolitische Handlungsdynamik** im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen geführt und den notwendigen Strukturwandel bereits angestoßen hat, muss jedoch unbedingt in demselben Umfang **aufrechterhalten** werden. Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche bzw. Maßnahmenbündel lässt sich eine „**Rangordnung**“ ihres möglichen Beitrags zur CO₂-Minderung ableiten. Betrachtet man den Zeitraum bis 2020 so sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerungen im Wärmebereich mit Abstand die wichtigsten Bereiche. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von 70 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch mit einem Potenzial von rund 60 Mio. t CO₂/a. In diesen drei Bereichen werden rund 70 % der bis 2020 ermittelten Emissionsminderungen erbracht. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen im Verkehr“, „EE-Ausbau im Wärmebereich“ und „Ausweitung von Biokraftstoffen“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a. Insgesamt haben Effizienzsteigerungen bis 2020 ein etwas höheres Gewicht als der EE-Ausbau. Mit diesen notwendigen Effizienzsteigerungen werden Versäumnisse aus Zeiten niedriger Energiepreise beseitigt und gleichzeitig das Fundament geschaffen für eine langfristig tragfähige Energieversorgung.
45. Der im Leitszenario 2008 empfohlene EE-Ausbau sollte in jedem Fall gewährleistet sein, um das bisher erreichte Investitionsvolumen von EE-Anlagen aufrechterhalten zu können. In einigen Bereichen müssen die **Wirkungen der bestehenden Anreize und Instrumente kritisch beobachtet und ggf. verstärkt** werden. Dazu gehören Effizienz- und EE-Ausbaufortschritte im Mietwohnungsbau und bei Nichtwohngebäuden und der Ausbau der (dezentralen) KWK. Das EE-Wärmegesetz sollte weiterentwickelt und die Nutzungspflicht von EE baldmöglichst auf den Altbaubereich ausgedehnt werden. Auch sind in bedeutendem Maße Aktivitäten von Kommunen und insbesondere von Städten erforderlich, um den Strukturwandel in der Wärmeversorgung (netzgebundene Wärmeversorgung) zu beschleunigen. Weitere Anreizsteigerungen werden auch für die Steigerung der Stromeffizienz erforderlich sein. Im Verkehr sind wirksame Maßnahmen zur Eindämmung bzw. Verlagerung des stark wachsenden Güterverkehrs erforderlich.
46. Der Strukturwandel der Energieversorgung hin zu mehr Klimaverträglichkeit muss in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU ausgedehnt und die **europäische Energie- und Klimaschutzstrategie weiterentwickelt** werden. Eine herausgehobene Stellung sollten darin abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen EE-Ausbau über die nationalen Grenzen hinaus erhalten. Insbesondere sollte das Konzept eines europäischen Stromverbunds zur **optimalen Nutzung großer EE-Potenziale** und der effektiven Einbindung großer EE-Strommengen in die Stromversorgung mit hoher Priorität ausgearbeitet und seine Umsetzung vorbereitet werden. Grundlage aller Anstrengungen müssen allerdings wirksame Anreize zu einem **deutlich effizienteren Umgang mit Energie** in allen Umwandlungs- und Nutzungsbereichen sein. Mit einer derartigen Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern und damit die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich steigern. Auch potentiellen Konflikten wegen knapper werdender Energierohstoffe wird dadurch vorgebeugt

