



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

**Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau
erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berück-
sichtigung der europäischen und globalen Entwicklung**

Leitszenario 2009

Kurzfassung

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

August 2009

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 Nestle, Dr. Michael van Mark Referat KI III 1
Fachliche Erarbeitung:	Dr. Joachim Nitsch, DLR Stuttgart Dr. Bernd Wenzel, IfnE Teltow
Stand:	August 2009

Vorbemerkung

In der „Leitstudie 2008“ vom Oktober 2008 [BMU 2008] wurden mit dem Leitszenario 2008 und mehreren Varianten Wege beschrieben, wie die Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 gesenkt werden können. Dieses langfristige Ziel ist von allen Industriestaaten mindestens 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 wurden in diesen Szenarien 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.

Der vorliegende Bericht ist der erste im Rahmen der Folgeuntersuchung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, mit der DLR Stuttgart, ISET Kassel und IfnE Teltow im Dezember 2008 unter der Leitung von Dr. Wolfram Krewitt, DLR, vom BMU beauftragt wurden. Die Bearbeitung der Studie begann im Januar 2009, der Abschlussbericht soll bis Ende 2011 vorliegen. Die Untersuchung geht von den bisherigen Leitszenarien 2007 und 2008 aus, erweitert aber den Untersuchungsbereich in struktureller und methodischer Hinsicht erheblich. Ziel des Vorhabens ist die Erarbeitung von Szenarien, aus denen sich Non-Regret - Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der übergeordneten nationalen und europäischen Ziele im Hinblick auf Klimaschutz, Versorgungssicherheit und internationale Konvergenz ableiten lassen. Ein wesentliches Ergebnis werden jährliche Zwischenberichte mit aktualisierten „Leitszenarien“ sein, wobei Komplexität und Untersuchungstiefe schrittweise zunehmen.

In diesem 1. Zwischenbericht: „Leitszenario 2009“ wird ein aktualisiertes Leitszenario vorgestellt, welches in der Struktur noch weitgehend dem Leitszenario 2008 entspricht, jedoch die neuesten Entwicklungen beim Ausbau erneuerbarer Energien aufgreift sowie die energiepolitischen Rahmenbedingungen bis Mitte 2009 berücksichtigt. Die wesentlichen demografischen und ökonomischen Eckdaten entsprechen denen des Leitszenarios 2008 [BMU 2008] und sind bis 2020 im Wesentlichen identisch mit denjenigen für die Szenarien des „Energiegipfels“ der Bundesregierung im Juli 2007 [BMWi 2007]. Die ökonomischen und demografischen Ausgangsdaten für 2005 und 2008 wurden auf der Basis der BMWi-Energiedaten vom Febr. 2009 [BMWi 2009] teilweise aktualisiert. Die Energiedaten für 2008 stammen aus dem AGEB-Jahresbericht 2008 [AGEB 2009], diejenigen für die EE von AGEE [BMU 2009] bzw. ZSW [ZSW 2009] mit letztem Stand von Ende Juni 2009. Der Endenergieverbrauch 2008 mit 8828 PJ/a (nicht temperaturbereinigt) ist noch ein vorläufiger Wert (AGEB-Info). Die in der Leitstudie 2008 gewählten Energiepreispfade, die Einfluss auf die Differenzkosten des EE-Ausbaus haben, bleiben unverändert, da die von ihnen überstrichene Bandbreite die zukünftige Preisentwicklung hinreichend abbildet.

Als zentrale Gestaltungselemente des Szenarios werden die aufeinander abgestimmten Teilstrategien „Substanzeller 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)“ in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in

allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Dargestellt wird, wie auf diese Weise der schrittweise Umbau der heutigen Energieversorgung in eine zukunftsfähige, klimaverträgliche und versorgungssichere Energieversorgung erfolgen kann.

Die Untersuchung zeigt, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die nächsten Jahre entscheiden darüber, ob das Fenster für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung rechtzeitig geöffnet wird. Für den Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien noch einer Unterstützung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels wirksamer Instrumente bedarf. Bis dahin muss auch eine erfolgreiche Effizienzstrategie ihre Wirkung zeigen. Hierbei gibt es noch erheblichen energiepolitischen Nachholbedarf. Gelingt bis dahin die Etablierung selbsttragender und stabiler Inlandsmärkte und der erfolgreiche Ausbau von Exportmärkten, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der im Leitszenario dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Der weitere Ausbau dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne spezifische Förderinstrumente auskommen. Ersichtlich 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 im weiteren Verlauf das Erreichen der Klimaschutzziele.

Joachim Nitsch, Bernd Wenzel

August 2009

Zusammenfassung

Das „aktualisierte Leitszenario 2009“ baut auf dem Leitszenario 2008 auf, das im Oktober 2008 als Teil der umfassenderen Leitstudie 2008 vorgestellt wurde. Es erläutert, wie die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien (EE) 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 der EE an der gesamten Energieversorgung auf rund 50% zu steigern, umgesetzt werden können und mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen dabei zu rechnen ist. Das Leitszenario 2009 ist das erste im Rahmen der Untersuchung „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, mit der DLR Stuttgart, ISET Kassel und IfnE Teltow im Dezember 2008 beauftragt wurden. Es entspricht in seiner Struktur noch weitgehend dem Leitszenario 2008 und übernimmt dessen demografische und ökonomische Eckdaten. Aktualisiert wurden insbesondere die Annahmen zum Ausbau der EE. Im Verlauf der Untersuchung werden Komplexität und Untersuchungstiefe schrittweise zunehmen, wobei in weiteren Berichten dann auch veränderte Annahmen zu wesentlichen Rahmenbedingungen (z.B. bzgl. Effizienzerfolgen oder im Bereich der Mobilität) genauer analysiert werden sollen.

Energieverbrauch, Beitrag erneuerbarer Energien und CO₂-Emissionen

- Der **Ausbau der EE** verlief in Deutschland in den letzten 10 Jahren **außerordentlich erfolgreich**. Zwischen 1998 und 2008 konnte der ihr Beitrag am Endenergieverbrauch um nahezu das Dreifache auf 233 TWh/a gesteigert werden, ihr Anteil erhöhte sich von 3% auf 9,5%. 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.

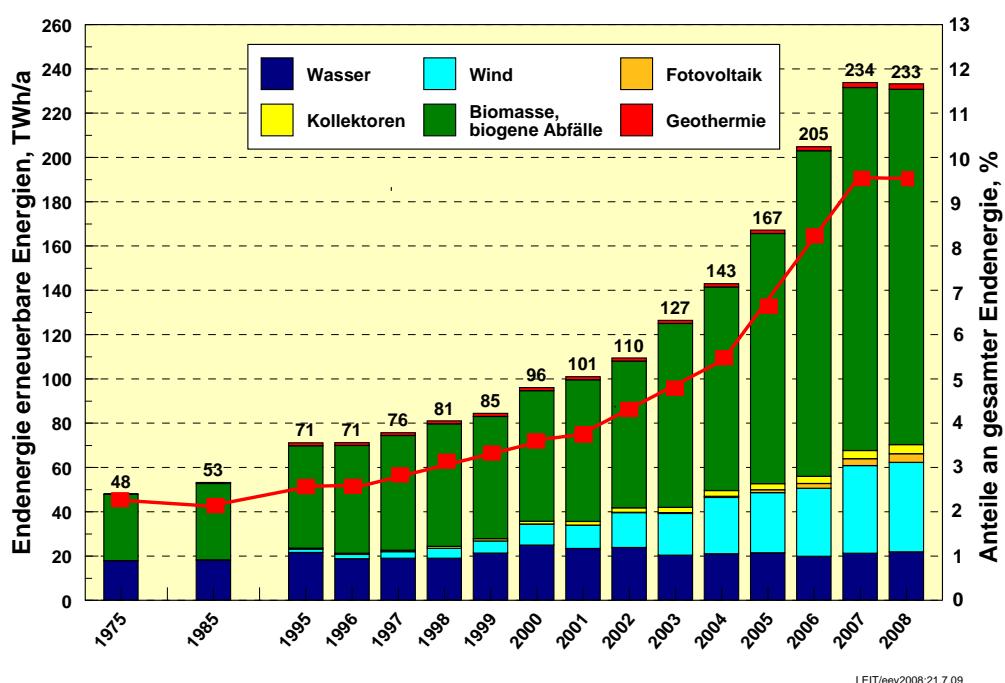
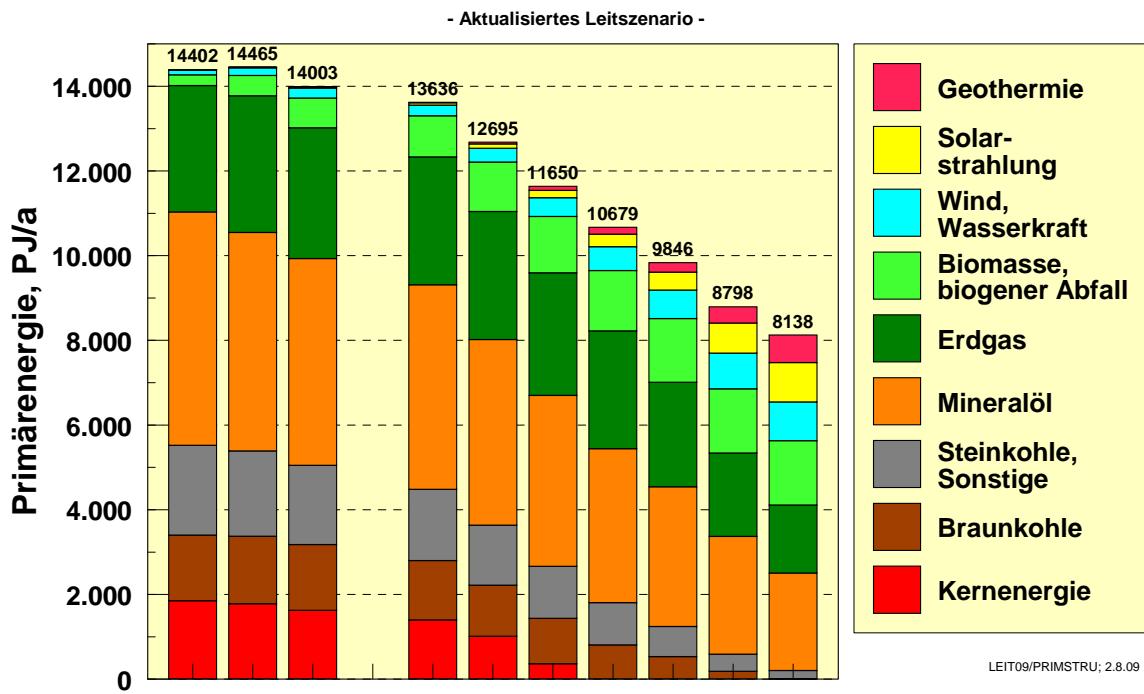


Abbildung 1: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2008

- Die Primärenergieproduktivität der deutschen Energieversorgung ist zwischen 1990 und 2008 durchschnittlich um 1,9%/a gestiegen. Die aktuellen Zielen der Bundesregierung aufgreifend, verdoppelt sich die Energieproduktivität im aktualisierten Leitszenario bis 2020 gegenüber 1990, was einer durchschnittlichen **Steigerung der Primärenergieproduktivität von 3%/a bis 2020 entspricht**. Daraus ergeben sich in Verbindung mit dem angenommenen Wirtschaftswachstum gegenüber 2008 ein um 17% geringerer Primärenergieverbrauch, ein um 10% niedrigerer Endenergieverbrauch und ein um 11% niedrigerer Stromverbrauch als 2008.
- Der Beitrag der EE am Endenergieverbrauch steigt dann auf rd. 20%; der Beitrag der KWK am Bruttostromverbrauch wächst auf gut 22 %. Die Auswirkungen anderer Effizienzentwicklungen werden im weiteren Verlauf der Untersuchung noch betrachtet. In der Kombination von **deutlicher Effizienzsteigerung und kontinuierlichem EE-Ausbau** erreicht das aktualisierte Leitszenario zum Jahr 2020 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 38%. Im Jahr 2050 beträgt der Primärenergieverbrauch noch 58% des Niveaus von 2005, EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs (**Abbildung 2; Tabelle 1**) bzw. 54% des Endenergieverbrauchs. **Im Jahr 2050 wird knapp die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung erreicht**.



Wirkungsgradmethode; Ist-Werte nicht temperaturbereinigt.

Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs im aktualisierten Leitszenario nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

- Im aktualisierten Leitszenario beläuft sich der **Anteil der EE in 2020 auf 20% der Endenergie** (primärenergetisch 17,6%). Damit wird der durch die neue EU-Richtlinie Erneuerbare Energien für Deutschland vorgegebene Zielwert von 18% übertroffen (vgl. **Abbildung 3** und Tabelle 1, hier insbesondere auch den Hinweis zur Methodik der Berechnung). Die Sektoren tragen in unterschiedlichem Ausmaß dazu bei. EE decken 35,2% des Bruttostromverbrauchs, 17,5% der Endenergiennachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 9,8% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 11,5% des Kraftstoffbedarfs für den Stra-

ßenverkehr). In 2030 decken EE insgesamt rund 32% des Endenergiebedarfs, beim Strom wird die 50%-Marke deutlich überschritten.

Im Jahr 2050 wird mit 54% mehr als die Hälfte der Endenergie durch EE bereitgestellt. Zur Jahrhundertmitte werden demzufolge mit 4 100 PJ/a nur noch 36% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie benötigt. Die Importquote der deutschen Energieversorgung verringert sich von derzeit 75 % auf 55% (einschließlich 5% importierten EE-Stroms).

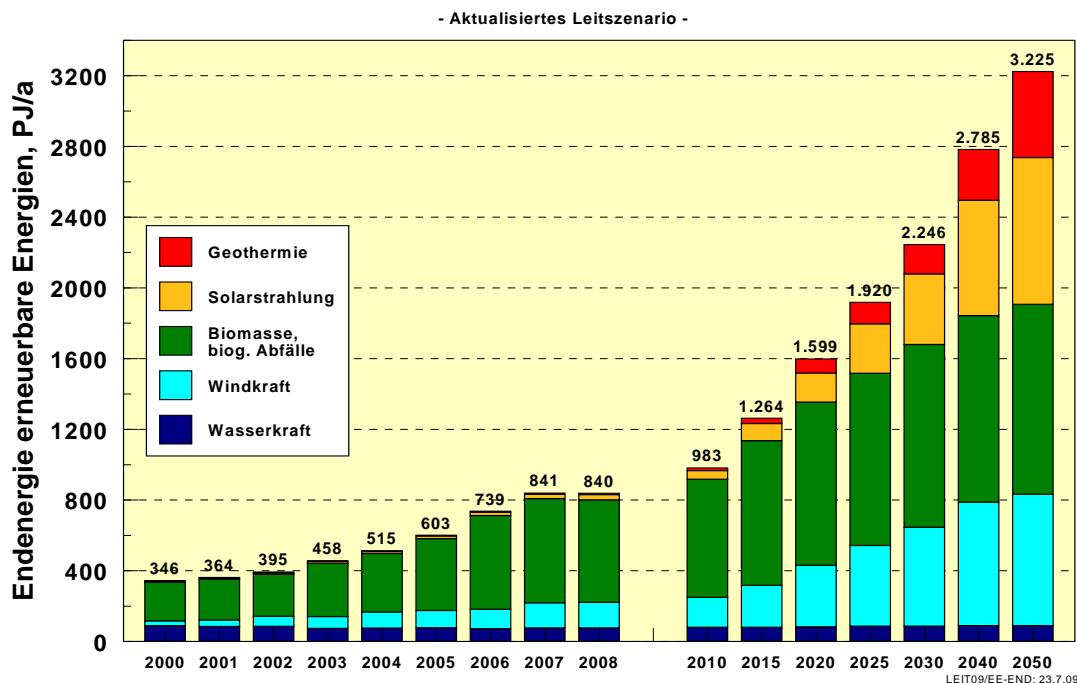


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebeitrags der EE im aktualisierten Leitszenario bis 2050

5. Im aktualisierten Leitszenario werden bis 2050 gegenüber 1990 insgesamt **790 Mio. t CO₂/a vermieden**, was einer Reduktion um 79,5% entspricht. Davon tragen **EE mit 448 Mio. t CO₂/a** knapp 57% bei (**Tabelle 1**). Den weitaus größten Anteil daran hat der Stromsektor mit einer Vermeidung von 320 Mio. t CO₂/a bis 2050, gefolgt vom Wärme sektor mit 80 Mio. t CO₂/a und dem Verkehrssektor mit 48 Mio. t CO₂/a. Im Wärmesektor bewirkt stattdessen die Effizienzsteigerung den weitaus größten Teil der Emissionsmin derung. Bis 2020 ist insbesondere die im Wärmesektor erzielbare CO₂-Reduktion von großer Bedeutung. Zu der zwischen 2008 und 2020 erreichten (Netto-) Gesamtmin derung in Höhe von 203 Mio. t CO₂/a trägt der Wärmesektor mit 93 Mio. t CO₂/a 46% bei.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

6. Von 92,8 TWh/a im Jahr 2008 kann der Beitrag der EE zur Stromversorgung im aktualisierten Leitszenario bis 2020 auf 196 TWh/a steigen (**Abbildung 4; Tabelle 2**). Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der **Beitrag der EE bei 35,2%**. In 2030 werden mit 317 TWh/a bereits **58%** des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von 79 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2008. In 2030 sind es rund 110 GW.

Tabelle 1: Eckdaten des aktualisierten LEITSZENARIOS 2009, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2008	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Primärenergie EE, PJ/a ⁰⁾	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Anteil EE an PEV; %	4,7	7,0	9,5	17,6	28,8	39,3	49,4
Endenergie, PJ/a ¹⁾	8920	8828	8813	7942	7085	6491	5944
Endenergie EE, PJ/a ¹⁾	604	840	983	1599	2246	2785	3225
Anteil EE an EEV; %¹⁾	6,7	9,5	11,1	20,1¹⁾	31,7	42,9	54,3
Anteil ohne EE aus europäisch. EE-Stromverbund, %	6,7	9,5	11,1	20,0	29,6	37,8	47,5
Strom Endenergie, PJ/a	1864	1906	1887	1694	1604	1594	1594
Strom-End EE, PJ/a	229	334	375	684	1022	1315	1436
Anteil EE, %	12,3	17,5	19,9	40,4	63,7	82,5	90,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4529	4362	4431	3948	3443	2997	2598
Wärme-End EE, PJ/a	292	375	460	690	899	1083	1284
Anteil EE, %	6,5	8,6	10,4	17,5	26,1	36,1	49,4
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2528	2560	2494	2300	2037	1900	1753
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	132	148	225	325	387	505
Anteil EE, %	3,2	5,2	5,9	9,8	16,0	20,4	28,8
Anteil EE an Kraftstoff Straße, %	3,7	5,9	6,9	11,5	18,7	23,7	33,3
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	613	557	540	558	599
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	92,8	109	196	317	426	503
Anteil EE, %	10,4	15,0	17,8	35,2	58,7	76,3	84,0
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	14465	14003	13636	11650	9846	8798	8138
Erneuerbare Energien	682	982	1298	2050	2834	3460	4024
Mineralöl	5165	4884	4831	4035	3300	2786	2305
Kohlen ⁶⁾	3609	3426	3085	2307	1244	585	202
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3229	3091	3025	2898	2468	1967	1606
Fossile Energien, gesamt	12003	11401	10941	9240	7012	5338	4114
Kernenergie	1779	1623	1397	360	0	0	0
CO₂ – Emissionen, Mio. t/a	837	801	759	613	427	295	203
Verringerung der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁷⁾	15,7	19,4	23,5	38,2	57,0	70,2	79,5
Durch EE vermiedene CO₂-Emissionen, Mio. t/a⁸⁾	86	112	131	217	321	399	448

0) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode;

1) Abweichend von der üblichen Berechnung des EEV beziehen sich die Zielvorgaben der neuen EU-Richtlinie zu EE auf den sog. Brutto-Endenergieverbrauch. Dieser liegt, u.a. durch Einbeziehung von Eigenverbräuchen und Leistungsverlusten, erfahrungsgemäß höher, so dass sich die in der Tabelle ausgewiesenen EE-Anteile am EEV ggf. noch etwas verringern werden.

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

3) Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz;

4) Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeicher

5) Temperaturbereinigter Wert 2005 = 14613 PJ/a; 2008 = 14245 PJ/a; entsprechend höhere Werte gelten auch für Mineralöl und Erdgas (Raumheizung);

6) einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich Stromimportsaldo

7) 1990 = 993 Mio. tCO₂/a (Energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess; ohne Emissionen der übrigen prozessbedingten Prozesse);

8) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

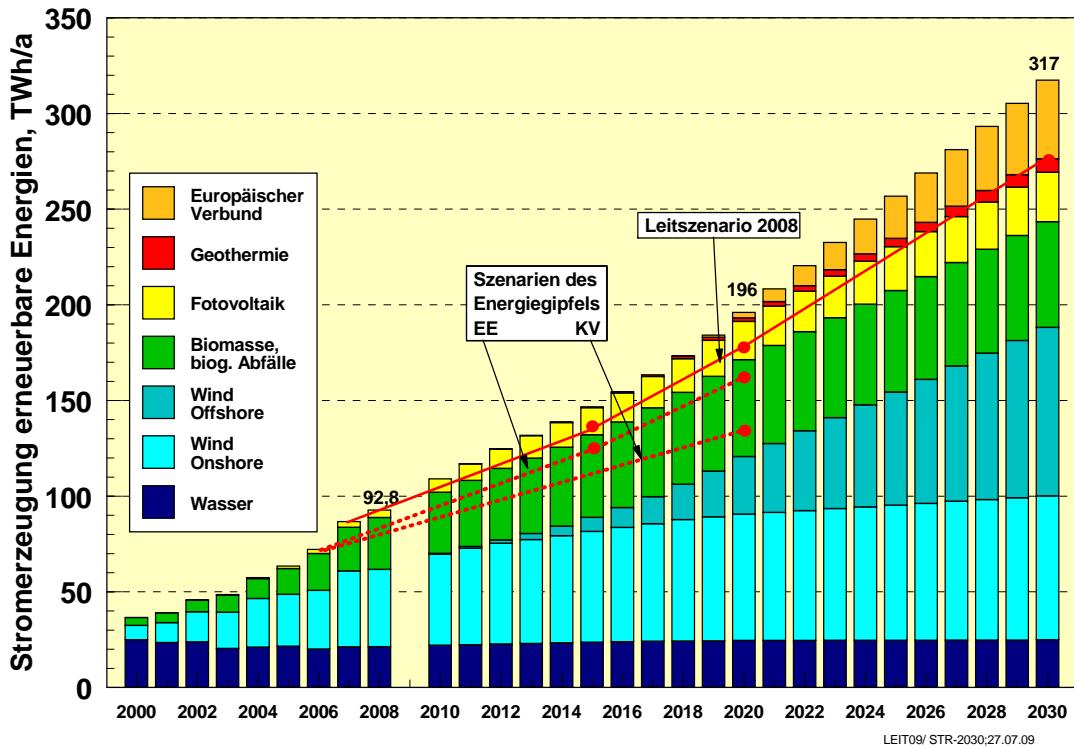


Abbildung 4: Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario unter den Bedingungen der EEG-Novelle; Vergleich mit dem Leitszenario 2008 und den Szenarien des Energiegipfels

7. Die **Wasserkraft** hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen und ausgewählte Neubauten kann dennoch ihr Beitrag noch um rund 15% gesteigert werden. Mit einer installierten Leistung von 5,2 GW (2008: 4,7 GW) trägt die Wasserkraft im Jahr 2050 mit 25 TWh/a zur Stromerzeugung aus EE bei.
8. Die **Windenergienutzung an Land** führt zu einer installierten Leistung von 32,9 GW in 2020, womit rund 66 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Die **Offshore-Nutzung der Windenergie** beginnt im Jahr 2009. Mit einem Ausbau auf 180 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen; bis 2020 kann die Leistung auf 9 GW mit einer Stromproduktion von 30 TWh/a steigen. Windkraftanlagen stellen somit in 2020 mit 96 TWh/a 17% der gesamten Bruttostromerzeugung. Bis 2050 steigt der Beitrag der Windenergie mit 228 TWh/a auf 38% der gesamten Bruttostromerzeugung.
9. Die **Stromerzeugung aus Biomasse** verdoppelt sich nahezu bis 2020 gegenüber 2008 auf insgesamt 51 TWh/a. Gleichzeitig wird mit 205 PJ/a (57 TWh/a) Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2008 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 0,55 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 57 TWh/a. Dann werden Energiepflanzen auf einer Fläche von 1,85 Mio. ha für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, was knapp 10% der gesamten Fläche an Acker- und Dauergrünland entspricht.

10. Die im Szenario angenommene **Ausbauaktivität der Fotovoltaik** steigt bis 2010 noch auf 1 900 MWp/a und geht dann bis 2015 auf stabile 1 300 MWp/a zurück. Dies führt zu einer installierten Leistung in 2020 von knapp 18 GWp und einer Stromerzeugung von 16 TWh/a. Deutliche Kostendegressionen (Stromgestehungskosten in 2020: 14 ct₂₀₀₅/kWh; in 2030: 10,5 ct₂₀₀₅/kWh) führen auch nach 2020 zu einem stetigen Wachstum, das bis 2030 in einer installierten Leistung von 28 GWp und in 2050 von 34 GWp resultiert.

Tabelle 2: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario

in TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	21,5	21,3	21,9	23,6	24,5	24,6	24,8	24,9	25,0
Windenergie	27,2	40,4	48,1	65,3	96,3	129,8	163,4	209,0	228,2
- Onshore	27,2	40,4	47,7	57,9	66,1	70,7	75,3	81,7	85,8
- Offshore	-	-	0,4	7,5	30,2	59,1	88,0	127,3	142,5
Fotovoltaik	1,3	4,0	7,0	14,1	20,0	23,0	25,9	28,6	32,5
Biomasse	13,5	27,0	32,1	42,7	50,6	53,0	55,3	56,3	56,6
- Biogas, Klärgas u.a.	5,8	11,4	13,6	19,8	25,1	25,6	26,2	26,3	26,3
- feste Biomasse	4,6	10,9	13,6	17,5	20,1	22,0	23,7	24,6	24,9
- biogener Abfall	3,1	4,7	4,9	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Erdwärme	0	0,02	0,09	0,57	1,9	4,4	7,0	16,2	37,1
EU-Stromverbund	-	-	-	-	2,7	21,7	40,7	91,5	123,3
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	9,7	20,2	55,3	84,5
- Wind, andere EE	-	-	-	-	2,7	12,0	20,5	36,2	38,8
EE-Strom gesamt	63,6	92,8	109,3	146,3	196,0	256,5	317,0	426,5	502,6
EE-Strom nur Inland	63,6	92,8	109,3	146,3	193,3	234,8	276,3	335,0	379,3

- 11.** 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 (Windenergie und solarthermische Kraftwerke) nach 2020 deutlich, beläuft sich in 2030 bereits auf 41 TWh/a und steigt bis 2050 auf 123 TWh/a. Dies entspricht 20% der gesamten Bruttostromerzeugung.
- 12.** Um den angestrebten **deutlichen Ausbau der KWK** bis 2020 zu erreichen, müssen neben dem Ausbau der Biomasse-KWK bis 2020 auch 12,5 GW neue fossile Kraftwerkseleistung in KWK, davon 3 GW als BHKW, errichtet werden. Zusammen mit dem Neubau von 6,5 GW Klein-HKW und BHKW auf Biomassebasis geht das aktualisierte Leitszenario von insgesamt 12 GW dezentraler KWK-Leistung in 2020 aus (2008 ca. 6 GW). In der öffentlichen FernwärmeverSORGUNG und der Industrie sind dann weitere 19,5 GW an HKW (12 GW Kohle, Müll; 7,5 GW Erdgas) installiert. Der Anteil der KWK an der Stromversorgung beläuft sich im aktualisierten Leitszenario in 2020 auf 22,3 % und steigt bis 2030 auf 25%. Dieser KWK-Ausbau erfordert es, dass bei zurückgehender Wärmenachfrage um 18% gegenüber 2008 zusätzlich 50% KWK-Wärme in dem kurzen Zeitraum bis 2020 vorwiegend im Altbaubestand untergebracht werden müssen.

13. 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 59% an der Bruttostromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil sinkt von derzeit 76% über 52% im Jahr 2020 und beträgt im Jahr 2030 noch 25%. Neben intelligentem Lastmanagement, „virtuellen“ Kraftwerken, weiteren Speicherkraftwerken (z.B. Druckluftspeicher) und einer großräumigen Vernetzung der Stromversorgung trägt nach 2030 auch die 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 aktualisierten Leitszenario 85% der Bruttostromerzeugung bereit. Die verbleibenden fossil gefeuerten Kondensationskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt vorwiegend für Reserve- und Ausgleichsaufgaben eingesetzt. Alternative Annahmen hierzu können im weiteren Verlauf vertieft geprüft werden (vgl. Variante D2 der Leitstudie 2008).

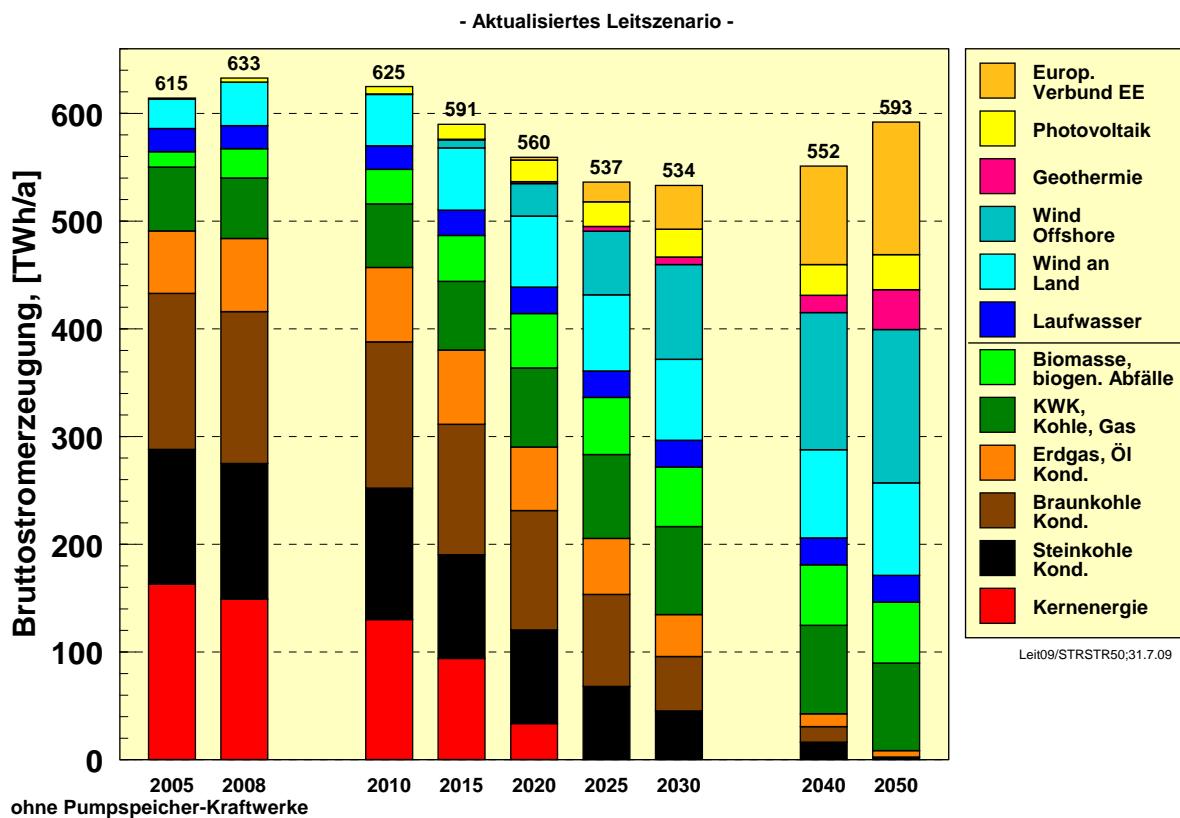


Abbildung 5: Struktur der Bruttostromerzeugung im aktualisierten Leitszenario nach Energiequellen und Kraftwerkarten

14. Während der gesamten Periode der **Außenbetriebnahme der Kernenergie** übertrifft die zusätzliche EE-Stromerzeugung den Rückgang des aus Kernenergie erzeugten Stroms deutlich (**Tabelle 3**). Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke steigt der Überschuss rasch an und liegt in 2030 bereits bei 110 TWh/a. Bereits im Jahr 2018 werden die EE mit insgesamt 173 TWh/a mehr Strom erzeugen als die Kernenergie jemals zuvor erreicht hat (171 TWh/a in 2001). Um jedoch die CO₂-Emissionen in dem für den Klimaschutz erforderlichen Ausmaß zu reduzieren, ist im Stromsektor parallel eine erfolg-

reiche Umsetzung der angenommenen Effizienzsteigerungen und der Ausbau 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 nach Erdgas bereits bis 2020 um 10% sinkt. In 2050 werden nur noch 50% der Erdgasmenge von 2008 benötigt.

Tabelle 3: Kumulierter Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus EE im aktualisierten Leitszenario

TWh/a	Status	Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000						
		2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Kernenergie	170	-7	-21	-40	-76	-137	-170	-170
Erneuerbare Energien	37	+27	+56	+72	+109	+159	+216	+280
Differenz		+20	+35	+32	+33	+ 22	+ 46	+ 110

15. In der im aktualisierten Leitszenario vorgeschlagenen Kombination von Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch sowie dem EE- und KWK-Ausbau sinken die **CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung** bis 2020 trotz Ausstieg aus der Kernenergie gegenüber 2008 um 26%. Die Bruttoreduktion beläuft sich auf 180 Mio. t CO₂/a, unter Berücksichtigung der notwendigen Kompensation der durch Kernenergie vermiedenen Emissionen werden im Jahr 2020 stromseitig noch 225 Mio. tCO₂/a emittiert. Im Jahr 2050 ist die Stromerzeugung mit nur noch 25 Mio. tCO₂/a nahezu klimaneutral.

Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien

16. Die **Nachfrage nach Wärme** sinkt bis 2020 mit 4 335 PJ/a (1 204 TWh/a) auf 85% des heutigen Wertes und bis 2050 auf 59% (**Abbildung 6; Tabelle 4**). Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 16% (ohne Stromanteil an der Wärmeversorgung auf 17,5%) und bis 2030 auf gut 26%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie in Höhe von 3 000 PJ/a mittels EE bereitgestellt werden. Der Beitrag netzgebundener Wärme (Fern- und Nahwärme einschließlich Objekt-KWK; ohne industrielle KWK) steigt von derzeit 370 PJ/a bis 2020 auf 560 PJ/a und längerfristig noch auf knapp 1 000 PJ/a. An fossilen Brennstoffen werden in 2050 nur noch 1 300 PJ/a benötigt, was rund 30% des heutigen fossilen Einsatzes entspricht.

17. 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 2008 und 2050 vermiedenen 234 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 77% aus der Reduktion der Wärmenachfrage und dem fossilen KWK-Ausbau. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minde rungspotenziale ist eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Bis 2020 trägt insbesondere der Wärmesektor überproportional zur gesamten CO₂-Reduktion bei. Er setzt auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für einen intensiven KWK-Ausbau und für neue erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke benötigt werden.

18. Bis 2050 muss der Raumwärmesektor 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 aktualisierten Leitszenario steigt daher ihr Anteil von derzeit 15% auf 65% in 2050. Die Wärmebereitstellung der EE geschieht bereits heute zu 40% netzgebunden. Im aktualisierten Leitszenario steigt dieser Anteil bis 2050 ebenfalls auf 65%. Die durch die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung notwendig gewordenen strukturellen Veränderungen im Wärmemarkt sind erheblich. Sie erfordern eine sehr genaue Beobachtung der Wirkungsweise des derzeitigen energiepolitischen Instrumentariums und ggf. rasche Nachjustierungen.

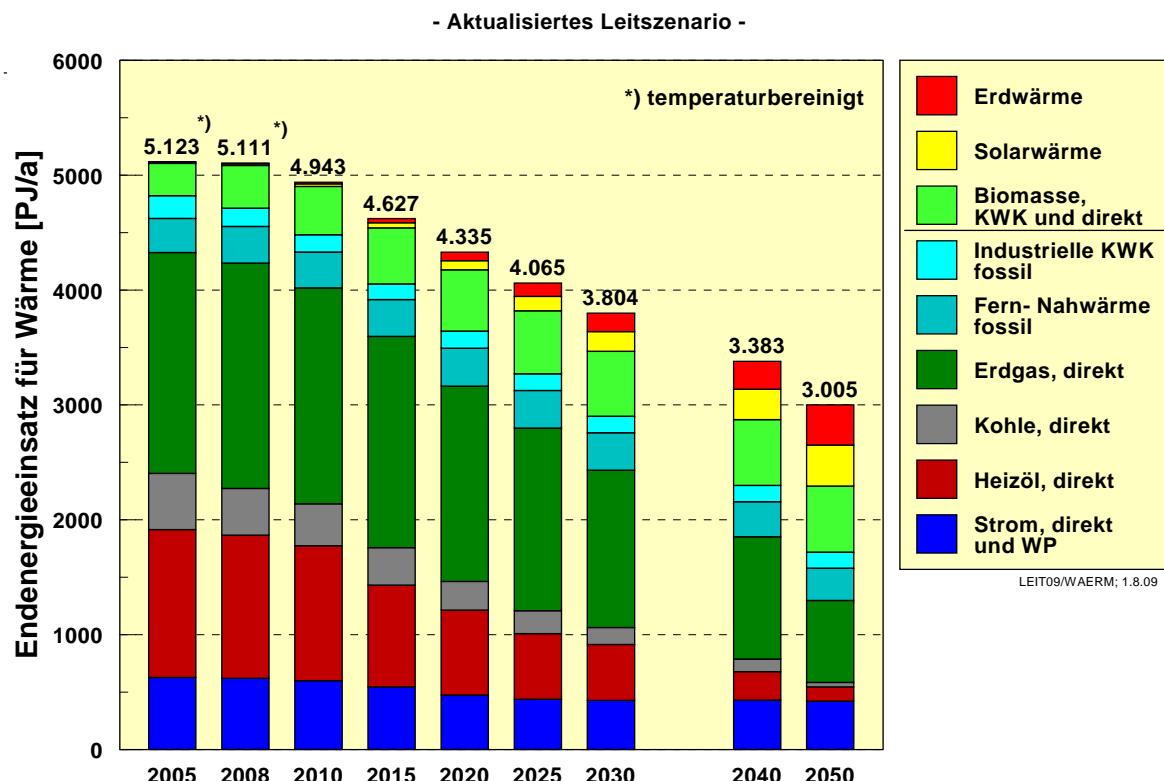


Abbildung 6: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im aktualisierten Leitszenario 2009 nach Energieträgern

Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

19. Im aktualisierten Leitszenario wird von einer Reduktion des mittleren spezifischen **Kraftstoffverbrauchs der gesamten Fahrzeugflotte** um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr bis 2020 ausgegangen. Wegen noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet diese Effizienzsteigerung im Verkehrssektor mittelfristig allerdings nur eine begrenzte Wirkung. Sie bewirkt im aktualisierten Leitszenario einen Rückgang des **Gesamtverbrauchs** im Verkehr bis 2020 um 10% gegenüber 2008 auf rund 2 370 PJ/a (**Abbildung 7**); bis 2030 wird eine Reduktion um knapp 20% erreicht. 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 1 856 PJ/a, was 71% des Wertes von 2008 entspricht.

Tabelle 4: Wärme- und Kraftstofferzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009

In TWh/a	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	77,0	97,1	117,1	135,3	148,2	152,6	156,8	159,1	159,7
- Biogas, Klärgas u.a.*)	4,5	8,7	10,6	17,1	23,0	23,7	24,3	24,6	24,6
- feste Biomasse	67,8	83,4	101,0	112,2	119,2	122,9	126,5	128,5	129,1
- biogener Abfall	4,7	5,0	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Solarkollektoren	2,8	4,1	6,0	12,5	22,1	35,0	47,9	73,5	99,0
- Einzelanlagen	2,8	4,0	5,8	11,3	18,4	25,2	32,0	40,0	48,0
- Nahwärme	0	0,1	0,2	1,2	3,7	9,8	15,8	33,5	51,0
Geothermie	1,9	2,5	4,4	10,9	21,2	33,1	45,1	68,0	97,6
- Einzelanlagen	1,8	2,3	3,9	8,3	12,7	15,5	18,3	19,5	19,7
- Nahwärme	0,1	0,2	0,5	2,6	8,5	17,6	26,8	48,5	77,9
EE-Wärme gesamt **)	81,6	103,7	127,5	158,8	191,5	220,7	249,8	300,6	356,4
Biokraftstoffe	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	83,3	83,3	83,3
EE-Wasserstoff	-	-	-	-	-	-	7,0	24,1	57,0
EE-Kraftstoffe **)	22,5	36,7	41,1	51,4	62,5	74,4	90,3	107,4	140,3
EE-Strom für Elektromobilität***)	0	0	0	0,4	2,2	3,0	4,4	7,1	11,0

*) enthält auch Deponegas und flüssige Brennstoffe; **) ohne EE-Strom für Wärme und für Verkehr ;
 ***) nachrichtliche Ausweisung; bereits in Tabelle 2 enthalten

20. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangsstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die u. a. in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Aus „ökologischen“ inländischen Potenzialen steht in der im aktualisierten Leitszenario vorgenommenen Nutzungsauftteilung für den Verkehrssektor eine verfügbare Anbaufläche für Biokraftstoffe von maximal 2,35 Mio. ha zu Verfügung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Rahmenbedingungen hinsichtlich Biokraftstoffquote und Besteuerung wird bis 2020 ein Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch von knapp 10% angesetzt (bzw. 11,5% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr; **Tabelle 4**). Bis 2050 erreicht der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch einen Anteil von 17% (20%).

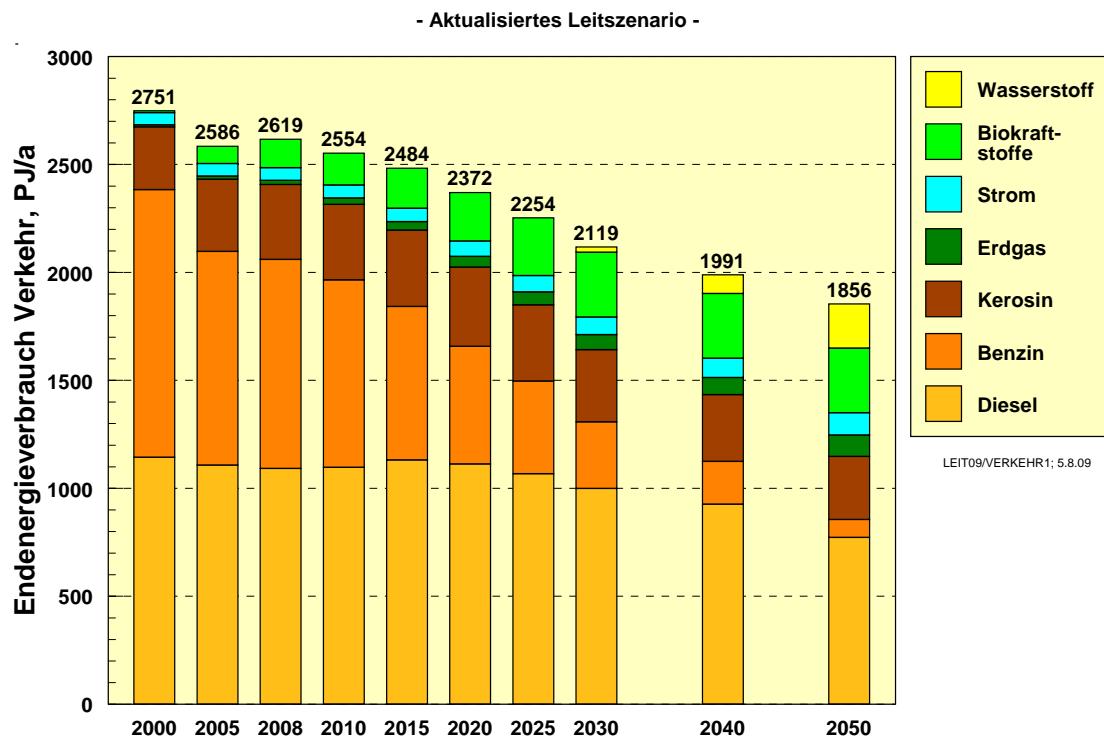


Abbildung 7: Energieeinsatz im Verkehr im aktualisierten Leitszenario nach Kraftstoffarten

21. Mittelfristig bestehen sehr attraktive Möglichkeiten, kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang **im Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektrotraktion und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Ihr möglicher Beitrag wird im aktualisierten Leitszenario zunächst beispielhaft berücksichtigt: Für 2020 wird von rund 1 Mio. Elektrofahrzeugen ausgegangen; bis 2050 sind es 5,5 Mio. Fahrzeuge. Auf ambitioniertere, auch industrie-politisch getriebene Ausbaupläne, wie sie u. a. der gerade veröffentlichten Nationale Aktionsplan Elektromobilität enthält (dort werden bereits für 2030 bereits über 5 Mio. Elektroautos für möglich gehalten), wird im weiteren Verlauf der Untersuchungen noch genauer eingegangen (vgl. auch Szenario E3 der Leitstudie 2008). Im aktualisierten Leitszenario 2009 wird ab 2030 auch von einem Beitrag von EE-Wasserstoff ausgegangen. Damit stammen in 2030 bereits 18% des gesamten Endenergiebedarfs im Verkehr aus EE. **Bis 2050 steigt der EE-Anteil auf 33%.** Damit würden 60% aller PKW und 20% der LKW mit Biokraftstoffen, EE-Strom und EE-Wasserstoff betrieben. Außerdem stammt der Strom für die Bahn zu diesem Zeitpunkt zu 85% aus EE.
22. Trotz des **Zusammenwirkens von Effizienzmaßnahmen und EE-Ausbau** beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung im aktualisierten Leitszenario mit rund 1 250 PJ/a im Jahr 2050 noch 51% des Verbrauchs von 2008. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl noch nicht durchgreifend befreit und hätte im Vergleich zum Strom- und Wärmesektor zu diesem Zeitpunkt mit 93 Mio. t CO₂/a noch die höchste „CO₂-Hypothek“. Auf mögliche Alternativen wird im weiteren Verlauf der Untersuchung noch näher eingegangen.

Investitionen und Kosten

23. Eine Entwicklung der EE gemäß dem aktualisierten Leitszenario stabilisiert den **EE-Inlandsmarkt** für ein Jahrzehnt auf dem heutigen Niveau von etwa 15 Mrd. €/a (Strom + Wärme einschl. Wärmenetze für EE; **Abbildung 8**). Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft Deutschlands in vielen EE-Technologien zu behalten und die Exportmärkte weiter auszubauen. Um 2020 steigen die jährlichen Investitionsvolumina auf 17 Mrd. €₂₀₀₅/a und bis 2050 auf über 20 Mrd. €₂₀₀₅/a. Die zwischen 2009 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 175 Mrd. €₂₀₀₅ (davon 100 Mrd. € für Strom).

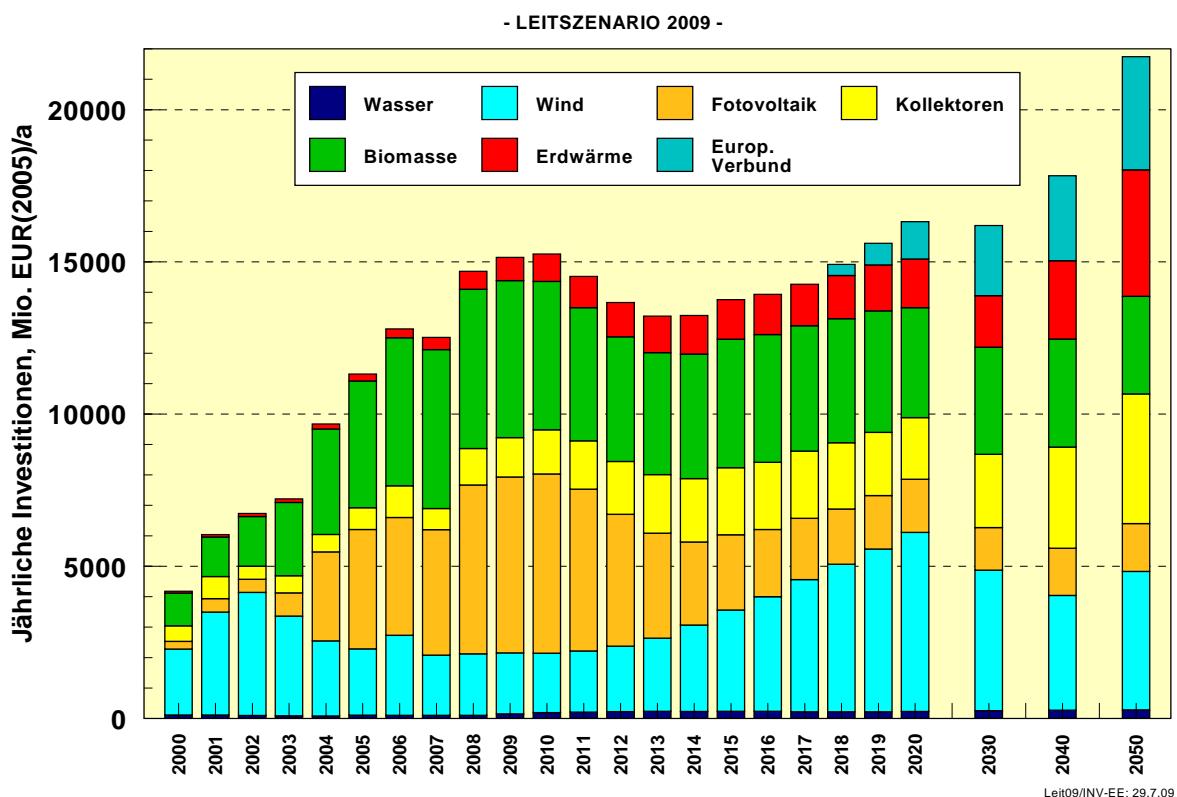


Abbildung 8: **Jährliches Investitionsvolumen für EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschließlich Investitionen für Nahwärmenetze) im aktualisierten Leitszenario**

24. Die auf Basis der Stromgestehungskosten berechneten **Differenzkosten der gesamten EE-Stromerzeugung** steigen im aktualisierten Leitszenario noch bis 2013 auf 6,3 Mrd. €/a. (2008: 4,8 Mrd. €/a), wenn Preissteigerungen fossiler Brennstoffe und von CO₂-Zertifikatspreisen gemäß Pfad A: „Deutlich“ (Leitpreis Rohöl in 2020: 94 \$₂₀₀₅/Barrel; CO₂-Preis: 39 €/t) aus der Leitstudie 2008 zugrunde gelegt werden. Bei nur „mäßigen“ Preisanstiegen (Preispfad B; Leitpreis Rohöl in 2020: 78 \$₂₀₀₅/Barrel; CO₂-Preis: 30 €/t) beträgt der Spitzenwert 7,2 Mrd. €/a. Nach 2013 sinken sie und werden um das Jahr 2024 negativ. Die Stromerzeugung der EE-Stromerzeugung erwirtschaftet von diesem Zeitpunkt an einen zunehmenden volkswirtschaftlichen Nutzen.

25. Im Unterschied zur obigen Berechnung der EE-Differenzkosten der gesamten Stromerzeugung ergibt eine parallele Berechnung der allein durch das **EEG verursachten Differenzkosten** in ihrer Hauptvariante ein Maximum von lediglich rund 5,1 Mrd. €/a. Der Unterschied erklärt sich dadurch, dass für die Berechnung der EEG-Differenzkosten nicht von durchschnittlichen Erzeugungskosten im konventionellen Kraftwerkspark ausgegangen wurde, sondern von dem teuersten an der Strombörse preissetzenden Grenzkraftwerkstyp, welches i.d.R. ein Gaskraftwerk ist. Der anlegbare Preis für EEG-Strom liegt dadurch höher.
26. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus** beliefen sich im Jahr 2008 auf 8,5 Mrd. €_{2005/a} (**Abbildung 9**). Davon stammen 55% von der Stromversorgung. Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Pfades A noch auf 10 Mrd. €_{2005/a} im Jahr 2013; davon 6,3 Mrd. €_{2005/a} für den Stromsektor, 2,4 Mrd. €_{2005/a} für den Wärmesektor und 1,3 Mrd. €_{2005/a} für den Kraftstoffsektor. Danach gehen sie deutlich zurück. Nach dem Jahr 2022 entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann 23% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 240 Mio. t CO₂/a. Bis dahin sind rund 150 Mrd. € für die Einführung der EE aufgewandt worden (**Abbildung 10**). In der Periode 2021-2030 **ersparen die weiter wachsenden EE der Volkswirtschaft dann aber bereits 42 Mrd. €_{2005/a}**, die andernfalls zusätzlich für den Mehrbedarf an fossilen Energien aufgewandt werden müssten. In der Periode 2031-2040 erhöht sich diese Ersparnis deutlich auf **270 Mrd. €_{2005/a}**.

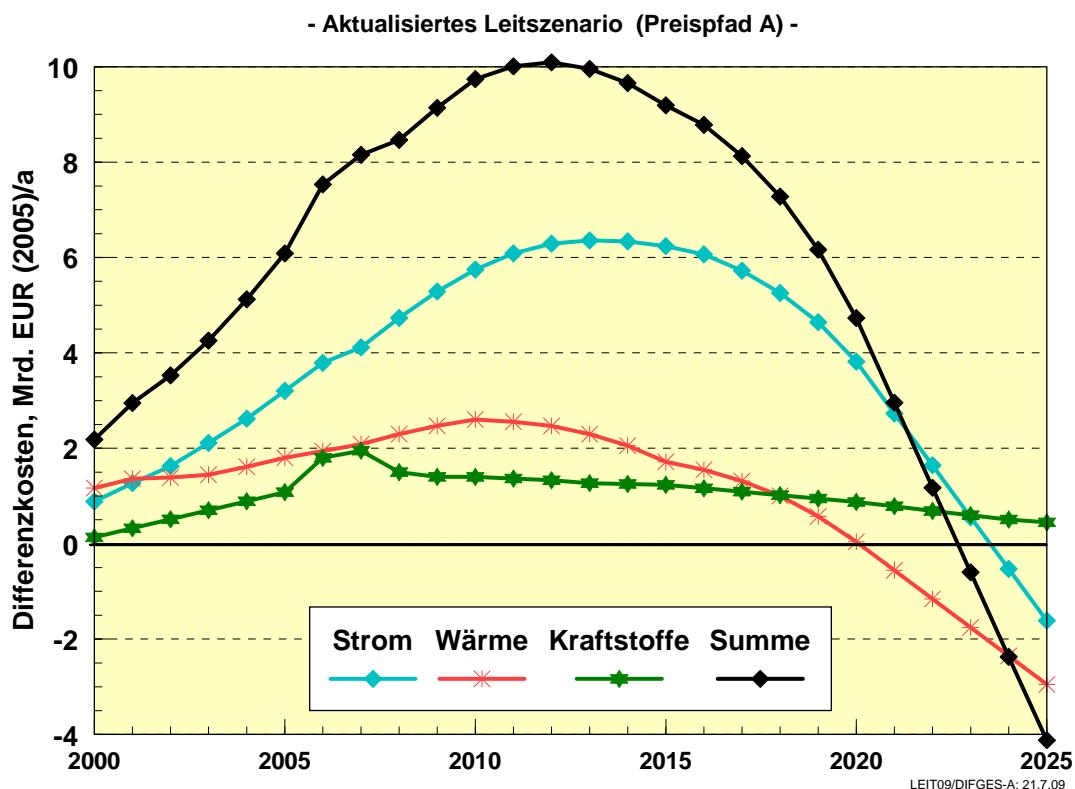


Abbildung 9: Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario bei Preissteigerungen entsprechend Preispfad A (nach BMU 2008)

27. Die Kostenanalyse zeigt, dass selbst bei üblicher betriebswirtschaftlicher Rechnung 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. Wird die betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung um den Idealfall der **vollen Einbeziehung der externen Kosten** der Energieerzeugung ergänzt, wird der bereits heute wirksame Nutzen einer EE- und Effizienz-Strategie noch besser sichtbar gemacht. Nimmt man als Beispiel einen Wert von 70 €/t CO₂ für die externen (Schadens-) Kosten der fossilen Stromerzeugung, 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 bereits einen „Kostengewinn“ von 1,1 Mrd. €/a. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des EEG.

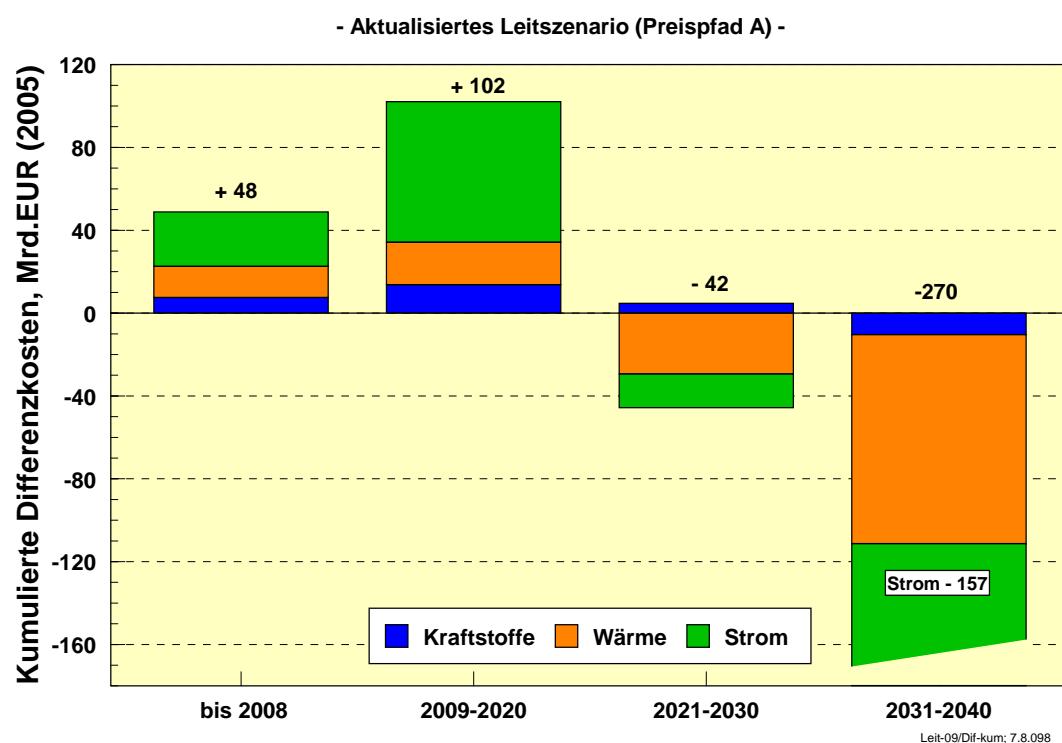


Abbildung 10: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im aktualisierten Leitszenario in ungefähren 10-Jahres-Abschnitten für drei Verbrauchssegmente

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

28. Hinsichtlich der Bedeutung der einzelnen Bereiche lässt sich eine „**Rangordnung ihres möglichen Beitrags zur zukünftigen CO₂-Minderung**“ ab dem Jahr 2009 ableiten. Bis 2020 sind der Ausbau der EE im Strombereich und die Effizienzsteigerung im Wärmebereich – und dort zu 80% Maßnahmen im Gebäudebereich – die wichtigsten Felder. Sie besitzen ein CO₂-Minderungspotenzial von jeweils 75 – 80 Mio. t CO₂/a. An dritter Stelle folgt die Effizienzsteigerung im Strombereich, die im aktualisierten Leitszenario höher angesetzt wurde als in der Leitstudie 2008. Sie hat ein Minderungspotenzial um 60 Mio. t CO₂/a. Es folgt der KWK-Ausbau (in Verbindung mit einer Verschiebung des Brennstoffmixes der Stromerzeugung und höheren Wirkungsgraden der bis 2020 erstellten Neukraftwerke) mit rund 45 Mio. t CO₂/a. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen Verkehr“ und

„EE-Ausbau im Wärmebereich“ folgen etwa gleichrangig mit Minderungspotenzialen um 20 -25 Mio. t CO₂/a. An letzter Stelle steht das zusätzliche Minderungspotenzial von Bio-kraftstoffen mit rund 10 Mio. t CO₂/a.

29. Was die **Erreichung der bis 2020 zu erbringenden CO₂-Minderungen** durch entsprechende Maßnahmenbündel und anderer Rahmenbedingungen anbelangt, so kann die EE-Stromerzeugung als im Wesentlichen abgesichert gelten, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen beibehalten werden. Der wichtige Bereich der umfassenden Senkung des Raumwärmebedarfs ist durch eine ganze Reihe von Maßnahmen (Novelle der EnEV; Gebäudesanierungsprogramm, Novellierung der Heizkostenverordnung) angestoßen worden. Es wird hier insbesondere auf deutliche Effizienzfortschritte im Mietwohnungsbau und in Nichtwohngebäuden zu achten sein.
30. Zwei bis 2020 ebenfalls wichtige Bereiche – **der deutliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und eine erhebliche Steigerung der Stromeffizienz** – bedürfen der besonderen energiepolitischen Aufmerksamkeit. Es ist keineswegs sicher, dass die angestrebte Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2020 erreicht wird. Zum einen spiegeln die Kraftwerksausbaupläne der Stromversorger die dazu notwendige KWK-Leistung derzeit nicht wider, zum anderen ist nicht sicher, ob die beschlossene Förderung von Wärmenetzen ausreichen wird, den notwendigen raschen Zubau dezentraler KWK-Anlagen zu gewährleisten. Hier müssen in wesentlich **größerem Maße als bisher kommunale Akteure und insbesondere Stadtwerke aktiv werden**, um die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Die Energiepolitik sollte daher den Fortschritt beim Ausbau der KWK genau beobachten und ggf. rechtzeitig weitere Anreize schaffen.
31. Bei der angestrebten **deutlichen Effizienzsteigerung im Strombereich** gilt es, wesentlich wirksamere Anreize als bisher zu setzen. Der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom in den herkömmlichen Nutzungsbereichen ist noch nicht eindeutig gestoppt. Hier sind insbesondere die Einrichtung von Energieeffizienzfonds, Top-Runner Systeme und die Umsetzung der EDL-Richtlinie der EU zu nennen. Auch der beschleunigte Ersatz von Nachspeicherheizungen sollte angegangen werden.
32. Die im letzten Jahrzehnt aufgebaute **energiepolitische Handlungsdynamik** im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu einer Reihe wirkungsvoller Maßnahmen und Gesetzen geführt hat, sollte unbedingt **in demselben Ausmaß aufrechterhalten** werden. Es wird vor allem darauf ankommen diesen Prozess in noch stärkerem Maße **auf die gesamte EU auszudehnen** und insbesondere abgestimmte Handlungskonzepte für den mittel- und langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien über die nationalen Grenzen hinaus zu entwickeln. Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, sowie das anhaltend hohe Energiepreisniveau dürften es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung zu gewinnen. In zunehmendem Umfang werden auch die wirtschaftlichen Vorteile eines effizienteren Umgangs mit Energie und eines konsequenten EE-Ausbau sichtbar. Eine kluge Energiepolitik sollte die jetzt schon vorhandene **Eigendynamik nutzen und gezielt verstärken**, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Weiterentwicklung der Energieversorgung in Richtung eines nachhaltigen Klimaschutzes und einer wirksamen Schonung begrenzter Ressourcen zu konkretisieren.