



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

„Leitstudie 2008“

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

**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 mögliche 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. 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 das Erreichen der Klimaschutzziele.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, 10. Oktober 2008

Inhaltsverzeichnis

Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger	7
Zusammenfassung der Ergebnisse der LEITSTUDIE 2008	13
1. Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung	35
1.1 Endenergie- und Primärenergieentwicklung.....	35
1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung	37
1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung.....	39
2. Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien und für ihre Einbindung in die Energieversorgung Deutschlands	42
2.1 Ausgangsbedingungen für die Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten.	42
2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Rahmendaten für das LEITSZENARIO 2008	44
2.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade.....	48
3. Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008.....	55
3.1 Wesentliche Ausgangsbedingungen für die Szenarioerstellung	55
3.2 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur; CO ₂ -Emissionen im LEITSZENARIO 2008	58
3.2 Die Bedeutung der Biomasse im LEITSZENARIO 2008	67
3.3 Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 im LEITSZENARIO 2008.	73
3.4 Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 bis zum Jahr 2050	78
3.5 Mögliche Bandbreiten der Veränderungen in der Kraftwerksstruktur bis 2020.....	83
3.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050	91
3.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050.....	97

4	Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008	100
4.1	Investitionsvolumen der Ausbaustrategie	100
4.2	Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien	102
4.3	Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke	106
4.4	Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung	112
4.5	Entwicklung der Differenzkosten	114
4.6	CO ₂ -Vermeidungskosten erneuerbarer Energien	123
5	Szenariovarianten zum Leitszenario 2008	126
5.1	Überblick über die zusätzlichen Szenarien	126
5.2	Besondere Merkmale der Szenarien E1, E2 und E3	133
5.2.1	Szenario E1	133
5.2.2	Szenario E2	136
5.2.3	Szenario E3	139
5.3	Besondere Merkmale der Szenarien D1 und D2	143
6	Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse	146
7	Literatur	149
8	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	154
9	Anhang	159
	Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975	159
	Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2008	162
	Anhang 3: Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 (Berechnungsmodell ARES)	169
	Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke	178
	Anhang 5: Eckdaten der Szenariovarianten E1, E2, E3 sowie D1 und D2	182

Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger

In einem **Leitszenario 2008** und in fünf weiteren Szenarien („Effizienz“: E1, E2 und E3 und „Defizite“: D1 und D2) wird die wahrscheinliche **Bandbreite** der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung beschrieben und erläutert, mit welchen strukturellen und ökonomischen Wirkungen im Energiesektor dabei zu rechnen ist. Detailliert wird dargelegt, 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 ca. 20% des Werts von 1990 zu senken und den EE-Beitrag an der Energieversorgung auf 50% zu steigern, umgesetzt werden können. Als zentrale Gestaltungselemente werden die aufeinander abgestimmten **Teilstrategien** „*Substanzieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)*“, „*Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)*“ und „*Höhere Umwandlungseffizienz durch einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*“ betrachtet und in gegenseitiger struktureller und zeitlicher Wechselwirkung in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Wesentliche Ergebnisse dieser Analyse sind:

1. Die Kombination von **kontinuierlichem EE-Ausbau und deutlicher Effizienzsteigerung** führt im Leitszenario 2008 **bis zum Jahr 2020** zu einem um 17% geringeren Primärenergieverbrauch gegenüber 2005. Die durchschnittliche Steigerungsrate der Primärenergieproduktivität beträgt 3%/a, die entsprechende Zielsetzung der Bundesregierung wird damit erreicht. Der Anteil der EE am Endenergieverbrauch steigt auf rund 18%, der Anteil der KWK auf knapp 21%. Damit wird eine Minderung der **CO₂-Emissionen um 36% gegenüber 1990** erreicht. **Im Jahr 2050** beträgt der Primärenergieverbrauch im Leitszenario 2008 noch 55% des Niveaus von 2005, die EE decken knapp 50% des verbleibenden Primärenergiebedarfs. Nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Energie wird benötigt; der Importbedarf liegt bei 40% der derzeit importierten Energiemenge. Die angestrebte 80%-ige CO₂-Minderung wird knapp erreicht.
2. Eine **40%-ige Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020**, die im Szenario E1 dargestellt wird, gelingt, wenn –entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung - zusätzlich eine deutliche Steigerung der Stromeffizienz und ein KWK-Anteil von 25% erreicht werden. Dazu muss die durchschnittliche Steigerungsrate der Stromproduktivität durchschnittlich 2,1%/a betragen, statt – wie im Leitszenario angenommen – 1,8%/a. Der angestrebte KWK-Zubau erfordert äußerst intensive Anstrengungen, netzgebundene Wärme bei zurückgehender Wärmenachfrage im Altbaubestand deutlich auszuweiten.
3. Im Leitszenario 2008 steigt der Beitrag der **EE zur Stromversorgung** bis 2020 auf knapp 180 TWh/a, entsprechend **30%** des Bruttostromverbrauchs. In **2030** werden bereits **50%** des Bruttostromsverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von 70 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2007. In 2030 sind es rund 100 GW. Die seit 2000 neu installierten EE-Anlagen produzieren in jedem Jahr mehr Strom als bis zu dem betreffenden Jahr durch den Kernenergieausstieg wegfällt.
4. Unter der Voraussetzung, dass 28 GW an fossilen Altkraftwerken zwischen 2005 und 2020 stillgelegt werden, können im Leitszenario neue fossil gefeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von 29 GW errichtet werden. Dabei sollten 9 GW in Kohlekraftwerken **nicht überschritten werden**, die übrigen 20 GW sind mit Erdgas zu betreiben, wenn die im Leitszenario 2008 ermittelte CO₂-Reduktion von 36% nicht gefährdet werden soll. Geringe zusätzliche Spielräume bietet der europäische Emissionshandel einschließlich der flexiblen CDM und JI. Mindestens 12 GW der neuen **fossilen Kraftwerksleistung müssen in KWK** errichtet werden, davon knapp 3 GW als BHKW. Der dadurch bedingte erhöhte

Erdgaseinsatz in der Stromversorgung kann durch Einsparungen von Erdgas im Wärmebereich kompensiert werden. Nach 2020 sinkt der Erdgasbedarf deutlich.

5. Bis 2050 muss der **Wärmesektor** einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen. Die Nachfrage nach Wärme sinkt bis 2020 auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 auf knapp 50%. Der Beitrag der EE steigt bis 2020 auf 14%. In 2050 kann die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie mittels EE bereitgestellt werden. An fossilen Energien werden in 2050 noch 25% des heutigen Einsatzes benötigt.
6. Die weiter vordringende KWK und der Ausbau der EE erfordern in beträchtlichem Ausmaß die Umwandlung von Einzelheizungen in **netzgebundene Wärmeversorgungen**. Im Leitszenario 2008 steigt ihr Anteil von derzeit 12% auf 65% in 2050. 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.
7. Wegen noch beträchtlicher Wachstumstendenzen im Güterverkehr entfaltet die Effizienzstrategie im **Verkehrssektor** mittelfristig nur eine begrenzte Wirkung. Die Reduktion des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs der gesamten PKW-Fahrzeugflotte um 25% und um 20% im Straßengüterverkehr im Leitszenario 2008 bewirkt bis 2020 nur einen Rückgang des Gesamtverbrauchs um 10%. Bis 2050 reduziert sich die gesamte Energienachfrage im Verkehr bis 2050 auf 73% des Wertes von 2005. An fossilen Energien werden dann noch 50% der derzeit benötigten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.
8. Unter der Voraussetzung einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die maßvolle Einführung **biogener Kraftstoffe** eine empfehlenswerte Übergangstrategie, wenn die Nachhaltigkeitskriterien, die in der Biomassestrategie des BMU definiert sind, eingehalten werden. Im Jahr 2020 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von energetisch 12% (am Verbrauch des Straßenverkehrs rund 15%) erreicht. Der langfristig erreichbare Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch liegt bei 17% (20%).
9. Perspektivisch bestehen sehr attraktive Möglichkeiten kostengünstigen **EE-Strom** in relevantem Umfang im **Verkehrssektor** einzusetzen. Dazu stehen die Elektrotraktion und der Wasserstoffantrieb zur Verfügung. Szenario E3 zeigt, dass dann in 2030 knapp 25% des Endenergiebedarfs im Verkehr durch Biokraftstoffe, EE-Strom und EE-Wasserstoff gedeckt werden können. **Bis 2050 kann der Anteil auf 56% steigen**. Dann werden nur noch 30% der derzeit eingesetzten fossilen Kraftstoffmenge benötigt.
10. Durch den Ausbau der EE gemäß Leitszenario 2008 wird ein **Investitionsvolumen** von etwa 12 Mrd. €₂₀₀₅/a kontinuierlich aufrechterhalten. Damit festigen sich die Chancen, die Technologieführerschaft in vielen EE-Technologien zu behalten und den wirkungsvollen Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Nach 2020 steigen die jährlichen Investitionen auf über 15 Mrd. €₂₀₀₅/a. Die zwischen 2008 und 2020 kumulierten Investitionen in EE-Anlagen belaufen sich auf 160 Mrd. €₂₀₀₅ (davon 90 Mrd. €/a für Strom). Unter günstigen Bedingungen (Szenario E2) können die kumulierten Investitionen bis 2020 auf 190 Mrd. €₂₀₀₅ steigen.
11. Bei realistischen Energiepreisentwicklungen (Preispfad A) werden die Erzeugungskosten des EE-Strommix im Leitszenario 2008 um 2020 geringer als die der fossilen Strombereitstellung sein. Ohne Berücksichtigung der Fotovoltaik ist das schon um 2015 der Fall. Der weitere Ausbau der EE bewirkt eine **Stabilisierung der Stromerzeugungskosten**

bei rund 8,5 - 9 ct₂₀₀₅/kWh (Mittelspannungsebene) mit einer Tendenz zu langfristig weite-
terer Kostenreduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionspotenziale der EE.

12. Die jährlichen **Differenzkosten des gesamte EE-Ausbaus** auf Basis der Erzeugungskosten beliefen sich im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €₂₀₀₅/a. Davon stammen 57% von der Stromversorgung. Sie steigen (bei Bezug auf Preispfad A) noch auf 8,5 Mrd. €₂₀₀₅/a im Jahr 2010 und gehen danach deutlich zurück. Um das Jahr **2022** entstehen keine Differenzkosten mehr. EE decken dann 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden bereits 200 Mio. t CO₂/a.
13. Für den EE-Strommix des Leitszenario 2008 liegen die mittleren **CO₂-Vermeidungskosten** derzeit bei 55 €/t CO₂. Bis 2020 sinken sie analog zu den Differenzkosten auf 14 €/t. Im Wärmesektor liegen die Vermeidungskosten des Gesamtmixes derzeit bei 70 €/t CO₂. Für Biokraftstoffe ergeben sich derzeit relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t. Wie im Stromsektor, sinken auch im Wärme- und Kraftstoffsektor die CO₂-Vermeidungskosten rasch.
14. Wird die ökonomische Betrachtung auf der Basis der Energiegestehungskosten um die **volle Einbeziehung der externen Kosten** (Richtwert: 70 €/t CO₂) der Energieerzeugung erweitert, so erhält man bereits heute im Stromsektor einen anzulegenden mittleren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Stromerzeugung erspart die derzeitige EE-Stromerzeugung (inklusive alter Wasserkraft) bereits heute Kosten von 1,2 Mrd. €/a. Dieser Wert steigt bis 2020 auf 14 Mrd. €/a, was die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des EEG eindrucksvoll bestätigt.
15. Zur **vollständigen Bewertung der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit** eines deutlichen EE-Ausbaus ist eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung des Energiesystems mit ausreichend großem Zeithorizont erforderlich. Außerdem hängt sie entscheidend von den zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von einer verursachergerechten Anlastung wirksamer Klimaschutzmaßnahmen (Emissionshandel) ab. Die Analyse zeigt, dass die bis ca. 2020 noch erforderlichen Vorleistungen in den Ausbau der EE danach mehr als kompensiert werden. Angesichts des nach 2020 sichtbar werdenden Nutzens des EE-Ausbaus erweisen sich die noch zu erbringenden Aufwendungen als eine energiepolitisch kluge und volkswirtschaftlich sinnvolle Investition.
16. In dem schrittweisen Aufbau des Leitszenarios 2008 und der Szenarien E1, E2 und E3 wird sichtbar, dass bei einer beharrlichen Energiepolitik, die für einen längeren Zeitraum günstige Rahmenbedingungen schafft, **bis 2050 beachtliche Erfolge** im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen erreicht werden können. Vor dem Hintergrund des vorgestellten Szenariofächers kann das eigentliche **LEITSZENARIO 2008 als realistische Entwicklung** betrachtet werden. Gelingt die rechtzeitige Umsetzung der Zielsetzungen der Bundesregierung im Bereich der Stromeffizienz und des KWK-Ausbaus ist in 2020 auch das Szenario E1 realisierbar. Bis 2050 sind auch über das Leitszenario hinausgehende EE-Beiträge zur Energieversorgung möglich (Szenario E3 mit 65% EE-Anteil)
17. Wird eine **geringere Wirkung der Maßnahmenpakete** zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau (Steigerung der durchschnittlichen Energieproduktivität nur um 2,5%/a bis 2020; KWK-Anteil 17%; Szenario D1) angenommen, so reduziert die resultierende **höhere Energienachfrage** die EE-Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte gegenüber dem Leitszenario 2008. Bereits in 2020 werden rund 1 000 PJ/a mehr fossile Energie als

im Leitszenario 2008 benötigt. Die gesamten CO₂-Emissionen können bis 2020 nur um knapp 28% (gegenüber 1990) reduziert werden. Dies unterstreicht die Bedeutung einer konsequenten Politik zur Effizienzsteigerung in allen Bereichen.

18. Wird zusätzlich beim Neubau fossiler Kraftwerke eine **ausgeprägte Kohlestrategie** verfolgt (Szenario D2), so können die CO₂-Emissionen bis 2020 nur um rund 25% reduziert werden. Der Einsatz von CO₂-Rückhaltetechnologien (CCS) im Stromsektor ab 2020 erlaubt unter günstigen Bedingungen eine Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen bis 2050 auf -65% gegenüber 1990. Für eine weitere CO₂-Reduktion mittels CCS wären ähnlich umfangreiche Maßnahmen der CO₂-Rückhaltung in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich.
19. Bei einer etwaigen **Laufzeitverlängerung der Kernenergie**, müssten die jetzigen Planungen zum Neubau fossiler Kraftwerke völlig revidiert werden, um das 30%-Ausbauziel der EE für 2020 nicht zu gefährden. Das KWK-Ausbauziel wäre nicht erreichbar. Der erforderliche **Strukturwandel der Stromversorgung** in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich höherem KWK-Anteil und hoher Ausbaudynamik der EE wäre **grundsätzlich in Frage** gestellt. Das Energiesystem wäre somit kaum in der Lage, das bis 2050 zu erfüllende Klimaschutzziel einer 80%igen CO₂-Minderung zu erreichen.
20. 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 Ausmaß **aufrechterhalten** werden.
21. Der im Leitszenario 2008 empfohlene EE-Ausbau sollte auf keinen Fall unterschritten werden. 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 baldmöglichst weiterentwickelt und die Nutzungspflicht für EE auf den Altbaubereich ausgedehnt werden. Auch sind umfangreiche Aktivitäten von Kommunen und Stadtwerken 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.
22. Der Strukturwandel der Energieversorgung hin zu mehr Klimaverträglichkeit muss in noch stärkerem Maße auf die gesamte EU ausgedehnt und die **europäische Energie- und Klimaschutzstrategie konsequent weiterentwickelt** werden. Eine herausgehobene Stellung sollte darin ein Handlungskonzept für den mittel- und langfristigen EE-Ausbau über die nationalen Grenzen hinaus erhalten. Das Konzept eines europäischen Stromverbunds zur **optimalen Nutzung großer EE-Potenziale** und der effektiven Einbindung großer EE-Strommengen in die Stromversorgung sollte 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

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

- 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.

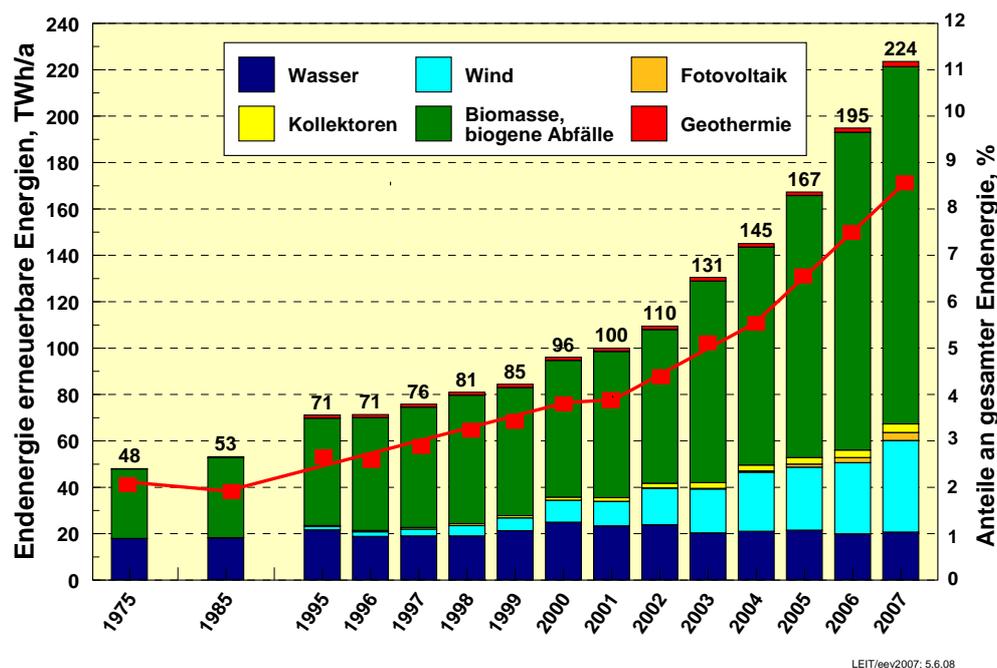


Abbildung 1: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007

2. 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.

3. 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.

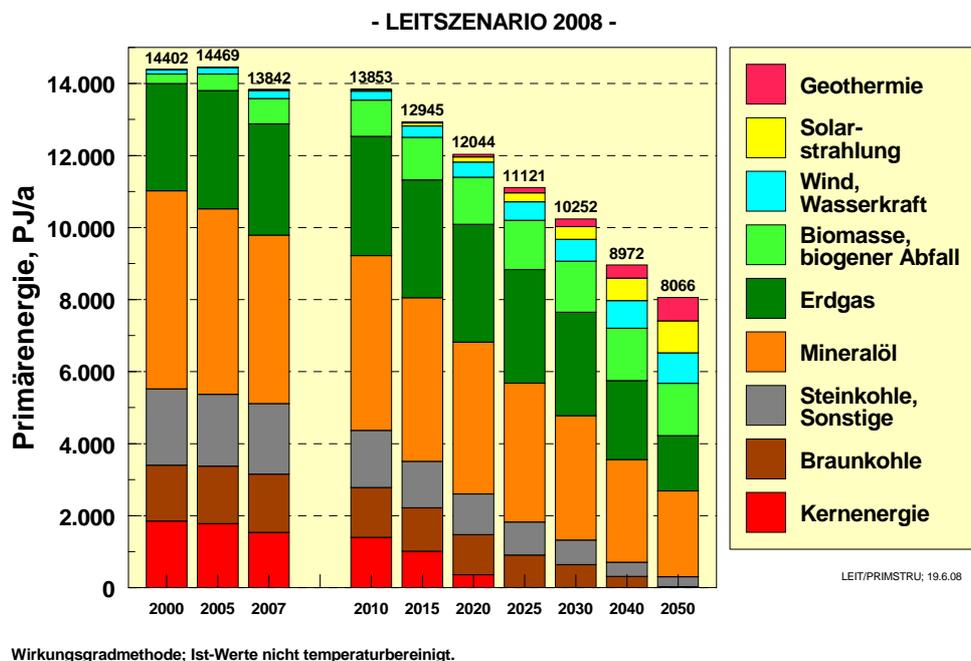


Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

4. 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%.

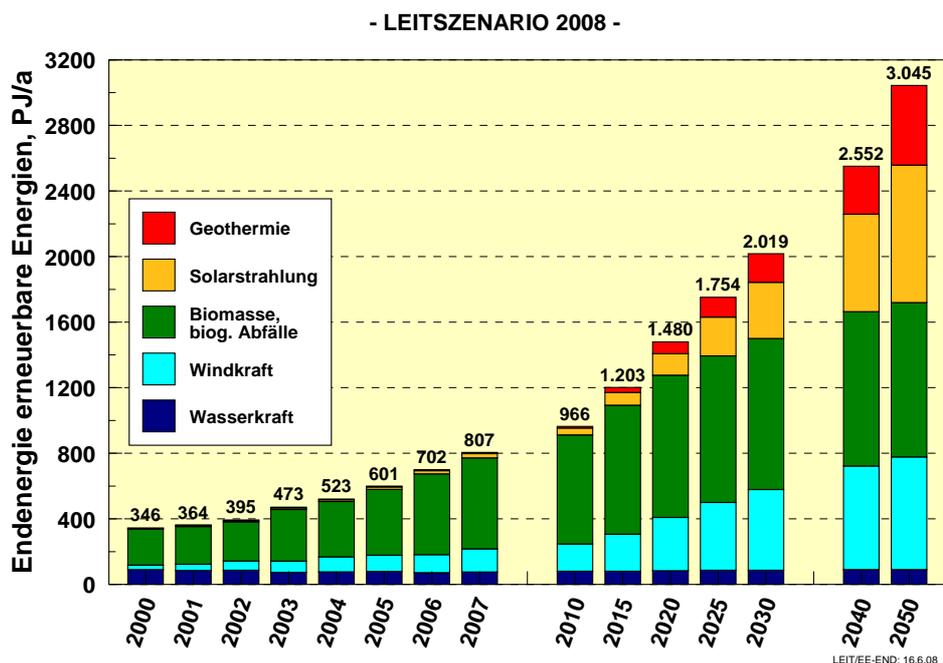


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebeitrags der EE im LEITSZENARIO 2008 bis 2050

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.

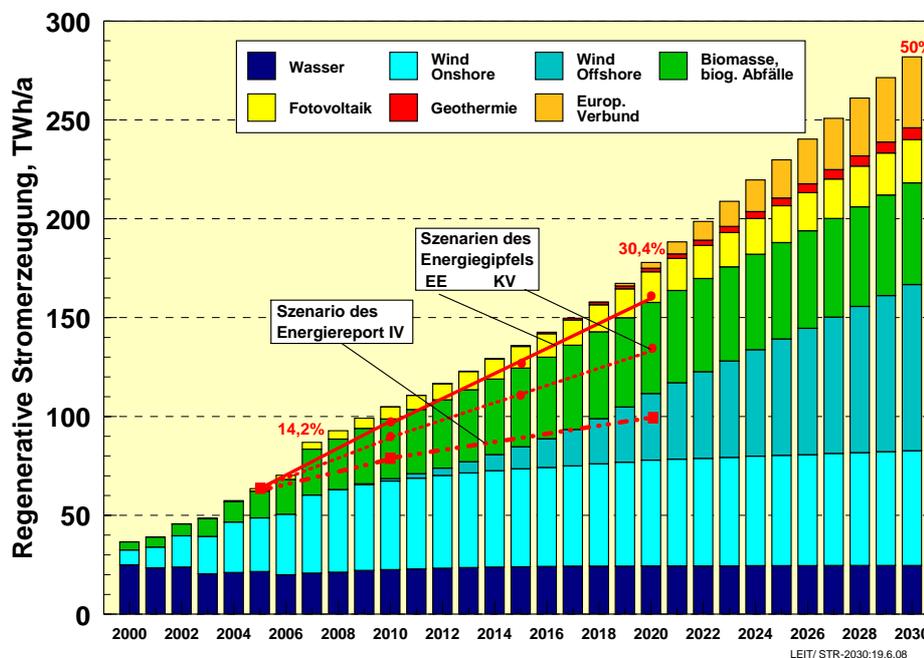


Abbildung 4: Stromerzeugung aus EE im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des aktuellen EEG; Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels und des Energiereport IV

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 gefeuerten Kondensationskraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt vorwiegend für Reserve- und Ausgleichsaufgaben eingesetzt.

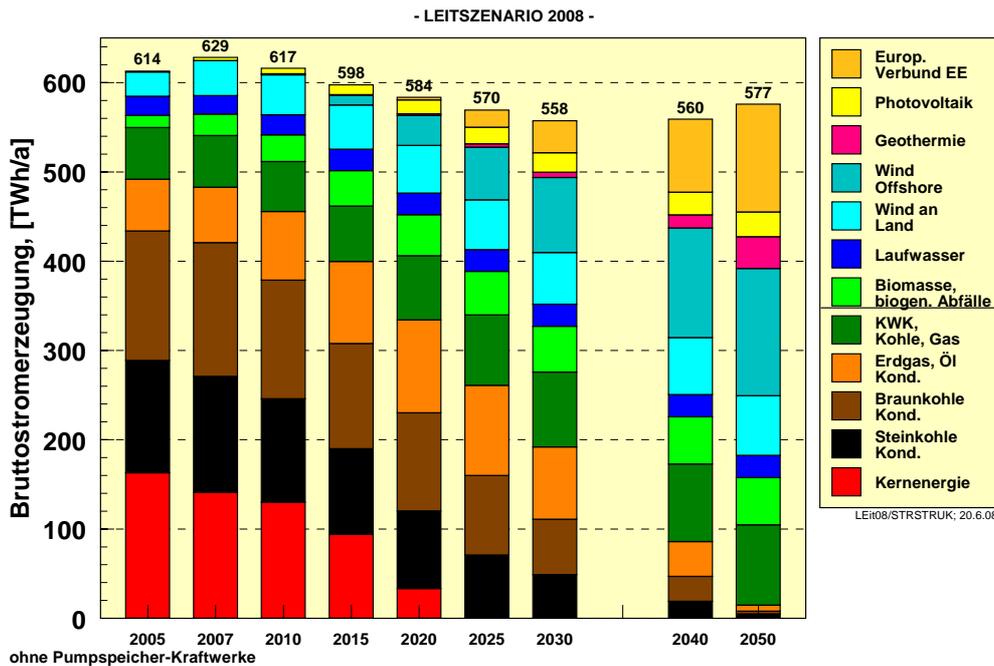


Abbildung 5: Struktur der Bruttostromerzeugung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

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.

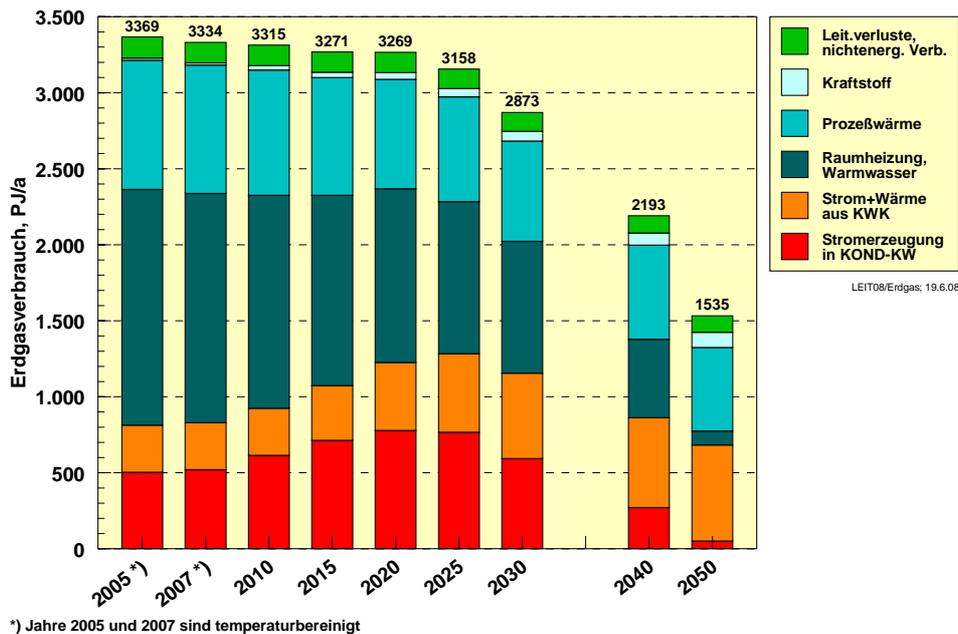


Abbildung 6: Erdgasverbrauch im LEITSZENARIO 2008 nach Verwendungsarten

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.

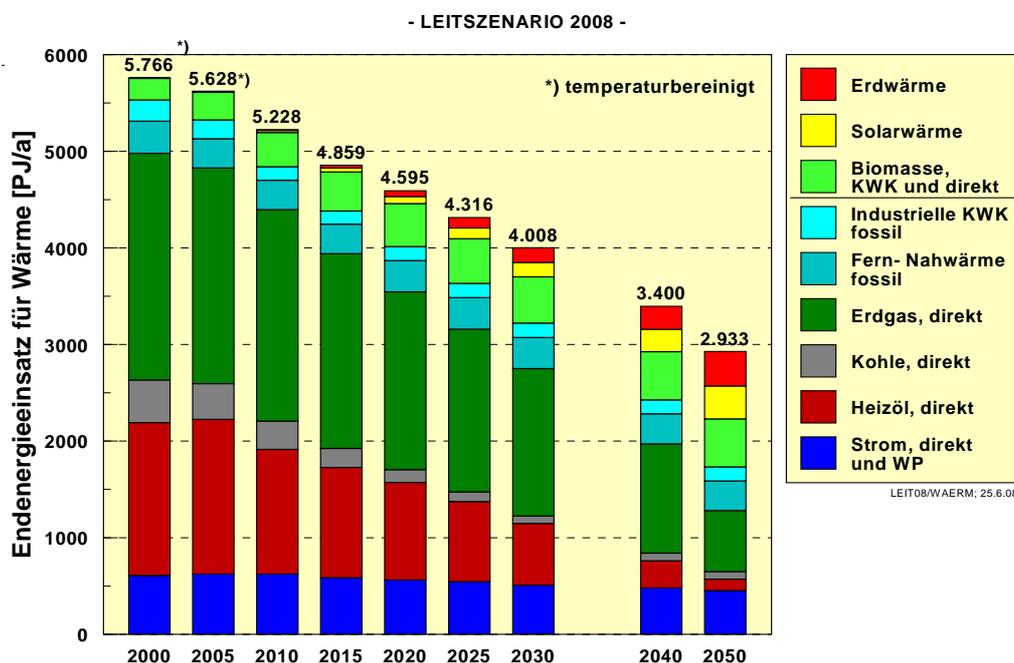


Abbildung 7: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern

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.

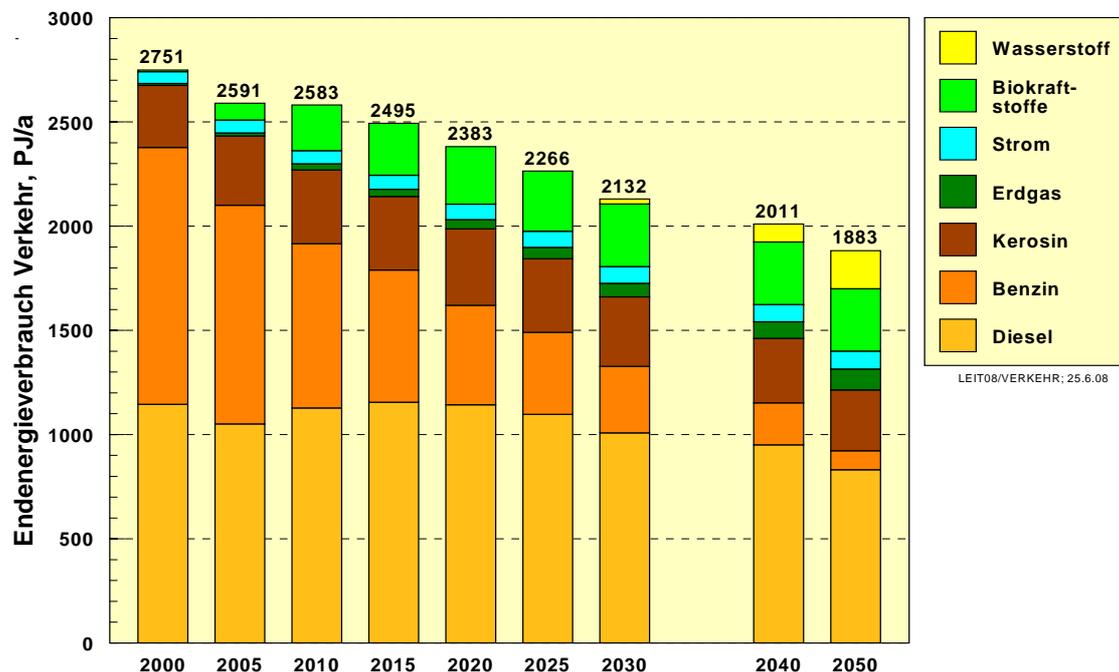


Abbildung 8: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten

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 Elektromotoren 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.

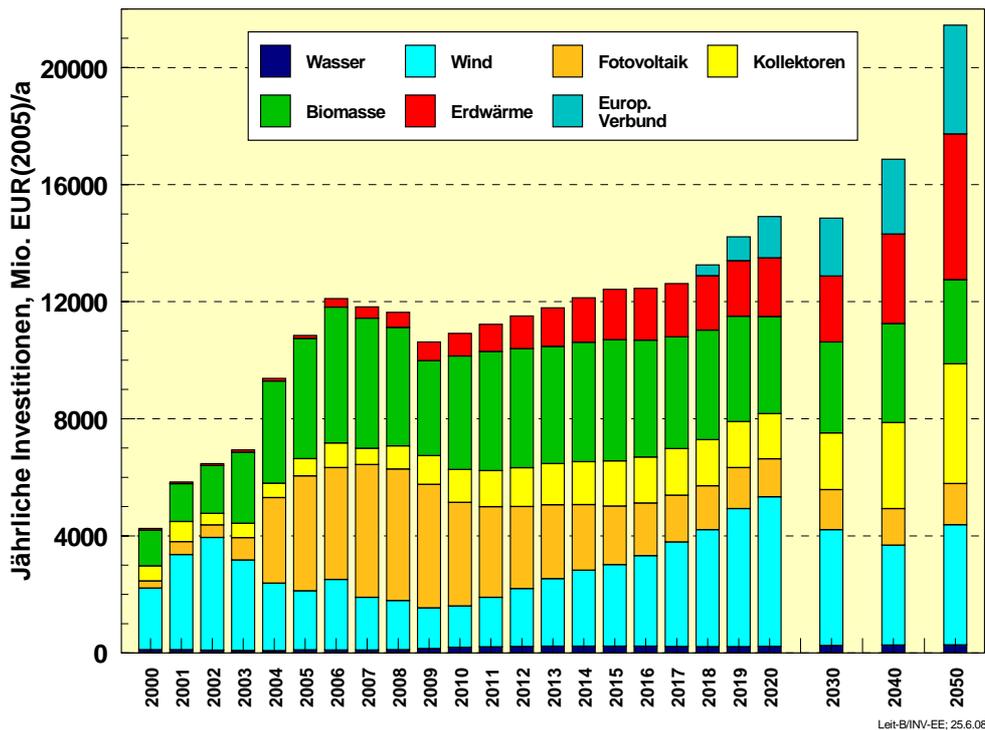


Abbildung 9: Jährliches Investitionsvolumen für EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung (einschließlich Investitionen für Nahwärmenetze) im LEITSZENARIO 2008

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.

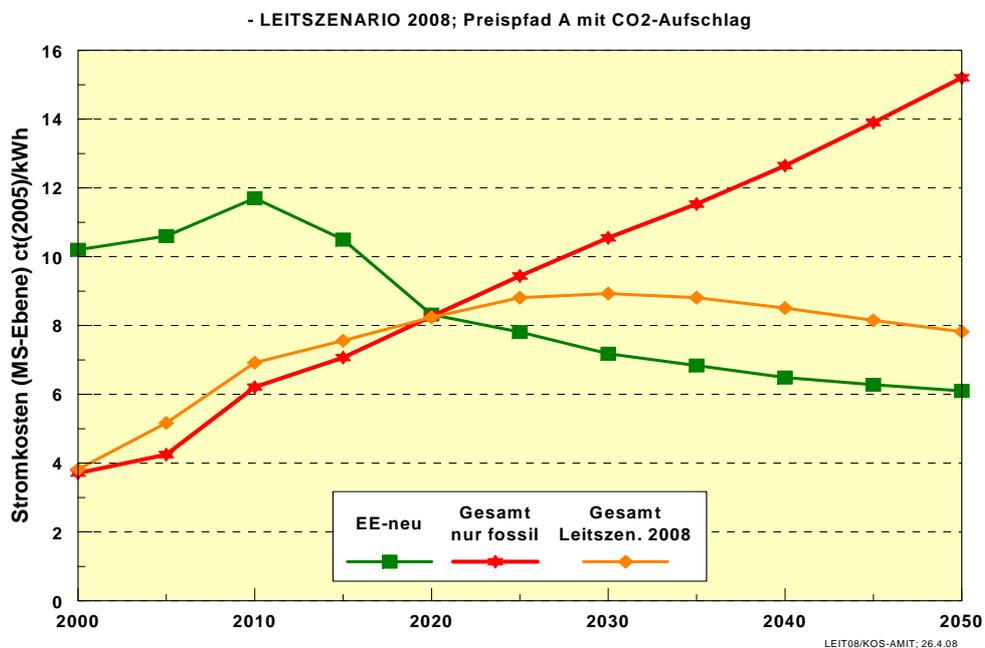


Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und ausschließlich fossilen Neubauten

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 (**Abbil-**

dung 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.

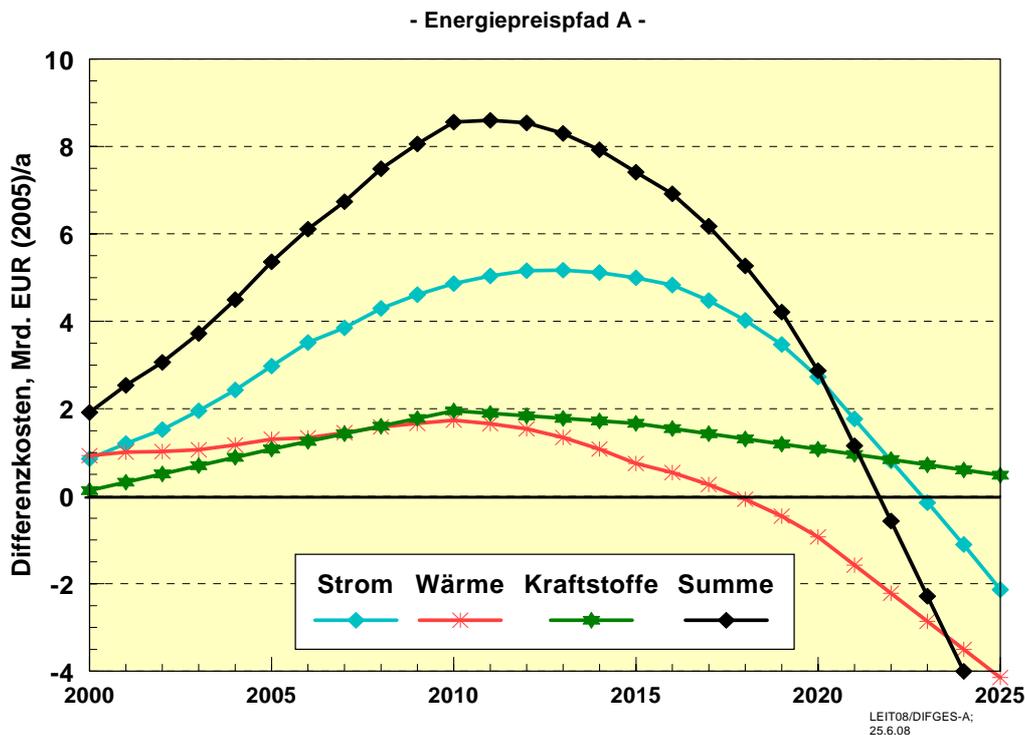


Abbildung 11: Differenzkosten des EE-Ausbaus in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend Preispfad A

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.

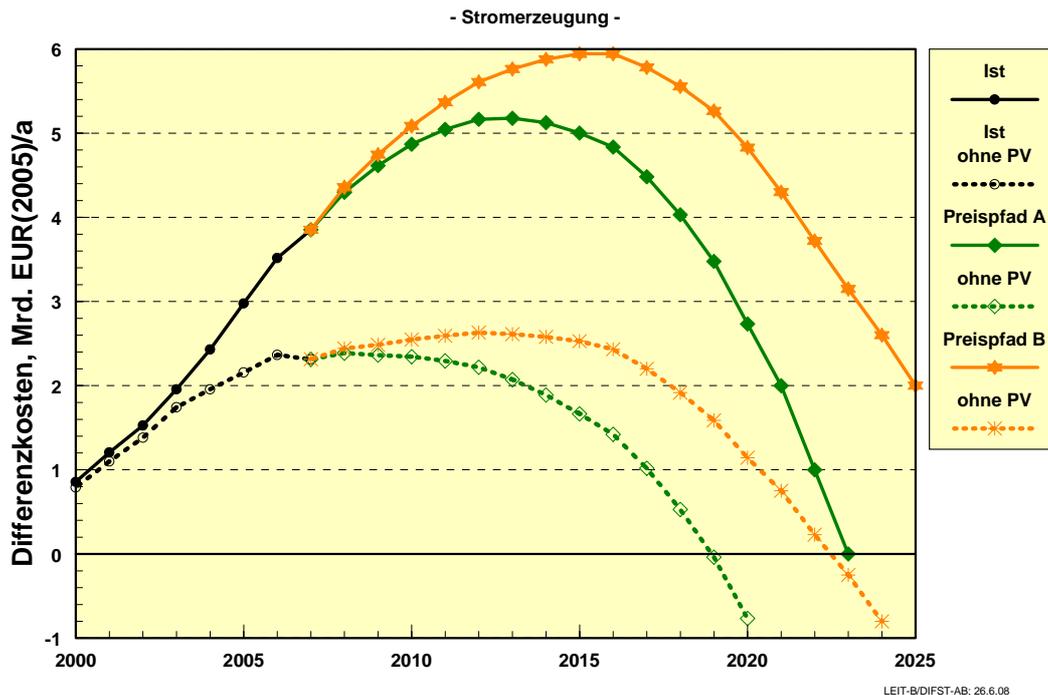


Abbildung 12: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preispfade A und B mit und ohne Fotovoltaik

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 (Energiepreisfad 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 Energieer-
zeugung 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 Ermitt-
lung der tatsächlichen Gestehungskosten der Stromerzeugung (der „Stern-Report nennt
85 €/t CO₂ als realistischen Wert), so erhält man bereits heute einen anzulegenden mitt-
leren Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen Vollkosten fossiler Strombe-
reitstellung „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 Zu-
satzkosten. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlich-
keit 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 Entwick-
lungen in einzelnen Bereichen oder Sektoren vorstellbar. Ebenso ist die Verfehlung ei-
nes oder mehrerer Ziele möglich. Aus den Ergebnissen solcher Szenariovarianten kön-
nen Rückschlüsse auf zukünftig zu treffende Entscheidungen zur Absicherung von Kli-
maschutzstrategien 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 passen-
der Stelle erläutert.
36. In den **E-Szenarien** (E1: Verstärkte Effizienz und KWK-Ausbau; E2: zusätzlicher Aus-
bau 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 Energieversor-
gung** 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 **Steige-
rungen im Investitionsvolumen** von EE-Anlagen gegenüber. Das Investitionsvolumen
für strom- und wärmeerzeugende EE-Anlagen steigt bis 2020 auf 20 Mrd. €₂₀₀₅/a (Leit-
szenario 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).

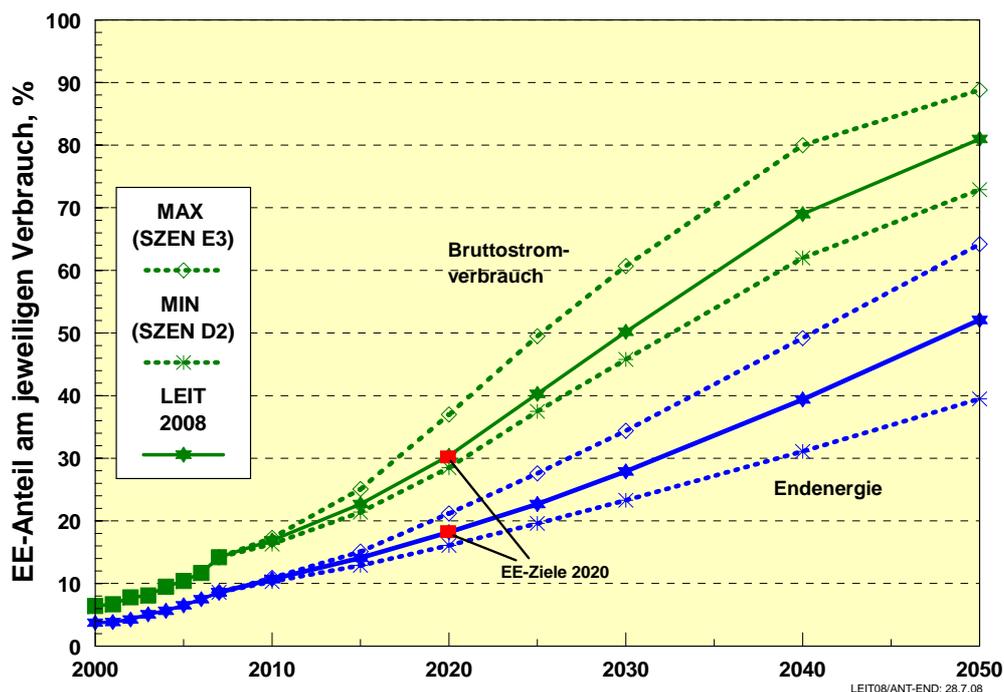


Abbildung 13: Anteile von EE an der gesamten Endenergie und an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 für das LEITSZENARIO 2008 sowie das obere (E3) und das untere Szenario (D2)

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 Bundes-

regierung 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

1. Derzeitiger Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung

1.1 Endenergie- und Primärenergieentwicklung

Bis etwa 1990 bestand der Beitrag erneuerbarer Energien (EE) zur Energieversorgung ausschließlich aus der Wasserkraft und der traditionellen Nutzung der Biomasse für Heizzwecke. Bezogen auf den Endenergieverbrauch lag ihr Beitrag zu diesem Zeitpunkt bei 2% des Gesamtverbrauchs. Erst danach setzte, angestoßen durch das Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 und der wachsenden finanziellen Förderung im Wärmebereich, das Wachstum der „modernen“ Technologien zur Nutzung der EE ein. Rückblickend sank der relative Beitrag der EE in der Zeit zwischen der ersten Ölpreiskrise 1973 und 1990 sogar wegen des damalig deutlichen Wachstums der Energienachfrage.

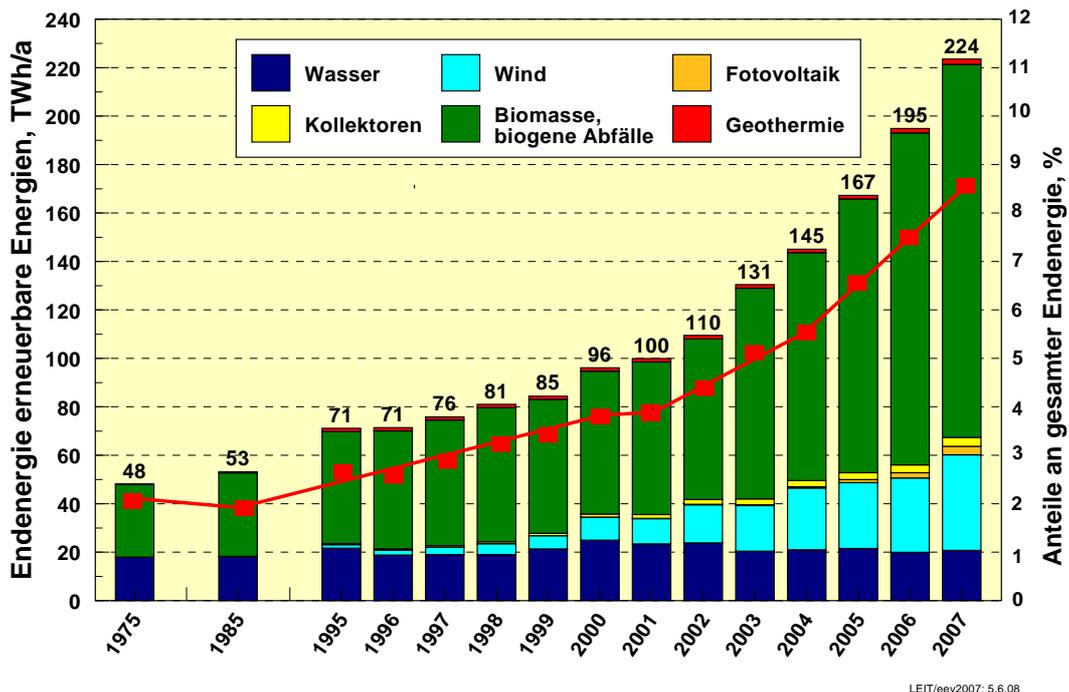
Ab 1990 ist, beginnend mit der Windenergie, gefolgt von den stromerzeugenden Biomastechnologien und nach 2000 auch merklich von den, die solare Strahlung nutzenden Technologien Fotovoltaik und Kollektoren, ein deutliches Wachstum in produzierter Energie und entsprechend der installierten Leistung eingetreten. **Abbildung 1.1** zeigt den absoluten Beitrag der EE im Zeitraum 1975 bis 2007, dargestellt als Endenergie¹ (Strom, Wärme und Kraftstoffe) im Überblick, (Zahlenwerte tabellarisch im Anhang). Ihr Beitrag belief sich Ende 2007 auf 224 TWh/a (807 PJ/a), was 8,6% des gesamten Endenergieverbrauchs von 2006 (9 423 PJ/a)² entspricht. Nach Energiearten getrennt, liegt die Wärmebereitstellung mit 90 TWh/a noch knapp vor der rasch aufholenden Stromerzeugung mit 87,5 TWh/a und der Kraftstoffbereitstellung mit 46,5 TWh/a.

Den größten Beitrag innerhalb der EE (70%) liefert nach wie vor die Biomasse (feste Biomasse, Bio-, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Mülls) mit insgesamt 154 TWh/a (Strom = 24 TWh/a; Wärme = 84 TWh/a; Kraftstoffe = 46 TWh/a). Das rasanteste Wachstum hatte allerdings die Windenergie, die um 2003/2004 die Wasserkraft übertraf und derzeit knapp 40 TWh/a Strom bereitstellt (18%). In jüngster Zeit zeigen auch die Techniken, die die größte Energiequelle - die Solarstrahlung - nutzen ein sehr dynamisches Wachstum. Sie stellen mit 7,2 TWh/a (Strom = 3,5 TWh/a, Wärme = 3,7 TWh/a) rund 3% der Endenergie der EE bereit. Noch geringe Energiemengen liefert die Geothermie mit 2,3 TWh/a. Der Beitrag der Wasserkraft bleibt mit rund 21 TWh/a im Wesentlichen konstant. Das mittlere Wachstum der EE insgesamt belief sich im Zeitraum 2000 – 2007 auf 12%/a, dasjenige der Windenergie auf 18%/a und dasjenige der Biomasse auf 13%/a.

In **Abbildung 1.2** ist der Beitrag der EE zur Primärenergiebedarfsdeckung dargestellt. Berechnet ist er nach der Wirkungsgradmethode. Mit derzeit 932 PJ/a beläuft sich ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch auf 6,7%. Nimmt man als Berechnungsgrundlage die Substitutionsmethode beläuft sich die Primärenergiemenge der EE im Jahr 2005 auf 1 312 PJ/a. Der Anteil der EE im Jahr 2007 am dann auch höheren gesamten Primärenergiebedarf von 14 220 PJ/a steigt dann auf 8,9%.

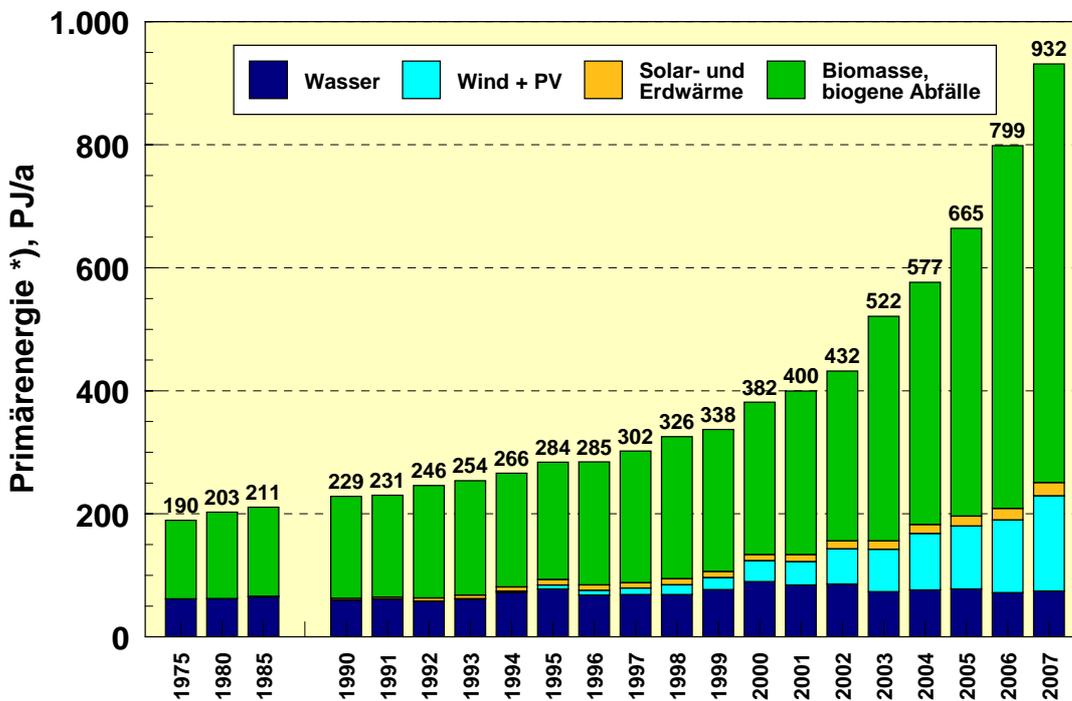
¹ Die Darstellung als Endenergie ist hinsichtlich der tatsächlichen Energiebeiträge anschaulicher als diejenige der Primärenergie. Bei letzterer wird der Beitrag des Stroms aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Beitrag der fossilen und nuklearen Primärenergien wegen der international verbindlichen Wirkungsgradmethode unterschätzt.

² In [BMU 2008a] wird der Endenergieverbrauch 2006 als Bezugsgröße verwendet. Wird der für 2007 geschätzte Endenergieverbrauch in Höhe von 8 922 PJ/a verwendet, beträgt der Anteil bereits 9%.



LEIT/eev2007; 5.6.08

Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

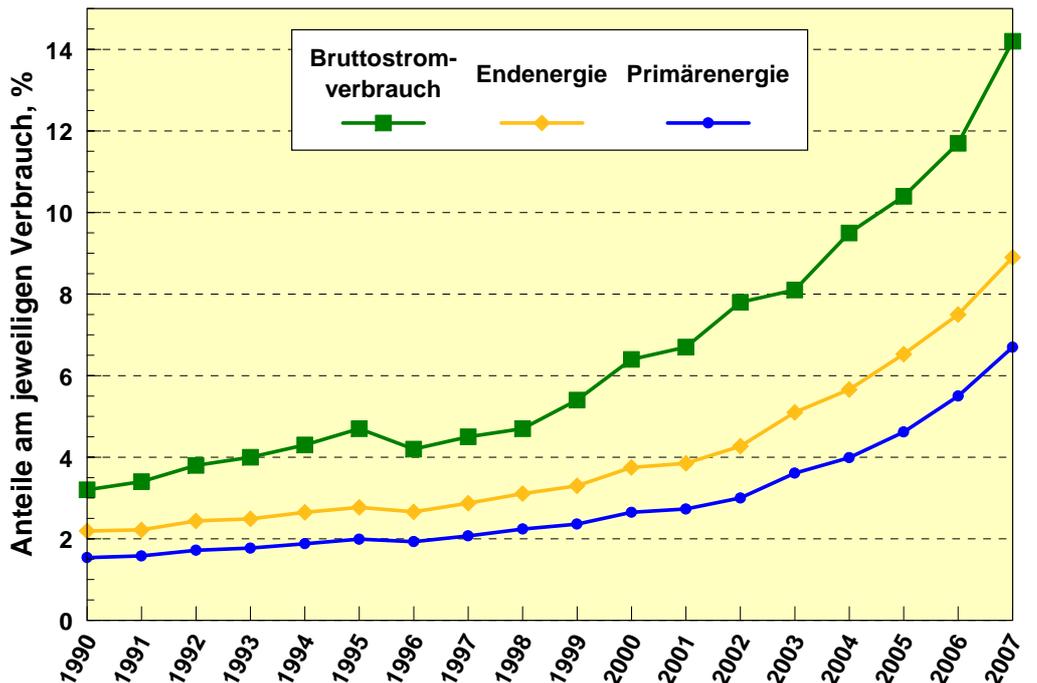


*) Wirkungsgradmethode

LEIT; PEV07; 16.3.08

Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2007 (Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen)

Die Anteile der EE an einzelnen Bereichen der Energieversorgung sind im zeitlichen Verlauf ab 1990 in **Abbildung 1.3** dargestellt. Im Stromsektor trägt Wasserkraft, mit schwankenden Beiträgen, rund 4% zum Strombedarf bei. Mittels Windenergie und Biomasse ist aber inzwischen (2007) ein Gesamtanteil von 14,2% am Bruttostromverbrauch erreicht worden. Der Anteil am gesamten Endenergiebedarf ist von 1990 mit 2,2% bis 2007 auf 8,6 % gestiegen. Parallel stieg der Anteil am Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) von 1,5 % im Jahr 1990 auf 6,7 % im Jahr 2005. Die Wachstumsbeschleunigung seit etwa 2000 ist deutlich erkennbar.



LEIT08/ANT-ab75: 28.4.08

Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) seit 1990. Quellen: Daten der AGEE-Stat [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.2 Bruttostromerzeugung und installierte Leistung

Wegen der hohen Potenziale der CO₂-Vermeidung (im Jahr 2007 vermieden EE im Strombereich 79 Mio. t CO₂/a, gegenüber EE im Wärme- und Kraftstoffbereich mit rund 36 Mio. t CO₂/a), aber auch wegen der sehr erfolgreichen Markteinführung „neuer“ erneuerbarer Energien mittels des EEG ist der Stromsektor von besonderem Interesse für den Beitrag der EE zur Energieversorgung. Ein substantielles Wachstum der EE begann erst um das Jahr 1993, erstmals überschritten sie seinerzeit die langjährige Grenze von rund 20 TWh/a, welche durch die begrenzten Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Deutschland vorgegeben war.

Seit diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE an der Strombereitstellung um über das Vierfache gestiegen (**Abbildung 1.4**) und belief sich Ende 2007 auf insgesamt 87,5 TWh/a (Wasser 20,7; Wind 39,5; Biomasse (einschl. biogene Abfälle) 23,8; Fotovoltaik 3,5 TWh/a; sowie

Geothermie 0,2 GWh/a). Das Wachstum hat sich stetig beschleunigt und weist insbesondere nach 2000 hohe Wachstumsraten auf (Durchschnitt 1985 – 1993: 2,3%/a; Durchschnitt 1993 – 2000: 7,8%/a; Durchschnitt 2000 – 2007: 12,4%/a). Die Windenergie weist mit 24%/a Wachstum beachtliche Wachstumsraten auf. Sie wird aber noch von der Fotovoltaik übertroffen, die seit 2000 äußerst rasant mit einer Wachstumsrate von 57%/a (Durchschnitt 2000-2007) gewachsen ist.

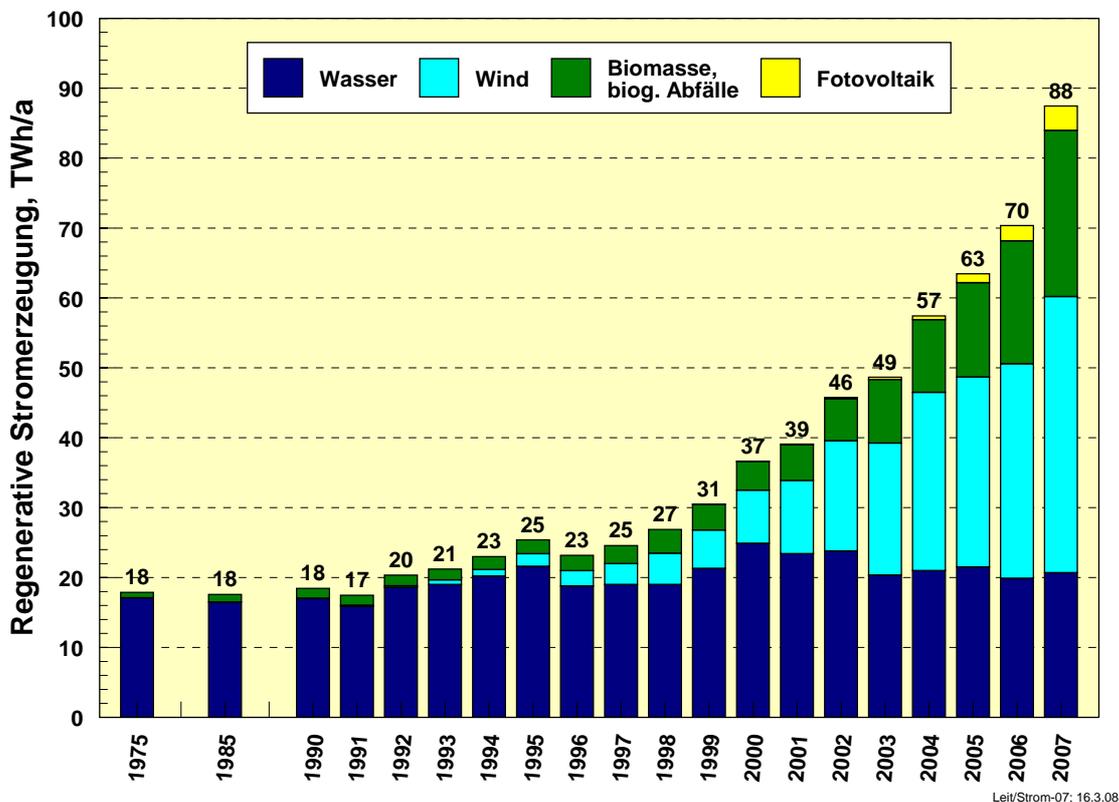


Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Entsprechend stark wuchs die installierte Leistung (**Abbildung 1.5**) von rund 5 000 MW (nahezu ausschließlich Wasserkraft) in 1990 auf 35 080 MW³ im Jahr 2007. Mit 22 250 MW dominiert eindeutig die Windenergie. Die mittlere Ausnutzung aller Anlagen betrug in 2007 rund 2 500 h/a mit einer Bandbreite zwischen 5 500 h/a (Mittelwert Biomasse) und 890 h/a (Fotovoltaik).

Die in der Fortschreibung des EEG beschlossenen Anpassungen bei Vergütungen und Degressionsraten dürften trotz gewisser Einschränkungen (u. a. Steigerung der Degression bei der Fotovoltaik) auch weiterhin ein stabiles Wachstum der EE im Strombereich gewährleisten. Ob das mittelfristige Ziel der Bundesregierung (mindestens 30% Anteil bis 2020) zeitgerecht erreicht werden kann, wird insbesondere von einem rechtzeitigen Einstieg (2008) in die Offshore - Windenergienutzung abhängen, dem ein der Landnutzung vergleichbares Wachstum bis 2020 folgen muss.

³ Ohne Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung waren Ende 2007 Anlagen mit einer Leistung von 34 018 MW installiert.

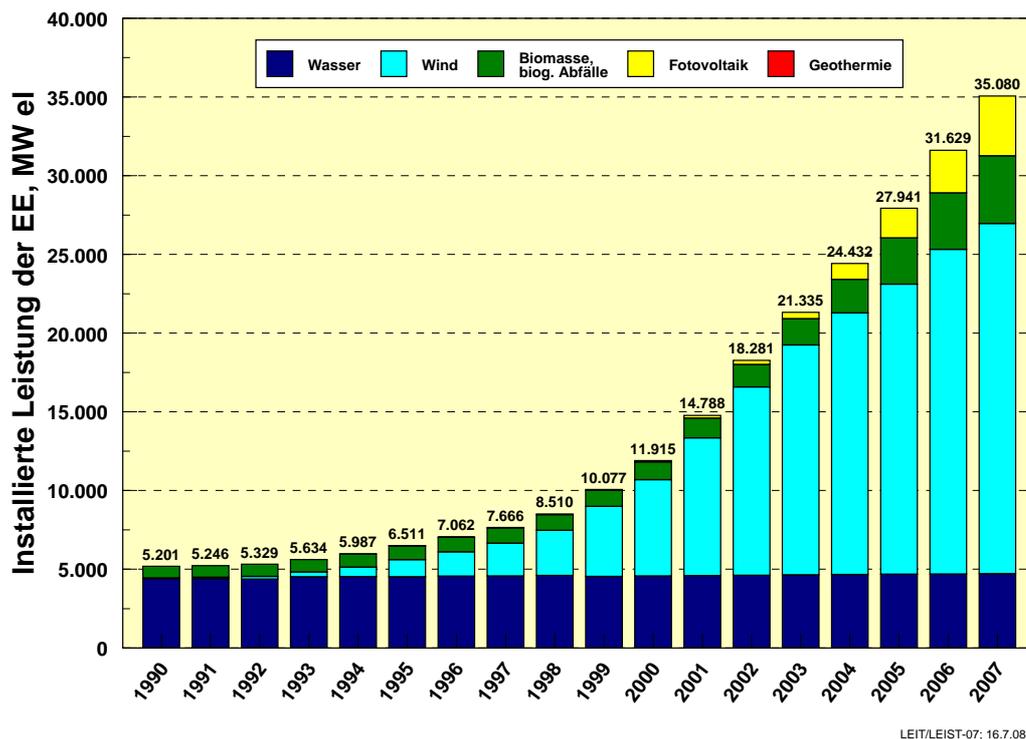


Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen: Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

1.3 Bisherige Wärme- und Kraftstoffbereitstellung

Infolge der traditionell umfangreichen Nutzung der Biomasse liegt trotz des großen Wachstums der erneuerbaren Energien im Strombereich in absoluten Energiemengen noch der Wärmesektor knapp vorne. Im Jahr 2007 stammten 325 PJ/a (90,2 TWh/a) der Wärmebereitstellung aus diesen Energien (**Abbildung 1.6**). Mit dieser Menge werden derzeit 6,6 % des Wärmebedarfs gedeckt, wobei mit 93% Anteil eindeutig die Biomasse dominiert. Aufgrund der Probleme bei der statistischen Erfassung der vielfach nicht kommerziell gehandelten Biomasse und der biogenen Abfälle, ist der Wert allerdings mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Trotzdem sind die stetigen Wachstumstendenzen auch hier unverkennbar (mittlere Wachstumsrate 2000 -2007: 5,3%/a). Gegenüber dem früheren Sockelbetrag hat sich der Wert zwischen 1990 und 2007 mehr als verdoppelt. Die Wärmebereitstellung mittels Kollektoren und Erdwärme (Wärmepumpen und hydrothermale Nutzung) ist noch relativ gering, weist aber in den letzten Jahren aufgrund des Marktanzreizprogramms ebenfalls merkliche Wachstumstendenzen auf (Kollektoren: 15%/a; Erdwärme: 6,5%/a).

Die Wachstumstendenzen der EE im Wärmesektor sind aber vor dem Hintergrund der angestrebten Klimaschutzziele und des dazu erforderlichen Beitrags insgesamt noch unzureichend. Zwar wird das jüngst verabschiedete „EE-Wärmegesetz“ einen weiteren Wachstumsschub vermitteln, aber die derzeitige Ausgestaltung lässt Zweifel an seiner ausreichenden großen Wirksamkeit aufkommen. Außerdem sind die zahlreichen strukturellen Hemmnisse im Gebäudebereich in Verbindung mit der meist großen Anzahl erforderlicher Akteure bei Planung und Umsetzung moderner Wärmeversorgungen (insbesondere bei Nahwärmeversorgungen) ein wesentlicher Grund für das bislang zu geringe Wachstum.

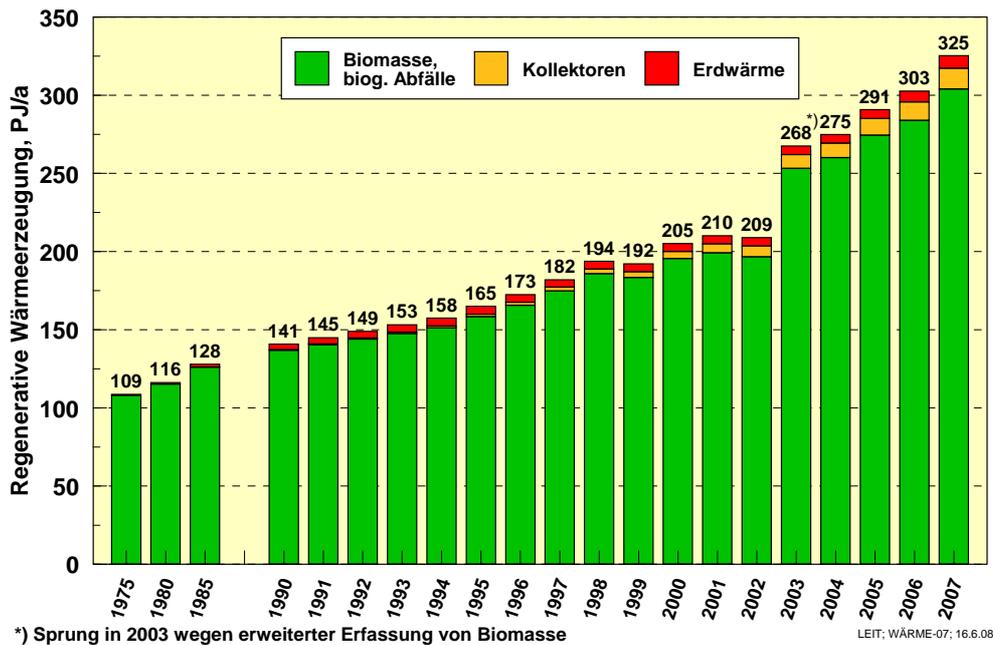


Abbildung 1.6: Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMW 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Den Effekt sehr wirkungsvoller energiepolitischer Maßnahmen macht **Abbildung 1.7** sichtbar. Die bisherige Steuerbefreiung biogener Kraftstoffe und das 2006 vereinbarte Biokraftstoffquotengesetz haben dazu geführt, dass der Anteil von Biokraftstoffen von bedeutungslosen Beiträgen vor 2000 rasant gestiegen ist. Zwischen 2000 und 2007 betrug die mittlere Wachstumsrate 40%/a. Ende 2007 lag ihr Beitrag mit 168 PJ/a bei 6,8% des gesamten Kraftstoffverbrauchs (bzw. bei 7,6 % des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr). Das indicative EU-Ziel von 5,75% für 2010 ist damit bereits erfüllt.

Für das Jahr 2007 war für Dieselmotoren eine Quote von 4,4% und für Ottomotoren von 1,2% vorgeschrieben. Für reine Biokraftstoffe besteht weiterhin eine bis 2011 bzw. 2015 befristete degressiv gestaltete Steuerbegünstigung. Eine stetige Steigerung der Biokraftstoffquoten war ursprünglich bis 2015 vorgesehen. Für die nächsten Jahre ist das weitere Wachstum von Biokraftstoffen jedoch infrage gestellt. Unmittelbarer Anlass für ein Aussetzen der Quote ist die befürchtete Unverträglichkeit einer großen Anzahl von Altfahrzeugen bei höheren Beimischungen. Bereits vorher wuchs jedoch die Kritik an dem extrem rasanten Wachstum von Biokraftstoffen. Zum einen zeigen aktuelle Lebenszyklusbilanzen [BfE 2007; WBA 2007], dass Biokraftstoffe der ersten Generation (Biodiesel, Pflanzenöl, Ethanol aus Getreide oder Zuckerrüben) im Vergleich zu anderen Optionen der Biomassenutzung nur ein relativ geringes Treibhausgasreduzierungs-potenzial besitzen, welches bei unsachgemäßem Anbau (i. allg. bei importierten Kraftstoffen, z.B. Palmöl) sogar verschwinden bzw. negativ werden kann. Zum zweiten hat die stark steigende Nachfrage nach Biokraftstoffen, die in verschiedenen Ländern in den letzten Jahren induziert wurde, zum deutlichen Anstieg von Nahrungsmittelpreisen beigetragen. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Möglichkeiten einer verstärkten Bereitstellung von Biokraftstoffen neu überdacht werden und zumindest das weitere Wachstum von Biokraftstoffen der 1. Generation deutlich gedämpft wird.

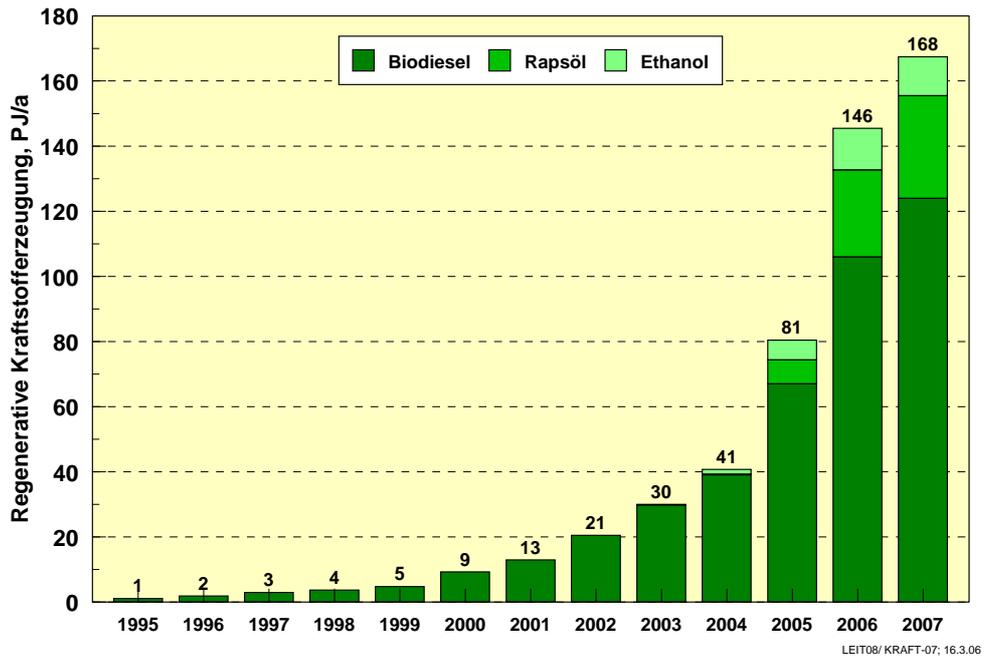


Abbildung 1.7: Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMWi 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

2. Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien und für ihre Einbindung in die Energieversorgung Deutschlands

2.1 Ausgangsbedingungen für die Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten.

Bereits in der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ [BMU 2004] wurde dargestellt, wie die Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken, grundsätzlich umgesetzt werden kann. Als zentrale Gestaltungselemente des Leitszenarios und der Szenariovarianten wurden die aufeinander abgestimmte Teilstrategien „*Substantielle Nutzung 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.

In der Leitstudie 2007 [BMU 2007a] wurde diese Strategie präzisiert und auf der Basis der energiewirtschaftlichen Daten des Jahres 2005, der im Laufe des Jahres 2006 erkennbaren Marktentwicklungen der EE und der Preisentwicklungen fossiler Energieträger aktualisiert. Ergebnisse dieser Untersuchung sind in die für den Energiegipfel 2007 der Bundesregierung erarbeiteten Szenarien [BMWi 2007] eingeflossen. Das dort dargestellte Szenario EE: „*Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien*“ (im Vergleich zum Szenario KV: „*Koalitionsvertrag*“) entspricht weitgehend dem in [BMU 2007a] vorgestellten Leitszenario 2006.

Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung gibt, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen. Die Periode bis 2012 wird entscheiden, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 zeigt sich, dass der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE auch unter günstigen Rahmenbedingungen noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Während dieses Zeitabschnitts wird klarwerden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der EE zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu einem weiteren Ausbau der EE erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etabliert haben. Gelingt dies, so kann nach 2020 der weitere Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend weitergeführt werden. Diese Entwicklung dürfte dann bei der absehbaren Preisentwicklung fossiler Energien und der geplanten Intensivierung globaler Klimaschutzstrategien weitgehend ohne EE-spezifische Förderinstrumente auskommen. Spätestens bis 2020 müssen sich aber auch deutliche Erfolge bei der effizienteren Energienutzung und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung einstellen, wenn das langfristig angestrebte Klimaschutzziel volkswirtschaftlich möglichst effizient erreicht werden soll, d.h. sich eine optimale „Arbeitsteilung“ zwischen Effizienzstrategien und EE- Strategien einstellen soll.

Seit Fertigstellung der Leitstudie 2007 und der Energiegipfelszenarien sind weitere beträchtliche Veränderungen im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der EE eingetreten. Eine ganze Reihe aktuelle energiepolitische Beschlüsse werden für die zukünftige Gestaltung der deutschen Energieversorgung von wesentlicher Bedeutung sein. Folgende energiepolitische Festlegungen werden daher bei der Erstellung des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten berücksichtigt:

- Der Beschluss des EU-Ministerrats vom 9. März 2007 den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2020 auf 20% zu steigern sowie der Beschluss einer Reduktion der Treibhausgasemissionen in der EU von mindestens 20% bis 2020, bei Beteiligung anderer Industrieländer um 30%, bezogen auf das Basisjahr 1990.
- Die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen des G-8 Gipfels in Heiligendamm sowie der Klimakonferenz in Bali zur konsequenten Fortführung und Intensivierung des weltweiten Klimaschutzes u. a. durch eine Ausweitung und Verbesserung des Handels mit CO₂-Zertifikaten.
- Die Festlegungen zur Abwicklung der zweiten Handelsperiode 2008-2012 des CO₂-Emissionshandels in Deutschland.
- Die Bestätigung der grundsätzlichen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2020 hinsichtlich Effizienzsteigerung, Ausbau der KWK und Ausbau der EE in Deutschland beim Energiegipfel am 3. Juli 2007 auf der Basis der dort vorgelegten Szenarien.
- Die daraus resultierenden konkreten klima- und energiepolitischen Beschlüsse in der Klausur der Bundesregierung in Meseberg vom 23. August 2007. Sie verlangen eine Verdopplung der Energieproduktivität (bezogen auf 1990), was etwa einer jährlichen 3%igen Steigerung entspricht, eine Steigerung des Anteils der Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf 25% und einen Beitrag der EE bei Strom zwischen 25 und 30%, bei Wärme ca. 14% und bei Kraftstoffen ca. 17%.
- Die Konkretisierung der EU-Ziele 2020 für die einzelnen europäischen Länder im Januar 2008 mit Eckdaten für Deutschland von einer CO₂-Reduktion um 14% gegenüber dem Jahr 2005 für die nicht am CO₂-Zertifikatehandel beteiligten Sektoren sowie einem Anteil der EE von 18% am Endenergieverbrauch.
- Der jüngste Beschluss des Deutschen Bundestages vom 6. Juni 2008 anlässlich der Verabschiedung des Gesetzes zu Förderung der EE im Wärmebereich (EEWärmeG) und der Neufassung des EEG, die angestrebten EE-Anteile für das Jahr 2020 auf mindestens 30% bei Strom und auf 14% bei Wärme festzulegen. In diesem Zusammenhang wurde vom BMU der EE-Anteil am Kraftstoffverbrauch auf 12% (energetisch) gesenkt.
- Die Verabschiedung des „Klimaschutzpakets II“ durch die Bundesregierung am 18. Juni 2008, in dem weitere Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beschlossen wurden. Allerdings sind wesentliche Aspekte ausgeklammert bzw. abgeschwächt worden. Dazu gehören die Umstellung der KFZ-Steuer auf den CO₂-Ausstoß, die Reform der Dienstwagenbesteuerung, eine großzügige Auslegung der Sanierungspflicht bei Alt-

bauten und der Nachrüstverpflichtung von selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäuser und die Anpassung der Heizkostenabrechnungsverordnung.

Parallel zu diesen Ereignissen und Beschlüssen bzw. teilweise induziert durch sie, erschienen im Jahr 2007 weitere energiewirtschaftliche Untersuchungen, in denen Vorschläge für die weitere Entwicklung der Energieversorgung Deutschlands erarbeitet wurden [u. a. BDI 2007; HWWI 2007; Politikszenerarien 2007a; RECCS 2007; VDEW 2007]. Sie zeigen das große Interesse unterschiedlicher Akteure an der anstehenden Umgestaltung des Energieversorgungssystems und bieten ein breites Spektrum unterschiedlicher Entwicklungsmöglichkeiten. Sie liefern damit auch weitere Hinweise für die Entwicklung von Szenarien der deutschen Energieversorgung. Aber auch in diesen relativ aktuellen Studien konnte das Ausmaß der jüngsten rasanten Energiepreisanstiege nicht vorausgesehen werden. Ihre Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und volkswirtschaftlichen Nützlichkeit einer ausgeprägten „EFF/EE“ basierten Ausbaustrategie, beruhen weitgehend auf heute überholten Projektionen zukünftiger Preise fossiler Energien. Sie waren meist angelehnt an [EWI/Prognos 2005] und [EWI/Prognos 2006] mit erwarteten Rohölpreisen um 60 bis 70 \$₂₀₀₅/bbl im Zeitraum 2020 bis 2030. Ihre energiepolitischen Schlussfolgerungen sind daher aus heutiger Sicht nur bedingt belastbar. Auch der wiederum deutlich gewachsene Beitrag der EE bis Ende 2007 war in diesem Ausmaß nicht erwartet worden [BEE 2007; BMU 2008a].

Insbesondere der Verlauf zukünftiger Energiepreise wirkt sich aber sehr stark auf Bewertung alternativer Strategien der Energieversorgung aus. Starke Preisanstiege führen zu einer deutlich früheren Wirtschaftlichkeit von EE-Technologien und damit zu höheren Marktanteilen; die aufzubringenden Vorleistungen, wie die EEG-Umlage verringern sich. Verstärkte Effizienzmaßnahmen beim Energieverbraucher versprechen hohe volkswirtschaftliche Gewinne und dürften daher rascher umgesetzt werden. Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich und im Versorgungsbereich (Fern- und Nahwärme) werden stark durch die zukünftigen wirtschaftlichen Gegebenheiten bestimmt. Entsprechende Vorgaben für die zukünftigen Energiepreise, die auf aktuellen Daten aufbauen und insbesondere eine ausreichende Bandbreite zukünftig denkbarer Entwicklungen umfassen, sind daher für mittelfristig anstehende Entscheidungen von besonderer Bedeutung. Aktuelle Erkenntnisse zu weiteren kurz- bis mittelfristig möglichen Energiepreisveränderungen und zur Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen sind daher dem Entwurf aktueller Ausbauszenarien zugrunde zu legen. Dies geschieht im Abschnitt: „Energiepreispfade“.

2.2 Demografische, wirtschaftliche und strukturelle Rahmendaten für das LEIT-SZENARIO 2008

Als Basis für alle ökonomischen und demografischen Ausgangsdaten für das LEIT-SZENARIO 2008 und die Szenariovarianten dient das Jahr 2006, [BMW_i 2008]. Für ihre zukünftige Entwicklung bis 2030 wurde auf die Angaben aus [BMW_i 2007] und [EWI/Prognos 2005] zurückgegriffen (**Tabelle 2-1**). Die Vorgaben sind damit bis 2020 bzw. 2030 identisch mit den für den Energiegipfel verwendeten Eckdaten. Zur längerfristigen Entwicklung der Verkehrsleistung wurden auch Überlegungen aus [UBA 2006] verwendet. Alle energiebezogenen Daten bauen auf den Basisdaten des Jahres 2007 auf [AGEB 2008; BMU 2008a]. Die Bevölkerung und die Anzahl der Erwerbstätigen bleiben bis 2020 etwa konstant, sie sinken dann allmählich bis 2050 auf rund 90% des Wertes von 2000. Die Anzahl der Haushalte wächst stärker, d. h. die Anzahl der Personen je Haushalt sinkt weiterhin von derzeit 2,1 auf langfristig unter 2,0. Das Bruttoinlandsprodukt wächst bis 2020 durchschnittlich um 1,7%/a

und wird danach in 2020 um 25% höher als heute ausfallen. Im Jahr 2050 liegt es, bei sinkender Wachstumsrate, um 65% über dem derzeitigen Wert. Der Pro-Kopf-Wert des Bruttoinlandsprodukts liegt dann sogar um 80% über dem heutigen Wert.

Von den wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen wird angenommen, dass sie teilweise noch bis 2030 steigen und danach erst in Sättigung gehen oder wieder abnehmen. So wächst die Wohnfläche noch um 20% auf rund 4 000 Mio. m², also um rund 17%. Die Güterverkehrsleistung wächst sogar stetig bis 2050 auf das 1,5-fache des heutigen Wertes, also etwa proportional zum Wachstum des Bruttoinlandsprodukts. Dagegen bleibt die Personenverkehrsleistung etwa konstant.

Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenariovarianten

Demographische und ökonomische Eckdaten											
Eckdaten	2000	2002	2004	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mo)	82,2	82,5	82,5	82,4	82,4	82,1	81,4	80,6	79,3	77,3	75,1
Erwerbstätige (Mo)	38,7	38,6	38,9	39,0	39,3	39,2	39,0	38,4	37,5	37,0	35,8
Priv. Haushalte (Mo)	38,1	38,7	39,1	39,3	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7	39,2	38,5
Wohnungen (Mo)	38,4	38,9	39,4	39,5	40,3	41,0	41,3	41,1	40,8	39,5	38,5
Wohnfläche (Mo m ²)	3.245	3.310	3.369	3.421	3.534	3.692	3.850	3.950	4.000	4.000	3.900
Beheizte Nutzfläche (Mo m ²)	1.458	1.465	1.485	1.500	1.525	1.539	1.550	1.540	1.520	1.500	1.450
BIP real (Mrd.EUR, 2000)	2.063	2.088	2.106	2.183	2.335	2.540	2.763	2.960	3.130	3.420	3.600
Anzahl PKW (Mo)	42,8	44,4	45,0	45,7	47,0	47,8	48,0	47,7	47,5	47,0	46,3
Personenverkehr (Mrd Pkm)	1045	1068	1091	1100	1126	1124	1113	1105	1080	1050	1015
Güterverkehr (Mrd. tkm)	511	516	565	600	675	742	804	835	855	880	890
Spezifische Werte											
Pers./Haushalt	2,16	2,13	2,11	2,10	2,08	2,06	2,03	2,02	2,00	1,97	1,95
Wohnfl/Kopf (m ²)	39,5	40,1	40,8	41,5	42,9	45,0	47,3	49,0	50,4	51,7	51,9
Wohnfl/Wohn. (m ²)	84,5	85,1	85,5	86,6	87,6	90,0	93,2	96,1	97,9	101,3	101,3
PKW/Haushalt	1,12	1,15	1,15	1,16	1,18	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Nutzfl./Beschäft. (m ²)	37,6	38,0	38,2	38,5	38,8	39,3	39,8	40,1	40,5	40,5	40,5
BIP/Kopf (EUR, 2000)	25.088	25.309	25.527	26.493	28.334	30.938	33.946	36.725	39.470	44.243	47.923
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)	12.712	12.947	13.225	13.350	13.663	13.691	13.674	13.710	13.619	13.583	13.512
Güterverkehr/Kopf. (tkm)	6.219	6.252	6.852	7.282	8.191	9.038	9.878	10.360	10.782	11.384	11.848
Index (2000 = 100)											
Bevölkerung	100,0	100,4	100,4	100,2	100,2	99,9	99,0	98,0	96,5	94,0	91,4
Beschäftigte	100,0	99,6	100,4	100,7	101,4	101,2	100,5	99,1	96,8	95,5	92,4
Haushalte	100,0	101,6	102,6	103,1	104,1	104,7	105,0	104,7	104,2	102,9	101,0
Wohnungen	100,0	101,3	102,6	102,9	105,1	106,8	107,6	107,0	106,4	102,9	100,3
Wohnfläche	100,0	102,0	103,8	105,4	108,9	113,8	118,6	121,7	123,3	123,3	120,2
Beheizte Nutzfläche	100,0	100,5	101,9	102,9	104,6	105,6	106,3	105,6	104,3	102,9	99,5
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	100,0	101,2	102,1	105,8	113,2	123,2	134,0	143,5	151,8	165,8	174,5
Anzahl PKW	100,0	103,6	105,0	106,7	109,6	111,6	112,0	111,3	110,9	109,7	108,1
Personenverkehr	100,0	102,2	104,4	105,3	107,7	107,5	106,5	105,7	103,3	100,5	97,1
Güterverkehr	100,0	100,9	110,6	117,3	132,0	145,1	157,2	163,3	167,2	172,1	174,1
BIP-Wachstum %/a		0,61	0,43	1,80	1,68	1,68	1,68	1,38	1,12	0,89	0,51

Werte 2000 bis 2006 nach BMM 2008;

LeitszenEckdat: 12.4.08

bis 2020: Eckdaten der Energiegipfelszenarien [BMM 2007]; ab 2025: Energiereport IV [EWM/Prognos 2005] und eigene Fortschreibung

Aus diesem unterstellten volkswirtschaftlichem Wachstum und der aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung erforderlichen Reduktion des Energieverbrauchs ergeben sich die notwendigen Steigerungsraten der Energieproduktivität. Zwischen 2007 und 2020 wird entsprechend der Zielsetzungen der Bundesregierung eine durchschnittliche Steigerungsrate der Energieproduktivität (bezogen auf den Primärenergieverbrauch) von 3%/a angestrebt. Dieser Wert wird auch für das LEITSZENARIO 2008 übernommen. Damit

kann der Primärenergieverbrauch auf 80% des Wertes von 1990 (bzw. auf 87% des Wertes von 2007) sinken. Zwischen 1990 und 2006 reichte das Wachstum der Energieproduktivität mit durchschnittlich 1,7 %/a etwa aus um das BIP-Wachstum zu kompensieren. Gegenüber diesem langjährigen Mittelwert ist also eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität erforderlich (**Abbildung 2.1**).⁴ Bei einer geringeren Anhebung der mittleren Wachstumsrate der Energieproduktivität auf 2,5%/a würde sich der Primärenergieverbrauch bis 2020 nur auf 94% des Wertes von 2007 verringern. In den Szenariovarianten D wird diese Entwicklung betrachtet.

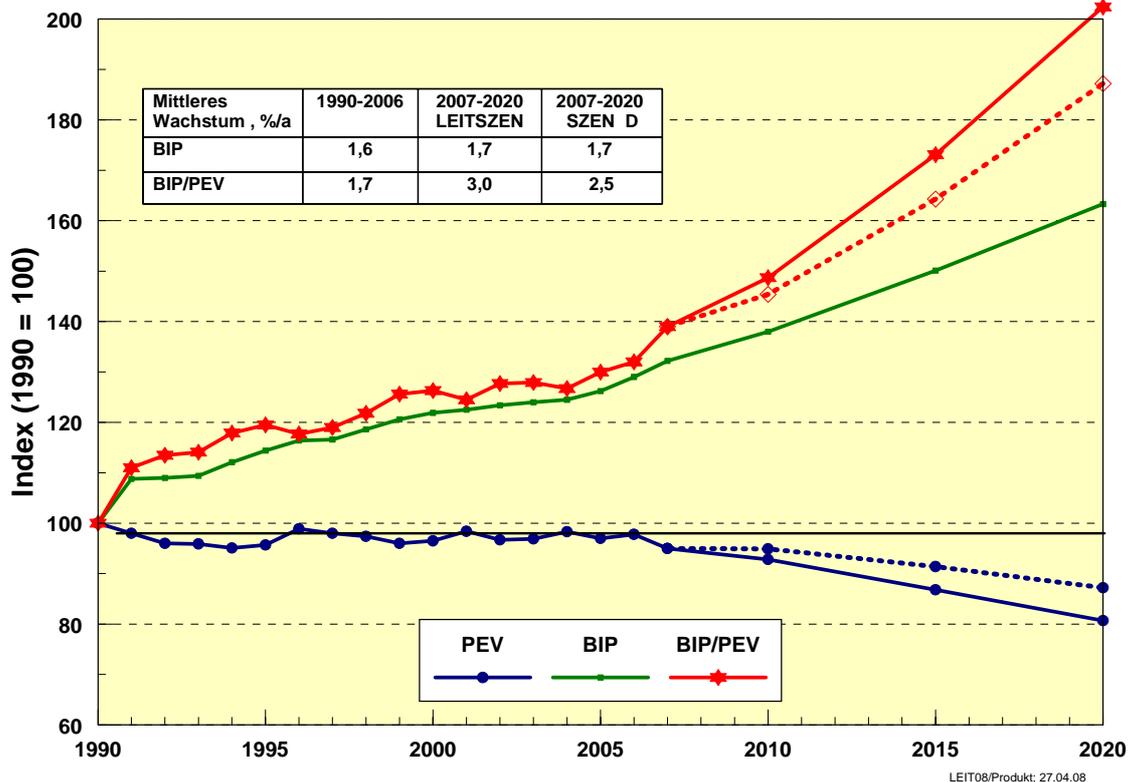


Abbildung 2.1: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 = 100) und zwei zukünftige Entwicklungspfade bis 2020

Ein weiterer wichtiger Indikator ist die sich aus obigen Eckdaten ergebende zukünftige Nachfrage nach Elektrizität. In den letzten Jahren ist sie, trotz zahlreicher Mahnungen und Hinweise für eine effizientere Nutzung deutlich höher ausgefallen, als in allen Szenarien der letzten Jahre angenommen wurde (**Abbildung 2.2**). Zwischen 1990 und 2006 ist die Bruttostromerzeugung durchschnittlich um 0,9%/a und der um das Export-Importsaldo bereinigte Bruttostromverbrauch um 0,7%/a gestiegen. Da sich dieser Wachstumstrend auch beim Einsatz wirksamer energiepolitischer Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz nur mit einer gewissen Zeitverzögerung ändern wird, muss die Wirkung der gegenwärtigen Wachstumstendenzen des Stromverbrauchs auf die kurz- bis mittelfristige Ausrichtung der Szenarien beachtet werden.

⁴ Aus den statistischen Daten für PEV und BIP [BMWi 2008] ergibt sich für das Jahr 2007 rechnerisch eine erhebliche kurzfristige Steigerung der Energieproduktivität. Der Wert für die durchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität zwischen 1990 und 2007 ergibt sich daraus zu 2,0%/a. Allerdings darf diese einmalige Steigerung nicht ohne weiteres auf die längerfristige Entwicklung ausgedehnt werden.

Über den zukünftigen Verlauf der Stromnachfrage liegen sehr unterschiedliche Aussagen vor. Während in [VDE 2008] eher von weiteren Wachstumstendenzen ausgegangen wird (z.B. Szenario 4) und eine Verringerung der Stromnachfrage (Szenario 5) als äußerst unwahrscheinlich angesehen wird, ist für die angestrebte Steigerung der Energieproduktivität auch ein nennenswerter Rückgang der Stromnachfrage erforderlich. Im Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007] fällt er mit einem Rückgang um 11% bis 2020 gegenüber 2005 (dem Ausgangswert des Szenarios) sehr deutlich aus. Gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2007 wäre bereits eine Reduktion um 13% erforderlich. Die unterstellten Einsparpotenziale sind aus technischer und struktureller Sicht zwar sicher vorhanden, die im integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung dazu genannten Maßnahmen dürften jedoch nicht ausreichen, dieses Potenzial bis 2020 in dem unterstellten Ausmaß zu mobilisieren. Es sollte daher in absehbarer Zeit kritisch überprüft und ggf. nachjustiert werden.

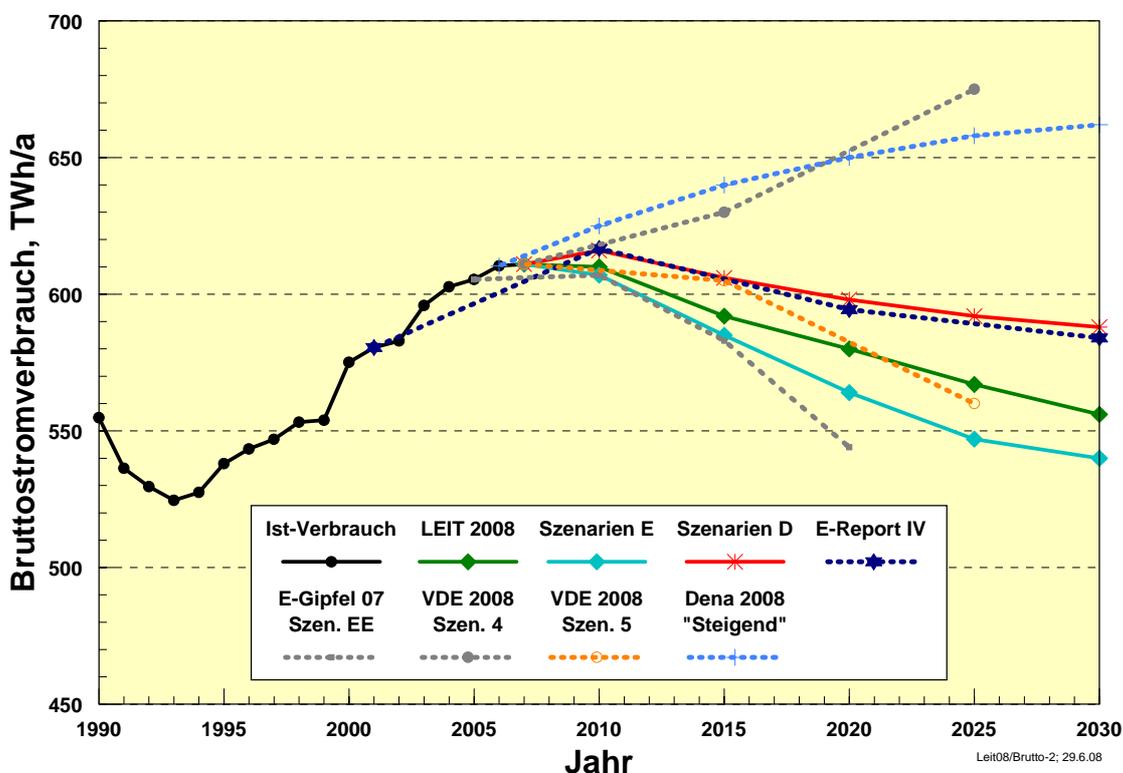


Abbildung 2.2: Bruttostromverbrauch 1990 bis 2007 und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen Szenarien. Zur besseren Darstellung ist der Nullpunkt der Ordinate unterdrückt. Quellen: EW/Prognos 2005; EW/Prognos 2007, BMWi 2007, VDE 2008, ET 2007; DENA 2008

Im LEITSZENARIO 2008 wird die Bruttostromerzeugung, ausgehend von dem zwischen 2005 und 2007 weiter gestiegenen Stromverbrauch, mittelfristig höher angesetzt als im Szenario EE des Energiegipfels; sie ist damit auch höher als im Leitszenario 2006 [BMU 2007a], insbesondere im kurzfristigen Zeitraum um 2010 (**Tabelle 2-2**). Längerfristig wird jedoch von einer stabilen Tendenz einer stetigen Verbrauchsminderung ausgegangen. Der im LEITSZENARIO 2008 angenommene Verlauf der Bruttostromerzeugung geht von einer Reduktion bis 2020 um 7,5% gegenüber dem Wert von 2007 aus. Der Rückgang findet jedoch erst nach 2010 statt. Gegenüber einer fiktiven Entwicklung mit einem ähnlichen Wachstum des Verbrauchs wie bisher, der bis 2020 auf eine Erzeugung von 690 TWh/a führen würde, be-

deutet der für 2020 angenommene Wert eine Reduktion um 15%. Die Stromproduktivität (Quotient BIP/STROM) muss dazu immerhin um 33% gegenüber 2000 steigen.

In den Szenarien E wird von einer erfolgreicherer Effizienzpolitik im Stromsektor ausgegangen. Die Bruttostromerzeugung geht hier bis 2020 um 10% gegenüber 2007 zurück. Dagegen bilden die Szenarien D eine weniger erfolgreiche Effizienzpolitik ab. Damit geht auch die Bruttostromerzeugung weniger stark zurück als im LEITSZENARIO 2008, sie entspricht etwa dem Verlauf der Referenzvariante des Energiereports IV [EWI/Prognos 2005]. Dabei geht die Bruttostromerzeugung bis 2020 nur um 4,5% gegenüber 2007 zurück.

Tabelle 2-2: Bruttostromerzeugung bis 2020 bzw. 2030 in verschiedenen Szenarien

	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Bruttostromerzeugung ^{*)}, TWh/a							
- LEITSZENARIO 2008		629,7^{**)}	617	598	584	570	558
- Szenario E1		629,7	615	589	566	549	542
- Szenario D1		629,7	623	612	602	595	595
- Leitszenario 2006	612,0		595		570		551
- Energiegipfelszenario EE	613,8		607	583	544		

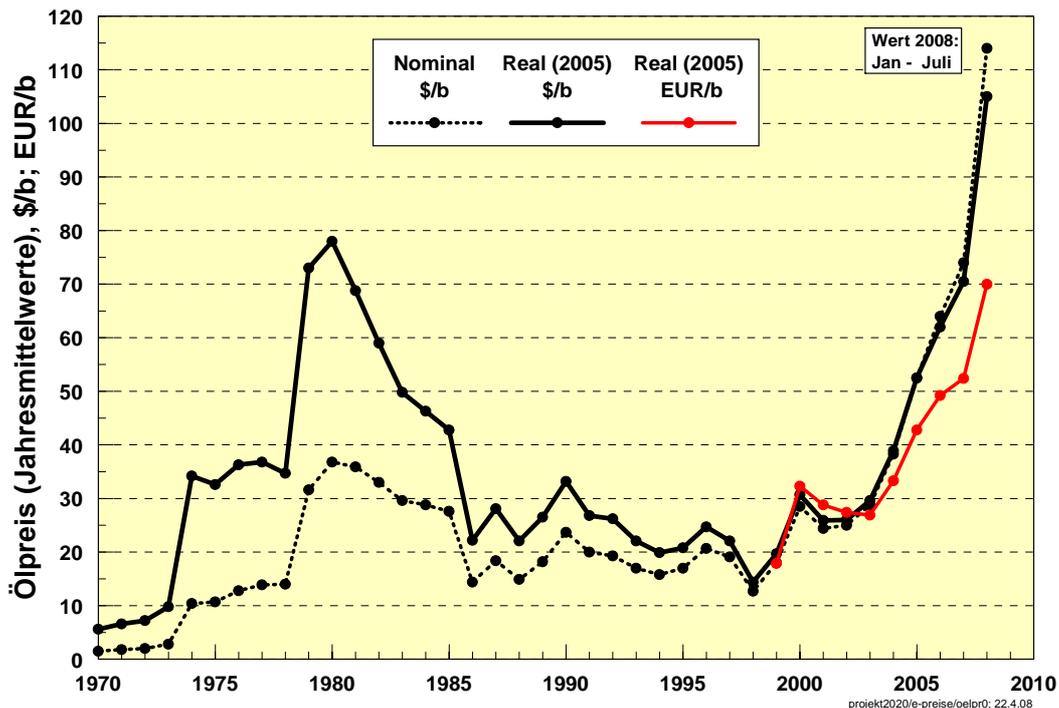
*) ohne Strom aus Pumpspeicherkraftwerken (6,8 TWh/a in 2007); damit Erzeugung aus Wasserkraft (Laufwasser + Zulauf Speicher) in 2007: 20,7 TWh/a;

**) die Zunahme des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2005 beläuft sich nur auf 6 TWh/a, da das Exportsaldo 2007 mit 19 TWh/a gegenüber 2005 um 11 TWh/a höher war;

2.3 Ableitung zukünftiger Energiepreispfade

Über die ökonomischen Auswirkungen und längerfristigen Vorteile der Einführung von EE (und der Nützlichkeit verstärkter Effizienzsteigerungen) entscheidet wesentlich das zukünftige Kostenniveau der herkömmlichen Energieversorgung. Bis in die jüngste Zeit ist überwiegend von sehr niedrigen zukünftigen Preissteigerungen fossiler Energien ausgegangen worden. Auch in relativ aktuellen Untersuchungen [BMWl 2007; BDI 2007; IER 2008; Politikszenarien 2007a] finden sich Preispfade, die für Rohöl nicht über ein mittelfristiges Preisniveau (2020/2030) von 50 – 60 \$₂₀₀₅/b hinausgehen. Zusätzlich berücksichtigte „Hochpreispfade“ gehen bis 2020 kaum über ein Preisniveau von 80 \$₂₀₀₅/b hinaus. Dies ist angesichts der starken Anstiege des Ölpreises seit 2006 und insbesondere in den letzten Monaten, und der mit großer Sicherheit anhaltend großen bzw. weiter steigenden Nachfrage, nicht mehr gerechtfertigt. Die heutige Situation auf dem Energiemarkt ist deutlich anders einzuschätzen als die in Ende der 70iger Jahre durch die OPEC-Staaten induzierte „künstliche“ Verknappung des Ölangebots. Heute muss von einer echten Verknappungssituation ausgegangen werden. Wachsender weltweiter Nachfrage, insbesondere der asiatischen Länder, stehen keine weiteren nennenswerten Steigerungsmöglichkeiten der Fördermenge gegenüber. Das Maximum der weltweiten Ölförderung wird von zahlreichen Experten in den nächsten Jahren erwartet, einige gehen davon aus, dass es bereits erreicht wurde. Hinzu kommen die regional sehr einseitige Ressourcensituation und die damit verknüpften wachsenden Einflussmöglichkeiten weniger Staaten auf den Weltölmarkt. Auch aufgrund der hohen Preise zusätzlich erschließbare Ölfelder können keine Entspannung liefern, da bis zur Förderung des Öls 5 - 10 Jahre vergehen dürften [SZ 2008].

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Energietechnologien auf der Basis der bisherigen Niedrigpreispfade sind vor diesem Hintergrund nur noch bedingt aussagekräftig. Allenfalls kann die bisher übliche „Hochpreisentwicklung“ als eher unwahrscheinliche Untergrenze eines zukünftigen Preisverlaufs angesehen werden. Die zeitliche Entwicklung des Ölpreises (**Abbildung 2.3**) zeigt, dass eine längere Phase sehr niedriger Preise seit etwa 2002 durch einen deutlichen Anstieg in den letzten Jahren abgelöst wurde, der sich insbesondere in den letzten Monaten dramatisch beschleunigt hat. Während der Rohölpreis zwischen 1990 und 2000 unter 20 \$/b lag, stieg er bis Ende 2005 bereits auf 53 \$/b. Damit lag der nominale Ölpreis bereits über den bisherigen Spitzenwerten in den 80iger Jahren.



Quellen: DIW 2004; BMWi 2008; Tecson 2008;

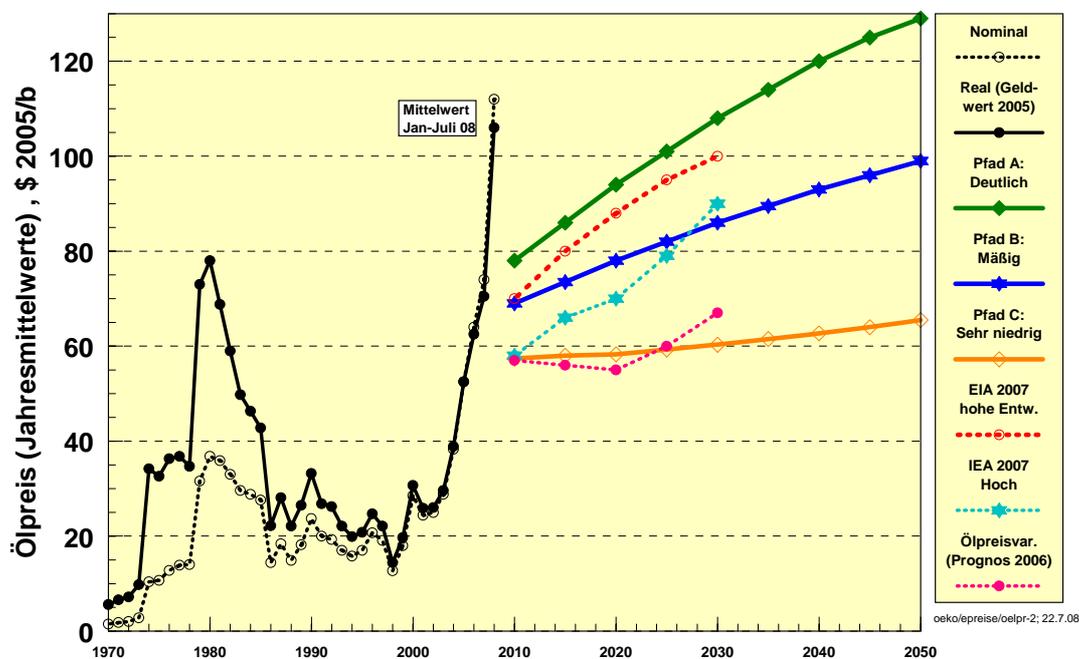
Abbildung 2.3: Nominaler und realer (Preisbasis 2005) Verlauf des jahresdurchschnittlichen Rohölpreises von 1970 bis 2008 in \$/b (Wert für 2008 ist Mittelwert von Januar bis Juli)

Bis Ende 2007 ist der nominale jahresdurchschnittliche Ölpreis auf 74 \$/b gestiegen. Der Mittelwert der Monate Januar bis Juli 2008 liegt nominal sogar bei rund 114 \$/b; damit übertraf der Ölpreis auch in Preisen 2005 mit 105 \$₂₀₀₅/b den bisherigen Spitzenwert des Jahres 1980 von knapp 80\$₂₀₀₅/b deutlich. Die aktuellen Tagespreise haben im Juli 2008 zeitweise die 140 \$/b–Marke überschritten, sind aber Ende Juli wieder auf rund 120 \$/b zurückgegangen. Wegen des seit 2005 deutlich gestiegenen Wechselkurses €/€ erfolgte der Preisanstieg des Rohöls in Europeisen etwas gedämpfter. Der Jahresmittelwert 2007 lag in realen Preisen bei 52 €₂₀₀₅/b; der Halbjahreswert 2008 bei 70 €₂₀₀₅/b.

Für die Kosten- und Preisberechnungen im LEITSZENARIO 2008 wird ein Fächer zukünftiger Energiepreispfade herangezogen, dessen Untergrenze die um 2005 noch als „Hochpreisszenarien“ bezeichneten Pfade bilden. Als repräsentativ dafür wird der Preispfad aus der „Ölpreisvariante“ nach [EWI/Prognos 2006] gewählt. Der Preispfad C, bezeichnet als „Sehr Niedrig“, übernimmt dessen Werte weitgehend. Er dient für Vergleiche mit früheren Untersuchungen, die diesen Preispfad zugrunde gelegt haben. Mit ihm kann demonstriert werden, wie stark eine unterschätzte dynamische Entwicklung von wesentlichen Parametern

zu Fehlschlüssen in der Beurteilung einer erst in der mittelfristigen Zukunft wirksam werden- den Ausbastrategie führen kann. Zwei weitere Preispfade werden als Preispfad B: „Mäßiger Anstieg“ und Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“ bezeichnet. Beide Preispfade wurden ausgehend vom Jahresmittelwert des Jahres 2007 fortgeschrieben. Preispfad B ähnelt dem hohen Preispfad in [IEA 2007]. Er entspricht etwa auch dem oberen Preispfad, der in der Ausarbeitung zum Leitszenario 2006 [BMU 2007] verwendet wurde. Aus heutiger Sicht dürften auch diese Pfade den zukünftigen Preisanstieg eher unterschätzen. Deshalb wurde der Preisfächer um den Preispfad A erweitert, um die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu berücksichtigen. Er liegt noch etwas über dem hohen Preispfad nach [EIA 2007]. Die zukünftigen Preisrelationen von Rohöl zu Erdgas und von Rohöl zu Steinkohle sowie die längerfristige Wechselkursentwicklung € zu \$ wurde aus [Politikszenerarien 2007b] übernommen und bis 2050 fortgeschrieben. Für die dort angenommenen Preisrelationen wird unterstellt, dass Steinkohle sich nicht vom Preisanstieg des Rohöls abkoppelt, sondern im Gegenteil bis 2010 auf rund 40% des Wärmeäquivalenzpreises von Öl steigt und auf diesem Niveau verharrt. Auch Erdgas übernimmt stärker als in der Vergangenheit die Preissteigerungen des Rohöls und steigt bis zu 85% des entsprechenden Rohölpreises.

Am Beispiel der Entwicklung des Rohölpreises (jeweilige Jahresmittelwerte) werden die drei Energiepreispfade gegenübergestellt (**Abbildung 2.4**). Zum Vergleich sind Preispfade verschiedener anderer Untersuchungen eingetragen. Mit diesem Preisfächer kann in ausreichendem Maße dargestellt werden, wie stark Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energien in die Beurteilung einer Ausbastrategie 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. In jüngsten Analysen [SZ 2008; FAZ 2008] wird ein weiterer Anstieg auf bis zu 200 \$/b innerhalb der nächsten zwei Jahre nicht ausgeschlossen.



Quellen: DIW 2007; BMWi 2008; Tecson 2008; EIA 2007; IEA 2007; EWI/Prognos 2006; eigene Berechnungen

Abbildung 2.4: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises ($\$_{2005}/b$) und Vergleich mit den Preisvariante anderer Untersuchungen [EWI/Prognos 2006; IEA 2007; EIA 2007

Die zukünftige Kostenbelastung durch CO₂-Zertifikate wird in Form von Aufschlägen auf die fossilen Energieträger umgelegt. Die gewählten Preise wurden in Anlehnung an [Politiksznarien 2007b] festgelegt und den obigen Preispfaden zugeordnet. Die Umlage der CO₂-Aufschläge (ebenfalls reale Werte in Geldwert 2005) auf alle Energiepreise entspricht einer vollständigen Auktionierung der Zertifikate, d. h. es wird davon ausgegangen, dass sich nach 2012 Klimaschutzmaßnahmen in einem wirksamen Zertifikatshandel niederschlagen, der letztlich alle Energieverbraucher umfasst. Für die bereits zum Zertifikatehandel verpflichteten Energieverbraucher ist dies für die nächste Handelsperiode vorgesehen. Die aus den obigen Energiepreispfaden sich ergebenden Energiepreise der einzelnen Energieträger können im **Tabelle 2-3** und **Tabelle 2-4** entnommen werden.

Tabelle 2-3: Preispfad A „Deutlicher Anstieg“: Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO₂-Aufschlag

Preispfad A: Deutlich eigene Berechnungen		10.4.08									
Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO₂-Aufschlag)											
REAL 2005	2005	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in \$ ₂₀₀₅ /b	52,50	62,93	71,22		78,0	86,0	94,0	101,0	108,0	120,0	129,0
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	7,51	8,63	9,19		9,79	11,19	12,70	14,19	15,67	18,17	19,70
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /t	314,6	361,5	384,9		409,7	468,4	531,7	594,1	656,0	760,6	824,8
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	4,66	6,04	6,80		7,83	9,17	10,67	12,20	13,79	16,53	18,52
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₅ /kWh	1,68	2,18	2,45		2,82	3,30	3,84	4,39	4,96	5,95	6,67
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	2,10	2,07	2,48		3,91	4,59	5,33	6,10	6,89	8,54	9,85
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /t	61,7	60,7	72,7		114,7	134,4	156,3	178,8	202,1	250,2	288,7
Braunkohle in € ₂₀₀₅ /GJ	1,05	1,05	1,10		1,12	1,20	1,25	1,30	1,37	1,50	1,65
NOMINAL											
Rohöl in \$/b	52,50	64,00	74,00		86,00	104,70	126,40	149,90	177,00	239,80	314,20
Rohöl Importpreis in €/GJ	7,51	8,78	9,56		10,79	13,63	17,07	21,06	25,68	36,26	47,93
Rohöl Importpreis in €/t	314,6	367,6	400,1		451,7	570,5	714,6	881,6	1075,2	1518,2	2006,7
Erdgas Importpreis in €/GJ	4,66	6,15	7,07		8,63	11,17	14,34	18,11	22,60	33,00	45,05
Erdgas Importpreis in cts/kWh	1,68	2,21	2,55		3,11	4,02	5,16	6,52	8,14	11,88	16,22
Steinkohle Importpreis in €/GJ	2,10	2,11	2,58		4,32	5,59	7,17	9,05	11,30	17,04	23,97
Steinkohle Importpreis in €/t	61,7	61,8	75,6		126,5	163,7	210,1	265,4	331,2	499,5	702,4
Wechselkurs €/ \$	1,23	1,28	1,36		1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,16	1,15
NOMINAL/REAL für \$	1,000	1,017	1,039		1,103	1,217	1,345	1,484	1,639	1,998	2,436
NOMINAL/REAL für EURO	1,000	1,017	1,039		1,103	1,218	1,344	1,484	1,639	1,996	2,433
CO₂ - Aufschläge €t											
	t CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /kWh			24,0	32,0	39,0	45,0	50,0	60,0	70,0
Steinkohle, €/GJ	0,0920	0,331			2,208	2,944	3,588	4,140	4,600	5,520	6,440
Erdgas, €/GJ	0,0562	0,202			1,349	1,798	2,192	2,529	2,810	3,372	3,934
Braunkohle, €/GJ	0,1112	0,400			2,669	3,558	4,337	5,004	5,560	6,672	7,784
Mineralöl, €/GJ	0,0745	0,268			1,788	2,384	2,906	3,353	3,725	4,470	5,215
Importpreise einschl. CO₂-Aufschlag											
REAL 2005	2005	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	7,51	8,63	9,19		11,57	14,13	16,29	18,33	20,27	23,69	26,14
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	4,66	6,04	6,80		9,18	10,97	12,86	14,73	16,60	19,90	22,45
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	2,10	2,07	2,48		6,12	7,53	8,92	10,24	11,49	14,06	16,29
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₅ /GJ	1,05	1,05	1,10		3,79	4,76	5,59	6,30	6,93	8,17	9,43

Der **Preispfad A: „Deutlicher Anstieg“** nimmt – ausgehend vom Niveau des Jahres 2007 - einen kontinuierlichen Preisanstieg an. Der Ölpreis liegt im Jahr 2020 bei 94 \$₂₀₀₅/b (nominal 126 \$/b) und im Jahr 2030 bei 108 \$₂₀₀₅/b (nominal 177 \$/b). Angesichts der jüngsten Preisanstiege stellt er eine eher vorsichtige Einschätzung des zukünftig zu erwartenden Ölpreises dar.

Mit dem **Preisfad B: Mäßiger Anstieg**“ werden Überlegungen der Jahre 2006 zu möglichen Hochpreisszenarien aufgegriffen [IEA 2007; EIA 2007; Politik 2007b]. Damit wird aus heutiger Sicht eine Untergrenze zukünftiger Preisentwicklungen beschrieben. Der Ölpreis liegt hier im Jahr 2020 bei 78 \$₂₀₀₅/b (nominal 105 \$/b) und im Jahr 2030 bei 86 \$₂₀₀₅/b (nominal 141 \$/b).

Der **Preisfad C: Sehr niedrig**“ tritt „nachrichtlich“ hinzu. Durch den mit ihm dargestellten Extremfall zukünftig real nahezu konstanter Rohölpreise auf niedrigem Niveau (um 60 \$₂₀₀₅/b; nominal 2020 = 78 \$/b und 2030 = 99 \$/b) können die Unterschiede zu zukünftig sich deutlich verändernden Energiepreisen besonders gut veranschaulicht werden.

Tabelle 2-4: Preisfad B „Mäßiger Anstieg“: Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO₂-Aufschlag

Preisfad B: Mäßig eigene Berechnungen		10.4.08									
Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO₂-Aufschlag)											
REAL 2005	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Rohöl Importpreis in \$ ₂₀₀₅ /b	52,50	62,93	71,22	69,0	73,5	78,0	82,0	86,0	93,0	99,0	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	7,51	8,63	9,19	8,66	9,56	10,54	11,52	12,49	14,08	15,12	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /t	314,6	361,5	384,9	362,4	400,3	441,2	482,4	523,0	589,5	633,0	
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	4,66	6,04	6,80	6,92	7,65	8,43	9,22	9,99	11,26	12,10	
Erdgas Importpreis in cts ₂₀₀₅ /kWh	1,68	2,18	2,45	2,49	2,75	3,03	3,32	3,60	4,06	4,35	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	2,10	2,07	2,48	3,46	3,82	4,22	4,61	5,00	5,63	6,05	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /t	61,7	60,7	72,7	101,5	112,1	123,5	135,1	146,4	165,1	177,2	
Braunkohle in € ₂₀₀₅ /GJ	1,05	1,05	1,10	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,41	1,50	
NOMINAL	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Rohöl in \$/b	52,50	64,00	74,00	76,10	89,50	104,90	121,70	141,00	185,80	241,10	
Rohöl Importpreis in €/GJ	7,51	8,78	9,56	9,54	11,65	14,16	17,10	20,47	28,10	36,78	
Rohöl Importpreis in €/t	314,6	367,6	400,1	399,5	487,6	593,0	715,9	857,2	1176,6	1540,1	
Erdgas Importpreis in €/GJ	4,66	6,15	7,07	7,63	9,32	11,33	13,68	16,38	22,48	29,43	
Erdgas Importpreis in cts/kWh	1,68	2,21	2,55	2,75	3,35	4,08	4,92	5,90	8,09	10,59	
Steinkohle Importpreis in €/GJ	2,10	2,11	2,58	3,82	4,66	5,67	6,84	8,19	11,24	14,71	
Steinkohle Importpreis in €/t	61,7	61,8	75,6	111,9	136,5	166,0	200,4	240,0	329,5	431,2	
Wechselkurs €/ \$	1,23	1,28	1,36	1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,16	1,15	
NOMINAL/REAL für \$	1,000	1,017	1,039	1,103	1,218	1,345	1,484	1,640	1,998	2,435	
NOMINAL/REAL für EURO	1,000	1,017	1,039	1,103	1,218	1,344	1,484	1,639	1,996	2,433	
CO₂ - Aufschläge €/t		t CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /kWh	20,0	25,0	30,0	33,0	35,0	40,0	45,0	
Steinkohle, €/GJ		0,0920	0,331	1,840	2,300	2,760	3,036	3,220	3,680	4,140	
Erdgas, €/GJ		0,0562	0,202	1,124	1,405	1,686	1,855	1,967	2,248	2,529	
Braunkohle, €/GJ		0,1112	0,400	2,224	2,780	3,336	3,670	3,892	4,448	5,004	
Mineralöl, €/GJ		0,0745	0,268	1,490	1,863	2,235	2,459	2,608	2,980	3,353	
Importpreise einschl. CO₂-Aufschlag											
REAL 2005	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Rohöl Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	7,51	8,63	9,19	10,15	11,86	13,30	14,56	15,71	17,76	19,26	
Erdgas Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	4,66	6,04	6,80	8,05	9,05	10,12	11,07	11,96	13,51	14,62	
Steinkohle Importpreis in € ₂₀₀₅ /GJ	2,10	2,07	2,48	5,30	6,12	6,98	7,64	8,22	9,31	10,19	
Braunkohle (KW), € ₂₀₀₅ /GJ	1,05	1,05	1,10	3,34	3,95	4,56	4,94	5,21	5,86	6,50	

Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4 können auch die Höhe der CO₂-Zertifikatspreise und der Einfluss des dadurch bewirkten Aufschlags auf die Energieträgerpreise entnommen werden. Im Preisfad A steigen die CO₂-Preise im Sinne einer Obergrenze der zu erwartenden Zertifikatspreise von 24 €/t in 2010 über 39 €/t in 2020 kontinuierlich auf 50 €/t im Jahr 2030 und

auf 70 €/t im Jahr 2050. Im Preispfad B liegen sie mit 20 €/t (2010) und 30 €/t (2020) eher im Mittelfeld. Sie steigen bis 2050 auf 45 €/t. Im Preispfad C markieren sie mit 15 €/t (2010) und 20 €/t (2020) die Untergrenze zukünftig erwarteter Zertifikatspreise. Erkenntlich ist, dass höhere CO₂-Preise eine beträchtliche Erhöhung von Stein- und Braunkohlepreisen bewirken. Für Braunkohle sind sie sogar der einzige Steigerungsfaktor, da der Rohstoffpreis nahezu unverändert bleibt.

Die aus den jeweiligen Preispfaden resultierenden Grenzübergangspreise für Mineralöl, Erdgas und Steinkohle **ohne** CO₂-Aufschlag sind in **Abbildung 2.5** zusammengestellt. Diejenigen **mit** den entsprechenden CO₂-Aufschlägen zeigt **Abbildung 2.6**. Während bei den Preisanstiegen von Öl und Erdgas der Preisanstieg infolge weiterer Ressourcenverknappung stärker als der über den CO₂-Aufschlag wirksame Klimaschutz wirkt, resultiert der Preisanstieg bei Steinkohle überwiegend aus der letzteren Komponente. Im Preispfad A ist um 2020 mit Importpreisen für Rohöl einschließlich CO₂-Aufschlag von 16 €₂₀₀₅/GJ zu rechnen (Mittelwert 2007: 9,2 €₂₀₀₅/GJ), für Erdgas von knapp 13 €₂₀₀₅/GJ (Mittelwert 2007: 6,8 €₂₀₀₅/GJ) und für Steinkohle von knapp 9 €₂₀₀₅/GJ (Mittelwert 2007: 2,5 €₂₀₀₅/GJ). Für Öl bedeutet dies auf realer Basis eine knappe Verdopplung, für Erdgas etwas mehr als eine Verdopplung und für Steinkohle mehr als eine Verdreifachung. Damit wachsen die Steinkohlepreise, bedingt durch den CO₂-Aufschlag relativ am stärksten. Auch im Preispfad B fallen die Preisanstiege einschließlich CO₂-Aufschlag noch relativ deutlich aus, während sich im Pfad C der Preisanstieg nur bei Steinkohle substantiell auswirkt.

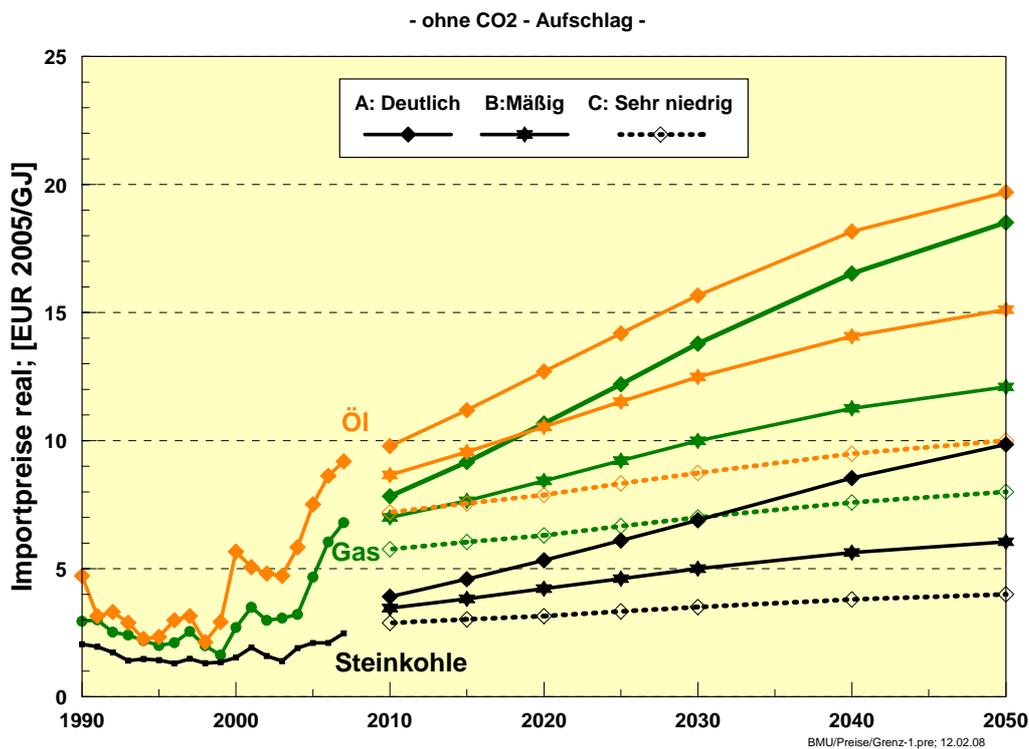


Abbildung 2.5: Grenzübergangspreise in €₂₀₀₅/GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO₂-Aufschlag)

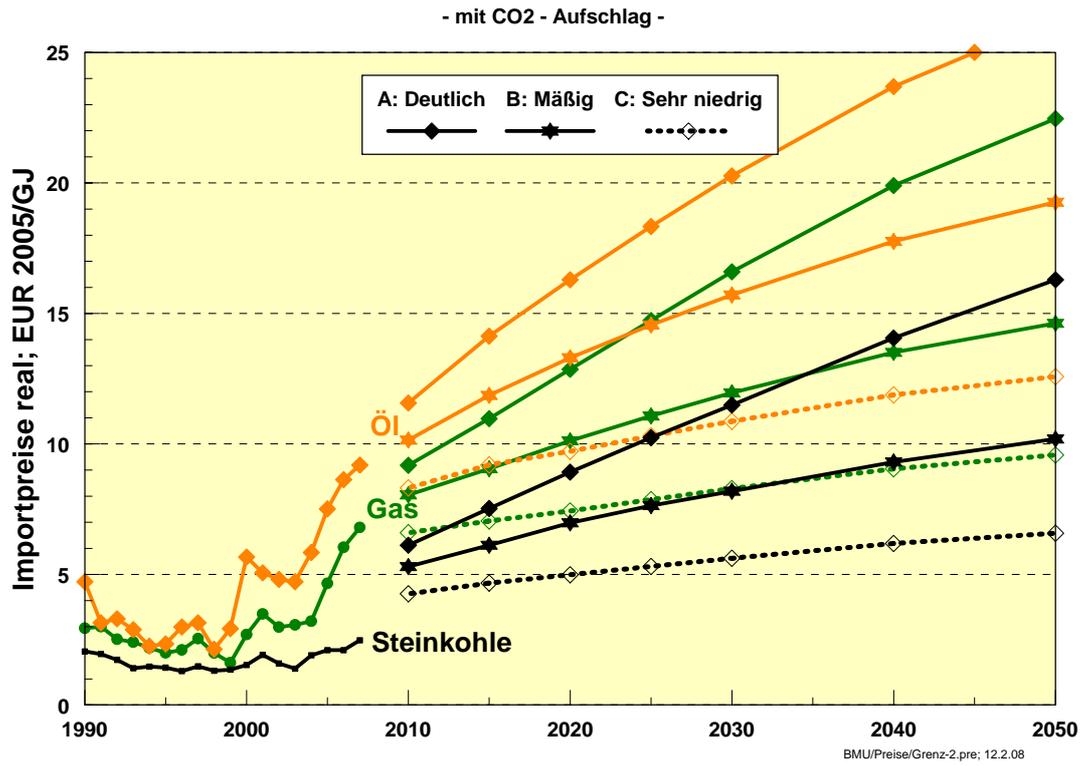


Abbildung 2.6: Grenzübergangspreise in €₂₀₀₅/GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preis-pfaden einschließlich CO₂-Aufschlag

3. Die wesentlichen Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008

3.1 Wesentliche Ausgangsbedingungen für die Szenarioerstellung

Im Folgenden wird zunächst das eigentliche LEITSZENARIO 2008 vorgestellt. Es beschreibt, wie das langfristige Klimaschutzziel 2050 durch eine volkswirtschaftlich optimale und strukturell aufeinander abgestimmte Mobilisierung der drei Teilsegmente: „Weiteren, stetigen „Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“, „Effizientere Energiewandlung mittels Ausbau der KWK und des Neubaus effizienterer Kraftwerke (KWK)“ und „Effizientere Nutzung von Energie (EFF)“ erreicht werden kann und wie sich die Zwischenziele des Jahres 2020 in diese Strategie einfügen.

Speziell für die EE beschreibt das Szenario ihren anzustrebenden weiteren Ausbau, wenn die derzeit dynamischen Inlandsmärkte stabilisiert und ausreichende Chancen für den Aufbau ausreichend großer Exportmärkte sichergestellt werden sollen. In früheren Untersuchungen [BMU 2004; BMU 2007a,b] hat sich gezeigt, dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der EE auf absehbare Zeit noch in dem jetzigen Umfang beibehalten bzw. in einigen Bereichen (Wärme) noch gesteigert werden muss, wenn die Umwelt- und Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer in absehbarer Zeit sich einstellenden Konkurrenzfähigkeit der EE ohne weitere Förderinstrumente, führen soll. Die von der Bundesregierung gesetzten EE-Ausbauziele können dann rechtzeitig erreicht werden. Es wird davon ausgegangen, dass die dazu erforderlichen Randbedingungen in dem jetzigen Ausmaß erhalten bleiben bzw. noch fehlende oder unzulängliche Rahmenbedingungen kurzfristig etabliert oder verbessert werden. Im Einzelnen wird für die weitere Unterstützung des EE-Ausbaus von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Das am 6. Juni 2008 im Bundestag entsprechend den Anregungen des Erfahrungsberichts vom 7. November 2007 [BMU 2007d; BMU 2007e] verabschiedete EEG besteht in ggf. weiter angepasster Form noch etwa ein Jahrzehnt weiter. Parallel werden der Übergang in ein „EEG-freies“ Marktumfeld für den Zeitraum nach dieser Zeit vorbereitet und entsprechende flankierende Maßnahmen zur Sicherstellung eines reibungslosen Übergangs für den weiteren EE-Ausbau eingeleitet. Dazu gehört u. a. die Vorbereitung der großräumigen Nutzungsmöglichkeit europäischer EE-Potenziale, z.B. von solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum, mittels eines weiter auszubauenden europäischen Stromverbundnetzes. Empfehlungen für die „Weiterentwicklung“ des EEG und des möglichen Übergangs wurden in [Diekmann 2008] erarbeitet.
- Es wird ein wirksames Instrument etabliert, welches die notwendige Beschleunigung des EE-Ausbau in allen Segmenten des Wärmemarkts (Neu- und Altbauten, Wohn- und Nichtwohngebäude) gewährleistet. Insbesondere wird davon ausgegangen, dass in ausreichendem Maße die großen Potenziale von Großanlagen und von Nahwärmenetzen zur Bereitstellung von EE-Wärme mobilisiert werden können und parallel die energetische Sanierung des Wohnungsbestandes in schnellem Umfang vorankommt. Sowohl das derzeitige in Baden-Württemberg bestehende Gesetz als auch das am 6. Juni 2008 vom Deutschen Bundestag verabschiedete bundesweite EE-Wärmegesetz [EEWärmeG 2007] genügen diesen Kriterien noch nicht. Es wird für die Szenarienanalyse angenommen, dass diese „Einstiegsgesetze“ rasch weiter entwickelt werden und baldmöglichst sowohl alle Gebäudearten, wie auch Neu- und Altbauten umfassen. Ebenso wird unter-

stellt, dass die zu erbringenden EE-Deckungsanteile nach einer Einführungsphase dynamisiert werden. Die finanzielle Förderung über das Marktanzreizprogramm und weiterer Förderprogramme sollte zwischenzeitlich so strukturiert sein, dass sie die Ausführung der Gesetze optimal unterstützt.

- In Übereinstimmung mit den Empfehlungen des Wissenschaftlichen Beirats Agrarpolitik [WBA 2007] und des Sachverständigenrats für Umweltfragen [SRU 2007] wird für die sich abzeichnende weitere Nutzung von Bioenergien eine ökologisch verträgliche Nutzungsstrategie entwickelt. Sie führt dazu, dass generell ökologisch verträgliche Potenzialgrenzen eingehalten werden, ein Vorrang der heimischen Nutzung, und dort der Reststoffe, sichergestellt werden und der internationale Handel mit Bioenergien sich den Erfordernissen einer nachhaltig gesicherten und erschwinglichen Nahrungsmittelbereitstellung unterordnet. Bereits in das aktuelle EEG sind Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen eingeführt worden. Auch eine verstärkte Reststoffnutzung wird durch das jetzige EEG unterstützt. Im LEITSZENARIO 2008 wird aufgrund der Prioritätensetzung der genannten Gutachten zur Absicherung der nachhaltigen Nutzung von Biomasse längerfristig nur soviel Bioenergie bereitgestellt, wie es rein rechnerisch mit den in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der EE“ [BMU 2004] ermittelten und auch im Leitszenario 2006 [BMU 2007a] benutzten „ökologisch verträglichen“ Inlandspotenzialen möglich ist. Kurzfristig werden diese Grenzen allerdings aufgrund der derzeitigen realen Gegebenheiten und der mittelfristigen Wachstumsdynamik überschritten.

Die deutsche Energiepolitik bietet derzeit ein sehr heterogenes Bild. Auf der einen Seite gibt es seitens der Politik, insbesondere abgeleitet von den CO₂-Minderungszielen, relativ klare Zielvorgaben für Effizienzsteigerungen, den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien sowie den zu erreichenden Emissionsminderungen im Individualverkehr. Außerdem besteht nach wie vor die gesetzliche Festlegung, die Nutzung der Kernenergie auslaufen zu lassen. Das LEITSZENARIO 2008 geht von einer erfolgreichen Umsetzung dieser Zielsetzungen aus, zeigt, welche strukturellen Veränderungen mit der Umsetzung dieser Ziele verbunden sind, welche Intensität die Einzelmaßnahmen erreichen müssen und welche Vorleistungen insbesondere im EE-Bereich noch zu erbringen sind.

Es ist aber darauf hinzuweisen, dass zu einer sicheren Erfüllung dieser Ziele noch eine ganze Reihe von energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumenten angepasst, modifiziert bzw. neu etabliert werden müssen. Für den EE-Bereich wurden die erforderlichen Bedingungen oben konkretisiert. Insbesondere sind aber noch weitere Anstrengungen zur parallel erforderlichen raschen Mobilisierung der technisch-strukturell vorhandenen Effizienzoptionen in allen Bereichen der Energienutzung erforderlich. Mit der Novelle des KWK-Gesetzes wurden nunmehr auch geeignete Rahmenbedingungen für die Errichtung und Modernisierung von KWK-Anlagen unabhängig von der Stromnutzung und für den deutlichen Ausbau von Wärmenetzen geschaffen. Für den Bereich der Mini-KWK-Anlagen besteht eine Flankierung durch ein Förderprogramm im Rahmen der Klimaschutzinitiative. Ein weiterer Schwerpunkt der Klimaschutzinitiative ist die Reduzierung des Stromverbrauchs, u. a. durch ein Förderprogramm für gewerbliche Kälteanlagen.

Auf der anderen Seite verfolgen verschiedene Akteure in der Energiewirtschaft Strategien, die den Zielsetzungen der Bundesregierung widersprechen bzw. die Erfüllung dieser Ziele zumindest erschweren. Diese Stimmen haben in der letzten Zeit zugenommen. Dazu gehört die verstärkt geforderte Rücknahme des „Ausstiegs“ aus der Kernenergie und das Bemühen,

Stromkontingente von neueren auf ältere Reaktoren zu übertragen, um deren bevorstehende Stilllegung zu vermeiden. Die angekündigte Kraftwerksinvestitionsstrategie großer Stromversorger setzt andererseits zu stark auf den Neubau großer Kohlekraftwerke und zu wenig auf eine ausgewogene Mischung von Gas und Kohle und den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung [VDEW 2007a]. Dadurch besteht die Gefahr, dass der erforderliche Beitrag der Stromversorgung zur CO₂-Minderung bis 2020 nicht erbracht werden kann. Gleichzeitig wird jedoch auch die Gefahr einer „Stromlücke“ aufgeworfen, da stark steigende Energiepreise und die sich für die nächste Periode des CO₂-Zertifikatehandels abzeichnenden Verschärfungen zu Verzögerungen bei notwendigen Kraftwerksinvestitionen führen könnten [DENA 2008]. Andere Akteure weisen allerdings auf deutlich größere Spielräume bei der Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung hin [Matthes, Ziesing 2008] bzw. mahnen energischeres Handeln bei der Ausnutzung der gegebenen Möglichkeiten (Effizienz, KWK, EE) an [Stromlücke 2008, UBA 2008].

Die deutsche Automobilindustrie stellt infrage, ob die anvisierten Emissionsminderungen für ihre Fahrzeuge rechtzeitig erreichbar sein werden und verlangt weitere Milderungen bei der „Lastenverteilung“ im europäischen Umfeld. Manche Akteure (z.B. [BDI 2007; VDEW 2007b]) halten generell die von der Bundesregierung angestrebten Ziele innerhalb des genannten Zeitraum bis 2020 für zu ehrgeizig bzw. befürchten bei ihrer forcierten Umsetzung zu hohe Kosten, die speziell die Wirtschaft zu sehr belasten würden. Sie plädieren daher u. a. für eine Beibehaltung der Kernenergienutzung und eine Absicherung bzw. Unterstützung ihrer Strategie des Neubaus vorwiegend großer fossiler Kraftwerke. Als Back-Stop-Technologie zur Erreichung der Klimaschutzziele unter Beibehaltung heutiger Kraftwerksstrukturen wird meist auf die Möglichkeit der Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Technologie) verwiesen, wobei deren Entwicklungsmöglichkeiten und Einsatzzeitpunkte relativ optimistisch beurteilt werden. Umfangreiche Lebenszyklusanalysen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen [RECCS 2007] weisen jedoch auf große technologische und ökonomische Hürden und ein überschätztes Potenzial dieser Technologie hin. Zu den Skeptikern gehören auch Landesregierungen, wie aus dem Energiekonzept Baden-Württemberg 2020 [BW 2008] und den energiepolitischen Eckpunkten der bayrischen Landesregierung [Bayern 2008] ersichtlich ist.

Wie die genannten Beispiele zeigen, stellt das LEITSZENARIO 2008 also lediglich einen möglichen Umstrukturierungspfad der Energieversorgung dar. Es hat nur dann eine ausreichend hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit, wenn den energiepolitisch fixierten Zielen ein entsprechend wirksames Maßnahmen- bzw. Instrumentenbündel gegenübersteht und die große Mehrheit der Akteure in der Energieversorgung und der Energiepolitik sich glaubhaft für diese Ziele einsetzen. Ist dies nicht der Fall, könnten Szenarien, die von einem langsameren Strukturwandel, von geringeren Wachstumsraten erneuerbarer Energien und von geringeren Effizienzsteigerungen ausgehen, der energiewirtschaftliche Realität der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte näher kommen als das LEITSZENARIO 2008. Damit würden aber die angestrebten klimapolitischen Ziele deutlich verfehlt und die Abhängigkeit von sich stetig verteuernenden fossilen Energien hoch bleiben. In den Szenariovarianten D („Defizite“) werden derartige Entwicklungen skizziert.

Bei entsprechend wirksameren energiepolitischen Rahmenbedingungen und/oder sich weiter beschleunigenden geopolitischen Entwicklungen (z.B. weiter deutlich steigender Ölpreis; spürbare Verknappung von Rohöl und Erdgas in den nächsten 10 - 15 Jahren; sich beschleunigende Klimaveränderungen) können in demselben Zeitraum aber auch weitergehende und raschere Umstrukturierung erfolgen als sie das LEITSZENARIO 2008 beschreibt.

Diskussionen mit Verbänden und Firmenvertretern der EE-Branche haben auch gezeigt, dass auch ein rascherer Ausbau erneuerbarer Energien möglich ist. Damit könnten deren große Potenziale für einen nachhaltigen Klimaschutz und für eine wirksame Ressourcenschonung und den damit verknüpften volkswirtschaftlichen Wirkungen noch deutlicher sichtbar werden. Dieser Position ist allerdings entgegenzuhalten, dass dann die Gefahr eines größeren Ungleichgewichts zwischen erfolgreichen EE-Ausbaustrategien und unzulänglichen, aber unbedingt notwendigen Effizienzstrategien entstehen würde. In diesem Fall müssten an energiepolitisch wirksame Vorgaben hinsichtlich Effizienzsteigerung noch höhere Anforderungen gestellt werden, als das jetzt der Fall ist. In den Szenarien E („Effizienz“) werden einige Möglichkeiten unterschiedlicher Gewichtung des EE-Ausbaus und weiterer Effizienzsteigerungen vorgestellt.

3.2 Endenergie- und Primärenergieverbrauch und –struktur; CO₂-Emissionen im LEITSZENARIO 2008

Einen Überblick über einige Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008 gibt **Tabelle 3-1**. Die Wirkung der Effizienzstrategie mit einer durchschnittlichen Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität von 3%/a im LEITSZENARIO 2008 führt bis 2020 zu einem um 17% geringeren Primärenergieverbrauch gegenüber 2005. Die Abnahme setzt sich fort bis 2050 mit einem Primärenergieverbrauch, der 55% des Niveaus von 2005 entspricht. Der spezifische Primärenergieeinsatz PEV/BIP beträgt in 2020 noch 62% des Wertes von 2000 und fällt bis 2050 auf 32%. Schwächer fällt der Wert für den spezifischen Stromeinsatz STROM/BIP auf 75% bis 2020 und auf 50% im Jahr 2050. Auch der Pro-Kopf-Verbrauch sinkt und zwar für die Primärenergie bis 2020 um 15% (bezogen auf 2000) und bis 2050 um knapp 40%. Der spezifische Stromverbrauch bleibt mit 22 GJ/Kopf,a bis 2020 etwa konstant und sinkt danach nur gering auf 21 GJ/Kopf,a bis 2050.

Tabelle 3-1: Spezifische Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008

Kenndaten Basisfall	2000	2002	2004	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (PJ/a)	14401	14427	14663	14588	13855	12945	12044	11121	10252	8972	8066
Endenergie (PJ/a)	9234	9226	9326	9261	8996	8528	8133	7711	7238	6469	5845
- davon Strom (PJ/a)	1780	1801	1859	1820	1871	1827	1791	1752	1687	1622	1568
(Strom in TWh/a)	494	500	516	506	520	508	498	487	469	451	436
CO ₂ -Emissionen (Mo t/a)	845	850	859	831	758	688	639	565	470	327	214
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	6,982	6,909	6,962	6,683	5,934	5,096	4,359	3,757	3,275	2,623	2,241
END/BIP (GJ/1000 EUR)	4,477	4,419	4,428	4,242	3,853	3,357	2,944	2,605	2,312	1,892	1,624
STROM/BIP (GJ/1000 EUR)	0,863	0,863	0,883	0,834	0,801	0,719	0,648	0,592	0,539	0,474	0,436
PEV/BIP (2000 = 100)	100,0	99,0	99,7	95,7	85,0	73,0	62,4	53,8	46,9	37,6	32,1
END/BIP (2000 = 100)	100,0	98,7	98,9	94,8	86,1	75,0	65,7	58,2	51,7	42,2	36,3
STROM/BIP (2000 = 100)	100,0	99,9	102,3	96,6	92,8	83,3	75,1	68,6	62,5	55,0	50,5
CO ₂ (1990 = 100; 993 Mo t/a)	85,1	85,6	86,5	83,7	76,3	69,3	64,3	56,9	47,3	32,9	21,6
PEV/Kopf (GJ/a)	175,2	174,9	177,7	177,0	168,1	157,7	148,0	138,0	129,3	116,1	107,4
END/Kopf (GJ/a)	112,3	111,8	113,0	112,4	109,2	103,9	99,9	95,7	91,3	83,7	77,8
STROM/Kopf (GJ/a)	21,7	21,8	22,5	22,1	22,7	22,3	22,0	21,7	21,3	21,0	20,9
CO ₂ /Kopf (t/a)	10,3	10,3	10,4	10,1	9,2	8,4	7,8	7,0	5,9	4,2	2,8

Entsprechend der Zielvorgabe des Szenarios reduzierten sich die CO₂-Emissionen deutlich. In der Kombination von deutlicher Effizienzsteigerung, weiterem KWK-Ausbau, einer relativen Verschiebung des fossilen Energiemixes hin zu Erdgas und nicht zuletzt durch einen kontinuierlichen EE-Ausbau erreicht das LEITSZENARIO 2008 mit CO₂-Emissionen im Jahr 2050 von 214 Mio. t/a knapp die angestrebte 80%-Minderung gegenüber 1990. Die Pro-Kopf-Emissionen an Kohlendioxid reduzieren sich entsprechend von derzeit rund 10 t/Kopf,a auf 2,8 t/Kopf,a. Bis zum Jahr 2020 wird mit einem Ausstoß von 639 Mio. t CO₂/a eine Minderung von 35,7% gegenüber 1990 erreicht, das „Idealziel“ von 40% also knapp verfehlt. Der erreichte Wert entspricht etwa auch der in anderen Untersuchungen ermittelten bis 2020 möglichen Minderung. So wird in [ISI/PIK 2008] einer Reduzierung der Treibhausgase um 34,3% gegenüber 1990 auf der Basis des Meseberg-Programms [BMU 2008b] für erreichbar gehalten.

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Ausmaß zum Anteil der EE an der gesamten Energieversorgung bei mit einer deutlichen Führerschaft im Strombereich (**Tabelle 3-2**). Im Jahr 2020 decken EE 34,8% des Endenergieverbrauchs an Strom (bzw. 30,4% des Bruttostromverbrauchs), 14,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 12,0% des gesamten Kraftstoffbedarfs (bzw. 14,6% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr). Bereits im Jahr 2030 wird beim Bruttostromverbrauch die 50%-Marke überschritten. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Strom wird dann zu 87% (Endenergie) bzw. 81% (Bruttostromverbrauch) aus EE bereitgestellt. Fossile Kraftwerke übernehmen dann nur noch Reserve- und Regelungsaufgaben. Im Wärmebereich wird knapp die Hälfte der Nachfrage mit EE gedeckt. Im Verkehr ist der Beitrag der EE mit 27% des Kraftstoffbedarfs (bzw. 33% des Kraftstoffbedarfs für den Straßenverkehr) allerdings immer noch relativ gering. Weitere Zahlenangaben sind im Anhang zusammengestellt. Die deutliche Effizienzsteigerung des gesamten Energieumsatzes erleichtert es, den angestrebten Anteil der EE am Endenergieverbrauch von mindestens 18% im Jahr 2020 zu erreichen. Da diese Strategie auch nach 2020 weitergeführt wird (die Energieproduktivität in 2050 liegt beim knapp Vierfachen des Wertes von 1990), erhält man relativ hohe Beiträge der EE bis 2030 mit 28% Anteil am Endenergieverbrauch bzw. 25% am Primärenergieverbrauch und erst recht bis 2050 mit 52% bzw. 48%.

Die folgenden Abbildungen veranschaulichen die Struktur des LEITSZENARIOS 2008 weiter. Betrachtet man das gesamte Energieversorgungssystem (**Abbildung 3.1**), so zeigen sich beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich. Die heute hohen Umwandlungs- und Verteilungsverluste (mit 4 000 PJ/a rund 28% des Primärenergieverbrauchs), die zu 75% auf die thermischen Verluste der Stromerzeugung zurückzuführen sind, reduzieren sich – insbesondere nach 2020 – deutlich und belaufen sich in 2050 noch auf 1 220 PJ/a. Der Anteil der Kondensationskraftwerke an der Stromerzeugung sinkt von derzeit 80% (fossil und nuklear) bis 2020 auf noch 57% und auf 35% bis 2030. In 2050 spielt mengenmäßig Kondensationsstrom nur noch eine geringe Rolle, die entsprechende Kraftwerksleistung wird jedoch auch dann noch für Reserve- und Regelungszwecke benötigt. Allerdings tragen auch die EE ab 2030 zunehmend zur Regelungs- und Reservebereitstellung bei. Verantwortlich für diese beträchtlichen Veränderungen im Umwandlungsbereich sind eine Verdopplung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung und die deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien bei insgesamt zurückgehendem Stromverbrauch. Die Effizienzsteigerung bei (neuen) fossilen Kraftwerken spielt im Vergleich dazu nur eine relativ geringe Rolle. Diese Entwicklung trägt, neben den Effizienzsteigerungen der Energienutzung beim Endverbraucher, zu dem merklichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes bei.

Tabelle 3-2: Eckdaten 2010 bis 2050 des LEITSZENARIOOS 2008, speziell Beiträge der erneuerbarer 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
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1945	1485	1129	682	398	274
Braunkohle	1596	1618	1386	1115	639	309	27
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
Rückgang 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; Substitutionsmethode siehe Exkurs I;

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 Werte: 2005 = 14613 PJ/a; 2007 = 14240 PJ/a (vgl. Abb.3.1)

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

7) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen.

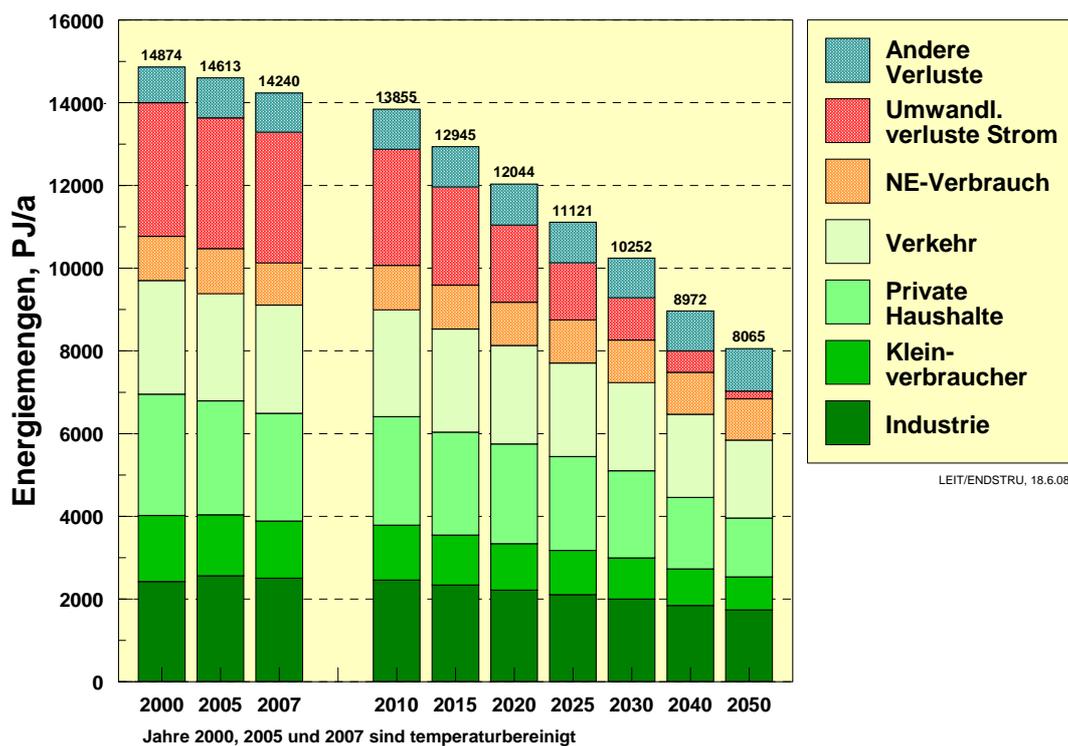


Abbildung 3.1: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2007 und im LEITSZENARIO 2008

Die Höhe der „Anderen Verluste“, die heute aus der Bereitstellung und Verteilung von Mineralölprodukten und Erdgas resultieren, bleibt etwa konstant, weil Verluste bei der Biomassebereitstellung und langfristig bei der Wasserstoffbereitstellung aus EE die zurückgehenden Verluste bei Mineralöl und Erdgas etwa kompensieren.

Am Rückgang der Endenergie um rund 1 250 PJ/a (bzw. -13,3%) zwischen 2005 (temperaturbereinigte Werte) und 2020 sind in absoluten Werten die Industrie und die Privaten Haushalte mit jeweils 350 PJ/a am stärksten beteiligt. Es folgen die Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen) mit 310 PJ/a. Die geringsten Reduktionen verzeichnet der Verkehr mit 210 PJ/a bzw. -8%. Wesentliche Ursache hierfür ist der nach wie vor stark wachsende Güterverkehr (siehe Tabelle 2-1). Längerfristig wirkt sich insbesondere die unterstellte vollständige Sanierung des Gebäudebestands stark verbrauchsmindernd aus. Gegenüber einer Reduktion des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2050 um 38% (gegenüber 2005) sinken der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte um 48% und derjenige der Kleinverbraucher um 45%.

Abbildung 3.2 zeigt, dass das LEITSZENARIO 2008 die sich seit Anfang des Jahrhunderts abzeichnenden deutlichen Wachstumstendenzen der EE mit Augenmaß weiterführt (vgl. auch Abbildung 1.1). Bis 2020 steigt ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2007 um weitere 84%, bis 2030 auf das 2,5-fache. Im Jahr 2050 wird mit 3 045 PJ/a nahezu die vierfache Energiemenge im Vergleich zu 2007 aus EE bereitgestellt. Der dominierende Beitrag der Biomasse (2007 = 70%, einschl. biogener Siedlungsabfälle) bleibt auf absehbare Zeit noch bestehen. Im Jahr 2020 beträgt ihr Anteil noch 60%, im Jahr 2030 noch 47%. Danach sind aber ihre Potenziale ausgeschöpft, ihr relativer Beitrag sinkt bis zum Jahr 2050 auf 32%, wobei aber ihr absoluter Beitrag mit 990 PJ/a noch über den einzelnen Beiträgen aller ande-

ren Energiequellen liegt. Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht in 2030 mit 490 PJ/a Endenergie ihren höchsten relativen Anteil von 24%.

Langfristig übernimmt die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Solarkollektoren, Solarstrom aus dem europäischen Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 3% noch sehr gering ist und auch bis 2030 „nur“ auf knapp 17% wächst, übertrifft er im Jahr 2050 mit 27% den Beitrag der Windenergie. Letzterer beträgt dann bei einem absoluten Beitrag von 695 PJ/a noch 22%. Der Beitrag der Geothermie beläuft sich in 2020 auf 5%, in 2050 aber bereits auf 16%. Blickt man perspektivisch in die zweite Hälfte des Jahrhunderts und geht von weiter wachsenden Anteilen der EE aus, wird nach 2050 im wesentlichen die Solarstrahlung - unterstützt durch die Geothermie - das weitere Wachstum der EE tragen.

- LEITSZENARIO 2008 -

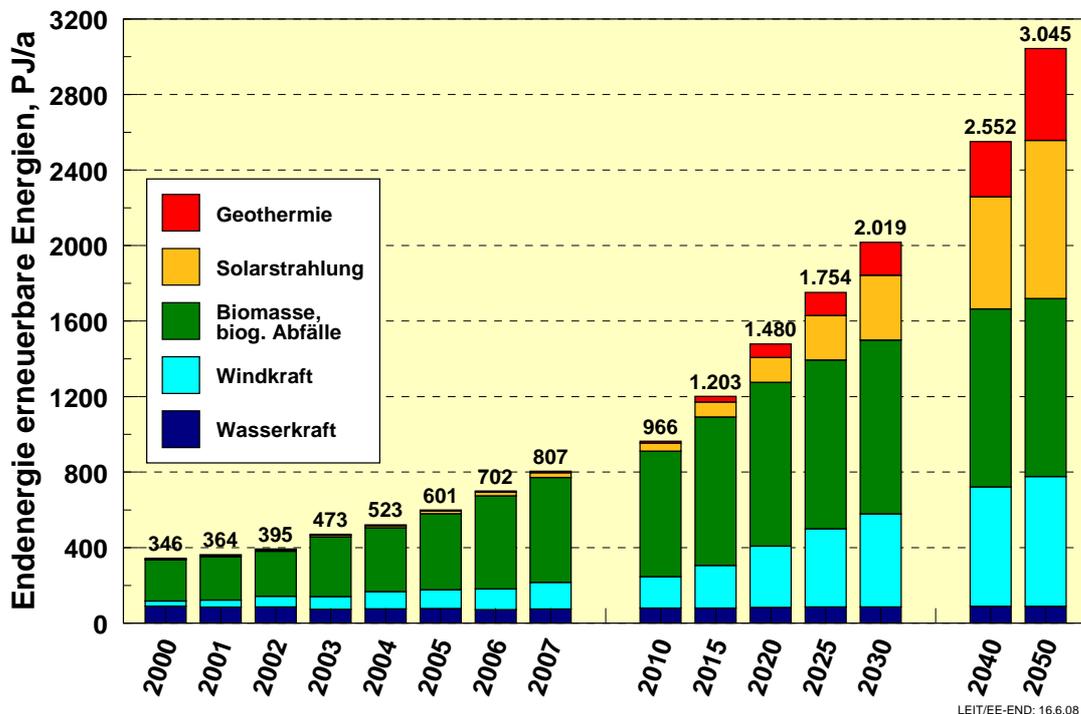
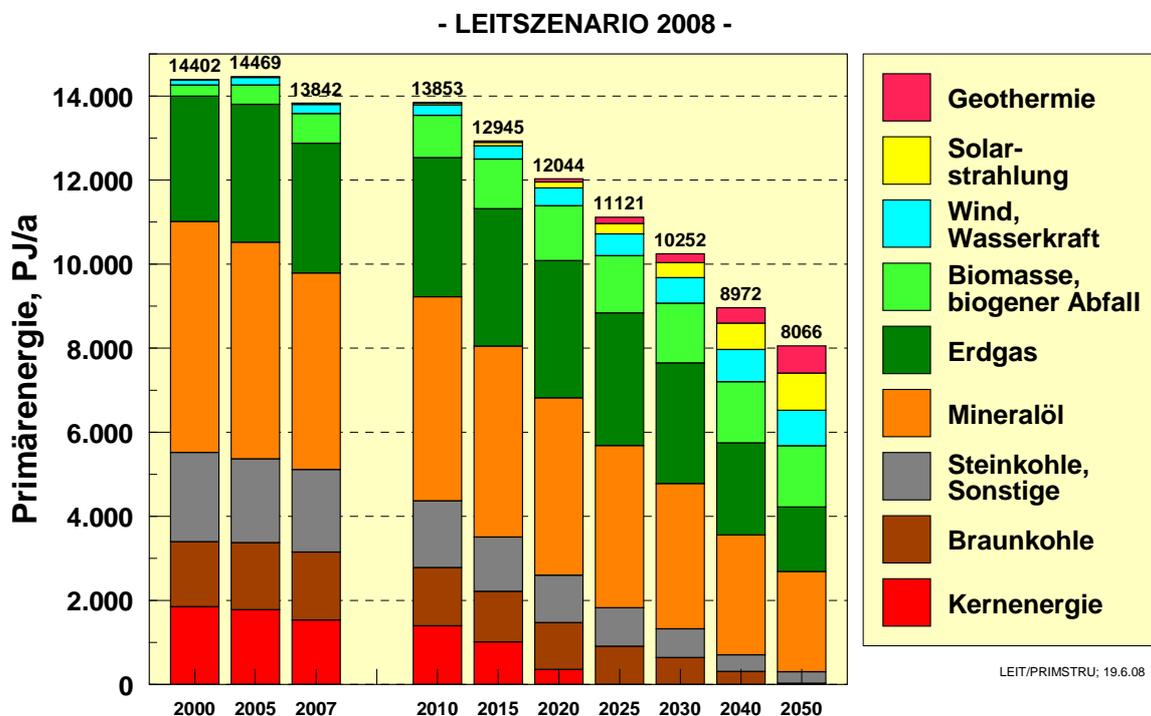


Abbildung 3.2: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050

Der gesamte Primärenergieeinsatz im LEITSZENARIO 2008 sinkt, berechnet nach der Wirkungsgradmethode, stärker als der Endenergieverbrauch und beläuft sich in 2050 mit 8 066 PJ/a noch auf 58% des Verbrauchs im Jahr 2007 (**Abbildung 3.3**). Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt von 6,7% in 2007 auf 16,2% in 2020, 25,4% in 2030 und 47,6% in 2050. In der Darstellung nach der Wirkungsgradmethode ist die Biomasse der eindeutig größte Beitrag der EE mit einem relativen Anteil von 38% am gesamten Beitrag der EE des Jahres 2050 (vgl. Endenergie in Abbildung 3.2). Der Einsatz fossiler Energien verringert sich im Leitszenario 2008 stetig. Bis 2020 erfolgt der Rückgang wegen des parallelen Abbaus der Kernenergie verhalten von 11 377 PJ/a im Jahr 2007 auf 9 732 PJ/a im Jahr 2020; danach beschleunigt sich der Rückgang auf 4 223 PJ/a im Jahr 2050.

Zur Jahrhundertmitte werden damit nur noch 37% der heute eingesetzten fossilen Primärenergie und kein Uran mehr benötigt. Damit verringert sich auch die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung. Die importierte Energiemenge belief sich in 2006 auf 10 776

PJ/a, die Importquote auf 74,5 % [BMWi 2008]. Importiert werden 65% der Steinkohle, 96% des Mineralöls, 84% des Erdgases und 100% des Urans. Bis 2020 verringert sich die Importmenge, bei 100%-igem Import von Öl und Erdgas und 80%-igem Import von Steinkohle, bereits auf 8 750 PJ/a. Die Importquote sinkt dagegen nur gering auf 72,7%, da sich die Bezugsgröße „Primärenergieverbrauch“ ebenfalls reduziert. Nach 2020 erfolgt ein deutlicher Rückgang. Im Jahr 2050 werden noch 4 200 PJ/a fossile Energien importiert, hinzu kommt ein „importierter“ Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund (ggf. auch in Verbindung mit Nordafrika und Osteuropa) in Höhe von 430 PJ/a (entsprechend 121 TWh/a Strom). Die Importquote beträgt somit 57%. Der Beitrag der importierten EE am Gesamtverbrauch ist mit 5% gering und kann als eine eher erwünschte, da politisch stabilisierende internationale Kooperation angesehen werden [Trans-CSP 2006]. Der Rückgang der fossilen Energien geschieht unterschiedlich rasch. In 2030 werden nur noch 39% der Steinkohle und 40% der Braunkohle, aber 65% des Mineralöls und 87% des Erdgases von 2005 benötigt. Damit ist auch eine deutliche Verringerung der Kohlenstoffintensität des fossilen Beitrags verbunden.



Wirkungsgradmethode; Ist-Werte nicht temperturbereinigt.

Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode)

Von besonderem Interesse ist Höhe und Struktur des Erdgasverbrauchs (**Abbildung 3.4**). Ein wachsender Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung und dort insbesondere in der KWK ist notwendiger Bestandteil einer wirksamen Reduktionsstrategie von CO₂. Damit daraus keine unzulässig hohe Nachfrage nach Erdgas entsteht, muss zeitgleich das beträchtliche Einsparpotenzial im Wärmebereich ausgeschöpft werden. Derzeit werden 70% des Erdgases zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt, 45% allein für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Der Einsatz in Kraftwerken und KWK-Anlagen beläuft sich dagegen mit 815 PJ/a auf lediglich 25%. Der Ausbau der KWK und der Bedarf von Gas für neue Kondensationskraftwerke lässt den entsprechenden Erdgasverbrauch bis 2025 auf ein Maximum von 1 225 PJ/a steigen.

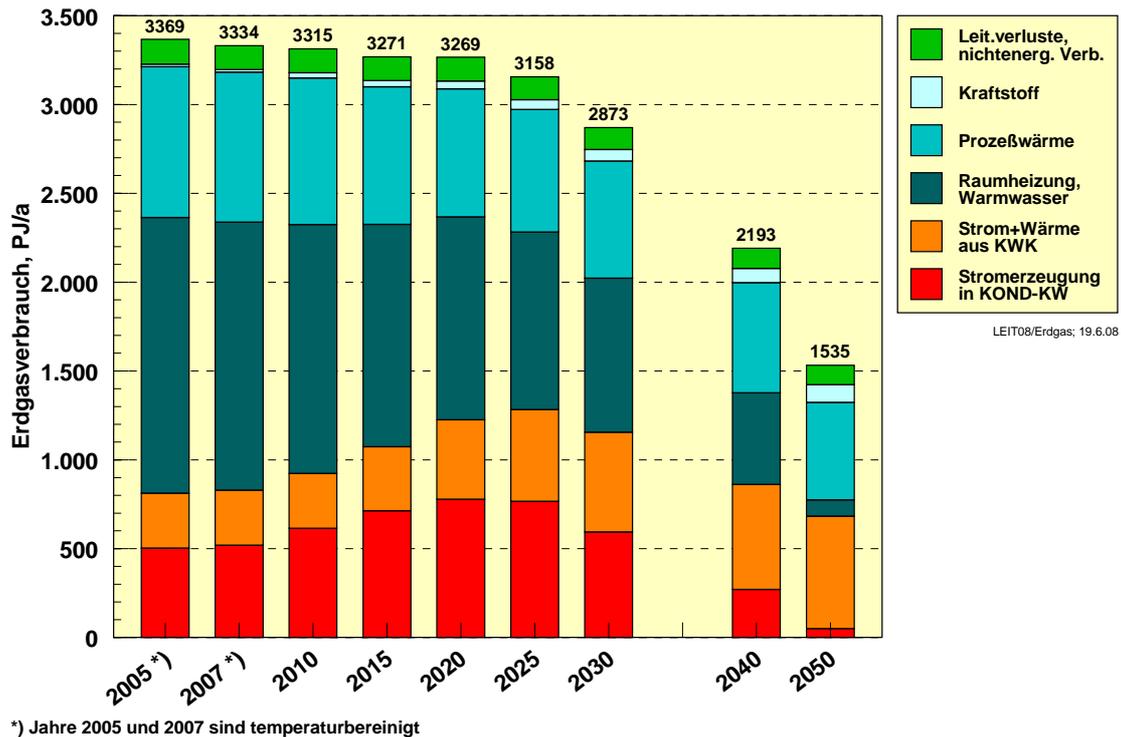


Abbildung 3.4: Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im LEITSZENARIO 2008

Das sind 50% mehr als im Jahr 2005 und 38% des Gesamtverbrauchs von Erdgas zu diesem Zeitpunkt. Danach steigt nur noch der Erdgaseinsatz im KWK-Bereich, der die effizienteste Art der Erdgasnutzung darstellt. Er ist im Jahr 2050 mehr als doppelt so hoch wie heute. Dafür sinkt in diesem Zeitabschnitt der Erdgaseinsatz zur Kondensationsstromerzeugung deutlich. Deutliche Reduktionen des Erdgasverbrauchs im Raumwärmebereich kompensieren jedoch den Mehrbedarf in Kraftwerken und KWK-Anlagen. Nach weitgehendem Umbau der Wärmeversorgung verschwindet der Einsatz von Erdgas (auch der von Heizöl) in Einzelheizungen nahezu vollständig. Bis 2020 verharrt der Erdgasverbrauch auf dem heutigen Niveau, danach sinkt er deutlich auf unter 50% des heutigen Bedarfs im Jahr 2050.

Im LEITSZENARIO 2008 werden bis 2050 gegenüber 2005 insgesamt 634 Mio. t CO₂/a vermieden (**Abbildung 3.5**). Dargestellt sind die Summenwerte aus beiden Strategieelementen, der weiteren Effizienzsteigerung und dem EE-Ausbau. Die Wirkung beider wird benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. Wegen der notwendigen Kompensation des Kernenergieerückbaus ist die (Netto-) Reduktion im Strombereich zunächst begrenzt; sie summiert sich bis 2020 auf 61 Mio. t CO₂/a. Es tritt also in der Gesamtbilanz von Effizienzsteigerung, KWK-Ausbau und EE-Ausbau trotz Kernenergieausstieg eine erhebliche Verringerung der CO₂-Emissionen im Stromsektor auf. Nach 2020 nimmt die CO₂-Minderung rasch weiter zu und stellt in 2050 mit 277 Mio. t CO₂/a den höchsten Beitrag vor der CO₂-Vermeidung im Wärmesektor mit 263 Mio. t CO₂/a. Wegen des Kernenergieerückbaus ist die CO₂-Reduktion im Wärmesektor mittelfristig von großer Bedeutung für die Erreichung des Zwischenziels 2020. Von der zwischen 2006 und 2020 erreichten CO₂-Nettoreduktion in Höhe von 209 Mio. t/a trägt der Wärmesektor etwa die Hälfte. Gemessen an der Bruttoreduktion dominiert allerdings der Stromsektor mit 60% Anteil an der Gesamtminderung.

Exkurs I : Primärenergieverbrauch nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode.

Zur Vervollständigung der Darstellung des Primärenergieverbrauchs wird in **Tabelle 3-3** die Auswirkung der methodischen Differenzen der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode bei der Ermittlung des Primärenergiebedarfs dargestellt. Während in der Wirkungsgradmethode eine mittels EE „nichtthermisch“ erzeugte kWh Strom (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik; auch EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken) als eine kWh Primärenergie definiert wird, erfolgt die Darstellung des Primärenergieeinsatzes aller EE in der Substitutionsmethode auf der Basis des Ersatzes „thermisch“ erzeugten Stroms aus fossiler Primärenergie. Der damit ermittelte Primärenergieaufwand für die Stromerzeugung aus obigen EE ist ein fiktiver Wert, der dem anstelle der regenerativen „Primärenergie“ einzusetzenden fossilen Primärenergiebedarf für die gleiche Strommenge entspricht.

In 2005 wurden in fossilen und nuklearen Kraftwerken durchschnittlich 2,7 kWh Primärenergie benötigt, um 1 kWh Strom zu produzieren, was einem mittleren Substitutionswirkungsgrad von 37% entspricht. Er steigt im Szenario bis 2050 auf 48%. Mittels der Substitutionsmethode kann – entsprechend der Bewertung des Strom aus Kernenergie (Substitutionswirkungsgrad 33%) - ein direkter Vergleich mit dem Teil des fossilen Primärenergieeinsatzes angestellt werden, der zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Das sind derzeit 35% der gesamten Primärenergie. Am so ermittelten Gesamtprimärenergieverbrauch belief sich der Beitrag der EE im Jahr 2007 auf 9,2%. Da der Beitrag des „nichtthermisch“ erzeugten Stroms aus EE in dem Szenario deutlich wächst, vergrößert sich dieser Unterschied in den nächsten Jahrzehnten. Im Jahr 2020 läge dann der EE-Anteil bei 20,2% (Wirkungsgradmethode: 16,2%) und im Jahr 2050 bei 55,3% (47,6%). Mit sinkendem Anteil fossiler Primärenergie am gesamten Energieverbrauch verringert sich allerdings die Sinnhaftigkeit der Substitutionsmethode.

Tabelle 3-3: Gesamter Primärenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch der EE nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%)

	2007	2010	2020	2030	2040	2050
EE-Primärenergie *)						
- Wirkungsgradmethode	932	1 317	1 953	2 599	3 218	3 843
- Substitutionsmethode	1 312	1 740	2 560	3 465	4 358	5 235
Gesamter PEV						
- Wirkungsgradmethode	13 842	13 855	12 044	10 252	8 972	8 066
- Substitutionsmethode	14 222	14 278	12 651	11 108	10 112	9 458
Anteil EE an gesamt						
- Wirkungsgradmethode	6,7	9,5	16,2	25,4	35,9	47,6
- Substitutionsmethode	9,2	12,2	20,2	31,2	43,1	55,3

*) einschließlich der realen Verluste der Biomassennutzung (Primärenergie = eingesetzter Heizwert); Geothermiestrom mit äquivalentem Kraftwerkwirkungsgrad des fossilen Mixes berechnet;

Relativ gering bleibt über den ganzen Zeitraum der Beitrag des Verkehrssektors mit einer CO₂-Minderung von 38 Mio. t/a zwischen 2006 und 2020 und von 95 Mio. t/a bis 2050. Ursache dafür sind die unterstellten weiteren Wachstumsraten im Güterverkehr und im Luftverkehr und der nur verhalten steigende Anteil der EE am Energiebedarf des Verkehrs. Im LEITSZENARIO 2008 wird bis 2020 gegenüber 1990 „nur“ eine rund 36%-ige Minderung der

CO₂-Emissionen erreicht. Das liegt zwar über dem Ziel der EU-Kommission für die gesamte EU-27, aber unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung von 40%. Die Gründe für nicht weitergehende Minderungen sind im Wesentlichen in der angenommenen höheren Stromnachfrage im Vergleich zum Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007] und ein geringerer KWK-Ausbau zu finden. Ausgehend vom aktuellen Zustand 2007 müssten dazu entsprechend schnellere Effizienzerfolge bis 2020 und/oder ein stärkerer Ausbau der EE angenommen werden. Diese Möglichkeiten werden in den Szenarien E („Effizienz“) diskutiert.

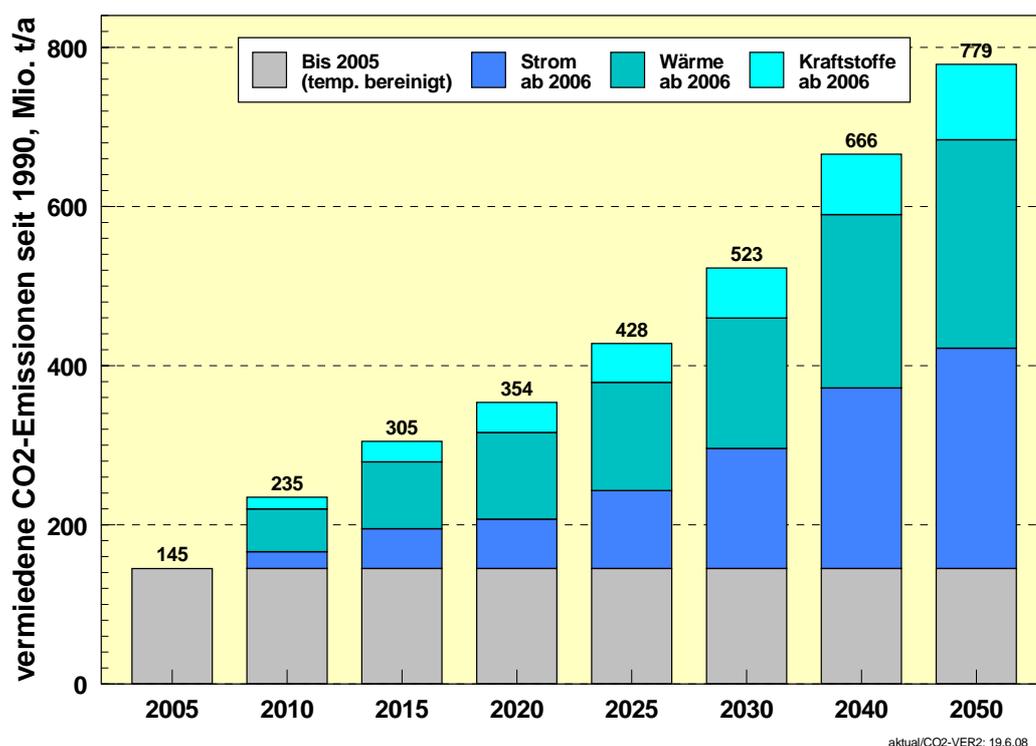


Abbildung 3.5: Vermiedene CO₂-Emissionen ab 2006 im LEITSZENARIO 2008 nach Nutzungsbereichen sowie die zwischen 1990 und 2005 vermiedene CO₂-Emissionen

Zusammen mit den bereits in 2007 vermiedenen Emissionen durch EE in Höhe von 115 Mio. t CO₂/a erhält man für das Jahr 2050 einen Reduktionsbeitrag der EE von insgesamt 416 Mio. t CO₂/a (**Abbildung 3.6**), also gut die Hälfte der insgesamt seit 1990 vermiedenen CO₂-Emissionen. Den weitaus größten Beitrag stellt der Stromsektor mit einer Vermeidung von 304 Mio. t CO₂/a bis 2050⁵, gefolgt vom Wärmesektor mit 74 Mio. t CO₂/a und dem Kraftstoffsektor mit 39 Mio. t CO₂/a. Stellt man Abbildung 3.5 und Abbildung 3.6 gegenüber, so erkennt man, dass im Stromsektor langfristig der Beitrag der EE eindeutig überwiegt, während im Wärmesektor die Effizienzsteigerung mit einem Reduktionsbeitrag von 185 Mio. t CO₂/a in 2050 den größten Teil der Emissionsminderung bewirkt. Im Verkehrssektor sind beide Anteile von etwa gleichem Gewicht.

⁵ In dieser Zusammenstellung ist angenommen, dass EE im Zeitraum des Kernenergieausstiegs ausschließlich fossilen Strom substituieren, die derzeit durch Kernenergie vermiedenen CO₂-Mengen also vollständig durch die übrigen strukturellen Veränderungen (KWK-Ausbau, Veränderung des Kraftwerksmixes) und der zusätzlichen Stromeffizienz kompensiert werden. Andere Zurechnungen zwischen EE und EFF sind ebenfalls möglich. Die wegen des Kernenergieausstiegs bis 2020 zusätzlich zu kompensierenden CO₂-Emissionen betragen 75 Mio. t/a (bei einem spezifischen Emissionswert der ersatzweise berücksichtigten fossilen Kraftwerke von 576 g/kWh_{el}). Für den gesamten derzeitigen Kernenergiestrom belaufen sie sich auf 95 Mio. t CO₂/a.

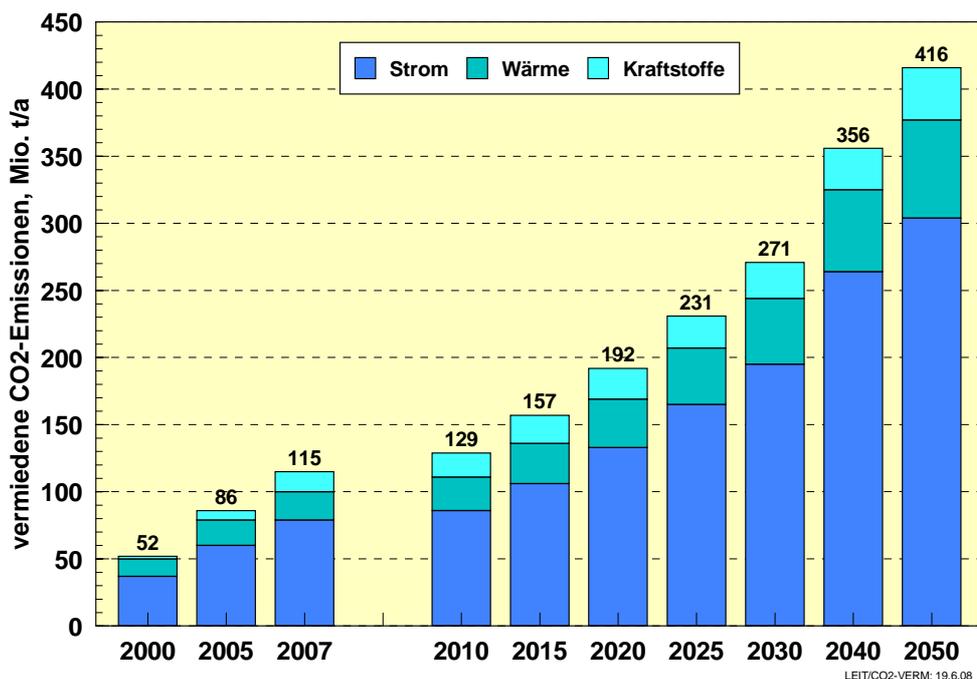


Abbildung 3.6: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO₂-Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im LEITSZENARIOS 2008 (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen)

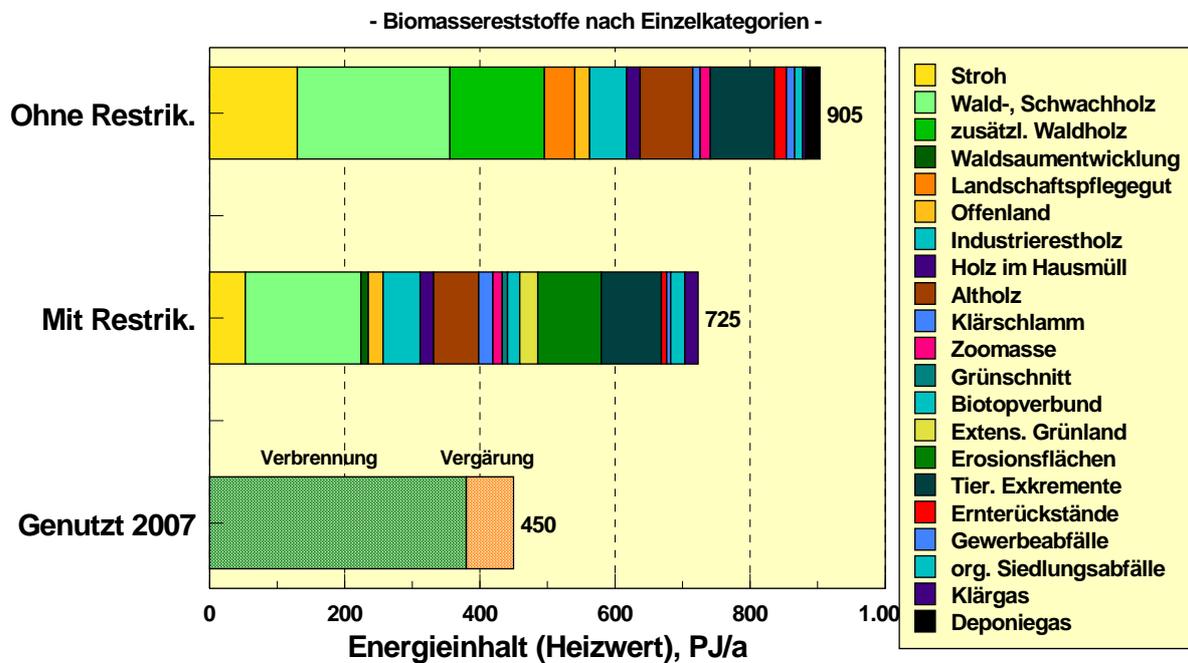
Weitere Angaben zur Struktur des LEITSZENARIO 2008 können den Tabellen im Anhang entnommen werden. Die ermittelten Mengengerüste sind die Grundlage für die Ermittlung der zu tätigen Investitionen und der daraus resultierenden Kapital-, Brennstoff- (Biomasse) und Betriebskosten der EE. In Kopplung mit den in Abschnitt 2.3 vorgestellten Energiepreispfaden lassen sich daraus mittels der anlegbaren Preise für die diversen Endenergieträger die Differenzkosten des Ausbaus von EE gegenüber einer Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen aus konventionellen Primärenergien ermitteln. Aus ihrer Höhe und ihrem Verlauf lassen sich entsprechende energiepolitische Schlussfolgerungen ableiten.

3.2 Die Bedeutung der Biomasse im LEITSZENARIO 2008

Mittels erneuerbarer Energiequellen kann Nutzenergie weitgehend umweltverträglich und nachhaltig bereitgestellt werden. Diese Fähigkeit, sowie ihre „unbegrenzten“ Ressourcen, zeichnen sie vor fossilen und nuklearen Energiequellen aus. Voraussetzung dafür ist eine sachgemäße und gezielt begrenzte Ausnutzung der jeweiligen regionalen und lokalen Potenziale. Bei der Nutzung von Biomasse ist die Gefahr am größten, diese Kriterien zu verletzen und damit die ansonsten große Akzeptanz für die Nutzung aller anderen Arten von erneuerbaren Energien zu beschädigen. Die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zu einem erweiterten Naturschutz sowie mögliche Umweltgefährdungen durch intensiven oder unsachgemäßen Anbau von „Energiepflanzen“ sind dabei die größten potenziellen Konfliktfelder. Eine wesentliche Voraussetzung für die energetische Nutzung von Biomasse ist daher die Definition klar umrissener „ökologisch“ und „strukturell“ begrenzter Potenziale, die diese Rahmenbedingungen vorrangig berücksichtigen. Diese Notwendigkeit wurde erst jüngst wieder in verschiedenen Untersuchungen bekräftigt [SRU 2007; WBA 2007]. Bereits in [BMU 2004] wurden ökologisch verträgliche Potenziale der Biomassenutzung in Deutsch-

land ermittelt. Da sie sich als belastbar erwiesen haben, wurden sie auch bei der Erstellung des LEITZSZENARIOS 2008 zugrunde gelegt.

Die in der Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau der EE“ [BMU 2004] detailliert ermittelten Potenziale der Reststoff- und Abfallnutzung zeigt **Abbildung 3.7**. Ohne Restriktionen wird insbesondere die Nutzung von Stroh und Waldrestholz deutlich höher angesetzt, sodass das gesamte biogene Reststoff- und Abfallpotenzial rund 900 PJ/a beträgt. Unter ökologischen Kriterien kommen andererseits einige Reststoffkategorien hinzu, wie Holz aus der Waldsaumentwicklung, Material aus der Pflege von erosionsgefährdeten Flächen, von extensiviertem Grünland, Offenland und Biotopverbund. Trotzdem reduziert sich das Potenzial an Reststoffen auf 725 PJ/a. Damit liegen die Potenzialangaben etwa im Mittelfeld der in [SRU 2007] zusammengestellten Angaben, die sich zwischen 550 und 900 PJ/a bewegen. Rund 450 PJ/a, also gut 60% dieses Potenzials werden bereits genutzt. Bei voller Nutzung dieses Potenzials lassen sich rund 5% des derzeitigen Primärenergiebedarfs bzw. 9% der bei konsequenter Umsetzung aller Effizienzpotenziale noch erforderlichen Primärenergie (8 060 PJ/a in 2050) durch Biomassereststoffe und –abfälle decken.



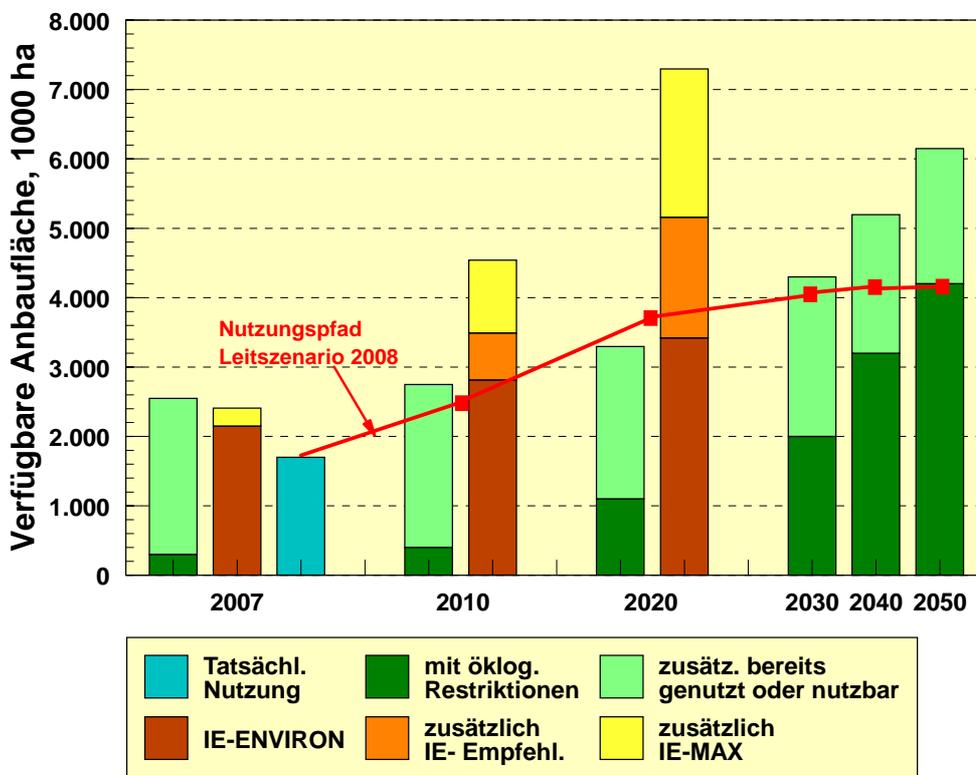
Quelle für Potenziale: BMU 2004

Abbildung 3.7: Energetische Potenziale der Nutzung von Biomassereststoffen und –abfällen nach Einzelkategorien nach [BMU 2004] ohne und mit ökologischen Restriktionen und derzeitige Nutzung

Das unter ökologischen Kriterien „zulässige“ Flächenpotenzial für den Energiepflanzenanbau wurde in [BMU 2004] und in [Öko 2004] ermittelt. Unter „ökologisch“ wird hier die Ausrichtung an der Nachhaltigkeitsverordnung der Bundesregierung verstanden, die als Entwurf vorliegt. Danach muss die Bewirtschaftung der Flächen nachhaltig erfolgen, der Schutz natürlicher Lebensräume muss gewährleistet sein und das Treibhausgasemissionsminderungspotenzial der Kraftstoffe von diesen Flächen muss ab 2011 über den gesamten Lebenszyklus mindestens 40% betragen. Dieses Flächenpotenzial beläuft sich längerfristig auf 4,2 Mio. ha (**Abbildung 3.8**; rechter Balken, dunkelgrüne Fläche). Dabei sind die wesentlichen Belange

des Naturschutzes (Ausdehnung von Naturschutzflächen auf rund 10% der Gesamtfläche, Erhöhung des Grünlandanteils, Flächen für Biotopverbund, gewisse Extensivierung der Landwirtschaft u. a.), des Bodenschutzes und des Gewässerschutzes berücksichtigt worden. Würden kurz- bis mittelfristig diese Belange vorrangig und vollständig erfüllt, stünde zunächst deutlich weniger Fläche zur Verfügung, das volle Flächenpotenzial wäre erst längerfristig verfügbar. Ohne derartige ökologische Restriktionen würden rund 6 Mio. ha als nutzbar bezeichnet (Abbildung 3.8; rechter Balken, zusätzliche hellgrüne Fläche). Eine andere Untersuchung [IE 2005] kommt unter restriktiven Annahmen (IE – ENVIRONMENT) zu ähnlichen Werten, empfiehlt aber eine zusätzliche Nutzung bis zu ca. 5,2 Mio. ha. Als maximal mögliche Anbaufläche werden dort 7,3 Mio. ha angegeben. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen empfiehlt allerdings, noch weniger Fläche als die hier zugrunde gelegte „zulässige“ Anbaufläche von 4,2 Mio. ha zu nutzen. Der Grund dafür sind zusätzliche Empfehlungen in [SRU 2007], wie 5% des Waldes als Totalreserve auszuweisen und mittelfristig 15% der Gesamtfläche Deutschlands für Naturschutzziele bereitzustellen.

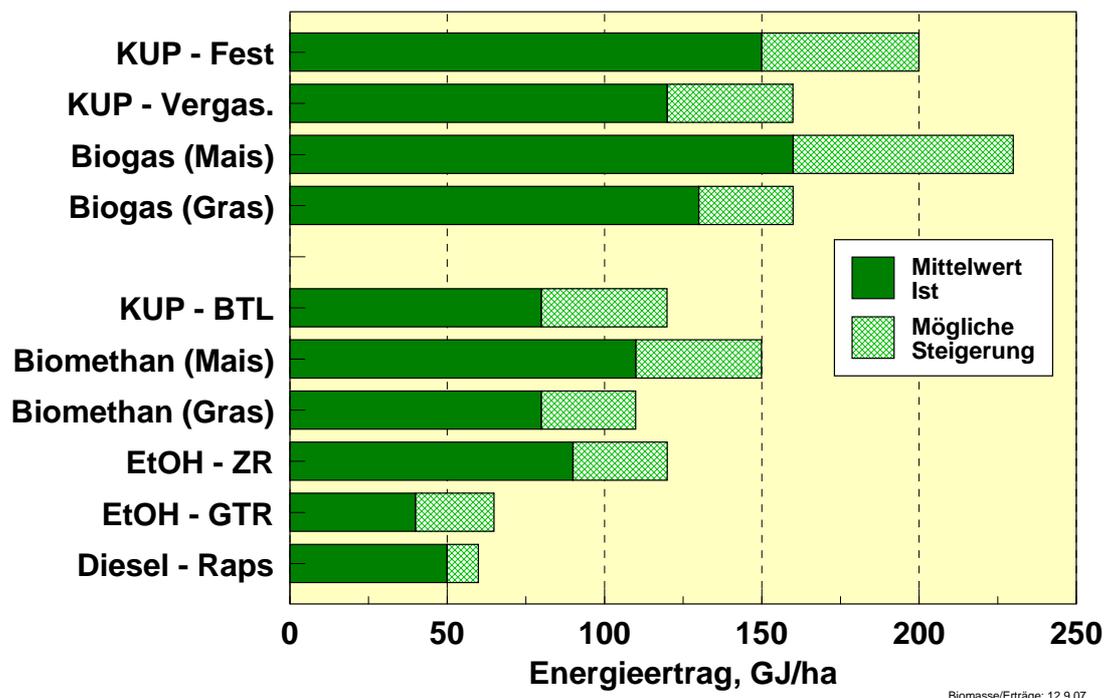
Diese weitergehenden Empfehlungen sind in den Abschätzungen für das LEITSZENARIO 2008 nicht berücksichtigt. Nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [FNR 2007] wurden in 2007 bereits 1,77 Mio. ha Fläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt, davon 1,1 Mio. ha Raps für Biodiesel und Pflanzenöle 0,4 Mio. ha Pflanzen für die Biogasproduktion und 0,25 Mio. ha für die Ethanolproduktion. Das LEITSZENARIO 2008 geht einerseits von den heute tatsächlich genutzten Flächen aus (Abbildung 3.8), hält aber langfristig den Grenzwert von 4,2 Mio. ha ein. Dazwischen bewegt sich die Flächennutzung allerdings oberhalb der aus ökologischer Sicht zulässigen Grenze nach [BMU 2004].



LEIT/Biofläche; 8.4.08

Abbildung 3.8: Verfügbare Anbauflächen in Deutschland im zeitlichen Verlauf nach ([BMU 2004] bzw. [BMU 2007] und [IE 2005]) sowie 2007 beanspruchte Fläche nach [FNR 2008]; zusätzlich ist der im LEITSZENARIO 2008 gewählte Nutzungspfad eingetragen

Rund 40% der oben definierten Fläche werden bereits genutzt. Zusammen mit dem 60%igen Nutzungsgrad der Rest- und Abfallstoffe wird daraus ersichtlich, dass der Beitrag der derzeit energetisch genutzte heimischen Biomasse maximal etwa verdoppelt werden kann. Das gesamte energetische Biomassepotenzial aus heimischen Quellen hängt von der Art der Energiepflanzen, der Art der bereitgestellten Energieträger (Strom und Wärme; Kraftstoffe) und den verwendeten Umwandlungstechnologien ab. Zahlreiche Studien belegen, dass die Nutzung von fester Biomasse und von Biogas in stationären Anlagen deutlich höhere Erträge liefert als die Bereitstellung von Kraftstoffen (**Abbildung 3.9**). Dort wiederum liegen Biogas und Kraftstoffe der „2. Generation“ (BTL) eindeutig vor den derzeit genutzten Kraftstoffen Biodiesel und Ethanol (eine Zusammenstellung findet sich in [SRU 2007]; siehe auch [BFE 2007]). Das gesamte energetische Potenzial der heimischen Biomasse (Rest- und Abfallstoffe + Anbau auf 4,2 Mio. ha Fläche) beträgt rund 1 500 PJ/a, wenn Energiepflanzen (KUP) und feste Reststoffe vollständig als Brennstoffe stationär verwertet werden und Biogas nur aus vergärbaren Reststoffen erzeugt wird. Werden Energiepflanzen vorrangig zur Biogas-erzeugung eingesetzt und die erzeugten Energiemengen ausschließlich stationär genutzt, steigt das Gesamtpotenzial auf ca. 1 700 PJ/a. Wird im anderen Extremfall Biomasse ausschließlich zur Kraftstoffbereitstellung genutzt liegt es je nach Kraftstoffart zwischen knapp 1 000 PJ/a (Schwerpunkt BTL-Erzeugung) und 1 300 PJ/a (Schwerpunkt Biogas-erzeugung).



Quellen: UBA (2006), SRU (2007), BFE (2007)

Abbildung 3.9: Erträge von nachwachsenden Rohstoffen für die Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) und bei der Herstellung von Biokraftstoffen und weitere Steigerungsmöglichkeiten

Die Werte sind somit deutlich niedriger als das in [BEE 2006] ermittelte Potenzial in Höhe von 3 300 PJ/a. Dort sind u. a. sehr hohe Potenzialwerte für die Strohnutzung und hohe Ertragssteigerungen im Energiepflanzenanbau angenommen worden. Im LEITSZENARIO 2008 wird aufgrund der erläuterten ökologischen Prioritätensetzung längerfristig nur soviel Bioenergie bereitgestellt, wie es rechnerisch mit den in [BMU 2005] ermittelten und auch im Leitszenario 2006 [BMU 2007a] benutzten „ökologisch verträglichen“ Inlandspotenzialen

möglich ist. Nennenswerter Import von Bioenergieträgern wird also ausgeschlossen; der derzeit und mittelfristig faktisch vorhandene Import wird längerfristig auf Null gesetzt. Damit kommt zum Ausdruck, dass eine wirkungsvolle Zertifizierung importierter Biomasse, die strengen ökologischen Kriterien und dem Vorrang der Nahrungsmittelerzeugung vor dem Anbau von Energiepflanzen genügt, weltweit kaum erfolgreich durchführbar sein dürfte. Am ehesten ist dies noch innerhalb der EU zu erwarten. In [UBA 2006] wurde das um das Jahr 2020 vermutlich für Handelszwecke zur Verfügung stehende Biokraftstoffpotenzial innerhalb der EU-25 auf rund 940 PJ/a geschätzt. Dabei stammen die größten Beiträge aus Frankreich, Polen und Ungarn. Da aber auch andere EU-Staaten bei ähnlicher Entwicklung auf diese Mengen zurückgreifen wurde angenommen, dass Deutschland maximal über ein Fünftel dieser Menge, also rund 200 PJ/a, verfügen kann. Rein rechnerisch könnten also rund 20% der in 2050 benötigten Bioenergie aus anderen EU-Ländern importiert werden. Damit würden entweder deutsche Potenziale geringer ausgeschöpft oder der Beitrag der Biomasse könnte um weitere 3%-Punkte auf dann 20% Endenergieanteil gesteigert werden.

Der Beitrag der Biomasse am Endenergieverbrauch beträgt derzeit 556 PJ/a, was 6,2% entspricht. Dazu werden rund 790 PJ/a Biomasse als Primärenergie eingesetzt (**Abbildung 3.10**). Die Verluste enthalten neben den Umwandlungsverlusten auch nicht genutzte Abwärme beim Einsatz von BHKW und HKW. Entsprechend obiger Ausführungen wird im LEITSZENARIO 2008 der stationären Nutzung von Biomasse ein gewisser Vorrang vor der Bereitstellung von Biokraftstoffen gegeben. In der gewählten Aufteilung steigt der Beitrag der Biomasse auf knapp 11% im Jahr 2020 und auf gut 13% im Jahr 2030. Bis dahin ist das Potenzial im Wesentlichen erschlossen, der Anteil der Biomasse steigt aber wegen der fortschreitenden Effizienzsteigerung weiter bis auf 17% im Jahr 2050

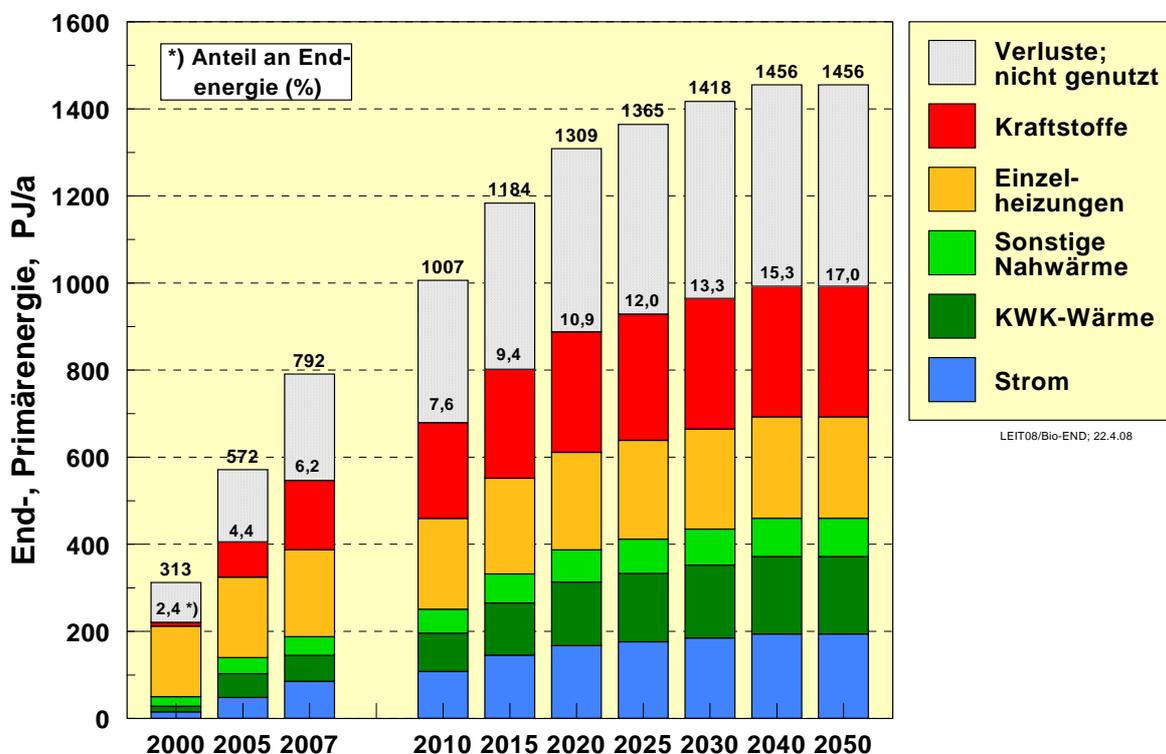


Abbildung 3.10: Verwendung der eingesetzten Biomassen (biogene Reststoffe und Abfälle, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2008

Exkurs II: Flächenspezifische Erträge von Technologien zur Nutzung von EE

Die großen Energieangebote natürlicher Energieströme liegen in wenig konzentrierter Form vor; ihre flächenspezifische Energiedichte ist also gering. Das gilt insbesondere für Solarstrahlung und Windenergie. Nur wenige, wie die potenzielle Energie der Wasserkraft, sind „von Natur aus“ bereits mehr oder weniger „konzentriert“. Auch Erdwärme liegt teilweise in konzentrierter Form vor. Wesentliches Kennzeichen der meisten Nutzungstechniken der EE ist daher ihre flächenhafte Ausdehnung, die erforderlich ist, diese natürlichen Energieformen zu sammeln und in nutzbare Energiearten, wie Elektrizität, Wärme unterschiedlicher Temperatur, sowie Brenn- und Kraftstoffe zu wandeln. Das zweite wichtige Kriterium, das die Größe der erforderlichen Technologien bestimmt, ist der Umwandlungsnutzungsgrad des benutzten Wandlungsprozesses. Während theoretische Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade relativ hoch sein können, ist der für die Praxis relevante Nutzungsgrad meist im Laufe eines technischen und ökonomischen Optimierungsprozesses entstanden und liegt meist deutlich unter der theoretisch möglichen Grenze. Für die Nutzung natürlich wachsender Biomasse ist der Wirkungsgrad der Photosynthese der für die Energieausbeute maßgebende Faktor.

Im Folgenden sind typische jährliche flächenspezifische Energieerträge von Technologien zur Nutzung von EE zusammengestellt.

- Ertrag aus Biomasseanbau: $2 - 6 \text{ kWh}_{\text{chem}}/\text{m}^2$ (entsprechend 60 -200 GJ/ha)
- Strahlungsangebot 1 100 kWh/m²,a (mittlere Breiten);
 - Fotovoltaik: $100 - 130 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarkollektoren: $250 - 300 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ (Wärme mit 80 bis 200 °C)
- Strahlungsangebot 2 200 bis 2 500 kWh/m²,a (südliche Breiten; 50%-ige Belegung der Fläche bei Anlagen auf horizontalen Flächen);
 - Fotovoltaik: $170 - 200 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarthermische Kraftwerke: $250 - 300 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$
 - Solarer Wasserstoff: $150 - 180 \text{ kWh}_{\text{chem}}/\text{m}^2$ (Stromimport mit HGÜ, dezentrale Elektrolyse)
- Windenergie (Windpark mit 5 MW Anlagen, Abstand 500 m = 20 MW/km²)
~ $40 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$

Ersichtlich ist, dass die technische Nutzung natürlicher Energieströme um **ein bis zwei Größenordnungen höhere Erträge** liefern als die energetische Nutzung von Biomasse. Das gilt auch für die Bereitstellung von Energieträgern derselben Qualität, also chemische Energieträger wie Wasserstoff. Große Energiebeiträge, wie sie insbesondere Regionen mit hoher Energieverbrauchsichte benötigen, werden daher nur mittels technischer Systeme bereitstellbar sein. Andererseits ist zu bedenken, dass technische Anlagen im Allgemeinen größere Eingriffe in Umwelt und Natur bedeuten als die Ausnutzung des natürlichen Wachstums von Pflanzen für energetische Zwecke, soweit dabei angemessen Umwelt- und Naturschutzstandards eingehalten werden.

Als **Fazit** ergibt sich, dass Biomasse zwar kurzfristig ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energiebedarfsdeckung mittels EE sein wird, wenn sie vorrangig im stationären Bereich mit hoher Nutzungseffizienz eingesetzt wird. Längerfristig stößt ihr Einsatz wegen des großen Flächenbedarfs und anderer ökologischer Nutzungskriterien an klare Potenzialgrenzen. Dann stehen aber die praktisch unbegrenzten Potenziale der Solarstrahlung mit ausgereiften und ökonomisch attraktiven Technologien für das weitere Wachstum der EE bereit.

Der in 2050 genutzte Endenergiebetrag mit knapp 1 000 PJ/a ist somit das 1,8-fache der derzeit genutzten Menge. Insgesamt werden dann primärenergetisch rund 1 450 PJ/a Biomasse eingesetzt, was bezogen auf das Jahr 2050 einem Anteil von rund 18% entspricht (bezogen auf heutigen Primärenergieverbrauch entspricht der Wert rund 10%).

Derzeit werden etwa 28% der eingesetzten Biomasse für die Bereitstellung von Kraftstoffen genutzt. Im Jahr 2000 waren es lediglich 7%, im Jahr 2005 bereits 20%. Dieses rasante Wachstum wird im LEITSZENARIO 2008 nicht fortgesetzt. Im Wesentlichen bleibt der erreichte Anteil von 30% unverändert. Damit werden im Jahr 2020 von den insgesamt genutzten 890 PJ/a Endenergie aus Biomasse 167 PJ/a (46 TWh/a) in Form von Strom, 445 PJ/a in Form von Wärme und 277 PJ/a in Form von Kraftstoffen bereitgestellt. Die maximalen Werte in 2040/2050 belaufen sich auf 193 PJ/a (54 TWh/a) Strom, 500 PJ/a Wärme und 300 PJ/a Kraftstoffe. Zu diesem Zeitpunkt sind 1,85 Mio. ha Fläche für die stationäre Nutzung von Biomasse in Form von Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Biogas vorgesehen unter der Voraussetzung, dass auch alle Reststoffe stationär verwertet werden. 2,35 Mio. ha Anbaufläche stehen demnach für die Kraftstoffproduktion zur Verfügung, wobei vorausgesetzt wird, dass zu diesem Zeitpunkt nur Kraftstoffe der 2. Generation, also BTL-Kraftstoffe und Biomethan, genutzt werden, während Biodiesel und Bioethanol dann nicht mehr zum Einsatz kommen.

3.3 Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 im LEITSZENARIO 2008

Für die energiepolitische Diskussion ist die Stromerzeugung wegen der großen Bedeutung einer jederzeit gesicherten Stromversorgung für die Volkswirtschaft, den unterschiedlichen Interessenlagen wichtiger Akteure, der gegenwärtigen Diskussion um die Art des Ersatzes von Altkraftwerken und der Bewertung der Kernenergie für den Klimaschutz von besonderem Interesse. Die hohe Wachstumsdynamik der EE speziell in diesem Sektor sowie der fluktuierende Charakter der meisten EE-Energiequellen, der an die Integration in die Stromversorgung höhere Ansprüche als die Nutzung speicherbarer Energien stellt, sind weitere Punkte, die auf großes Interesse in der Fachwelt und der Öffentlichkeit stoßen.

Unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik auf der Basis der Ausgangsdaten von 2007 kann sich im LEITSZENARIO 2008 der in **Abbildung 3.11** dargestellte Zubau einstellen. Dabei ist angenommen, dass die Vorrangregelungen des EEG zum Anschluss von EE-Anlagen an Stromnetze und zur Einspeisung von EE über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Gleichzeitig wird die Degression der Vergütungssätze stetig fortgeschrieben. Von 87,5 TWh/a im Jahr 2007 kann der Beitrag der EE bis 2020 auf 178 TWh/a steigen. Damit liegt das LEITSZENARIO 2008 über dem im Leitszenario 2006 in [BMU 2007] ermittelten Ausbau von 156 TWh/a für 2020 und auch über dem Szenario EE des Energiegipfels [BMWi 2007]. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch des LEITSZENARIOS 2008 im Jahr 2020 von 586 TWh/a entspricht der EE-Anteil **30,4%**. Im **Jahr 2030** erreicht die Stromerzeugung aus EE einen Anteil von **50%** am Bruttostromverbrauch des LEITSZENARIOS 2008.

Zum Vergleich sind die Werte der Energiegipfelszenarien KV und EE [BMWi 2007] und des Energiereports IV [EWI/Prognos 2005] angegeben. Die Energiegipfelszenarien waren von einem niedrigeren Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 ausgegangen und ermittelten für 2020 einen 24%-igen bzw. 30%-igen Anteil der EE. An der Bruttostromerzeugung des Jahres

2020 des LEITSZENARIO 2008 gemessen, liegen die Werte der beiden Szenarien bei lediglich 22,5 bzw. 28%. Ersichtlich ist, dass unzureichende Effizienzerfolge bei der Nutzung von Strom relative Zielvorgaben gefährden. An den Zuwachsvorstellungen des Energiereport IV des Jahres 2005 lässt sich erkennen, wie stark sich die Einschätzungen zur Wachstumsdynamik der EE inzwischen verändert haben. In nahezu allen bisherigen Untersuchungen wurden die EE-Wachstumsraten regelmäßig unterschätzt.

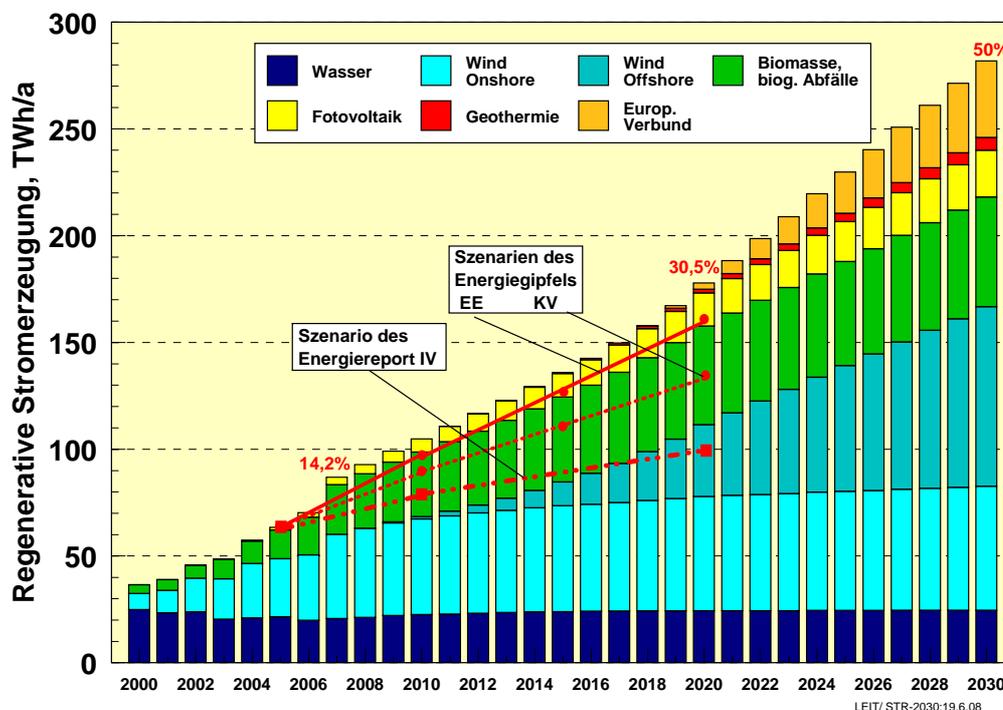


Abbildung 3.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des neuen EEG und Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels KV und EE [BMWi 2007] und des Energiereport IV [EWI/Prognos 2005]

Zwischen 2000 und 2006 hat die Stromproduktion aus EE jahresdurchschnittlich um 5,6 TWh/a zugenommen. Die Zunahme im Jahr 2007 war mit 16 TWh/a außerordentlich hoch, insbesondere weil das Windangebot gegenüber den Vorjahren wieder deutlich höher ausfiel. Aus Abbildung 3.11 wird deutlich, dass die etwa ab 2002 entstandene Wachstumsdynamik sich stetig fortsetzt. Bis 2015 nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 6,2 TWh/a zu, also im Durchschnitt etwas höher als in den Jahren 2000 bis 2006, da kein Anlass besteht, hinter die bisherige Wachstumsdynamik zurückzufallen. Beginnend etwa ab 2015 können die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden. Bis dahin werden auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein, weshalb sich danach der jährliche Zuwachs beschleunigt und sich in der Periode 2016-2020 auf jährlich 8,7 TWh/a beläuft. Damit zeigt sich, wie schon in [BMU 2007a] abgeleitet, dass das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 einen Anteil der EE von mindestens 30% am Bruttostromverbrauch bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das EEG grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte. In der Periode 2020 bis 2030 steigt der jährliche Zuwachs der Stromerzeugung aus EE auf durchschnittlich 10 TWh/a, da dann die meisten der EE-Technologien in einem fair liberalisierten Strommarkt sehr günstige Marktchancen haben.

Wind und Biomasse werden auch in 2020 mit 77% den weitaus größten Teil des aus EE bereitgestellten Stroms liefern. Die Annahmen für ihren weiteren Ausbau sind daher von be-

sonderem Einfluss auf den EE-Ausbau in diesem Szenario. Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2007) und die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet sowie die noch erwarteten F+E-Erfolge berücksichtigt. Für die Nutzung der Windenergie an Land wird im LEIT-SZENARIO 2008 ein eher verhaltenes weiteres Wachstum angenommen, da mögliche Repowering-Maßnahmen nicht voll ausgeschöpft werden können und die in einigen Bundesländern von den jeweiligen Landesregierungen gesetzten Ausbaurestriktionen nicht wesentlich abgebaut werden. Ausgehend vom Zubau im Jahr 2007 in Höhe von 1 670 MW/a (2006 waren es noch 2 200 MW/a), von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen und von einem nur allmählichen Einstieg in das „Repowering“ ab etwa 2010 ist mittelfristig mit einem merklichen Rückgang der jährlich installierten Leistung bis etwa 2012 zu rechnen. Danach erfolgt wieder ein Anstieg, wegen des hohen Ersatzbedarfs für Anlagen mit Baujahr Anfang der 2000er Jahre. In dieser Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von 25 260 MW in 2010 und von 28 000 MW im Jahr 2020.

Der Einstieg in die Offshore-Windnutzung beginnt 2008 mit dem ersten Pilotpark bei Borkum mit 60 MW Leistung. Danach wird im Szenario davon ausgegangen, dass die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 450 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Unter der Voraussetzung eines erfolgreichen Einstiegs kann die Leistung bis 2015 auf 3 600 MW und bis 2020 auf 10 000 MW steigen. Dieser Ausbau, der gegenüber früheren Szenarien zurückhaltender ist [EEG 2008], stellt aus heutiger Sicht allerdings immer noch eine relativ optimistische Entwicklung dar und verlangt eine erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme der ersten Windparks sowie den rechtzeitigen Ausbau der entsprechenden Stromnetze und der Infrastruktur an der Küste. Unter diesen Voraussetzungen wird bis 2030 von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann 23 000 MW ausgegangen. Diese längerfristigen Annahmen decken sich in etwa mit den Vorstellungen der Windbranche [BWE 2006].

Infolge der stetigen Steigerung der Einheitsleistung und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 1 920 h/a für Windkraftanlagen an Land und von 3 570 h/a für Offshore-Anlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 38 000 MW Windleistung installiert, die dann knapp 87 TWh/a Strom (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung) produzieren können. Dies entspricht zu diesem Zeitpunkt 15% der gesamten Bruttostromerzeugung. Für die Erreichung des 30%-Ziels ist eine zügige Installation von Offshore-Anlagen von großer Bedeutung. Der in 2020 erzeugte Strom aus Offshore-Anlagen entspricht 5,8% der im Jahr 2020 angenommenen Bruttostromerzeugung, ist also für die zeitgerechte Erreichung des 30%-Ziels von großer Bedeutung. Sollte die Leistungsinstallation bis 2020 geringer ausfallen als im LEITSZENARIO 2008 angenommen, könnte bis zu einem gewissen Umfang die entsprechende Strommenge jedoch durch eine deutlichere Unterstützung des Repowering von Windkraftanlagen auf dem Land ausgeglichen werden (vgl. auch Szenarien E).

Als Folge der im LEITSZENARIO 2008 erfolgten Prioritätensetzung zugunsten der stationären Nutzung von Biomasse, wächst die Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin deutlich und verdoppelt sich bis 2020 gegenüber 2007 auf insgesamt 46 TWh/a (einschl. der biogenen Anteile der Abfälle), was dann 7,9% der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht. In etwa gleichem Ausmaß verteilt sich das Wachstum auf Biogas und auf feste Biomasse. Nach der Art der Biomassequellen stammen im Jahr 2020 20 TWh/a aus Biogas, 2 TWh/a aus Klär- und Deponiegas, 4 TWh/a aus flüssigen Brennstoffen und 17 TWh/a aus festen Brenn-

stoffen. Weitere 4 TWh/a stammen aus dem biogenen Anteil der Siedlungsabfälle. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt die stationäre Nutzung der Biomasse fast ausschließlich in KWK unter weitgehender Verwertung der Abwärme in Nahwärmenetzen und/oder größeren Einzelobjekten. Entsprechende Anreize sieht das aktuelle EEG vor. Im Jahr 2020 wird unter dieser Annahme mit 145 PJ/a Wärme aus KWK-Anlagen rund die dreifache Menge gegenüber dem Wert des Jahres 2007 genutzt. Nach 2020 nähert man sich den oben definierten Potenzialgrenzen der Biomassenutzung, sodass der weitere Ausbau der Biomassenutzung bis gegen 2030 mit dann 52 TWh/a Stromerzeugung nahezu abgeschlossen ist. Sie erreicht kurz danach den maximalen Wert der Stromerzeugung von 54 TWh/a (und 180 PJ/a KWK-Wärme). Das für 2020 ermittelte Nutzungsniveau bei der stationären Verwendung von Biomasse in obiger Aufteilung, erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller biogenen Rest- und Abfallstoffe auf 0,45 Mio. ha den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) und auf 0,70 Mio. ha den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen. Während es derzeit noch keine energetisch genutzten KUP gibt, werden bereits von 0,40 Mio. ha Mais und Gras für die Biogasherstellung verwendet. Bei voller Ausschöpfung des oben erläuterten Potenzials verteilen sich die 1,85 Mio. ha auf 1 Mio. ha KUP und 0,85 Mio. ha Pflanzen für Biogas.

Die jährlich installierte PV-Leistung hat in 2007 einen Rekordwert von 1 150 MWp/a erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass auch das weitere Wachstum dazu dient, mittelfristig einen ausreichend großen Inlandsmarkt aufzubauen, der es deutschen Unternehmen ermöglicht, sich erfolgreich auf den internationalen Märkten zu behaupten. Eine dynamische Ausweitung des globalen Marktes ist für die Fotovoltaik von entscheidender Bedeutung, wenn die für längere Zeit noch erforderlichen zweistelligen Wachstumsraten aufrechterhalten werden sollen [PV 2005]. Die im LEITSZENARIO 2008 unterstellte zukünftige inländische Ausbauaktivität geht – vor dem Hintergrund der im aktuellen EEG beschlossenen erhöhten Degression der Vergütung - von zunächst etwa gleichbleibenden jährlichen Zubaumengen von 1 200 MW/a aus. Nach 2012 verringert sich die Zubaurate auf 1 000 MW/a. Dies führt zu einer installierten Leistung von 17 900 MW im Jahr 2020. Mit dieser ausgewogenen Marktentwicklung ist gewährleistet, dass sich der Inlandsmarkt weiterhin dynamisch entwickeln und die weitere Kostendegression zügig voranschreiten kann. Andererseits wird ein zu hohes Ansteigen der mit dem Ausbau der Fotovoltaik verbundenen Differenzkosten verhindert. Diese Kosten, die auch im Energiepreispfad A noch relativ hohe Beträge um 3,5 Mrd. €/a annehmen, werden von Skeptikern des EE-Ausbau kritisiert [RWI 2008] und damit der weitere PV-Ausbau im Inland als Ganzes infrage gestellt. Nach deutlichen Kostendegressionen (erwartete Stromgestehungskosten in 2020: 14 ct₂₀₀₅/kWh) stellt sich nach 2020 wieder ein höheres Wachstum ein. Dies führt bis 2030 zu einer installierten Leistung von 24 000 MW.

Noch vernachlässigbare bzw. keine Beiträge leisten bisher die Stromerzeugung aus Geothermie und EE-Strom aus einem europäischen Verbund. Bei der Geothermie wird von einem erfolgreichen Einstieg zunächst auf der Basis hydrothermalen Anlagen, später mittels HDR-Anlagen ausgegangen, der bis 2015 zu einer installierten Leistung von 100 MW und bis 2020 von 280 MW führt. Damit werden 1,8 TWh/a Strom erzeugt. Danach kann sich das Wachstum beschleunigen und bis 2030 auf 850 MW steigen. Wegen der geringen Wirkungsgrade der Stromerzeugung aus geothermaler Wärme, ist ein wesentliches Kriterium für den Ausbau derartiger Anlagen die Nutzung der Abwärme in entsprechenden Nahwärmenetzen. Diese Nutzung verbessert auch ganz wesentlich die Wirtschaftlichkeit der geothermalen Stromerzeugung. Sie bestimmt aber auch ganz entscheidend die nutzbaren Potenziale.

Nach 2020 wächst im LEITSZENARIO 2008 auch die Bedeutung eines europäischen Stromverbunds auf der Basis von EE. Dieser Verbund wird die logische Konsequenz aus einem

europaweiten Ausbau der EE sein, der durch die Ziele der EU vorgezeichnet ist. Sowohl aus ökonomischer Sicht als auch Gründen der Energieversorgungssicherheit [Tänzler/Luhmann 2007] und der verbesserten Integrationsmöglichkeiten von EE in die Gesamtversorgung [BMU 2008c] hat ein wachsender großräumiger Verbund aus EE Vorteile. Da sehr große und kostengünstige EE-Potenziale außerhalb Deutschlands liegen (Strom aus Wind und solarthermischen Kraftwerken, langfristig möglicherweise auch Wellenenergie), wird – beginnend kurz vor 2020 – mit einem Nettoimport von EE nach Deutschland gerechnet. Er beläuft sich in 2020 auf knapp 3 TWh/a und steigt bis 2030 auf 36 TWh/a. Dafür sind anteilig rund 6 500 MW Kraftwerksleistung im Ausland erforderlich.

Der Verlauf der jährlich installierten Anlagenleistung (Neubau und Ersatzbedarf) für den Stromsektor in **Abbildung 3.12** zeigt, dass die Schwankungen der letzten Jahre durch die Veränderung der jährlich installierten Windleistung verursacht wurden. Sie bewegen sich insgesamt zwischen 3 000 und 3 500 MW/a mit einem Spitzenwert von 3 800 MW/a im Jahr 2006. Diese Spitzenwerte bei Zubau von Wind- und Biomasseanlagen wird die nächsten Jahre nicht erreicht werden. Insbesondere der resultierende Rückgang des Zubaus von Windkraftanlagen auf rund 1 000 MW/a in 2010 führt dazu, dass die Anlagenleistung im Strombereich zunächst von derzeit rund 3 360 MW/a im Jahr 2007 bis zum Zeitraum 2010 auf ca. 2 700 MW/a sinkt. Nach 2010 steigt der Umsatz im LEITSZENARIO 2008 wieder wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs (speziell im Bereich der Windenergie) und des deutlichen Wachstums im Offshore-Bereich deutlich. Im Jahr 2020 wird ein Wert von knapp 5 900 MW/a erreicht, der bis 2030 auf 6 300 MW/a steigt. Die kumulierte Leistung aller EE steigt von derzeit 34,8 GW auf 43,2 GW in 2010 über 69,2 GW in 2020 auf 97,5 GW in 2030.

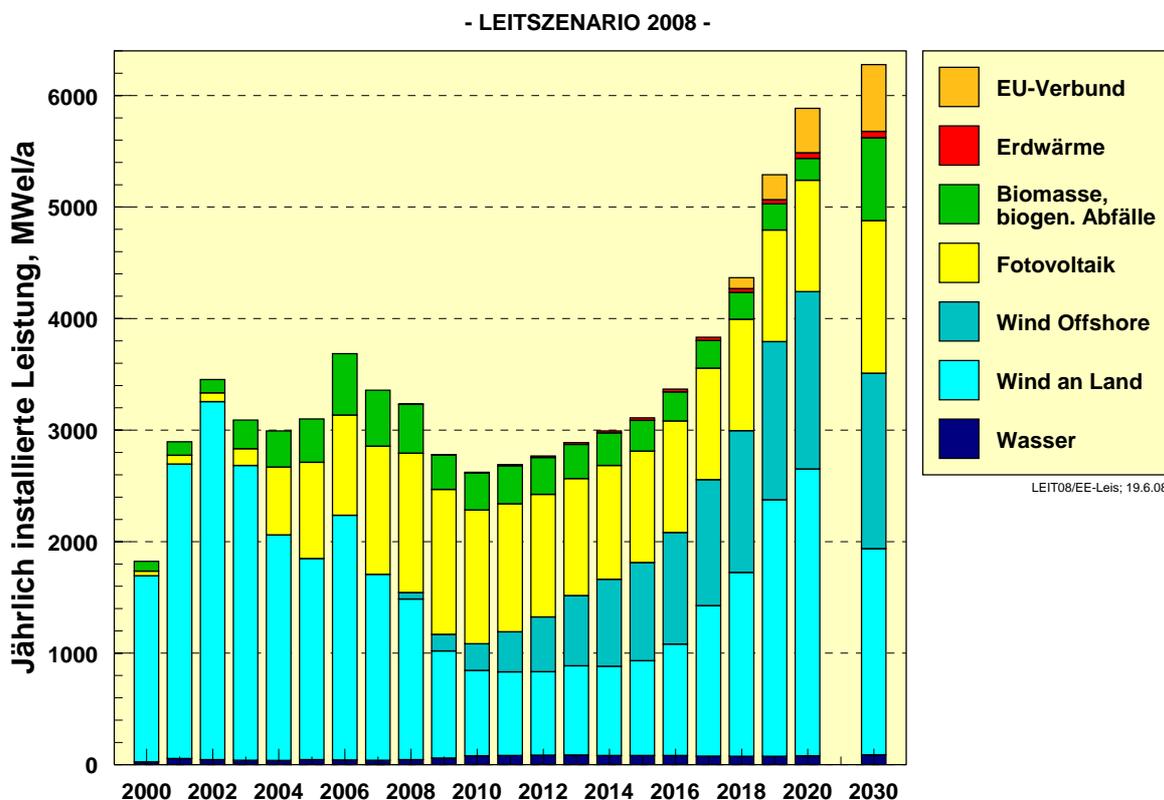


Abbildung 3.12: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis zum Jahr 2030

3.4 Die Entwicklung der gesamten Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 bis zum Jahr 2050

Aus der Struktur des Bruttostromverbrauchs (**Abbildung 3.13**) ist ersichtlich, dass die Industrie der Hauptverbraucher mit derzeit 39% des Verbrauchs ist. Die größten Wachstumsraten zeigen gegenwärtig aber die Privaten Haushalte und der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit zusammen 46% Verbrauchsanteil. Der Verkehr beansprucht mit knapp 3% nur relativ geringe Strommengen. Rund 11% stellt der Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Pumpstrom- und Verteilungsverluste dar.

In Abbildung 2.2 ist der zukünftige Bruttostromverbrauch im LEITSZENARIO 2008 abgeleitet worden. Er ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Verstärkt greifende Effizienzaktivitäten werden kurzfristig bestenfalls in der Lage sein, den Zuwachs zu stoppen, erst allmählich wird sich auch ein Rückgang der Stromnachfrage ergeben. Bis zum Jahr 2020 wird im LEITSZENARIO 2008 von einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2007 um 6% ausgegangen. Dies liegt unter der Zielsetzung des UBA mit 10 bis 11% [UBA 2007] und des Energiegipfels, wird aber angesichts des bisher nicht gebremsten Anstiegs für durchaus ehrgeizig gehalten. Die Stromproduktivität (BIP/STROM) muss dazu bis 2020 um 33% gegenüber dem heutigen Wert steigen. Den Rückgang des Stromverbrauchs tragen im Szenario die Privaten Haushalte überproportional, weil dort die größten Einsparpotenziale vorhanden sind. Langfristig kann der Stromverbrauch (ohne den ab 2030 unterstellten zusätzlichen Einsatz von EE-Strom zur Wasserstoffbereitstellung) um rund 20% sinken. Dazu ist es erforderlich, die Stromproduktivität bis 2050 auf das Zweifache des heutigen Wertes zu steigern. Die Verbrauchsabnahme wird gebremst durch die steigende Nachfrage im Verkehr. Sie liegt im LEITSZENARIO 2008 im Jahr 2050 mit 24 TWh/a um 40% über dem heutigen Wert, was 5% des zu diesem Zeitpunkt bestehenden Stromverbrauchs entspricht.

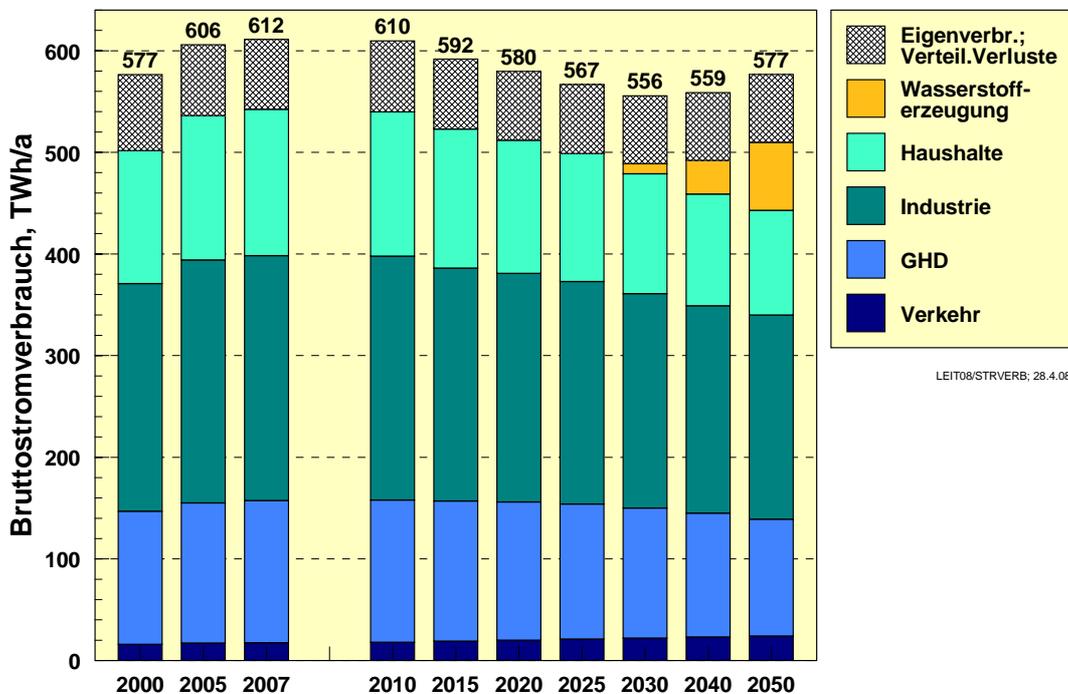


Abbildung 3.13: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im LEITSZENARIO 2008

Weitere Effizienzerfolge beim Stromeinsatz und ein stärkerer Aufwuchs der Elektromobilität auf der Basis zusätzlichen EE-Stroms werden in den Szenariovarianten E dargestellt. Aus Sicht der EE ist der Zeitabschnitt bis 2020 von wesentlicher Bedeutung, weil bis dahin nicht nur mengenmäßig sondern auch kostenseitig ihre vollständige Gleichberechtigung im Stromsektor stattfinden wird, wenn das LEITSZENARIO 2008 umgesetzt wird. Doch auch im Jahr 2020 dominiert trotz des Wachstums der EE und der KWK noch die Kondensationsstromerzeugung mit 56% (2005 = 82%) und fossile Brennstoffe stellen noch 64% des Stroms bereit. Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung, die zu einer Reduktion der Kondensationsstromerzeugung auf den für Regelungs- und Ausgleichszwecke erforderlichen Anteil führt und gleichzeitig eine wesentlich ausgewogenere Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen beinhaltet, benötigt aber weitere 20 bis 30 Jahre, (**Abbildung 3.14**). Im Jahr 2030 erreichen die EE einen Anteil von 50% an der Stromerzeugung, werden also im Stromsektor zur wichtigsten Energiequelle. Der Kondensationsstromanteil beträgt noch 34%, derjenige der fossilen KWK 16% (KWK einschließlich Biomasse-KWK 25%). Im Jahr 2050 beträgt die Kondensationsstromerzeugung nur noch 4%, die erneuerbaren Energien dominieren die Stromversorgung mit 81% Anteil an der Bruttostromerzeugung.

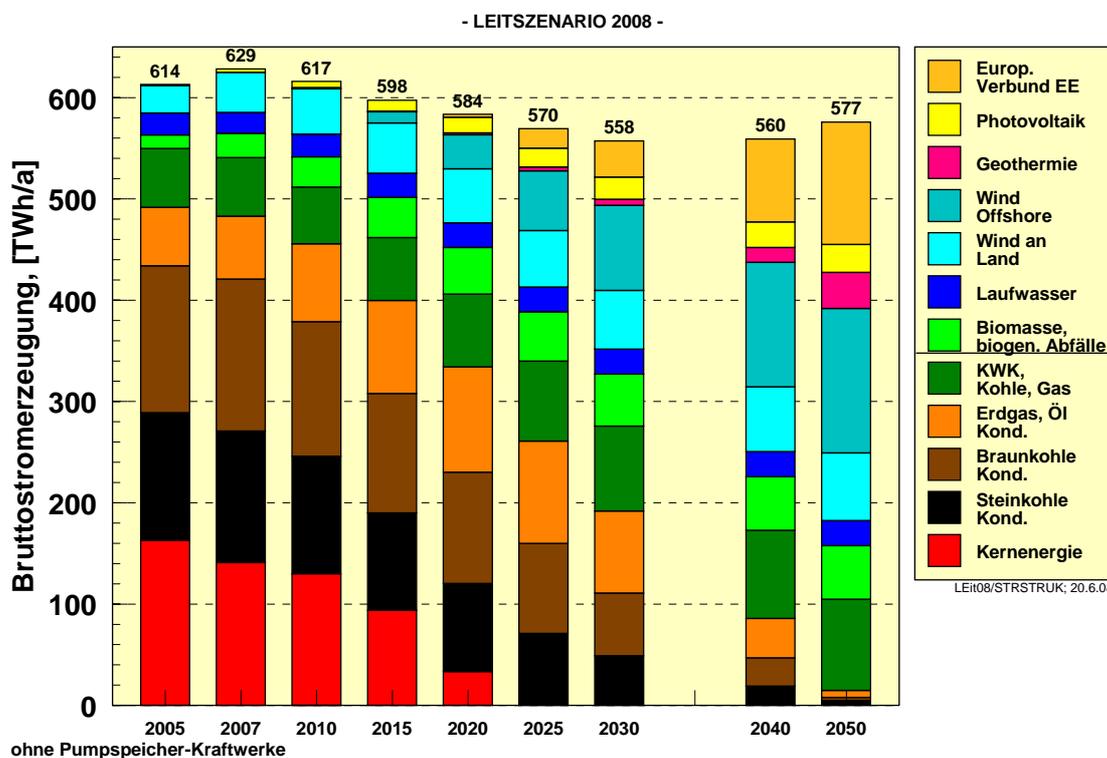


Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung⁶ im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (ab 2030 wird EE-Strom auch zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt)

Aus Gründen der Kostenoptimierung, aber auch um mit EE Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen zu können, stammen von den dann aus EE bereitgestellten 472 TWh/a

⁶ Im LEITSZENARIO 2008 und in den Szenariovarianten wird die aus dem europäischen EE-Stromverbund bereitgestellte Strommenge zur „inländischen“ Erzeugung gerechnet um den Stellenwert dieser Option für die deutsche Stromversorgung deutlich zu machen. Der grenzüberschreitende Stromaustausch aus fossilen Quellen wird dagegen, wie üblich, als Export/Import-Saldo bilanziert.

Strom rund 50% aus regelbaren (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwerke) oder bedingt regelbaren Energiequellen (Wasserkraftwerke). Auch der Anteil der Offshore-Windenergie (weitere 33%) zeigt eine günstige Erzeugungscharakteristik, welche die Sicherung der Stromversorgung gewährleisten kann. Von wachsender Bedeutung wird ab 2030 der europäische Verbund zur Nutzung großer kostengünstiger EE-Potenziale. An herausragender Stelle sind hier solarthermische Kraftwerke zu nennen, deren Erzeugungspotenziale im Mittelmeerraum enorm sind und die aufgrund der kraftwerksinternen thermischen Speichermöglichkeiten abrufbare und damit gesicherte Leistung bereitstellen können. Im Jahr 2050 werden 25% des gesamten EE-Stroms (120 TWh/a) über den europäischen Verbund bereitgestellt, wovon wiederum rund 75% aus solarthermischen Kraftwerken stammen.

Die Wirkung der Umstrukturierung des Stromsektors zeigt sich in einer deutlichen Minderung der Umwandlungsverluste. Gehen derzeit rund 3 200 PJ/a Brennstoffe bei der Stromerzeugung verloren, so sind es im Jahr 2020 noch 1 860 PJ/a und im Jahr 2050 sogar nur noch 200 PJ/a. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 309 Mio. t/a auf 248 Mio. t/a im Jahr 2020 und auf 32 Mio. t/a im Jahr 2050. Daran sind, neben dem Zuwachs der EE, besonders in der Phase des Ausstiegs aus der Kernenergie auch das Wachstum der KWK, die Effizienzsteigerung bei der Stromnachfrage, effizientere neue Kondensationskraftwerke und die Veränderung des fossilen Brennstoffmixes zugunsten des Erdgases beteiligt.

Sowohl zur ausreichenden Reduktion der CO₂-Emissionen in der Zeit des Kernenergieausbaus als auch zur angestrebten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung ist Erdgas in der Übergangszeit bis 2030 für eine effiziente Stromerzeugung von wesentlicher Bedeutung. Das wird aus den Angaben der **Tabelle 3-4** sichtbar. Zwar ist im LEITSZENARIO 2008 die Stromerzeugung in Kohle-Kondensationskraftwerken mittelfristig noch von erheblicher Bedeutung (2020: 197 TWh/a), diejenige von Erdgas-Kondensationskraftwerken steigt aber parallel bis 2020 um rund 70%. Auch beim Ausbau der KWK spielt Erdgas eine wesentliche Rolle. Während die Stromerzeugung aus Kohle-KWK bis 2020 etwa konstant bleibt um dann zurückzugehen, steigt diejenige aus Erdgas stetig bis 2050 auf nahezu das Dreifache des heutigen Wertes. Gleichzeitig ist Erdgas für die Ausweitung der dezentralen KWK (BHKW für Nahwärme und Einzelobjekte) unerlässlich; ihr Beitrag auf der Basis von Erdgas vervierfacht sich bis 2050. Damit ist Erdgas, neben der Biomasse, der Garant für die angestrebte Ausweitung des Beitrags der KWK an der Stromerzeugung. Wie bereits in Abschnitt 3.2 (Abbildung 3.4) dargestellt, kann dieser Erdgasmehrbedarf durch entsprechende Einsparungen beim Erdgaseinsatz in der Raumheizung kompensiert werden. Insgesamt wird der Gaseinsatz dadurch effizienter.

Den strukturellen Angaben zur KWK in Tabelle 3-4 kann zudem entnommen werden, dass an der Ausweitung der KWK die dezentrale KWK weit überproportional beteiligt ist. Wegen der forcierten Anstrengungen zur Reduktion des Wärmebedarfs verfügen die Fernwärmeversorgung und die industrielle KWK auf der Wärmeseite nicht mehr über Wachstumspotenziale. Ihre Ausweitung auf der Stromseite geschieht ausschließlich über die Erhöhung der Stromkennzahl. Dagegen werden mit BHKW für Nahwärmenetze und Einzelobjekte neue Wärmeverbraucher aus dem Einzelheizungsbereich gewonnen. Dazu muss insbesondere auch der Altbaubestand erschlossen werden. Diese „dezentrale“ Ausweitung der KWK ist auch eng mit der effizienten Nutzung der Biomasse und einer möglichst weitgehenden Nutzung der bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie anfallenden Abwärme verknüpft. Evident ist, dass der Anteil der EE an der Stromerzeugung aus KWK stetig wächst. Er lag in 2005 bei 19%, beträgt in 2020 schon 38% und steigt bis 2050 auf 42%.

Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im LEITSZENARIO 2008

TWh/a	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Kohlen	304	279	228	138	70	25
- davon KOND	272	248	197	111	47	7
- davon KWK	32	31	31	27	23	18
Erdgas	84	104	145	138	103	80
- davon KOND	58	77	102	80	39	7
- davon KWK	26	27	43	58	64	73
Fossil gesamt	388	383	373	276	173	105
-davon KOND	330	325	299	191	86	14
- davon KWK	58	58	74	85	87	91
-- davon BHKW (Erdgas; Öl)*	10	12	19	30	35	41
KWK gesamt; (einschl. Bio- masse und Geothermie**)	72	86	119	138	147	158
- Fernwärme (HKW)	30	31	38	38	37	35
- Nahwärme, Objekte (BHKW)	8	15	30	44	53	64
- Industrie (HKW, BHKW)	34	40	51	56	57	59

*) BHKW für Nahwärme, Objekte und Industrie

***) enthält 2005 und 2010 auch Biomasse-Anlagen ohne KWK

Aus **Tabelle 3-5** ist ersichtlich, wie unerlässlich für den Ausbau der EE im Stromsektor eine wirksame Flankierung durch eine kombinierte Strategie der Effizienzsteigerung und des KWK-Ausbaus im Stromsektor ist. Die EE allein sind von der bis 2020 produzierbaren Strommenge her nicht in der Lage, die CO₂-Emissionen der gesamten Energieversorgung während der Zeit des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das angestrebte Niveau des Jahres 2020 zu reduzieren. Zu jedem Zeitpunkt übertrifft zwar der ab 2000 kumulierte Zuwachs des EE-Stroms den kumulierten Rückgang des Kernenergiestroms in demselben Zeitraum, um 2020 liegt die Differenz aber nur bei 4 TWh/a⁷. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke steigt die Differenz jedoch wieder rasch an und liegt in 2030 bei 75 TWh/a. Bereits im Jahr 2020 werden aber die EE mit insgesamt 178 TWh/a mehr Strom erzeugen als die Kernenergie jemals zuvor erreicht hat (171 TWh/a in 2001).

Tabelle 3-5: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im LEITSZENARIO 2008

TWh/a	Status	Rückgang bzw. Zuwachs ab 2000						
		2000	2005	2007	2010	2015	2020	2025
Kernenergie	170	-7	-19	-40	-76	-137	-170	-170
Erneuerbare Energien	37	+26	+51	+67	+99	+141	+193	+245
Differenz		+19	+32	+27	+23	+ 4	+ 23	+ 75

⁷ Der direkte Vergleich der Strommengen bedeutet nicht, dass EE-Strom unmittelbar Kernenergiestrom substituiert. Auf absehbare Zeit ersetzt EE-Strom die zum Zeitpunkt der EE-Einspeisung teuerste Stromerzeugung entsprechend der jeweiligen „Merit Order“-Kurve.

In der Gesamtbilanz ergibt sich bis 2050 der in **Abbildung 3.15** dargestellte Umbau der Kraftwerksstruktur. Von 134 GW installierter Leistung (ohne Pumpspeicher) in 2007, von denen 35 GW Anlagen zur Nutzung von EE sind, steigt die Gesamtleistung auf 154 GW in 2020 und 172 GW im Jahr 2050. Dabei wird ab 2020 die für den EE-Stromimport ermittelte Leistung mitberücksichtigt (vgl. Fußnote 5). Verantwortlich für den deutlichen Zubau ist in erster Linie der EE-Zubau, der zwischen 2007 und 2050 netto 104 GW beträgt. Allein bis 2020 kommen netto weitere 35 GW EE-Leistung hinzu.

Die Leistung aller fossil gefeuerten Kraftwerke, die derzeit bei 80 GW liegt (davon ca. 19 GW in KWK), bleibt bis 2020 konstant, wobei sich jedoch die KWK-Leistung um 4 GW erhöht. Insgesamt sind dann rund 44 GW Kohleleistung installiert (2005: 53 GW), davon 11,5 GW als HKW. Gasgefeuerte Kraftwerke stellen 37 GW bereit (2005: 28 GW), wovon 7,5 GW HKW und 4 GW dezentrale BHKW sind. In 2020 ist also Kohle noch der dominierende fossile Energieträger zur Stromerzeugung. Bis 2030 geht die Leistung fossil gefeuerter Kraftwerke auf 66 GW zurück (davon 25 GW in KWK) und bis 2050 auf 33 GW (davon 25 GW in KWK). Infolge dieser Verschiebung in Richtung der erneuerbaren Energien sinkt die mittlere Auslastung aller Kraftwerke von derzeit 4 800 h/a auf 3 790 h/a in 2020 und auf 3 365 h/a in 2050. Die Auslastung fossiler Kraftwerke allein sinkt von derzeit 4 870 h/a auf 4 640 h/a in 2020 und auf 3 250 h/a in 2050. Daraus wird auch die sich längerfristig ändernde Aufgabenstellung fossiler Kraftwerke sichtbar.

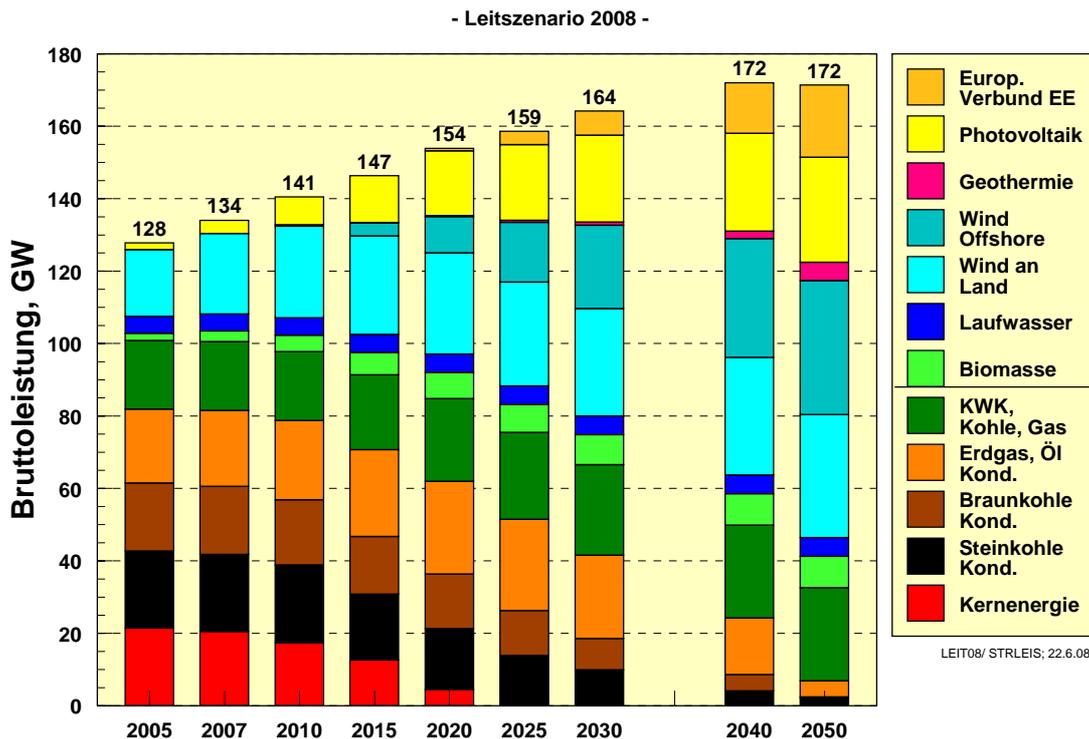


Abbildung 3.15: Struktur der Kraftwerksbruttoleistung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten

3.5 Mögliche Bandbreiten der Veränderungen in der Kraftwerksstruktur bis zum Jahr 2020

Neben der Entwicklung der Stromnachfrage, dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und dem detailliert dargelegten Wachstum der EE beeinflusst der notwendige Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke ganz wesentlich den weiteren Strukturwandel in der Stromerzeugung. Ein wichtiger Parameter in der Diskussion der erforderlichen neuen Kraftwerke und daraus möglicherweise auch resultierender „Kraftwerks- bzw. Stromlücken“ [DENA 2008] ist die tatsächliche Betriebsdauer der bestehenden fossilen Kraftwerke. Die Bandbreite der bis 2020 außer Betrieb gehenden Kraftwerke ist in verschiedenen Untersuchungen bemerkenswert groß [Matthes/Ziesing 2008] und reicht von 19 GW bis 33 GW (**Abbildung 3.16**). Belastbare längerfristige Vorgaben der Kraftwerksbetreiber dazu gibt es derzeit nicht, da die tatsächliche Laufzeit der Kraftwerke durch technische und wirtschaftliche Überlegungen bestimmt wird, die sich stetig ändern. Offensichtlich sinken der Neubaubedarf - und damit eine potentielle „Stromlücke“ - deutlich, wenn von weniger Stilllegungen ausgegangen wird. Andererseits verringert eine zu geringe Zahl von Stilllegungen die Möglichkeiten einer Verbesserung des Kraftwerksparks durch effizientere Neukraftwerke und durch eine ausreichend hohe Anzahl von KWK-Anlagen. Gewisse Ertüchtigungsmaßnahmen hinsichtlich Effizienzverbesserung sind jedoch auch bei Bestandskraftwerken möglich.

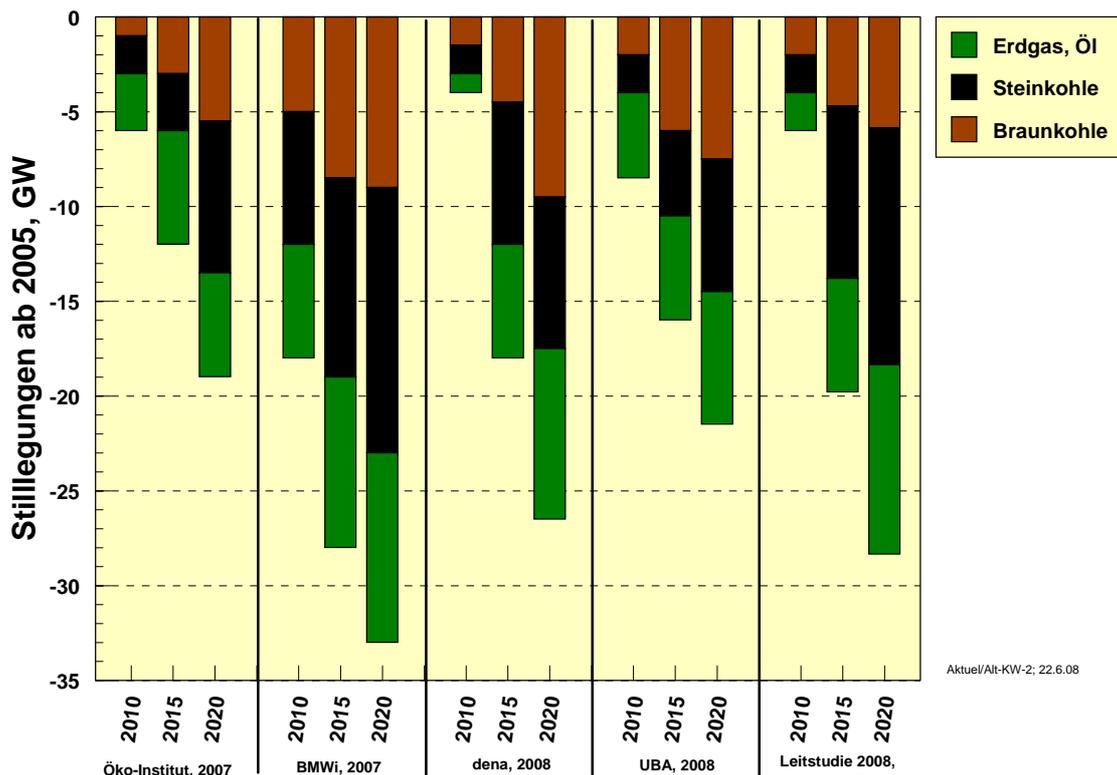


Abbildung 3.16: Stilllegungen fossiler Bestandskraftwerke ab 2005 bis 2020 in verschiedenen Untersuchungen (in Anlehnung an [Matthes/Ziesing 2008])

In 2005 waren unter Berücksichtigung der Leistung aller BHKW und der EE (jedoch ohne Pumpspeicherleistung) in Deutschland 128 GW Kraftwerksleistung installiert [BMWi 2008]. Die Annahmen im LEITSZENARIO 2008 für den Abgang fossiler Großkraftwerke gehen von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren aus. BHKW und EE-Anlagen sind zwischen 15 und 25

Jahre im Einsatz. Unter dieser Voraussetzung werden bis 2020 Kraftwerke und EE-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 62 GW stillgelegt (**Abbildung 3.17**). Aufgeteilt nach Brennstoffarten sind dies 18 GW größere kohlegefeuerte Kraft- und Heizkraftwerke (einschließlich übrige feste nichtbiogene Brennstoffe und Müll-HKW), 9 GW gas- und ölgefeuerte Kraft- und Heizkraftwerke, knapp 1 GW dezentrale mit Erdgas bzw. Öl betriebene BHKW, 14 GW Windkraftanlagen sowie 3 GW weitere Anlagen zur Nutzung von EE und schließlich 17 GW Kernkraftwerke. Bis 2030 sind es insgesamt bereits 95 GW, also 75% der Kraftwerkskapazität des Jahres 2005.

Wegen des oben abgeleiteten Ersatzbedarfs und der Kompensation der Kernkraftwerksleistung bleibt trotz deutlichen Zubaus der EE und des Rückgangs der Stromnachfrage noch ein Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke. In **Tabelle 3-6** sind der Kraftwerksbestand 2005 und die Stilllegung 2006 bis 2020 aus **Abbildung 3.17** nach Kraftwerksarten und Energieträgern aufgeschlüsselt. An „Altkraftwerken“ aller Art sind in 2020 danach noch 66 GW der in 2005 existierenden Kraftwerke in Betrieb, davon 51 GW fossile Kraftwerke, 10 GW EE-Anlagen und knapp 5 GW Kernkraftwerke, wenn die o. g. Nutzungsdauern eingehalten und die Kernkraftwerke planmäßig stillgelegt werden.

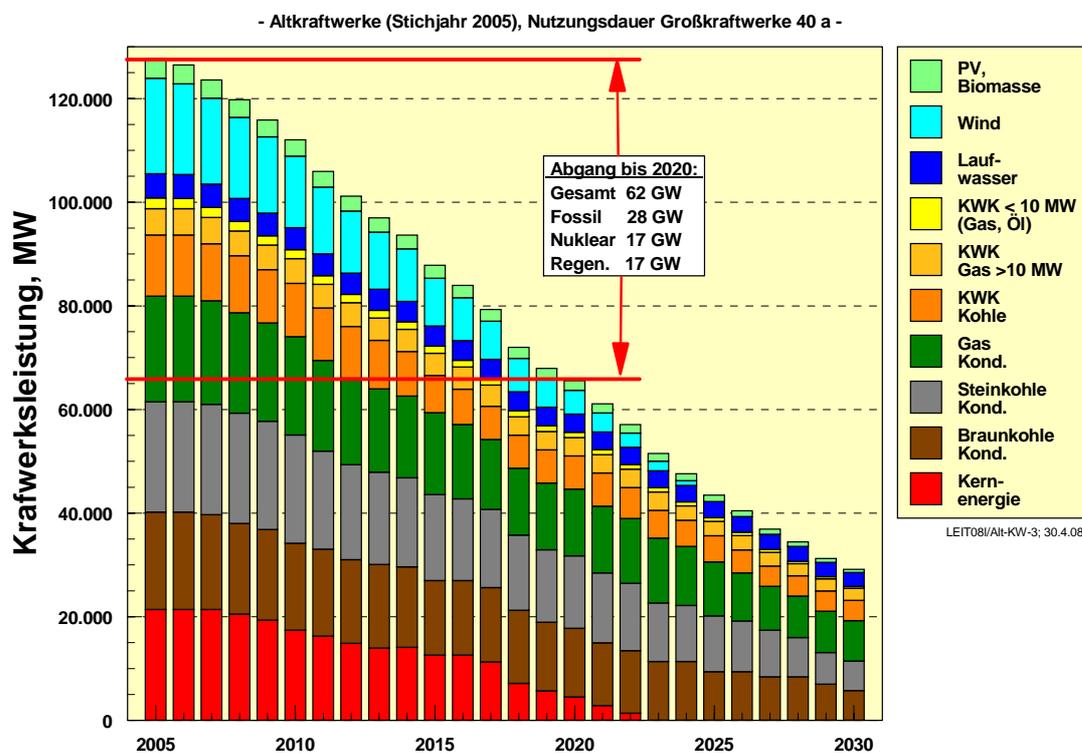


Abbildung 3.17: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030 unter den genannten Annahmen zur Lebensdauer der Kraftwerke im LEITSCENARIO 2008

Der im LEITSCENARIO 2008 „notwendige“ Zubau neuer Kraftwerke bis 2020 beläuft sich auf insgesamt 88,5 GW, wovon allein 59 GW von Anlagen zur Nutzung von EE stammen. Zur Ausfüllung der noch erforderlichen Neubauleistung fossiler Kraftwerke (ab 2006 bis 2020) in Höhe von 29,4 GW sind unter den Randbedingungen dieses Szenarios noch 9,8 GW Kohlekraftwerke „zulässig“. Die übrigen 19,6 GW (einschließlich BHKW) müssen auf Erdgasbasis bereitgestellt werden, wenn der im LEITSCENARIO 2008 ermittelte nationale Klimaschutzpfad mit einer Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen um 36% gegenüber 1990 nicht gefähr-

det werden soll. In den Jahren 2006 und 2007 sind bereits 2,9 GW neue fossile Kraftwerke in Betrieb gegangen [BDEW 2008], so dass noch 26,5 GW an neuer fossiler Kraftwerksleistung bis 2020 errichtet werden müssen.

Tabelle 3-6: Struktur der im LEITZENENARIO 2008 erfolgten Kraftwerksstilllegung und des Zubaus neuer Kraftwerke zwischen 2006 und 2020 entsprechend der hier angenommenen Nutzungsdauer von Altanlagen

Leistung in GW Jahr	Bestand		Stilllegung	Alt- KW	Zubau	Bestand
	2000	2005	2006-2020	2020	2006-2020	2020
Kond. Kraftwerke	90,4	81,9	37,2	44,7	17,3	62,0
-Steinkohle/Übr. feste B.	26,3	21,3	7,3	14,0	2,8	16,8
-Braunkohle	18,8	18,8	5,5	13,3	1,8	15,1
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	21,7	20,4	7,5	12,9	12,7	25,6
- Kernenergie	23,6	21,4	16,9	4,5	0,0	4,5
Öffentliche HKW	9,7	10,3	4,1	6,2	6,2	12,4
- HKW Braunkohle	3,0	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2
- HKW (Steinkohle, Müll)	5,1	5,5	3,5	2,0	3,7	5,7
- HKW (Erdgas +Öl)	1,6	1,6	0,3	1,3	2,1	3,4
Nahwärme + Objekte	0,7	1,3	0,6	0,7	4,6	5,3
- BHKW(Gas;Öl)	0,5	0,6	0,3	0,3	1,3	1,6
- BHKW.(Biomasse)	0,2	0,7	0,3	0,4	3,3	3,7
Industrielle KWK	8,8	9,4	4,2	5,2	7,3	12,5
- HKW (Steinkohle)	3,4	3,2	1,7	1,5	1,2	2,7
- HKW (Erdgas, Öl)	3,6	3,5	1,3	2,3	1,8	4,0
- BHKW(Erdgas, Öl)	1,5	1,5	0,7	0,8	1,5	2,3
- BHKW (Biomasse)	0,3	1,2	0,6	0,7	2,9	3,5
Regenerativ (ohne Biomasse)	10,8	25,0	15,9	9,1	53,0	62,1
-Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	4,6	4,7	1,2	3,5	1,6	5,1
-Wind	6,1	18,4	13,8	4,6	33,5	38,1
-Photovoltaik	0,1	1,9	0,9	1,0	16,9	17,9
-Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
- Europ. Energieverbund	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7
Gesamt Erzeugung	120,3	127,8	62,0	65,8	88,5	154,3
-Steinkohle/Übr. feste B.; Müll	34,8	30,0	12,5	17,5	7,7	25,2
-Braunkohle	21,8	22,0	5,9	16,2	2,1	18,3
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	28,8	27,5	10,0	17,5	19,4	36,9
Fossil (einschl. Müll)	85,4	79,5	28,4	51,1	29,4	80,5
Nuklear	23,6	21,4	16,9	4,5	0,0	4,5
Regenerativ (einschl. Biomasse)	11,3	26,9	16,8	10,1	59,1	69,3
Fossile HKW	16,7	17,0	7,1	9,9	9,1	19,0
- HKW Braunkohle	3,0	3,2	0,3	2,9	0,3	3,2
- HKW Steinkohle	8,5	8,7	5,2	3,5	4,9	8,4
- HKW Erdgas (+ Öl)	5,2	5,1	1,6	3,6	3,9	7,4
BHKW gesamt	2,4	3,9	1,9	2,1	9,0	11,1
- BHKW, Erdgas, Öl	1,9	2,0	1,0	1,0	2,8	3,9
- BHKW Biomasse	0,5	1,9	0,9	1,0	6,2	7,2
KWK gesamt	19,1	20,9	8,9	12,0	18,1	30,1

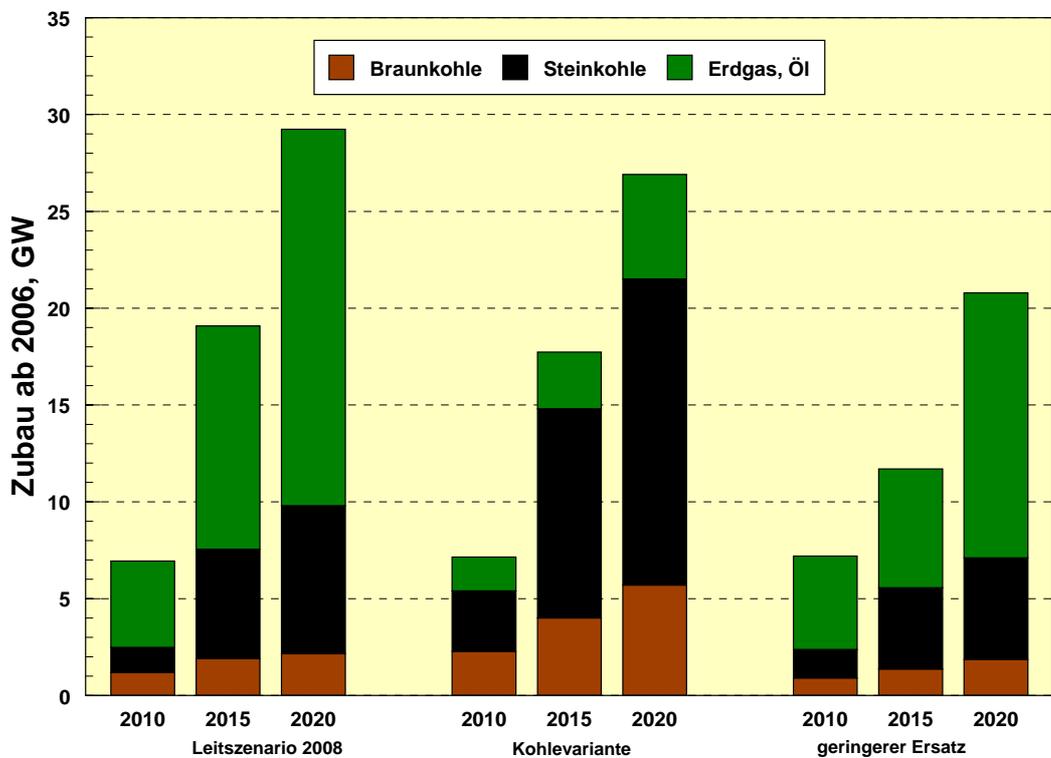
Von der Höhe her entspricht dies etwa den derzeitigen Planungen der Energieversorger, jedoch keineswegs in der Aufteilung auf die Brennstoffarten. Derzeit sind rund 3 GW Braunkohlekraftwerke, 20 GW Steinkohlekraftwerke und lediglich 7 GW Erdgaskraftwerke in Bau bzw. in Planung [VDEW 2007a]. Auch der Ausbau der KWK in der angestrebten Höhe ist in den Planungen der Stromversorger nicht erkennbar. Lediglich rund 3 GW der Kraftwerke sollen als Heizkraftwerke ausgeführt werden. Die Umsetzung des LEITSZENARIOS 2008 erfordert jedoch die Neuinstallation von 12 GW fossiler KWK-Leistung bis 2020, davon 2,8 GW als dezentrale BHKW. Mit der hier vorgeschlagenen Struktur der Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor und dem im LEITSZENARIO 2008 unterstellten Stromverbrauch können die CO₂-Emissionen der gesamten Stromversorgung von derzeit 309 Mio. t CO₂/a um 61 Mio. t/a auf 248 Mio. t/a in 2020 gesenkt werden. Der Beitrag der Stromversorgung zur Gesamtreduktion ist wegen des parallelen Kernenergieausstiegs mit 20% Reduktion gegenüber 2005 zwar unterproportional, liegt aber in der Nähe des gesamteuropäischen Reduktionsziels von -21% für am Emissionshandelssystem beteiligte Großemittenten.

Wie oben dargelegt, sind auch andere Konstellationen der Kraftwerksstruktur im Jahr 2020 vorstellbar. Zwei mögliche Szenarien sind in **Abbildung 3.18** dargestellt. In der „Kohlevariante“ werden die derzeit bekannten Kohlekraftwerksprojekte der Energieversorger umgesetzt. Dabei wird vorausgesetzt, dass in 2020 die gleiche KWK- und EE-Leistung wie im LEITSZENARIO 2008 installiert ist. Diese Annahmen führen zu einem Neubau von 21 GW kohlegefeuerten Kraftwerken (davon 8 GW in KWK), für gasgefeuerte Kraftwerke bleiben danach noch 5,5 GW (davon 2,5 GW in KWK). Die resultierende CO₂-Minderung der Stromerzeugung ist dementsprechend mit 36 Mio. t CO₂/a deutlich geringer als im LEITSZENARIO 2008 (61 Mio. t CO₂/a). Sie führt zu CO₂-Emissionen im Stromsektor von 273 Mio. t/a im Jahr 2020, also zu einer Minderung von nur 12% gegenüber 2005. Damit würden die gesamten nationalen CO₂-Emissionen im Jahr 2020 gegenüber 1990 nur um 33% reduziert. Würde zusätzlich auch noch der KWK-Anteil des LEITSZENARIOS 2008 entsprechend den derzeit erkennbaren Tendenzen reduziert, fielen die CO₂-Emissionsminderung noch geringer aus.

Wird in einer zweiten Variante ein geringerer Kraftwerksersatzbedarf angenommen – es wird der Stilllegungsverlauf nach Öko-Institut, 2007 (vgl. Abbildung 3.15 [Matthes/Ziesing 2008]) zugrunde gelegt – sonst aber die Zubaustrategie des LEITSZENARIOS 2008 beibehalten, so ergibt sich ein gesamter Zubaubedarf an fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 von 21 GW. Wie im Leitszenario sind insgesamt 12 GW in KWK angenommen, damit näherungsweise der von der Bundesregierung angestrebte KWK-Ausbau bis 2020 erreicht werden kann. Damit bleibt für neue Kondensationskraftwerke ein Spielraum von 9 GW. In dieser Variante fallen die erreichbaren Emissionsminderungen mit 256 Mio. t/a im Vergleich zum Leitszenario (248 Mio. t/a) wegen des geringeren Spielraums beim Ersatz alter, weniger effizienter Kraftwerke, geringer aus. Nochmals betont wird, dass in allen Berechnungen davon ausgegangen wird, dass die Altkraftwerke auch tatsächlich außer Betrieb gehen und nicht etwa in Reserve gehalten werden, um ggf. aus ökonomischen Gründen auch nach 2020 zum Einsatz zu kommen.

Die im LEITSZENARIO 2008 ermittelte Aufteilung der zukünftig zu bauenden fossilen Kraftwerksleistung berücksichtigt für den längerfristigen Zeitraum auch, dass wegen des steigenden Anteils von EE im konventionellen Teil der Stromversorgung ein erhöhter Regelbedarf entsteht, der vorzugsweise mit Gaskraftwerken (vorwiegend GuD-Anlagen) abgedeckt wird. Bei sehr hohen Anteilen an EE (ab etwa 2040 mit einem EE-Anteil von knapp 70%) ver-

schwindet die herkömmliche Grundlaststromerzeugung weitgehend, die verbleibenden fossilen Kondensationskraftwerke stellen dann ausschließlich die zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Leistung zur Verfügung.



Aktuel/Zubau; 22.6.08

Abbildung 3.18: Bedarf an neuen fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 im LEITSZENARIO 2008 und in zwei weiteren Varianten

Die oben erläuterten Emissionsbilanzen der Kraftwerksstruktur der jeweiligen Szenarien und die daraus resultierenden Kraftwerkszubauten sind vor dem Hintergrund einer angestrebten Reduktion der gesamten nationalen CO₂-Emissionen um 40% und einer deutlichen Ausweitung des KWK-Anteils der Stromversorgung bis 2020 zu sehen. Ein wesentliches Instrument zur Reduktion von Treibhausgasemissionen wird aber das europäische Emissionshandelsystem (EHS) sein, dem die CO₂-Großemittenten zugeordnet sind. Hierbei werden ab 2013, im Gegensatz zur laufenden Handelsperiode, die zulässigen Emissionen nicht mehr nach einem nationalen Allokationsplan definiert, sondern es wird ein gemeinsamer europäischer Markt für den Handel mit Emissionszertifikaten geschaffen. Für den Stromsektor als größten Teilnehmer an diesem Markt ist zudem eine vollständige Versteigerung der Zertifikate vorgesehen. Beabsichtigt ist, die Emissionsrechte jährlich so zu reduzieren, dass bis 2020 eine CO₂-Reduktion in der gesamten EU um 21% gegenüber 2005 erreicht wird. Die endgültige Festlegung der zwischen 2013 und 2020 einzuhaltenden Reduktionsverpflichtungen soll bis Ende 2008 festgelegt werden. Strittig sind derzeit insbesondere noch die Reduktionsverpflichtungen, die von den Großemittenten in der Industrie zu erbringen sind.

Für nicht am EHS beteiligte Emittenten ist vorgesehen, insgesamt eine Reduktion von 10% festzulegen, diese Verpflichtung aber in nationale Reduktionsverpflichtungen umzulegen. Für Deutschland ist hierfür eine Reduktion um 14% gegenüber 2005 vorgesehen. Die Bandbreite der Verpflichtungen liegt zwischen -20% und +20%, vorwiegend osteuropäische Mitglieds-

länder dürfen also hier ihre Treibhausgasemissionen auch noch steigern. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass sich mit diesen Maßnahmen die europäischen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um rund 20% senken lassen. Wird bis 2013 ein umfassendes internationales Abkommen zur Reduktion von Treibhausgasen abgeschlossen, ist die EU bereit, diese Gesamtreduktion auf 30% zu steigern.

Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke werden auch wesentlich von der Ausgestaltung des EHS beeinflusst. Da nur die gesamteuropäische Deckelung vorgegeben ist, Emissionsrechte also in den Mitgliedsstaaten gehandelt werden können, und zudem in begrenztem Umfang Kompensationen im Rahmen von CDM/JI-Projekten zulässig sind, ist nicht genau vorhersehbar, welche nationalen Emissionsminderungen in 2020 innerhalb des EHS eintreten werden, selbst wenn das gesamteuropäische Ziel für 2020 genau erreicht wird. Es gibt daher auch Spielräume für die Errichtung von fossilen Neukraftwerken in den einzelnen Mitgliedsländern der EU.

Allerdings dürften diese Spielräume sehr begrenzt sein. Ein eventueller Zukauf zusätzlicher Emissionsrechte verlangt an andere Stelle bzw. in anderen Mitgliedsstaaten die Erschließung zusätzlicher Emissionsminderungsmaßnahmen, da die Gesamtsumme der Emissionsrechte unverändert bleibt. Bei der Festlegung der Höhe der Emissionsrechte sind allerdings Emissionsminderungsmöglichkeiten in anderen Bereichen in bestimmtem Umfang bereits berücksichtigt worden, wie z.B. das 20%-Ausbauziel für EE für die gesamte EU. Zusätzliche Möglichkeiten ergeben sich daher nur, wenn die bereits berücksichtigten Teilziele für den EE-Ausbau bzw. für die Steigerung der Stromeffizienz oder für den KWK-Ausbau deutlich überschritten würden. Das ist aber, wie die Szenarienanalysen zeigen, für die beiden letztgenannten Bereiche nur unter sehr großen Anstrengungen zu erreichen.

Weiterhin darf der Zeitraum nach 2020 nicht aus dem Auge verloren werden. Die weitere erforderliche Reduktion von Treibhausgasemissionen im Stromsektor fällt umso leichter, je besser bereits die Kraftwerksstruktur des Jahres 2020 auf diese Notwendigkeit ausgerichtet ist. Sie wird auch erleichtert, wenn sich die Option der Rückhaltung und Speicherung von CO₂ (CCS) kommerziell einsetzen lässt. Ein zu hoher Anteil relativ emissionsintensiver Neuanlagen kann jedoch die Festlegung der weiteren notwendigen Emissionsminderungen deutlich erschweren bzw. erheblich verteuern. Eine vorausschauende und von politischer Seite flankierte Investitionsstrategie für Neukraftwerke ist daher von großer Bedeutung für die Wirksamkeit langfristiger Klimaschutzstrategien. Die hier vorgestellten Angaben zum Bau neuer Kohle- und Erdgaskraftwerke sind vor dem Hintergrund der ambitionierten nationalen Reduktionsziele (bis zu -40% in 2020 und -80% bis 2050 gegenüber 1990) ermittelt wurden. Im Rahmen der sonstigen in den Szenarien getroffenen Annahmen können sie als belastbare Richtwerte für die Energiepolitik gelten.

Exkurs III: Konsequenzen einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken auf die Kraftwerksstruktur und auf die energiepolitischen Zielsetzungen.

Die grundsätzlichen Risiken und Defizite einer permanenten bzw. noch ausgeweiteten Nutzung der Kernenergie sind allgemein bekannt und intensiv diskutiert worden [z.B. Schwarz 2007; BMU 2007c] und sollen hier nicht wiederholt werden. Hingewiesen werden soll aber auf eine zentrale Voraussetzung für die Eignung einer Technologie als globale Klimaschutzoption, welche die Kernenergietechnik **nicht** erfüllen kann:

Um ihre Nutzung im klimaschutzrelevanten Maßstab zu gewährleisten, müsste die Kernenergie prinzipiell für alle Staaten zugänglich sein. Einmal etabliert, verlangt ihr Betrieb einen gut funktionierenden Staat, der den technisch korrekten Betrieb, die notwendigen Sicherheitsprozeduren, sowie eine über lange Zeiten sichere Lagerung von Kernbrennstoffen und Abfallprodukten gewährleisten muss und der insbesondere in der Lage ist, die dafür erforderlichen Gesetze und Regelungen durchzusetzen und ihren Vollzug zu kontrollieren. Diese Fähigkeiten müssen Jahrzehnte, ja Jahrhunderte aufrechterhalten werden. Die dazu erforderliche politische Stabilität konnten bisher nur wenige Staaten für derart lange Zeiträume aufrechterhalten. Und sie kann schon gar nicht für alle gegenwärtig an der Kernenergie potenziell interessierten Staaten vorausgesetzt werden. „Staaten zerfallen, Atomkraftwerke bleiben“, hat Erhard Eppler diesen Tatbestand bezeichnet [Südde. Zeitung, 19.7.08]. Konsequenterweise ist die Kernenergie als Klimaschutzoption in globalem Maßstab nicht verantwortbar. Und der Versuch, sie auf „stabile“ und damit „geeignete“ Staaten beschränken zu wollen, wäre politisch naiv und ist praktisch nicht durchführbar.

Unterstellt man, dass diese These von einer großen Mehrheit in Deutschland geteilt wird, so folgt daraus zwangsläufig ein Auslaufen der Kernenergienutzung. Ein politisch beschlossener „Ausstieg aus der Kernenergie“ ist daher prinzipiell ein großer Fortschritt, der nicht infrage gestellt werden darf. In letzter Zeit ist allerdings die Diskussion um den derzeitigen „Ausstiegsfahrplan“ stärker geworden. Von vielen werden daraus Nachteile erwartet. Neben einem vermuteten starken Strompreisanstieg wird angeführt, dass ein Stromengpass drohe, da EE (noch) nicht die notwendige Zubaudynamik besäßen und Effizienzanstrengungen bei der Stromverwendung nicht in ausreichendem Maße greifen würden. Zur Verhinderung dieser Nachteile wird in den überwiegenden Diskussionsbeiträgen eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke vorgeschlagen; längerfristig soll dagegen auf die Kernenergie verzichtet werden, also ein Neubau von Kraftwerken ausgeschlossen sein. Allerdings sind auch Meinungen zu hören, welche eine unbefristete Nutzung der Kernenergie offen lassen. Von einigen Stellen wird auch direkt der Neubau von weiteren Kernkraftwerken gefordert. Diese Diskussion hat u. a. zu dem Vorschlag geführt, den endgültigen Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie im Grundgesetz festzuhalten und dafür einige der bestehenden Kraftwerke „ein paar Jahre länger laufen zu lassen“, [E. Eppler im Spiegel 28/2008; 7.7.08].

Den Ausstieg aus der Kernenergie zeitlich und strukturell so abzuwickeln, dass der Übergang in eine Energieversorgung ohne Kernenergie reibungslos und mit möglichst großem Nutzen für die betreffenden Volkswirtschaften verbunden ist, sollte im Interesse aller Akteure liegen. Nur so kann er auch zu dem erhofften Vorbild für andere Staaten werden, die derzeit eine zeitlich unbegrenzte Nutzung der Kernenergie und sogar ihre Ausweitung planen. Bei der Frage, welcher Ausstiegspfad aus der Kernenergie der zweckmäßigste ist, ist von Interesse in wie weit zentrale Ziele der Bundesregierung zum Klimaschutz von einem verlängerten Ausstieg betroffen sind. Dabei gilt es, nicht nur das Zwischenziel des Jahres 2020

mit einer angestrebten Minderung der Treibhausgasemissionen um 40% (gegenüber 1990) zu beachten, sondern ebenso das Langfristziel der Bundesregierung einer Reduktion um 80% bis zum Jahr 2050. Letzteres erfordert, neben einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs einen etwa 50%-Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung bei einem EE-Anteil an der Strombereitstellung von etwa 80%. In der Darstellung des Leit-szenarios 2008 ist klar geworden, dass dazu eine völlig anders strukturierte Energieversorgung gehört als wir sie derzeit haben. U. a. sollte dazu der Anteil der Kondensationsstromerzeugung auf diejenige Menge reduziert sein, welche in der Verknüpfung mit einem europäischen EE-Verbund, intelligenten Lastmanagementmaßnahmen und „virtuellen“ Kraftwerken noch erforderlich ist, um jederzeit die notwendige gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen. Für diese Aufgabe eignen sich vorwiegend nur gasgefeuerte GuD-Kraftwerke.

Ebenfalls sollen die „Unterziele“ der deutschen Klimaschutzstrategie nicht infrage gestellt werden, deren Erfüllung erforderlich ist, um obigen Zustand im Jahr 2050 zu erreichen. Dazu gehören eine Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990, sowie ein mindestens 30%-iger Anteil an EE-Strom im Jahr 2020. Wird angenommen, dass unter Einhaltung dieser Zielsetzungen der Ausstieg aus der Kernenergie um 20 Jahre verschoben wird, so zeigen sich folgende Konsequenzen für den disponiblen Teil der umzubauenden Kraftwerksstruktur (**Tabelle 3-7**). Dabei wird auch vorausgesetzt, dass der in Abbildung 3.17 dargestellte Rückbau von 28 GW an fossilen Altkraftwerken bis 2020 unverändert bleibt.

Tabelle 3-7: Möglicher Zubau an neuen fossilen Kraftwerken (ab 2006) bei einem um 20 Jahre verschobenen Ausstieg aus der Kernenergie bei sonst unveränderten Randbedingungen

GW	2010	2015	2020	2025	2030	2040
Fossil gesamt	3,8	7,8	10,0	12,5	19,2	29,5
Kohle gesamt	1,4	4,8	5,5	6,0	9,5	12,1
Erdgas gesamt	2,4	3,0	4,5	6,5	9,7	17,4
KWK gesamt	1,6	4,9	6,5	9,0	13,3	19,6
HKW Kohle	0,4	3,1	3,3	4,0	5,4	6,9
HKW Erdgas	0,7	1,0	1,5	2,4	4,0	7,5
BHKW Erdgas	0,5	0,8	1,7	2,6	3,9	5,2
KOND gesamt	2,2	2,9	3,5	3,5	5,9	9,9
KOND Kohle	1,0	1,7	2,2	2,2	4,1	5,2
KOND Erdgas	1,2	1,2	1,2	1,3	1,8	4,7

Bei einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken sind dem Neubau fossiler Kraftwerke damit sehr enge Grenzen gesetzt sind. Damit der Anteil der KWK bis 2020 wenigstens auf etwa 17% steigen kann, müssen von den bis dahin zuzubauenden fossilen Kraftwerken 6,5 GW in KWK errichtet werden, an Kondensationskraftwerken sind nur 3,5 GW „zulässig“. Bei einem höheren KWK-Anteil (z. B. 25%) sinkt der letztere Wert entsprechend. Die Grenze von 10 GW für alle fossilen Neukraftwerke bis 2020 ist mit den in Bau befindlichen bzw. mit den bis 2007 bereits errichteten Kraftwerken bereits schon überschritten. Jetzige Planungen zum Bau neuer Kraftwerke müssten also grundsätzlich revidiert werden, wenn der jetzt angestoßene Strukturwandel der Stromversorgung in Richtung deutlich gesteigerter Stromeffizienz, deutlich verstärktem KWK-Ausbau mit stark dezentralem Anteil und Beibehaltung der Ausbauziele der EE nicht in Gefahr geraten soll. Diese Strategieelemente wären bei einem Abbremsen ihrer Dynamik den auf sie zukommenden Herausforderungen nach 2020/2030 nicht mehr gewachsen, bzw. müssten dann mit entsprechender Verzögerung neu mobilisiert werden, was zu großen volkswirtschaftlichen Nachteilen und entscheidenden Wettbewerbsnachteilen führen würde.

3.6 Die Entwicklung des Wärmemarkts bis 2050

Im Wärmemarkt werden 51% der Endenergie umgesetzt und 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen erzeugt. Zu 55% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt, knapp 30% benötigt die Industrie als Prozesswärme, die restlichen 15% werden für den Warmwasser- und Prozesswärmebedarf der Haushalte und der Kleinverbraucher eingesetzt. Seine Umstrukturierung und Optimierung mittels der Strategieelemente EE, EFF und KWK ist für einen erfolgreichen Klimaschutz von herausragender Bedeutung, zumal mit Öl und Gas zu über 70% Energieträger eingesetzt werden, deren Preise in letzter Zeit beträchtlich gestiegen sind und die in absehbarer Zeit knapp werden dürften. Im Verhältnis zu der großen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion meist gewidmet wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung.

Dabei sind Umsetzungsstrategien hier wesentlich schwieriger zu konzipieren und in Gang zu setzen, da der Wärmemarkt eine sehr unübersichtliche Struktur besitzt und Millionen von Akteuren, nämlich praktisch jeder Gebäudebesitzer, Investitionsentscheidungen treffen, bei denen Energieeffizienz oder Art des Energieträgers bislang meist nicht im Vordergrund stehen. Vielfach spielt die Optimierung der Heizungsanlage nicht die Hauptrolle, sondern völlig andere Randbedingungen (Gewohnheiten, private Vorlieben, Empfehlungen von Architekten, Handwerkern, vorhandene Wärmenetze, Aktivität von Stadtwerken u. a.) sind für die Wahl des Wärmeerzeugers maßgebend. Entsprechend schwierig ist auch die Konzipierung und Auswahl effektiver Förderinstrumente für die erforderliche Ausweitung der energetischen Gebäudesanierung, der verstärkten Nutzung von KWK-Wärme oder des Ausbaus der Wärmebereitstellung aus EE. Es hat sich gezeigt, dass die bisherigen Instrumente zur Förderung dieser Maßnahmen zu wenig Wachstum induziert haben. Es besteht die Gefahr, dass die für die gesamte Energiewirtschaft für 2020 angestrebten Ziele einer Verdopplung der Energieproduktivität, eines Ausbaus der KWK auf 25% und eines Beitrag der EE von 14% durch zu langsame Strukturveränderungen im Wärmesektor erheblich gefährdet werden.

So hat das seit 2002 bestehende KWK-Gesetz bisher nur geringe Fortschritte bei der Ausweitung der KWK und somit auch bei der nutzbaren KWK-Wärme gebracht. Dies ist besonders schwerwiegend, weil ein forcierter Ausbau der KWK, der zu einem großen Anteil dezentral erfolgen würde, auch die Ausweitung von Wärmenetzen mit sich bringt und damit auch ein Wegbereiter für die Nutzung von EE-Wärme mittels Großanlagen sein würde. Das jetzt verabschiedete geänderte KWK-Gesetz stellt hier einen beträchtlichen Fortschritt dar, da es nun auch den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen und insbesondere den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen unterstützt. Auch die industrielle Eigenstromerzeugung wird besser als bisher in die Förderung eingeschlossen. Allerdings scheinen die vorgesehenen Zuschläge zu knapp bemessen zu sein, um die vielfältigen Hemmnisse, die einem deutlichen Ausbau der KWK bisher im Wege standen [Ziesing 2008; Schulz 2007] und immer noch stehen, in allen Fällen zu überwinden. Hier sollte die Chance genutzt werden, die 2011 anstehende Zwischenüberprüfung ggf. für eine Nachjustierung zu nutzen, um das angestrebte 25%-Ziel für 2020 sicher zu erreichen.

Auch für den Ausbau der EE im Wärmebereich zeichnen sich mit dem bundesweiten Wärmegesetz [EEWärmeG 2007] und dem entsprechenden Gesetz in Baden-Württemberg sowie dem aufgestockten Marktanreizprogramm verbesserte Möglichkeiten ab. Allerdings genügen sowohl das derzeitige in Baden-Württemberg bestehende Gesetz als auch das Bun-

desgesetz den Kriterien einer ausreichenden Unterstützung in allen Gebäudesegmenten noch nicht. Das Bundesgesetz beschränkt sich auf das für eine substantielle Erschließung von EE zu kleine Neubausegment. Das baden-württembergische Gesetz enthält den Gebäudebestand, schließt aber das Segment der Nichtwohngebäude aus. Auch sind die zu erfüllenden Deckungsanteile zumindest bei solaren Anlagen zu gering angesetzt. Beide Gesetze kann man daher als sinnvolle „Einstiegsgesetze“ bezeichnen, die zwar einen ersten Ausbauschub vermitteln dürften, die aber rasch weiter entwickelt werden müssen, wenn die ehrgeizigen Zielsetzungen rechtzeitig erreicht werden sollen.

Noch eindeutiger als im Strombereich ist bei der Wärme eine enge Verzahnung einer wesentlich effizienteren Energienutzung mit dem verstärkten Ausbau der EE erforderlich. Die Effizienzpotenziale sind hier ungleich größer und wesentlich ökonomischer erschließbar als der ausschließliche Ausbau der EE. Dementsprechend kann die Wärmenachfrage zur Beheizung von Gebäuden (auch bei noch wachsendem Wohn- und Nutzflächenbedarf) deutlich sinken, wenn innerhalb der nächsten Jahrzehnte von einer umfassenden energetischen Altbausanierung ausgegangen wird.

Die für das LEITSZENARIO 2008 angenommene Verringerung des spezifischen Heizwärmebedarfs für Wohngebäude und Nichtwohngebäude kann **Abbildung 3.19** entnommen werden. Bei einer noch um knapp 30% wachsenden Wohnfläche sinkt der mittlere Heizwärmebedarf in Wohngebäuden bis 2020 auf 134 kWh/m²a, mithin auf rund 75% des heutigen Wertes. Bis 2050, nach vollständiger energetischer Sanierung aller Bestandsgebäude liegt er bei 73 kWh/m²a, was 40% des heutigen Durchschnittswertes entspricht. Bei Nichtwohngebäuden, deren beheizte Nutzfläche praktisch unverändert bleibt, sinkt er bis 2020 auf 94 kWh/m²a und bis 2050 auf 55 kWh/m²a, also auf ebenfalls 40% des heutigen Wertes.

Wegen der Zunahme der Wohnfläche bis 2030 sinkt die Energienachfrage für Raumwärme geringer (**Abbildung 3.20**). Sie beläuft sich in 2020 auf 85% und im Jahr 2050 auf 47% des Wertes von 2005. Diese deutliche Reduktion der Energienachfrage ist Voraussetzung dafür, dass der relative Beitrag der EE bei den aus strukturellen Gründen begrenzten Zuwachsraten erneuerbarer Energien im Raumwärmebereich bereits in absehbarer Zeit nennenswerte Anteile erreichen kann. Bis 2020 können die Beiträge von Solarwärme und der Erdwärme nur verhältnismäßig geringe Anteile des Raumwärmebedarfs decken, da ihr Ausbau vorwiegend mittels größerer Anlagen mit Nahwärmenetzen erfolgen muss. Insgesamt decken EE in 2020 ca. 13% des Raumwärmebedarfs (derzeit sind es gemessen an der temperaturbereinigten Nachfrage 6%). Ohne Reduktion der Nachfrage wären es dagegen nur 10%.

Sind Nahwärmesysteme nach 2020 eine eingeführte Technologie, so lassen sich mit Solar- und Erdwärme rasch wachsende Anteile des Raumwärmebedarfs decken. Nur sie können danach auch den EE-Beitrag weiter steigern, da die Nutzung der Biomasse ihre Potenzialgrenzen erreicht hat. Gelingt diese Verknüpfung einer umfassenden Gebäudesanierung und des systematischen Ausbaus von Nahwärmenetzen insbesondere auch im Altbaubestand, so ist bis zum Jahr 2050 ein Deckungsanteil der EE von 70% am Raumwärmebedarf erreichbar. Die heute dominierenden Energieträger Heizöl und Erdgas und mit ihnen die große Anzahl von Einzelheizungen wären damit deutlich zurückgedrängt. Ihr derzeitiger Anteil von 85% an der Raumwärmebereitstellung sinkt bis 2020 zunächst nur gering auf 75% um dann bis 2050 deutlich auf 18% abzunehmen. Der Stromeinsatz für Raumwärmezwecke zeigt eine etwa gleichbleibende Tendenz. Zwar verringert sich der Beitrag der elektrischen Raumheizung in Direkt- und Speicherheizung, dafür steigt der Strombedarf für elektrische Wärmepumpen auf ca. 3 TWh/a in 2020 bzw. knapp 7 TWh/a in 2050.

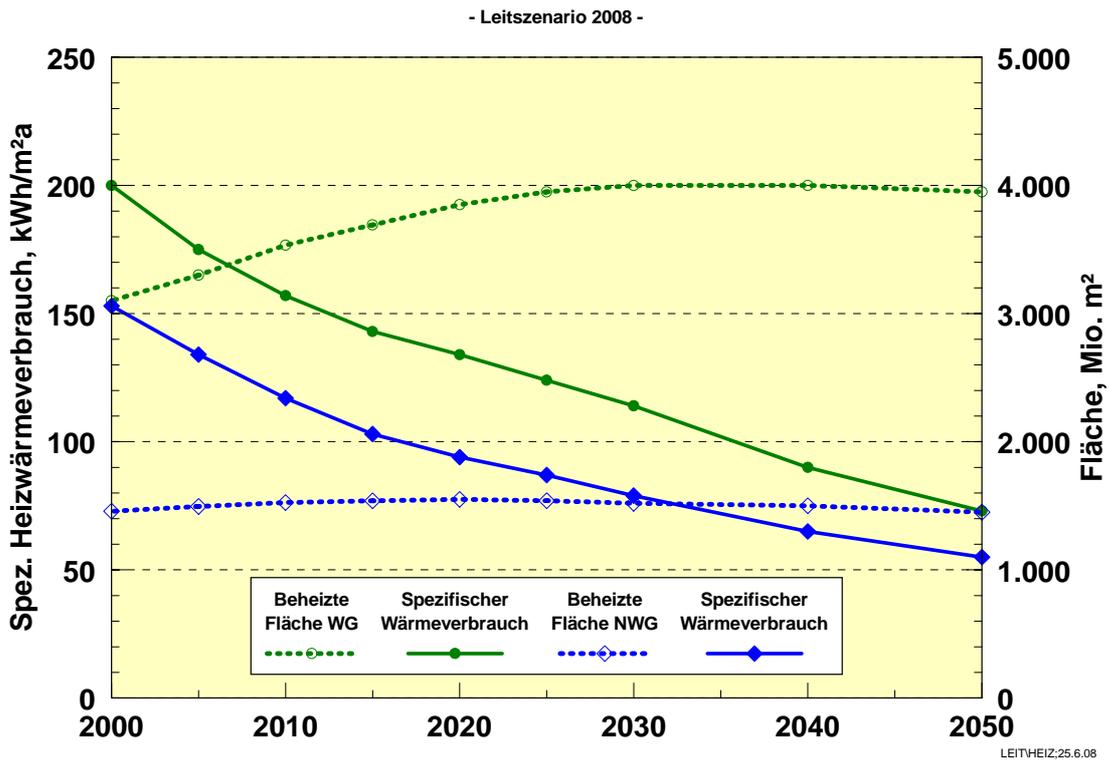


Abbildung 3.19: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des spezifischen Heizwärmeverbrauch des jeweiligen Gebäudebestands

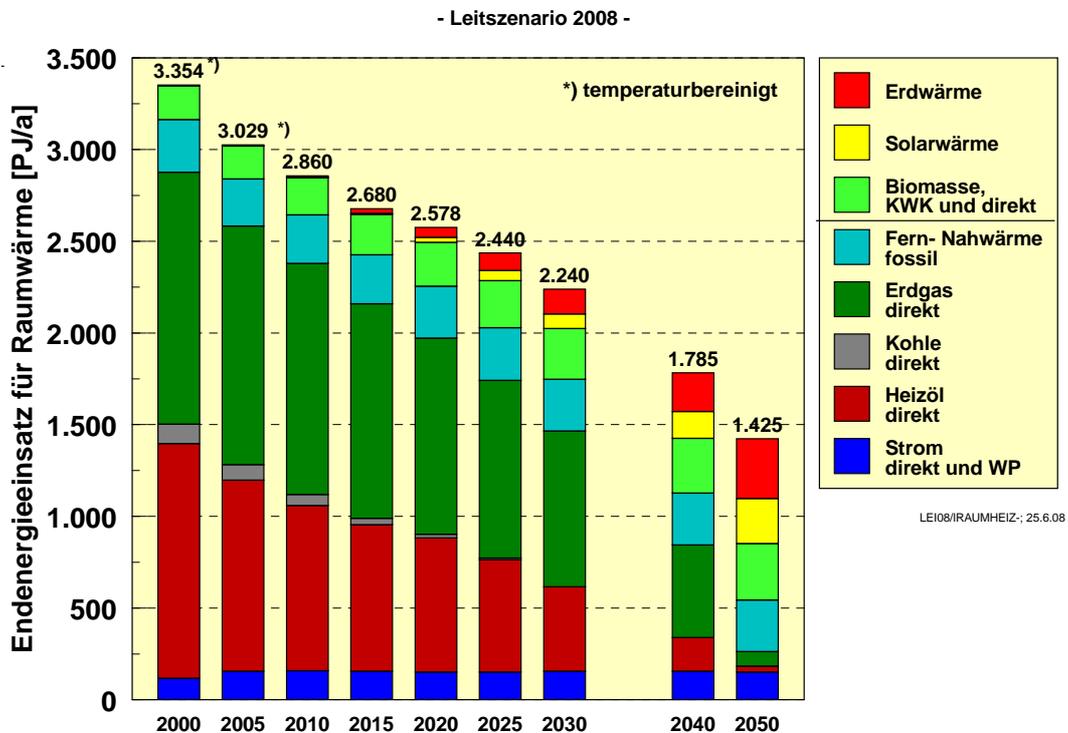


Abbildung 3.20: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im LEITSZENARIO 2008

Betrachtet man den gesamten Wärmemarkt, also zusätzlich auch die Warmwasser- und die Prozesswärmebereitstellung, so zeigt sich, dass die EE im Warmwasserbereich mit 9% einen höheren Anteil haben als im Raumwärmebereich, dafür aber im Prozesswärmebereich mit 4% nur unterdurchschnittlich vertreten sind. Da Warmwasser das kleinste Segment darstellt, ist auch die aktive Erschließung der Prozesswärme - und dort insbesondere des industriellen Bereichs - von großer Bedeutung für die Zukunft der EE im Wärmebereich. Im LEITSZENARIO 2008 sinkt die gesamte Wärmenachfrage bis 2020 mit 4 595 PJ/a auf 82% des heutigen Wertes und bis 2050 mit 2 933 PJ/a auf 23% (**Abbildung 3.21**). Der Beitrag der EE steigt bei dieser Entwicklung der Gesamtnachfrage bis 2020 auf 14,4%⁸ (ohne Effizienzsteigerung läge er nur bei 11,5%) und bis 2050 mit 48% auf knapp die Hälfte der dann noch verbleibenden Nachfrage nach Wärmeenergie.

Neben dem Ausbau der EE ist der Beitrag der KWK-Wärme von großer Bedeutung für eine klimagerechte Gestaltung des Wärmesektors. Ihr Beitrag steigt von derzeit 580 PJ/a (Fern- und Nahwärme, industrielle KWK; einschließlich Biomasse-KWK und Nahwärme aus reinen Heizwerken) noch auf 720 PJ/a, wobei die Biomasse die stärksten Zuwächse verzeichnet. Infolge des deutlichen Rückgangs des gesamten Wärmebedarfs steigt der relative Anteil von KWK-Wärme deutlich von derzeit 12% (einschl. Biomasse) auf 30% im Jahr 2050.

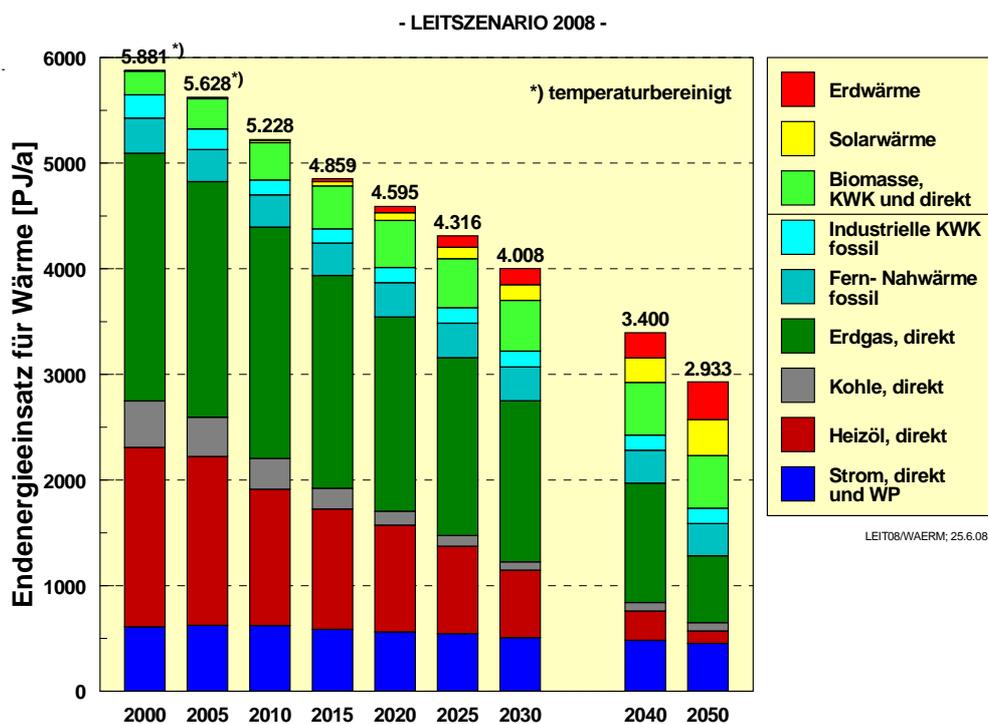


Abbildung 3.21: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern

Wegen der großen Potenziale ermöglicht allein die Effizienzstrategie (Gebäudesanierung, KWK-Ausbau; relativ stärkerer Rückgang von Heizöl im Vergleich zu Erdgas) eine beachtliche Verminderung der CO₂-Emissionen im Wärmebereich. Von den insgesamt zwischen 2005 und 2050 vermiedenen 260 Mio. t CO₂/a im Wärmebereich stammen 79% aus der Minde-

⁸ Alle Prozentwerte im Wärmebereich berücksichtigen nicht den Einsatz von Strom für Wärmezwecke, beziehen sich also nur auf den Einsatz fossiler Brennstoffe und erneuerbarer Energien.

rung des Energieeinsatzes zur Wärmeerzeugung. Ohne eine erfolgreiche Mobilisierung dieser Minderungspotenziale ist daher eine effiziente Klimaschutzstrategie im Wärmesektor nicht zu erreichen. Sie setzt zudem auch die Erdgasmengen frei, die im Stromsektor für eine effiziente KWK-Strategie benötigt werden.

Die Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zeigt, welche Herausforderungen diese Ausbaustrategie mit sich bringt. Der heutige Beitrag der EE besteht zu knapp 70% aus Einzelanlagen mit überragender Dominanz von Biomasse-Einzelheizungen (**Abbildung 3.22**). In dieses Segment wachsen zwar Solarkollektor- und Erdwärmepumpen hinein, allerdings sind deren Potenziale bei Einzelanlagen begrenzt.

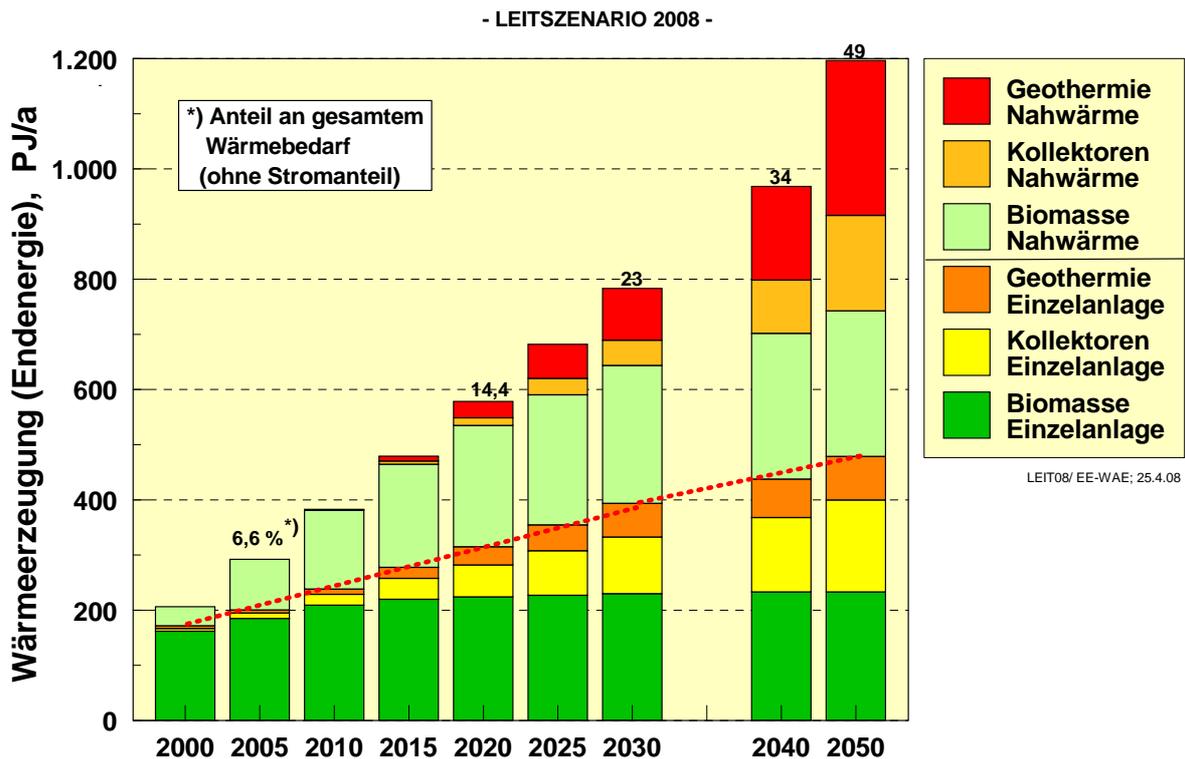


Abbildung 3.22: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im LEITSZENARIO 2008

Der absolute Beitrag von EE-Einzelanlagen wächst dadurch bis 2050 „nur“ um das 2,4-fache des heutigen Werts (gestrichelte Linie). Deutlich stärker steigt die Wärmebereitstellung mittels Nahwärmanlagen und zwar von derzeit ca. 90 PJ/a auf 265 PJ/a in 2020 und 720 PJ/a in 2050. Zu diesem Zeitpunkt dominieren also Nahwärmanlagen mit 60% Anteil den EE-Wärmemarkt deutlich. Um obigen Zubau zu erreichen, sind die in **Abbildung 3.23** dargestellten jährlichen Leistungszuwächse erforderlich. Dabei ist unterstellt, dass die bis 2000 installierten Anlagen sukzessive bis 2020 komplett ersetzt werden. Der derzeitige Umsatz liegt bei rund 4 000 MW_{th}/a und besteht zur Hälfte aus Biomasse-Einzelheizungen (enthalten sind hierin auch reine Heizwerke). Der Umsatz an Biomasse- und Biogasanlagen wird nach dem rasanten Anstieg der letzten fünf Jahre in Zukunft deutlich geringer steigen und sich bei rund 4 000 MW_{th}/a einpendeln. Ein deutliches Wachstum ist für Solar- und Geothermieanlagen zu erwarten. Bis 2020 steigt der Gesamtumsatz auf 9 000 MW_{th}/a. 50% des Marktes in 2020 bestehen dann aus Solarkollektoranlagen mit einem merklichen Anteil von Nahwärmanlagen. Der Solarkollektormarkt wächst im LEITSZENARIO 2008 bis 2020 auf

4 300 MW_{th}/a und beträgt dann das Siebenfache des heutigen Volumens. Bis 2030 steigt er weiter auf 5 600 MW_{th}/a, insbesondere wegen des Wachstums solarer Nahwärmanlagen. Relativ gesehen noch rasanter wächst der Markt für Geothermieanlagen (Wärmepumpen und hydrothermale Anlagen)⁹; sein Volumen beträgt im Jahr 2020 mit 1 000 MW_{th}/a gut das Fünfzehnfache des heutigen Umsatzes.

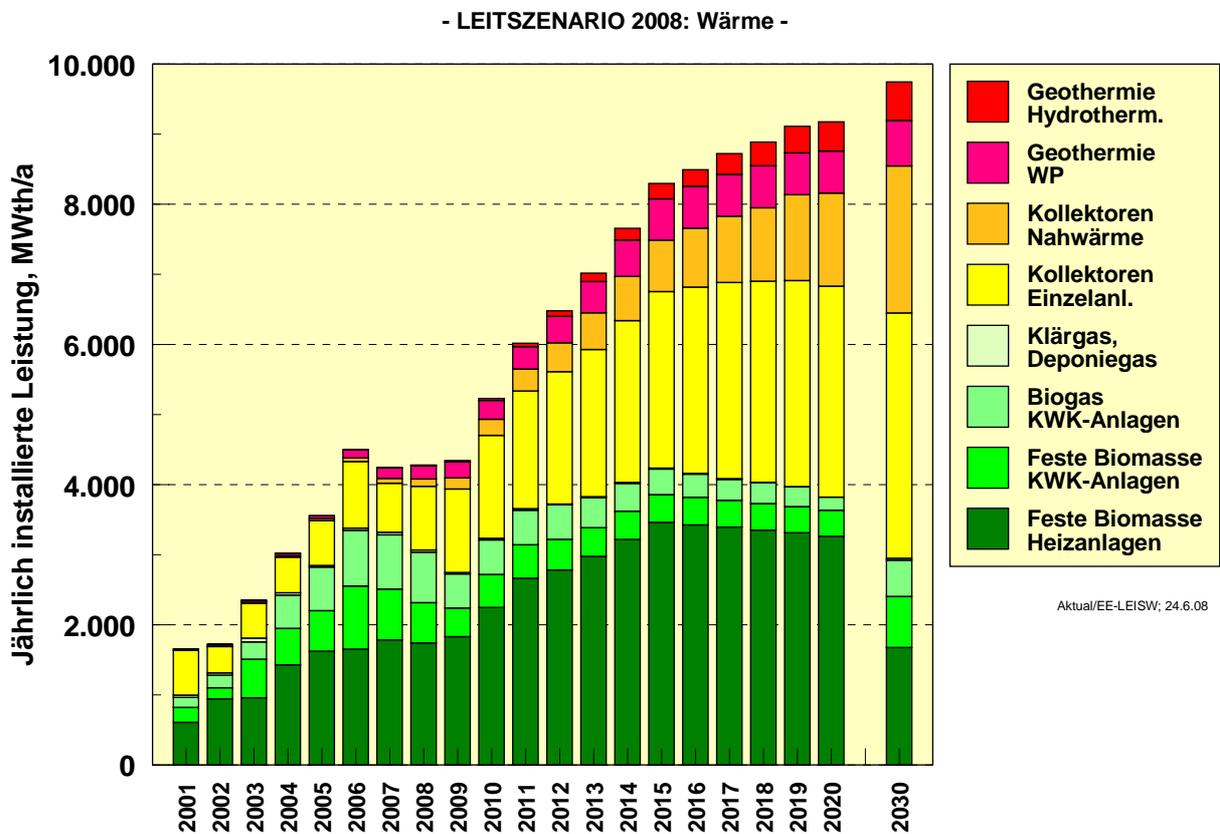


Abbildung 3.23: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis 2020 und in 2030; (Kollektoren mit 0,7 kW/m² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke)

Nach 2020 steigt das Marktvolumen des Wärmemarkts weiter, da die Nachfrage weiter wächst und zusätzlich ein erheblicher Ersatzbedarf entsteht. In 2030 werden knapp 10 000 MW_{th}/a und in 2050 rund 16 000 MW_{th}/a an thermischen EE-Anlagen umgesetzt, also das gut Vierfache des heutigen Wertes. Vergleicht man Abbildung 3.23 mit der entsprechenden Abbildung für den Stromsektor (Abbildung 3.12), so erkennt man, dass der Markt für EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung in eine noch stärkere Wachstumsdynamik eintreten muss als es EE-Anlagen im Stromsektor in der Vergangenheit erlebt haben. Dazu muss jedoch das gesamte Förderinstrumentarium den eingangs erläuterten Ansprüchen genügen.

⁹ Von den Aufwendungen zur Abwärmenutzung aus hydrothermalen und Hot-Dry-Rock-Anlagen zur Stromerzeugung sind in obiger Abbildung nur die Nahwärmenetze enthalten.

3.7 Die Entwicklung des Verkehrssektors bis 2050

Der Energieverbrauch des Verkehrs ist im Jahrzehnt 1990 – 2000 deutlich gestiegen, danach zeigte er erste Sättigungstendenzen. Seit 2002 ist er etwa konstant (2002: 2672 PJ/a; 2007: ca.2620 PJ/a). Wegen des angenommenen weiteren Anstiegs der Verkehrsleistungen, der insbesondere im Güter- und im Luftverkehr deutlich ausfällt, werden absehbare spezifische Effizienzverbesserungen weitgehend kompensiert [UBA 2006]. Weiter behindert wird ein Rückgang des Kraftstoffverbrauchs durch den Trend zu immer größeren Fahrzeugen im Individualverkehr und zu höherem Komfort sowie aufwändiger Sicherheitstechnik mit einhergehendem wachsendem Energiebedarf. Die EU-Vorgaben zur Minderung der CO₂-Emissionen werden aber zukünftig einen wachsenden Druck auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch ausüben. Auch die gestiegenen Kraftstoffpreise werden den Trend zu sparsameren Fahrzeugen verstärken und damit dämpfend auf den Kraftstoffverbrauch wirken.

Aus diesen Gründen fällt der im LEITSZENARIO 2008 errechnete Verbrauchsrückgang insgesamt relativ gering aus (**Abbildung 3.24**). Trotz Verbesserungen im mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauch der gesamten Fahrzeugflotte um 25% im Individualverkehr und um 20% im Straßengüterverkehr wird bis 2020 nur ein Rückgang des Gesamtverbrauchs um 10% erreicht. Infolge des starken Wachstums der Verkehrsleistung entfaltet die Effizienzstrategie im Verkehrssektor - im Gegensatz zum Wärmesektor - also eine deutlich geringere 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 beläuft sich die Energienachfrage im Verkehr im Jahr 2050 auf 1 880 PJ/a, was 73% des Wertes von 2005 entspricht. Die gesamte PKW-Fahrzeugflotte hat dann einen mittleren spezifischen Verbrauch von rund 3,8 l/100km.

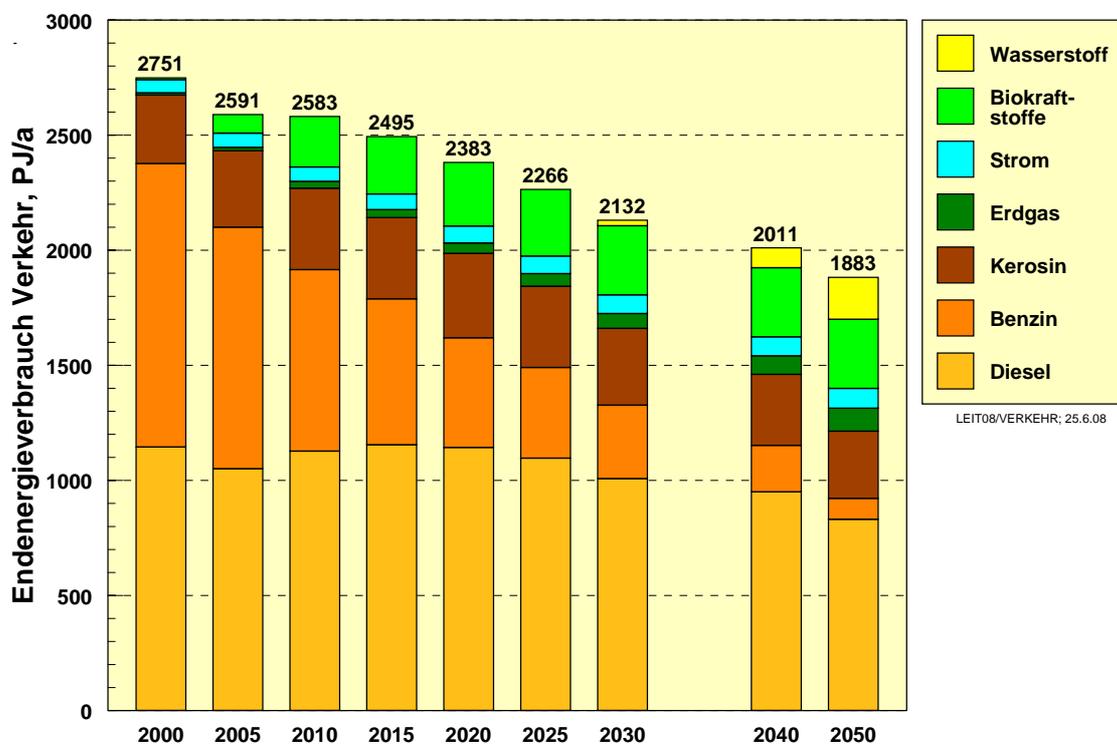


Abbildung 3.24: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten

Erst vor dem Hintergrund einer wesentlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen ist die substantielle Einführung biogener Kraftstoffe – deren Bereitstellung im Vergleich zur stationären Nutzung der Biomasse mit größerem Aufwand und Verlusten verbunden ist und deren CO₂-Vermeidungskosten relativ hoch sind [WBA 2007] - eine zu empfehlende Strategie. Deshalb und wegen der beschränkten Reduktionspotenziale an Treibhausgasen [BFE 2007] der derzeit und in absehbarer Zeit genutzten Kraftstoffe der „1. Generation“, sollte die Ausweitung von Biokraftstoffen vorsichtig gehandhabt werden (vergleiche auch Abschnitt 3.2). Diese Erkenntnis hat sich auch in der modifizierten Bioenergiestrategie des BMU niedergeschlagen [Müller 2008]. Unter dem Vorrang einer nachhaltigen Nutzung von Bioenergie wird jetzt für den Kraftstoffbereich ein Ausbauziel von 12% für das Jahr 2020 angestrebt. Dies entspricht – unter Berücksichtigung der Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Biokraftstoffen - einer Netto-Klimaschutzquote von rund 7%.

Das sehr starke Wachstum der Biokraftstoffe bis 2006, welches durch die Steuerbefreiung, danach von der Zumischungsquote induziert worden war, setzt sich deshalb nicht mehr in dem Ausmaß fort (**Abbildung 3.25**). Im Jahr 2010 wird ein Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch von 8,7 % erreicht. Kraftstoffe der ersten Generation steigen danach aber nicht mehr, es beginnt stattdessen der Einstieg in die Nutzung von Biomethan und BTL-Kraftstoffen (2. Generation). Bis 2020 wird im LEITZENARIO 2008 ein Anteil von 12% erreicht (bzw. 14,6% des Verbrauchs für den Straßenverkehr). Kraftstoffe der zweiten Generation leisten dann schon einen merklichen Beitrag. Nach 2020 verlangsamt sich der Zuwachs der biogenen Kraftstoffe entsprechend den im Abschnitt 3.2 dargelegten Potenzialgrenzen. Ihr Anteil wächst bis 2030 auf 14% und bis 2050 auf 16% des gesamten Kraftstoffbedarfs.

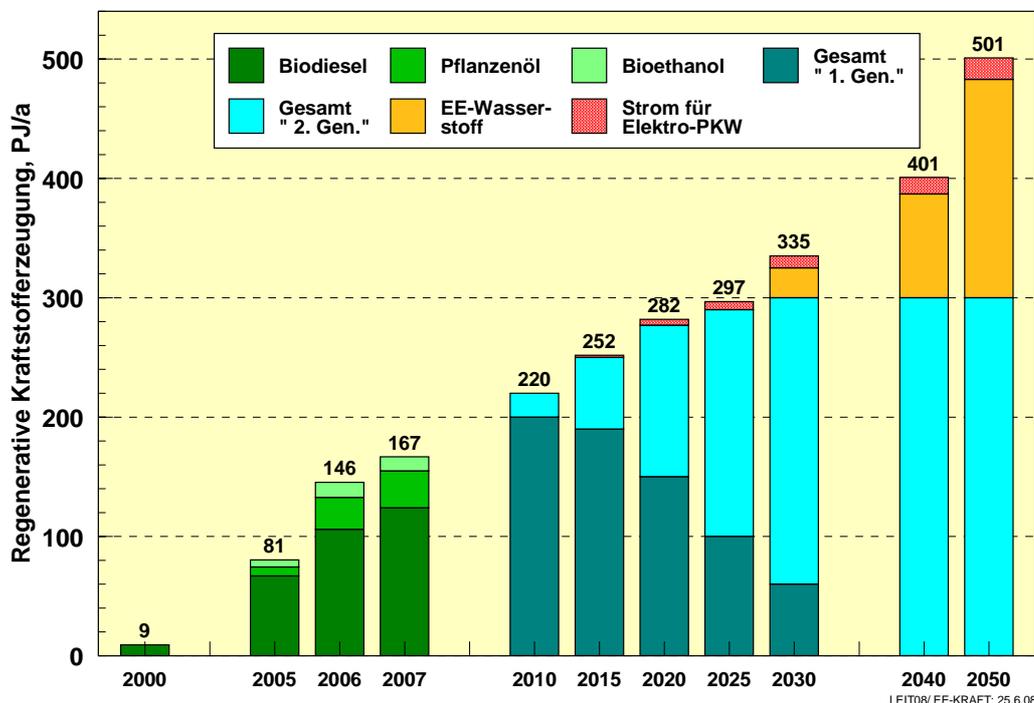


Abbildung 3.25: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITZENARIO 2008 (einschl. EE-Strom für Individualverkehr ab 2015)

Zusätzlich zu den begrenzten Potenzialen von Biokraftstoffen kommen jedoch weitere Energieträger auf der Basis von EE für den Verkehrssektor in Frage. Da ab 2025 kostengünstige (Überschuss-) Elektrizität aus EE bereitgestellt wird, kann dann auch mit der Bereitstellung konkurrenzfähigen Wasserstoffs aus der Wasserelektrolyse gerechnet werden. Diese Möglichkeit gewinnt vor dem Hintergrund der in Zukunft zu erwartenden hohen Kraftstoffpreise wieder an Bedeutung. Bis 2050 kann „solarer“ Wasserstoff auch mengenmäßig relevant werden. Dahinter steht die Überlegung, dass bei weiterer Steigerung des Anteils der EE am Gesamtenergiebedarf deutlich über 50% hinaus, die Wasserstoffherstellung das günstigste Speicher- und Ausgleichsverfahren für große Mengen an EE-Strom darstellen dürfte. Das rechtfertigt seine allmähliche Markteinführung etwa ab dem Jahr 2030 [UBA 2006]. In Kombination mit dem Beitrag biogener Kraftstoffe steigt der Beitrag der von Kraftstoffen aus EE am gesamten Kraftstoffverbrauch auf 16% im Jahr 2030 und auf 27% im Jahr 2050.

Eine weitere Option ist die Nutzung von Elektrizität im Individualverkehr. Hierzu werden in jüngster Zeit, ausgehend von der Hybridisierung von Fahrzeugen („Plug-in-Hybrid“) und sichtbaren Fortschritten in der Batterietechnologie, zahlreiche Konzepte und Einführungsstrategien diskutiert. Für eine längerfristig intensive Nutzung der EE im Verkehrsbereich ist diese Option von großer Bedeutung, da zum einen das große Potenzial der Solarstrahlung für den Verkehrsbereich erschlossen werden könnte und zum anderen mit dem „Stromverbraucher“ Batterie eine ausgezeichnete Form des Lastmanagements für fluktuierend angebotene Elektrizität aus EE zur Verfügung steht. Im LEITSZENARIO 2008 wird diese Option in einer zurückhaltenden Weise berücksichtigt. Es wird von einem Anteil elektrobetriebener PKW von 1,5% an der Gesamtfahrleistung des Individualverkehrs in 2020 ausgegangen, der bis 2050 auf 6% steigt. Die dafür benötigte EE-Strommenge ist mit 5 TWh/a in 2050 noch relativ gering. Eine stärkere Nutzung dieser Option wird in der Szenariovariante E3 behandelt.¹⁰ Im Zusammenwirken des EE-Ausbaus mit den Effizienzmaßnahmen beträgt der fossile Beitrag zur Kraftstoffbereitstellung mit rund 1 300 PJ/a im Jahr 2050 noch 50% des Verbrauchs von 2005. Der Verkehrssektor wäre damit aus seiner derzeitigen extremen Abhängigkeit vom Öl bereits in beträchtlichem Maße befreit.

Wie in Abschnitt 3.2 bereits dargelegt wird ein Teil der benötigten biogenen Kraftstoffe derzeit importiert. Das wird auch in naher Zukunft der Fall sein, dürfte aber nicht das Ausmaß erreichen, die noch vor einiger Zeit unterstellt wurden. Auch die Intensität und Glaubwürdigkeit von Zertifizierungsverfahren wird einen großen Einfluss darauf haben. Im LEITSZENARIO 2008 wird der langfristige Anteil an Biokraftstoffen so bemessen, dass er aus Potenzialsicht auch im Inland bereitgestellt werden könnte. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass die EU insgesamt zukünftig eine Energiepolitik verfolgen sollte, die an die Nutzung biogener Ressourcen sehr strenge Kriterien einer nachhaltigen Bewirtschaftung der erforderlichen landwirtschaftlichen Flächen anlegt. Dazu gehört auch, dass Importe aus anderen Regionen mit hohem Biomassepotenzial, aber unzulänglichen oder sogar klimaschädigenden Anbaumethoden¹¹ ausgeschlossen werden. Um mittelfristig trotzdem einen beträchtlichen Anteil von EE im Verkehrssektor zu erreichen, sollte daher gerade hier großer Wert auf die Durchsetzung hoher Effizienzstandards für zukünftige Fahrzeuge gelegt werden.

¹⁰ Es sei darauf hingewiesen, dass im Jahr 2050 auch der Stromverbrauch für den schienengebundenen Verkehr zu 80% aus EE-Strom besteht. Die daraus resultierende CO₂-Minderung wird im Stromsektor bilanziert.

¹¹ Am 14. Mai 2008 ist die brasilianische Umweltministerin aus Protest gegen die unzulängliche Natur- und Umweltschutzpolitik ihrer Regierung zurückgetreten. Brasilien könnte also ein derartiger Testfall werden.

4 Ökonomische Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008

4.1 Investitionsvolumen der Ausbaustrategie

Die jährlich zu installierenden Leistungen (vgl. Abbildung 3.12 und Abbildung 3.23) bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechnologien das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein erster Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den Stromsektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in **Abbildung 4.1** zusammengestellt. In den letzten fünf Jahren hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Technologien der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2007 auf 8,5 Mrd. €₂₀₀₅/a.¹² Gegenüber 2006 hat es sich kaum verändert. Dieser Anstieg war bis 2003 insbesondere von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2007 ist auf den starken Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere bewirkte in 2007 allein 4,5 Mrd. €/a an Investitionen.

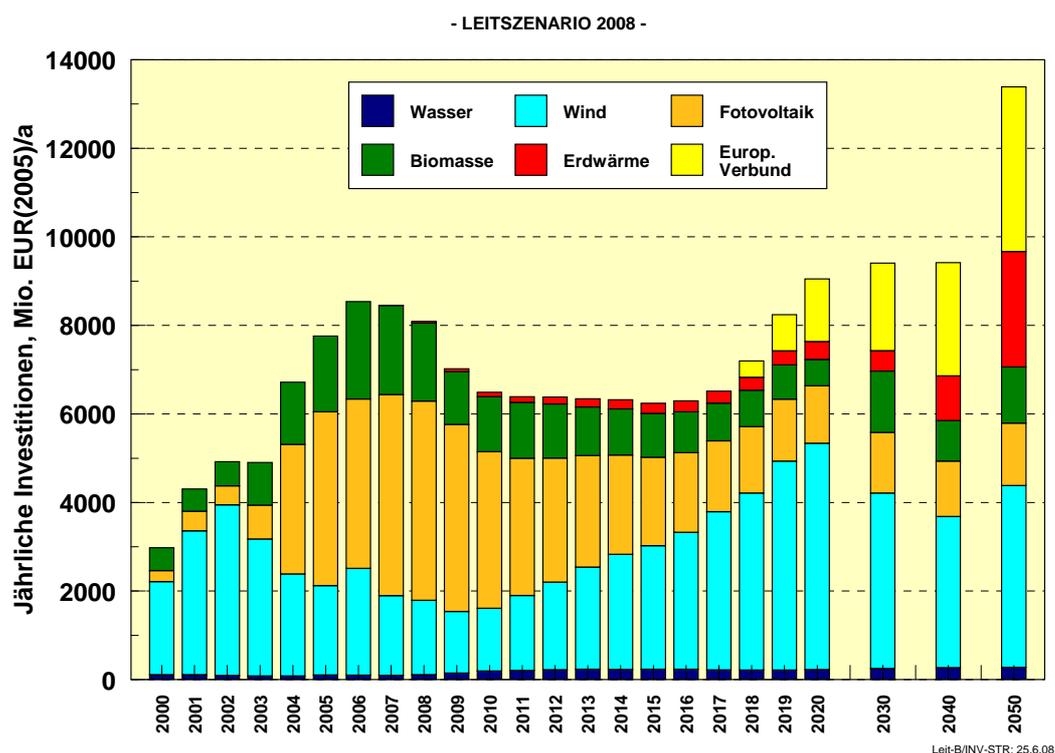


Abbildung 4.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien

In den nächsten Jahren wird das inländische Investitionsvolumen zunächst infolge des Rückgangs der Investitionen in die Windenergie eine fallende Tendenz aufweisen, nach 2010 macht sich auch die zurückgehenden Investitionen der Biomasse und der Fotovoltaik bemerkbar. Bei letzterer wirkt sich insbesondere die relativ starke Kostendegression aus. Das

¹² Alle Kostenangaben sind, wenn nicht anderes vermerkt ist, reale Kosten auf Preisbasis 2005.

Investitionsvolumen erreicht im Jahr 2015 ein Minimum von 6,3 Mrd. €/a, danach steigt es wieder deutlich infolge des stark wachsenden Ersatz- und Modernisierungsbedarfs. Im Jahr 2020 wird mit 9,1 Mrd. €/a der Wert der Jahre 2006 und 2007 leicht übertroffen. Die wesentlich größeren Mengenumsätze zu diesem Zeitpunkt kompensieren also die bis dahin eingetretenen Kostendegressionen. Mit dem weiter wachsenden Beitrag der EE an der Energieversorgung steigt auch das Investitionsvolumen längerfristig, schwankt aber in Abhängigkeit der Ersatzzyklen der einzelnen Energietechnologien. Ab etwa 2020 wird ein wachsender Teil der Investitionen in Anlagen getätigt die innerhalb des europäischen Stromverbunds Strom nach Deutschland liefern. Sie sind hier den inländischen Investitionen zugeschlagen worden.

Im Wärmesektor liegen die getätigten Investitionen einschließlich der Investitionen in Nahwärmenetze derzeit bei 3,7 Mrd. €/a¹³ (**Abbildung 4.2**). Davon sind 0,7 Mrd. €/a Investitionen in Nahwärmenetze. Die Investitionen haben sich, wegen des starken Wachstums der Biomasse (nur Einzelanlagen und reine Heizwerke) in den letzten fünf Jahren mehr als verdoppelt. Mittelfristig steigt das Investitionsvolumen leicht an auf ca. 4,5 Mrd. €/a, wobei die wachsenden Investitionen in Solarkollektor- und Erdwärmeanlagen diejenigen der zurückgehenden Biomasse kompensieren. Nach 2020 ist wegen des unterstellten deutlichen Wachstums des Solarkollektormarkts eine deutliche Steigerung auf rund 8 Mrd. €/a zu erwarten. Dieses starke Wachstum, das insbesondere durch den Ausbau der solaren Nahwärmeversorgung entsteht, überkompensiert die auch hier vorhandenen Kostendegressionen.

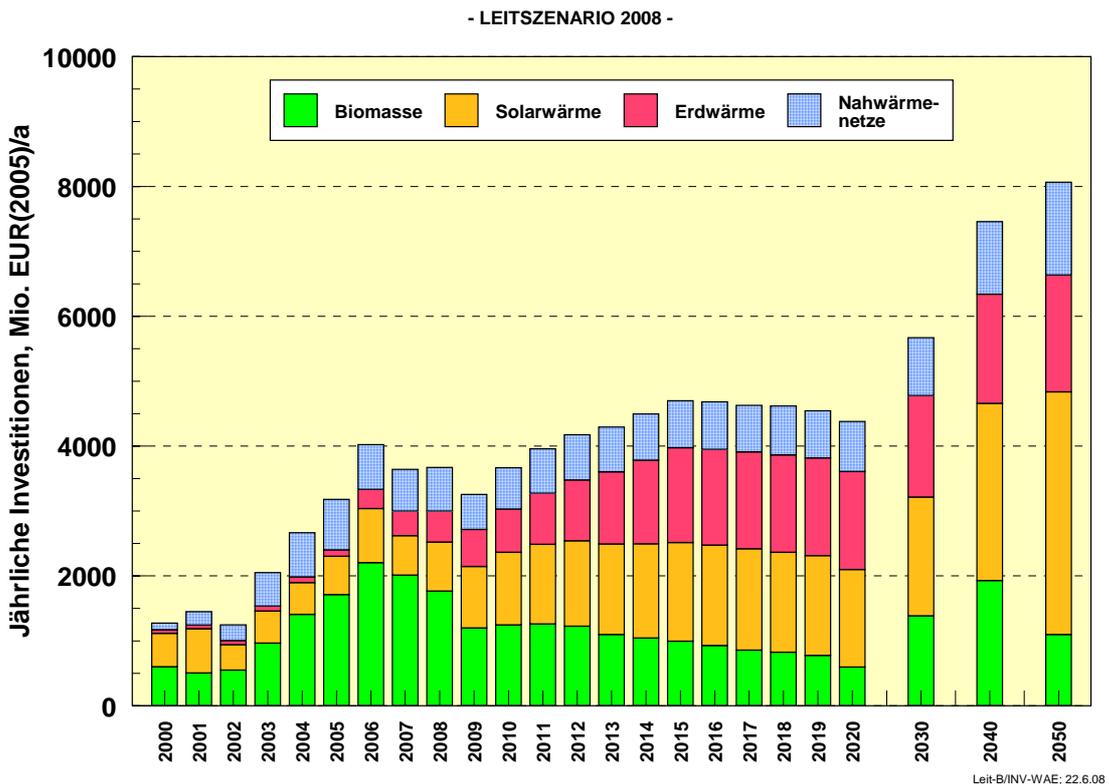


Abbildung 4.2: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien

¹³ In der Summe belaufen sich die Investitionen für strom- und wärmeerzeugende Anlagen im Jahr 2007 auf 11,5 Mrd. €/a. In [BMU 2008a] werden 10,7 Md. €/a genannt. Die Ursachen für diese Unterschiede liegen in teilweise unterschiedlichen Abgrenzungen insbesondere im Bereich der Biomasse.

Im Zeitraum 2008 bis 2020 belaufen sich die kumulierten Investitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme mittels EE auf insgesamt 160 Mrd. €. Davon entfallen 91 Mrd. € auf den Strombereich und 69 Mrd. € auf den Wärmebereich (einschließlich Nahwärmenetze). Den größten Anteil daran hat die Biomasse mit 50 Mrd. €, wenn die Investitionen in strom- und wärmeerzeugende Anlagen zusammengefasst werden. Es folgt die Windenergie mit 36 Mrd. €, gefolgt von der Fotovoltaik mit 33 Mrd. € und von Solarkollektoren mit 18 Mrd. €.

Fasst man die jährlichen Investitionen von strom- und wärmeerzeugenden Anlagen zusammen, so bleibt das jährliche Investitionsvolumen mit rund 11 bis 12 Mrd. €/a bis etwa 2015 ungefähr konstant. Zwischen 2020 und 2040 steigt es auf rund 15 Mrd. €/a und wächst nochmals langfristig bis 2050 auf rund 20 Mrd. €/a. Diese Zahlenwerte machen deutlich, dass eine Entwicklung gemäß dem LEITSZENARIO 2008 auch gleichzeitig die Untergrenze des zukünftigen Ausbaus der EE sein sollte, damit der Inlandsmarkt die Fähigkeit zu seiner weiteren Stabilisierung auf der Basis eines etwa gleichbleibendem Investitionsvolumen (Strom- und Wärmemarkt) aufrechterhalten kann. Damit festigen sich auch die Chancen die Technologieführerschaft in vielen Bereichen zu behalten und den Aufbau von Exportmärkten weiter zu betreiben. Dies bestätigt nochmals die Bedeutung des politisch gesetzten Ziels, eines Anteils von 18% der EE am Endenergieverbrauch des Jahres 2020.

4.2 Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien

Ein wesentlicher Grund der staatlichen Förderung erneuerbarer Energien resultiert aus der Erkenntnis, dass diese Technologien beträchtliche Kostensenkungspotenziale besitzen. Diese können jedoch nicht ausschließlich durch F+E- Anstrengungen mobilisiert werden. Vielmehr muss parallel dazu ein dynamisches Marktwachstum angestoßen und über eine längere Zeit aufrechterhalten werden, damit die produktionsseitigen Lerneffekte unter realen Bedingungen, also durch ein ausreichend hohes Mengenwachstum, mobilisiert werden können. Im Modell ARES (Ausbau regenerativer Energiesysteme) werden diese technologiespezifischen Lerneffekte durch Lernkurven abgebildet, wobei die entsprechenden Lernfaktoren aus der (früheren) Entwicklung anderer Technologien, aber auch aus der teilweise schon über mehr als ein Jahrzehnt erfolgten Entwicklung der EE selbst abgeleitet werden. Die Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen konnten so zwischen 1985 und 2005 auf rund ein Drittel gesenkt werden. Am Beispiel der Windenergie ist dies in **Abbildung 4.3** getrennt für Windkraftanlagen an Land und auf See dargestellt. Während Windkraftanlagen auf Land ihre Kostendegression schon weitgehend durchlaufen haben und der weitere Ausbau zu mittleren Gestehungskosten knapp unter 6 ct/kWh_{el} führen dürfte, kann die von einem Niveau um 15 ct/kWh_{el} beginnende Kostendegression von Offshore-Windkraftanlagen längerfristig auf ein Drittel dieser Kosten, also um 5 ct/kWh_{el} führen.

Die Wärmegestehungskosten aus Solarkollektoren sanken „nur“ um etwa den Faktor Zwei, da hier bisher kein ähnlich wirksames Instrument wie das EEG das Marktwachstum stimuliert hat. Der Verlauf der Stromgestehungskosten der Windenergie zeigt auch, dass die Lernkurven nach einer rasanten Marktentwicklung allmählich abflachen, da ein Großteil der mobilisierbaren Kostendegressionen dann ausgeschöpft ist. Die Berücksichtigung dieser dynamischen Entwicklung ist ein wesentlicher Bestandteil der Szenariengestaltung, da nur so realistische Erkenntnisse über die entsprechenden Vorleistungen, insbesondere aber auch über den ökonomischen Gewinn des Einsatzes der EE-Technologien nach Unterschreiten der Energiepreise herkömmlicher Energien gewonnen werden können.

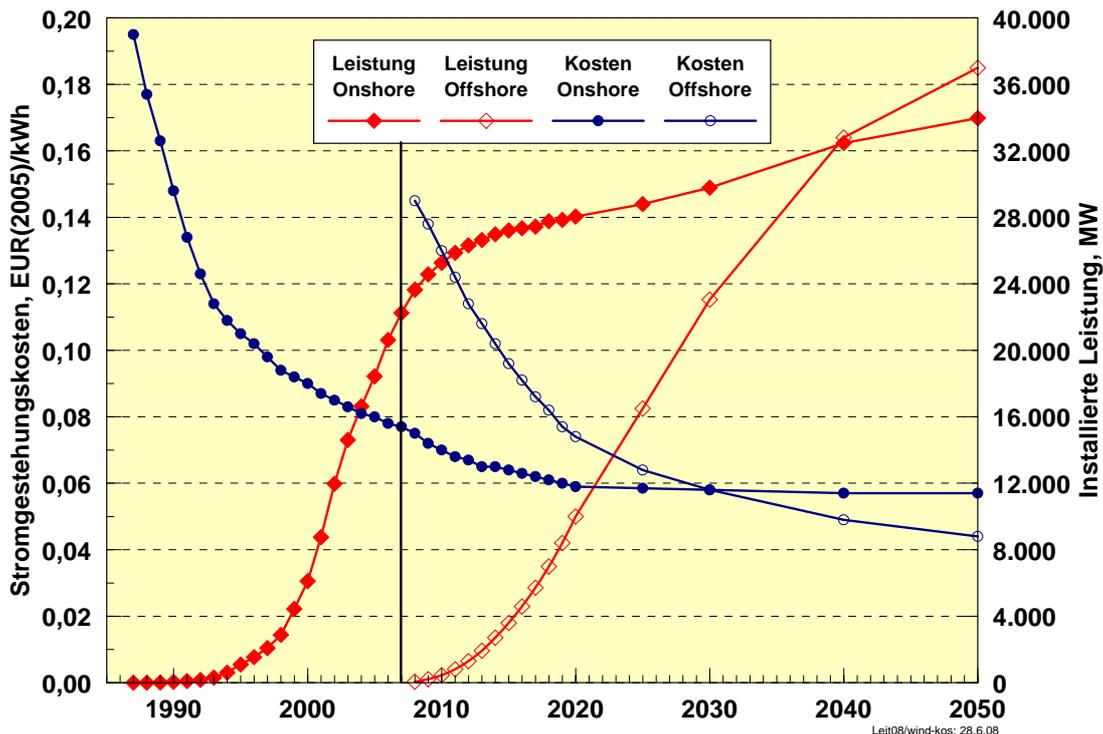


Abbildung 4.3: Verlauf der Stromkosten für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen und jeweilige kumulierte Leistung im LEITSZENARIO 2008

Der Ausbau gemäß LEITSZENARIO 2008 führt zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Technologien, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Für den Strombereich ist die entsprechende Entwicklung für Neuanlagen in **Abbildung 4.4** dargestellt. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die (Offshore-) Windenergie und die Geothermie. Bei letzterer, wie auch bei den Technologien der Nutzung von Biomasse, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die Stromgestehungskosten zusätzlich durch steigende Wärmegutschriften reduziert. Für die Biomasse ist zusätzlich die Kostenentwicklung der Brennstoffe von Bedeutung, die generell eine steigende Tendenz hat.

Für die EE-Technologien zur Stromerzeugung stellen sich längerfristig Gestehungskosten zwischen 4 und 8 ct/kWh_{el} ein, wobei dieser Wert bei Biomasse-Anlagen und bei Strom aus Erdwärme relativ stark von der Höhe der Wärmegutschrift abhängen. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten auch dann noch bei 10 ct/kWh_{el} liegen. Eine Ausnahme stellt auch die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden. Die durchschnittlichen Kosten der im LEITSZENARIO 2008 installierten Neuanlagen lagen in 2007 bei 11 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 8,5 ct/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaik- und Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2012 auf etwa 12 ct/kWh_{el} steigen. Bis 2020 sinken sie dann kontinuierlich auf 8,0 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 7,3 ct/kWh_{el}), bis 2030 auf 6,7 ct/kWh_{el} (6,4 ct/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 5,5 ct/kWh_{el}.

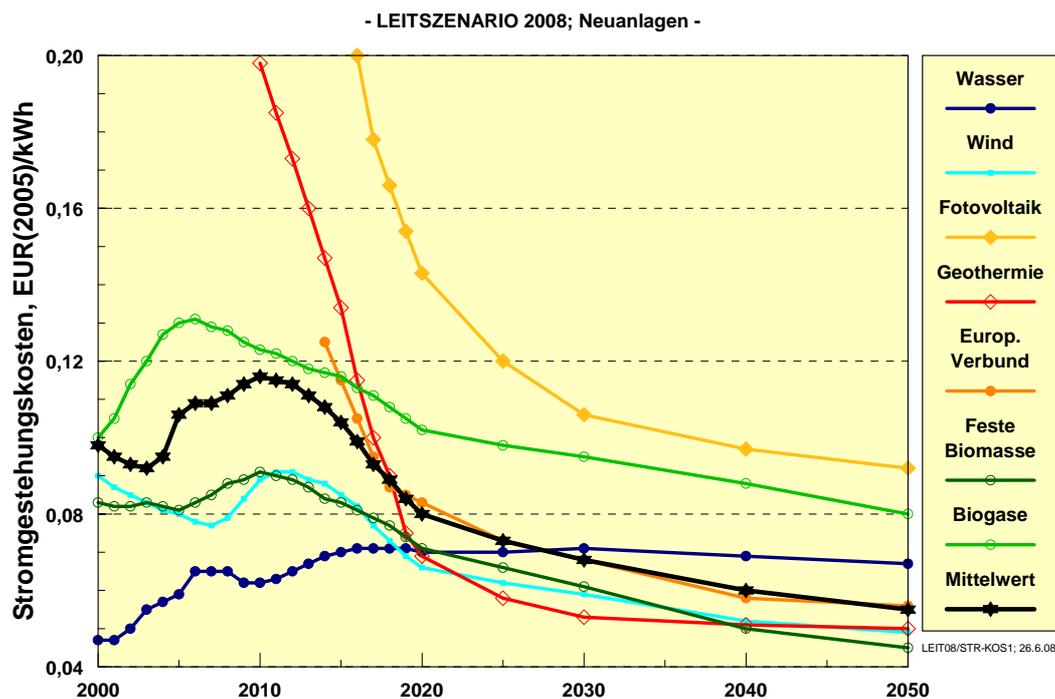


Abbildung 4.4: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2008 (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nullpunkt unterdrückt)

Von entscheidender Bedeutung ist, dass diese Kostenentwicklung im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig kalkulierbar ist, da sie lediglich durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nur sehr gering durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Die aktuellen Preissteigerungen beim Rohöl belegen dies eindrucksvoll. Diese Stabilität ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu überschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird. Diese dürften aus heutiger Sicht ausreichen, die meisten EE-Technologien bis zu diesem Zeitpunkt gegenüber der fossilen Stromerzeugung voll konkurrenzfähig werden zu lassen.

In Abbildung 4.4 ist die Kostenentwicklung der jeweiligen Neuanlagen des betreffenden Jahres dargestellt worden. Von Interesse sind auch die Kosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr (**Abbildung 4.5**). Für die Mittelwerte des EE-Mixes sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt worden. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 ct/kWh_{el}. Inzwischen liegt dieser Wert wegen des Hinzutretens teurerer EE-Neuanlagen bei 9,3 ct/kWh_{el} und steigt bis 2012 noch auf 10,3 ct/kWh_{el}. Nach 2015 werden die jeweiligen Neuanlagen kostengünstiger als der Gesamtbestand des betreffenden Jahres. Der Gesamtbestand folgt also danach der weiteren Kostensenkung der Neuanlagen. Mit geringer werdenden Lernfaktoren gleichen sich die beiden Kurven immer mehr an.

Der Einfluss der noch relativ teuren Fotovoltaik auf die beiden Kostenverläufe wird durch die gestrichelten Kurven in Abbildung 4.5 dargestellt. Die Kostendifferenz des Mittelwertes mit

und ohne Fotovoltaik ist mit rund 2,2 ct/kWh_{el} in der derzeitigen Phase des starken Wachstums der Fotovoltaik nicht unerheblich. Der Mittelwert der Bestandsanlagen ohne Fotovoltaik steigt nicht über 8 ct/kWh_{el}, der von Neuanlagen nicht über 9,4 ct/kWh_{el}. Mit zunehmender Kostenreduktion der Fotovoltaik verringert sich aber die Kostendifferenz deutlich und beträgt in 2030 nur noch 0,6 ct/kWh_{el} beim Gesamtbestand und 0,4 ct/kWh_{el} bei Neuanlagen. Er-sichtlich ist, dass beim mittelfristigen Ausbau der Fotovoltaik sehr sorgfältig zwischen indus-trie- und exportpolitischen Gesichtspunkten (Aufbau industrieller Exportfähigkeit; Unter-stützung der Mobilisierung weiterer Kostensenkungspotenziale) und energiewirtschaftlichen Ge-sichtspunkten (möglichst günstige Stromkosten des EE-Mixes; nicht zu hoch ansteigende Differenzkosten beim EEG) abgewogen werden muss.

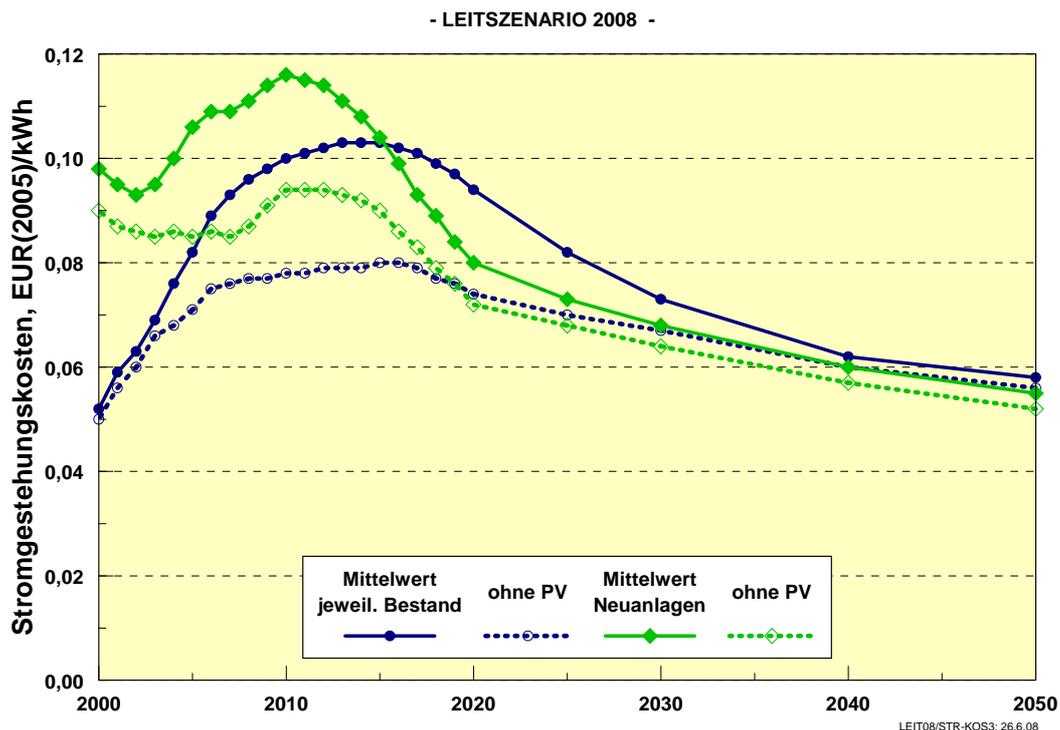


Abbildung 4.5: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im LEITZSZENARIO 2008 (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik)

Für die reine Wärmeerzeugung aus EE sind die Kostenentwicklungen in **Abbildung 4.6** dargestellt. Die bis 2000 noch relativ kostspielige Wärme aus kleinen Solarkollektoranlagen liegt heute bereit bei 16 ct/kWh_{th}. Sie können noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zukünftig insbesondere größere Anlagen in Kombination mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten, die heute bereits bei 10 ct/kWh_{th} liegen, aber größeren strukturellen Hemmnissen unterliegen als Kleinanlagen. Auch Geothermiewärme, insbesondere hydrothermale Anlagen, können noch kostengünstiger werden. Biomasseheizungen besitzen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technologie dürften weitgehend durch tendenziell steigende Brennstoffkosten kompensiert werden. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Wegen der derzeit großen Dominanz der Biomasse – und dort der Einzelheizungen – ist der Mittelwert aller ausschließlich Wärme erzeugenden Systeme praktisch mit den Kosten der Biomasseeeinzelheizung identisch. Das derzeitige und auch langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung liegt bei 8 bis 8,5 ct/kWh_{th}.

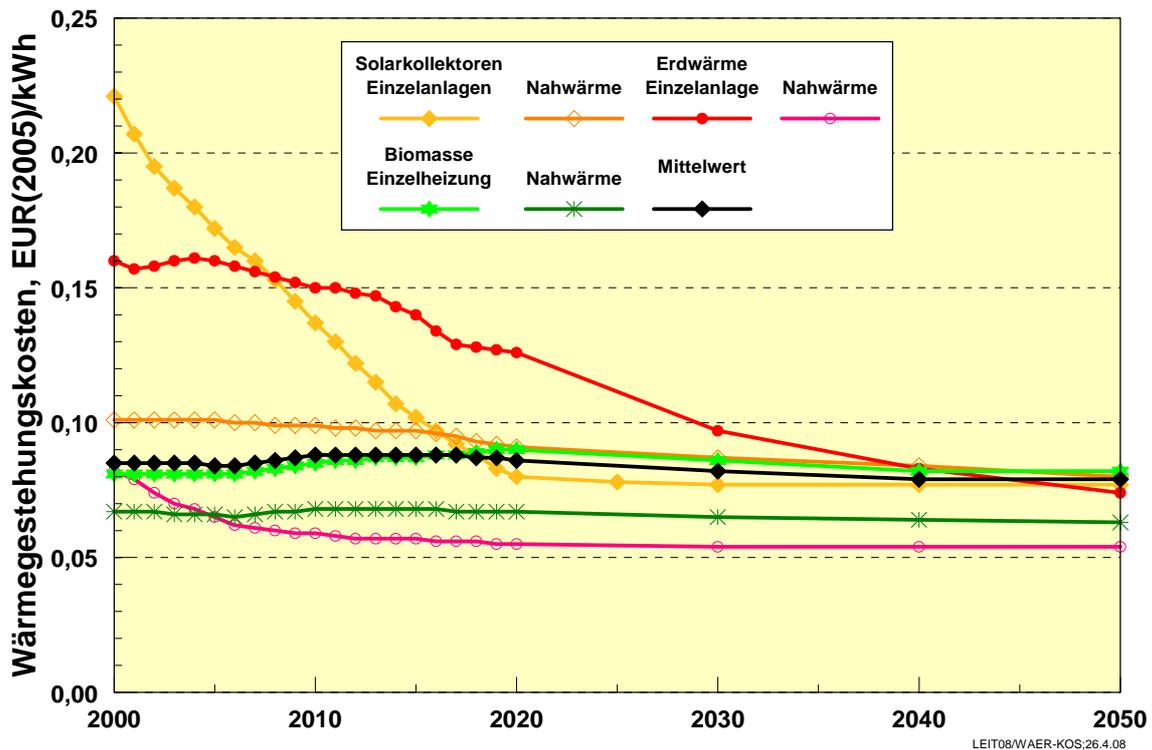


Abbildung 4.6: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten) im LEITSZENARIO 2008

4.3 Zukünftige Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

In **Abbildung 4.7** und **Tabelle 4-1** sind die für die Kraftwerke aus den drei Preispfaden (Abschnitt 2.3) resultierenden Brennstoffpreise zusammengefasst. Diese stellen die Basis für die Ermittlung der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke dar. Sie haben damit auch unmittelbar Rückwirkung auf die anlegbaren Stromkosten und die vom EE-Ausbau hervorgerufenen Differenzkosten. Der Preisanstieg der Energieressource selbst wirkt sich insbesondere bei Erdgas aus, während für Stein- und Braunkohle die Annahmen zum Klimaschutz, ausgedrückt durch die genannten CO₂-Aufschläge, von enormem Einfluss auf die Preisentwicklung sein werden. Vor allem ist Braunkohle betroffen, deren Brennstoffpreise ansonsten kaum steigen würden. Kohlepreise in dieser Höhe sind u. a. auch eine Voraussetzung dafür, dass CO₂-arme Kraftwerke mit CCS-Technologie überhaupt Marktchancen haben, sofern sich die Technologie der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid als machbar erweist [RECSS 2007] (vgl. dazu Szenariovariante D2).

Beim Preispfad A: „Deutlich“ steigt der Erdgaspreis frei Kraftwerk bis 2020 auf 13,4 €/GJ, wovon 20% auf den umgelegten CO₂-Preis zurückzuführen sind. Damit ist der Preis um 80% höher als heute. Der Steinkohlepreis steigt um mehr als das Dreifache auf 9 €/GJ, wovon bereits 65% vom CO₂-Aufschlag stammen. Braunkohle kostet in 2020 mit 5,6 €/GJ das Fünffache, wenn der CO₂-Aufschlag von 38 €/t voll auf den Braunkohlepreis umgelegt wird. Auch wenn die eigentlichen Brennstoffpreise nicht bzw. kaum steigen, wie im Preispfad C: „Sehr niedrig“ angenommen wird, bewirkt eine konsequente Klimaschutzpolitik einen deutlichen

Anstieg der Kohlepreise einschließlich CO₂-Aufschlag. Für Erdgas beträgt der Preis im Jahr 2020 dann 7,9 €/GJ, ist also nur 10% höher als heute. Steinkohle kostet dagegen mit 5,1 €/GJ das Doppelte und Braunkohle mit 3,4 €/GJ, das Dreifache von heute.

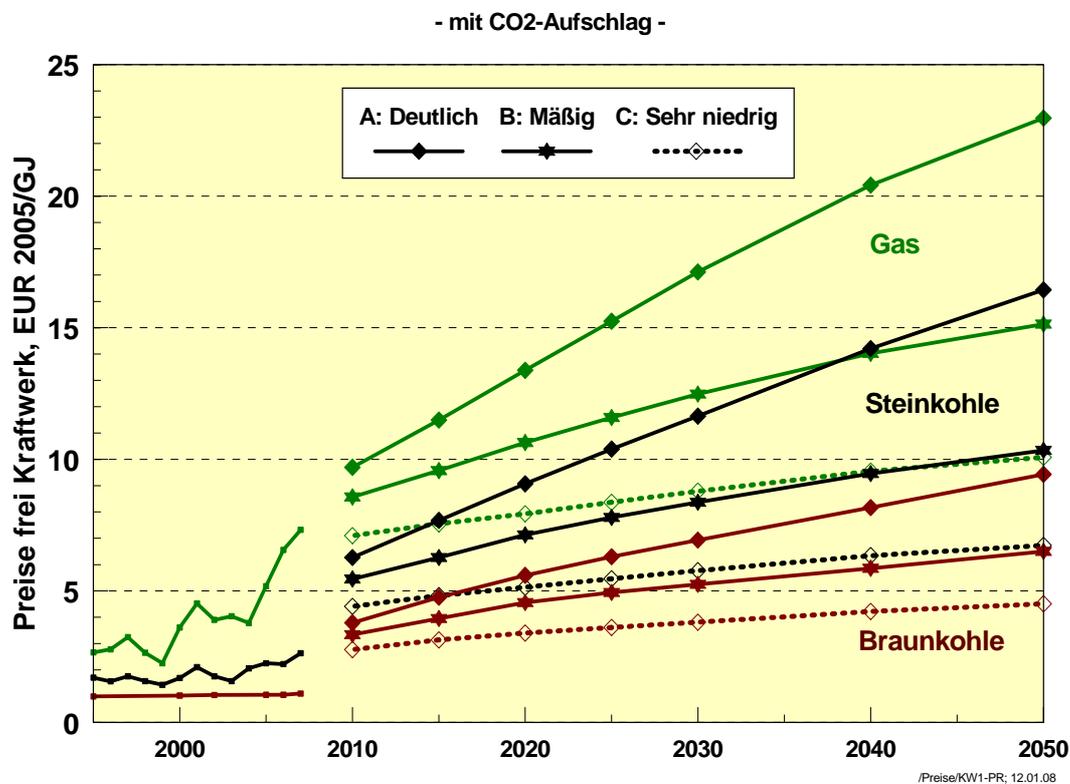


Abbildung 4.7: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden A und B einschließlich der jeweiligen CO₂-Aufschläge. Nachrichtlich ist der Preispfad C (gestrichelt) hinzugefügt

Für zukünftige Großkraftwerke (Kondensationskraftwerke) auf der Basis von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas werden die zukünftigen Stromgestehungskosten dargestellt. Die ökonomischen Eckdaten sind ein (realer) Zinssatz von 6%/a, eine Abschreibungsdauer von 25a und eine Auslastung von 7.000 h/a. Bei den Kostenangaben handelt es sich, wie bei allen Kostenangaben, um die realen Stromkosten (Geldwert 2005; frei Kraftwerk) im ersten Betriebsjahr (bei annuitätisch ermittelten Kapitalkosten und real konstanten Betriebskosten). Betrachtet werden (Bandbreite jeweils 2007 – 2050; weitere Angaben im Anhang):

- **Braunkohle-Dampfkraftwerk:** Investitionskosten 1 175 – 1 050 €/kW; Wirkungsgrad: 45 – 47,5%;
- **Steinkohle-Dampfkraftwerk:** Investitionskosten 1 000 – 900 €/kW; Wirkungsgrad: 47 – 52%;
- **Steinkohle IGCC-Kraftwerk:** Investitionskosten 1 500 (2010) – 1 100 €/kW; Wirkungsgrad: 48 – 54%;
- **Erdgas- GuD-Kraftwerk:** Investitionskosten: 435 – 400 €/kW; Wirkungsgrad: 59 – 62%.

Tabelle 4-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerke für die drei Preispfade A: „Deutlich“, B: „Mäßig“ und C: „Sehr niedrig“ einschließlich jeweiligen CO₂-Aufschlag (Tabelle ohne CO₂-Aufschlag im Anhang)

Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) mit CO₂ - Aufschlag												
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Preispfad A: DEUTLICH												
CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas					24,0	32,0	38,0	45,0	50,0	60,0	70,0	
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	3,49	4,14	4,82	5,49	6,16	7,35	8,27	
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	9,70	11,51	13,40	15,26	17,12	20,43	22,99	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					15,9	18,6	19,6	19,9	19,6	19,7	20,7	
Steinkohle												
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	183,8	225,1	265,9	304,6	341,3	416,4	481,8	
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	2,26	2,76	3,26	3,74	4,19	5,11	5,91	
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	6,27	7,68	9,07	10,39	11,64	14,21	16,44	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					54,3	62,2	65,5	66,3	65,4	63,6	64,4	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	1,36	1,71	2,01	2,27	2,49	2,94	3,40	
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	3,78	4,75	5,59	6,31	6,92	8,17	9,45	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					240	298	347	383	408	444	476	
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Preispfad B: MASSIG												
CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas					20,0	25,00	30,0	33,00	35,0	40,0	45,0	
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	3,08	3,45	3,83	4,17	4,49	5,05	5,45	
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	8,56	9,59	10,65	11,59	12,48	14,04	15,15	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					14,9	17,3	18,9	18,8	18,8	19,1	20,0	
Steinkohle												
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	159,8	183,9	208,8	228,4	245,2	277,3	303,0	
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	1,96	2,26	2,56	2,80	3,01	3,40	3,72	
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	5,45	6,27	7,12	7,79	8,37	9,46	10,34	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					50,9	57,9	63,3	63,7	62,6	63,6	66,9	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	1,20	1,42	1,64	1,78	1,88	2,11	2,34	
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	3,34	3,95	4,56	4,95	5,23	5,87	6,51	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					200	238	273	287	300	314	333	
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Preispfad C: SEHR NIEDRIG												
CO ₂ -Aufschlag; EUR/t Erdgas					15,0	18,0	20,0	21,5	23,0	26,0	28,0	
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	2,56	2,72	2,85	3,01	3,17	3,44	3,63	
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	7,12	7,56	7,92	8,37	8,81	9,56	10,09	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					13,8	15,7	16,3	16,7	17,4	18,2	18,6	
Steinkohle												
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	129,3	141,4	150,7	160,0	169,0	185,8	197,2	
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	1,59	1,74	1,85	1,96	2,07	2,28	2,42	
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	4,41	4,82	5,14	5,46	5,77	6,34	6,73	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					45,6	52,4	55,8	56,7	57,9	60,6	62,0	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	1,00	1,13	1,23	1,30	1,37	1,52	1,62	
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	2,78	3,14	3,42	3,61	3,81	4,23	4,50	
Anteil CO ₂ -Aufschl. (%)					150	176	193	195	204	217	224	
Umrechnungen:	1 GJ = 277,8 kWh				1 EUR/GJ = 0,36 ct/kWh; 1 ct/kWh = 2,78 EUR/GJ							
	1 t SKE = 29,31 GJ											

Preise/Brennstoffpreise2008; 12.01.08

Einen Überblick über die gesamte zukünftige Kostenbandbreite zeigt **Abbildung 4.8**. Ersichtlich ist der „Sprung“ in 2010 infolge der angenommenen 100%-igen Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreise (Werte 2010 zwischen 15 €/t für Preispfad C und 24 €/t für Preispfad A) in den Brennstoffpreisen¹⁴. Während im Preispfad C: „Sehr niedrig“ die Stromgestehungskosten auch längerfristig relativ gering auf 5 - 6 ct/kWh_{el} steigen würden, sind bei den Preispfaden A und B deutlich stärkere Anstiege zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom kostet im Preispfad A im Jahr 2020 zwischen 8,4 und 8,9 ct/kWh_{el}, Strom aus Braunkohle 6,4 ct/kWh_{el}. Unter diesen Bedingungen ist also zu diesem Zeitpunkt fossiler Strom um 1,5 bis 2,5 ct/kWh_{el} teurer als mit den in früheren Studien angenommenen niedrigen Brennstoffpreissteigerungen des Preispfads C. Auch nach 2020 verläuft der Anstieg kontinuierlich weiter, da die durch Ressourcenverknappung fossiler Brennstoffe (Erdgas) und den notwendigen Klimaschutz (Kohle) bewirkten Preisanstiege weiter wirksam bleiben. Strom aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken kann im Jahr 2030 schon 10 ct/kWh_{el} und mehr kosten.

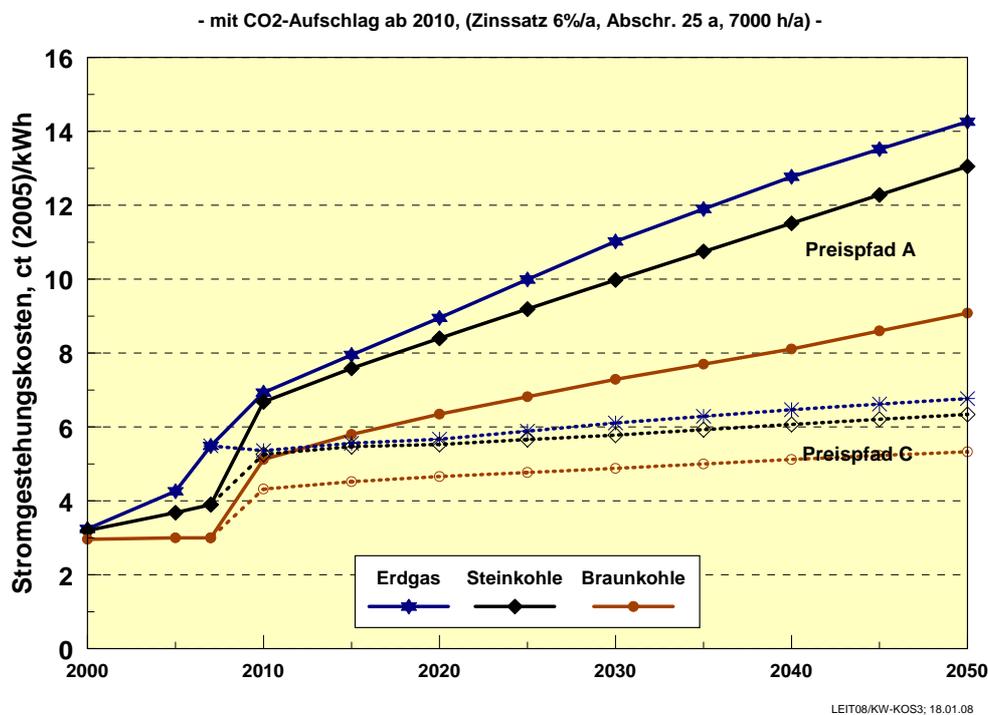


Abbildung 4.8: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und C: „Sehr niedrig“

Über die Struktur der Stromgestehungskosten der Kraftwerke in den Preispfaden A und B geben **Abbildung 4.9** und **Abbildung 4.10** Auskunft. Es wird ersichtlich, dass für den Preisanstieg beim Braunkohlestrom die Einbeziehung von CO₂-Preisen verantwortlich sein wird, während für Strom aus Erdgas der Preisanstieg des Brennstoffs selbst die maßgebende Rolle spielen wird. Strom aus Steinkohle ist von beiden Entwicklungen betroffen, da davon ausgegangen wird, dass wegen der stark steigenden Nachfrage auch die Weltmarktpreise für

¹⁴ Eine Versteigerung der Zertifikate und damit die Notwendigkeit ihrer Berücksichtigung im Strompreis ist erst ab der nächsten Handelsperiode ab 2013 vorgesehen. Allerdings wurden auch schon bisher von den Stromversorgern die CO₂-Kosten bei der Strompreiskalkulation berücksichtigt. Die dadurch entstandenen Gewinne wurden einbehalten.

Steinkohle deutlich steigen werden. Ohne wirksame Klimaschutzmaßnahmen würde Strom aus Braunkohle bei ca. 3 ct/kWh_{el} verharren. Strom aus Steinkohle würde längerfristig auf 6 bis 8 ct/kWh_{el} steigen. Fortschritte bei Wirkungsgradsteigerungen wirken sich nur in geringem Maße kostendämpfend aus.

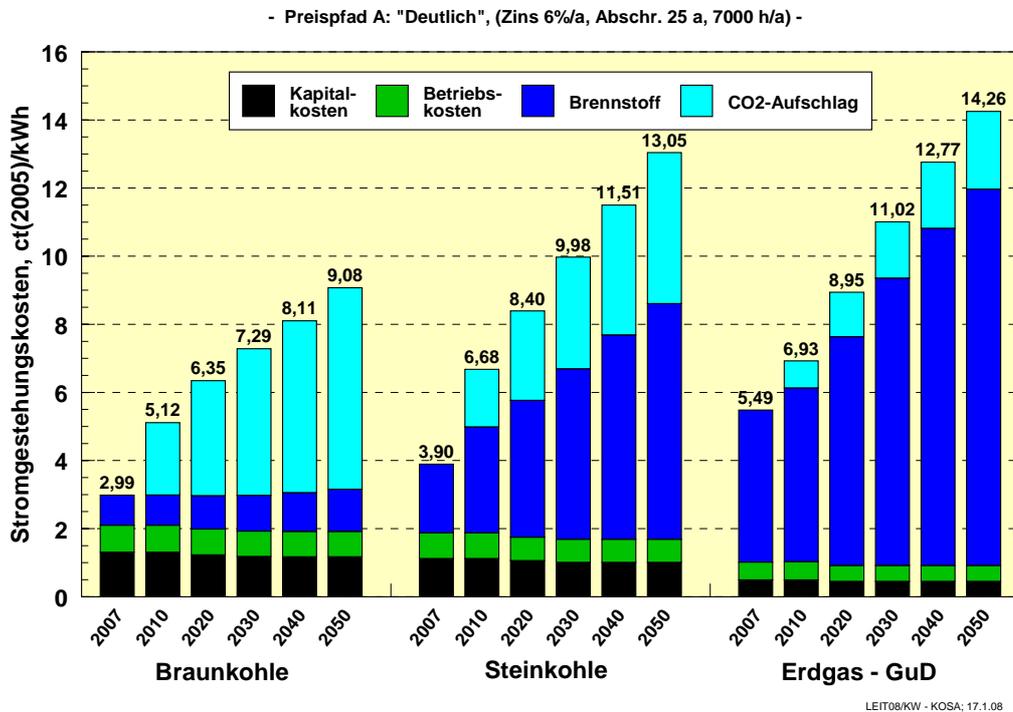


Abbildung 4.9: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preispfad A

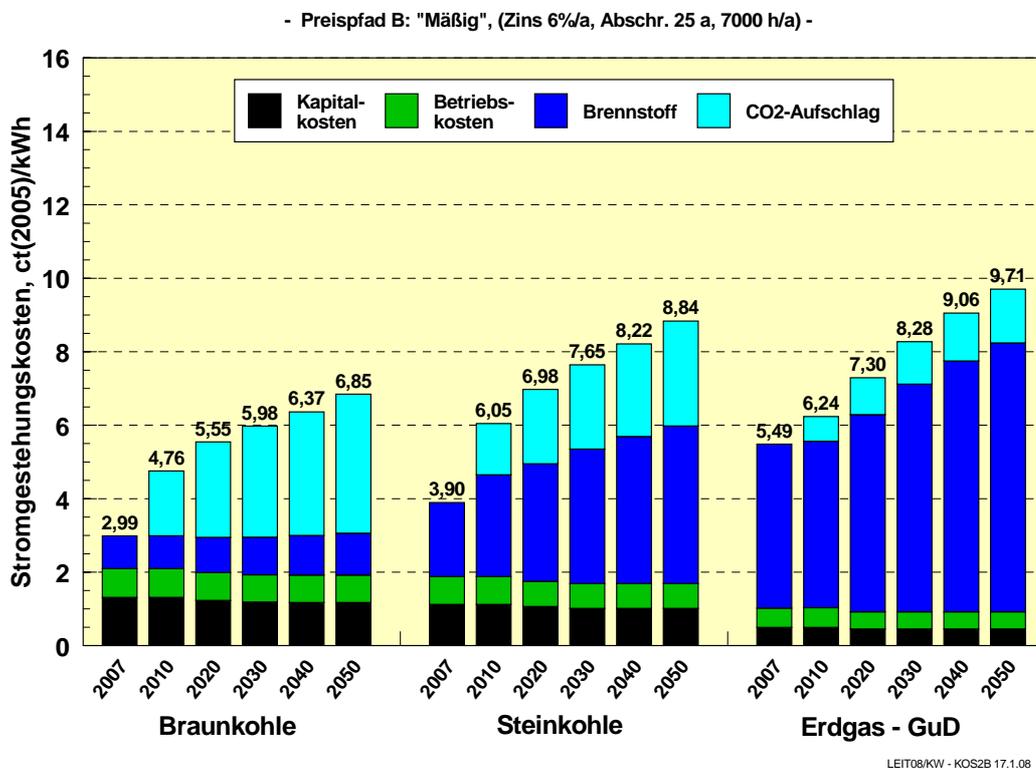


Abbildung 4.10: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung entsprechend Preispfad B

Die Einbeziehung von CO₂-Preisen (Preispfad A von 24 €/t CO₂ in 2010 auf 70 €/t CO₂ in 2050 und in Preispfad B von 20 €/t CO₂ auf 45 €/t CO₂ steigend) zwingt die Kraftwerksbetreiber einen Teil der „externen“ Kosten der fossilen Stromerzeugung in ihr betriebswirtschaftliches Kalkül einzubeziehen¹⁵. Kohlestrom „kostet“ damit im Preispfad B im Jahr 2030 rund 7,7 ct/kWh_{el} und 8,8 ct/kWh_{el} in 2050. Im Preispfad A lauten die entsprechenden Werte für 2030 rund 10 ct/kWh_{el} und für 2050 rund 13 ct/kWh_{el}. Der Preisanstieg für Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken verläuft ähnlich. Der Anteil der durch Klimaschutzmaßnahmen bewirkten Kostensteigerungen bleibt jedoch relativ gering. Im Preispfad B kosten Strom aus Erdgas im Jahr 2030 bereits 8,3 ct/kWh_{el} und im Preispfad A 11 ct/kWh_{el}.

Obige Darstellungen beziehen sich auf eine Auslastung der Kraftwerke von 7.000 h/a. Wegen der relativ hohen Investitionskosten von Kohlekraftwerken steigen deren Stromgestehungskosten bei sinkender Auslastung deutlich. Bei 4.000 h/a sind sie rund 1 ct/kWh_{el} höher als bei einer Auslastung von 7.000 h/a. Bei Erdgas-Kraftwerken verläuft diese Abhängigkeit wegen ihrer geringen Investitionskosten wesentlich flacher. Bei einer Auslastung unter etwa 5.000 h/a sind sie derzeit kostengünstiger als Kohlekraftwerke. Zukünftig verschiebt sich diese Grenze zu geringeren Auslastungen wegen des deutlichen Preisanstiegs von Erdgas. Wegen der hohen Flexibilität dieser Kraftwerke und dem relativ geringen Fixkostenanteil werden sie zukünftig in Verknüpfung mit einer Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien – wie sie das LEITSZENARIO 2008 darstellt - bevorzugt eingesetzt werden, um in Verbindung mit anderen Lastmanagementmaßnahmen eine jederzeit gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.

Die Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten des gesamten fossilen Kraftwerksmixes im LEITSZENARIO 2008 hängt – neben der Abhängigkeit von Brennstoff- und CO₂-Preisen - von der Struktur dieses Mixes (vgl. Abschnitt 2.6 und 2.7) und der sich einstellenden Auslastung der fossilen Kraftwerke in Verknüpfung mit dem Stromangebot aus erneuerbaren Energien ab. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien verringert sich deren Auslastung, da fossile Kraftwerke immer stärker an das EE-Stromangebot angepasst werden müssen. Deutlich macht sich dies nach dem Jahr 2030 bemerkbar, wenn EE auf Anteile über 50% an der Bruttostromerzeugung steigen. Während die mittlere Auslastung aller fossilen Kraftwerke im Jahr 2005 bei 4 870 h/a lag (einschließlich KWK-Anlagen), sinkt sie im LEITSZENARIO 2008 bis 2030 auf 3 900 h/a und bis zum Jahr 2050 auf 3 200 h/a.

Die entsprechende Stromkostenentwicklung für alle drei Preispfade ist für den Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in **Abbildung 4.11** dargestellt, wobei nach alten (in unterschiedlichem Ausmaß bereits abbeschriebenen Kraftwerken) und neuen (ab 2005) gebauten Kraftwerken unterschieden wird. Neue fossile Kraftwerke werden im Mix des LEITSZENARIOS 2008 um das Jahr 2020 im Mittel Strom zwischen 7 und 8,5 ct/kWh_{el} bereitstellen (Preispfade B und A). Im Jahr 2030 werden sie zwischen 8 und 10,5 ct/kWh_{el} liegen und bis 2050 kontinuierlich auf 9,5 bis 14 ct/kWh_{el} steigen. Der jeweilige Mix der bis 2005 errichteten Kraftwerke (der Mix „Altkraftwerke“ enthält neben fossilen Kraftwerken auch Kernkraftwerke und EE-Anlagen, die bis 2005 errichtet wurden), die derzeit Strom zwischen 3 und 4 ct/kWh_{el} erzeugen, werden zukünftig Strom zu Kosten zwischen 6 und 8 ct/kWh_{el} bereitstellen. In einer sich vorwiegend auf fossile Kraftwerke abstützende Stromversorgung wären die mittleren Stromkosten fossiler Kraftwerke zukünftig niedriger, da deren mittlere Auslastung in etwa den heu-

¹⁵ In [Krewitt 2006] sind repräsentative externe Kosten des Treibhauseffekts durch Verbrennung fossiler Brennstoffe von rund 70 €/t CO₂ ermittelt worden (Bandbreite zwischen 15 und 280 €/t CO₂ aus einer Vielzahl von Untersuchungen). Dieses Niveau erreicht Pfad A erst im Jahr 2050, die Pfade B und insbesondere C bleiben darunter.

tigen Werten entsprechen würde. Diese Art der Stromerzeugung würde allerdings die Klimaschutzziele verfehlen und nicht zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten beitragen.

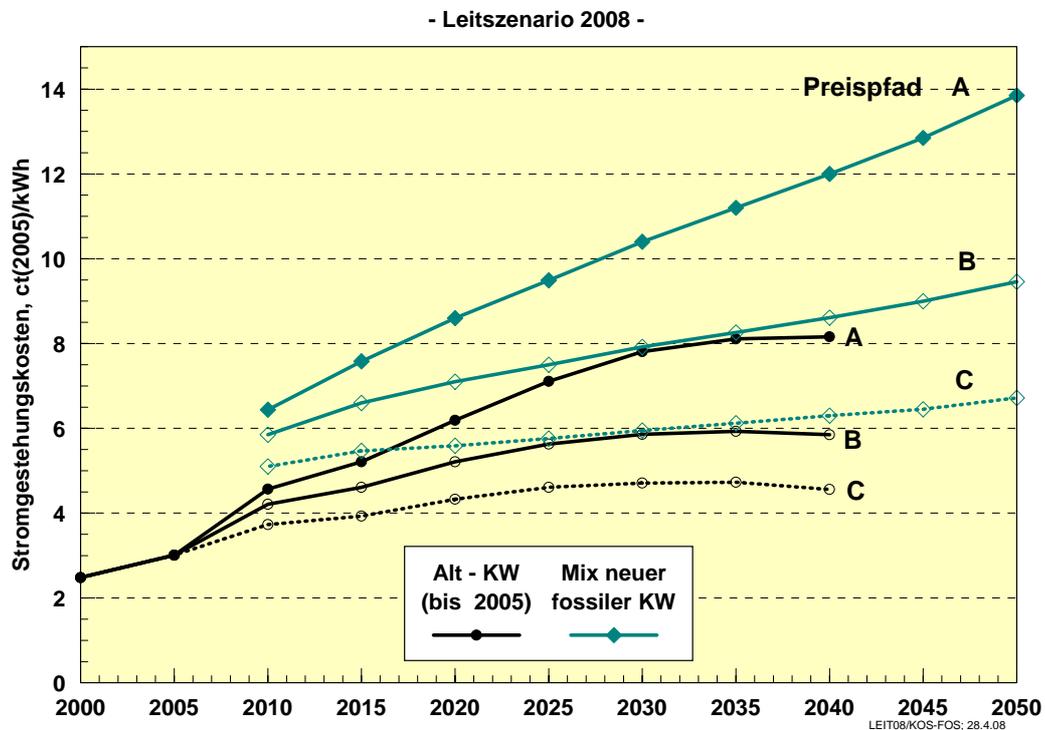


Abbildung 4.11: Stromgestehungskosten alter (bis 2005 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen

4.4 Zukünftige Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung

Aus den für erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke ermittelten zukünftigen Stromgestehungskosten lassen sich die Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksmixes des LEITSZENARIOS 2008 ableiten. Während der Kostenverlauf der EE nur von technologischen Parametern und den unterstellten Lernkurven (und damit angenommenen Marktvolumina) abhängt, werden die zukünftigen Stromkosten fossiler Kraftwerke im Wesentlichen durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Intensität der Klimapolitik (CO₂-Preise) bestimmt werden. Für den Preispfad A ist die zukünftige Stromkostenentwicklung aus **Abbildung 4.12** ersichtlich. Dabei wird die Mittelspannungsebene als Vergleichsbasis gewählt, da ein Teil der Kraftwerke (dezentrale KWK, Teile der EE) dort einspeisen. Für alle auf der Hochspannungsebene einspeisenden Kraftwerke werden die mittleren Kosten für Transport auf der Hochspannungsebene und für die Umspannung mit 1,2 ct/kWh_{el} angenommen.

Wegen des weiteren Zubaus von EE-Leistung liegen die mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung (EE, fossil und bis 2022 auch Kernenergie) zunächst über denjenigen der Strombereitstellung ohne EE. Auf der Basis des Preispfads A steigt diese Differenz auf maximal 0,70 ct/kWh um 2010. Danach sinkt sie kontinuierlich, weil die Kostendifferenz schneller sinkt als die Mengenzunahme der EE. Bereits um 2020 wird der im LEITSZENARIO 2008 angenommene EE-Mix (ohne den Fotovoltaikzubau bereits um 2015)

kostengünstiger als die Strombereitstellung in einem Mix, in dem nur fossile Kraftwerke neu zugebaut werden. Während die Kosten des letzteren stetig weiter steigen, bewirkt der weitere Ausbau der EE eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus bei rund 8,8 ct/kWh_{el} (Mittelspannungsebene) mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Reduktion entsprechend der weiteren Kostendegressionen der EE. Bei günstigeren Gestehungskosten im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung entsteht gleichzeitig eine zunehmend versorgungssichere und klimaverträgliche Stromversorgung. Die Darstellung in Abbildung 4.12 zeigt beispielhaft, dass dieser Transformationsprozess mehrere Jahrzehnte zu beschreiben ist, durch entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen in Gang gehalten und über mehrere Legislaturperioden abgesichert werden muss, damit der volle Nutzen einer EE-Ausbaustrategie korrekt bewertet werden kann.

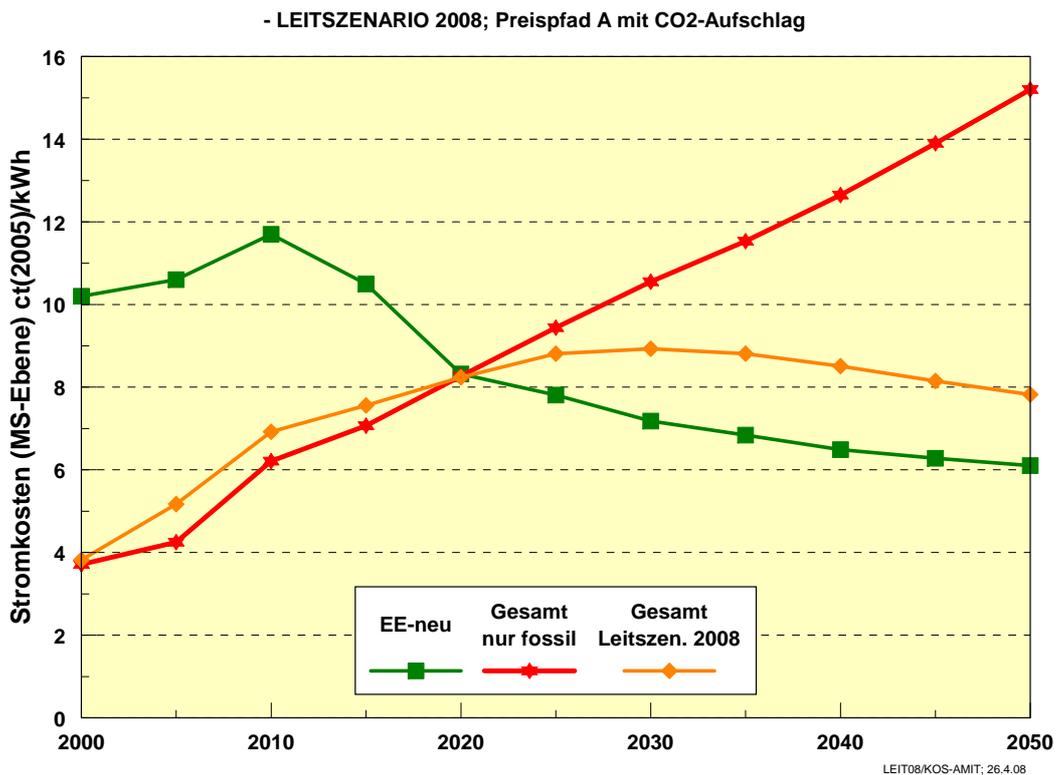


Abbildung 4.12: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITZENENARIO 2008 (Preisfad A) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und nur fossilen Neubauten

Auch wenn von weiter steigenden Energie- und CO₂-Preisen ausgegangen werden kann, ist doch die Höhe der zukünftigen Preisanstiege ungewiss und teilweise auch umstritten. In zahlreichen Untersuchungen werden immer noch Energiepreisentwicklungen entsprechend Pfad B oder sogar noch Pfad C zugrunde gelegt, obwohl derart geringe Preisanstiege oder sogar real konstante Energiepreise aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich sind. Die Auswirkungen geringerer Preisanstiege auf die Stromkostenentwicklung sind deshalb in **Abbildung 4.13** abgebildet worden. An der grundsätzlichen Aussage einer längerfristig volkswirtschaftlich vorteilhaften Stromversorgung auf der Basis von EE ändert sich nichts, jedoch verschieben sich bei geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen die Zeitpunkte, zu denen der Stromerzeugungsmix des LEITZENARIOS 2008 kostengünstiger wird als eine sich ausschließlich auf fossile Neubauten abstützende Stromversorgung. Für den Preisfad

B tritt der Schnittpunkt um 2025 ein, die maximale Differenz liegt mit 0,80 ct/kWh in 2015 höher als für Preispfad A, das maximale Strompreinsniveau liegt bei 8 ct/kWh. Für den völlig unwahrscheinlichen Fall eines näherungsweise real konstanten Energiepreisniveaus (Preispfad C) würde der Schnittpunkt ein Jahrzehnt später eintreten als im mittleren Preispfad B. Niedrige Energie- (und CO₂-) Preise ändern also nichts an der Notwendigkeit eines Umbaus der Energieversorgung entsprechend dem LEITSZENARIO 2008. Wegen des langen Zeithorizonts bis zum Eintreffen des volkswirtschaftlichen Nutzens im Falle nicht mehr weiter steigender fossiler Energiepreise würde jedoch die vergebliche Hoffnung darauf, die politische und gesellschaftliche Durchsetzung des notwendigen Umgestaltungsprozesses erheblich erschweren.

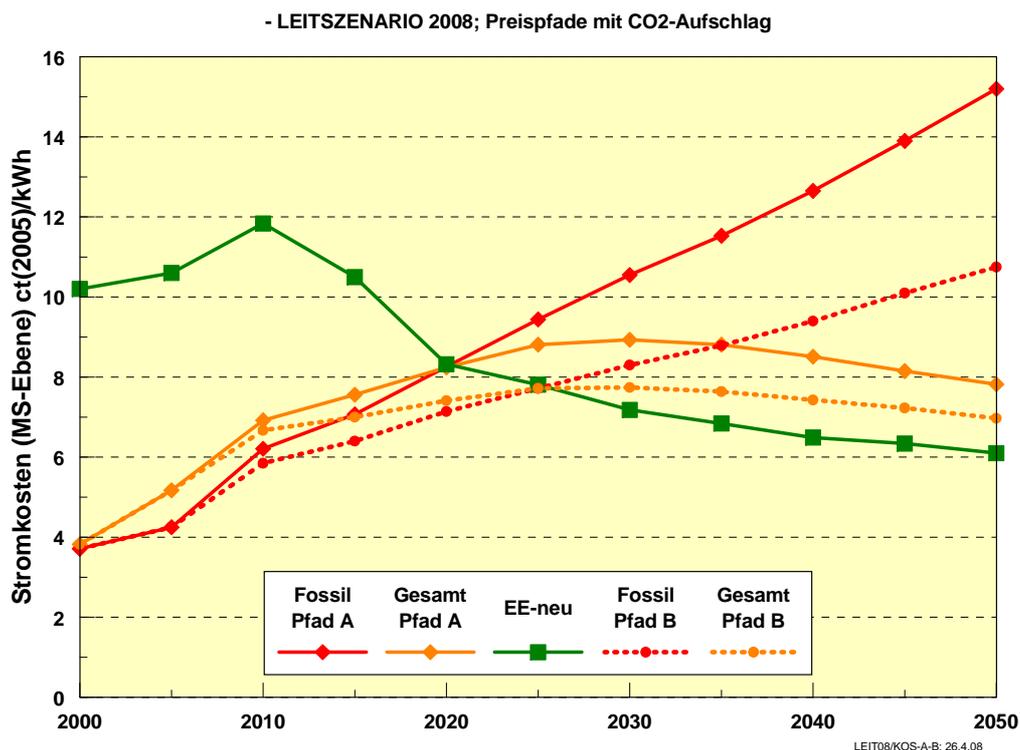


Abbildung 4.13: Wie Abbildung 4.12, mit zusätzlicher Darstellung des Energiepreispfads B

4.5 Entwicklung der Differenzkosten

Der Ausbau erneuerbarer Energien verursacht derzeit und noch in den nächsten Jahren Differenzkosten gegenüber den anlegbaren Energiepreisen. Diese werden im Folgenden, differenziert nach Technologien dargestellt. Die Differenzkostenermittlung erfolgt hier auf Kostenbasis, d.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes, mit fossilen Wärmepreisen und mit Kraftstoffpreisen (ohne Steuern) verglichen. Diese Differenzkosten bewegen sich im Strombereich in derselben Größenordnung wie die Mehrbeschaffungskosten des EEG, unterscheiden sich aber im Einzelnen, da die Vergütungssätze des EEG im Allg. nicht mit den reinen Stromgestehungskosten der EE-Anlagen identisch sind (vgl. Fußnote auf folgender Seite). Außerdem wird hier die gesamte Energieerzeugung aus EE betrachtet, insbesondere also auch die „alte“ Wasserkraft aus größeren Kraftwerken berücksichtigt, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehört. Sie bewirkt somit bereits heute „negative“ Differenzkosten im Vergleich zu anlegbaren Strompreisen, die als Gewinne bei den Betreibern verbleiben.

In **Abbildung 4.14** ist der Verlauf dieser Differenzkosten für die stromerzeugenden EE-Technologien für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A dargestellt. Im Jahr 2007 lag die Summe der Differenzkosten der EE im Strombereich bei 3,9 Mrd. €/a (schwarze Kurve)¹⁶. Bisher dominierten die Differenzkosten der Windenergie. Sie haben mit 1,6 Mrd. €/a den Höchstwert erreicht, sinken zukünftig und gehen einschließlich der Offshore-Windenergie noch vor 2020 gegen Null. Die Windenergie stellt dann 93 TWh/a mit Durchschnittskosten der Stromerzeugung von 7 ct/kWh bereit. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Biomasse, derzeit rund 0,9 Mrd. €/a, erreichen ein Maximum um 2012 mit rund 1,1 Mrd. €/a. Der Rückgang erfolgt nur langsam im Wechselspiel steigender Wärmevergütungen für KWK-Anlagen und (geringfügiger) Kostendegressionen bei den Anlagen einerseits und steigende Biomassepreise andererseits. Aber noch vor 2025 sind die durchschnittlichen Differenzkosten ebenfalls Null. Wasserkraft hat in der Gesamtbilanz wachsende „negative“ Differenzkosten, da die teurere Modernisierung und der geringfügige Zubau neuer Anlagen nur wenig gegenüber dem erwirtschafteten Nutzen der bestehenden Wasserkraft ins Gewicht fallen. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Geothermie sind (unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift) gering und bleiben unter 0,1 Mrd. €/a. Da im LEITSZENARIO 2008 der EE-Stromimport aus dem europäischen Ausland erst nach 2018 auftritt, sind dessen (rechnerische) Differenzkosten mit maximal 0,05 Mrd. €/a vernachlässigbar.

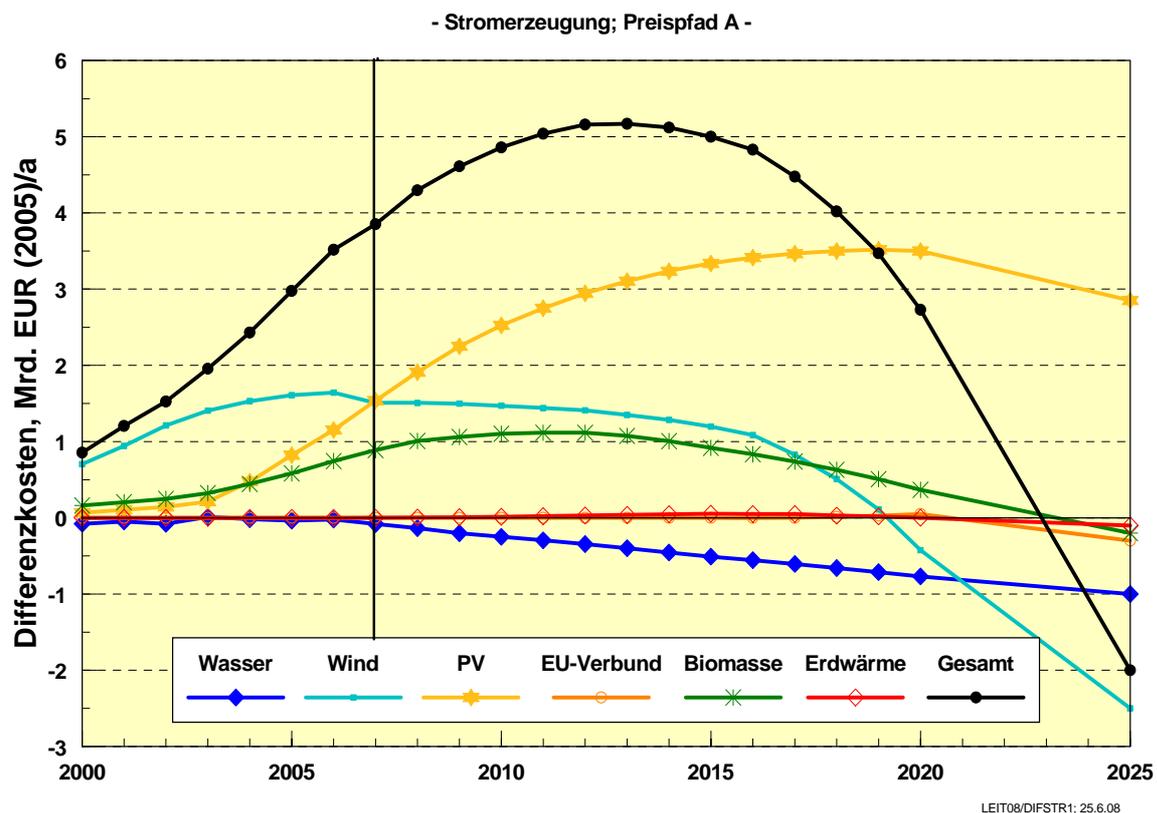


Abbildung 4.14: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (Preispfad A) nach Energietechnologien und insgesamt im LEITSZENARIO 2008

¹⁶ Die durch das EEG entstehenden Beschaffungsmehrkosten beliefen sich für 2007 auf 4,3 Mrd. €/a. [BMU 2008]. Sie unterscheiden sich aus den o. g. Gründen von den hier ermittelten Differenzkosten

Insgesamt steigen die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung im Ausbaupfad des LEITZSzenarios 2008 bis 2013 noch auf 5,2 Mrd. €/a. Danach sinken sie und werden um das Jahr 2023 bereits negativ. Wind und Wasserkraft „kompensieren“ dann die Differenzkosten der Fotovoltaik. Ab diesem Zeitpunkt bewirken diese EE-Technologien mit einem Beitrag von dann 178 TWh/a eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten. Im Jahr 2030 „sparen“ sie der Volkswirtschaft bereits 7 Mrd. €/a.

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, sind also ebenso hoch wie diejenigen der Windenergie. Trotz erheblicher weiterer Kostendegressionen werden sie in dem hier angenommenen Ausbaupfad (kumulierte Leistung in 2020 von 17,9 GW_p mit 15,5 TWh/a Stromerzeugung) bis 2018 auf insgesamt 3,5 Mrd. €/a steigen und übertreffen die verbleibenden Differenzkosten aller anderen EE-Technologien. Bis 2030 sinken sie dann jedoch – bei weiterem Ausbau im Inland auf dann 24 GW_p – auf 1 Mrd. €/a. Dabei wird PV-Strom, wie alle anderen dezentralen EE-Technologien mit herkömmlichem Strom auf der Mittelspannungsebene verglichen, der im Preispfad A im Jahr 2020 mit 8,2 ct/kWh bewertet wird. Wird gegen Haushaltsstrom gerechnet (derzeit 22 ct/kWh, ohne MwSt.; Anstieg gemäß Preispfad A), so erreichen die Differenzkosten im Jahr 2010, ausgehend von 1 Mrd. €/a in 2007, lediglich 1,3 Mrd. €/a, sinken bis 2015 auf 0,75 Mrd. €/a und erreichen in 2019 die Nulllinie. Ab diesem Zeitpunkt könnte also dezentral erzeugter PV-Strom mit dem Strombezug für Haushaltskunden konkurrieren (Netzparität).

Wird von zukünftig geringeren Energie- und CO₂-Preisanstiegen ausgegangen (Preispfad B), verschieben sich sowohl der Zeitpunkt der vollen gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der EE-Stromerzeugung als auch die Gesamthöhe der Differenzkosten (**Abbildung 4.15**).

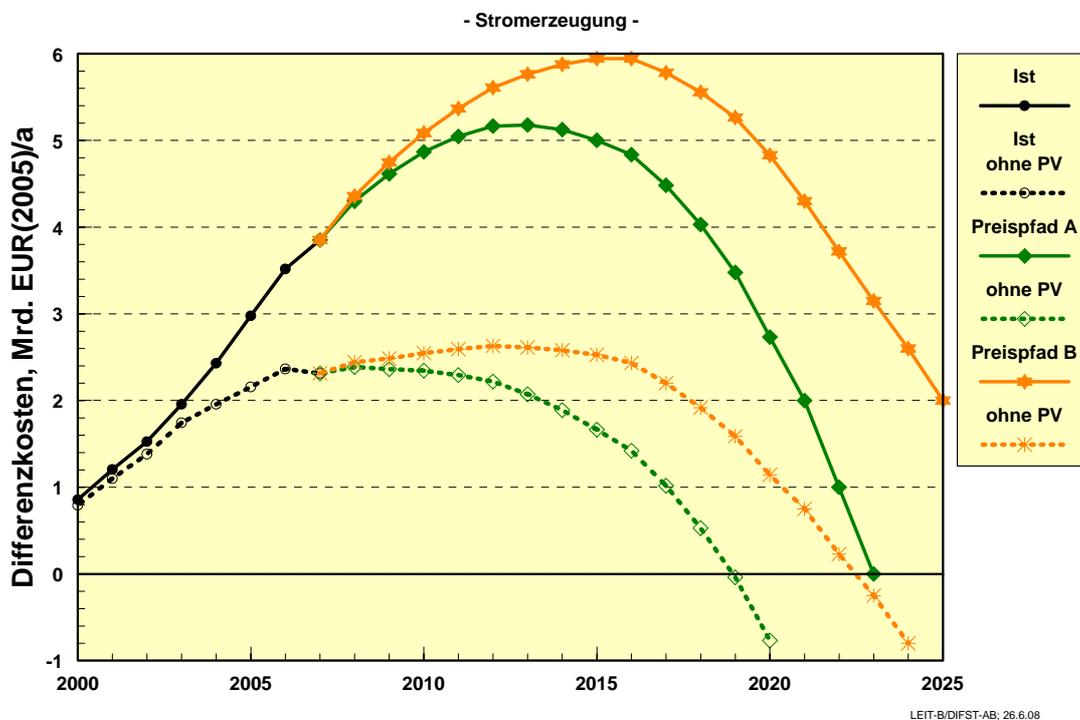


Abbildung 4.15: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITZSzenario 2008 für die Preispfade A und B mit und ohne Fotovoltaik

Für den Preispfad B wird für alle EE das Maximum von 6 Mrd. €/a im Jahr 2015 erreicht, die Nulllinie aber erst um 2028 durchschritten. Betrachtet man die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten ohne die Fotovoltaik (gestrichelte Kurven in Abbildung 4.15), so ist das Maximum im Falle des Preispfads A mit 2,4 Mrd. €/a bereits erreicht. Sie durchschreiten im Jahr 2019 die Nulllinie. Auch im Preispfad B steigen sie nur noch gering auf 2,6 Mrd. €/a und gehen um 2023 gegen Null.

Den Preispfaden A, B und C kann auch der Idealfall der vollen Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung bereits heute gegenübergestellt werden. Als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Stromgestehungskosten der fossilen Stromerzeugung wird der in [Krewitt 2006] vorgeschlagenen Mittelwert von 70 €/t CO₂ für die externen Kosten der Stromerzeugung gewählt. Dieser Wert liegt noch unter den im Stern-Report [Stern 2007] ermittelten Wert von 85 €/t CO₂. Im Preispfad treten diese CO₂-Kosten erst im Jahr 2050 auf. Auf dieser Basis erhält man bereits heute einen anzulegenden Strompreis von etwa 10 ct/kWh_{el}. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die EE-Stromerzeugung (unter Einbeziehung der vorhandenen Wasserkraft) bereits derzeit „negative“ Differenzkosten von 1,2 Mrd. €/a, vermeidet also Schadenskosten in dieser Größe. Die jährlich vermiedenen Kosten steigen unter dieser Annahme bis 2015 auf 7 Mrd. €/a und bis 2020 auf 14 Mrd. €/a. Betrachtet man vor diesem Hintergrund nur die über das EEG geförderten EE-Technologien, so verursachen diese derzeit Differenzkosten von lediglich 0,2 Mrd. €/a (einschl. Fotovoltaik). Dieser Wert bestätigt eindrucksvoll die gesamtwirtschaftliche Nützlichkeit des energiepolitischen Förderinstruments EEG.

Die Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus EE belaufen sich derzeit auf insgesamt 1,5 Mrd. €/a (**Abbildung 4.16**). Bezogen auf die gesamte Endenergiemenge für Wärme entspricht dies lediglich 0,11 ct/kWh_{th}. Eine Umlage dieser Differenzkosten, die derzeit überwiegend vom Marktanzreizprogramm erbracht werden, auf die Wärmepreise wäre also kaum feststellbar. Die Differenzkosten sind deutlich niedriger als im Strombereich. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Wärmeversorgung auf der Basis von Biomasse, die den weitestgrößten Teil ausmacht, eine kostengünstige Versorgung darstellt. Trotz weiteren Wachstums steigen ihre Differenzkosten im Preispfad A nur noch auf 0,75 Mrd. €/a im Jahr 2010 und werden bereits gegen 2014 zu Null. Solarkollektoren, die nur 3% der aus Biomasse bereitgestellten Wärme erzeugen, bewirken derzeit vergleichbare Differenzkosten. Ihr Verlauf ist jedoch wesentlich flacher. Um 2013 erreichen sie ein Maximum mit 0,67 Mrd. €/a und tendieren nach 2020 gegen Null. Ähnlich verlaufen die Differenzkosten der Erdwärme. Die gesamten Differenzkosten für EE-Wärme steigen auf ein Maximum in 2010 von 1,7 Mrd. €/a. Nach 2010 kompensieren die sinkenden Differenzkosten der Biomasse weitgehend die Differenzkosten von Solarkollektoren und Erdwärme, so dass die gesamten Differenzkosten deutlich sinken und um 2018 die Nulllinie erreichen. Im Jahr 2030 „spart“ die Wärmebereitstellung mittels EE bezogen auf eine Preisentwicklung entsprechend Preispfad A bereits 7,5 Mrd. €/a. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung gegenüber 2007 auf 785 PJ/a gestiegen und deckt dann 22,4 % des gesamten Wärmebedarfs.

Ein anderer Verlauf der zukünftigen Energie- und CO₂-Preise beeinflusst natürlich auch die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Wärmebereitstellung. Bei weniger stark steigenden Preisen wirken sich nun auch die Kostenunterschiede bei der Wärmebereitstellung aus Biomasse merklich aus. Bei diesem Preispfad steigen die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung bis 2012 auf rund 2 Mrd. €/a um dann aber auch stetig zurückzugehen und um 2024 die Nulllinie zu erreichen (**Abbildung 4.17**). Gemessen am Gesamtumsatz des Wärmesektors sind dies aber letztlich nur geringfügige Unterschiede.

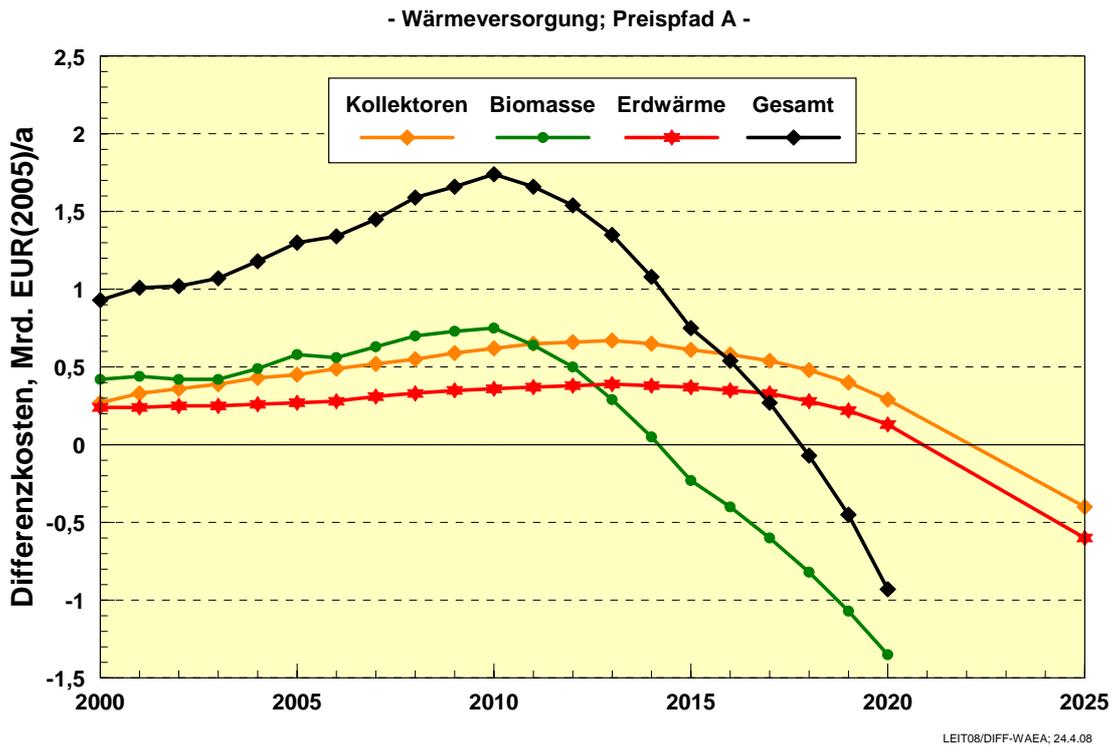


Abbildung 4.16: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich im LEITZENARIO 2008 (Preisfad A; nur reine wärmeerzeugende Anlagen) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung

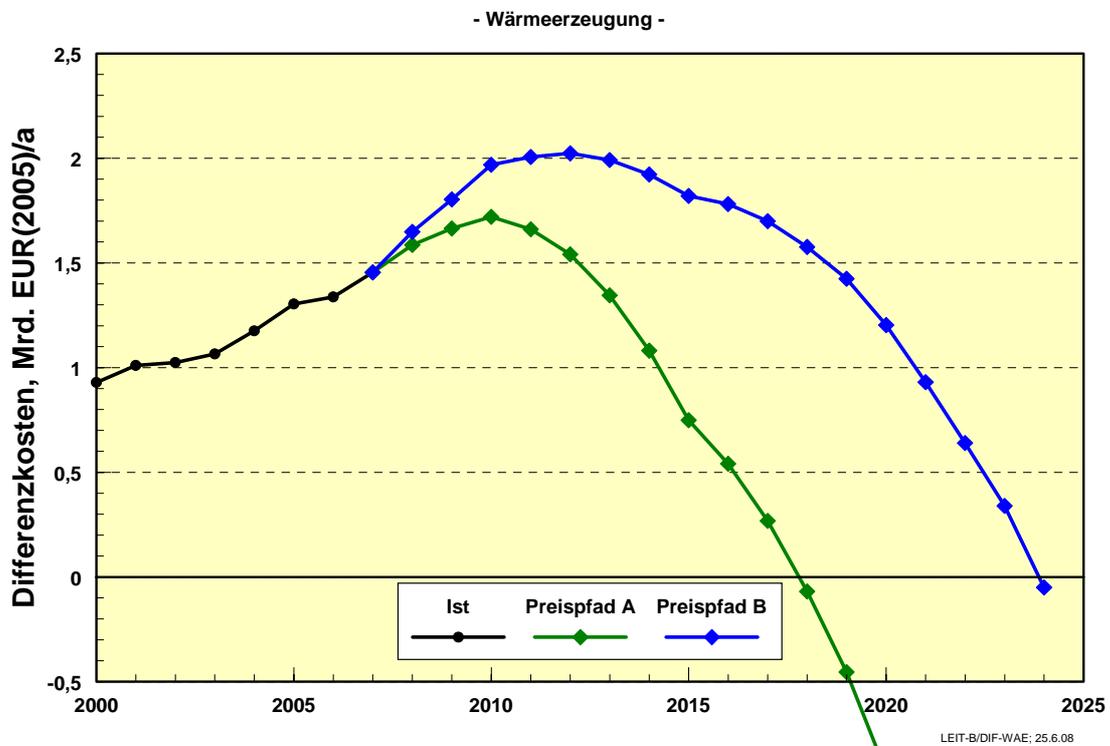


Abbildung 4.17: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung im LEITZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preispfade A und B

So entsprechen die genannten 2 Mrd. €/a Differenzkosten einem mittleren Aufschlag auf die Wärmekosten von 0,17 ct/kWh_{th}. Im Extremfall real konstant bleibender Preise und bei der Annahme relativ geringer CO₂-Preise, wie sie noch bis vor kurzer Zeit zur Bewertung von EE-Ausbaustrategien benutzt wurden und die hier durch den Preispfad C dargestellt sind, würden die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der Wärmeversorgung bis 2020 auf 3,3 Mrd. €/a steigen, in 2030 noch 2 Md. €/a betragen und erst gegen 2035 gegen Null tendieren. Ein Ausbau der EE im Wärmesektor wäre in diesem Extremfall – wie auch in den anderen Sektoren – einzelwirtschaftlich nur sehr schwer zu erreichen.

Die Differenzkosten im Kraftstoffsektor belaufen sich für 2007 auf 1,4 Mrd. €/a, wenn Biokraftstoffe mit den Kraftstoffpreisen frei Tankstelle ohne Steuern verglichen werden (**Abbildung 4.18**). Sie liegen damit in ähnlicher Größenordnung wie diejenigen des Wärmesektors, haben aber wegen des rasanten Wachstums der letzten Jahre einen deutlich stärkeren Wachstumsgradienten. Der deutliche Anstieg der Kraftstoffpreise im Preispfad A und das zukünftig geringere Wachstum der Biokraftstoffe dämpfen diesen Zuwachs. Die Differenzkosten erreichen in 2010 ihr Maximum mit knapp 2 Mrd. €/a und erreichen vor 2030 die Nulllinie. Zu diesem Zeitpunkt sind beim Preispfad A die reinen Bereitstellungskosten von Biokraftstoffen geringer als diejenigen von Benzin und Diesel. Biokraftstoffe (und ein geringer Beitrag von Wasserstoff) decken dann mit 325 PJ/a rund 16% des Kraftstoffbedarfs.

Wegen der noch relativ großen Differenz der reinen Herstellungskosten von Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen reagieren die Differenzkosten empfindlich auf schwächer steigende anlegbare Kraftstoffkosten. Im Preispfad B steigen die Differenzkosten noch bis 2015 auf 2,5 Mrd. €/a; nach 2020 sinken sie aber auch dann deutlich.

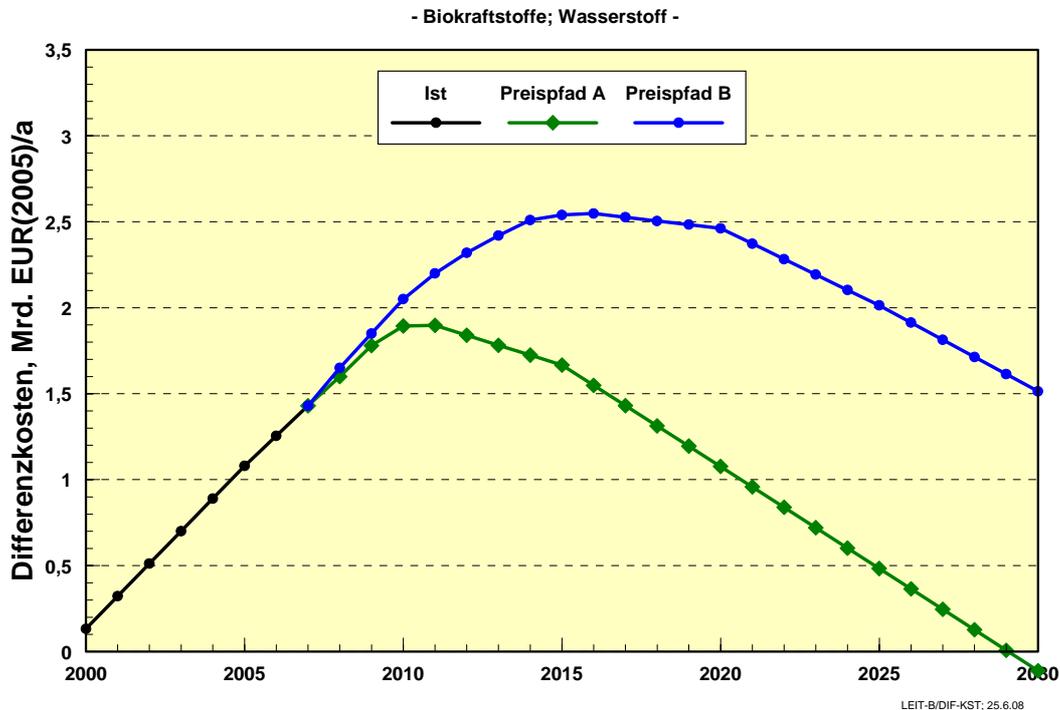


Abbildung 4.18: Differenzkosten der EE im Kraftstoffbereich im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preispfade A und B

Summiert über alle Sektoren beliefen sich die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Jahr 2007 auf 6,7 Mrd. €/a¹⁷. Davon entstammen 57% der Stromversorgung (**Abbildung 4.19**). Sie steigen gegenüber der Preisentwicklung des Energiepreispfads A noch auf ein Maximum von 8,6 Mrd. €/a im Jahr 2011; davon 5,0 Mrd. €/a für den Stromsektor, 1,7 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,9 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Das gegenwärtig starke Wachstum der Fotovoltaik, welche zu diesem Zeitpunkt mit 2,5 Mrd. €/a Differenzkosten, entsprechend 30%, zu Buche schlägt, ist eine wesentliche Ursache dafür. Um das Jahr 2022 entstehen bei Eintreffen des Preispfads A keine Differenzkosten mehr. Erneuerbare Energien decken dann knapp 20% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden damit bereits 200 Mio. t CO₂/a. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, dass EE nach diesem Zeitpunkt das Energiepreinsniveau stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

Unterstellt man eine Preisentwicklung gemäß Preispfad B, so würden die Differenzkosten aller Sektoren auf 10,4 Mrd. €/a steigen, dieses Maximum würde um 2015 eintreten. Auch das Unterschreiten der Nulllinie würde sich verschieben und erst um 2029 eintreten. Selbst im Fall dieses nur „mäßigen“ Anstiegs der Preise herkömmlicher Energieträger würden sich also die Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in Grenzen halten und schließlich zu einem volkswirtschaftlich günstigen Ergebnis führen.

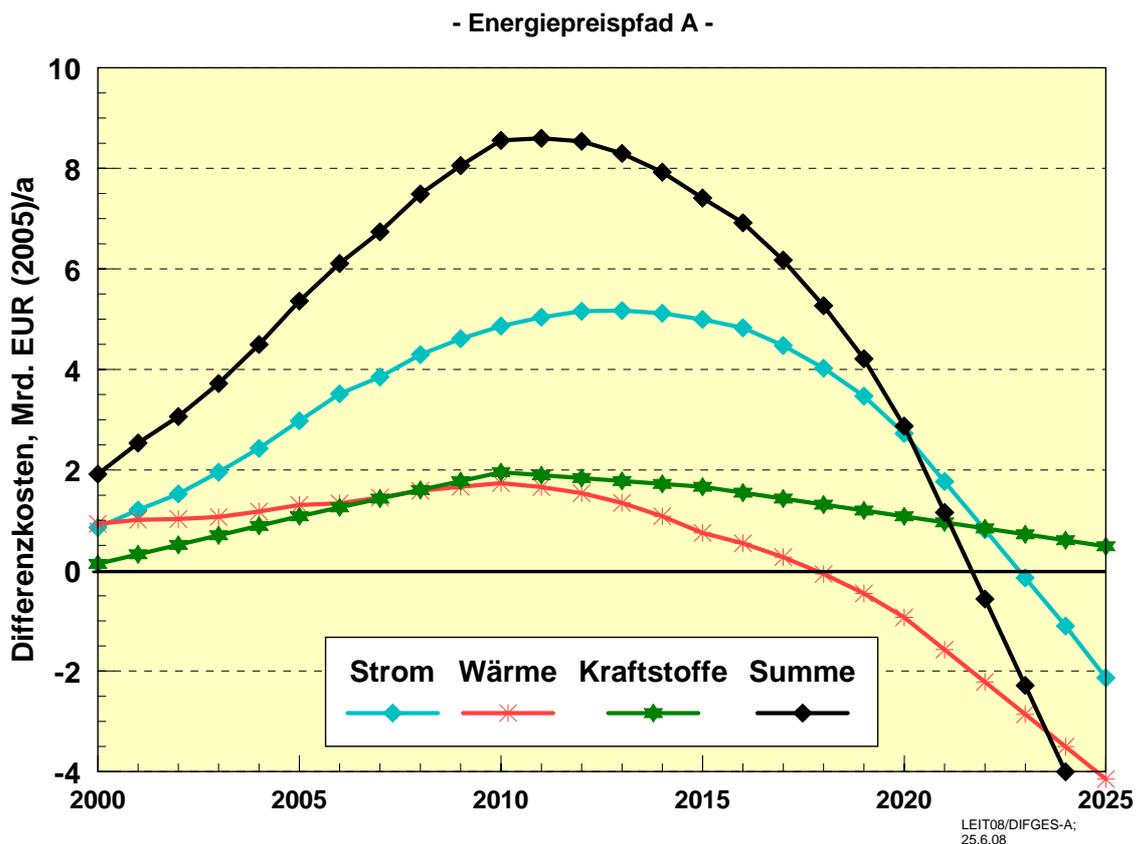


Abbildung 4.19: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend dem Preispfad A

¹⁷ Zum Vergleich: Das Nettoergebnis des Stromversorgers E.ON im Jahr 2007 lag mit 7,2 Mrd. € Gewinn in ähnlicher Größe [ZEIT 2008].

In kumulierten Werten hat die Förderung der Markteinführung der EE von 2000 bis Ende 2007 rund 30 Mrd. € Differenzkosten bewirkt. Dieser beachtliche Wert und seine Fortschreibung in die Zukunft ist gelegentlich Anlass, die energiepolitisch gestützte Einführung der EE kritisch zu beurteilen. Eine für das BMWi erstellte Untersuchung [RWI 2008] hat dies jüngst wieder speziell für die Förderung der Fotovoltaik bekräftigt. Dabei wird allerdings stets nur die erste Phase der noch ansteigenden Differenzkosten betrachtet. Zudem wurde mit relativ niedrigen anlegbaren Strompreisen gerechnet, die etwa einer Kostenentwicklung zwischen den Preispfaden B und C entsprechen.

Anhand der kumulierten Werte der für das LEITSZENARO 2008 ermittelten Differenzkosten kann dieser Aussage nachgegangen werden. Dabei wird die nach 2012 wirksam werdende Kostendämpfung des EE-Ausbaus in die Betrachtung einbezogen und ein Zeitraum von mehreren Jahrzehnten betrachtet. Es wird der aus heutiger Sicht wahrscheinliche Energiepreispfad A zugrunde gelegt. Bis 2010 belaufen sich die kumulierten Differenzkosten für alle Sektoren auf 55 Mrd. € (**Abbildung 4.20**). Davon entfallen 20 Mrd. € auf die Stromversorgung ohne Fotovoltaik, 11 Mrd. € auf die Fotovoltaik, 13 Mrd. € auf die Wärmebereitstellung und 11 Mrd. € auf die Kraftstoffbereitstellung. In der Periode 2011 bis 2020 steigen die kumulierten Differenzkosten noch, wenn auch in abgeschwächter Form, auf insgesamt 66 Mrd. €. Allein die Hälfte davon resultieren von der weiteren Unterstützung der Markteinführung der Fotovoltaik.

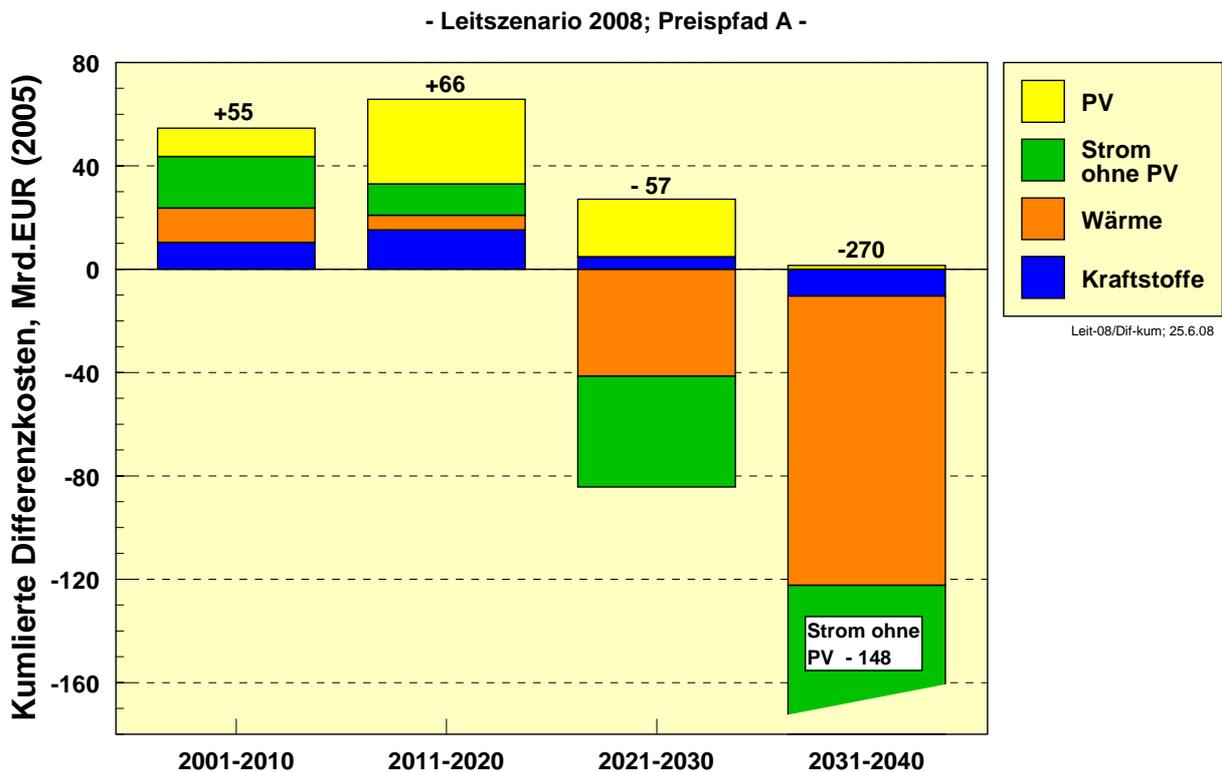


Abbildung 4.20: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im LEITSZENARIO 2008 in 10-Jahres-Abschnitten für vier Technologiesegmente

Bricht man im Jahr 2020 die Betrachtung ab, so schlägt bis zu diesem Zeitpunkt die Einführung der EE selbst im Preispfad A mit insgesamt 120 Mrd. € zu Buche, wovon allein die Fotovoltaik rund 44 Mrd. € verursacht hat.¹⁸ Auch wenn dies beachtliche Vorleistungen sind, ist zu bedenken, dass sie sich jahresdurchschnittlich bei 0,3% des Bruttoinlandsprodukts bewegen und die EE Ende 2020 bereits 18% des gesamten Endenergiebedarfs decken werden. Der eigentliche Vorteil dieser langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung zeigt sich aber ab der Periode 2021 bis 2030. In dieser Periode werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE bereits 57 Mrd. € erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten. Die noch positiven kumulierten Differenzkosten der Fotovoltaik (22 Mrd. €) und der Kraftstoffe (5 Mrd. €) werden überkompensiert durch jeweils rund 40 Mrd. € „eingesparter“ Kosten bei der übrigen Stromversorgung und der Wärmeversorgung. In der darauffolgenden Periode 2031-2040 reduzieren sich die Energieausgaben gegenüber einer fossilen Energieversorgung allein durch die Nutzung von EE (Einsparungen durch Effizienzsteigerungen sind dabei nicht betrachtet!) um 270 Mrd. € Nach 2040 steigen diese Beträge in erheblichem Ausmaß weiter.

Angesichts dieser Beträge zeigt es sich, dass selbst die relativ hohen Vorleistungen für die Fotovoltaik eine kluge Maßnahme darstellen, die zwar erst nach 2030 im Inland Gewinne abwirft, vorher aber bereits durch Technologieführerschaft und damit verbundene Exportmärkte volkswirtschaftliche Vorteile erwirtschaftet (vgl. dazu auch [BMU 2006]). Der Verlauf der Differenzkosten zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass die Energieversorgung der Zukunft überhaupt noch bezahlbar bleibt. Ohne diese Strategie dürfte sich die Volkswirtschaft andernfalls, verursacht durch stetig weiter steigende Energiepreise (und unterlassenen Klimaschutz), spätestens nach 2030 in Richtung eines wirtschaftlichen Kollapses bewegen.

Es bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von wirksamen Klimaschutzmaßnahmen abhängt. Auf wieder sinkende oder (real) zukünftig konstante Energiepreise zu hoffen – wie es derzeit teilweise noch in wichtigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen geschieht – kann fatale Folgen für zukünftige Volkswirtschaften haben. Die Energiepreisanstiege der letzten zwei Jahre, die noch nicht an ihrem Ende angekommen sein dürften, machen deutlich, dass energiepolitische Maßnahmen zur Einleitung und Fortführung des notwendigen Transformationsprozesses in der Energiewirtschaft auf der Basis realistischer zukünftiger Energiepreisentwicklungen, verknüpft mit wirksamen Instrumenten der Klimaschutzpolitik, getroffen werden müssen. Die Akzeptanz dieser Erkenntnis fällt heute sicher höher aus als noch vor wenigen Jahren mit einem seinerzeit niedrigen Energiekostenniveau.

¹⁸ Insgesamt verursacht die Fotovoltaik im LEITSZENARIO 2008 kumulierte Differenzkosten von 66 Mrd. €, wenn anlegbare Stromkosten (Stromkosten Mittelspannungsebene) entsprechend Preispfad A zugrunde gelegt werden. Damit sind bis Ende 2030 rund 22 GW Leistung installiert worden, die 20 TWh/a Strom bereitstellen. Legt man Preispfad B zugrunde, beliefen sich diese Gesamtkosten auf 75 Mrd. €

4.6 CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien

Verknüpft man die Differenzkosten mit den vermiedenen CO₂-Mengen, so erhält man eine Aussage über die zeitliche Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien. Zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen wird von den in [BMU 2008a] für 2007 ermittelten Einsparfaktoren ausgegangen, diese werden jedoch mit den im LEIT-SZENARIO 2008 ermittelten Energiemix dynamisiert. Dies wirkt sich insbesondere auf die vermiedenen Emissionen in der Stromerzeugung aus, weil sich der fossile Stromerzeugungsmix im Szenario deutlich in Richtung eines verstärkten Erdgaseinsatzes verändert. Der CO₂-Einsparfaktor verringert sich von 921 g CO₂/kWh_{el} in 2007 auf 745 g CO₂/kWh_{el} in 2020 und auf 575 g CO₂/kWh_{el} in 2050. Im Wärme- und Kraftstoffbereich verändern sich die Werte mit 232 g CO₂/kWh_{th} für Brennstoffe und 320 g CO₂/kWh_{th} für Kraftstoffe nur wenig. Bezugsgröße ist die CO₂-Nettovermeidung, d.h. die bei der Bereitstellung der Technologien entstehenden CO₂-Emissionen werden bei der Ermittlung berücksichtigt. Bei den derzeit genutzten Kraftstoffen machen sich diese vorgelagerten Emissionen besonders bemerkbar. Für diese Emissionen der Vorkette wurden Angaben aus [BMU 2004] und [RECSS 2007] herangezogen, für Kraftstoffe zusätzlich aus [BFE 2007]. Für die Ermittlung der jeweiligen Kostendifferenz werden die anlegbaren Energiepreise des Preispfads A herangezogen.

Für die stromerzeugenden Technologien sind die mittleren CO₂-Vermeidungskosten in ihrer dynamischen Entwicklung in **Abbildung 4.21** zusammengestellt.

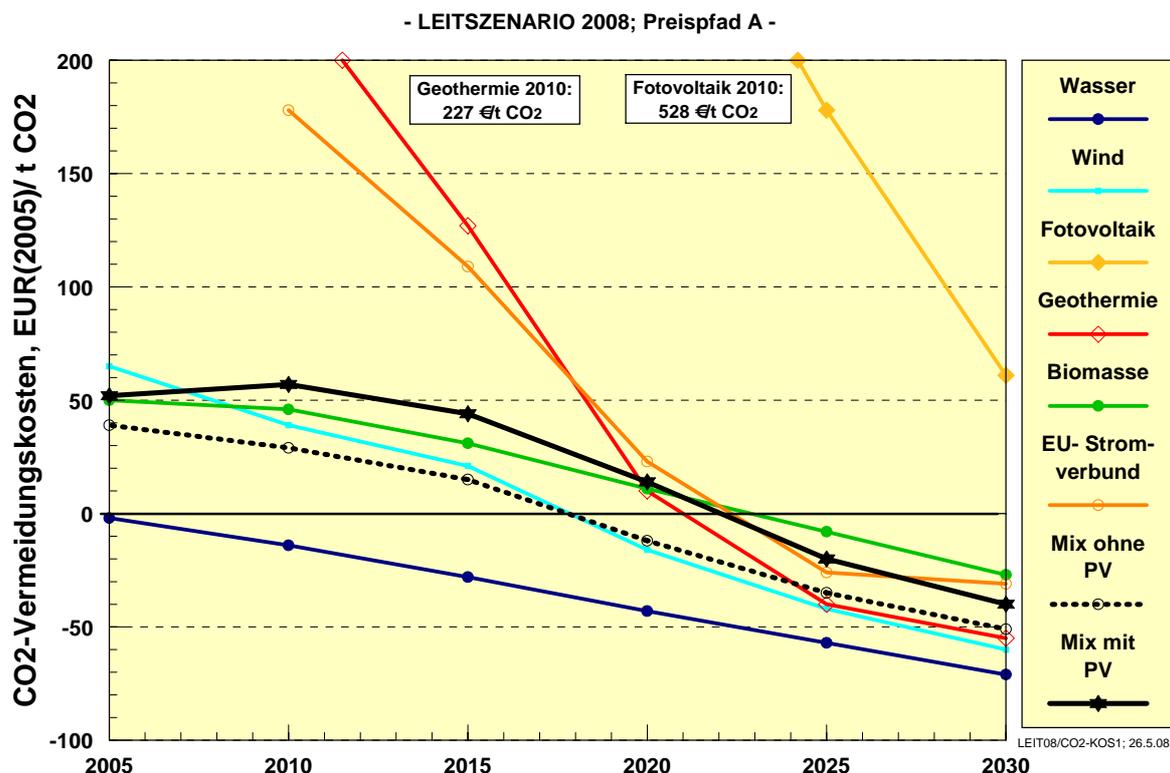


Abbildung 4.21: CO₂-Vermeidungskosten stromerzeugender EE-Technologien unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008

Die derzeitigen Vermeidungskosten liegen für Windenergie im Mittel bei 65 €/t CO₂, bei Biomasse und Biogas bei 50 €/t. Fotovoltaik hat mit 740 €/t CO₂ noch sehr hohe Vermeidungskosten. Leicht negative Vermeidungskosten hat die Wasserkraft. Der EE-Mix des LEITSZENARIOS 2008 liegt bei 52 €/t CO₂ (ohne Fotovoltaik bei 40 €/t CO₂). Durch das Zusammenwirken der Kostendegressionen bei den EE-Technologien und der im Preispfad A deutlich steigenden anlegbaren Energiepreise sinken die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Entsprechend dem Verlauf der Differenzkosten gehen auch die Vermeidungskosten des EE-Mixes kurz nach 2020 gegen Null um dann negativ zu werden. Auch die heute noch sehr hohen Vermeidungskosten verringern sich rasch. In 2030 hat nur noch die Fotovoltaik positive Vermeidungskosten.

Die CO₂-Vermeidungskosten der Biomasse zur Wärmeerzeugung sind im Mittel mit 40 €/t CO₂ gering (**Abbildung 4.22**), die Mittelwerte für Kollektoren und Erdwärme liegen mit 720 bzw. 660 €/t CO₂ (Werte 2005) noch relativ hoch. Wegen der Dominanz der Biomasse liegen die Vermeidungskosten des gesamten EE-Wärmemixes mit 75 €/t CO₂ nahe bei denjenigen der Biomasse. Für den derzeitigen Biokraftstoffmix ergeben sich ebenfalls relativ hohe Vermeidungskosten von 270 €/t CO₂. Wasserstoff hat, gerechnet mit den Daten des Jahres 2010 auf der Basis von Windstrom, Vermeidungskosten in Höhe von rund 400 €/t CO₂. Der weitere Verlauf ist mit Stromkosten des europäischen Stromverbunds ermittelt worden. Wie im Strombereich, sinken aber auch in der Wärme- und Kraftstoffbereitstellung die CO₂-Vermeidungskosten rasch. Für Biomasse zur Wärmbereitstellung sind sie schon um 2013 bei Null, für Kollektoren und Erdwärme kurz nach 2020. Biokraftstoffe und Wasserstoff durchschreiten die Nulllinie um 2030.

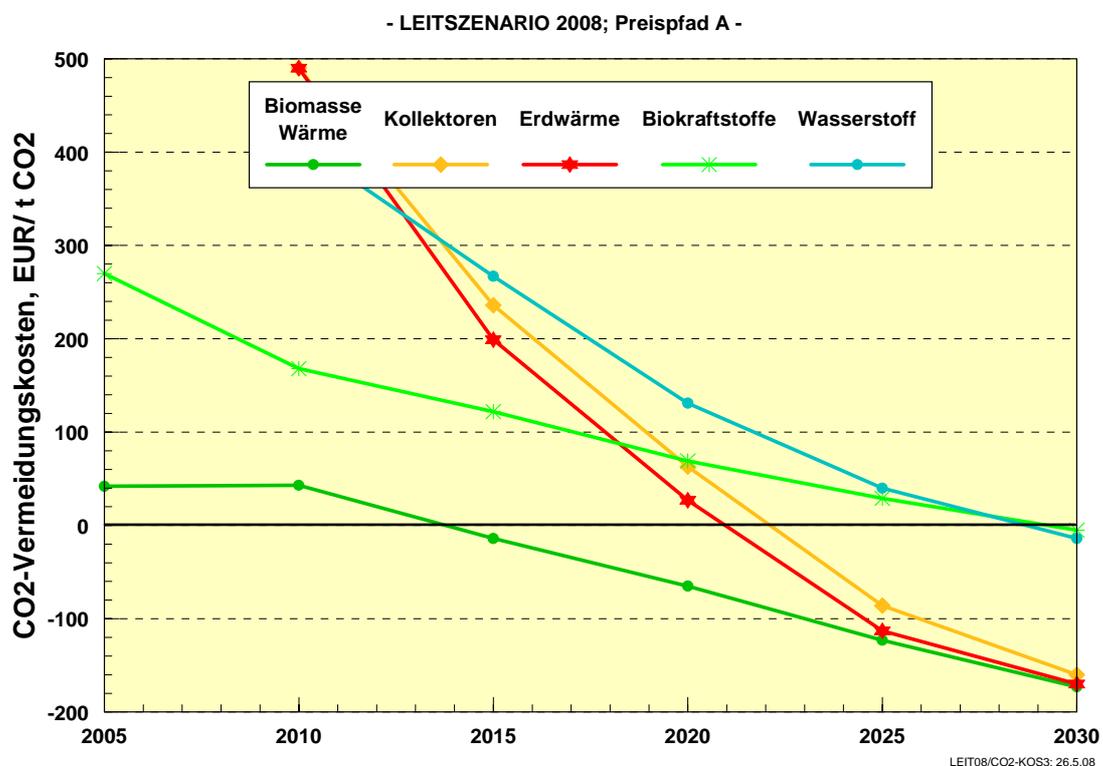


Abbildung 4.22: CO₂-Vermeidungskosten von EE-Technologien zur Wärmebereitstellung, von Biokraftstoff und regenerativem Wasserstoff unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008

Wie bereits bei der Betrachtung der Differenzkosten zeigt auch die Darstellung der CO₂-Vermeidungskosten, dass eine dynamische Betrachtung der Gesamtentwicklung unverzichtbare Voraussetzung ist, um den Stellenwert der Einführung erneuerbarer Energien korrekt beurteilen zu können. Momentaufnahmen von CO₂-Vermeidungskosten haben daher nur eine begrenzte Aussagekraft. Teilweise besitzen konventionelle Energietechnologien, wie etwa der Ersatz alter Kraftwerke durch neue fossile Kraftwerke, derzeit geringere Vermeidungskosten. Auch für die Zurückhaltung von Kohlendioxid aus Kraftwerken (Carbon Capture and Storage – CCS) werden mit CO₂-Vermeidungskosten zwischen 30 und 50 €/t CO₂ relativ geringe Vermeidungskosten angegeben [RECCS 2007]. Allerdings besitzen diese Technologien weder das niedrige Emissionsniveau von EE-Technologien (beste Steinkohlekraftwerke erreichen 650 g CO₂/kWh_{el}; beste Erdgas-GuD-Kraftwerke 320 g CO₂/kWh_{el}; CCS-Steinkohlekraftwerke um 180 g CO₂/kWh_{el} gegenüber Windkraft und solarthermischen Kraftwerken mit 10 bis 20 g/kWh_{el}) noch verfügen sie über die großen Kostensenkungspotenziale der meisten EE-Technologien.

5 Szenariovarianten zum Leitszenario 2008

5.1 Überblick über die zusätzlichen Szenarien

Das LEITSZENARIO 2008 orientiert sich an den Ausbauzielen 2020 der Bundesregierung bzw. der EU für EE, sowie dem Ziel, bis 2020 eine durchschnittliche jährliche Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität von ca. 3 %/a zu erreichen. Die aus der Struktur und dem Energieträgermix des Leitszenarios 2008 resultierende CO₂-Minderung gegenüber dem Basisjahr 1990 liegt im Jahr 2020 bei 36%. Dies entspricht etwa auch der in anderen Untersuchungen ermittelten möglichen Minderung auf der Basis des Meseberg-Programms [BMU 2008b] (vgl. [ISI/PIK 2008] mit einer Minderung der Treibhausgase um 34,3% gegenüber 1990). Das weitere Ziel der Bundesregierung einer bis dahin erreichten CO₂-Reduktion um 40% ist also nicht vollständig erreicht. Von Interesse ist, mit welchen weiteren Maßnahmen bzw. Aufwand dieses Ziel erreicht werden kann. Auch noch weitergehende Entwicklungen in einzelnen Bereichen oder Sektoren sind vorstellbar, die zu weiteren CO₂-Minderungen führen können. Ebenso ist die Verfehlung eines oder mehrerer Ziele möglich. Aus den daraus resultierenden Ergebnissen solcher Szenariovarianten können Rückschlüsse auf die zukünftig zu treffenden energiepolitischen Entscheidungen gezogen werden.

Es werden im Folgenden zwei Gruppen von Szenariovarianten vorgestellt, die zwar auf dem Leitszenario 2008 aufbauen, sich aber deutlich in der Energieverbrauchsentwicklung unterscheiden und zusätzlich weitere Fragenstellungen aufgreifen:

Szenariovarianten E („Effizienz“): Erfolgreiches Umsetzen aller Effizienzziele

- **Szenario E1:** EE-Ausbau wie in LEITSZENARIO 2008, jedoch noch erfolgreichere Effizienzsteigerungen, insbesondere im Strombereich, und weiterer Ausbau der KWK;
- **Szenario E2:** Energienachfrage und –struktur wie in Szenario E1, jedoch noch zusätzlich weiterer („optimaler“) Ausbau einzelner EE-Technologien;
- **Szenario E3:** wie Szenario E2, jedoch nach 2020 zusätzlich deutlich stärkere Nutzung von EE im Verkehrsbereich.

Szenariovarianten D („Defizite“): Verfehlen der Effizienzziele

- **Szenario D1:** EE-Ausbau wie im LEITSZENARIO 2008, Effizienzmaßnahmen greifen jedoch geringer (Anstieg der Energieproduktivität zwischen 2006 und 2020 durchschnittlich 2,5%/a; auch geringere Erfolge beim KWK-Ausbau);
- **Szenario D2:** wie Szenario D1 jedoch zusätzlich mit stark kohleorientierter Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor.

Die untenstehenden Tabellen und Abbildungen geben einen ersten Überblick über die wesentlichen Eckdaten dieser Szenarien für die Jahre 2020 (**Tabelle 5-1**), 2030 (**Tabelle 5-2**) und 2050 (**Tabelle 5-3**) und erlauben einen Vergleich mit den Ist-Daten und den Daten des LEITSZENARIOS 2008; (weitere Tabellen im Anhang 5).

Tabelle 5-1: Wesentliche Ergebnisse des LEITSCENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020

	2005	2007	LEIT 2008	SZEN E1	SZEN E2	SZEN D1	SZEN D2
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	12044	11548	11414	13016	13058
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1953	1953	2147	1886	1886
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	16,2	16,9	18,8	14,5	14,4
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	8133	7822	7819	8937	8937
Endenergie EE, PJ/a	602	807	1480	1482	1654	1436	1436
Anteil EE, %	6,6	8,6⁰⁾	18,2	18,9	21,1	16,1	16,1
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1791	1734	1735	1856	1856
Strom-End EE, PJ/a	229	314	624	626	743	605	605
Anteil EE, %	12,3	17,2	34,8	36,1	42,8	32,6	32,6
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4033	3875	3876	4533	4533
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	579	579	611	554	554
Anteil EE, %	6,0	6,6	14,4	14,9	15,8	12,2	12,2
Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2308	2213	2208	2548	2548
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	277	277	300	277	277
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	12,0	12,5	13,6	10,9	10,9
Anteil an KSt.-Straße, %	3,8	7,3	14,6	15,3	16,6	13,0	13,0
Bruttostromverbr., TWh/a	612	617	586	571	571	604	604
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	178	178	211	172	172
Anteil EE, %	10,4	14,2	30,4	31,2	37,0	28,5	28,5
Anteil KWK ⁴⁾ , %	11,6		20,4	24,0	24,0	16,8	16,8
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	14469	13842	12044	11548	11414	13016	13058
Erneuerbare Energien	665	932	1953	1953	2147	1886	1886
Mineralöl	5154	4678	4219	3787	3725	5034	5034
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1945	1129	1072	1054	1237	1525
Braunkohle	1596	1618	1115	1068	1068	1197	1401
Erdgas, Erdölgas	3295	3136	3269	3309	3061	3302	2853
Fossile Energien, ges.	12025	11377	9732	9235	8908	10770	10812
Kernenergie	1779	1533	360	360	360	360	360
Jährl. Steig. der Energie- prod. 2006-2020, %/a			3,0	3,3	3,4	2,5	2,5
Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾	15,5	17,2	35,7	39,7	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) temperaturbereinigte Werte für 2005 = 14613, für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Tabelle 5-2: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2030

	2007	LEIT 2008	SZEN E1	SZEN E2	SZEN E3	SZEN D1	SZEN D2
Primärenergie, PJ/a	13842	10252	9861	9697	9698	11780	11839
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	932	2599	2599	2915	2998	2529	2529
Anteil EE an PEV; %	6,7	25,4	26,4	30,1	30,9	21,5	21,4
Endenergie, PJ/a	9423 ⁰⁾	7238	6966	6945	6928	8490	8490
Endenergie EE, PJ/a	807	2019	2013	2302	2384	1981	1981
Anteil EE, %	8,6⁰⁾	27,9	28,9	33,1	34,4	23,3	23,3
Strom Endenergie, PJ/a	1829	1687	1626	1640	1662	1827	1827
Strom-End EE, PJ/a	314	909	903	1047	1083	896	896
Anteil EE, %	17,2	53,9	55,6	63,8	65,2	49,0	49,0
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4995	3499	3376	3376	3384	4225	4225
Wärme-End EE, PJ/a	325	785	785	900	900	760	760
Anteil EE, %	6,6	22,4	23,3	26,7	26,6	18,0	18,0
Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾	2599	2051	1964	1929	1882	2438	2438
Kraftstoffe EE, PJ/a	167	325	325	355	401	325	325
Anteil EE, %	6,4³⁾	15,8	16,5	18,4	21,3	13,3	13,3
Anteil an KSt.-Straße, %	7,3	19,3	20,3	22,4	25,8	16,0	13,0
Bruttostromverbr., TWh/a	617	562	546	552	575	601	601
EE-Erzeugung, TWh/a	87,5	282	282	327	349	275	275
Anteil EE, %	14,2	50,2	51,6	59,2	60,7	45,8	45,8
Anteil KWK ⁴⁾ , %	11,6	24,7	26,5	25,4	24,0	20,6	20,6
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	13842	10252	9861	9697	9698	11780	11839
Erneuerbare Energien	932	2599	2599	2915	2998	2529	2529
Mineralöl	4678	3458	3072	2904	2829	4574	4574
Steinkohlen, Sonst.,	1945	682	615	613	570	897	1242
Braunkohle	1618	639	548	548	503	810	1091
Erdgas, Erdölgas	3136	2873	3028	2717	2799	2971	2404
Fossile Energien, ges.	11377	7652	7262	6782	6700	9252	9310
Kernenergie	1533	0	0	0	0	0	0
Jährl. Steig. der Energie- prod. 2021-2030, %/a		2,9	2,9	2,9	2,9	2,2	2,2
Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾	17,2	52,7	56,3	59,2	60,2	40,1	37,0

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 für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Tabelle 5-3: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2050

	2007	LEIT 2008	SZEN E1	SZEN E2	SZEN E3	SZEN D1	SZEN D2
Primärenergie, PJ/a	13842	8066	7826	7774	7849	10323	10352
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	932	3843	3843	4088	4513	3788	3788
Anteil EE an PEV; %	6,7	47,6	49,1	52,6	57,5	36,7	36,3
Endenergie, PJ/a	9423 ⁰⁾	5845	5631	5618	5591	7719	7719
Endenergie EE, PJ/a	807	3045	3038	3267	3590	3046	3046
Anteil EE, %	8,6⁰⁾	52,1	54,0	58,2	64,2	39,5	39,5
Strom Endenergie, PJ/a	1829	1568	1525	1550	1604	1777	1777
Strom-End EE, PJ/a	314	1364	1357	1443	1514	1382	1382
Anteil EE, %	17,2	87,0	89,0	93,1	94,4	77,7	77,7
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4995	2480	2386	2412	2437	3692	3692
Wärme-End EE, PJ/a	325	1198	1198	1279	1279	1181	1181
Anteil EE, %	6,6	48,3	50,2	53,0	52,5	32,0	32,0
Kraftst. Endenergie, PJ/a ³⁾	2599	1796	1720	1656	1550	2251	2251
Kraftstoffe EE, PJ/a	167	483	483	545	797	483	483
Anteil EE, %	6,4³⁾	26,9	28,1	32,9	51,4	21,5	21,5
Anteil an KSt-Straße, %	7,3	32,7	34,3	39,8	61,7	25,7	25,7
Bruttostromverbr., TWh/a	617	583	571	593	699	641	641
EE-Erzeugung, TWh/a	87,5	472	472	514	621	467	467
Anteil EE, %	14,2	81,0	82,7	86,7	88,8	72,9	72,9
Anteil KWK ⁴⁾ , %	11,6	27,4	25,9	22,9	19,1	22,9	22,9
Primärenergie, PJ/a ⁵⁾	13842	8066	7826	7774	7849	10323	10352
Erneuerbare Energien	932	3843	3843	4088	4513	3788	3788
Mineralöl	4678	2387	2328	2198	1719	3694	3694
Steinkohlen, Sonst.,	1945	274	257	212	208	561	741
Braunkohle	1618	27	0	0	0	217	407
Erdgas, Erdölgas	3136	1535	1399	1277	1410	2064	1721
Fossile Energien, ges.	11377	4223	3983	3685	3336	6535	6564
Kernenergie	1533	0	0	0	0	0	0
Jährl. Steig. der Energie- prod. 2030-2050, %/a		1,9	1,9	1,9	1,9	1,4	1,4
Rückgang der CO₂-Emis- sionen seit 1990; %⁶⁾	17,2	78,4	80,0	82,2	85,0	61,1	59,3

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 für 2007 = 14240 PJ/a; 6) 1990 = 993 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess, ohne übrige prozessbedingte Emissionen).

Eine wirksame Effizienzstrategie ist eine zentrale Voraussetzung für eine ausreichende Minderung von CO₂-Emissionen, auch dann, wenn der Ausbau der EE erfolgreich verläuft. Insbesondere Effizienzerfolge in der Stromverwendung und der Strombereitstellung sind wegen der im Vergleich zum Wärme- und Kraftstoffbereich höheren Emissionsfaktoren besonders wichtig. Die wachsenden negativen Auswirkungen einer stetig unzulänglichen Steigerung der Energieproduktivität zeigen sich im Vergleich zwischen sehr erfolgreicher Effizienzsteigerung (E-Szenarien) und verzögerter Effizienzsteigerung (D-Szenarien) besonders an der Höhe des verbleibenden fossilen Primärenergieeinsatzes zur Jahrhundertmitte und damit an der Abhängigkeit von Ressourcen, die zu diesem Zeitpunkt sehr knapp und sehr teuer sein werden. In den D-Szenarien kann ihr Beitrag nur auf knapp 60% des heutigen Wertes reduziert werden, im Szenario E1 sinkt der Wert (bei gleichem Beitrag der EE) auf 35%. Kann diese Entwicklung noch mit einer besonders günstigen Entwicklung der EE kombiniert werden (Szenario E3), kann der Beitrag fossiler Energien im Jahr 2050 auf unter 30% der heutigen Menge reduziert werden. Im LEITSZENARIO 2008 beläuft sich der Beitrag fossiler Energien in 2050 auf 37%.

Die Schere in der Energienachfrage infolge der schwächer ablaufenden Effizienzsteigerung gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 wächst beträchtlich. Im Jahr 2020 ist der Primärenergieverbrauch im Szenario D2 bereits um 8% höher als im Leitszenario 2008 (**Abbildung 5.1**). Der Unterschied erweitert sich bis 2050 auf knapp 30%. Der Verlauf des Primärenergieverbrauchs in den Szenarien D entspricht etwa derjenigen der Referenzvariante des im Jahr 2005 erstellten Energiereports IV [EWI/Prognos 2005]. Bei gleichem Wachstum der EE reduziert dieser Verlauf des Energieverbrauchs ihre Anteile im Jahr 2020 um 1,8 Prozentpunkte und bei unveränderter Tendenz um 11 Prozentpunkte bis 2050 gegenüber dem LEITSZENARIO 2008. Würde die Steigerung der Energieproduktivität nur mit dem Vergangenheitstrend fortgeschrieben (Effizienz-Trend ~2%/a), so wäre der Rückgang der Primärenergienachfrage äußerst gering. Bis 2020 beliefte er sich lediglich auf 4% und bis 2050 auf 14%. In den E-Szenarien kann dagegen der Primärenergieverbrauch gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bis 2020 nochmals um 5% gesenkt werden.

Parallel zum Primärenergieverbrauch verändern sich die CO₂-Emissionen. Während das LEITSZENARIO 2008 mit 639 Mio. t CO₂/a in 2020 den Zielwert von -40% gegenüber 1990 noch leicht verfehlt (**Abbildung 5.2**), erreichen ihn die Szenarien E (E1 mit 599 Mio. t/a) bzw. übertreffen ihn (E2 mit 579 Mio. t/a bzw. -42%). Auch das Langfristziel 2050 wird in den Szenarien E erreicht bzw. übertroffen (Leitszenario – 78%; Szenario E1 –80%; Szenario E2 – 82% und Szenario E3 -85%). In den Szenarien D erreicht die Reduktion in 2020 dagegen nur 28% (D1) bzw. 25% (D2). Die zum Vergleich dargestellte CO₂-Reduktion in der Referenzvariante des Energiereports IV, die etwa den bisherigen Trend fortsetzt, liegt im Jahr 2020 um nochmals 45 Mio. t CO₂/a darüber. Auch der Zielwert 2050 beträgt im Szenario D nur rund 60%. Evident wird, dass eine nur unzulänglich angestoßene Effizienzstrategie zu einer deutlichen Verfehlung der Klimaschutzziele führt. Der dann über Jahrzehnte nicht vermiedene Energieverbrauch kann auch nicht vollständig durch EE kompensiert werden, die in der dafür erforderlichen Intensität bzw. in der notwendigen Zeit nicht ausgebaut werden können. Dies wird im Folgenden noch genauer dargelegt.

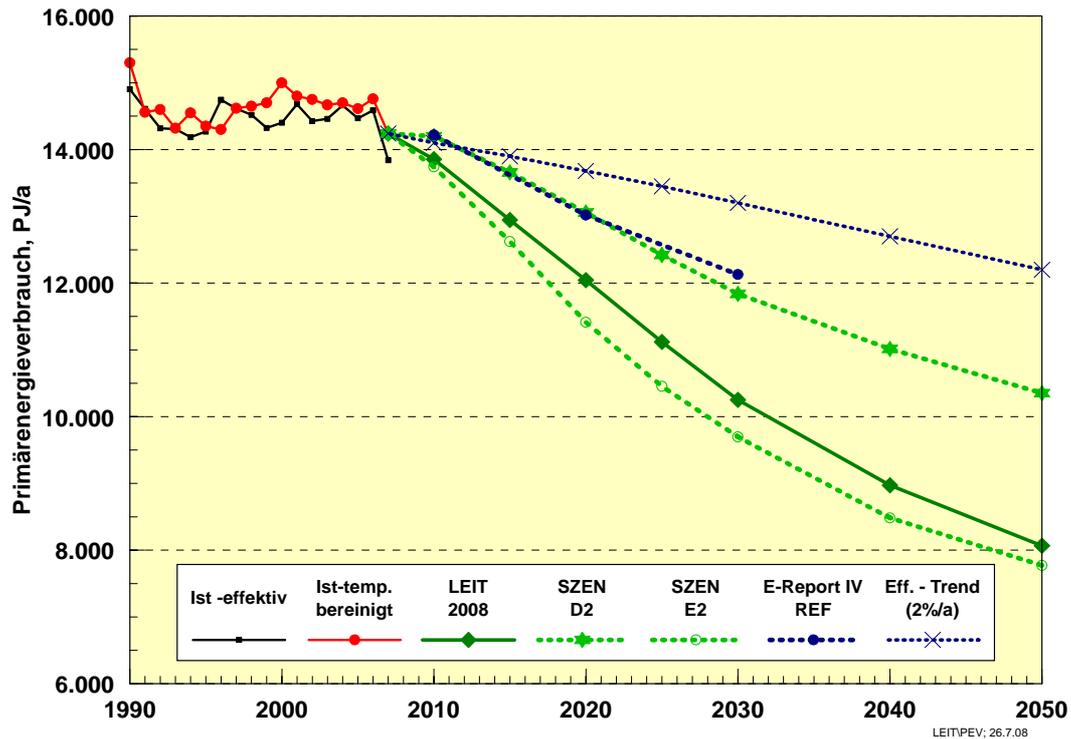


Abbildung 5.1: Entwicklung der Primärenergie bei unterschiedlicher Steigerung der Energieproduktivität in verschiedenen Szenariovarianten: Szenario D2 mit 2,5% jährlicher Steigerung bis 2020, Leitszenario 2008 mit 3%/a, Szenario E2 mit 3,4%/a und Vergleich mit dem Energie report IV [EWI/Prognos 2005] und mit einer Trendfortsetzung mit 2%/a jährlicher Steigerung

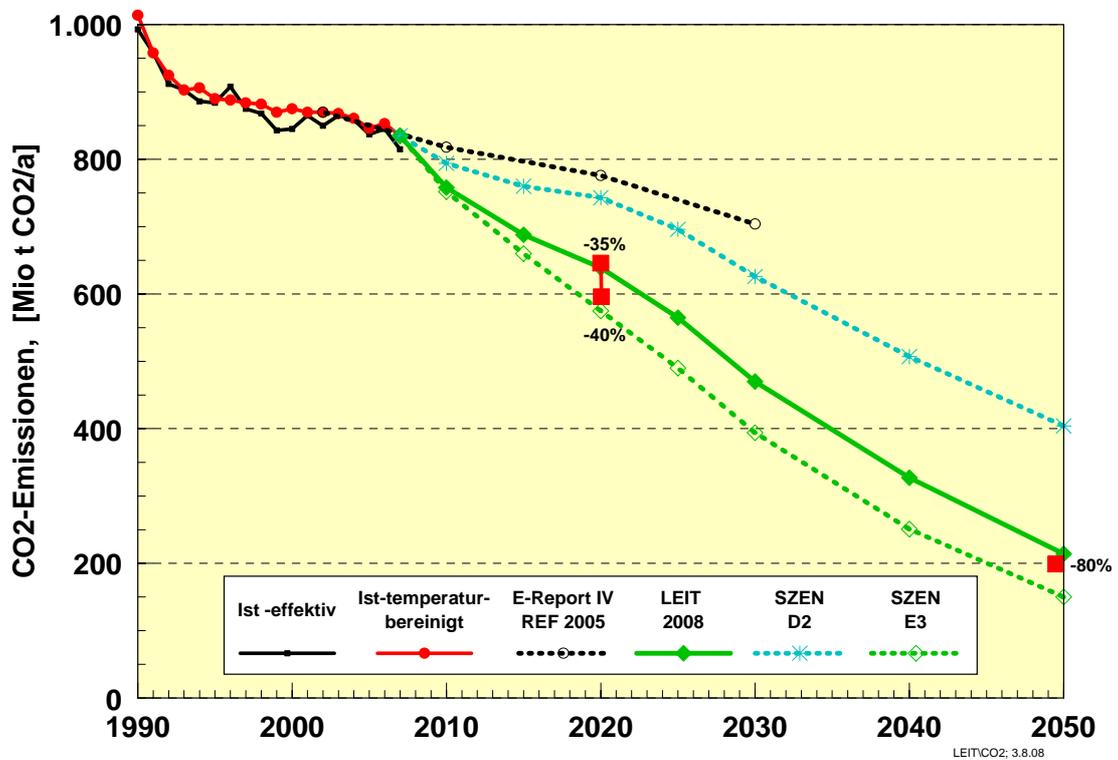


Abbildung 5.2: Entwicklung der CO₂-Emissionen in den in Abbildung 5.1 dargestellten Szenarien und Reduktionsziele 2020 und 2050 (bezogen auf 1990)

Im LEITSZENARIO 2008 werden die EE-Zielwerte des Jahres 2020 umgesetzt: Anteil am Bruttostromverbrauch 30%, am Wärmeverbrauch (Endenergie) 14%, am Kraftstoffverbrauch (einschließlich Bahn, Schiff, Flugzeug) 12% bzw. am gesamten Endenergieverbrauch 18%. Primärenergetisch ergibt sich damit ein Anteil von 16,2% (**Abbildung 5.3**). Bei einer sehr günstigen Entwicklung der EE bei gleichzeitig erfolgreicher Effizienzstrategie (Szenarien E2/E3) können im Jahr 2020 entsprechende Anteile für Strom von 37%, für Wärme von 16%, für Kraftstoffe von 14% bzw. für Endenergie von 21% erreicht werden. Primärenergetisch entspricht dies 18,8%. Andererseits sind mit den Szenarien D – bei gleichen Absolutwerten der EE wie im LEITSZENARIO 2008 - auch deutlich niedrigere Werte nicht ausgeschlossen, nämlich für Strom 28,5%, für Wärme 12%, für Kraftstoffe 11% bzw. für Endenergie 16%. Primärenergetisch wären dies nur 14,5%.

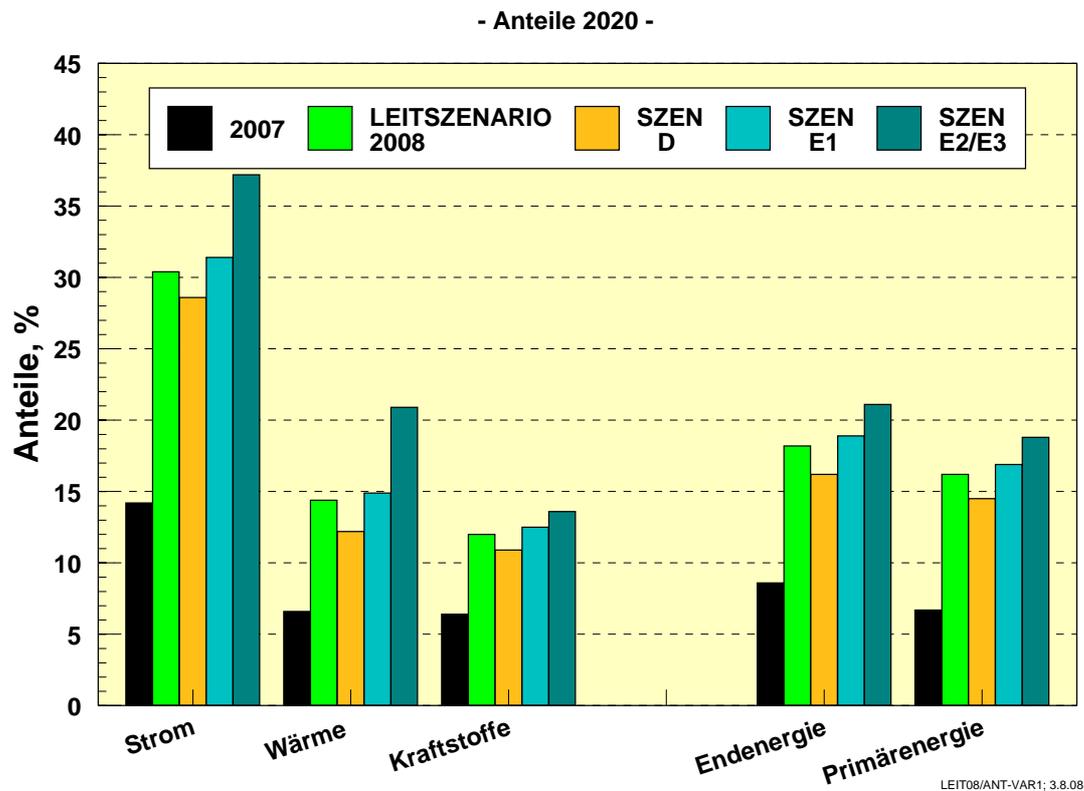


Abbildung 5.3: Anteile erneuerbarer Energien am Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch, sowie am gesamten Endenergie- und Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 für das LEIT-SZENARIO 2008 und für die Szenarien E und D ; (Strom = Bruttostromverbrauch)

In der Fortentwicklung bis 2050 divergieren die EE-Anteile zusehends (**Abbildung 5.4**). Bis 2030 kann der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch zwischen 46% und 60% liegen (Leitszenario 50%) und am gesamten Endenergieverbrauch zwischen 23% und 35% (Leitszenario 28%). Für 2050 lauten die entsprechenden Werte für Strom 73% und 89% (Leitszenario 81%) und für Endenergie 40% und 65% (Leitszenario 52%). Von einer erfolgreichen Effizienzstrategie hängt es also auch ab, ob die EE im Stromsektor nach 2030 die dominierende Energiequelle werden und ob sie rechtzeitig vor Mitte dieses Jahrhunderts einen Anteil von 50% am gesamten Energiebedarf überschreiten.

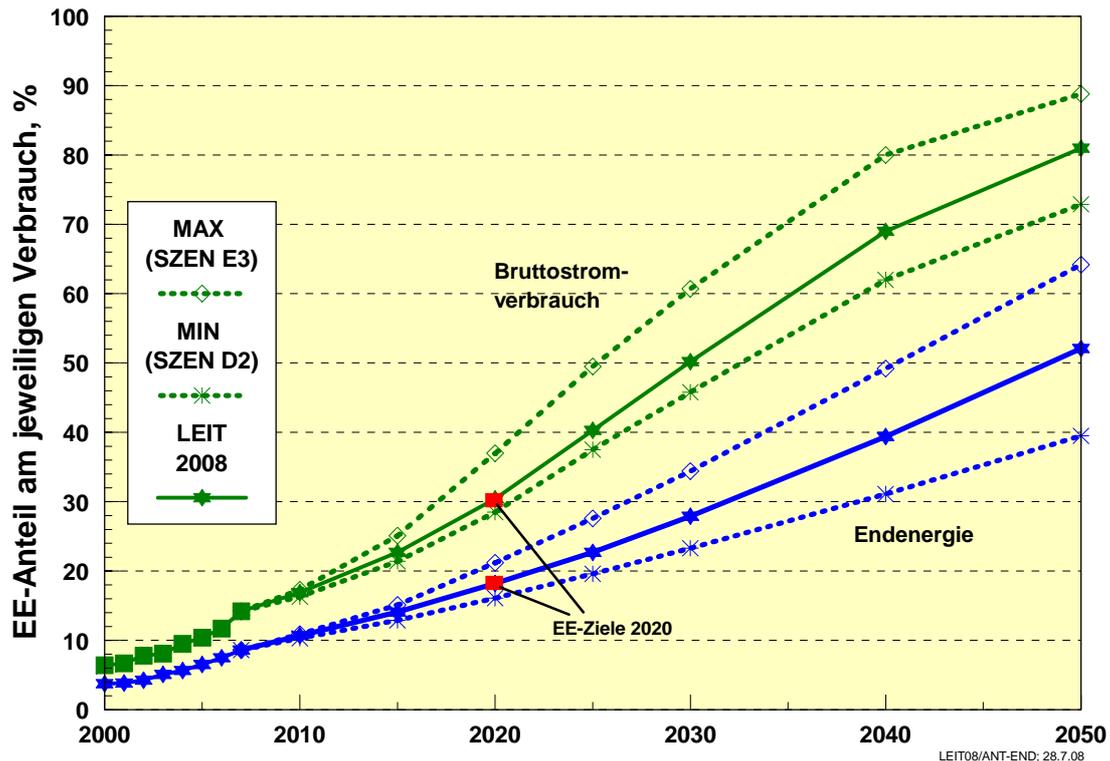


Abbildung 5.4 Bandbreite der EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung und der Endenergie bis 2050 für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenarien E3 und D2

5.2 Besondere Merkmale der Szenarien E1, E2 und E3

5.2.1 Szenario E1

In den Szenarien E wird davon ausgegangen, dass das bestehende energie- und klimapolitische Instrumentarium in diversen Überprüfungsschritten noch soweit angepasst oder erweitert wird, so dass auch die Effizienzziele der Bundesregierung bis 2020 vollständig erreicht werden. In Kombination mit den gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 unveränderten EE-Beiträgen (Szenario E1) kann dann bis 2020 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 40% erreicht werden. Auch nach 2020 soll ein stabiler Trend zur weiteren Effizienzsteigerung bestehen bleiben. Insbesondere wird unterstellt, dass die Nachfrage nach Strom deutlich zurückgeht (vgl. Abbildung 2.2). In 2020 werden im Szenario E1 noch 92% des Bruttostromverbrauchs des Jahres 2007 nachgefragt; in 2030 sind es noch 87% und in 2050 noch rund 80%. Diese Entwicklung verlangt, dass die Stromintensität (STROM/BIP), die im letzten Jahrzehnt nur leicht gesunken ist, in den nächsten Jahren wesentlich deutlicher zurückgeht (**Abbildung 5.5**). Sie muss sich gegenüber 2000 bis 2020 um 26% verringern. Langfristig (2050) ist eine Halbierung der Stromintensität anzustreben. Für den Pro-Kopf-Verbrauch an Strom bedeutet dies eine Trendumkehr. Die bisherige stetige Zunahme geht in eine leichte Abnahme über. In 2020 wird pro Kopf etwas weniger Strom als im Jahr 2000 verbraucht, langfristig liegt der Wert 10% darunter.

Wegen größerer Effizienzpotenziale im Wärme- und Verkehrsbereich sinkt die Endenergieintensität (END/BIP) stärker und zwar um 36% bis 2020 gegenüber 2000 und langfristig um 65%. In der noch stärkeren Reduktion der Primärenergieintensität (PEV/BIP) wird sowohl die zusätzliche Wirkung des KWK-Ausbaus sichtbar als auch der Anstieg des Beitrags der EE,

der wegen der Bewertung nach der Wirkungsgradmethode für EE-Strom „automatisch“ zu geringeren Umwandlungsverlusten führt. In 2020 liegt die Primärenergieintensität um 40% niedriger, langfristig verringert sie sich um 70%. Auf der Basis dieser Eckdaten gelingt gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bis 2020 eine weitere Reduktion der Stromnachfrage um 3% und der Endenergienachfrage um 4%. Dies führt auch zu höheren relativen Anteilen der EE an der Gesamtversorgung (vgl. Tabelle 5-1).

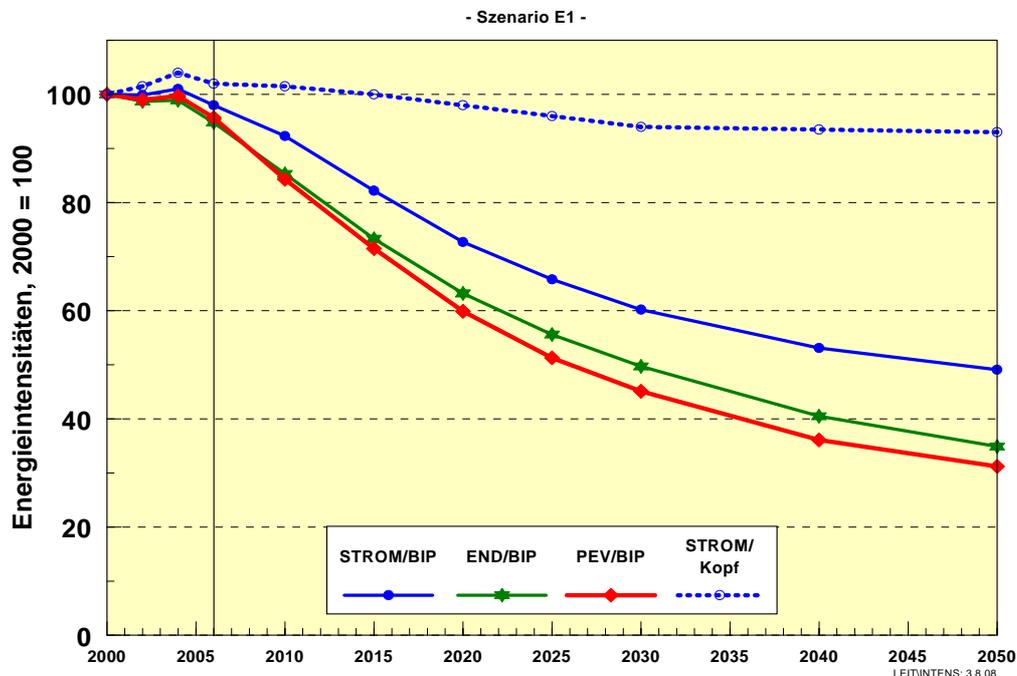


Abbildung 5.5: Verlauf der Energieintensitäten für Strom, Endenergie und Primärenergie sowie des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom im Szenario E1 (2000 = 100)

Ein wesentliches Gestaltungselement eines effizienten Energiesystems ist die Kraft-Wärme-Kopplung. Neben der Verringerung der Umwandlungsverluste der Stromerzeugung ist sie auch ein wichtiges Bindeglied zur umfassenden Nutzung erneuerbarer Energien. Zum einen verlangt eine bedeutende Ausweitung der KWK im Siedlungssegment nach denselben Strukturen, wie sie auch für den dezentralen Teil der Stromerzeugung aus EE erforderlich sind; zum andern sind diejenigen EE, deren Wandlung und Nutzung thermisch geschieht (Biomasse, Geothermie, Solarkollektoren) ebenfalls auf eine vernetzte Wärmeversorgung mittels zahlreicher unterschiedlich großer Nahwärmenetze angewiesen.

Eine bedeutende Ausweitung der KWK, wie sie das 25%-Ziel darstellt, ist wärmeseitig eine außerordentlich schwierige und langwierige Strategie. Die Siedlungs-KWK zur Versorgung von Gebäuden mit Raumheizung und Warmwasser besteht heute zu 80% aus HKW, die größere Fernwärmenetze in städtischen Siedlungsgebieten versorgen. Ihre Ausweitung ist nur noch sehr beschränkt möglich. Geringe Neubautätigkeit und mit Gebäudesanierungen einhergehender sinkender Wärmebedarf ermöglichen oft nur noch eine Konsolidierung oder bestenfalls geringe Ausweitung der Wärmenachfrage mittels Erhöhung des Anschlussgrads und Abrundung der Netze. Die Steigerung der KWK-Strommenge geschieht hier überwiegend durch Modernisierung der Kraftwerke, welche zu einer Erhöhung der Stromkennziffer führt. Um neue Wärmeverbraucher zu erreichen, sollten zum einen geeignete Neubauvorhaben (Reihenhaussiedlungen, Mehrfamilienhäuser, Geschäftsgebäude u.ä.) grundsätzlich nur

mit KWK-Anlagen versorgt werden, zum anderen muss unbedingt der Altbaubestand durch Nahwärmenetze und Objekt-KWK erschlossen werden. Nur so kann auch wärmeseitig eine Ausweitung der KWK erreicht werden und können die heute noch dominierenden Öl- und Gaseinzelheizungen verdrängt werden. In der Industrie-KWK ist neben der Erhöhung der Stromkennzahl bei etwa konstant bleibender (Prozess-) Wärmenachfrage auch darauf zu achten, dass eine Verbundversorgung die Nutzung von Industrieabwärme in benachbarten Siedlungsquartieren erlaubt.

Das Ergebnis dieser Überlegungen im Rahmen des Szenarios E1 zeigt **Abbildung 5.6**. Um bis 2020 einen KWK-Anteil von ca. 25% zu erreichen, ist ein rasches Wachstum aller Segmente, insbesondere aber des Segments „Nahwärme und Objekte“ erforderlich. Während letzteres derzeit rund 10% des gesamten KWK-Stroms in Höhe von 72 TWh/a (und der gesamten KWK-Wärme in Höhe von 490 PJ/a) bereitstellt, sollten in 2020 die Anteile der drei Segmente bei einer KWK-Stromerzeugung von 136 TWh/a nahezu ausgewogen sein. Dazu muss der Beitrag dieses Segments von derzeit ca. 7,5 TWh/a auf knapp 40 TWh/a um gut das Fünffache wachsen. Ein Großteil dieses Wachstums wird von der Biomasse getragen. HKW tragen in 2020 43 TWh/a Strom (2005 rund 30 TWh/a) und die industrielle KWK 53 TWh/a (2005 rund 34 TWh/a) bei. Die mittlere Stromkennzahl aller KWK-Anlagen steigt von ca. 0,52 in 2005 auf 0,67 in 2020. Während die KWK-Stromproduktion um 90% steigt, erhöht sich das Angebot an KWK-Wärme daher „nur“ um 50% auf insgesamt 735 PJ/a. Diese zusätzliche Wärme muss trotz einer Reduktion der gesamten Wärmenachfrage bis 2020 um 20% im Wärmemarkt untergebracht werden. Gelingt dies, so erhöht sich der Anteil der KWK-Wärme am gesamten Wärmeverbrauch von derzeit 9% auf 16,5% in 2020.

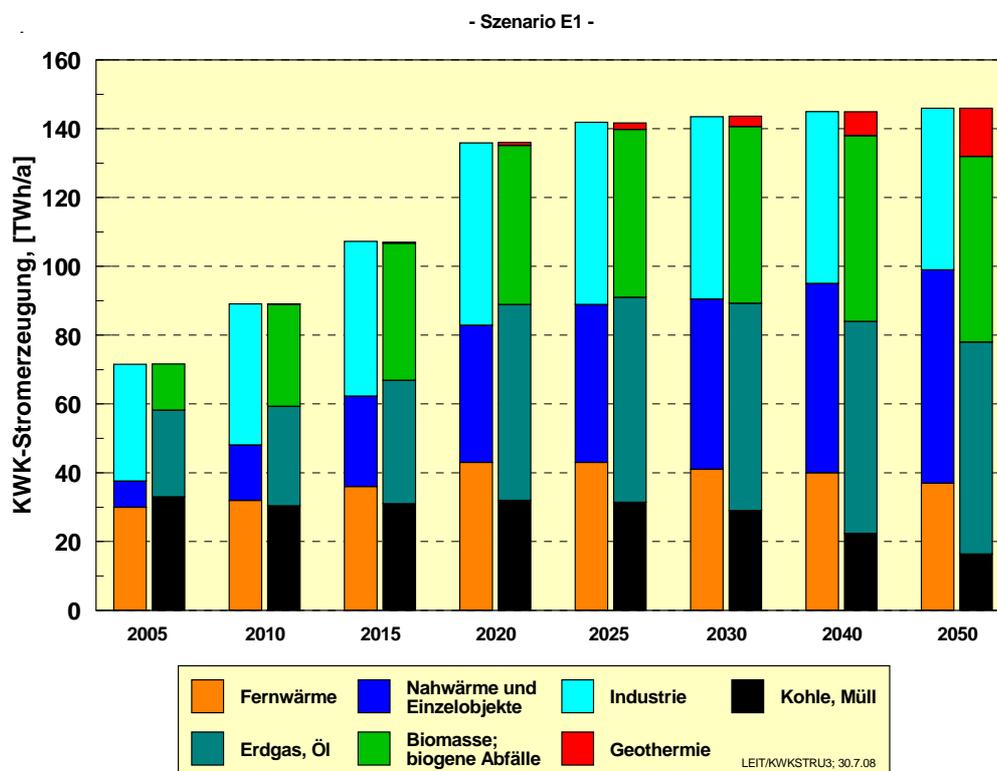


Abbildung 5.6: Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario E1 nach Nutzungsarten und nach Energiequellen

In Verbindung mit dem nach 2020 weiter zurückgehenden Wärmebedarf (Verbrauch in 2050 noch 50% des heutigen Verbrauchs) und der parallelen Ausweitung der EE-Technologien Solarkollektoren, Erdwärmepumpen und reinen Geothermieheizwerken ist das wärmeseitige KWK-Potenzial nach 2020 praktisch ausgeschöpft. Die KWK-Wärmemenge geht bis 2050 sogar leicht zurück auf rund 650 PJ/a. Stromseitig kann dieser Rückgang jedoch durch eine weitere Erhöhung der Stromkennzahl auf 0,84 in 2050 kompensiert werden. Die KWK-Stromproduktion steigt noch leicht auf 146 TWh/a, was zu einem Anteil von 26% führt. Infolge des stark zurückgehenden Wärmebedarfs steigt der relative Anteil der KWK-Wärme deutlicher und erreicht in 2050 rund 23%.¹⁹

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Wachstumsbedingungen der KWK-Segmente sind die Energiequellen Erdgas und Biomasse das Rückgrat der zukünftigen KWK-Versorgung, da nur sie in den dezentralen Segmenten eingesetzt werden können. Nach 2020 werden sie allmählich durch die Tiefengeothermie ergänzt. Der Einsatz von Erdgas im Wärmebereich wird also von der Einzelbeheizung auf die KWK-Versorgung verlagert, was bei etwa gleichem Gesamtnutzungsgrad zu einer deutlich höheren Wertigkeit der bereitgestellten Nutzenergie führt. Ein Mehreinsatz von Erdgas ist damit nicht verbunden (vgl. auch Abbildung 3.4 für das LEITSZENARIO 2008). Die Kohle bleibt auf absehbare Zeit der wesentliche Energieträger im Fernwärmesegment, nach 2030 erfolgt aber ein merklicher Rückgang. Derzeit werden 45% des KWK-Stroms mittels Kohle (einschließlich nichtbiogenem Müll) bereitgestellt; in 2020 sind es – bei gleicher Absolutmenge – noch 24% und in 2050 schließlich noch 11%.

5.2.2 Szenario E2

In diesem Szenario werden Möglichkeiten eines stärkeren EE-Wachstums im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008 untersucht. Dabei wird die Energienachfragestruktur des Szenario E1 übernommen. Weitere Zubaupotenziale werden bis auf die Wasserkraft und die Biomasse noch bei allen anderen EE-Technologien gesehen. Bei der Windenergienutzung an Land wird in Anlehnung an ein Szenario „steigende Nabenhöhen“ nach [Winguard 2008] vom Abbau länderspezifischer Restriktionen hinsichtlich der Begrenzung der Nabenhöhe ausgegangen. Außerdem sollen Abstandsregelungen in Vorranggebieten nicht zu einer Verkleinerung derzeit verfügbarer Flächen führen. Darüber hinaus werden weitere Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen. Auch die im EEG vorhandene Repower-Regelung findet Anwendung. Dies führt im Szenario E2 zu einer installierten Windleistung von 36 GW im Jahr 2020 mit einer Stromproduktion von 73,5 TWh/a (**Tabelle 5-4**). Für die Offshore-Installation wird nach 2015 von einer sehr günstigen Investitionsdynamik ausgegangen, so dass bis 2020 eine Leistung von 12 GW installiert werden kann, mit der rund 40 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Bei der Fotovoltaik wird eher von der Obergrenze des im EEG definierten Wachstumskorridors ausgegangen (1 500 – 1 700 MW/a), was bis 2020 zu einer installierten Leistung von 22 GW führt. Legt man die Wachstumsgradienten der Frühphase des Windenergiezubaues auch für Geothermie und den EE-Verbund (unter Einbeziehung solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum) zugrunde, so sind auch dort schnellere Zuwächse als im LEITSZENARIO 2008 vorstellbar. Allerdings bleiben die möglichen Beiträge beider Optionen mit 2,3 bzw. 4,8 TWh/a bis 2020 trotzdem relativ gering.

¹⁹ Zum Vergleich mit dem Leitszenario 2008 siehe Tabelle 3-4. Aufgrund der schwierigen Wachstumsbedingungen der KWK im Wärmemarkt wurde im Leitszenario 2008 von einem bis 2020 erreichbaren KWK-Stromanteil von knapp 21%, entsprechend 119 TWh/a ausgegangen. Wegen des weniger stark fallenden Wärmebedarfs im Leitszenario 2008 steigt dort aber die KWK-Stromproduktion bis 2050 noch auf 156 TWh/a.

Tabelle 5-4: Eckdaten des EE-Ausbaus 2020 und 2050 in den Szenarien E2 und E3 im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008

In TWh/a (GW)	2020		2050		
	LEIT 2008	E2/E3	LEIT 2008	E2	E3
Wind	87,1 (38)	114,1 (48)	209,4 (71)	228,6 (76)	270,3 (88)
- Onshore	53,5 (28)	73,5 (36)	66,9 (34)	79,7 (38)	90,3 (43)
- Offshore	33,7 (10)	40,6 (12)	142,5 (37)	148,9 (38)	180,0 (45)
Fotovoltaik	15,5 (17,9)	19,3 (22,1)	27,7 (29)	36,3 (38)	47,8 (50)
Geothermie	1,8 (0,28)	2,3 (0,36)	35,7 (5,1)	36,4 (5,2)	45,5 (6,5)
EU-Verbund	3,0 (0,73)	4,8 (1,13)	121 (20)	133,7 (22,3)	178,8 (29,4)
Wasser + Biomasse	70,5 (12,2)	70,5 (12,2)	78,6 (14)	78,6 (14)	78,6 (14)
Stromerzeug. gesamt	178 (69)	211 (84)	472 (139)	514(156)	621 (188)
- davon für PKW	1,5	3,0	5,0	12,5	34,5
- davon für H ₂	0	0	67	80	170
Solarwärme	20,0	24,6	94,4	108,6	108,6
- Einzelanlagen	16,1	17,1	46,4	52,8	52,8
- Nahwärme	3,9	7,5	48,0	55,8	55,8
Geothermie	17,3	21,4	99,9	108,1	108,1
- Wärmepumpen	9,0	11,0	21,9	29,1	29,1
- Nahwärme	8,3	11,4	78,0	79,0	79,0
Biomasse	123,6	123,6	138,7	138,7	138,7
Wärme gesamt	161	170	333	355	355
Biokraftstoffe	77	83	83	89	89
Wasserstoff	0	0	51	63	133
Kraftstoffe gesamt	77	83	134	152	222

In der Summe ist eine EE-Stromproduktion in 2020 in Höhe von ca. 210 TWh/a unter günstigen Rahmenbedingungen und ähnlich erfolgreicher Technologieentwicklung wie bei der Windenergie zwischen 1995 und 2005 durchaus möglich. Dies entspräche einem Anteil von 37% an der gesamten Stromerzeugung (Tabelle 5-1).

Im Wärmebereich ist unter der Annahme einer optimalen Strategie des Ausbaus von Nahwärmernetzen in Verknüpfung mit den in den Szenarien E1 und E2 unterstellten erfolgreichen KWK-Ausbau vor allem ein deutlicheres Wachstum der Nahwärmerversorgungen mittels Solar- und Erdwärme vorstellbar als im LEITSZENARIO 2008 angenommen wurde. Dies kann,

zusammen mit einem noch geringen Zuwachs bei Einzelanlagen, zu einer Wärmebereitstellung aus EE von 170 TWh/a (611 PJ/a) führen bzw. einem Anteil von knapp 16% am gesamten Wärmebedarf. Auch bei biogenen Kraftstoffen kann im Fall einer rascheren Markteinführung von Kraftstoffen der zweiten Generation von höheren Anteilen als im LEITSZENARIO 2008 ausgegangen werden. Mit 83 TWh/a (300 PJ/a) würden dann 13,6% des gesamten Kraftstoffverbrauchs in 2020 bzw. 16,6% des Kraftstoffverbrauchs für den Straßenverkehr durch EE bereitgestellt. Insgesamt wird damit im Szenario E2 in 2020 ein Endenergieanteil der EE von 21% bzw. ein Primärenergieanteil von knapp 19% erreicht. In Kombination mit einer ebenfalls sehr erfolgreichen Effizienzstrategie (Szenario E1) können die CO₂-Emissionen gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 um weitere 50 Mio. t/a (30 Mio. t/a durch zusätzliche Effizienz, 20 Mio. t/a durch zusätzliche EE) auf 579 Mio. t/a reduziert werden. Die CO₂-Reduktion gegenüber 1990 liegt damit bei -42%. Das Szenario E2 stellt aus heutiger Sicht die bis 2020 erreichbare Wirkung einer optimal kombinierten Effizienz- und EE-Ausbaustrategie unter sehr günstigen Randbedingungen dar.

Tabelle 5-5: Ökonomische Wirkungen eines verstärkten EE-Ausbaus – Vergleich Szenario E2 und LEITSZENARIO 2008 (Vergleichsbasis Preispfad A; Angaben in €₂₀₀₅)

	2007	2013 ^{*)}		2020		2030	
Szenario		LEIT 2008	SZEN E2	LEIT 2008	SZEN E2	LEIT 2008	SZEN E2
Strom							
Investitionen, Mrd. €/a	8,5	6,4	8,0	9,1	11,4	9,4	10,4
Differenzkosten, Mrd. €/a	3,8	5,2	5,4	2,7	2,7	- 6,9	-8,1
Wärme							
Investitionen, Mrd. €/a	3,4	5,4	5,5	5,9	8,2	5,5	7,3
Differenzkosten, Mrd. €/a	1,5	1,3	1,3	-0,9	-1,0	- 7,4	-8,4

*) Jahr der maximalen Differenzkosten

Neben den ökologischen Vorteilen hat ein verstärkter EE-Ausbau entsprechend Szenario E2 auch positive ökonomische Auswirkungen. Die Investitionstätigkeit nimmt nach 2010 deutlich zu. In 2013 werden im Szenario E2 im Strom- und Wärmebereich 13,5 Mrd. €/a investiert (Leitszenario 11,8 Mrd. €/a); in 2020 betragen die Investitionen 19,6 Mrd. €/a gegenüber 15 Mrd. €/a. Die kumulierten Investitionen zwischen 2008 und 2020 erhöhen sich im Szenario E2 auf 190 Mrd. € (Strom 113; Wärme 77 Mrd. €) gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 mit 160 Mrd. € (Strom 91; Wärme 69 Mrd. €). Die Erhöhung der Differenzkosten infolge des verstärkten Ausbaus ist dagegen minimal, wenn zum Vergleich eine realistische Preisentwicklung (Pfad A) herangezogen wird. Sie beträgt im Jahr 2013, dem Jahr maximaler Differenzkosten, lediglich 0,2 Mrd. €/a. Die Bilanz fällt im Jahr 2020 sogar günstiger aus als im LEITSZENARIO 2008, weil Ersparnisse durch kostengünstigen Windstrom die höheren Differenzkosten des verstärkten Fotovoltaikausbaus kompensieren. Dementsprechend hoch sind dann auch die für 2030 errechneten volkswirtschaftlichen Minderkosten im Vergleich zu einer rein fossilen Versorgung in Höhe von -16,5 Mrd. €/a.

5.2.3 Szenario E3

Die nach 2020 günstige volkswirtschaftliche Bilanz eines verstärkten EE-Ausbaus erlaubt auch Überlegungen hinsichtlich eines noch deutlicheren Ausbaus der EE im Zeitraum bis 2050. Lassen sich Szenarien wie das LEITSZENARIO 2008 bzw. das Szenario E2 zeitgerecht verwirklichen, stehen ab etwa 2030 prinzipiell große Mengen an EE-Strom zu günstigen Gestehungskosten zur Verfügung. Die mittleren Stromgestehungskosten betragen dann (ohne Fotovoltaik) 6,4 ct₂₀₀₅/kWh, günstigste Werte (Wind) können 5,8 ct₂₀₀₅/kWh erreichen. Bis 2050 können die Kosten bis auf ca. 5 ct₂₀₀₅/kWh sinken. Andererseits liegt der Anteil der EE-Stromerzeugung in 2030 bereits zwischen 50% (Leitszenario) und 60% (Szenario E2). Zusätzliche große Mengen an EE-Strom lassen sich daher nicht ohne weiteres in die Stromversorgung integrieren. Als ideale zusätzliche Abnehmer von EE-Strom sind Verbraucher geeignet, die ihren Verbrauch dem EE-Angebot weitgehend anpassen können. Da andererseits zu diesem Zeitpunkt der Verkehrssektor die geringsten EE-Anteile aufweist (16 – 18% in 2030) und Biokraftstoffe an ökologische Grenzen stoßen, liegt eine Verknüpfung dieser beiden Gegebenheiten nahe. Dazu werden der Elektroantrieb für den Individualverkehr und der Wasserstoffantrieb (überwiegend Güterverkehr, Flugverkehr) als Optionen herangezogen. Beide Optionen sind geeignet, die potenziell gegebenen Grenzen von Biokraftstoffen zu überwinden und EE in großem Umfang dem Verkehrssektor zugänglich zu machen

Wasserstoff, mittels Elektrolyse aus kostengünstigem EE-Strom (Wind, solarthermische Kraftwerke) gewonnen, kann ab 2030 mit Gestehungskosten um 9 – 11 ct/KWh (entsprechend 0,85 – 1,04 €/l_{Benzinäq.}) bereitgestellt werden [UBA 2006]. Damit ist er mit den Preisen fossiler Kraftstoffe (ohne Steuern) zu diesem Zeitpunkt vergleichbar, wenn der Preispfad A als Vergleichsbasis herangezogen wird. In 2050 liegen seine Gestehungskosten bereits um 30% unter den Preisen fossiler Kraftstoffe. Es spricht also aus ökonomischer Sicht viel für eine Einführung dieses Energieträgers nach 2030 der es ermöglicht, die sehr großen Potenziale von Strom aus Wind und Solarstrahlung auch anderen Verbrauchssektoren zugänglich zu machen und gleichzeitig die Integration sehr großer Anteile von EE-Strom in das Energiesystem erleichtert. Bei Einsatz fortschrittlicher Elektrolyseure können auch die Verluste der Wasserstoffherzeugung mit rund 22-25% in Grenzen gehalten werden [Nitsch 2002]; sie sind mit denen anderer Kraftstoffoptionen (z.B. BTL) vergleichbar. In der Szenariovariante E3 wird die Wasserstoffoption ab 2025 in energiewirtschaftlich relevantem Umfang eingesetzt. Mit einem Beitrag von 133 TWh/a bzw. 477 PJ/a (Tabelle 5-4) werden mittels Wasserstoff 27% der Endenergie des Verkehrs in 2050 gedeckt. Zu seiner Bereitstellung in dezentralen Elektrolyseuren und Aufbereitung zu Druckwasserstoff sind im Szenario E3 rund 170 TWh/a EE-Strom erforderlich.

Für den Individualverkehr ist der Elektroantrieb in seinen verschiedenen (hybriden) Ausprägungen mittel- bis langfristig ebenfalls eine sehr attraktive Option. Er wird daher im Szenario E3 als zweite Option berücksichtigt. Von einem Anteil von 2,5% der Verkehrsleistung des Individualverkehrs in 2020 steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen bis 2050 auf 30%. Als Richtwert wird von einem Strombedarf von 22 kWh/100 km ausgegangen. Das führt zu einer dafür erforderlichen Strommenge von rund 35 TWh/a in 2050. Im Szenario E3 werden somit für diese beiden Energieversorgungsoptionen 149 TWh/a zusätzlicher EE-Strom gegenüber dem LEITSZENARIO 2008 bereitgestellt (vgl. Tabelle 5-4).

Die Kombination einer konsequenten Effizienzstrategie mit den EE-Optionen Biokraftstoffe, Elektromobilität und Wasserstoff aus EE erlaubt bis zur Jahrhundertmitte eine weitgehende Ablösung fossiler Kraftstoffe (**Abbildung 5.7**). Der gesamte Endenergiebedarf wird bis 2050

um ein Drittel reduziert und liegt damit um 10% unter demjenigen des LEITSZENARIOS 2008. Einschließlich des EE-Strom für den Individualverkehr und unter der Berücksichtigung, dass ein steigender Anteil des Bahnstrom ebenfalls aus EE stammt, beträgt der EE-Anteil am gesamten Verkehrssektor im Szenario E3 in 2020 bereits 14,5% (Biokraftstoffe und EE-Wasserstoff 13,6%). Er steigt bis 2030 auf 24,5% (Kraftstoffe 21,3%) und überschreitet in 2050 mit 56% (Kraftstoffe 51%) die 50%-Marke. Mit 755 PJ/a werden dann noch 30% der heute verbrauchten fossilen Kraftstoffmenge benötigt. Je nach den technologischen Entwicklungsfortschritten der einzelnen Optionen sind auch andere Aufteilungen der Technologien im Verkehr möglich als sie beispielhaft im Szenario E3 dargestellt wurden. Als generelle Aussage kann jedoch festgehalten werden, dass es einer intelligenten Kombination verschiedener EE-Optionen bedarf, um den fossilen Kraftstoffbedarf substantiell zurückzudrängen. Diese Strategie muss jedoch von ebenso wirksamen Effizienzerfolgen flankiert werden, die mit einer Gesamtreduktion der Energienachfrage im Verkehr von 850 PJ/a zwischen 2005 und 2050 ähnlich große Beiträge zur Verringerung der Nachfrage nach fossilen Kraftstoffe beiträgt wie die erläuterten EE-Optionen.

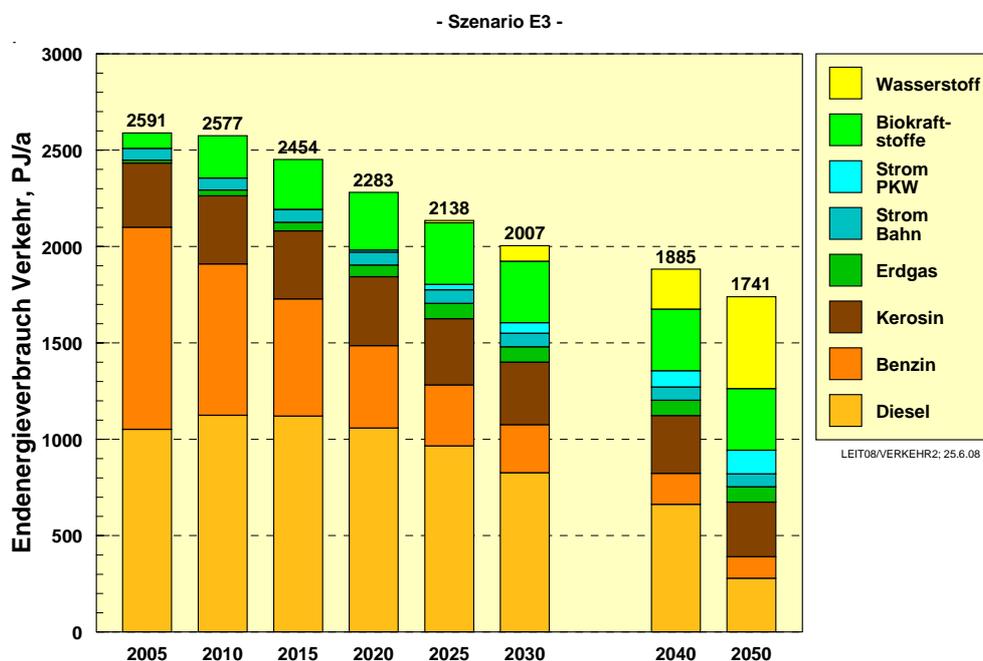


Abbildung 5.7: Struktur des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Szenario E3

In der hier vorgestellten schrittweisen Abfolge der Szenariovarianten E1, E2 und E3 konnte gezeigt werden, dass bei einer beharrlichen Energiepolitik, die für einen längeren Zeitraum günstige Rahmenbedingungen schafft, bis 2050 beachtliche Erfolge im Klimaschutz und bei der Schonung fossiler Ressourcen erreicht werden können. 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. Der Primärenergieverbrauch ist auf nahezu die Hälfte gesunken, nur noch 27% der fossilen Ressourcen des Jahres 2005 werden benötigt. Erneuerbare Energien decken mit knapp 65% bereits zwei Drittel des gesamten Endenergiebedarfs. Vor diesem Hintergrund kann das weniger ehrgeizige LEITSZENARIO2008 als realistisch erreichbare Option für das Jahr 2050 betrachtet werden.

Exkurs IV: Perspektiven einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Im Leitszenario 2008 wird im Jahr 2050 rund 50% des Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien gedeckt, im Szenario E3 sind es bereits 65%. Damit sind die Potenziale der EE aber noch keineswegs ausgeschöpft, insbesondere wenn man die gemeinsame europäische Strategie zur Nutzung günstiger EE-Quellen im Mittelmeerraum (in den Szenarien als „EU-Verbund“ bezeichnet) mit in Betracht zieht. Entwickelt man diese Strategie konsequent weiter, so kann in Fortschreibung der Entwicklungsdynamik des Szenarios E3 über das Jahr 2050 hinaus eine Energieversorgung skizziert werden, die sich nahezu vollständig auf EE abstützt. Der fossile Beitrag im Jahr 2050 für energetische Zwecke beträgt im Szenario E3 noch rund 2 340 PJ/a, hinzukommen 1 000 PJ/a für den nichtenergetischen Einsatz. Diese Energie wird für drei Bereiche benötigt: Versorgung der verbleibenden fossilen Stromerzeugung (KWK, KOND-KW) mit 890 PJ/a, Bereitstellung industrieller (Mittel- und Hochtemperatur-) Prozesswärme mit 700 PJ/a und Bereitstellung von Kraftstoffen mit 750 PJ/a. Als Ersatzoptionen steht die weitere Ausweitung der EE zur Verfügung, die nur in Form von Elektrizität erfolgen kann, und weitere Effizienzsteigerungen, die jedoch nach 2050 nur noch in deutlich geringerem Ausmaß stattfinden können. Auch eine nach 2050 weiter sinkende Bevölkerung trägt zum weiteren Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei.

Tabelle 5-6 zeigt das Ergebnis derartiger Überlegungen die verdeutlichen, dass bis 2090 eine 100% Versorgung mit EE im Energiebereich prinzipiell möglich ist. Effizienzsteigerungen und Bevölkerungsrückgang können zu einem noch um 1 100 PJ/a geringeren Endenergieverbrauch gegenüber 2050 führen. Mit 6 600 PJ/a beträgt dann der Primärenergieverbrauch 46% des Jahres 2007. Die EE steigern Ihren Beitrag um weitere 1 140 PJ/a bzw. 315 TWh/a in Form von Strom. Dieser kann in direkt Form nur noch zu geringerem Teil im Verkehrssektor und zur Prozesswärmerezeugung eingesetzt werden.

Tabelle 5-6: Struktur einer möglichen Energieversorgung in Deutschland mit einer 100%igen Deckung durch erneuerbare Energien im Jahr 2090

PJ/a	2050	2090
Endenergie EE	3 590	4 500
Strom EE	1 514	1 680
Wärme EE	1 280	1 280
Biokraftstoffe	320	320
Wasserstoff EE	477	1 120
Endenergie fossil	2 001	0
Gesamte Endenergie	5 591	4 500
Primärenergie EE	4 513	5 650
Primärenergie fossil für NE	1 000	950
Primärenergie fossil energetisch	2 336	0
Gesamte Primärenergie	7 849	6 600

Deshalb wächst weiterhin die Bedeutung von Wasserstoff, der in 2090 einen Anteil von 25% am Endenergieverbrauch hat. Bei einer Annäherung an eine EE-Vollversorgung ist ein speicherbarer und mit relativ geringem Aufwand aus EE-Strom herstellbarer Energieträger unverzichtbar. Er wird verstärkt als Kraftstoff benötigt und kann auch zur Prozesswärmerebereitstellung in der Industrie eingesetzt werden, vor allem ersetzt er zunehmend Erdgas in der KWK, wo er mit hohem Nutzungsgrad eingesetzt werden kann.

Wichtig ist auch sein Einsatz in den verbleibenden GuD-Kraftwerken für Reserve- und Regelungszwecke. Die wichtige Funktion dieser Kraftwerke rechtfertigt den Einsatz von Wasserstoff trotz des in diesem Fall geringen Gesamtwirkungsgrads der Wandlungskette „Strom-Wasserstoff-Strom“.

Untersuchungen zur Bedeutung von Wasserstoff in einer zukünftigen Energieversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien gab es insbesondere zwischen 1990 und 2000 in großem Umfang. Im Laufe des Lernprozesses in der Szenarioanalyse von Energiesystemen ist die ihm zugedachte Bedeutung geringer geworden. Es konnte gezeigt werden, dass es zukünftig stromseitig mehr Möglichkeiten des effizienten Ferntransports und der flexiblen Einbindung fluktuierenden EE-Stroms in das Energiesystem geben dürfte als man ursprünglich vermutete [Nitsch 2002; TransCSP 2006]. Damit hat sich auch der Zeitpunkt seines Einsatzes in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab verschoben und wird heute nicht vor 2030 gesehen.

Die Wirkung dieses Lernprozesses ist in **Abbildung 5.8** dargestellt, zusätzlich sind die Daten des LEITSZENARIOS 2008, des Szenarios E3 sowie Ergebnisse aus [UBA 2002] eingetragen. In früheren Untersuchungen wurde generell von einem früheren Einsatz von Wasserstoff um 2020 (CO₂-Reduktion -40%) und von rasch steigenden Anteilen ausgegangen. Aus heutiger Sicht wird Wasserstoff erst relevant, wenn die CO₂-Reduktion eines Energiesystems unter 50% gelangen soll, also auf der Zeitachse etwa ab 2030. Dann sind die wirtschaftlicheren Optionen der Effizienzsteigerung und des EE-Ausbaus weitgehend ausgeschöpft. Im Szenario E3 trägt Wasserstoff in 2050 mit 8,5% zum Endenergieverbrauch bei. Der Anteil steigt bis zum Zeitpunkt der Vollversorgung mit EE um 2090 auf 25%.

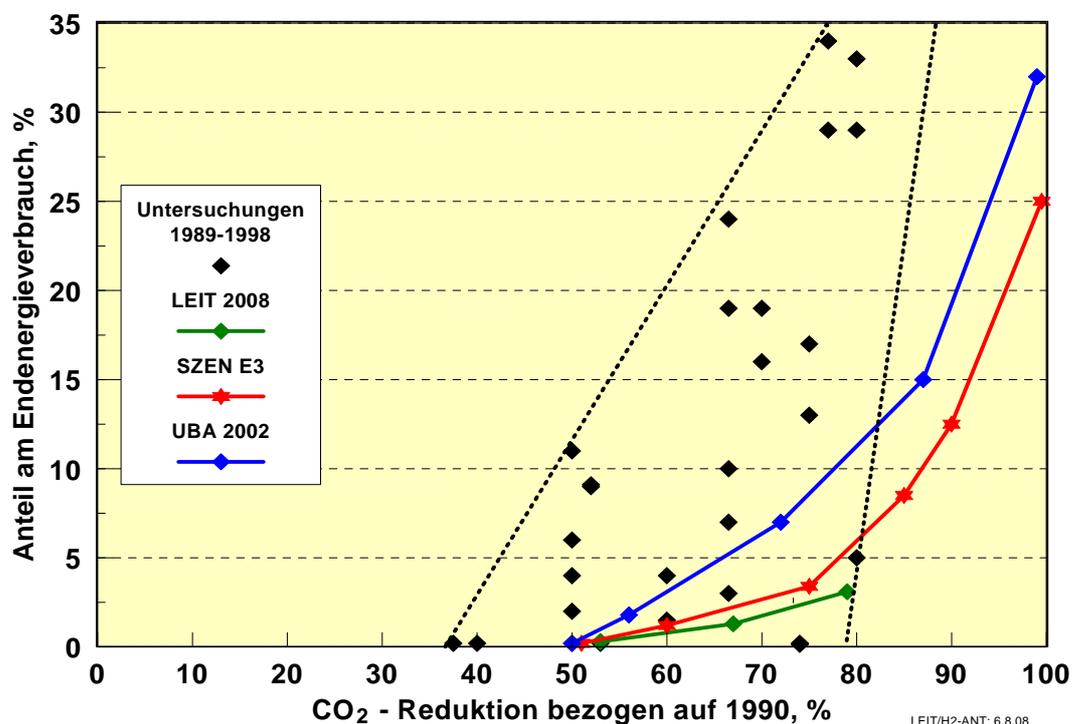


Abbildung 5.8: Erwartete Anteile von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch verschiedener Szenarien als Funktion der angestrebten Minderung von CO₂-Emissionen

5.3 Besondere Merkmale der Szenarien D1 und D2

Energieszenarien zeigen mögliche zukünftige Entwicklungen von Energiesystemen unter der Annahme, dass die für die Szenariokonstruktion getroffenen Voraussetzungen eintreffen bzw. die gesetzten Ziele eingehalten werden und im übrigen keine unvorhergesehenen Ereignisse auftreten, die das Gesamtsystem grundsätzlich verändern. Es liegt jedoch auch nahe, Zielverfehlungen bzw. das Nichteintreffen angestrebter Voraussetzungen zu modellieren, um aus deren quantitativer Wirkung Hinweise auf die Bedeutung von Maßnahmen oder auf den Grad der Zielverfehlung zu erhalten. Die Szenariovarianten D1 und D2 sind derartige Szenarien.

Im Szenario D1 wird mit einer Veränderungsrate der Energieproduktivität von durchschnittlich 2,5%/a eine geringe Wirkung der Maßnahmenpakete zur Effizienzsteigerung und zum KWK-Ausbau angenommen. Sie läge damit nur etwa 0,5 Prozentpunkte über dem langjährigen Mittel. Dies führt bei gleichem EE-Ausbau wie im LEITSZENARIO 2008 zu einem um 1 140 PJ/a höheren fossilen Energiebedarf im Jahr 2020 bei einem KWK-Anteil von 17% (vgl. Abbildung 5.1). Daraus resultieren mit 719 Mio. t CO₂/a um 80 Mio. t/a höhere CO₂-Emissionen im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008. Dies würde eine Minderung gegenüber 1990 um nur 28% bedeuten. Bei entsprechender Weiterführung dieser Entwicklung wächst der Mehrbedarf an fossiler Energie bis 2030 auf 1 600 PJ/a und bis 2050 auf 2 550 PJ/a mit den entsprechenden Mehremissionen (vgl. Tabellen 5-1 bis 5-3). Auch die prozentualen EE-Ausbauziele für das Jahr 2020 wären verfehlt. Eine formale Einhaltung dieser EE-Ausbauziele bezogen auf den Energieverbrauch des Szenario D1 würde gegenüber dem Leitszenario eine zusätzliche Mobilisierung von rund 140 PJ/a EE-Endenergie erfordern, was u.a. eine notwendige Mehrproduktion von 5 TWh/a EE-Strom verlangt. Diese entspräche nahezu 80% des im Szenario E2 dargestellten möglichen zusätzlichen Zuwachses gegenüber dem LEITSZENARIO 2008. Mit diesen zusätzlichen EE-Mengen könnten rund 15 Mio. t CO₂/a vermieden werden, die Mehremissionen infolge einer unzulänglichen Effizienzpolitik also bei weitem nicht kompensiert werden. Eine erfolgreiche Mobilisierung der vorhandenen Effizienzpotenziale ist also für eine erfolgreiche Klimaschutzstrategie unerlässlich.

Im Szenario D2 wird zusätzlich von einer kohleorientierten Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor ausgegangen, wie sie als „Kohlevariante“ bereits im Abschnitt 3.5 beschrieben wurde (vgl. Abbildung 3.18) und welche näherungsweise die derzeit bekannten Kraftwerksplanungen der Energieversorger abbildet. Die Umsetzung dieser Planungen hätte in Kombination mit den unzulänglichen Effizienzerfolgen des Szenarios D1 die gravierendsten negativen Folgen auf den angestrebten CO₂-Reduktionspfad. In 2020 würden die CO₂-Emissionen mit 743 Mio. t/a um 104 Mio. t/a über denjenigen des LEITSZENARIOS 2008 liegen, was einer Reduktion gegenüber 1990 um nur 25% bedeutet. Damit entspricht das Szenario D2 näherungsweise der im Energiereport IV [EWI/Prognos 2005] entwickelten Referenzvariante der Energieversorgung (vgl. Abbildung 5.1 und 5.2). Bis 2050 könnten die CO₂-Emissionen trotz gleichem Wachstum der EE wie im LEITSZENARIO 2008 nur auf ca. 400 Mio. t CO₂/a gesenkt werden, also auf das Doppelte dessen, was zur Zielerfüllung des –80% Ziels erforderlich ist. Evident wird, dass – wie im Szenario D2 abgebildet – eine Energie- und Klimaschutzpolitik, die Umstrukturierung im Energiesektor nur halbherzig angeht, zum Scheitern verurteilt ist.

In der energiepolitischen Diskussion werden jedoch auch Positionen hinsichtlich der Wandlungsfähigkeit des Energiesystems vertreten, die den im Szenario D2 getroffenen Annahmen vergleichbar sind und die einen rascheren bzw. weitergehenden Wandel für kaum durchführbar halten. Als Schlussfolgerung wird daraus auf den notwendigen Weiterbetrieb der Kernenergie geschlossen um das CO₂-Minderungsdefizit dieser Entwicklung ausgleichen zu können. In der Tat könnten die CO₂-Emissionen des Szenarios D2 im Jahr 2020 um ca. 75 Mio. t/a niedriger ausfallen, wenn der Betrieb der Kernkraftwerke im heutigen Umfang aufrechterhalten würde. Eine derartige Entwicklung entspräche jedoch weitgehend dem traditionellen angebotsorientierten Muster der Energieversorgung, welches nicht geeignet ist, die langfristig notwendigen Veränderungen unseres Energieversorgungssystems zu bewirken und das Klimaschutzziel einer 80%igen Reduktion von Treibhausgasen bis 2050 zu erreichen. Die Daten des Szenarios D2 verdeutlichen dagegen, welche zentrale Position eine Strategie einer umfassenden Effizienzsteigerung in der Klima- und Energiepolitik einnimmt.

Die im Szenario D2 skizzierte Entwicklung kann auch dazu genutzt werden, die Wirkungen einer Abscheidung und Zurückhaltung von Kohlendioxid aus Kraftwerken (CCS-Technologie) zu illustrieren. Dazu werden die in [RECCS 2007] erarbeiteten Daten benutzt. Es wird für die Berechnungen davon ausgegangen, dass diese Technik ab 2020 zur Verfügung steht. Bei einem aus ökonomischer Sicht realistischen Abscheidegrad von 88% können die CO₂-Emissionen effizienter Steinkohlekraftwerke (Wirkungsgrad ohne CCS 49,5%) von 670 g/kWh_{el} auf rund 100 g/kWh_{el} reduziert werden. Der Wirkungsgrad sinkt dadurch auf 41%, was einen entsprechenden Mehrbedarf an Kohle bedingt. Für Braunkohlekraftwerke (Wirkungsgrad ohne CCS 47,5%) können sich die spezifischen CO₂-Emissionen von 850 g/kWh_{el} auf 140 g/kWh_{el} reduzieren, der Wirkungsgrad sinkt auf 36%. In **Tabelle 5-7** sind die Ergebnisse dieser Berechnungen zusammengestellt.

Tabelle 5-7: Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie bei der Kraftwerksausbaustrategie des Szenarios D2 für verschiedene Rahmenbedingungen (nur Kohlekraftwerke)

		2025	2030	2040	2050
1. CCS für 90% KOND – KW und 50% HKW; mit Nachrüstung (MAXIMAL)	Leistung mit CCS; GW	4,8	8,5	11,2	18,0
	Vermiedenes CO₂; Mio. t/a	19,0	31,7	46,6	55,3
	Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a	26,9	44,2	64,0	76,3
	Energiemehrbedarf, PJ/a	60	98	137	166
2. 90% KOND-KW mit CCS; HKW ohne CCS	Leistung mit CCS; GW	3,6	6,1	9,5	11,3
	Vermiedenes CO₂; Mio. t/a	15,5	24,6	32,4	35,7
	Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a	22,2	34,9	44,9	49,6
	Energiemehrbedarf, PJ/a	49	70	94	106
3. CCS für- 90% KOND-KW und 50% HKW; keine Nachrüstung	Leistung mit CCS; GW	4,8	8,5	8,5	12,0
	Vermiedenes CO₂; Mio. t/a	19,0	31,7	31,7	37,6
	Abzuscheid. CO ₂ , Mio. t/a	26,9	44,2	44,2	51,9
	Energiemehrbedarf, PJ/a	60	98	98	113

Die maximal mögliche Reduktion wird erreicht, wenn ab 2020 sowohl 90% aller neuen Kondensationskraftwerke als auch 50% aller HKW mit CCS ausgerüstet sind und zusätzlich angenommen wird, dass die zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Kraftwerke ab 2030 nachgerüstet werden können. Für den Zeitraum 2040 bis 2050 ist zusätzlich angenommen, dass die zwischen 2001 und 2010 errichteten Kraftwerke durch neue CCS-Kraftwerke ersetzt werden (Fall 1). In diesem Idealfall könnten in 2050 Kraftwerke mit einer Leistung von 18 GW mit CCS versehen sein. Dies würde zu einer jährlichen CO₂-Minderung von 55 Mio. t/a führen, allerdings würden wegen des Energiemehrbedarfs von 166 PJ/a ca. 76 Mio. t CO₂/a anfallen, die gespeichert werden müssen. Die Gesamtemissionen des Szenarios D2 würden damit in 2050 von 404 Mio. t/a auf 349 Mio. t/a reduziert, also noch deutlich von den notwendigen rund 200 Mio. t/a entfernt sein, die zulässig sind, wenn das -80% Ziel erreicht werden soll. In der Praxis dürften allerdings die genannten 18 GW bis 2050 kaum erreicht werden. Schließt man z.B. HKW vom CCS-Betrieb aus (Fall 2), so werden bis 2050 nur ca. 11 GW Kraftwerksleistung der CCS-Technologie zugänglich. Können Kraftwerke, die ohne CCS in Betrieb gegangen sind, nicht nachgerüstet werden (Fall 3), sinkt der Wert mit 12 GW auf eine ähnliche Größenordnung. Dadurch könnten in 2050 nur 36 bis 38 Mio. t CO₂/a durch CO₂-Rückhaltung im Stromsektor vermieden werden.

Wie schon in [RECCS 2007] festgestellt wurde, reicht unter den Bedingungen der deutschen Energieversorgung ein allein auf den Stromsektor beschränkter Einsatz der CCS-Technologie selbst unter den idealen Bedingungen des Falls 1 nicht aus, Versäumnisse einer zu geringen Effizienzsteigerung emissionsseitig zu kompensieren. Dazu wären auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Soll hier die CCS-Technik zum Tragen kommen, so böte sich die technologische Möglichkeit an, Wasserstoff unter Rückhaltung des CO₂ aus fossiler Primärenergie zu erzeugen. Aus Ressourcen- und Kostengründen kommt dafür nur die Steinkohlevergasung infrage. Um die Emissionsziele zu erreichen, wäre aber der Einsatz beträchtlicher Kohlemengen erforderlich. Dadurch fielen abzuspeichernde CO₂-Mengen in der Größenordnung von 300 Mio. t/a an bei einem CCS-bedingten zusätzlichen Primärenergiebedarf um 1 000 PJ/a [RECCS 2007; S. 192ff]. Abgesehen von den noch offenen technologischen Fragen bei Abscheidung und Speicherung von CO₂ und den begrenzten Speicherkapazitäten zeichnen sich auch ökonomisch keine Vorteile von CCS gegenüber fortgeschrittenen EE-Technologien ab. Für diesen erforderlichen breiten Einsatz der CCS-Technik ist daher aus heutiger Sicht keine Grundlage vorhanden. Die CCS-Technik kann daher kein Ersatz für die notwendigen umfassenden Effizienzanstrengungen bei der Wandlung und Nutzung von Energie sein. Letztere stellen zudem eine der kostengünstigsten Möglichkeiten dar [ISI/PIK 2008], die Klimaschutzziele im Zusammenwirken mit dem im LEITSZENARIO 2008 und den Szenarien E1 bis E3 beschriebenen EE-Ausbau erfolgreich umzusetzen.

6 Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse

Die detaillierte Szenarienanalyse des Energiesystems anhand von sechs unterschiedlichen Entwicklungspfaden ergibt Hinweise auf die Bedeutung der einzelnen Bereiche der Energieversorgung für die Reduktion der CO₂-Emissionen und sie lässt erkennen, wo die besonderen Chancen und wo die Schwachstellen bei der eingeschlagenen Entwicklung hin zu einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung liegen. Sie erlaubt auch eine Einschätzung, mit welcher Sicherheit die konkreten Ziele des Jahres 2020 erreicht werden können und wo noch Nachbesserungs- und Justierungsbedarf besteht.

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 – und dort zu 75% Maßnahmen im Gebäudebereich - 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 im Strombereich mit einem Potenzial um 60 Mio. t CO₂/a. In diesen drei Bereichen werden rund 70 % der bis 2020 ermittelten Emissionsminderungen erbracht. Die Bereiche „Effizienzsteigerungen Verkehr“, „EE-Ausbau im Wärmebereich“ und „Ausweitung Bio-kraftstoffe“ 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.

Betrachtet man den längerfristigen Zeitraum bis 2050 so verschieben sich die Gewichte. Nun dominiert der Ausbau der EE im Stromsektor, danach stehen aber immer noch Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich. Es folgt der EE-Ausbau im Wärmesektor. Diesen drei Bereichen lassen sich zusammen etwa 70% der bis 2050 vermiedenen Emissionen zuordnen. Danach folgen etwa gleichwertig „Ausweitung von EE-Kraftstoffen“, „Effizienzsteigerung Strom“ und „Effizienzsteigerung Verkehr“. Kraft-Wärme-Kopplung hat an relativem Gewicht verloren. Forciert man, wie im Szenario E3 geschehen, den Ausbau der EE im Verkehrssektor, so rückt dieser Bereich an die dritte Stelle, wenn man die CO₂-Minderungswirkung der dafür erforderlichen EE-Stromerzeugung dem Verkehrssektor zuschlägt. Insgesamt überwiegen jetzt die CO₂-Minderungsbeiträge des EE-Ausbaus diejenigen der Effizienzstrategie, da bei letzterer längerfristig die zusätzlichen Minderungspotenziale immer geringer werden.

Was die Absicherung der einzelnen bis 2020 zu erbringenden CO₂-Minderungen durch entsprechende Maßnahmenbündel und anderer Rahmenbedingungen anbelangt, so kann die EE-Stromerzeugung als im Wesentlichen abgesichert gelten. Einen Unsicherheitsfaktor stellt noch der Ausbau der Offshore-Windnutzung in der hier dargestellten Größe dar. Falls sich hier unvorhergesehene Verzögerungen ergeben, sollte die weitere Windenergienutzung an Land entsprechend erleichtert 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. Hohe Brennstoffpreise werden die Sanierungsrate von Gebäuden ebenfalls beschleunigen. Dennoch ist nicht vollständig sichergestellt, dass sich die bis 2020 angenommene Verringerung des Raumwärmebedarfs von 15% ohne weitere Maßnahmen einstellen wird. Es wird

hier insbesondere auf deutliche Effizienzfortschritte im Mietwohnungsbau und in Nichtwohngebäuden zu achten sein.

Der bis 2020 drittichtigste Bereich – der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – hat durch die Novelle des KWK-Gesetzes und die Förderung von Mini-KWK bedeutende Schubkraft gewonnen. Auch der über das EEG induzierte Ausbau der Biomasse unterstützt die Ausweitung der KWK im dezentralen Bereich. Es ist aber 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 für größere HKW (noch) nicht wider, zum anderen ist nicht sicher ob die beschlossene Förderung von Wärmenetzen ausreichen wird, den notwendigen raschen Zubau dezentraler KWK-Anlagen zu gewährleisten. Es wird hier in bedeutendem Maße auf kommunale Akteure und insbesondere auf Stadtwerke ankommen, die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen zu gewährleisten. Auch in der Industrie müssen eine beträchtliche Modernisierung und ein weiterer Ausbau von KWK-Anlagen erfolgen. Die Energiepolitik sollte den Fortschritt beim Ausbau der KWK genau beobachten und ggf. rechtzeitig weitere Anreize schaffen.

Auch bei der angestrebten Effizienzsteigerung im Strombereich gilt es, weitere Anreize zu setzen. Noch ist der Trend zu ständigem Verbrauchszuwachs von Strom 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 Nachtspeicherheizungen sollte angegangen werden. Beim Ausbau der EE im Wärmebereich ist mit dem EE-Wärmegesetz und der Aufstockung des Marktanzreizprogramms ein wichtiger Schritt getan. Es sollte jedoch in absehbarer Zeit auch Altbauten umfassen. Ebenso sollten die zu erbringenden EE-Deckungsanteile nach einer Einführungsphase dynamisiert werden. Im Verkehrssektor dürfte die notwendige Effizienzsteigerung durch die vorgegebenen CO₂-Minderungsziele, die bei Nichteinhaltung sanktioniert werden, bis 2020 erreichbar sein. Längerfristig wird es zur weiteren CO₂-Emissionsminderung allerdings erforderlich sein, bei weiter stark wachsendem Güterverkehrsaufkommen wesentlich mehr Gütertransporte von der Straße auf die Schiene zu verlagern.

Insgesamt sind die derzeitigen Voraussetzungen, die angestrebten klimapolitischen Ziele zeitgerecht zu erreichen relativ gut. Allerdings sollte die im letzten Jahrzehnt aufgebaute energiepolitische Handlungsdynamik im Bereich der Klima-, Umwelt- und Energiepolitik, die bisher zu wirkungsvollen Maßnahmen und Gesetzen geführt hat, unbedingt in demselben Ausmaß weiterhin 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 (u. a. europäischer EU-Stromverbund). Mit dieser Strategie kann Europa seine Abhängigkeit von fossilen Energieimporten drastisch verringern. Damit würde die Sicherheit seiner Energieversorgung deutlich gesteigert und ein wesentlicher Beitrag zur Schonung fossiler Energieressourcen geleistet.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, sowie das anhaltend hohe Energiepreinsniveau dürften es erleichtern immer mehr gesellschaftliche Akteure für den notwendigen Umgestaltungsprozess der Energieversorgung zu gewinnen. In zunehmendem Umfang werden auch die wirtschaftlichen Vorteile eines deutlich effizienteren Umgangs mit Energie und eines konsequenten EE-Ausbaus sichtbar. Eine kluge Energiepolitik kann die dadurch entstehende Eigendynamik nutzen, um die erforderlichen „Leitplanken“ für die Wei-

terentwicklung der Energieversorgung in Richtung eines nachhaltigen Klimaschutzes und einer wirksamen Schonung begrenzter Ressourcen noch präziser zu konkretisieren und um daraus allgemein verbindliche Vorgaben und Richtlinien zu formulieren.

7 Literatur

AGEB 2008: Energieverbrauch in Deutschland 2007. Bericht der AG Energiebilanzen, 25. Februar 2008

Bayern 2008: „Eckpunkte der bayerischen Energiepolitik“. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, München, 3. Juni 2008

BDEW 2008: „Stromwirtschaft modernisiert Kraftwerkspark“ Aufstellung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, Januar 2008

BDI 2007: „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasen in Deutschland.“ Studie von McKinsey&Comp; im Auftrag des BDI, September 2007

BEE 2007: Jahr der Rekorde – Erneuerbare Energien in 2006. BEE-Presskonferenz, 4. Jan. 2007

BFE 2007: R. Zah, H. Böni, M. Gauch u.a.: „Ökobilanzen von Energieprodukten – Ökologische Bewertung von Biokraftstoffen.“ ESU Services; EMPA, Abt. Technologie und Gesellschaft im Auftrag des Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt (BAFU) und Bundesamt für Landwirtschaft (BLW), St. Gallen, Mai 2007

BMU 2004: J. Nitsch, M. Pehnt, M. Fishedick u. a.: „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland.“ DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), April 2004

BMU 2006: F. Staiss, J. Nitsch, D. Edler, C. Lutz u. a.: „Wirkungen des Ausbaus der EE auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels“; im Auftrag des BMU, August 2006

BMU 2007a: J. Nitsch: „Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien bis 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007

BMU 2007b: J. Nitsch: Ergänzende Arbeitsberichte zum Projekt „Leitstudie 2007“; im Auftrag des BMU, November 2007

BMU 2007c: Broschüre „Atomkraft: ein teurer Irrweg – die Mythen der Atomwirtschaft.“ Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, März 2007

BMU 2007d: „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.“ Bericht für den Deutschen Bundestag, Berlin, 7. Dezember 2007

BMU 2007e: F. Staiß, M. Schmidt, u.a.: „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2007 gemäß §20 EEG.“ Forschungsbericht im Auftrag des BMU, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) u. a., Berlin, November 2007

BMU 2008a: „Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2007“. Daten des BMU auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat.), Stand 6. Juni 2008

BMU 2008b: „Den Herausforderungen der Energie- und Klimapolitik erfolgreich begegnen.“ Hintergrundpapier zur Verabschiedung des 2. Maßnahmenpakets des Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung; Hrsg.: BMU, Berlin 18. Juni 2008

BMU 2008c: „Verbesserung der Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich.“ Bericht des BMU gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007, Berlin, 9. Mai 2008

BMWi 2007: M. Schlesinger, D. Lindenberger u. a.: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2%-Variante)“. Prognos Basel, EWI Köln im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, November 2007

BMWi 2008: „Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung“. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Stand 1. Februar 2008

BW 2008: „Energiekonzept Baden-Württemberg 2020.“ Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, Juni 2008

BWE 2006: „Offshore-Windenergie“, Hintergrundinformation, Bundesverband Windenergie e.V. Berlin August 2006

Dena 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Dt. Energieagentur GmbH (dena), Konsortium DEW / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz / VE Transmission, Köln 2005

Dena 2008: „Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030).“ Deutsche Energieagentur Berlin, 12. März 2008

Diekmann 2008: J. Diekmann (Koordination); W. Krewitt, U. Leprich; O. Langniß u.a.: „Analyse und Bewertung des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.“ DIW Berlin, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, IZES Saarbrücken; Untersuchung im Auftrag des BMU; Förderkennzeichen 03 MAP113; Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008

EEG 2008: F. Staiß; M. Schmidt, F. Musiol: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 20 EEG.“ 3. Zwischenbericht im Auftrag des BMU, Aktualisierung des Kapitels 6: „Windenergie“, Stuttgart März 2008

EIA 2007: Energy Information Administration (EIA): International Energy Outlook 2007; DOE/EIA-0383(2007), Washington, DC, February 2007

EEWärmeG 2007: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG); Berlin, 5. Dez. 2007

EWI//Prognos 2005: „Energiebericht IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005

EWI//Prognos 2006: „Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot- und nachfrage. Ölpreisvariante der energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030.“ Untersuchung im Auftrag des BM für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, August 2006

FAZ 2008: „Der Preis für Rohöl steigt auf ein Rekordniveau.“ Frankfurter Allgemeine Zeitung; 7. Mai 2008, S.11

FNR 2006: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): „Marktanalyse nachwachsende Rohstoffe“ MEO Consulting Team Wiesbaden, Inst. Für Energetik, Leipzig, Faserinstitut Bremen. Gülzow 2006

HWWI 2007: „Klimawandel – Strategie 2030“ Studie des HWWI und der Berenberger Bank, Hamburg, Oktober 2007

IE 2005: D. Thrän, J. Zeddies, C. Thoroer, U. Fritsche u.a.: „Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; Institut für Energetik (IE) Leipzig, Universität Hohenheim, Stuttgart, BFH Hamburg, Öko-Institut Darmstadt November 2005

IEA 2007: „World Energy Outlook 2007“. OECD/International Energy Agency (IEA) Paris 2007

IER 2008: S. Wissel, S. Rath-Nagel, u. a. :“Stromerzeugungskosten im Vergleich.“ Arbeitspapier des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Februar 2008

ISI/PIK 2008: E. Jochem, C. Jaeger u.a.: „Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland.“ ISI Karlsruhe, PIK Potsdam, Büro für sozialverträgliche Ressourcennutzung (BSR) und European Climate Forum (ECF) im Auftrag des BMU, Karlsruhe, Potsdam, Mai 2008

IPCC 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers; IPCC Secretariat, Geneva, February 2007; www.ipcc.ch

Krewitt 2006: W. Krewitt, B. Schломann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.“ Gutachten für das BMU, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, März 2006

Leible 2006: L. Leible, S. Kälber u. a. (Hrsg.): „Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft?“ Zeitschrift: Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis. Themenschwerpunkt 1/2006. ITAS Karlsruhe, April 2006

Müller 2008: Pressemitteilung des BMU des Parlamentarische Staatssekretärs Michael Müller; Berlin, 30.6.2008

Matthes/Ziesing 2008: F. Matthes, J. Ziesing: „Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung.“ Diskussionsbeitrag, Berlin, 17. April 2008

Nitsch 2002: J. Nitsch: „Potenziale der Wasserstoffwirtschaft.“ Kurzgutachten zum WBGU-Hauptgutachten 2003, Stuttgart, Juni 2002

Öko 2004: U. Fritsche, A.Heinz, F.Baur u.a.: „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“. Berlin, Freiburg, 2004

Politiksznarien 2007a: Projektbericht „Politiksznarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030“; DIW Berlin, Öko-Institut Freiburg; Fhg-ISI Karlsruhe, STE Jülich, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamts, April 2007

Politiksznarien 2007b: M. Horn, J. Diekmann: „Rahmendaten für Politiksznarien V“. Präsentation bei Kick-Off-Meting, UBA Dessau, 7. Dez. 2007

PV 2005: W. Krewitt, M. Nast, J. Nitsch: "Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. DLR-STB Stuttgart, Juni 2005

RECCS 2007: M. Fishedick, J. Nitsch, P. Viebahn u.a.: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage –Technologien (CCS)“; WI Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, PIK Potsdam; Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007

RWI 2008: M. Fondel, N. Ritter, C. Schmidt: "Auswirkungen einer verschärften Degression der Einspeisevergütung für Solarstrom." Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, 2008

Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007

Schulz 2007: W.Schulz: Hemmnisse eines weiteren Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung.“ Euro-Heat&Power, 36. Jg. (2007), Heft 4, Seiten 30 – 38

Schwarz 2007: E. Schwarz: „Streitfall Kernenergie“, Argumente in Thesen, Hrsg.: BMU; November 2007

SRU 2007: „Klimaschutz durch Biomasse“. Gutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Berlin, Juli 2007.

Stromlücke 2008: „Keine Stromlücke, aber eine Handlungslücke“. Erklärung von rund 30 Energiewissenschaftlern und Politikern, 17. April 2008.

SZ 2008: „Im Vergleich zu Wasser ist Öl sehr billig.“ Süddeutsche Zeitung, 7. Mai 2008, S. 24

Tänzler/Luhmann 2007: A. Maas, H.J. Luhmann, M. Fishedick u.a.: „Sicherheitspolitische Bedeutung der Erneuerbaren Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU, FZK 904 97 324, Adelphi Consult Berlin, WI Wuppertal, Berlin 2007

Tecson 2008: Aktuelle Rohölpreise; www.tecson.de/prohoel.htm

Trans-CSP 2006: F. Trieb, C. Schillings u. a: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Berlin , April 2006; www.dlr.de/tt/trans-csp

UBA 2002: M. Fishedick, J. Nitsch, u. a.: „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung.“ WI Wuppertal, DLR Stuttgart, Untersuchung für das Umweltbundesamt, Berlin 2002

UBA 2006: S. Ramesohl, M. Fishedick, M. Pehnt, W. Knörr, J. Nitsch, P. Viebahn u. a. „Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe.“ WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR Stuttgart, m Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118), Berlin, März 2006

UBA 2007: „Klimaschutz in Deutschland: 40% CO₂-Senkung bis 2020 gegenüber 1990“, Untersuchung des UBA, Mai 2007

UBA 2008: C. Lorek: „Atomausstieg und Versorgungssicherheit.“ Kurzstudie des UBA, Berlin März 2008

VDEW 2007a: „Stromwirtschaft investiert in Versorgungssicherheit.“ Liste der in Bau oder in Planung befindliche Kraftwerksprojekte 2007. Siehe auch: www.strom.de/wysstr/stromwys.nst, April 2007

VDEW 2007b: „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030.“ EWI Köln, EEFA Münster, im Auftrag des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Mai 2007

VDE 2008: „Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland.“ Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG); Kurzfassung, Frankfurt, Januar 2008

WBA 2007: „Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik.“ Gutachten des Wiss. Beirats für Agrarpolitik beim BM für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. November 2007

Windguard 2008: K. Rehfeld, j. Wallasch: „Aktualisierung des Szenarios „steigende Nabenhöhen“ aus dem Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020“. 4. Juni 2008

ZEIT 2008: „Streitbarer Stromboss“, Interview mit E.on Vorstand Wulf Bernotat; DIE ZEIT, 15. Mai 2008; S. 23.

Zeddies 2006: J. Zeddies: „Rohstoffverfügbarkeit für die Produktion von Biokraftstoffen in Deutschland und der EU-25.“ Universität Hohenheim, Oktober 2006.

Ziesing 2008: H. J. Ziesing: „KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschließung“, Energiewirtsch. Tagesfragen 8. Jg. (2008), Heft 3, S. 50 – 59.

8 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

Abbildung 1.1: Gesamter Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien nach Energiequellen 1975 – 2007 (Balken und linke Ordinate) sowie Anteile am gesamten Endenergieverbrauch (Kurve und rechte Ordinate). Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.....	36
Abbildung 1.2: Beitrag erneuerbarer Energien zur Primärenergieversorgung (Wirkungsgradmethode) 1975 – 2007 (Quellen: Daten der AGEE-Stat. nach [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen).....	36
Abbildung 1.3: Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Endenergie- und Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode) seit 1990. Quellen: Daten der AGEE -Stat [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.	37
Abbildung 1.4: Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien 1975 bis 2007. Quellen: Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.	38
Abbildung 1.5: Kumulierte installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung seit 1990. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.....	39
Abbildung 1.6: Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 1975 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE-Stat. [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.	40
Abbildung 1.7: Erzeugung von Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien 1995 bis 2007. Quellen : Daten der AGEE –Stat. [BMU 2008a]; [BMW i 2008]; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen.....	41
Abbildung 2.1: Verlauf von Bruttoinlandsprodukt (BIP real), Primärenergieverbrauch (PEV) und Energieproduktivität (BIP/PEV) seit 1990 (1990 = 100) und zwei zukünftige Entwicklungspfade bis 2020.....	46
Abbildung 2.2: Bruttostromverbrauch 1990 bis 2007 und angenommene Entwicklung bis 2030 in verschiedenen Szenarien. Der Nullpunkt der Ordinate unterdrückt. Quellen: EWI/Prognos 2005; EWI/Prognos 2007, BMW i 2007, VDE 2008, ET 2007; DENA 2008.	47
Abbildung 2.3: Nominaler und realer (Preisbasis 2005) Verlauf des jahresdurchschnittlichen Rohölpreises von 1970 bis 2008 in \$/b (Wert für 2008 ist Mittelwert von Januar bis Juli).	49
Abbildung 2.4: Gegenüberstellung der drei Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$ ₂₀₀₅ /b) und Vergleich mit den Preisvariante anderer Untersuchungen [EWI/Prognos 2006; IEA 2007; EIA 2007.....	50
Abbildung 2.5: Grenzübergangpreise in € ₂₀₀₅ /GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden (ohne CO ₂ -Aufschlag).	53
Abbildung 2.6: Grenzübergangpreise in € ₂₀₀₅ /GJ für Öl, Erdgas und Steinkohle in allen Preispfaden einschließlich CO ₂ -Aufschlag.	54
Abbildung 3.1: Struktur des Endenergieverbrauchs, nichtenergetischer Verbrauch und Umwandlungsverluste 2000, 2005, 2007 und im LEITSZENARIO 2008.....	61
Abbildung 3.2: Endenergiebeitrag erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen bis zum Jahr 2050.....	62

Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern (Wirkungsgradmethode).....	63
Abbildung 3.4: Erdgasverbrauch in der deutschen Energieversorgung im LEITSZENARIO 2008.....	64
Abbildung 3.5: Vermiedene CO ₂ -Emissionen ab 2006 im LEITSZENARIO 2008 nach Nutzungsbereichen, sowie die zwischen 1990 und 2005 vermiedene CO ₂ -Emissionen.....	66
Abbildung 3.6: Durch erneuerbare Energien vermiedene CO ₂ -Emissionen in der Vergangenheit (einschließlich Wasserkraft; nach AGEE-Stat) und im LEITSZENARIOS 200, (stromseitig nur Substitution fossil erzeugten Stroms angenommen).	67
Abbildung 3.7: Energetische Potenziale der Nutzung von Biomassereststoffen und –abfällen nach Einzelkategorien nach [BMU 2004] ohne und mit ökologischen Restriktionen und derzeitige Nutzung.	68
Abbildung 3.8: Verfügbare Anbauflächen in Deutschland im zeitlichen Verlauf nach ([BMU 2004] bzw. [BMU 2007] und [IE 2005]) sowie 2007 beanspruchte Fläche nach [FNR 2008]; zusätzlich ist der im LEITSZENARIO 2008 gewählte Nutzungspfad eingetragen.	69
Abbildung 3.9: Erträge von nachwachsenden Rohstoffen für die Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) und bei der Herstellung von Biokraftstoffen und weitere Steigerungsmöglichkeiten.	70
Abbildung 3.10: Verwendung der eingesetzten Biomassen (biogene Reststoffe und Abfälle, Energiepflanzen) nach Nutzungsarten und eingesetzte Primärenergie im LEITSZENARIO 2008.	71
Abbildung 3.11: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im LEITSZENARIO 2008 unter den Bedingungen des neuen EEG und Vergleich mit den Szenarien des Energiegipfels KV und EE [BMWi 2007] und des Energiebericht IV [EWI/Prognos 2005].	74
Abbildung 3.12: Jährlich installierte elektrische EE-Leistung (Neubau und Ersatzbedarf) seit 2000 und im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis zum Jahr 2030	77
Abbildung 3.13: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (ohne Erzeugung in Pumpspeichern) im LEITSZENARIO 2008	78
Abbildung 3.14: Struktur der Bruttostromerzeugung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten; (ab 2030 wird EE-Strom auch zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt). ..	79
Abbildung 3.15: Struktur der Kraftwerksbruttolleistung im LEITSZENARIO 2008 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.	82
Abbildung 3.16: Stilllegungen fossiler Bestandskraftwerke ab 2005 bis 2020 in verschiedenen Untersuchungen (in Anlehnung an [Matthes/Ziesing 2008]).....	83
Abbildung 3.17: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ einschließlich dezentraler KWK-Anlagen und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030 unter den genannten Annahmen zur Lebensdauer der Kraftwerke im LEITSZENARIO 2008	84
Abbildung 3.18: Bedarf an neuen fossilen Kraftwerken zwischen 2006 und 2020 im LEITSZENARIO 2008 und in zwei weiteren Varianten.	87
Abbildung 3.19: Entwicklung der beheizten Flächen in Wohn (WG)- und Nichtwohngebäuden (NWG) und des spezifischen Heizwärmeverbrauch des jeweiligen Gebäudebestands	93
Abbildung 3.20: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im LEITSZENARIO 2008.....	93
Abbildung 3.21: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung im LEITSZENARIO 2008 nach Energieträgern.....	94

Abbildung 3.22: Struktur der erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im LEITSZENARIO 2008.	95
Abbildung 3.23: Jährlicher Umsatz an thermischer EE-Leistung (Neubau und Ersatz) im LEITSZENARIO 2008 nach Technologien bis 2020 und in 2030; (Kollektoren mit 0,7 kW/m ² umgerechnet; bei KWK-Anlagen jeweils gesamte thermische Leistung, „Biomasse Heizanlagen“ enthält Einzelheizungen und Heizwerke).	96
Abbildung 3.24: Energieeinsatz im Verkehr im LEITSZENARIO 2008 nach Kraftstoffarten.	97
Abbildung 3.25: Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Kraftstoffbedarfs im LEITSZENARIO 2008 (einschl. EE-Strom für Individualverkehr ab 2015)	98
Abbildung 4.1: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Stromsektor nach Einzeltechnologien	100
Abbildung 4.2: Jährliches Investitionsvolumen im LEITSZENARIO 2008 für den Wärmesektor nach Einzeltechnologien	101
Abbildung 4.3: Verlauf der Stromkosten für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen und jeweilige kumulierte Leistung im LEITSZENARIO 2008.	103
Abbildung 4.4: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2008, (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nullpunkt unterdrückt).	104
Abbildung 4.5: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im LEITSZENARIO 2008 (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik)	105
Abbildung 4.6: Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseanlagen (jeweils Einzelanlagen und Nahwärmesysteme; Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nahwärmesysteme einschließlich Verteilungskosten) im LEITSZENARIO 2008.	106
Abbildung 4.7: Preisentwicklung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für fossile Kraftwerke in den Preispfaden A und B einschließlich der jeweiligen CO ₂ -Aufschläge. Nachrichtlich ist der Preispfad C (gestrichelt) hinzugefügt.	107
Abbildung 4.8: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO ₂ -Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und C: „Sehr niedrig“	109
Abbildung 4.9: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad A.	110
Abbildung 4.10: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung entsprechend Preispfad B.	110
Abbildung 4.11: Stromgestehungskosten alter (bis 2005 installierter) Kraftwerke und neuer fossiler Kraftwerke im Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2008 in Abhängigkeit der Brennstoffpreissteigerungen.	112
Abbildung 4.12: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2008 (Preispfad A) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und einem Mix aus Altkraftwerken und nur fossilen Neubauten.	113
Abbildung 4.13: Wie Abbildung 4.12, mit zusätzlicher Darstellung des Energiepreispfads B.	114

Abbildung 4.14: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (Preisfad A) nach Energietechnologien und insgesamt im LEITSZENARIO 2008.	115
Abbildung 4.15: Gesamte Differenzkosten der EE-Stromversorgung im LEITSZENARIO 2008 für die Preispfade A und B mit und ohne Fotovoltaik.	116
Abbildung 4.16: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Wärmebereich im LEITSZENARIO 2008 (Preisfad A; nur reine wärmeerzeugende Anlagen) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung.	118
Abbildung 4.17: Gesamte Differenzkosten der EE-Wärmeversorgung im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preispfade A und B.	118
Abbildung 4.18: Differenzkosten der EE im Kraftstoffbereich im LEITSZENARIO 2008 in Abhängigkeit der Preispfade A und B.	119
Abbildung 4.19: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren im LEITSZENARIO 2008 bei Preissteigerungen entsprechend dem Preisfad A.	120
Abbildung 4.20: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im LEITSZENARIO 2008 in 10-Jahres-Abschnitten für vier Technologiesegmente.	121
Abbildung 4.21: CO ₂ -Vermeidungskosten stromerzeugender EE-Technologien unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008.	123
Abbildung 4.22: CO ₂ -Vermeidungskosten von EE-Technologien zur Wärmebereitstellung, von Biokraftstoff und regenerativem Wasserstoff unter den Rahmenbedingungen des LEITSZENARIOS 2008.	124
Abbildung 5.1: Entwicklung der Primärenergie bei unterschiedlicher Steigerung der Energieproduktivität in verschiedenen Szenariovarianten: Szenario D2 mit 2,5% jährlicher Steigerung bis 2020, Leitszenario 2008 mit 3%/a, Szenario E2 mit 3,4%/a und Vergleich mit dem Energie report IV [EWI/Prognos 2005] und mit einer Trendfortsetzung mit 2%/a jährlicher Steigerung.	131
Abbildung 5.2: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den in Abbildung 5.1 dargestellten Szenarien und Reduktionsziele 2020 und 2050 (bezogen auf 1990).	131
Abbildung 5.3: Anteile erneuerbarer Energien am Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch, sowie am gesamten Endenergie- und Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 für das LEIT- SZENARIO 2008 und für die Szenarien E und D ; (Strom = Bruttostromverbrauch).	132
Abbildung 5.4 Bandbreite der EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung und der Endenergie bis 2050 für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenarien E3 und D2.	133
Abbildung 5.5: Verlauf der Energieintensitäten für Strom, Endenergie und Primärenergie sowie des Pro-Kopf-Verbrauchs an Strom im Szenario E1 (2000 = 100).	134
Abbildung 5.6: Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im Szenario E1 nach Nutzungsarten und nach Energiequellen.	135
Abbildung 5.7: Struktur des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Szenario E3.	140
Abbildung 5.8: Erwartete Anteile von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch verschiedener Szenarien als Funktion der angestrebten Minderung von CO ₂ -Emissionen.	142

Tabellen:

Tabelle 2-1: Die wesentlichsten demografischen und ökonomischen Eckdaten für das LEITSZENARIO 2008 und die Szenariovarianten	45
Tabelle 2-2: Bruttostromerzeugung bis 2020 bzw. 2030 in verschiedenen Szenarien	48
Tabelle 2-3: Preispfad A „Deutlicher Anstieg“ : Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO ₂ -Aufschlag.....	51
Tabelle 2-4: Preispfad B „Mäßiger Anstieg“ : Reale (Geldwert 2005) und nominale Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie Braunkohle frei Kraftwerk ohne und mit CO ₂ -Aufschlag.....	52
Tabelle 3-1: Spezifische Kenndaten des LEITSZENARIOS 2008	58
Tabelle 3-2: Eckdaten 2010 bis 2050 des LEITSZENARIOS 2008, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien.	60
Tabelle 3-3: Gesamter Primärenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch der EE nach der Wirkungsgrad- und der Substitutionsmethode (PJ/a) und entsprechende Anteile (%).	65
Tabelle 3-4: Fossile Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Struktur der gesamten KWK im LEITSZENARIO 2008	81
Tabelle 3-5: Rückgang der kumulierten Stromerzeugung aus Kernenergie ab dem Jahr 2000 bei planmäßigem Abbau und kumulierter Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im LEITSZENARIO 2008.	81
Tabelle 3-6: Struktur der im LEITSZENARIO 2008 erfolgten Kraftwerksstilllegung und des Zubaus neuer Kraftwerke zwischen 2006 und 2020 entsprechend der hier angenommenen Nutzungsdauer von Altanlagen.	85
Tabelle 3-7: Möglicher Zubau an neuen fossilen Kraftwerken (ab 2006) bei einem um 20 Jahre verschobenen Ausstieg aus der Kernenergie bei sonst unveränderten Randbedingungen.....	90
Tabelle 4-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerke für die drei Preispfade A: „Deutlich“, B: „Mäßig“ und C: „Sehr niedrig“ einschließlich CO ₂ -Aufschlag (Tabelle ohne CO ₂ -Aufschlag im Anhang)	108
Tabelle 5-1: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2020.	127
Tabelle 5-2: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2030.	128
Tabelle 5-3: Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIOS 2008 und der Szenariovarianten für das Jahr 2050.	129
Tabelle 5-4: Eckdaten des EE-Ausbaus 2020 und 2050 in den Szenarien E2 und E3 im Vergleich zum LEITSZENARIO 2008	137
Tabelle 5-5: Ökonomische Wirkungen eines verstärkten EE-Ausbaus – Vergleich Szenario E2 und LEITSZENARIO 2008 (Vergleichsbasis Preispfad A; Angaben in € ₂₀₀₅)	138
Tabelle 5-6: Struktur einer möglichen Energieversorgung in Deutschland mit einer 100%igen Deckung durch erneuerbare Energien im Jahr 2090.	141
Tabelle 5-7: Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie bei der Kraftwerksausbaustrategie des Szenarios D2 für verschiedene Rahmenbedingungen (nur Kohlekraftwerke).....	144

9 Anhang

Anhang 1: Entwicklung erneuerbarer Energien seit 1975

Tabelle 1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft (ohne Strom aus PS)		Windenergie		Biomasse Strom einsch. biogen. Müll +)		Fotovoltaik		Geothermie Strom		Summe Stromerz [GWh/a]	Summe Leistung [MWel]
	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MW]	[GWh/a]	[MWp]	[GWh/a]	[MW]		
1975	17100		0		800		0		0		17900	
1980	18000		0		1000		0		0		19000	
1985	16500		10		1130		0		0		17640	
1990	17000	4403	40	56	1422	740	1	2	0	0	18463	5201
1991	15900	4403	140	98	1450	742	2	3	0	0	17492	5246
1992	18600	4374	230	167	1545	782	3	6	0	0	20378	5329
1993	19000	4520	670	310	1570	795	6	9	0	0	21246	5634
1994	20200	4529	940	605	1870	841	8	12	0	0	23018	5987
1995	21600	4521	1800	1094	2020	880	11	16	0	0	25431	6511
1996	18800	4563	2200	1547	2203	928	16	24	0	0	23219	7062
1997	19000	4578	3000	2082	2479	970	26	36	0	0	24505	7666
1998	19000	4601	4489	2875	3392	989	32	45	0	0	26913	8510
1999	21300	4547	5528	4444	3641	1028	42	58	0	0	30511	10077
2000	24936	4572	7550	6114	4129	1158	64	100	0	0	36679	11944
2001	23383	4604	10509	8755	5065	1337	116	178	0	0	39073	14874
2002	23824	4626	15859	11965	5962	1492	188	258	0	0	45833	18341
2003	20350	4643	18856	14609	9132	2079	333	408	0	0	48671	21739
2004	21000	4658	25509	16629	10463	2338	557	1018	0,2	0,16	57529	24643
2005	21524	4681	27229	18431	13534	2645	1282	1881	0,2	0,16	63569	27638
2006	19876	4700	30710	20622	17627	3640	2220	2781	0,4	0,16	70433	31743
2007	20700	4720	39500	22247	23800	4300	3500	3930	0,4	0,16	87500	35197

Tabelle 2: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung sowie gesamte Endenergie aus erneuerbaren Energien

Biomasse Wärme [GWh/a]	Solarthermie		Geothermie Wärme [GWh/a]	Summe Wärme [GWh/a]	Biodiesel [GWh/a]	Pflanzenöl [GWh/a]	Bio- ethanol [GWh/a]	Summe Kraftstoffe [GWh/a]	Endenergie gesamt [GWh/a] PJ/a	
	[GWh/a]	[1.000 m ²]	[MW]							
30000	0		200	30200	0	0	0	0	48100	173
32000	0		300	32300	0	0	0	0	51300	185
35000	50		500	35550	0	0	0	0	53190	191
38000	130	340	238	1000	39130	0	0	0	57593	207
39000	166	468	328	1100	40266	2	0	0	57760	208
40000	218	590	413	1200	41418	52	0	0	61848	223
41000	279	749	524	1300	42579	103	0	0	63928	230
42000	351	946	662	1400	43751	258	0	0	67027	241
44000	440	1159	811	1425	45865	310	0	0	310	71606
46000	550	1457	1020	1383	47933	517	0	0	517	71669
48546	695	1821	1275	1335	50576	827	0	0	827	75908
51613	857	2194	1536	1384	53854	1033	0	0	1033	81800
50951	1037	2641	1849	1429	53417	1343	0	0	1343	85271
54314	1279	3284	2299	1433	57026	2583	0	0	2583	96288
55326	1626	4199	2939	1447	58399	3617	0	0	3617	101089
54626	1955	4749	3324	1483	58064	5683	0	0	5683	109580
70346	2465	5478	3835	1532	74343	8267	52	0	8319	131333
72259	2573	6235	4365	1558	76390	10850	52	424	11326	145245
76317	2828	7197	5038	1601	80746	18600	2047	1936	22583	166898
78800	3274	8610	6027	1934	84008	29444	7417	3556	40417	194858
84240	3700	9680	6776	2260	90200	34389	8750	3417	46556	224206

*) bei Biomasse ab 2003 Neubewertung des Wärmebeitrags aufgrund verbesserter Datenlage.

Quellen: Daten der AGEE-Stat. (bis 6/08; teilweise unveröffentlicht), BMU 2008a, BMWi 2008; frühe Daten teilweise eigene Abschätzungen

Tabelle 3a: Primärenergiestruktur und Endenergie 1975 – 1995 (1975 bis 1989 alte und neue Bundesländer) mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2

	1975	1980	1985	r			1991	1992	1993	1994	1995
	1975	1980	1985	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Energieträger											
Mineralöl	5500	6058	5113	5296	5013	5217	5525	5612	5731	5681	5689
Steinkohlen	2300	2393	2511	2362	2306	2306	2330	2196	2139	2140	2060
Braunkohlen	3500	3391	3686	3537	3525	3202	2507	2176	1983	1861	1734
Naturgase 1)	1112	2177	2031	2164	2239	2248	2376	2345	2493	2548	2770
Kernenergie	400	606	1450	1698	1743	1665	1609	1733	1675	1650	1682
EE 1 2)	62	65	59	59	55	61	58	68	71	76	84
EE 2 3)	136	146	161	160	165	178	183	188	194	201	211
Sonstige 4)	30	30	32	28	30	25	25	20	20	20	22
Importsaldo Strom	30	26	40	7	4	3	-2	-19	3	8	17
Primärenergie, ges.	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185	14269
PEV EE 1 + 2	197	211	220	219	220	239	240	256	265	277	295
Anteile in %											
Mineralöl	42,1	40,7	33,9	34,6	33,2	35,0	37,8	39,2	40,1	40,0	39,9
Steinkohlen	17,6	16,1	16,6	15,4	15,3	15,5	15,9	15,3	14,9	15,1	14,4
Braunkohlen	26,8	22,8	24,4	23,1	23,4	21,5	17,2	15,2	13,9	13,1	12,2
Naturgase 1)	8,5	14,6	13,5	14,1	14,8	15,1	16,3	16,4	17,4	18,0	19,4
Kernenergie	3,1	4,1	9,6	11,1	11,6	11,2	11,0	12,1	11,7	11,6	11,8
EE 1 2)	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6
EE 2 3)	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
Sonstige 4)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Importsaldo Strom	0,2	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,1	0,0	0,1	0,1
Anteil PEV EE 1 + 2	1,51	1,41	1,46	1,43	1,46	1,60	1,65	1,79	1,85	1,95	2,07
Verwendung											
Primärenergie	13069	14892	15083	15311	15080	14905	14610	14319	14309	14185	14269
Umwandlungssektor	4000	4200	4400	4539	4480	4475	4353	4281	4188	4111	3984
NE-Verbrauch	800	850	900	944	998	958	891	911	887	964	963
Endenergie	8269	9842	9783	9828	9602	9472	9366	9127	9234	9110	9322
Endenergie EE	173	185	191	205	206	207	208	223	230	241	258
Endenergie:											
- Verarb. Gewerbe				3227	3254	2977	2694	2560	2432	2463	2474
- Haushalte				2513	2263	2367	2516	2436	2618	2558	2655
- Kleinverbraucher				1829	1747	1749	1728	1609	1588	1535	1579
-Verkehr				2259	2338	2379	2428	2522	2596	2554	2614
Anteile an PEV (in %)											
Umwandlungssektor	30,6	28,2	29,2	29,6	29,7	30,0	29,8	29,9	29,3	29,0	27,9
NE-Verbrauch	6,1	5,7	6,0	6,2	6,6	6,4	6,1	6,4	6,2	6,8	6,7
Endenergie	63,3	66,1	64,9	64,2	63,7	63,5	64,1	63,7	64,5	64,2	65,3
Anteile an END (in %)											
Endenergie EE	2,09	1,88	1,96	2,09	2,15	2,19	2,22	2,44	2,49	2,65	2,77
Anteile an Endenergie:											
- Verarb. Gewerbe				32,8	33,9	31,4	28,8	28,0	26,3	27,0	26,5
- Haushalte				25,6	23,6	25,0	26,9	26,7	28,4	28,1	28,5
- Kleinverbraucher				18,6	18,2	18,5	18,4	17,6	17,2	16,8	16,9
-Verkehr				23,0	24,3	25,1	25,9	27,6	28,1	28,0	28,0

1) Erdgas, Erdöl, Grubengas

2) EE 1: Wasser-, Wind-, PV-Strom (Wirkungsgradmethode; Wasser ohne Pumpspeicher)

3) EE 2: Biomasse einschl. Klärgas, Deponiegas, biogene Abfälle, Sonnenenergie (Wärme), Geothermie

4) Sonstige: Müllverbrennung (nicht biogen), Kokereigase, Gichtgas; Stat. Differenzen

Quellen: AG-Energiebilanzen 11/2007 ; EE-Daten siehe Tab. 1 und Tab. 2

Tabelle 3b: Primärenergiestruktur und Endenergie 1996 – 2007 mit Einordnung erneuerbarer Energien aus Tab. 1 und 2

1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
5808	5753	5775	5599	5499	5577	5381	5286	5214	5152	5164	4678	Energieträger
2090	2065	2059	1967	2021	1949	1927	2010	1909	1843	1923	1952	Mineralöl
1688	1595	1514	1473	1550	1633	1663	1639	1648	1596	1574	1618	Steinkohlen
3095	2980	3005	2996	2972	3133	3127	3169	3233	3275	3285	3075	Braunkohlen
1764	1859	1764	1855	1851	1868	1798	1801	1822	1779	1826	1533	Naturgase 1)
76	79	85	97	117	122	144	142	169	180	190	229	Kernenergie
222	236	255	256	279	294	305	402	430	485	622	703	EE 1 2)
23	56	66	77	102	93	80	40	264	190	86	114	EE 2 3)
-19	-9	-2	4	11	10	2	-29	-26	-31	-72	-60	Sonstige 4)
												Importsaldo Strom
14746	14614	14521	14324	14402	14679	14427	14460	14663	14469	14598	13842	Primärenergie, ges.
297	315	340	353	396	416	449	544	599	665	812	932	PEV EE 1 + 2
39,4	39,4	39,8	39,1	38,2	38,0	37,3	36,6	35,6	35,6	35,4	33,8	Anteile in %
14,2	14,1	14,2	13,7	14,0	13,3	13,4	13,9	13,0	12,7	13,2	14,1	Mineralöl
11,4	10,9	10,4	10,3	10,8	11,1	11,5	11,3	11,2	11,0	10,8	11,7	Steinkohlen
21,0	20,4	20,7	20,9	20,6	21,3	21,7	21,9	22,0	22,6	22,5	22,2	Braunkohlen
12,0	12,7	12,1	13,0	12,9	12,7	12,5	12,5	12,4	12,3	12,5	11,1	Naturgase 1)
0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	1,0	1,0	1,2	1,2	1,3	1,7	Kernenergie
1,5	1,6	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,8	2,9	3,4	4,3	5,1	EE 1 2)
0,2	0,4	0,5	0,5	0,7	0,6	0,6	0,3	1,8	1,3	0,6	0,8	EE 2 3)
-0,1	-0,1	-0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,5	-0,4	Sonstige 4)
												Importsaldo Strom
2,02	2,16	2,34	2,46	2,75	2,84	3,11	3,76	4,09	4,60	5,56	6,74	PEV EE 1 + 2
14746	14614	14521	14324	14402	14679	14427	14460	14663	14469	14598	13842	Verwendung
4107	4067	4017	3989	4098	4192	4155	4144	4273	4133	4155	3920	Primärenergie
953	1012	1046	1035	1068	1032	1046	1032	1064	1096	1020	1000	(einschl. Stat.Diff.)
9686	9535	9458	9300	9236	9455	9226	9284	9326	9240	9423	8922	NE-Verbrauch
												Endenergie
258	273	294	307	347	364	394	473	523	601	701	807	Endenergie EE
2424	2440	2397	2384	2421	2365	2322	2437	2513	2550	2666	2500	Endenergie:
2890	2854	2782	2612	2584	2822	2689	2726	2665	2642	2683	2420	- Verarb. Gewerbe
1747	1598	1588	1523	1478	1571	1544	1520	1533	1350	1433	1385	- Haushalte
2625	2643	2691	2781	2753	2697	2671	2601	2615	2698	2641	2617	- Kleinverbraucher
												-Verkehr
27,9	27,8	27,7	27,8	28,5	28,6	28,8	28,7	29,1	28,6	28,5	28,3	Anteile an PEV (in %)
6,5	6,9	7,2	7,2	7,4	7,0	7,3	7,1	7,3	7,6	7,0	7,2	(einschl. Stat.Diff.)
65,7	65,2	65,1	64,9	64,1	64,4	63,9	64,2	63,6	63,9	64,5	64,5	NE-Verbrauch
												Endenergie
2,66	2,87	3,11	3,30	3,75	3,85	4,28	5,09	5,61	6,50	7,44	9,05	Anteile an END (in %)
												Endenergie EE
25,0	25,6	25,3	25,6	26,2	25,0	25,2	26,2	26,9	27,6	28,3	28,0	Anteile an Endenergie:
29,8	29,9	29,4	28,1	28,0	29,8	29,1	29,4	28,6	28,6	28,5	27,1	- Verarb. Gewerbe
18,0	16,8	16,8	16,4	16,0	16,6	16,7	16,4	16,4	14,6	15,2	15,5	- Haushalte
27,1	27,7	28,5	29,9	29,8	28,5	29,0	28,0	28,0	29,2	28,0	29,3	- Kleinverbraucher
												-Verkehr

Bilanzen/EE-Stat; 12.6.08

Endenergie 2007 und Aufteilung auf Sektoren geschätzt.

Anhang 2: Angaben zur Gesamtversorgung im LEITSZENARIO 2008

Tabelle 4: Gesamte Bruttostromerzeugung

Gesamte Bruttostromerzeugung 1995 bis 2050 (TWh/a)										
Leitszenario 2008										
Jahr	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kond. Kraftwerke	454,3	480,0	492,2	456,0	399,4	333,3	260,9	192,0	86,2	14,0
-Steinkohle/Übr. feste B.	137,2	140,5	125,8	116,3	96,3	87,3	71,1	49,5	18,6	5,1
-Braunkohle	135,1	139,8	145,1	133,0	118,0	110,0	89,0	62,0	28,5	2,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	27,9	30,1	58,3	76,7	91,1	102,5	100,8	80,6	39,2	6,5
- Kernenergie	154,1	169,6	163,0	130,0	94,0	33,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Öffentliche, große KWK	25,5	27,5	30,0	31,0	34,0	38,0	38,0	38,0	37,0	35,0
- HKW, Braunkohlen	7,5	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,5	0,5
- HKW, Steinkohle	10,0	10,0	10,5	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
- HKW Müll (einschl. biogen. Abfälle)	3,5	3,7	5,0	6,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
- HKW, Erdgas, Öl	4,5	5,3	5,5	6,0	7,5	11,5	11,5	12,5	14,0	17,0
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	2,0	3,5	7,6	14,7	22,0	30,0	36,0	41,0	45,5	50,0
- BHKW, Erdgas, Öl	1,8	2,7	3,2	5,4	6,4	8,6	12,3	15,0	17,8	22,3
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,2	0,8	4,4	9,3	15,6	21,4	23,7	26,0	27,7	27,7
Industrielle KWK	28,0	29,0	34,0	40,2	46,0	50,5	53,5	56,0	57,5	59,0
- HKW, Kohlen	11,7	11,7	10,9	7,7	8,0	8,0	6,2	4,8	3,7	3,2
- HKW, Erdgas, Öl	10	9,8	9,5	9,0	10,6	11,6	13,0	15,0	15,5	16,0
- BHKW, Erdgas, Öl	6,0	6,0	7,0	6,8	7,7	10,7	13,7	15,3	16,8	18,3
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,3	1,5	6,6	16,7	19,7	20,2	20,6	20,9	21,5	21,5
EE (ohne Biomasse)	23,4	32,6	50,0	74,8	96,3	131,8	181,2	230,6	333,4	418,6
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	21,6	24,9	21,5	22,5	23,9	24,3	24,5	24,6	24,8	24,8
- Wind (Onshore und Offshore)	1,8	7,6	27,2	46,0	60,8	87,2	114,7	142,2	186,6	209,4
- Photovoltaik	0,0	0,1	1,3	6,2	11,0	15,5	18,7	21,9	25,3	27,7
- Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	1,8	3,9	6,0	14,7	35,7
- Import EE				0,0	0,0	3,0	19,4	35,9	82,0	121,0
Gesamt Erzeugung ***)	533,2	572,6	613,8	617	598	584	570	558	560	577
-Steinkohle/Sonst. feste B.*)	160,7	164,1	149,7	137	118	109	91	68	36	22
-Braunkohle	142,6	148,3	154,1	142	127	119	98	70	34	3
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	50,2	53,9	83,5	104	123	145	151	138	103	80
- Summe fossil	353,5	366,3	387,3	383	368	373	340	276	173	105
-nuklear	154,1	169,6	163,0	130	94	34	0	0	0	0
-EE gesamt **)	25,7	36,7	63,5	104	136	178	230	282	387	472
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	1,8	7,7	28,5	52	72	103	133	164	212	237
EE-Anteil, gesamt	0,05	0,06	0,103	0,169	0,227	0,304	0,403	0,505	0,691	0,818
Flukt. Durchdring.	0,00	0,01	0,05	0,08	0,12	0,18	0,23	0,29	0,38	0,41
EE-Strom für Wasserstoff (in obigem REG enthalten)				0	0	0	0	10	33	67
-Wind (einschl. Offshore)								10	25	45
-Photovoltaik								0	2	4
-Geothermie								0	0	0
-Import EE								0	6	18
EE ohne Strom für Wasserst. Gesamt ohne Strom für H ₂	25,7	36,7	63,5	104	136	178	230	272	354	405
				617	598	584	570	548	527	510
***) ohne Erzeugung in Pumpspeichern (2005 = 6,8 TWh/a)										
*) einschl. gesamter Abfall (nicht biogen und biogen)										
**) einschl. Biomasse + biogener Anteil aus Müll-KW (55%)										
Aktual/LE-08-B; 12.6.08										
KWK (einschl. Biomasse+ HDR)	56	60	72	86	102	119	129	138	147	158
Anteil an gesamt	10,4	10,5	11,7	13,9	17,1	20,4	22,7	24,7	26,2	27,4
nachrichtlich von Tab 4a: Strom- Endenergie	458	494	515	520	508	498	487	469	451	436

Tabelle 6: Stromseitige Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung

Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung; Stromseitig Leitszenario 2008										
Jahr	1995	2000	2005 Ist **)	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
a) Öffentl. HKW = "Fernwärme"										
- Strom (TWh/a)	25,5	27,5	30,0	31,0	34,0	38,0	38,0	38,0	37,0	35,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	55,0	55,0	55,0	57,4	59,6	62,3	58,5	55,1	51,4	47,3
- Stromkennzahl	0,464	0,500	0,545	0,540	0,570	0,610	0,650	0,690	0,720	0,740
Aufteilung Strom:										
Große HKW Braunkohle	7,5	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,5	0,5
Große HKW Steinkohle	10,0	10,0	10,5	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Große HKW (Müll + biog. Abfälle)	3,5	3,7	5,0	6,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Große HKW (Erdgas + Öl)	4,5	5,3	5,5	6,0	7,5	11,5	11,5	12,5	14,0	17,0
b) "Nahwärme" bzw. BHKW von 10 kWel bis 10 MWel										
- Strom (TWh/a)	2,0	3,5	7,0	11,0	15,0	19,0	22,0	25,0	27,5	30,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	4,0	7,0	12,0	15,3	19,7	22,9	25,0	26,3	25,5	25,0
- Stromkennzahl	0,500	0,500	0,583	0,720	0,760	0,830	0,880	0,950	1,080	1,200
Aufteilung Strom:										
BHKW, Gas+Öl *)	1,8	2,7	2,8	4,2	4,9	5,5	7,0	8,5	9,8	12,3
BHKW, Biomasse, -gas *)	0,2	0,8	4,2	6,8	10,1	13,5	15,0	16,5	17,7	17,7
c) "Objektversorgung" < 10 kWel										
- Strom (TWh/a)	0	0	0,6	3,7	7,0	11,0	14,0	16,0	18,0	20,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	0	0	1,4	8,6	15,6	23,4	28,6	30,8	32,7	33,3
- Stromkennzahl			0,429	0,430	0,450	0,470	0,490	0,520	0,550	0,600
Aufteilung Strom:										
BHKW, Gas + Öl *)	0	0	0,4	1,2	1,5	3,1	5,3	6,5	8,0	10,0
BHKW, Biomasse, -gas *)	0	0	0,2	2,5	5,5	7,9	8,7	9,5	10,0	10,0
d) "Industrielle" KWK										
- Strom (TWh/a)	28,0	29,0	34,0	40,2	46,0	50,5	53,5	56,0	57,5	59,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	69,0	65,0	68,0	67,0	65,7	67,3	66,9	65,9	63,9	63,4
- Stromkennzahl	0,41	0,45	0,50	0,60	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,93
Aufteilung Strom:										
HKW, Steinkohle	11,7	11,7	10,9	7,7	8,0	8,0	6,2	4,8	3,7	3,2
HKW, Erdgas + Öl	10,0	9,8	9,5	9,0	10,6	11,6	13,0	15,0	15,5	16,0
BHKW, Erdgas *)	6,0	6,0	7,0	6,8	7,7	10,7	13,7	15,3	16,8	18,3
BHKW, Biomasse *)	0,3	1,5	6,6	16,7	19,7	20,2	20,6	20,9	21,5	21,5
Gesamte KWK:										
- Strom (TWh/a)	55,5	60,0	71,6	85,9	102,0	118,5	127,5	135,0	140,0	144,0
- KWK-Wärme (TWh/a)	128,0	127,0	136,4	148,3	160,7	175,9	178,9	178,0	173,5	169,1
- Stromkennzahl	0,434	0,472	0,525	0,579	0,635	0,674	0,713	0,758	0,807	0,852
- Ges. Nutzungsgrad	0,820	0,830	0,835	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
- "Nutzungsgrad" Wärme	0,572	0,564	0,548	0,535	0,523	0,517	0,511	0,503	0,495	0,486
Strom aus:										
-Steinkohle	21,7	21,7	21,4	17,7	18,0	18,0	16,2	14,8	13,7	13,2
-Braunkohle	7,5	8,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,5	0,5
-Heizöl	5,0	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0
-Erdgas, andere foss. Gase	17,3	20,8	23,2	26,2	31,2	41,4	49,5	56,8	64,1	73,6
-Müll (ohne biogene Abfälle)***)	1,8	1,9	2,5	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
-Biomasse (einschl. biogen. Abfälle)	2,3	4,1	13,5	29,6	39,8	46,1	48,8	51,4	53,7	53,7
Beachte: KWK-Strom einschließlich vollständiger Stromerzeugung aus Biomasse (teilweise ohne Wärmenutzung) Biomassedaten nach AGE; in 2005 rund 13,4 TWh/a Strom und 2,3 GW *) Motoren, (Mikro-)Gasturbinen, Brennstoffzellen, bei Biomasse auch Dampfturbinen										
) tatsächliche Erzeugung, nicht temperaturbereinigt *) Anteil 50%										

Aktuell/LE-08-B; 12.6.08

ohne KWK-Anteile der Stromerzeugung aus hydrothermalen und tiefer Geothermie

Tabelle 7: Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (einschließlich KWK entsprechend Tabelle 6; bei KWK Brennstoffgutschrift für die getrennte Wärmebereitstellung)

Brennstoffeinsatz (PJ/a) für Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen Leitszenario 2008										
Jahr	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Brennstoff für Kond. Kraftwerke (PJ/a)	4651	4823	4786	4291	3653	2898	2166	1566	697	111
- Steinkohle/übr. feste B.	1335	1331	1161	1021	835	748	602	414	155	42
- Braunkohle	1370	1379	1357	1212	1049	966	772	531	244	21
- Heizöl	39	57	57	46	46	36	26	26	26	0
- Erdgas/übr. Gase	226	222	459	614	713	788	766	594	271	47
- Kernenergie	1681	1834	1752	1397	1010	360	0	0	0	0
mittlerer Wirk. grad	0,352	0,358	0,370	0,383	0,394	0,414	0,434	0,441	0,446	0,454
KWK-Strom (PJ/a)										
'Stromkennziffer	0,434	0,472	0,525	0,579	0,635	0,674	0,713	0,758	0,807	0,852
'Ges. Nutzungsgrad	0,820	0,830	0,835	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
'Nutzungsgrad Strom	0,248	0,266	0,287	0,310	0,332	0,348	0,364	0,382	0,400	0,414
Nutzungsgrad Wärme	0,572	0,564	0,548	0,535	0,523	0,517	0,511	0,503	0,495	0,486
Ges. KWK-Strom	200	216	258	309	367	427	459	486	504	518
Ges. KWK-Wärme	461	457	491	534	578	633	644	641	624	609
Gesamter Brennstoff für KWK	806	811	897	998	1106	1225	1261	1273	1261	1252
Gesamter Brennstoff für KWK-Strom (PJ/a); Var.1 *)	236	252	298	366	429	493	525	549	563	576
- Steinkohle/übr. feste B./Müll	95	94	92	86	88	87	79	72	67	65
- Braunkohle	33	37	39	38	38	37	37	33	22	2
- Heizöl	22	13	9	4	4	4	4	4	0	0
- Erdgas/übr. Gase	76	90	100	112	131	172	204	231	258	294
- Biomasse	10	18	58	126	168	192	201	209	216	215
"KWK-Nutzungsgrad Strom"	0,847	0,856	0,865	0,845	0,855	0,865	0,875	0,885	0,895	0,900
(1) Brennstoff für Kond+KWK, ges.	5457	5634	5683	5289	4759	4123	3427	2839	1957	1363
Gesamter Strom + KWK-Wärme	2296	2401	2521	2485	2383	2260	2042	1818	1439	1178
Umwandlungsverluste	3161	3233	3162	2804	2375	1864	1384	1021	519	186
- Anteil an ges. Brennstoff (%)	58	57	56	53	50	45	40	36	26	14
Ges. Brennstoff für Strom*)	4887	5075	5084	4657	4082	3391	2691	2115	1260	687
-Steinkohle/Übr. feste B.	1430	1425	1254	1107	923	835	681	486	222	107
-Braunkohle	1403	1416	1396	1250	1087	1003	809	564	266	23
-Heizöl	61	70	65	50	50	40	30	30	26	0
-Erdgas	302	313	559	726	844	961	969	825	529	342
-Kernenergie	1681	1834	1752	1397	1010	360	0	0	0	0
- Biomasse	10	18	58	126	168	192	201	209	216	215
- Summe Fossil	3196	3224	3274	3134	2905	2839	2490	1906	1044	472
Variante 1:										
CO₂ für Strom (Mio t/a)	312	314	309	288	259	248	211	157	82	32
-Steinkohle/Übr. feste B.	134	134	118	104	87	78	64	46	21	10
-Braunkohle	156	157	155	140	122	112	91	63	30	3
-Heizöl	5	5	5	4	4	3	2	2	2	0
-Erdgas	17	18	31	41	47	54	54	46	30	19
CO₂ (2005 = 100)	101	102	100	93	84	80	68	51	27	10
CO₂/Bruttostrom (kg/kWh el)	0,5846	0,5482	0,5035	0,4672	0,4336	0,4237	0,3702	0,2818	0,1469	0,0552
CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el)	0,8818	0,8570	0,7980	0,7532	0,7044	0,6640	0,6204	0,5694	0,4751	0,3031
CO₂/Fossile Br. (Mio t/PJ th)	0,0975	0,0974	0,0944	0,0920	0,0893	0,0872	0,0848	0,0826	0,0789	0,0674
*) Brennstoffbedarf für getrennte Wärmeerzeugung abgezogen (Nutzungsgrad der Wärme bei getrennter Erzeugung = Gesamtnutzungsgrad KWK)										

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

Variante 1a: nur Strom aus Kondensationskraftwerken										
CO₂ für Strom (Mio t/a)	293	295	290	269	238	224	187	133	59	9
-Steinkohle/Übr. feste B.	125	125	109	96	78	70	56	39	15	4
-Braunkohle	152	153	151	135	117	107	86	59	27	2
-Heizöl	3	4	4	3	3	3	2	2	2	0
-Erdgas	13	12	26	34	40	44	43	33	15	3
CO₂/gesamter Strom (kg/kWh el)	0,6454	0,6144	0,5888	0,5889	0,5969	0,6735	0,7177	0,6938	0,6829	0,6431
CO₂/ fossiler Strom (kg/kWh el)	0,9766	0,9502	0,9156	0,8237	0,7807	0,7488	0,7177	0,6938	0,6829	0,6431

Tabelle 8: Gesamter Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen Verbrauchssektoren und Nutzungsarten (2005 temp. = temperaturbereinigt)

Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Verbrauchssektoren und Nutzungsarten 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitszenario 2008											
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322 101	9235 100	9240 100	9385 101,6	8996 97,4	8528 92,3	8133 88,0	7711 83,5	7238 78,3	6469 70,0	5845 63,3
nach Energieträgern:											
Elektrizität	1649	1779	1852	1852	1871	1827	1791	1752	1687	1622	1568
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	43	72	110	149	232	340
Geothermie - Wärme	1	6	6	6	11	29	62	109	155	240	359
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheizungen; Öff.-Ind.)	70	195	276	285	353	406	445	463	481	499	499
EE-Wasserstoff für Wärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme *)	279	289	291	303	305	307	325	327	322	313	306
Industrielle KWK, fossil	246	222	197	197	141	135	145	148	149	144	145
Gase; direkte Wärmeerzeugung	2060	2135	2170	2232	2190	2015	1840	1685	1525	1131	633
Kohlen; direkte Wärmeerz.	550	425	367	371	292	198	132	101	80	80	80
Heizöl; direkte Wärmeerz.	1762	1368	1411	1469	1201	1083	970	792	608	242	85
Erdgas als Kraftstoff **)	10	10	15	15	30	35	45	55	65	80	100
Benzin, Diesel, Kerosin	2553	2675	2434	2434	2271	2142	1987	1843	1661	1461	1213
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483
Mineralöl für stationäre Kraft	140	117	131	131	90	57	41	36	31	38	33
Gesamte Wärme ohne Strom***)	5109	4761	4859	5003	4605	4273	4033	3771	3499	2919	2481
Wärme aus Strom	570	609	624	624	623	586	562	545	508	481	453
Gesamte Wärme	5679	5371	5483	5627	5228	4859	4595	4316	4008	3400	2933
Strom für K/L stationär	1179	1113	1166	1166	1184	1174	1156	1130	1098	1058	1030
Strom für Verkehr	50	57	62	62	63	68	74	77	81	83	86
nach Verbrauchssektoren:											
Industrie	2474	2421	2550	2561	2458	2337	2211	2105	1999	1843	1735
Kleinverbraucher	1579	1478	1442	1476	1330	1210	1128	1070	995	883	800
Private Haushalte	2655	2585	2657	2756	2624	2486	2412	2272	2112	1732	1428
Verkehr	2614	2751	2591	2591	2584	2495	2382	2265	2132	2011	1882
nach Nutzenergiearten:											
Raumheizung	3000	2842	2885	3029	2860	2680	2578	2440	2240	1785	1425
Warmwasser	470	465	470	470	403	367	336	295	282	264	245
Prozesswärme	2070	1947	1997	1997	1875	1755	1640	1545	1455	1313	1230
Kraft/Licht stationär	1179	1230	1297	1297	1274	1231	1197	1167	1129	1096	1063
Kraft, mobil (einschl. Strom)	2603	2751	2591	2591	2584	2495	2382	2265	2132	2011	1882
Anteile der Sektoren (%)											
Industrie	26,5	26,2	27,6	27,3	27,3	27,4	27,2	27,3	27,6	28,5	29,7
Kleinverbraucher	16,9	16,0	15,6	15,7	14,8	14,2	13,9	13,9	13,7	13,7	13,7
Private Haushalte	28,5	28,0	28,8	29,4	29,2	29,1	29,7	29,5	29,2	26,8	24,4
Verkehr	28,0	29,8	28,0	27,6	28,7	29,3	29,3	29,4	29,5	31,1	32,2
Anteile der Nutzungsart (%)											
Raumheizung	32,2	30,8	31,2	32,3	31,8	31,4	31,7	31,6	30,9	27,6	24,4
Warmwasser	5,0	5,0	5,1	5,0	4,5	4,3	4,1	3,8	3,9	4,1	4,2
Prozesswärme	22,2	21,1	21,6	21,3	20,8	20,6	20,2	20,0	20,1	20,3	21,0
Kraft/Licht stationär	12,6	13,3	14,0	13,8	14,2	14,4	14,7	15,1	15,6	16,9	18,2
Kraft, mobil (einschl. Strom)	27,9	29,8	28,0	27,6	28,7	29,3	29,3	29,4	29,5	31,1	32,2
*) KWK (einschl. Objektversorgung) mit Spitzenkesselanteil, sowie Heizwerke											
**) ggf. einschl. Erdgas für H2-Reformierung ab 2030											
***) einschl. Mineralöl für stationäre Kraft											

Aktuell/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 9: End- und Primärenergiestruktur; resultierende CO₂-Emissionen (2005 temp = temperaturbereinigt)

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050											
Leitszenario 2008											
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	8996	8528	8133	7711	7238	6469	5845
	101	100	100	101,6	97,4	92,3	88,0	83,5	78,3	70,0	63,3
nach Energieträgern											
Bektrizität	1649	1779	1852	1852	1871	1827	1791	1752	1687	1622	1568
Solarwärme	1	4	10	10	21	43	72	110	149	232	340
Geothermie	1	6	6	6	11	29	62	109	155	240	359
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	70	195	276	285	353	406	445	463	481	499	499
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	279	289	291	303	305	307	325	327	322	313	306
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	141	135	145	148	149	144	145
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2220	2050	1885	1740	1590	1211	733
Steinkohlen	550	425	367	371	292	198	132	101	80	80	80
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4160	3975	4033	3562	3282	2998	2671	2300	1740	1332
EE-Kraftstoffe (H ₂ + Bio)	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483
EE-Anteile											
EE-Strom (Endenergie), ges.	92	132	229	229	361	475	624	782	909	1194	1364
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	19,3	26,0	34,8	44,6	53,9	73,6	87,0
EE-Wärme, gesamt	72	205	292	301	385	478	579	682	785	971	1198
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,4	11,2	14,4	18,1	22,4	33,3	48,3
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,7	10,3	12,0	13,3	15,8	20,1	26,9
EE-Gesamt	165	346	602	610	966	1203	1480	1754	2019	2552	3045
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,7	6,5	6,5	10,7	14,1	18,2	22,7	27,9	39,4	52,1
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2804	2375	1864	1384	1021	519	186
Umwandlungsverl. übrige *)	823	866	971	971	975	977	997	985	963	969	1034
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3779	3352	2861	2370	1984	1488	1220
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,3	25,9	23,8	21,3	19,4	16,6	15,1
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,8	8,2	8,7	9,4	10,0	11,3	12,4
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	13855	12945	12044	11121	10252	8972	8066
	99	100	100	101,0	95,8	89,5	83,2	76,9	70,9	62,0	55,7
Mineralöl	5688	5470	5174	5248	4855	4545	4219	3858	3458	2853	2387
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1611	1313	1143	930	689	402	274
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1386	1207	1115	906	639	309	27
Naturgase 1)	2789	3086	3275	3340	3315	3271	3269	3158	2873	2193	1535
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11167	10336	9745	8852	7660	5757	4223
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0
EE - Inland und Import 2)	284	382	665	665	1317	1620	1953	2280	2599	3218	3843
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-25	-22	-14	-11	-7	-4	0
Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,5	12,5	16,2	20,5	25,4	35,9	47,6
CO₂-Emissionen, (Mio t/a)	883	844	839	848	758	688	639	565	470	327	214
1990 = 100 (993 Mio.t/a)**)	88,9	85,0	84,5	85,4	76,4	69,2	64,4	56,9	47,3	32,9	21,6
Vermied. CO ₂ -Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	235	305	354	428	523	666	779
CO₂-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0752	0,0742	0,0735	0,0724	0,0709	0,0689	0,0665
CO₂-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0628	0,0594	0,0579	0,0581	0,0561	0,0509	0,0410	0,0303
*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H ₂ -Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten											
1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogas)											
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import !											
einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H ₂ -Herstellung											
**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)											

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 10: Endenergieverbrauch nach den drei Segmenten Strom, Wärme und Kraftstoffe; Zuordnung der CO₂-Emissionen und der vermiedenen CO₂-Emissionen

Endenergieverbrauch (PJ/a) und CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a) 1995; 2000; 2005; Szenario bis 2050 Leitszenario 2008											
	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergie (ohne NE)	13306	13333	13373	13517	12775	11880	10994	10081	9222	7957	7066
Gesamte Endenergie	9322	9235	9240	9385	8996	8528	8133	7711	7238	6469	5845
Elektrizität	1649	1779	1852	1852	1871	1827	1791	1752	1687	1622	1568
Kraftstoffe (ohne Strom im Verkehr)	2564	2694	2530	2530	2521	2427	2309	2188	2051	1928	1796
Wärme (ohne Strom *)	5109	4761	4859	5003	4605	4273	4033	3771	3499	2919	2481
Gesamte CO₂ - Emissionen	883	844	839	848	758	688	639	565	470	327	214
für Stromerzeugung **)	312	314	309	309	288	259	248	211	157	82	32
für Kraftstoffe	192	202	193	193	179	167	155	144	131	117	99
für Wärmeerzeugung	379	328	337	346	291	261	237	210	182	127	83
CO₂ - Intensitäten											
primärenergetisch (t/GJ)	0,066	0,063	0,063	0,063	0,059	0,058	0,058	0,056	0,051	0,041	0,030
endenergetisch (t/GJ)	0,095	0,091	0,091	0,090	0,084	0,081	0,079	0,073	0,065	0,050	0,037
Strom(Endenergie), (t/GJ)	0,189	0,176	0,167	0,167	0,154	0,142	0,138	0,121	0,093	0,051	0,020
(kg/kWh)	0,681	0,635	0,601	0,601	0,555	0,511	0,498	0,434	0,336	0,183	0,073
Kraftstoffe (t/GJ)	0,075	0,075	0,076	0,076	0,071	0,069	0,067	0,066	0,064	0,061	0,055
Wärmeerzeugung (t/GJ)	0,074	0,069	0,069	0,069	0,063	0,061	0,059	0,056	0,052	0,044	0,034
nachrichtlich: bei Bezug auf Bruttostromerzg.:											
Strom, gesamt (kg/kWh)	0,585	0,548	0,504	0,467	0,467	0,434	0,424	0,370	0,282	0,147	0,055
nur fossiler Strom(kg/kWh)	0,882	0,857	0,798	0,753	0,753	0,704	0,664	0,620	0,569	0,475	0,303
Aufteilung der ab 2005 vermiedenen CO₂-Emissionen auf EFF und EE (in Mio t CO₂/a)											
Kraftstoffe nur EFF				193	191	181	171	161	150	141	131
EFF ab 2005				0	3	12	22	32	43	52	63
EE ab 2005				0	12	14	16	17	20	24	32
EE einschließlich 2005				7	19	21	23	24	27	31	39
Wärme nur EFF				346	296	272	254	233	211	168	138
EFF ab 2005				0	50	74	93	113	135	178	208
EE ab 2005				0	5	11	17	23	29	41	55
EE einschließlich 2005				19	24	30	36	42	49	60	74
Strom nur EFF + MX - Kernenergie				309	316	307	322	318	295	288	277
EFF + Mx - Kernenergie ab 2005				0	-7	2	-13	-9	14	21	32
EE ab 2005 (nur foss. Substitution) !!				0	28	48	75	107	137	206	245
EE einschließlich 2005				58	86	106	133	165	195	264	304
Gesamtminderung nur EFF				848	803	760	747	712	656	598	546
EFF ab 2005				0	45	88	102	136	192	251	302
EE ab 2005				0	44	73	108	147	186	271	332
EE einschließlich 2005				84	129	157	192	231	271	356	416
Gesamtminderung ab 2005				0	90	161	209	283	379	522	634
Gesamtminderung ab 1990 (993 Mio. t CO ₂ /a)				145	235	305	354	428	523	666	779
*) einschl. Mineralölanteil für direkte stationäre Krafterzeugung											
**) bei Gutschrift für Wärmeerzeugung aus KWK entsprechend Wärmeerzeugung in Heizkessel											

A ktual/LE-08-B; 12.6.08

Tabelle 11: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Kraftstoffen und Verkehrsträger

Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland Leitszenario 2008											
PJ/a									Anteile (%)		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	2005	2020	2050
Person. verkehr	1762	1652	1521	1384	1290	1180	1075	981	100	100	100
Indiv.verkehr	1413	1292	1169	1040	970	883	802	724	80,2	75,1	73,8
- Otto	1064	819	669	525	449	384	282	191	60,3	38,0	19,4
- Diesel	268	270	267	260	244	214	186	164	15,2	18,8	16,8
- Elektro	0	0	2	5	7	10	14	18	0,0	0,4	1,8
- Biokraftst./H2	81	203	231	249	271	274	320	351	4,6	18,0	35,8
Bahn	41	41	40	37	36	34	32	30	2,3	2,7	3,1
- Elektro	28	29	30	29	29	28	26	25	1,6	2,1	2,5
- Diesel	13	11	10	9	7	6	6	5	0,7	0,6	0,6
ÖSPV (Diesel)	23	22	22	21	19	18	17	15	1,3	1,5	1,5
Flugzeug (Kerosin)	286	296	290	286	265	245	225	212	16,2	20,7	21,6
Güterverkehr	829	932	974	998	974	953	936	901	100	100	100
Straßenverkehr	712	803	836	839	806	780	768	737	85,9	84,1	81,8
- Diesel	712	786	817	811	787	730	701	605	85,9	81,2	67,2
- Biokraftst./H2	0	17	19	28	19	51	67	132	0,0	2,8	14,7
Bahn	39	40	42	45	46	48	48	48	4,8	4,5	5,3
- Elektro	34	34	37	39	41	43	43	43	4,0	4,0	4,8
- Diesel	6	6	6	5	5	5	5	5	0,7	0,5	0,5
Schiff (Diesel)	30	32	33	34	35	36	36	36	3,7	3,4	4,0
Flugzeug (Kerosin)	47	58	63	80	87	89	84	80	5,6	8,1	8,8
Endenergie	2591	2584	2495	2382	2265	2132	2011	1882	100	100	100
Benzin (einschl. Erdgas)	1064	819	669	525	449	384	282	191	41,0	22,1	10,1
Diesel	1052	1127	1155	1139	1097	1008	950	831	40,6	47,8	44,2
Kerosin	333	354	353	367	353	334	309	292	12,8	15,4	15,5
Biokraftstoffe/ H2	81	220	250	277	290	325	387	483	3,1	11,6	25,7
Strom	62	63	68	74	77	81	83	86	2,4	3,1	4,6
Fossile Kraftstoffe	2449	2301	2177	2032	1898	1726	1541	1313	94,5	85,3	69,8
Kraftstoffe = Ges - Strom	2530	2521	2427	2309	2188	2051	1928	1796	97,6	96,9	95,4
Straße	2148	2118	2027	1900	1795	1681	1586	1476	82,9	79,7	78,4
Schiene	80	81	82	82	82	81	80	78	3,1	3,5	4,2
Schiff	30	32	33	34	35	36	36	36	1,2	1,4	1,9
Flugzeug	333	354	353	367	353	334	309	292	12,8	15,4	15,5
Anteile:											
(Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe gesamt, %	3,2	8,7	10,3	12,0	13,3	15,8	20,1	26,9			
(Biokraftstoffe+H2)/ Kraftstoffe Straße, %	3,8	10,4	12,3	14,6	16,2	19,3	24,4	32,7			

Aktual/LE-08-B; 12.6.08

Anhang 3 (folgende Seiten): Angaben zum Ausbau erneuerbarer Energien im LEITSZENARIO 2008 (Berechnungsmodell ARES)

Tabelle 12: Stromerzeugung (tatsächl. Jahresmengen) der EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2008; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG- Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen **)										Szenario: ARES-LEIT08											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000 -2007 nach AGEE Stat (Juni 2008)																					
Wasserkraft	24936	23383	23824	20350	21000	21524	19875	20715	21274	22147	22543	22848	23150	23461	23755	23929	24077	24175	24246	24296	24348
1 - > 1 MW	22280	20870	21260	18200	18900	19242	17640	18394	18877	19707	20056	20313	20570	20830	21067	21185	21283	21337	21372	21387	21406
2 - < 1 MW	2656	2513	2564	2150	2100	2282	2235	2321	2397	2440	2487	2536	2579	2631	2688	2745	2795	2838	2875	2909	2941
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39500	41878	43951	46022	48304	50842	53698	57074	60763	64709	69240	74672	80595	87236
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39500	41729	43423	44801	46027	47065	47932	48806	49572	50145	50798	51812	52672	53541
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	149	528	1221	2277	3777	5766	8268	11191	14564	18442	22860	27923	33696
Fotovoltaik	64	116	188	313	557	1282	2220	3500	4375	5215	6189	7207	8187	9167	10106	11012	11914	12811	13709	14636	15528
5 - Dächer, Fassaden	62	114	184	301	518	1190	2085	3292	4088	4856	5756	6702	7586	8480	9313	10131	10920	11722	12497	13369	14050
6 - Freiflächen	2	2	4	12	39	92	135	208	288	359	433	504	601	688	793	881	994	1089	1212	1267	1478
Biomasse, gesamt	4130	5044	6020	8236	9357	13522	17622	23735	25761	28001	30239	32480	34606	36504	38226	39819	41292	42658	43948	45182	46206
- davon Biogas + Bio flüssig	1744	2223	2795	3607	3297	5848	7581	11604	12780	14232	15658	17077	18461	19705	20824	21850	22777	23609	24376	25095	25612
7 -- Deponie-, Klärgas	1339	1447	1554	1736	1854	1928	1999	2152	2224	2296	2341	2370	2354	2321	2288	2254	2214	2170	2090	1992	1893
8 -- Biogase	400	751	1191	1721	1043	2780	4267	6992	7700	8712	9847	11009	12200	13313	14338	15299	16167	16937	17671	18378	18921
9 -- flüssige Brennstoffe	5	25	50	150	400	1140	1315	2459	2856	3224	3469	3698	3906	4071	4198	4296	4395	4501	4615	4726	4798
- davon Bio Feststoffe	536	962	1280	2467	3760	4635	6410	7881	8730	9519	10331	11153	11896	12549	13152	13719	14266	14799	15322	15836	16344
10 -- Altholz (KW+HKW)	509	914	1184	2240	3366	3918	4463	4926	5043	5167	5347	5451	5539	5663	5754	5788	5797	5806	5818	5825	
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	27	48	96	227	394	717	1947	2954	3671	4304	4847	5387	5806	6072	6293	6516	6720	6903	7052	7178	7288
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	16	49	137	314	551	815	1105	1414	1749	2100	2464	2841	3231
13 - davon biogener Abfall	1850	1859	1945	2162	2300	3039	3630	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	8	34	81	144	222	318	432	564	756	960	1236	1519	1841
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	333	1250	2958
Gesamt	36680	39052	45818	47758	56424	63557	70427	87450	93296	99347	105075	110983	117007	123149	129593	136086	142750	149843	158144	167478	178119
Eigene Näherung (ohne Kostenbetrachtung)																					
Wasser (+Gase) im EEG (***)	5366	5968	6459	5754	7084	8007	7612	8409	8774	9647	10043	10348	10650	10961	11255	11429	11577	11675	11746	11796	11848
Biomasse im EEG (VDN)	754	1432	2424	3425	5241	7366	10901	15524	23185	25201	27215	29232	31146	32854	34403	35837	37163	38392	39553	40664	41586
Strom im EEG	13734	18025	24857	28351	38391	43884	51443	66933	78220	84047	89551	95235	101046	106998	113270	119604	126120	133077	140916	149210	158040
EEG-Strom nach VDN-Prognose 04/08****)	13734	18025	24857	28351	38391	43884	51443	66933	79248	84357	98722	114202	128374	142673	155959						
Bruttostromerzeug. BASIS	571	581	582	604	610	614	628	625	623	620	617	613	609	606	602	598	595	592	590	587	584
Anteil Gesamt an Bruttostrom, %	6,4	6,7	7,9	7,9	9,2	10,4	11,2	14,0	15,0	16,0	17,0	18,1	19,2	20,3	21,5	22,8	24,0	25,3	26,8	28,5	30,5
) Ertrag ab 2008: Mittelwert des Jahres n = (Ertrag Jahr n-1 + 2*Ertrag Jahr n)/EEG-Strom aus Biomasse ab 2007 0,90 von gesamt *) einschließlich Deponie- und Klärgasanlagen, die bis 1.8.2004 installiert wurden; ohne Grubengas (ca. 120 GWh/a); ab 2008 pauschaler Abzug von obiger Zeile "W": 12500 GWh/a ****) IST-Daten nach VDN 04/08; jeweils 120 GWh/a Grubengas abgezogen																					

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 13: Installierte Leistungen der EE bis 2020 im LEITSZENARIO 2008; Aufschlüsselung in Anlehnung an EEG-Gliederung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)											Szenario: ARES-LEIT08										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2000 -2007 nach AGEE Stat (Juni 2008)																					
Wasserkraft	4572	4604	4626	4643	4658	4681	4700	4717	4739	4776	4833	4871	4910	4951	4989	5026	5058	5079	5094	5105	5117
1 - > 1 MW	4060	4090	4109	4124	4134	4150	4161	4171	4186	4215	4265	4294	4324	4353	4378	4402	4422	4434	4441	4444	4448
2 - < 1 MW	512	514	517	519	524	531	539	546	554	561	568	576	586	598	611	624	635	645	653	661	669
Wind	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20622	22247	23707	24775	25711	26678	27623	28564	29691	30806	31935	33161	34755	36257	38050
3 - Onshore	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20622	22247	23647	24565	25261	25868	26323	26634	26981	27216	27345	27441	27765	27847	28050
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	60	210	450	810	1300	1930	2710	3590	4590	5720	6990	8410	10000
Photovoltaik	100	178	258	408	1018	1881	2781	3930	5180	6480	7679	8827	9925	10972	11988	12984	13976	14964	15955	16942	17900
5 - Dächer, Fassaden	98	174	253	384	947	1749	2586	3655	4817	6026	7141	8209	9181	10149	11029	11946	12788	13692	14519	15502	16110
6 - Freiflächen	2,0	3,6	5,2	24,5	71,3	132	195	275	363	454	538	618	744	823	959	1039	1188	1272	1436	1440	1790
Biomasse, gesamt	1091	1216	1359	1672	2031	2606	3255	3963	4399	4694	5000	5303	5587	5835	6066	6280	6480	6665	6843	7014	7147
- davon Biogas + Bio flüssig	431	496	575	687	873	1110	1417	1723	2008	2200	2392	2583	2767	2926	3072	3206	3326	3434	3535	3629	3686
7 -- Deponie-, Klärgas	174	188	202	225	241	250	264	280	293	300	306	309	304	300	296	291	286	280	267	254	242
8 -- Biogase	256	305	367	441	579	707	978	1115	1307	1458	1613	1771	1933	2076	2211	2338	2450	2549	2647	2740	2803
9 -- flüssige Brennstoffe *)	0,7	3,3	6,7	20,0	53,3	152	175	328	407	441	473	503	530	549	565	577	591	605	621	635	642
- davon Bio Feststoffe	198	255	298	445	583	737	982	1178	1329	1431	1545	1658	1757	1847	1932	2012	2091	2169	2246	2322	2398
10 -- Altholz (KW+HKW)	188	242	275	404	522	623	684	736	767	776	796	804	810	824	834	837	834	834	835	835	835
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	10	13	22	41	61	114	298	442	559	646	722	795	850	883	912	942	967	994	1014	1030	1045
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0	-0	-0	3	10	27	59	98	139	185	234	291	341	398	457	517
13 - davon biogener Abfall	463	465	486	541	575	760	856	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	1	4	9	17	28	42	59	79	102	128	158	192	230	280
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	325	725
Gesamt	11878	14754	18209	21333	24338	27599	31358	34858	38029	40733	43240	45706	48086	50380	52812	55198	57576	60026	62939	65873	69218

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 14: Strom- und Nutzwärmeerzeugung erneuerbarer Energien (im Unterschied zu Tabelle 12 sind hier die potentiellen Stromerträge mit der am Jahresende installierten Leistungen berechnet; sie sind also höher als diejenigen in Tabelle 12)

Strom- und Nutzwärmeerzeugung (GWh/a); potentielle Erträge mit der am Jahresende install. Leistung											ARES-LEIT08	
	STROM							WÄRME			Strom gesamt	Wärme gesamt
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Biomasse Strom	Biogene Abfälle Strom *)	Biomasse Wärme **)	Kollek- toren	Geotherm. Wärme		
2000	24890	9477	79	0	0	2280	1850	54718	1277	1430	38576	57425
2001	23508	13571	143	0	0	3185	1859	56978	1629	1459	42266	60066
2002	23980	18546	209	0	0	4075	1945	59600	1875	1490	48755	62965
2003	20892	22790	333	0	0	5992	2162	63397	2163	1524	52170	67084
2004	21241	26110	836	0	0	8382	2300	70054	2461	1562	58869	74077
2005	21372	29490	1556	0	0	11256	3039	76783	2826	1604	66712	81213
2006	20045	34026	2315	0	0	15343	3630	82086	3355	1745	75360	87186
2007	20715	39933	3307	2	0	19060	4250	87403	3712	1938	87267	93053
2008	21274	42526	4375	15	0	22295	4250	91525	4252	2211	94734	97988
2009	22147	44664	5495	43	0	24479	4250	94498	4964	2578	101077	102040
2010	22543	46702	6537	100	0	26744	4250	97939	5829	3067	106875	106835
2011	22848	49106	7541	166	0	28973	4250	101416	6816	3676	112884	111908
2012	23150	51710	8510	250	0	31048	4250	104600	7934	4451	118917	116986
2013	23461	54692	9496	352	0	32857	4250	107476	9184	5425	125108	122086
2014	23755	58265	10411	472	0	34535	4250	110237	10557	6616	131688	127410
2015	23929	62012	11312	610	0	36085	4250	112818	12056	8022	138199	132896
2016	24077	66058	12215	830	0	37521	4250	115269	13615	9612	144951	138496
2017	24175	70831	13109	1025	0	38851	4250	117571	15181	11268	152240	144020
2018	24246	76593	14008	1342	500	40121	4250	119806	16782	13213	161060	149801
2019	24296	82597	14950	1608	1625	41337	4250	121923	18425	15148	170662	155497
2020	24348	89556	15818	1958	3625	42266	4250	123647	20035	17315	181821	160997
2030	24634	142219	21904	6018	35865	47166	4250	133517	41291	43065	282055	217873
2040	24799	186633	25308	14735	82000	49505	4250	138722	64417	66750	387230	269890
2050	24835	209366	27720	35700	121000	49505	4250	138722	94441	99852	472375	333016

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 15: Energiebereitstellung erneuerbarer Energien im Wärmebereich und EE-Endenergie nach Verwendungsarten

PJ/a	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Therm. Kollektoren	5	10	21	43	72	110	149	232	340
-- davon Nahwärme	0,0	0,2	1	6	14	30	46	97	173
-- davon Einzelanlagen	5	10	20	38	58	81	103	135	167
Geothermie (einschl. WP)	5	6	11	29	62	109	155	240	359
-- davon Nahwärme	0,4	0,5	2	9	30	62	94	170	281
-- davon Einzelanlagen (WP)	5	5	9	20	33	47	61	70	79
Biogene Festbrennstoffe	194	260	319	353	377	393	409	428	428
Biogene gasf. Brennstoffe	3	16	34	53	68	70	71	71	71
Biowärme (End) gesamt	197	276	353	406	445	463	481	499	499
-- davon KWK - Wärme	13	55	88	120	146	157	167	178	178
-- davon übrige Nahwärme	22	37	55	67	74	79	83	88	88
-- davon Einzelanlagen	162	185	209	220	224	227	230	233	233
REG-Wärme (End) gesamt	207	292	385	478	580	682	784	972	1199
--davon gesamt Nahwärme	35	92	146	202	264	327	390	533	720
-- davon Einzelanlagen	172	200	238	277	315	355	394	438	479
zusätzlich für Gesamtszenario (PJ/a)									
gesamte Biomasse-Nahwärme	35	92	143	187	221	236	251	266	266
gesamte Bio-Wärme+Bio-Strom	212	276	353	551	613	639	666	693	693
gesamte Bio- Endenergie	221	357	573	801	890	929	966	993	993

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

0

Tabelle 18d: Endenergie EE-Strom, TWh/a (tatsächl. Menge; vgl. Blatt C)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	ARES-LEIT08 2040	2050
- Wasserkraft	24,9	21,5	21,7	23,0	23,4	23,6	23,8	24,0	24,0
- Windenergie	7,6	27,2	45,4	60,0	85,7	107,4	129,0	156,1	158,8
- Fotovoltaik	0,1	1,3	6,2	11,0	15,5	18,7	21,9	23,3	23,7
- Biomasse*)	4,1	0,0	0,0	40,3	46,5	49,0	51,4	53,8	53,8
- Erdwärme	0,0	0,0	0,1	0,6	1,8	3,9	6,0	14,7	35,7
- Stromimport	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	18,6	34,4	73,0	98,9
Endenergie EE-Strom, ges. TWh/a	36,6	50,0	73,4	134,9	175,8	221,2	266,6	344,9	394,8
Endenergie Strom, PJ/a	131,9	180,1	264,3	485,8	632,9	796,2	959,8	1241,5	1421,4
Endenergie Wärme, PJ/a	206,7	292,4	384,6	478,4	579,6	682,0	784,3	971,6	1198,9
Endenergie Kraftstoffe, PJ/a	9,0	81,0	220,0	250,0	277,0	290,0	325,2	386,7	483,3
Gesamte EE-Endenergie, PJ/a	347,6	553,5	868,9	1214,2	1489,4	1768,1	2069,3	2599,8	3103,5

2000 und 2005 Erzeugung = Endenergie.

*) einschl. biogenem Abfall

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 16: Einsatz biogener Kraftstoffe und von regenerativ erzeugtem Wasserstoff

Biogene Kraftstoffe und Wasserstoff	ARES-LEIT08								
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Stromeinsatz (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	10000	33000	67000
davon Wind	0	0	0	0	0	0	10000	25000	45000
davon PV	0	0	0	0	0	0	0	2000	4000
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon REG-Import	0	0	0	0	0	0	0	6000	18000
Wasserstoff (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	7000	24090	50920
davon Wind	0	0	0	0	0	0	7000	18250	34200
davon PV	0	0	0	0	0	0	0	1460	3040
davon Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon REG-Import	0	0	0	0	0	0	0	4380	13680
Verluste (GWh/a)	0	0	0	0	0	0	3000	8910	16080
Stromeinsatz (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	36	119	241
Wasserstoff (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	25	87	183
Verluste (PJ/a)	0	0	0	0	0	0	11	32	58
Biokraftstoffe (PJ/a)	9	81	220	250	277	290	300	300	300
"Primärenergie" dafür (PJ/a)	13	117	314	357	396	414	429	429	429
"Verluste" (PJ/a)	4	36	94	107	119	124	129	129	129
REG-Kraftstoffe ges. (PJ/a)	9	81	220	250	277	290	325	387	483
REG-Verluste ges.(PJ/a)	4	36	94	107	119	124	139	161	186

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

**Tabelle 17: Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Einzeltechnologien;
oben: Neuanlagen im jeweiligen Jahr, unten: jeweiliger Anlagenbestand: (Kapitalzins 6%/a)**

Mittlere Stromkosten der jeweiligen neuen Anlagen (EUR/kWh)								ARES-LEIT08	
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase	Mittel- wert	Mittelwert ohne PV
2000	0,047	0,090	0,735			0,082	0,105	0,098	0,090
2001	0,047	0,087	0,690			0,082	0,105	0,095	0,087
2002	0,047	0,085	0,649			0,082	0,114	0,093	0,086
2003	0,055	0,083	0,606			0,083	0,120	0,092	0,085
2004	0,057	0,081	0,568	0,000		0,082	0,127	0,100	0,086
2005	0,059	0,080	0,535	0,685		0,081	0,130	0,106	0,085
2006	0,066	0,078	0,496	0,682		0,083	0,131	0,109	0,086
2007	0,066	0,077	0,456	0,447		0,085	0,129	0,108	0,085
2008	0,065	0,078	0,414	0,366		0,088	0,128	0,111	0,087
2009	0,062	0,083	0,372	0,266		0,089	0,125	0,113	0,090
2010	0,061	0,088	0,337	0,198		0,091	0,123	0,115	0,093
2011	0,063	0,091	0,307	0,185		0,090	0,122	0,115	0,094
2012	0,065	0,091	0,289	0,173		0,089	0,120	0,114	0,094
2013	0,067	0,089	0,269	0,160		0,087	0,118	0,111	0,093
2014	0,069	0,088	0,246	0,147		0,084	0,117	0,108	0,092
2015	0,070	0,085	0,223	0,134		0,083	0,116	0,104	0,090
2016	0,071	0,082	0,200	0,106		0,081	0,113	0,099	0,086
2017	0,071	0,077	0,178	0,095		0,079	0,111	0,093	0,083
2018	0,071	0,073	0,166	0,073	0,087	0,077	0,108	0,089	0,079
2019	0,071	0,069	0,154	0,065	0,085	0,074	0,105	0,084	0,076
2020	0,070	0,066	0,143	0,057	0,083	0,071	0,102	0,080	0,072
2030	0,071	0,058	0,106	0,044	0,072	0,061	0,095	0,068	0,064
2040	0,069	0,052	0,097	0,044	0,063	0,050	0,088	0,060	0,057
2050	0,067	0,049	0,092	0,045	0,059	0,037	0,080	0,055	0,052

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Mittlere Stromkosten des Anlagenbestands (EUR/kWh)								ARES-LEIT08	
	Wasser	Wind	Photovolt.	Geotherm. Strom	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase/ Klär gas	Mittel- wert	Mittelwert ohne PV
2000	0,028	0,098	0,867			0,100	0,109	0,052	0,050
2001	0,030	0,095	0,783			0,097	0,107	0,059	0,056
2002	0,030	0,092	0,737			0,096	0,111	0,063	0,060
2003	0,035	0,091	0,685			0,092	0,116	0,069	0,066
2004	0,035	0,090	0,613			0,090	0,122	0,076	0,068
2005	0,035	0,089	0,575	0,000		0,089	0,127	0,082	0,071
2006	0,038	0,087	0,547	0,000		0,087	0,129	0,089	0,075
2007	0,038	0,087	0,516	0,330		0,087	0,129	0,093	0,076
2008	0,037	0,086	0,490	0,351		0,087	0,129	0,096	0,077
2009	0,037	0,086	0,465	0,266		0,087	0,127	0,098	0,077
2010	0,037	0,086	0,443	0,204		0,088	0,125	0,100	0,078
2011	0,036	0,086	0,424	0,195		0,088	0,123	0,101	0,078
2012	0,036	0,086	0,408	0,186		0,088	0,122	0,102	0,079
2013	0,036	0,086	0,391	0,177		0,088	0,120	0,103	0,079
2014	0,037	0,086	0,377	0,168		0,088	0,119	0,103	0,079
2015	0,037	0,086	0,364	0,158		0,087	0,117	0,103	0,080
2016	0,038	0,085	0,351	0,131		0,087	0,115	0,102	0,079
2017	0,039	0,083	0,338	0,122		0,087	0,113	0,101	0,079
2018	0,039	0,081	0,326	0,100		0,086	0,110	0,099	0,077
2019	0,040	0,078	0,314	0,092	0,086	0,086	0,108	0,097	0,076
2020	0,040	0,075	0,304	0,083	0,084	0,085	0,105	0,094	0,074
2030	0,047	0,064	0,151	0,069	0,073	0,072	0,100	0,073	0,067
2040	0,055	0,055	0,101	0,056	0,065	0,060	0,094	0,062	0,060
2050	0,062	0,050	0,093	0,058	0,061	0,048	0,087	0,058	0,056

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 18: Jährliche Investitionen in Erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich

Jährliche und kumulierte Investitionen (Mio EUR/a; Mio EUR) Strom- und Wärmemarkt getrennt; Nahwärmenetze getrennt ausgewiesen											ARES-LEIT08		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme	Biogas/ Biomasse KWK **)	Geotherm. Wärme++)	Geotherm. Strom	Nahwärme- netze	Gesamt Strom	Gesamt Wärme ohne Nahwärme !	Gesamt- Investition
2000	+) 110	2104	252	0	514	+) 600	+) 520	+) 60	0	102	2986	1174	4161
2001	112	3248	445	0	684	591	504	57	0	206	4309	1332	5641
2002	93	3852	432	0	392	850	548	64	0	243	4925	1306	6231
2003	84	3093	765	0	495	950	965	76	0	518	4907	1522	6428
2004	81	2305	2928	0	491	1406	1407	88	0	683	6721	1986	8707
2005	105	2018	3927	0	591	1625	1712	100	0	779	7762	2316	10078
2006	100	2413	3825	0	837	1756	2204	293	0	694	8542	2886	11428
2007	98	1800	4543	0	551	1794	2012	379	7	647	8459	2723	11183
2008	111	1686	4500	0	785	1612	1766	476	41	676	8104	2873	10977
2009	146	1399	4225	0	974	1518	1198	572	65	542	7033	3064	10097
2010	193	1417	3540	0	1120	2014	1245	667	100	636	6494	3801	10295
2011	208	1692	3102	0	1226	2138	1261	789	132	688	6396	4152	10548
2012	220	1979	2805	0	1317	2177	1224	938	161	698	6389	4433	10822
2013	233	2311	2520	0	1395	2250	1099	1112	187	691	6349	4756	11105
2014	229	2600	2244	0	1451	2365	1043	1288	210	715	6326	5104	11430
2015	233	2789	2000	0	1523	2479	994	1460	230	726	6246	5461	11707
2016	233	3095	1800	0	1548	2405	928	1476	247	734	6303	5429	11732
2017	217	3575	1600	0	1564	2330	855	1494	273	718	6520	5388	11907
2018	213	4000	1500	370	1542	2269	824	1500	296	755	7203	5310	12513
2019	213	4722	1400	820	1537	2205	777	1506	319	730	8252	5248	13499
2020	226	5113	1300	1415	1503	2084	595	1512	405	773	9054	5098	14152
2030	252	3964	1368	1980	1830	1167	1387	1565	464	893	9415	4562	13977
2040	269	3419	1252	2560	2728	1929	914	1685	1010	1119	9423	6342	15765
2050	277	4105	1411	3720	3740	1096	1272	1800	2606	1431	13391	6636	20027
D 08 - 20	206	2798	2503	200	1345	2142	1062	1138	205	699	6975	4624	11599
Kum 08-20	2674	36378	32536	2605	17483	27846	13810	14788	2666	9082	90669	60117	150786
D 21 - 50	266	3829	1344	2753	2766	1398	1191	1683	1360	1148	10743	5847	16590
Kum 21-50	7978	114883	40314	82600	82975	41927	35722	50500	40800	34438	322297	175402	497699

+) für 2000 Schätzung in Anlehnung an Jahrbuch 2001 (F.Staif)

++) einschließlich Geothermie-WP

**) HKW und BHKW mit fester Biomasse + BHKW mit Bio-, Klärgas + Dep.gasanlagen

Tabelle 19: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preisfad A)

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands integriert											ARES-LEIT08 Preisfad A: Deutlich		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Geotherm. Wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt	
2000	-77	705	65	0	274	163	418	0	238	856	929	1786	
2001	-48	943	106	0	331	204	436	0	243	1205	1010	2216	
2002	-79	1213	145	0	357	248	421	0	246	1527	1024	2551	
2003	11	1407	213	0	392	325	422	0	251	1956	1066	3022	
2004	-19	1532	474	0	426	444	490	-0	259	2430	1176	3606	
2005	-37	1609	821	0	453	583	582	-0	268	2977	1304	4281	
2006	-22	1642	1152	0	494	744	559	-0	285	3517	1337	4854	
2007	-81	1506	1538	0	517	888	628	1	306	3852	1451	5303	
2008	-135	1509	1912	0	550	1007	705	4	329	4298	1584	5882	
2009	-202	1492	2252	0	587	1061	728	9	350	4612	1664	6277	
2010	-248	1471	2525	0	622	1102	754	15	362	4865	1738	6602	
2011	-295	1446	2752	0	646	1117	641	23	374	5041	1660	6702	
2012	-345	1411	2946	0	663	1117	495	31	382	5160	1540	6701	
2013	-398	1352	3105	0	665	1074	294	40	386	5173	1345	6517	
2014	-455	1286	3235	0	647	1006	51	48	383	5120	1081	6201	
2015	-509	1198	3337	0	612	917	-234	54	370	4997	748	5746	
2016	-556	1088	3414	0	583	834	-396	49	353	4831	540	5371	
2017	-605	830	3465	0	537	739	-597	49	328	4477	268	4745	
2018	-657	509	3501	11	477	631	-822	31	275	4025	-69	3956	
2019	-712	112	3516	30	398	507	-1070	20	217	3473	-455	3018	
2020	-768	-423	3499	50	289	368	-1352	2	132	2728	-932	1797	
2030	-1194	-4777	969	-760	-1418	-865	-4416	-223	-1526	-6851	-7360	-14211	
2040	-1667	-13199	-676	-4135	-3785	-1996	-6806	-1048	-4510	-22721	-15100	-37821	
2050	-2326	-20374	-1582	-9394	-7149	-3222	-8688	-3288	-9486	-40187	-25323	-65510	
Summen:													
2001-2010	-859	14324	11140	0	4729	6607	5725	29	2901	31240	13354	44594	
2011-2020	-5301	8809	32769	91	5517	8311	-2989	346	3199	45026	5726	50752	
2021-2030	-9813	-26001	22342	-3549	-5646	-2488	-28839	-1106	-6974	-20615	-41460	-62075	
2031-2040	-14307	-89882	1467	-24474	-26014	-14308	-56106	-6354	-30182	-147859	-112302	-260160	
2041-2050	-19965	-167866	-11289	-67644	-54667	-26093	-77466	-21680	-69981	-314537	-202114	-516651	
Gesamt:													
2001-2030	-15974	-2868	66250	-3457	4599	12430	-26104	-731	-874	55650	-22379	33272	
2031-2050	-34271	-257749	-9822	-92118	-80681	-40401	-133572	-28035	-100163	-462396	-314415	-776811	
2001-2050	-50245	-260617	56429	-95576	-76082	-27971	-159676	-28765	-101037	-406746	-336794	-743540	

*) einschließlich Nahwärmenetze

LEIT/AR08LE-A; 12.6.2008

Tabelle 20: Gesamtwirtschaftliche Differenzkosten der Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (Preisfad B)

Differenzkosten des Szenarios (Mio EUR/a) Jahreskosten des Bestands integriert											ARES-LEIT08 Preisfad B: Mäßig		
	Wasser	Wind	Photovolt.	Strom- import	Kollektoren (*)	Biomasse Strom	Biomasse Wärme*)	Geotherm. Strom	Geotherm. Wärme*)	Gesamt Strom	Gesamt Wärme	Gesamt	
2000	-77	705	65	0	274	163	418	0	238	856	929	1786	
2001	-48	943	106	0	331	204	436	0	243	1205	1010	2216	
2002	-79	1213	145	0	357	248	421	0	246	1527	1024	2551	
2003	11	1407	213	0	392	325	422	0	251	1956	1066	3022	
2004	-19	1532	474	0	426	444	490	-0	259	2430	1176	3606	
2005	-37	1609	821	0	453	583	582	-0	268	2977	1304	4281	
2006	-22	1642	1152	0	494	744	559	-0	285	3517	1337	4854	
2007	-81	1506	1538	0	517	888	628	1	306	3852	1451	5303	
2008	-121	1537	1915	0	556	1022	759	4	332	4358	1647	6004	
2009	-171	1553	2260	0	601	1095	846	9	356	4746	1803	6549	
2010	-199	1571	2539	0	647	1160	948	15	374	5086	1968	7055	
2011	-227	1593	2775	0	687	1204	926	23	392	5368	2006	7373	
2012	-254	1613	2979	0	724	1239	888	32	411	5609	2023	7632	
2013	-283	1619	3151	0	753	1235	810	41	429	5764	1992	7755	
2014	-313	1631	3297	0	769	1212	707	51	446	5877	1922	7800	
2015	-339	1636	3417	0	777	1173	582	59	460	5944	1819	7764	
2016	-365	1610	3511	0	782	1132	529	56	470	5944	1781	7725	
2017	-392	1453	3580	0	775	1082	449	59	475	5781	1699	7480	
2018	-421	1256	3638	16	759	1023	356	44	461	5555	1576	7131	
2019	-450	1001	3677	47	728	953	251	37	446	5264	1424	6689	
2020	-480	636	3687	93	672	868	119	25	411	4829	1202	6032	
2030	-619	-1453	1481	78	-189	237	-1667	-82	-372	-357	-2228	-2586	
2040	-848	-7035	160	-1426	-1390	-361	-3183	-561	-2304	-10071	-6876	-16947	
2050	-1238	-11200	-368	-4092	-2911	-1053	-4222	-1724	-5559	-19674	-12693	-32367	
Summen:													
2001-2010	-765	14512	11165	0	4774	6714	6091	29	2921	31655	13786	45441	
2011-2020	-3525	14047	33712	157	7426	11120	5616	426	4403	55936	17445	73381	
2021-2030	-5493	-4084	25838	858	2415	5527	-7741	-286	197	22360	-5128	17232	
2031-2040	-7332	-42440	8207	-6741	-7892	-620	-24250	-3218	-13378	-52145	-45520	-97664	
2041-2050	-10428	-91175	-1036	-27592	-21504	-7071	-37025	-11425	-39313	-148727	-97842	-246570	
Gesamt:													
2001-2030	-9782	24475	70714	1014	14614	23361	3966	168	7522	109951	26102	136054	
2031-2050	-17760	-133615	7170	-34333	-29395	-7692	-61275	-14643	-52691	-200872	-143362	-344234	
2001-2050	-27543	-109139	77885	-33319	-14781	15670	-57309	-14475	-45169	-90921	-117259	-208181	

*) einschließlich Nahwärmenetze

Arbeit/AR08LE-B; 12.6.2008

Anhang 4: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

Tabelle 21: Brennstoffpreise für die drei Preispfade A,B, und C ohne CO2-Aufschlag

Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) ohne CO2 - Aufschlag											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Preispfad A: DEUTLICH											
CO2-Aufschlag; EUR/t	0,0										
Erdgas											
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	3,01	3,49	4,03	4,58	5,15	6,14	6,85
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	8,37	9,70	11,20	12,73	14,32	17,07	19,04
Steinkohle											
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	119,1	138,8	160,7	183,2	206,4	254,6	293,1
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	1,46	1,70	1,97	2,25	2,53	3,12	3,60
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	4,06	4,74	5,48	6,25	7,04	8,69	10,00
Braunkohle											
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	0,40	0,43	0,45	0,47	0,49	0,54	0,59
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	1,11	1,20	1,25	1,31	1,36	1,50	1,64
<hr/>											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Preispfad B: MASSIG											
CO2-Aufschlag; EUR/t	0,0										
Erdgas											
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	2,68	2,94	3,22	3,51	3,78	4,24	4,54
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	7,45	8,17	8,95	9,76	10,51	11,79	12,62
Steinkohle											
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	105,9	116,5	127,9	139,5	150,8	169,5	181,6
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	1,30	1,43	1,57	1,71	1,85	2,08	2,23
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	3,61	3,97	4,36	4,76	5,15	5,78	6,20
Braunkohle											
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	0,40	0,42	0,44	0,46	0,47	0,51	0,54
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	1,11	1,17	1,22	1,28	1,31	1,42	1,50
<hr/>											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Preispfad C: SEHR NIEDRIG											
CO2-Aufschlag; EUR/t	0,0										
Erdgas											
ct/kWh th	1,30	1,86	2,36	2,64	2,25	2,35	2,45	2,58	2,70	2,91	3,06
EUR/GJ	3,61	5,17	6,56	7,34	6,26	6,53	6,81	7,17	7,51	8,09	8,51
Steinkohle											
EUR/t	49,5	66,1	65,1	77,1	88,8	92,8	96,7	102,1	107,0	115,7	121,7
ct/kWh th	0,61	0,81	0,80	0,95	1,09	1,14	1,19	1,25	1,31	1,42	1,49
EUR/GJ	1,69	2,26	2,22	2,63	3,03	3,17	3,30	3,48	3,65	3,95	4,15
Braunkohle											
ct/kWh th	0,37	0,38	0,38	0,40	0,40	0,41	0,42	0,44	0,45	0,48	0,50
EUR/GJ	1,02	1,06	1,06	1,11	1,11	1,14	1,17	1,22	1,25	1,33	1,39
<hr/>											
Umrechnungen:	1 GJ = 277,8 kWh				1 EUR/GJ = 0,36 ct/kWh; 1 ct/kWh = 2,78 EUR/GJ						
	1 t SKE = 29,31 GJ										

Preise/Brennstoffpreise2008; 12.01.08

Tabelle 22: Stromgestehungskosten (Preisfad A für Brennstoffe und CO₂-Preise)

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005)												
Preisfad A: Deutlich										Zinssatz	6 %/a	
										Abschr.	25 a	
		Zeitpunkt Inbetriebnahme										
		2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
mit CO₂ - Aufschlag												
h/a	7000											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	6,93	7,95	8,95	9,99	11,02	11,90	12,77	13,52	14,26
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	6,68	7,59	8,40	9,19	9,98	10,75	11,51	12,28	13,05
- SK- IGCC		-	4,52	7,25	8,04	8,73	9,44	10,14	10,78	11,41	12,15	12,89
- Braunkohle - Dampf		2,99	2,99	5,12	5,80	6,35	6,82	7,29	7,70	8,11	8,60	9,08
h/a	5000											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	7,18	8,19	9,18	10,21	11,24	12,12	13,00	13,74	14,48
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	7,26	8,15	8,94	9,72	10,50	11,27	12,03	12,80	13,56
- SK- IGCC		-	5,36	8,09	8,83	9,46	10,14	10,81	11,42	12,03	12,77	13,51
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	5,76	6,41	6,95	7,41	7,87	8,28	8,68	9,17	9,65
ohne CO₂-Aufschlag												
h/a	7000											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	6,12	6,86	7,63	8,50	9,36	10,09	10,82	11,40	11,97
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	4,98	5,38	5,77	6,24	6,70	7,20	7,69	8,15	8,61
- SK- IGCC		-	4,52	5,58	5,88	6,15	6,55	6,95	7,34	7,73	8,18	8,62
- Braunkohle - Dampf		2,97	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	3,03	3,06	3,12	3,17
h/a	5000											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	6,37	7,09	7,86	8,73	9,59	10,32	11,05	11,62	12,19
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	5,56	5,95	6,31	6,76	7,21	7,71	8,20	8,66	9,12
- SK- IGCC		-	5,36	6,42	6,66	6,88	7,25	7,62	7,99	8,35	8,80	9,24
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	3,62	3,60	3,56	3,57	3,57	3,60	3,63	3,69	3,74
Invest. kosten (EUR/kW)												
- Erdgas-KW, GuD		465	435	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf		1030	1000	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC		-	1500	1500	1400	1300	1250	1200	1150	1100	1100	1100
- Braunkohle - Dampf		1200	1175	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
Wirkungsgrade (%)												
- Erdgas-KW, GuD		58,0	59,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf		46,0	47,0	47,0	48,0	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC		-	48,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf		44,0	45,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
CO₂-Emissionen (g/kWh el)												
- Erdgas-KW, GuD		348	342	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf		735	719	719	704	690	683	669	663	650	650	650
- SK- IGCC		-	704	704	690	676	663	650	638	626	626	626
- Braunkohle - Dampf		920	900	900	890	880	880	871	862	853	853	853
Emissionsfaktoren (g/kWh th):												
Braunkohle		405										
Steinkohle		338										
Erdgas		202										

KW-Kost; 12.4.08

Tabelle 23: Stromgestehungskosten (Preisfad B für Brennstoffe und CO₂-Preise)

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005)													
Preisfad B: Mäßig										Zinssatz Abschr.		6 %/a 25 a	
Zeitpunkt Inbetriebnahme													
	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050		
mit CO₂ - Aufschlag													
h/a	7000												
- Erdgas-KW, GuD	4,26	5,49	6,24	6,79	7,30	7,79	8,28	8,67	9,06	9,39	9,71		
- SK-KW, Dampf	3,68	3,90	6,05	6,55	6,98	7,32	7,65	7,94	8,22	8,53	8,84		
- SK- IGCC	-	4,52	6,62	7,02	7,33	7,60	7,87	8,06	8,25	8,55	8,84		
- Braunkohle - Dampf	2,99	2,99	4,76	5,16	5,55	5,77	5,98	6,18	6,37	6,61	6,85		
h/a	5000												
- Erdgas-KW, GuD	4,53	5,74	6,48	7,03	7,53	8,02	8,50	8,90	9,29	9,61	9,93		
- SK-KW, Dampf	4,27	4,47	6,62	7,11	7,52	7,84	8,16	8,45	8,74	9,05	9,35		
- SK- IGCC	-	5,36	7,46	7,81	8,06	8,30	8,54	9,21	9,87	9,67	9,46		
- Braunkohle - Dampf	3,62	3,62	5,40	5,77	6,14	6,35	6,55	6,75	6,94	7,18	7,42		
ohne CO₂-Aufschlag													
h/a	7000												
- Erdgas-KW, GuD	4,26	5,49	5,56	5,93	6,28	6,70	7,11	7,44	7,76	8,00	8,24		
- SK-KW, Dampf	3,68	3,90	4,64	4,82	4,95	5,15	5,35	5,52	5,69	5,83	5,97		
- SK- IGCC	-	4,52	5,25	5,33	5,35	5,50	5,64	5,72	5,80	5,94	6,08		
- Braunkohle - Dampf	2,97	2,99	2,99	2,96	2,94	2,95	2,95	2,98	3,00	3,03	3,06		
h/a	5000												
- Erdgas-KW, GuD	4,53	5,74	5,81	6,17	6,51	6,93	7,34	7,66	7,98	8,23	8,47		
- SK-KW, Dampf	4,27	4,47	5,22	5,38	5,49	5,68	5,86	6,03	6,20	6,35	6,49		
- SK- IGCC	-	5,36	6,09	6,11	6,08	6,20	6,31	6,37	6,42	6,56	6,70		
- Braunkohle - Dampf	3,62	3,62	3,62	3,58	3,54	3,53	3,52	3,55	3,57	3,60	3,63		
Invest. kosten (EUR/kW)													
- Erdgas-KW, GuD	465	435	435	415	400	400	400	400	400	400	400		
- SK-KW, Dampf	1030	1000	1000	975	950	925	900	900	900	900	900		
- SK- IGCC	-	1500	1500	1400	1300	1250	1200	1150	1100	1100	1100		
- Braunkohle - Dampf	1200	1175	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050		
Wirkungsgrade (%)													
- Erdgas-KW, GuD	58,0	59,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0		
- SK-KW, Dampf	46,0	47,0	47,0	48,0	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0		
- SK- IGCC	-	48,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0		
- Braunkohle - Dampf	44,0	45,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5		
CO₂-Emissionen (g/kWh el)													
- Erdgas-KW, GuD	348	342	342	339	337	334	331	328	326	326	326		
- SK-KW, Dampf	735	719	719	704	690	683	669	663	650	650	650		
- SK- IGCC	-	704	704	690	676	663	650	638	626	626	626		
- Braunkohle - Dampf	920	900	900	890	880	880	871	862	853	853	853		
Emissionsfaktoren (g/kWh th):													
Braunkohle	405												
Steinkohle	338												
Erdgas	202												

KW-Kost; 12.4.08

Tabelle 24: Stromgestehungskosten (Preisfad C für Brennstoffe und CO₂-Preise)

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005)													
Preisfad C: Sehr niedrig										Zinssatz Abschr.		6 %/a 25 a	
		Zeitpunkt Inbetriebnahme											
		2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
mit CO₂ - Aufschlag													
h/a	7000												
- Erdgas-KW, GuD	4,26	5,49	5,36	5,56	5,67	5,89	6,11	6,29	6,47	6,62	6,77		
- SK-KW, Dampf	3,68	3,90	5,26	5,47	5,53	5,66	5,78	5,93	6,07	6,21	6,34		
- SK- IGCC	-	4,52	5,85	5,96	5,91	5,99	6,06	6,12	6,17	6,30	6,43		
- Braunkohle - Dampf	2,99	2,99	4,32	4,52	4,66	4,77	4,88	5,00	5,12	5,23	5,33		
h/a	5000												
- Erdgas-KW, GuD	4,53	5,74	5,6	5,80	5,89	6,12	6,34	6,52	6,69	6,85	7,00		
- SK-KW, Dampf	4,27	4,47	5,83	6,03	6,07	6,19	6,30	6,44	6,58	6,72	6,85		
- SK- IGCC	-	5,36	6,69	6,75	6,64	6,69	6,73	6,76	6,79	6,92	7,05		
- Braunkohle - Dampf	3,62	3,62	4,96	5,14	5,25	5,36	5,46	5,58	5,69	5,80	5,9		
ohne CO₂-Aufschlag													
h/a	7000												
- Erdgas-KW, GuD	4,26	5,49	4,83	4,94	5,00	5,17	5,34	5,48	5,61	5,73	5,85		
- SK-KW, Dampf	3,68	3,90	4,19	4,22	4,18	4,23	4,28	4,35	4,42	4,49	4,55		
- SK- IGCC	-	4,52	4,81	4,74	4,59	4,60	4,60	4,59	4,58	4,65	4,71		
- Braunkohle - Dampf	2,97	2,99	2,99	2,94	2,90	2,90	2,90	2,92	2,93	2,96	2,98		
h/a	5000												
- Erdgas-KW, GuD	4,53	5,74	5,08	5,18	5,23	5,40	5,57	5,71	5,84	5,96	6,08		
- SK-KW, Dampf	4,27	4,47	4,77	4,78	4,72	4,76	4,79	4,86	4,93	5,00	5,06		
- SK- IGCC	-	5,36	5,65	5,52	5,32	5,30	5,27	5,24	5,20	5,27	5,33		
- Braunkohle - Dampf	3,62	3,62	3,62	3,55	3,49	3,49	3,48	3,49	3,50	3,53	3,55		
Invest. kosten (EUR/kW)													
- Erdgas-KW, GuD	465	435	435	415	400	400	400	400	400	400	400		
- SK-KW, Dampf	1030	1000	1000	975	950	925	900	900	900	900	900		
- SK- IGCC	-	1500	1500	1400	1300	1250	1200	1150	1100	1100	1100		
- Braunkohle - Dampf	1200	1175	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050		
Wirkungsgrade (%)													
- Erdgas-KW, GuD	58,0	59,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0		
- SK-KW, Dampf	46,0	47,0	47,0	48,0	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0		
- SK- IGCC	-	48,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0		
- Braunkohle - Dampf	44,0	45,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5		
CO₂-Emissionen (g/kWh el)													
- Erdgas-KW, GuD	348	342	342	339	337	334	331	328	326	326	326		
- SK-KW, Dampf	735	719	719	704	690	683	669	663	650	650	650		
- SK- IGCC	-	704	704	690	676	663	650	638	626	626	626		
- Braunkohle - Dampf	920	900	900	890	880	880	871	862	853	853	853		
Emissionsfaktoren (g/kWh th):													
Braunkohle	405												
Steinkohle	338												
Erdgas	202												

KW-Kost; 12.4.08

Anhang 5: Eckdaten der Szenariovarianten E1, E2, E3 sowie D1 und D2

Tabelle 25: Eckdaten Szenario E1: Verstärkte Effizienz; EE-Ausbau wie LEITSZENARIO 2008

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050											
Szenario 2008 - E1											
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	8914	8335	7822	7373	6966	6207	5630
	101	100	100	101,6	96,5	90,2	84,6	79,8	75,4	67,2	60,9
nach Energieträgern											
Elektrizität	1649	1779	1852	1852	1860	1802	1734	1680	1626	1568	1525
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	43	72	110	149	232	340
Geothermie	1	6	6	6	11	29	62	109	155	240	359
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	70	197	276	285	353	406	445	463	481	499	499
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahw.wärme	279	289	291	303	320	352	422	408	370	339	305
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	147	131	158	147	137	114	99
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2220	2130	1960	1820	1720	1251	682
Steinkohlen	550	425	367	371	292	198	120	100	80	80	80
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4158	3975	4033	3470	2993	2572	2247	1923	1496	1258
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483
EE-Anteile											
EE-Strom (Endenergie), ges.	92	132	229	229	361	477	626	781	903	1189	1357
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	19,4	26,4	36,1	46,5	55,6	75,8	89,0
EE-Wärme, gesamt	72	207	292	301	385	478	579	682	785	971	1198
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,5	11,5	14,9	18,9	23,3	34,9	50,2
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,8	10,5	12,5	13,9	16,5	20,8	28,1
EE-Gesamt	165	348	602	610	966	1205	1482	1753	2013	2547	3038
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,8	6,5	6,5	10,8	14,5	18,9	23,8	28,9	41,0	54,0
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2784	2310	1696	1220	916	445	173
Umwandlungsverl. übrige *)	823	866	971	971	971	966	980	969	949	949	1023
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3755	3276	2676	2189	1865	1394	1196
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,3	25,8	23,2	20,6	18,9	16,2	15,3
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,9	8,4	9,1	9,8	10,4	11,8	12,8
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	13749	12676	11548	10603	9861	8615	7826
	99	100	100	101,0	95,0	87,6	79,8	73,3	68,2	59,5	54,1
Mineralöl	5688	5470	5154	5228	4762	4251	3787	3435	3072	2601	2328
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1615	1315	1079	911	622	323	257
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1386	1188	1068	832	548	201	0
Naturgase 1)	2789	3086	3295	3360	3301	3306	3309	3152	3028	2276	1399
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11064	10060	9242	8330	7269	5401	3983
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0
EE - Inland und Import 2)	284	382	665	665	1317	1620	1953	2280	2599	3218	3843
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-29	-14	-7	-7	-7	-4	0
Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,6	12,8	16,9	21,5	26,4	37,4	49,1
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	883	844	839	848	751	666	599	524	434	294	198
1990 = 100 (993 Mio.t/a **)	88,9	85,0	84,4	85,4	75,7	67,1	60,3	52,8	43,7	29,6	19,9
Vermeid. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	242	327	394	469	559	699	795
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0752	0,0741	0,0731	0,0719	0,0696	0,0669	0,0663
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0627	0,0593	0,0574	0,0571	0,0548	0,0492	0,0386	0,0290

*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten
 1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogas)
 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import!
 einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung
 **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-E1; 26.7.08

Tabelle 26: Szenario E1, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13749	11548	9861	8615	7826
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1317	1953	2599	3218	3843
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,6	16,9	26,4	37,4	49,1
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	8914	7822	6966	6207	5631
Endenergie EE, PJ/a	602	807	966	1482	2013	2547	3038
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,8	18,9	28,9	41,0	54,0
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1860	1734	1626	1568	1525
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	361	626	903	1189	1357
Anteil EE, %	12,3	17,2	19,4	36,1	55,6	75,8	89,0
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4540	3875	3376	2780	2386
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	385	579	785	971	1198
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,5	14,9	23,3	34,9	50,2
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2513	2213	1964	1859	1720
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	277	325	387	483
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,8	12,5	16,5	20,8	28,1
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	614	570	546	550	571
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	104	178	282	387	472
Anteil EE, %	10,4	14,2	16,9	31,2	51,6	70,4	82,7
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13749	11548	9861	8615	7826
Erneuerbare Energien	665	932	1317	1953	2599	3218	3843
Mineralöl	5154	4678	4762	3787	3072	2601	2328
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1992	1586	1072	615	319	257
Braunkohle	1596	1618	1386	1068	548	201	0
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3295	3089	3301	3309	3028	2276	1399
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11035	9235	7262	5397	3983
Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾	15,5	17,2	24,4	39,7	56,3	70,4	80,0

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 27: Eckdaten Szenario E2: Effizienz wie E1; zusätzlich verstärkter EE-Ausbau

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050											
Szenario 2008 - E2											
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	8914	8335	7819	7362	6945	6184	5618
nach Energieträgern	101	100	100	101,6	96,5	90,2	84,6	79,7	75,2	66,9	60,8
Bektrizität	1649	1779	1852	1852	1860	1802	1735	1687	1640	1586	1550
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	45	89	150	211	314	391
Geothermie	1	6	6	6	11	29	77	143	208	295	389
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz.; Öffentl. +Industrie)	70	197	276	285	353	406	445	463	481	499	499
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	279	289	291	303	320	352	422	386	344	296	260
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	147	131	158	147	133	110	87
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2220	2130	1960	1825	1730	1096	682
Steinkohlen	550	425	367	371	292	198	120	100	80	80	80
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4158	3975	4033	3470	2981	2512	2140	1763	1483	1135
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	260	300	320	355	425	545
EE-Anteile											
EE-Strom (Endenergie), ges.	92	132	229	229	368	519	743	917	1047	1323	1443
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	19,8	28,8	42,8	54,4	63,8	83,4	93,1
EE-Wärme, gesamt	72	207	292	301	385	480	611	756	900	1108	1279
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,5	11,6	15,8	20,9	26,7	39,7	53,0
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	260	300	320	355	425	545
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,8	10,9	13,6	15,5	18,4	23,5	32,9
EE-Gesamt	165	348	602	610	973	1259	1654	1993	2302	2856	3267
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,8	6,5	6,5	10,9	15,1	21,1	27,1	33,1	46,2	58,2
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2774	2253	1554	1076	772	331	134
Umwandlungsverl. Übrige *)	823	866	971	971	973	971	991	978	950	952	1022
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3746	3224	2546	2054	1722	1283	1156
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,3	25,5	22,3	19,6	17,8	15,1	14,9
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,9	8,4	9,2	9,9	10,6	12,0	12,9
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	13740	12624	11414	10455	9697	8482	7774
	99	100	100	101,0	95,0	87,2	78,9	72,3	67,0	58,6	53,7
Mineralöl	5688	5470	5154	5228	4761	4237	3725	3323	2904	2584	2198
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1615	1314	1061	905	620	323	212
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1386	1188	1068	832	548	201	0
Naturgase 1)	2789	3086	3295	3360	3285	3205	3061	2854	2717	1821	1277
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11046	9944	8914	7915	6789	4929	3686
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0
EE- Inland und Import 2)	284	382	665	665	1326	1684	2147	2548	2915	3556	4088
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-29	-14	-7	-7	-7	-4	0
Anteil EE an PEV (%) , (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,7	13,3	18,8	24,4	30,1	41,9	52,6
CO2-Emissionen, (Mio t/a) 1990 = 100 (993 Mio.t/a) **)	883	844	839	848	750	660	579	499	405	267	177
Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	243	333	414	494	588	726	816
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0753	0,0743	0,0736	0,0726	0,0702	0,0682	0,0660
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0627	0,0593	0,0571	0,0559	0,0530	0,0467	0,0357	0,0262

*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten
 1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase)
 2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import!
 einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung
 **) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-E2; 3.8. 08

Tabelle 28: Szenario E2, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13740	11414	9697	8482	7774
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1326	2147	2915	3556	4088
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,7	18,8	30,1	41,9	52,6
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	8914	7819	6945	6184	5618
Endenergie EE, PJ/a	602	807	973	1654	2302	2856	3267
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,9	21,1	33,1	46,2	58,2
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1860	1735	1640	1586	1550
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	368	743	1047	1323	1443
Anteil EE, %	12,3	17,2	19,8	42,8	63,8	83,4	93,1
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4540	3876	3376	2789	2412
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	385	611	900	1108	1279
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,5	15,8	26,7	39,7	53,0
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2513	2208	1929	1809	1656
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	300	355	425	545
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,8	13,6	18,4	23,5	32,9
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	614	571	552	561	593
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	106	211	327	434	514
Anteil EE, %	10,4	14,2	17,3	37,0	59,2	77,4	86,7
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13740	11414	9697	8482	7774
Erneuerbare Energien	665	932	1326	2147	2915	3556	4088
Mineralöl	5154	4678	4761	3725	2904	2584	2198
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1992	1586	1054	613	319	212
Braunkohle	1596	1618	1386	1068	548	201	0
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3295	3089	3285	3061	2717	1821	1277
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11017	8908	6782	4925	3685
Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾	15,5	17,2	24,5	41,7	59,2	73,1	82,2

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 29: Eckdaten Szenario E3: wie Szenario E2; zusätzlicher Einsatz von EE im Verkehr nach dem Jahr 2030

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050											
Szenario 2008 - E3											
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	8914	8335	7818	7353	6928	6157	5591
nach Energieträgern	101	100	100	101,6	96,5	90,2	84,6	79,6	75,0	66,6	60,5
Elektrizität	1649	1779	1852	1852	1860	1802	1737	1696	1662	1622	1604
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	45	89	150	211	314	391
Geothermie	1	6	6	6	11	29	77	143	208	295	389
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	70	197	276	285	353	406	445	463	481	499	499
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	279	289	291	303	320	352	422	377	330	284	249
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	147	131	158	147	133	110	87
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2220	2130	1960	1825	1730	1096	822
Steinkohlen	550	425	367	371	292	198	120	100	80	80	80
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4158	3975	4033	3470	2981	2509	2119	1692	1329	673
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	260	300	333	401	528	797
EE-Anteile											
EE-Strom (Endenergie), ges.	92	132	229	229	368	519	744	942	1083	1392	1514
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	19,8	28,8	42,8	55,6	65,2	85,8	94,4
EE-Wärme, gesamt	72	207	292	301	385	480	611	756	900	1108	1279
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,5	11,6	15,8	20,9	26,6	39,5	52,5
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	260	300	333	401	528	797
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,8	10,9	13,6	16,3	21,3	30,5	51,4
EE-Gesamt	165	348	602	610	973	1259	1655	2031	2384	3028	3590
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,8	6,5	6,5	10,9	15,1	21,2	27,6	34,4	49,2	64,2
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2775	2254	1548	1058	775	313	135
Umwandlungsverl. Übrige *)	823	866	971	971	973	971	989	986	965	994	1123
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3749	3225	2537	2044	1740	1307	1258
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,3	25,5	22,2	19,6	17,9	15,4	16,0
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,9	8,4	9,2	10,0	10,6	12,0	12,7
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	13743	12625	11405	10437	9698	8478	7849
	99	100	100	101,0	95,0	87,3	78,8	72,1	67,0	58,6	54,2
Mineralöl	5688	5470	5154	5228	4761	4238	3721	3299	2829	2424	1719
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1615	1296	1026	827	577	322	208
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1415	1207	1012	787	503	183	0
Naturgase 1)	2789	3086	3295	3360	3258	3205	3144	2941	2799	1789	1410
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11048	9945	8903	7853	6707	4718	3336
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0
EE- Inland und Import 2)	284	382	665	665	1326	1684	2149	2591	2998	3764	4513
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-29	-14	-7	-7	-7	-4	0
Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,6	13,3	18,8	24,8	30,9	44,4	57,5
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	883	844	839	848	752	660	574	490	395	251	150
1990 = 100 (993 Mio.t/a)**)	88,9	85,0	84,4	85,4	75,7	66,5	57,8	49,3	39,7	25,3	15,1
Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	241	333	419	503	598	742	843
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0754	0,0743	0,0731	0,0719	0,0695	0,0679	0,0642
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0627	0,0594	0,0571	0,0554	0,0521	0,0455	0,0337	0,0219
*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten											
1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogas)											
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import !											
einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung											
**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. H2-Herstellung; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo.t)											

Aktual/LE-08-E3: 3.8. 08

Tabelle30: Szenario E3, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13743	11405	9698	8478	7849
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1326	2149	2998	3764	4513
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,6	18,8	30,9	44,4	57,5
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	8914	7818	6928	6157	5591
Endenergie EE, PJ/a	602	807	973	1654	2384	3028	3590
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,9	21,1	34,4	49,2	64,2
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1860	1737	1662	1622	1604
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	368	744	1083	1392	1514
Anteil EE, %	12,3	17,2	19,8	42,8	65,2	85,8	94,4
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4550	3877	3384	2804	2437
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	385	611	900	1108	1279
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,5	15,8	26,6	39,5	52,5
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2513	2203	1882	1730	1550
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	300	401	528	797
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,8	13,6	21,3	30,5	51,4
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	614	571	575	608	699
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	106	211	349	487	621
Anteil EE, %	10,4	14,2	17,3	37,0	60,7	80,1	88,8
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	13743	11405	9698	8478	7849
Erneuerbare Energien	665	932	1326	2149	2998	3764	4513
Mineralöl	5154	4678	4761	3721	2829	2424	1719
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1992	1586	1019	570	318	208
Braunkohle	1596	1618	1415	1012	503	183	0
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3295	3089	3258	3144	2799	1789	1410
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11019	8896	6700	4714	3336
Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾	15,5	17,2	24,3	41,7	60,2	74,7	85,0

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 31: Eckdaten Szenario D1: EE-Ausbau wie LEITSZENARIO 2008 ; geringere Effizienzsteigerung

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050												
Szenario 2008 D1												
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	9254	9073	8937	8747	8490	8125	7719	
nach Energieträgern												
Elektrizität	1649	1779	1852	1852	1893	1878	1856	1842	1827	1806	1777	
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	43	72	110	149	232	340	
Geothermie	1	6	6	6	11	29	62	109	155	240	359	
Biomassewärme (KWK, Heiz- und Einzelheiz; Offentl. +Industrie)	70	195	276	285	350	394	420	438	456	473	482	
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fossile Fern- +Nahwärme	279	289	291	303	292	278	270	282	286	283	275	
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	135	114	114	118	127	128	130	
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2230	2105	1915	1810	1650	1490	1210	
Steinkohlen	550	425	367	371	315	215	157	146	129	106	80	
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4160	3975	4033	3788	3767	3794	3603	3385	2980	2583	
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483	
EE-Anteile												
EE-Strom, (Endenergie), ges.	92	132	229	229	352	459	605	764	896	1191	1382	
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	18,6	24,4	32,6	41,5	49,0	66,0	77,7	
EE-Wärme, gesamt	72	205	292	301	382	466	554	657	760	945	1181	
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,0	10,1	12,2	14,9	18,0	23,9	32,0	
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483	
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,4	9,7	10,9	11,6	13,3	16,4	21,5	
EE-Gesamt	165	346	602	610	954	1175	1436	1711	1981	2523	3046	
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,7	6,5	6,5	10,3	12,9	16,1	19,6	23,3	31,1	39,5	
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2854	2487	2012	1567	1256	806	504	
Umwandlungsverl. Übrige *)	823	866	971	971	1001	1007	1017	1017	1004	1024	1100	
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3855	3494	3029	2583	2260	1830	1604	
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,2	25,6	23,3	20,9	19,2	16,7	15,5	
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000	
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,6	7,8	8,1	8,4	8,7	9,3	9,7	
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	14189	13632	13016	12371	11780	10970	10323	
	99	100	100	101,0	98,1	94,2	90,0	85,5	81,4	75,8	71,3	
Mineralöl	5688	5470	5154	5228	5087	5042	5034	4823	4574	4129	3694	
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1688	1407	1251	1087	904	698	561	
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1415	1272	1197	1052	810	481	217	
Naturgase 1)	2789	3086	3295	3360	3316	3333	3302	3208	2971	2522	2064	
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11506	11055	10784	10170	9259	7829	6535	
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0	
EE - Inland und Import 2)	284	382	665	665	1312	1589	1886	2211	2529	3144	3788	
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-25	-22	-14	-11	-7	-4	0	
Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,2	11,7	14,5	17,9	21,5	28,7	36,7	
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	883	844	839	848	785	743	719	668	594	483	386	
1990 = 100 (993 Mio.t/a) **)	88,9	85,0	84,4	85,4	79,1	74,8	72,4	67,3	59,9	48,7	38,8	
Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	208	250	274	325	399	510	607	
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0753	0,0744	0,0739	0,0732	0,0722	0,0709	0,0697	
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0627	0,0599	0,0591	0,0601	0,0590	0,0553	0,0485	0,0414	

*) einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten
1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import!
einschließlich Verluste der Biomassenutzung und der REG-H2-Herstellung
**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-D1; 12.6.08

Tabelle 32: Szenario D1, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	14189	13016	11780	10970	10323
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1312	1886	2529	3144	3788
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,2	14,5	21,5	28,7	36,7
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	9254	8937	8490	8125	7719
Endenergie EE, PJ/a	602	807	954	1436	1981	2523	3046
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,3	16,1	23,3	31,1	39,5
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1893	1856	1827	1806	1777
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	352	605	896	1191	1382
Anteil EE, %	12,3	17,2	18,6	32,6	49,0	66,0	77,7
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4758	4533	4225	3962	3692
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	382	554	760	945	1181
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,0	12,2	18,0	23,9	32,0
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2604	2548	2438	2356	2251
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	277	325	387	483
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,4	10,9	13,3	16,4	21,5
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	623	604	601	616	641
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	101	172	275	380	467
Anteil EE, %	10,4	14,2	16,2	28,5	45,8	61,7	72,9
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	14189	13016	11780	10970	10323
Erneuerbare Energien	665	932	1312	1886	2529	3144	3788
Mineralöl	5154	4678	5087	5034	4574	4129	3694
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1992	1663	1237	897	694	561
Braunkohle	1596	1618	1415	1197	810	481	217
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3295	3089	3316	3302	2971	2522	2064
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11481	10770	9252	7825	6535
Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾	15,5	17,2	20,9	27,6	40,1	51,4	61,1

Fußnoten wie Tabelle 3-2.

Tabelle 33: Eckdaten Szenario D2: wie Szenario D2; zusätzlich stark kohleorientierter Kraftwerksausbau

Endenergie- und Primärenergieverbrauch 1995, 2000, 2005; Szenario bis 2050												
Szenario 2008 D2 (KOHLE)												
PJ/a	1995	2000	2005	2005 temp.	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Gesamte Endenergie 2005 = 100	9322	9235	9240	9385	9254	9073	8937	8747	8490	8125	7719	
nach Energieträgern	101	100	100	101,6	100,2	98,2	96,7	94,7	91,9	87,9	83,5	
Bektrizität	1649	1779	1852	1852	1893	1878	1856	1842	1827	1806	1777	
Kollektorwärme	1	4	10	10	21	43	72	110	149	232	340	
Geothermie	1	6	6	6	11	29	62	109	155	240	359	
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	70	195	276	285	350	394	420	438	456	473	482	
EE-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fossile Fern- +Nahwärme	279	289	291	303	292	278	270	282	286	283	275	
Industrielle KWK-Wärme, fossil	246	222	197	197	135	114	114	118	127	128	130	
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	2070	2145	2185	2247	2230	2105	1915	1810	1650	1490	1210	
Steinkohlen	550	425	367	371	315	215	157	146	129	106	80	
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4455	4160	3975	4033	3788	3767	3794	3603	3385	2980	2583	
EE-Kraftstoffe (H2 + Bio)	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483	
EE-Anteile												
EE-Strom (Endenergie), ges.	92	132	229	229	352	459	605	764	896	1191	1382	
- Anteil an gesamt (%)	5,6	7,4	12,3	12,3	18,6	24,4	32,6	41,5	49,0	66,0	77,7	
EE-Wärme, gesamt	72	205	292	301	382	466	554	657	760	945	1181	
- Anteil an gesamt (%)	1,4	4,3	6,0	6,0	8,0	10,1	12,2	14,9	18,0	23,9	32,0	
EE-Kraftstoffe	1	9	81	81	220	250	277	290	325	387	483	
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,3	3,2	3,2	8,4	9,7	10,9	11,6	13,3	16,4	21,5	
EE-Gesamt	165	346	602	610	954	1175	1436	1711	1981	2523	3046	
Anteil an Endenergie (%)	1,8	3,7	6,5	6,5	10,3	12,9	16,1	19,6	23,3	31,1	39,5	
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3161	3233	3162	3162	2861	2505	2044	1606	1301	840	525	
Umwandlungsverl. Übrige *)	823	866	971	971	1005	1014	1028	1029	1018	1034	1108	
Umwandlungsverl. insgesamt	3984	4099	4133	4133	3865	3519	3071	2635	2319	1874	1632	
- Anteil an FEV (%)	27,9	28,5	28,6	28,3	27,2	25,8	23,5	21,2	19,6	17,0	15,8	
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	963	1068	1096	1096	1080	1065	1050	1040	1030	1015	1000	
- Anteil an FEV (%)	6,7	7,4	7,6	7,5	7,6	7,8	8,0	8,4	8,7	9,2	9,7	
Primärenergie 2005 = 100	14269	14401	14469	14613	14200	13657	13058	12422	11839	11014	10352	
	99	100	100	101,0	98,1	94,4	90,2	85,9	81,8	76,1	71,5	
Mineralöl	5688	5470	5154	5228	5087	5042	5034	4823	4574	4129	3694	
Steinkohlen, Sonstige, nicht bio.Müll	2075	2051	2010	2015	1756	1622	1539	1419	1249	969	741	
Braunkohlen	1734	1550	1597	1597	1511	1422	1401	1290	1091	680	407	
Naturgase 1)	2789	3086	3295	3360	3162	2994	2853	2690	2404	2096	1721	
Fossile Primärenergie	12286	12157	12056	12200	11516	11080	10826	10222	9317	7874	6564	
Kernenergie	1682	1851	1779	1779	1397	1010	360	0	0	0	0	
EE - Inland und Import 2)	284	382	665	665	1312	1589	1886	2211	2529	3144	3788	
Importsaldo Nicht-EE-Strom	17	11	-31	-31	-25	-22	-14	-11	-7	-4	0	
Anteil EE an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	2,0	2,7	4,6	4,6	9,2	11,6	14,4	17,8	21,4	28,5	36,6	
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	883	844	839	848	794	760	743	696	626	507	404	
1990 = 100 (993 Mio.t/a)**)	88,9	85,0	84,4	85,4	79,9	76,6	74,8	70,1	63,0	51,0	40,7	
Vermied. CO2-Emissionen seit 1990 (Mio. t/a)	110	149	154	145	199	233	250	297	367	486	589	
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	0,0780	0,0761	0,0765	0,0764	0,0761	0,0759	0,0760	0,0758	0,0755	0,0739	0,0727	
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	0,0664	0,0633	0,0627	0,0627	0,0605	0,0604	0,0619	0,0612	0,0579	0,0507	0,0432	

*) einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der H2-Erzeugung; einschl. stat. Differenzen bei Ist-Daten
1) Erdgas, Erdöl, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für EE-Import!
einschließlich Verluste der Biomassennutzung und der REG-H2-Herstellung
**) ohne nichtenergetischen Verbrauch, einschl. Hochofenprozess; ohne restl. Industrieprozesse (1990 = 39 Mo. t; 2000 = 38 Mo. t; 2005 = 36 Mo. t)

Aktuell/LE-08-D2; 14.6.08

Tabelle 34: Eckdaten des Szenario D2, speziell Beiträge der erneuerbaren Energien

	2005	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	14200	13058	11839	11014	10352
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	665	932	1312	1886	2529	3144	3788
Anteil EE an PEV; %	4,7	6,7	9,2	14,4	21,4	28,5	36,3
Endenergie, PJ/a	9240	9423 ⁰⁾	9254	8937	8490	8125	7719
Endenergie EE, PJ/a	602	807	954	1436	1981	2523	3046
Anteil EE an EEV; %	6,6	8,6⁰⁾	10,3	16,1	23,3	31,1	39,5
Strom Endenergie, PJ/a	1852	1829	1893	1856	1827	1806	1777
Strom-End EE, PJ/a/a	229	314	352	605	896	1191	1382
Anteil EE, %	12,3	17,2	18,6	32,6	49,0	66,0	77,7
Wärme Endenergie, PJ/a ²⁾	4859	4995	4758	4533	4225	3962	3692
Wärme-End EE, PJ/a	292	325	382	554	760	945	1181
Anteil EE, %	6,0	6,6	8,0	12,2	18,0	23,9	32,0
Kraftstoff Endenergie, PJ/a ³⁾	2529	2599	2604	2548	2438	2356	2251
Kraftstoffe EE, PJ/a	81	167	220	277	325	387	483
Anteil EE, %	3,2	6,4³⁾	8,4	10,9	13,3	16,4	21,5
Bruttostromverbrauch., TWh/a ⁴⁾	612	617	623	604	601	616	641
EE-Erzeugung, TWh/a	63,6	87,5	101	172	275	380	467
Anteil EE, %	10,4	14,2	16,2	28,5	45,8	61,7	72,9
Primärenergie, PJ/a	14469	13842	14200	13058	11839	11014	10352
Erneuerbare Energien	665	932	1312	1886	2529	3144	3788
Mineralöl	5154	4678	5087	5034	4574	4129	3694
Steinkohlen, Sonst.,	1980	1992	1731	1525	1242	965	741
Braunkohle	1596	1618	1511	1401	1091	680	407
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3295	3089	3162	2853	2404	2096	1721
Kernenergie	1779	1533	1397	360	0	0	0
Fossile Energien, gesamt	12025	11377	11491	10812	9310	7870	6564
Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990; %⁵⁾	15,5	17,2	20,0	25,2	37,0	48,9	59,3

Fußnoten wie Tabelle 3-2.