Prof. Dr. Helmut Völcker Essen, 5. September 2011

Stromerzeugung in Deutschland – quo vadis?

Ohne Übertreibung kann man wohl sagen, dass es lange nicht mehr so schwierig gewesen ist, auf diese Frage eine schlüssige Antwort zu geben. Ich will es dennoch versuchen, wohl wissend, dass alle Prognosen der Vergangenheit, die ich kenne, eines gemeinsam haben: Sie waren alle falsch. Und das nicht etwa, weil die Unternehmen, deren Aufgabe die Stromerzeugung ist, unfähig gewesen wären, technische und wirtschaftliche Lösungen dafür bereitzustellen. Was sich permanent geändert hat, waren die politischen Rahmenbedingungen, unter denen die Aufgaben zu bewältigen waren. Man kann es auch einfacher ausdrücken: Es gab in Deutschland seit vielen Jahren kein längerfristig gültiges Energieprogramm. Überdies haben sich auch die weltwirtschaftlichen Randbedingungen laufend verändert. Soviel zur Relativierung meiner Ausführungen.

Nachfolgend möchte ich, ausgehend von den gesicherten Daten der Vergangenheit, den sich durch die so genannte Energiewende abzeichnenden Umbruch sozusagen als Momentaufnahme aufzeigen und eine Prognose wagen, deren Konsequenzen ich abschließend beleuchten möchte.

Die verfügbaren Ganzjahresvergleiche bis einschließlich 2010 für die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, deren Auslastung und Bruttostromerzeugung zeigt Abb. 1.

Ihr Beitrag zur Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in % vom Gesamtbruttostromaufkommen 2010 zeigt Abb. 2. Dabei ist der Anteil der so genannten Erneuerbaren Energien nach Einzelbeiträgen aufgeschlüsselt. Aus der Relation von Anlagenkapazitäten und Stromerzeugung ergibt sich rein rechnerisch für Windanlagen eine Jahresausnutzung von etwa 1.500 Volllaststunden pro Jahr und für Photovoltaikanlagen von rd. 700 h/a. Ersichtlich ist diese geringe Arbeitsverfügbarkeit zusammen mit der nicht planbaren Zeitverfügbarkeit eines der zu bewältigenden Probleme in der zukünftigen Stromversorgung unseres Landes.

Über den Stromsektor hinaus, auf den wir hier besonders das Augenmerk richten, zeige ich Ihnen in Abb. 3 der Vollständigkeit halber den Energiemix in Anteilen der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2010 in Höhe von insgesamt 479,6 Mio. t SKE. Die Werte in Klammern zeigen die Verhältnisse im Jahre 2009. In der Gegenüberstellung mit der Abb. 2 werden zwei Fakten deutlich: Die vernachlässigbare Rolle des Mineralöls für die Stromwirtschaft und der Stromaustauschsaldo mit einem Exportüberschuss von 1,5 % des Primärenergieverbrauches in Form von Nettostromabgaben ins Ausland.

Die Momentaufnahme zur Mitte des Jahres 2011 zeigt ein geradezu dramatisch verändertes Bild, wobei die durch die Tsunami-Katastrophe am Kernkraftwerk Fukushima verfügte Abschaltung der 8 ältesten Kernkraftwerke in Deutschland, von denen zu diesem Zeitpunkt bereits 2 außer Betrieb waren, erst Mitte März 2011 erfolgte.

Anschaulich wird dies in Abb. 4, die die Veränderungen der Primärenergieanteile am Gesamtverbrauch im ersten Halbjahr 2011 zeigt. Der Rückgang der Kernenergie ist Folge der Reaktorabschaltungen, der im Erdgasverbrauch ist auf den milden Witterungsverlauf gegenüber 2010 zurückzuführen.

Soweit die Fakten zur Stromversorgungssituation in Deutschland bis heute.

Vor dem Blick in die Zukunft des Strommarktes in Deutschland ist eine kritische Betrachtung des Kraftwerksparks, der bisher den Strombedarf gedeckt hat, notwendig.

Generell ist zu sagen: Der deutsche Kraftwerkspark ist überaltert. Bis in die jüngste Vergangenheit wurde für Großkraftwerke von einer technischen und wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen. Auf dieser Basis ergibt sich eine technisch bedingt notwendige Kraftwerkserneuerung von 60.000 MW bis 2020 und 90.000 MW bis 2030, siehe dazu Abb. 5. Demgegenüber sind folgende Fakten zu konstatieren:

- Im Zeitraum von 1990 bis 2008 wurden in Westdeutschland gemessen an der Gesamtkapazität kaum neue Kraftwerke in Betrieb genommen. Neue Braunkohlekraftwerke wurden überwiegend in den neuen Bundesländern nach der politischen Wende errichtet und in Betrieb genommen.

- Aus den Inbetriebnahmejahren und den Annahmen zur technischen und wirtschaftlichen Lebensdauer wurden Sterbelinien entwickelt, die schnell wachsende große Deckungslücken aufzeigen.

- In der Folge wurden ca. 60 Kraftwerksprojekte mit einer Gesamtleistung von ca. 35.000 MW auf der Basis fossiler Primärenergien mit Inbetriebnahmehorizonten bis 2018 entwickelt.

- Im Bau befindet sich gegenwärtig eine Gesamtkapazität von nur 12.500 MW_{el}, die überdies aus unterschiedlichen Gründen verzögert ans Netz gehen wird. Verantwortlich dafür sind:

    - durch Klagen bedingte Verzögerungen der Fertigstellung. Als prominentes Beispiel dafür ist das E.ON-Kraftwerksprojekt Datteln mit einer Leistung von 1.100 MW zu nennen.

- Materialtechnische Probleme bei den Kesselrohrwerkstoffen – T24-Stahl – haben bei insgesamt 9 Kraftwerksprojekten zu erheblichen Verzögerungen in den Inbetriebnahmeplanungen geführt. Besonders betroffen ist das Kraftwerk Walsum (725 MW) der STEAG in Gemeinschaft mit der österreichischen EVN und EnBW als beteiligtem Stromabnehmer. Nach zwei vergeblichen Versuchen der Kesselinbetriebnahme ist nun eine Gesamtsanierung notwendig, die die Inbetriebnahme um mindestens zwei weitere Jahre verzögern wird.

- Zusätzlich haben genehmigungsrechtliche Probleme zur Aufgabe von Bauvorhaben für kohlegefeuerte Großkraftwerke geführt. Zu nennen sind hier beispielsweise die Standorte Bremen, Dörpen, Ensdorf, Krefeld, Lubmin und Mainz.

Modern sind hingegen die inzwischen errichteten Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von rd. 27.000 MW_e, davon jedoch nur 60 MW_e offshore sowie die Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 17.000 MW_e. Ihr Beitrag zur Stromversorgung hat im ersten Halbjahr 2011 etwas über 20 % ausgemacht. Die von den Verbrauchern dafür zu tragenden Mehrkosten betragen gegenwärtig 3,53 Cent/kWh. Ausnahmeregelungen gelten allerdings für die stromintensive Industrie.

Für die zukünftige Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks existiert eine Reihe von Studien, die teils von Energieversorgungsunternehmen, aber auch von Bundesministerien und Verbänden in Auftrag gegeben wurden. Zielsetzung dieser Studien war die Entwicklung von Szenarien für den von der Bundesregierung angestrebten Umbau der Stromversorgung vom Einsatz von Kernkraft und fossilen Brennstoffen auf Erneuerbare Energien. Ich will hier nicht den Versuch machen, diesen Studien eine neue Variante hinzuzufügen, vielmehr möchte ich mich kritisch mit in den Studien getroffenen Annahmen und daraus resultierenden Konsequenzen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Stromversorgung auseinandersetzen.

Die aus dem Jahr 2008 stammenden Leitstudien, deren Umsetzbarkeit vorübergehend durch die von der Bundesregierung 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke in Frage gestellt wurden, dürfen nach der neuen Energiepolitik unter der Überschrift Energiewende vom Frühjahr dieses Jahres inzwischen wieder als politische Zielvorgabe angesehen werden. Ich möchte Ihnen daher nachfolgend sozusagen als Diskussionsreferenz das aktuelle Leitszenario 2010 aus der DLR-Studie für das Bundesumweltministerium erläutern, das in Abb. 6 quantitativ dargestellt ist. Dieses Szenario entspricht der politischen Zielsetzung, den Anteil von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas an der Stromerzeugung in

Deutschland, die bis einschließlich 2010 etwa 78 % der Stromdarbietung beinhaltete, drastisch zu reduzieren.

Als politische Ziele gelten: Weitestgehende Umstellung der Stromversorgung von Kernkraft und fossilen Brennstoffen auf Erneuerbare Energien, die bis heute rd. 20 %, bis 2030 35 % und bis 2050 mindestens 50 % im Idealfall 70 bis 80 % des deutschen Strombedarfs decken sollen, mit signifikantem Stromimport auf der Basis Erneuerbarer Energien. Begleitet werden soll diese Umstellung mit einer drastischen Reduzierung des Stromverbrauchs um etwa 3 %/a.

Die Umsetzung dieser Zielvorgaben ist mit folgenden Risiken behaftet:

Unsicherheit der Strombedarfsentwicklung, zeitgerechter Umbau des Transportsnetzes für Strom, zeitgerechter Bau der notwendigen Speicher und umweltverträglichen Reservekraftwerke für das schwankende Angebot aus den Wind- und Photovoltaik-Anlagen.

Bereitschaft der Nachbarstaaten zum Ausbau der Kuppelstellen und zum Export ihrer Erneuerbaren Energien nach Deutschland. Siehe dazu auch das aktuelle Leitszenario 2010 für die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern ohne Pumpspeicherkraftwerke aus der DLR-Studie für den BMU von 2008. Es ist anzumerken, dass die erdgasgefeuerten Anlagen noch lange relevante Beiträge leisten müssen.

Der in diesem Kreis besonders interessierende gesamte Erdgasverbrauch gemäß aktuellem Leitszenario 2010 nach Verwendungsarten ist aus Abb. 7 zu ersehen. Ersichtlich sinkt der Verbrauch insgesamt bis zum Jahre 2030 gegenüber dem Wert von 2010 um 19 %, wobei der Anteil an der Stromerzeugung sogar bis 2025 annähernd konstant bleibt und bis 2030 langsam sinkt. Nach diesem Szenario behält das Gas bis ins Jahr 2050 weiterhin einen signifikanten Anteil am Gesamtaufkommen. Dabei geht allerdings der Kondstromanteil stark zurück.

Ohne Zweifel stellen die energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung und die erwartete Marktentwicklung neue Großkraftwerksprojekte, insbesondere auf Basis Steinkohle und Braunkohle, massiv ins Risiko. Dazu trägt auch die zu beobachtende lokalpolitische Abwehr neuer Kraftwerksprojekte bei, wie die schon genannten Beispiele Bremen, Ensdorf, Mainz, Dörpen, Lubmin und Datteln belegen.

Die für 14 Jahre nach Inbetriebnahme in Aussicht gestellte Gratisallokation von CO_2-Zertifikaten für neue bis 2012 fertig gestellte Kraftwerke hat die Bundesregierung inzwischen zurückgezogen.

Die Projektentwicklungs- und -herstellkosten für neue Kraftwerke sind in den letzten Jahren dramatisch gestiegen. Dies ist auch auf die Entwicklung

in den Wachstumsmärkten China und Indien zurückzuführen. Die gestiegenen spezifischen Investitionen in neue Kohlekraftwerke bis zu 2.000 €/kW und der Fortfall der Gratisallokation von CO_2-Zertifikaten machen eine weitere Lebensdauerverlängerung und den Weiterbetrieb 40 Jahre alter Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zur kostengünstigeren und wirtschaftlich weniger riskanten Variante.

Die 2008 drastisch gesunkenen Primärenergiepreise und die stabileren Preise für CO_2-Zertifikate verstärken den Gesamtkostenvorteil abgeschriebener Kraftwerke gegenüber effizienteren neuen Kraftwerken.

Die bis 2016 notierten Futures für den Großhandelsstrompreis geben auch nicht annähernd eine Kostendeckung für neue Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke her. Für das Beispiel neuer Steinkohlekraftwerke der 750 MW-Klasse im Vergleich zu abgeschriebenen Steinkohlekraftwerken mit einer Leistung von 350 MW zeigt die Vollkostenrechnung für das Altkraftwerk deutliche Vorteile (Abb. 8). Bei dieser Rechnung wurde von 6.500 Volllastbenutzungsstunden ausgegangen. Dies entspricht dem Grundlastbetrieb abzüglich Einspeisung von landinstallierten Windanlagen. Hier wird deutlich, dass die CO_2-Zertifikatkostenrechnung die Wirkungsnachteile der Altanlagen gegenüber Neuanlagen nicht zu kompensieren vermag. Die Kostenrechnung zeigt bei den Stromgestehungskosten sogar noch eine Reserve für Zusatzkosten Lebensdauer verlängernder Maßnahmen für die Altkraftwerke, wie die Gegenüberstellung der Vollkosten eines neuen Erdgas-GuD-Kraftwerkes der 400 MW-Klasse mit dem abgeschriebenen 350 MW-Steinkohlekraftwerk belegt (Abb. 9).

Aus heutiger Sicht ergibt die Analyse des energiepolitischen und des energiewirtschaftlichen Umfeldes der Stromversorgung in Deutschland folgendes Fazit:

Die deutsche Energiepolitik ist hochgradig Umweltschutz orientiert. Ein Konsens über ein schlüssiges Energiekonzept als Basis für die notwendigen Investitionen ist nicht erkennbar.

Fossilgefeuerte Kraftwerke werden bis zur Mitte dieses Jahrhunderts weiterhin notwendig, wobei gasgefeuerte Anlagen an Bedeutung gegenüber kohlegefeuerten Anlagen zunehmen werden. Fehlende Akzeptanz und schwierig Genehmigungspraxis machen neue Kohlekraftwerksprojekte sehr riskant.

Da die bestehenden Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke überwiegend unbefristete Betriebsgenehmigungen haben, werden die EVU diese solange wie möglich weiter betreiben und damit wahrscheinlich keine Deckungslücke entstehen lassen. Für den Weiterbetrieb alter Kraftwerke spricht auch die Wirtschaftlichkeit, die durch Lebensdauerverlängerungen noch lange

am Netz bleiben können. Die geringe Kapitalbindung macht diese Anlagen relativ flexibel.

Die Weiterentwicklung der Kohlekraftwerkstechnik hin zu höheren Wirkungsgraden und komplexer Anlagentechnik wird heute kritisch gesehen.

Investitionen und Betriebskosten in CCS-Anlagen verschlechtern die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken deutlich. Daher wird die Sinnhaftigkeit der Entwicklung von CCS angesichts der politisch gewollten kurzen Nutzungsdauer bis 2050 und der geringen Nachrüstfähigkeit der Bestandsanlagen als zweifelhaft beurteilt. Dabei spielt auch die geringe Akzeptanz der Bevölkerung für diese Technik eine wichtige Rolle.

Mit Blick in die Zukunft ist die Strombedarfsentwicklung die wichtigste Bestimmungsgröße für die erforderlichen Stromerzeugungskapazitäten. Trotz der seit Jahren beobachteten Entkopplung des Primärenergieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum in Deutschland, wonach der Primärenergieverbrauch in Deutschland mit schwacher Tendenz rückläufig ist, gilt dies für den Stromverbrauch nicht. Von dem durch den Konjunktureinbruch 2009 beobachteten Bedarfsrückgang um 4 % abgesehen, ist in den vergangenen Jahrzehnten stetig ein Zuwachs von mindestens 1 % pro Jahr zu verzeichnen gewesen. Dieser Verbrauchsanstieg ist das Resultat gegenläufiger Trends. Verbrauchdämpfend wirken der Rückgang der Bevölkerung und die Effizienzsteigerung beim Energieeinsatz durch geringere spezifische Verbräuche in den Umwandlungsprozessen und im Endenergiebedarf der Strom verbrauchenden Geräte.

Der im Leitszenario der Studie für das BMU aus dem Jahre 2008 angesetzte Steigerungssatz der Primärenergieproduktivität von 3 % pro Jahr ist allerdings deutlich zu hoch angesetzt und durch Vergangenheitswerte nicht zu belegen. Bedarfsteigernd und damit gegenläufig wirken vermehrte und zusätzliche Einsatzbereiche von Strom, wie beispielsweise Klimatisierung, IT-Technik und Elektromobilität. In die gleiche Richtung wirkt die wachsende Anzahl von Singlehaushalten in Deutschland. Varianten möglicher Bevölkerungsentwicklung nach Berechnungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung in einer Bandbreite von Zuwanderungsvarianten zeigt Abb. 10.

Gestützt auf die Erfahrungswerte der letzten Jahrzehnte ist davon auszugehen, dass sich zumindest bis zum Jahr 2030 nur eine geringe Nachfrageänderung in der Stromerzeugung einstellen wird, im Widerspruch zur Aussage des Leitszenarios nach Abb. 6, wonach der Stromverbrauch in Deutschland in den nächsten 20 Jahren um rd. 15 % sinken wird. Diese Diskrepanz geht im Wesentlichen auf die Annahme einer hohen Effizienzsteigerung im Stromeinsatz zurück, auf die ich bereits hingewiesen habe. Deutlich höhere kontinuierliche Nachfragesteigerung wird im Betrachtungszeitraum bis 2030 nach allen Studien für Gesamteuropa erwartet. Damit verbunden sind

auch Zweifel berechtigt, dass Deutschland längerfristig bis zu 15 % des benötigten Stromes durch Importe von Erneuerbarer Energie aus dem Ausland wird decken können.

Ein völlig anderes Bild liefert die Einbeziehung sogenannter „neuer Stromverbraucher", die ab 2025 einen Wiederanstieg des Stromverbrauchs bewirken können und gegenüber dem Stand von 2010 einen Zuwachs von knapp 14 % auf rd. 700 TWh/a für 2050 erwarten lassen (Abb. 11). Ursachen für diesen Anstieg sind in erster Linie Wasserstofferzeugung und in zweiter Linie Elektromobilität.

Nach diesen für die Stromwirtschaft erfreulichen Perspektiven bleibt eine kritische Betrachtung der sogenannten Energiewende geboten. Erkennbar und durch bereits vorliegende Erfahrungen belegt, wirft die politisch angestrebte Umstellung der deutschen Energieversorgung auf überwiegend Erneuerbare Energien bei gleichzeitigem beschleunigtem Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie eine Reihe ungelöster technischer Probleme auf, die hier abschließend kurz angesprochen werden sollen. Ich nenne hier nur die Wichtigsten:

- Die schnellen Änderungen der Einspeisung regenerativer Energie und deren Vorrang beim Netzzugang stellen höchste Anforderungen an die Flexibilität der bestehenden konventionellen Kraftwerke. Dies gilt für An- und Abfahrten sowie Laständerungsgeschwindigkeiten.

- Die fehlenden Speicherkapazitäten für den nicht bedarfsgerechten Anfall Erneuerbarer Energien zum Abfangen von Überschüssen und Ausgleich von fehlendem Stromangebot aus den Erzeugungsanlagen.

  Dazu werden wir Morgen von Herrn Dr. Scherbinski unter den Stichworten Virtuelle Kraftwerke, Bedarfssteuerung und Absatzregulierung hören.

- Die zeitlich begrenzte Strombereitstellung aus Windparks und Solaranlagen und deren Absatzvorrang reduziert die Auslastung der bestehenden konventionellen Kraftwerke, die aus Gründen der Versorgungssicherheit noch über viele Jahre erforderlich sein werden, um eine stabile Stromdarbietung zu gewährleisten. Dies ist im doppelten Sinne mit erheblichen Kosten verbunden.

- Das geografische Auseinanderfallen von Erzeugungs- und Verbrauchszentren in erster Linie bei Off-Shore-Windparks mit notwendigem Richtungstransport des Stroms von der Nord- und Ostsee in die südlich gelegenen Verbrauchszentren erfordert neue Stromtransportleitungen, deren Genehmigung und Bau erfahrungsgemäß auf vielfältige Schwierigkeiten und Widerstände stoßen wird.

- Die spontane Abschaltung von 8 älteren Kernkraftwerken in Deutschland lässt befürchten, dass wir bei extremem Witterungsverlauf mit Versorgungsengpässen rechnen müssen, die wir in der Vergangenheit bei einem ausgewogenen Mix der in der Stromversorgung eingesetzten Primärenergien nicht kannten. Als Gegenmaßnahme sollen Altkraftwerke als Kaltreserve vorgehalten werden, wobei aus politischen Gründen ältere Kohlekraftwerke als Alternative gegenüber Kernkraftwerken bevorzugt werden dürften.

Liste der Abbildungen

Abb 1: Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern in Deutschland in GW
Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in TWh/a

Abb. 2: Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung 2010

Abb. 3: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 (Vorjahreswerte in Klammern, Gesamtverbrauch 479,6 Mio. t SKE)

Abb. 4: Prozentuale Änderung der Anteile verschiedener Energieträger im 1. Halbjahr 2011 im Vergleich zu 2010

Abb. 5: Altkraftwerke in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 120.000 MW_{el}

Abb. 6: Leitszenario 2010 Bruttostromverbrauch bis 2050

Abb. 7: Erdgasverbrauch im Leitszenario 2008 nach Verwendungsarten bis 2050

Abb. 8: Vollkostenvergleich für neue 750 MW_e-Steinkohlekraftwerke und alte 350 MW-Steinkohlekraftwerke

Abb. 9: Vollkostenvergleich neues GuD-Kraftwerk 400 MW mit altem Steinkohlekraftwerk 350 MW im Mittellastbetrieb über 3.100 Volllastleistungsstunden

Abb. 10: Bevölkerungsentwicklung in Deutschland in der Vorausschau bis 2050

Abb. 11: Struktur des Bruttostromverbrauchs und Beitrag „neuer Stromverbraucher“ bis 2050

Abb. 1

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch

Deutschland

Energiedaten
Tabelle 22
letzte Änderung: 28.04.2011

Bruttostromerzeugungskapazitäten (Stand jeweils am Ende des Jahres) - in GW

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Steinkohlen einschl. Mischfeuerung	34,2	33,7	33,9	33,7	33,6	33,3	33,4	33,0	32,2	32,3	31,1	30,1	30,5	32,3	29,4	28,7	22,5	29,6	29,0
Braunkohlen	29,5	27,0	25,5	24,3	24,0	22,2	21,2	20,7	20,3	21,8	22,0	21,6	22,2	22,1	22,0	21,8	5,4	22,4	22,4
Heizöl	10,5	10,3	9,8	9,8	9,8	9,2	8,8	8,7	8,1	7,5	7,5	5,3	5,1	5,6	5,5	5,5	21,3	5,4	5,2
Gase	18,0	18,1	18,3	19,3	20,5	21,3	21,6	21,3	22,0	22,3	22,6	20,3	19,5	19,4	20,6	21,2	3,4	22,8	23,1
Kernenergie	23,7	23,8	23,9	23,9	24,0	24,1	23,5	23,5	23,5	23,6	23,6	23,6	22,1	21,5	21,4	21,2	29,3	21,6	21,5
Wasser	8,7	8,7	8,9	8,9	8,9	9,0	8,9	8,9	8,9	9,0	8,9	8,9	9,0	9,8	10,2	10,1	10,1	10,1	10,3
Wind [1]	0,1	0,2	0,3	0,6	1,1	1,5	2,1	2,9	4,4	6,1	8,8	12,0	14,6	16,6	18,4	20,6	22,2	23,9	25,8
Photovoltaik	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,011	0,018	0,023	0,032	0,076	0,186	0,296	0,435	1,1	2,1	2,9	4,2	6,1	9,9
Geothermie														0,0002	0,0002	0,0002	0,0032	0,0032	0,0075
Sonstige [2]	1,3	1,3	1,3	1,6	1,8	2,2	2,4	1,5	2,1	2,1	2,7	4,1	4,2	4,3	5,0	5,1	2,1	5,6	5,7
Insgesamt [3]	**126,0**	**123,1**	**121,9**	**122,1**	**123,7**	**122,9**	**121,9**	**120,5**	**121,6**	**124,8**	**127,3**	**126,2**	**127,7**	**132,8**	**134,5**	**137,2**	**120,6**	**147,4**	**153,1**
nachrichtlich: Wind [4]	*0,098*	*0,167*	*0,31*	*0,605*	*1,1*	*1,5*	*2,1*												

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Statistisches Bundesamt, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)
1) ab 1998: Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat
2) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen der öffentlichen Versorgungsunternehmen
3) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen öffentlicher Versorgungsunternehmen, ab 1998 einschließlich aller Windkraftanlagen
4) Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern - in TWh

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Steinkohlen	140,8	149,8	141,9	146,2	144,6	147,1	152,7	143,1	153,4	143,1	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,4
Braunkohlen	170,9	158,3	154,5	147,5	146,1	142,6	144,3	141,7	139,4	136,0	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	145,0
Mineralöl	10,8	14,8	13,2	10,1	10,1	9,1	8,1	7,4	6,7	6,3	5,9	6,1	8,7	9,9	10,3	11,6	10,5	9,6	9,2	9,6	8,1
Erdgas	35,9	36,3	33,0	32,8	36,1	41,1	45,6	48,1	50,8	51,8	49,2	55,5	56,3	61,4	61,4	71,0	73,4	75,9	86,7	78,8	83,7
Kernenergie	152,5	147,4	158,8	153,5	151,2	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6
Windkraft		0,1	0,3	0,6	0,9	1,5	2,0	3,0	4,5	5,5	9,5	10,5	15,8	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,6	38,6	36,5
Wasserkraft	19,7	19,2	21,9	22,3	23,5	25,2	22,7	22,0	22,5	24,7	29,4	27,8	28,4	23,5	26,9	26,7	26,8	28,1	26,5	24,7	27,0
davon regenerativ		15,4	18,1	18,5	19,5	20,7	18,3	18,5	18,5	20,7	24,9	23,2	23,7	17,7	19,9	19,6	20,0	21,2	20,4	19,1	20,6
übrige Energieträger	19,3	14,3	14,6	14,1	16,0	16,1	15,6	16,7	18,4	18,9	21,5	22,0	20,1	23,5	25,3	32,9	39,2	46,3	50,1	53,0	66,5
Biomasse									1,1	1,2	1,6	3,3	4,5	6,5	8,4	12,0	14,5	19,1	22,3	25,5	28,4
Photovoltaik									0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,1	4,4	6,6	12,0
Müll		2,4	2,5	2,4	2,6	2,7	2,7	2,8	3,2	3,5	1,8	1,9	1,9	2,2	2,1	3,0	3,9	4,5	4,7	4,4	4,7
andere		11,9	12,1	11,7	13,4	13,4	12,9	13,9	14,0	14,2	18,0	16,9	13,4	14,6	14,2	16,5	18,6	19,6	18,7	16,6	21,4
Insgesamt	**549,9**	**540,2**	**538,2**	**527,1**	**528,5**	**536,8**	**552,6**	**552,3**	**557,3**	**556,3**	**576,5**	**586,4**	**586,7**	**606,7**	**615,3**	**620,6**	**636,9**	**637,2**	**637,1**	**593,2**	**624,7**

Bruttostromverbrauch[1] - in TWh

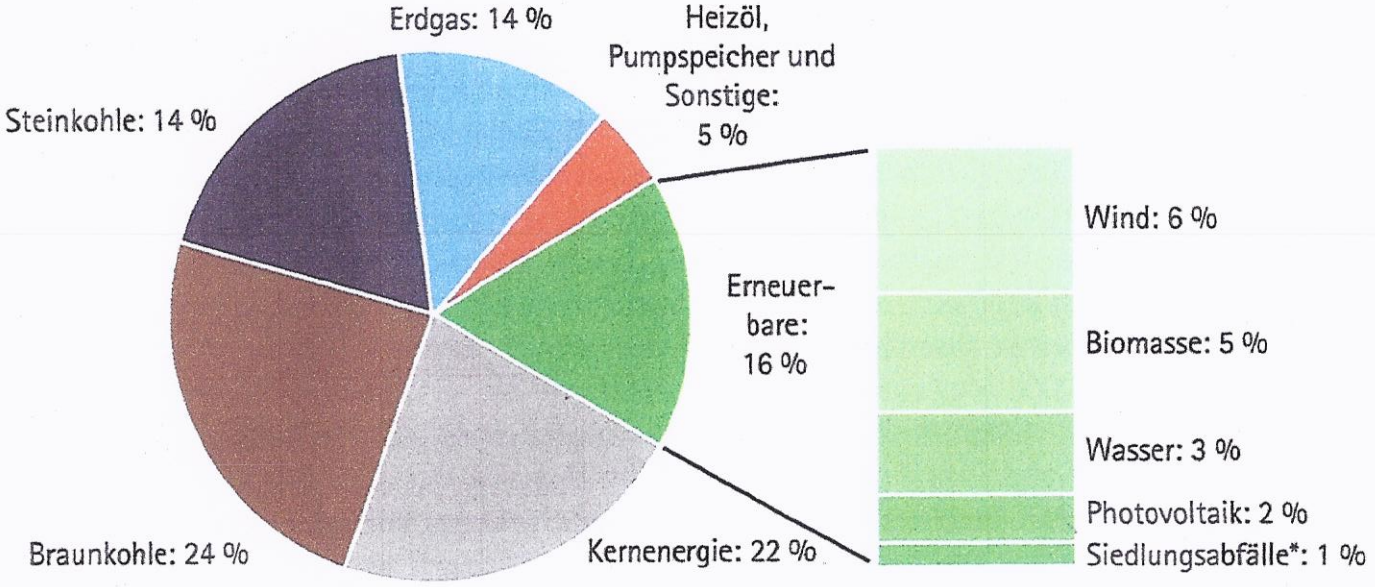
	550,7	**539,6**	**532,9**	**527,9**	**530,8**	**541,6**	**547,3**	**549,9**	**556,7**	**557,3**	**579,6**	**585,1**	**587,4**	**598,6**	**608,0**	**612,1**	**617,2**	**592,0**	**614,6**	**578,9**	**607,8**

Hinweis: Differenzen zu den Werten auf den vorangehenden Seiten aufgrund unterschiedlicher Datenquellen, Erhebungszeiten und Erhebungsumfänge
1) Einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Abb. 2

Anteile Energieträger an der Stromerzeugung

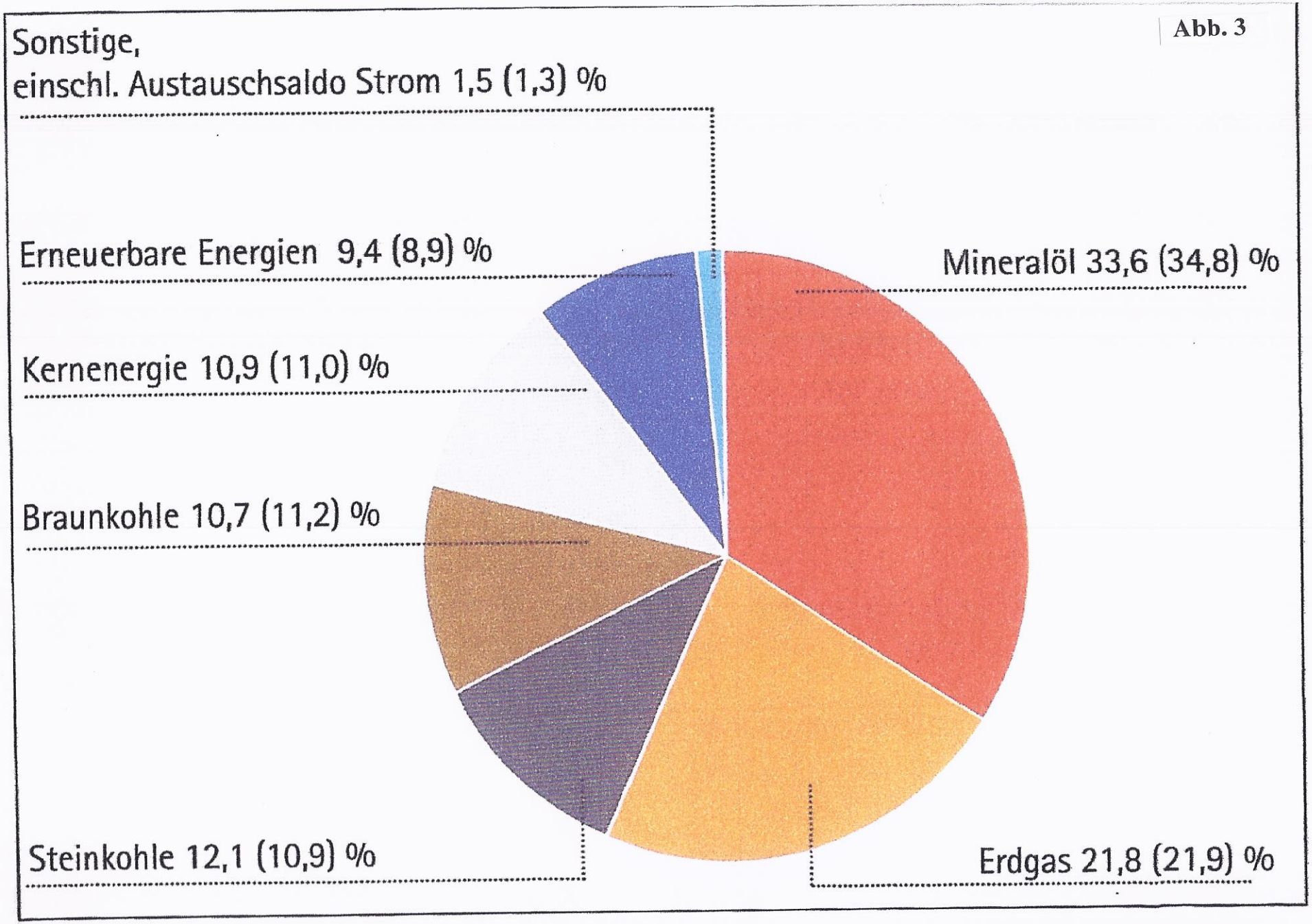
Brutto-Stromerzeugung in Deutschland: 621 Mrd. kWh*



Quellen: BDEW, AG Energiebilanzen

* geschätzt

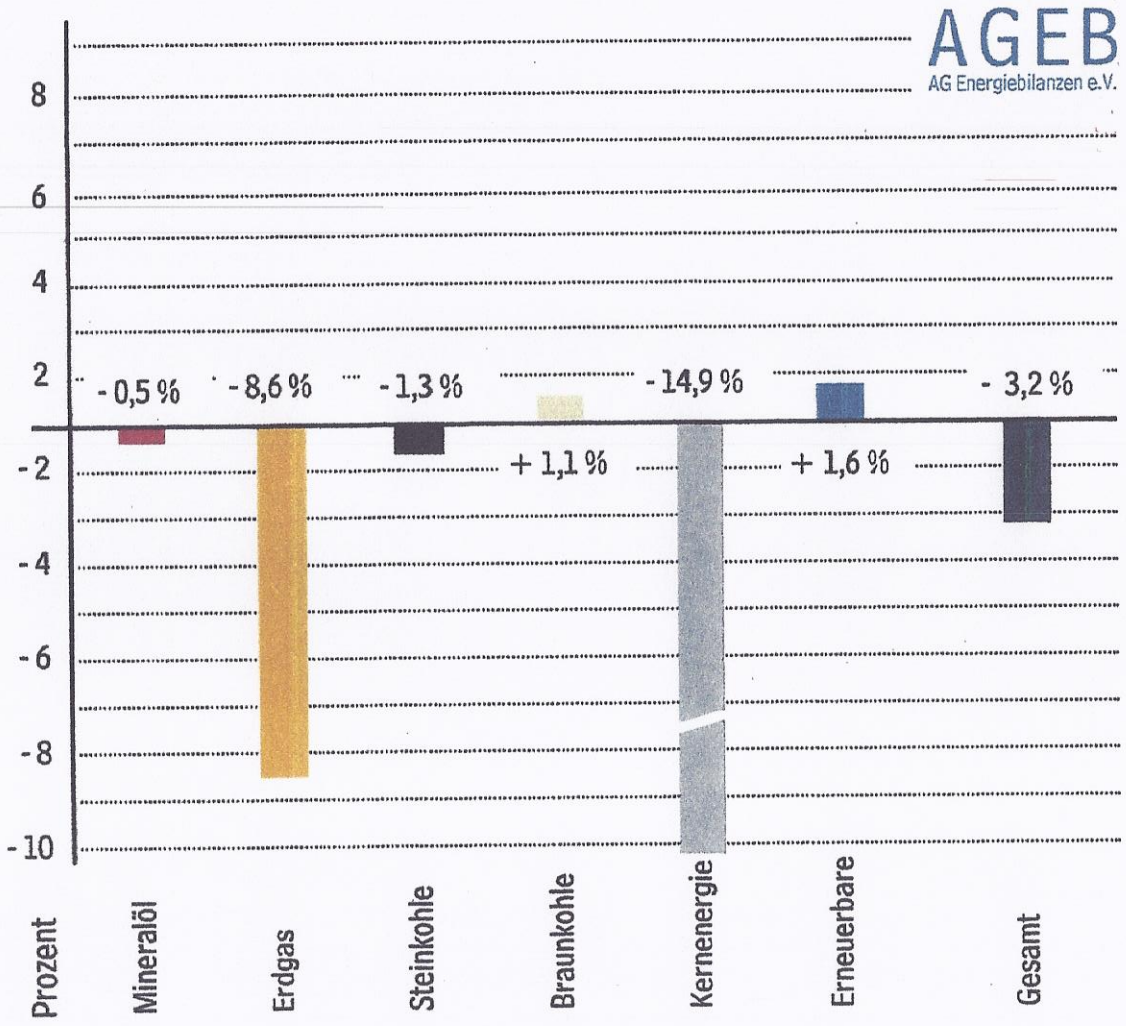
Abb. 3



Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Breiter Energiemix auch 2010 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2010 - gesamt 14 057 PJ (479,6 Mio. t SKE) Vorjahr in Klammern

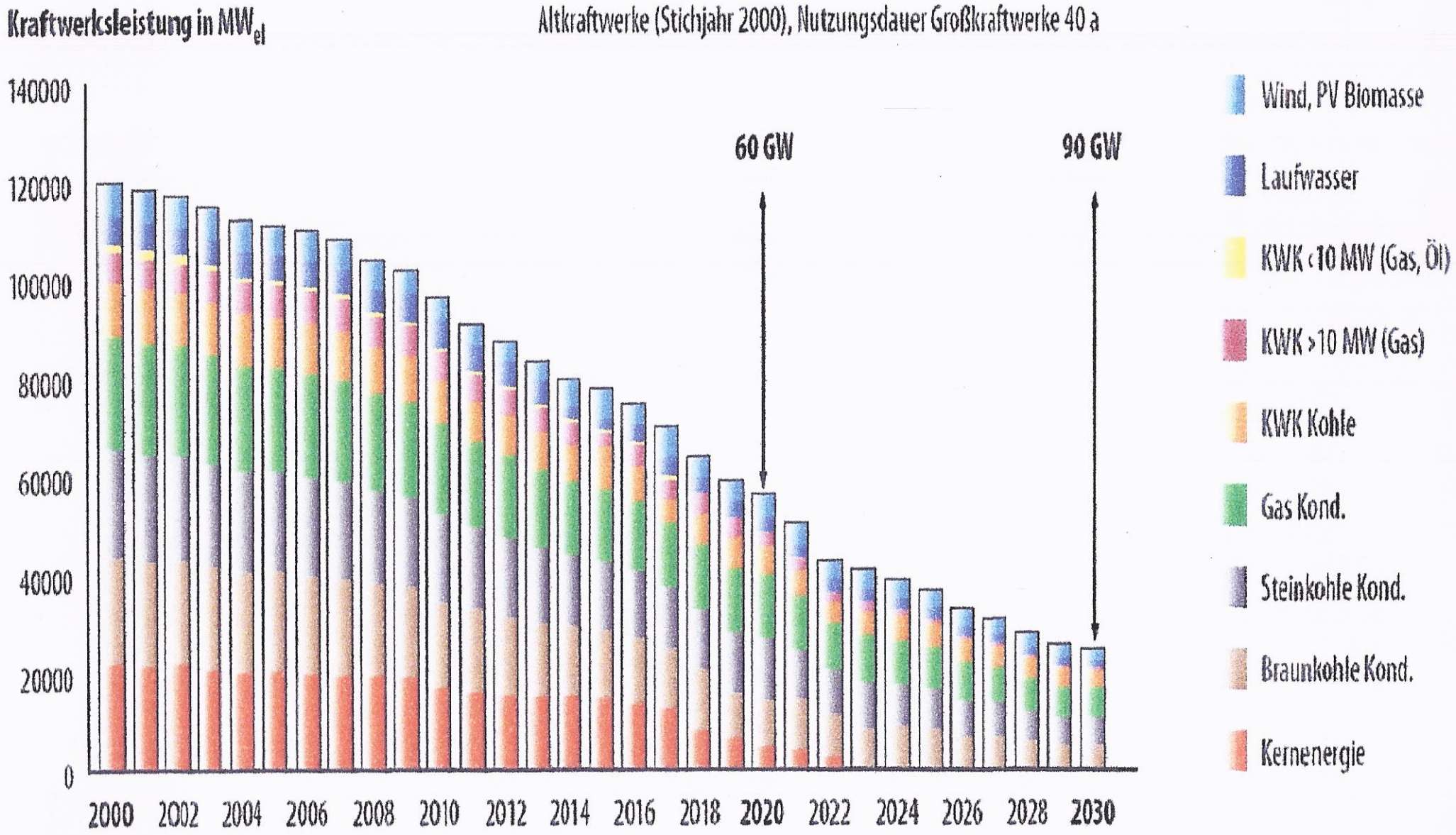
Abb. 4

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im ersten Halbjahr 2011
in Deutschland - Veränderungen in Prozent
Gesamt 6.869 PJ oder 234,4 Mio. t SKE



Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen e.V.

Abb. 5



Quelle: RECCS-Endbericht Wuppertal-Institut für BMU 2008

Abb. 6

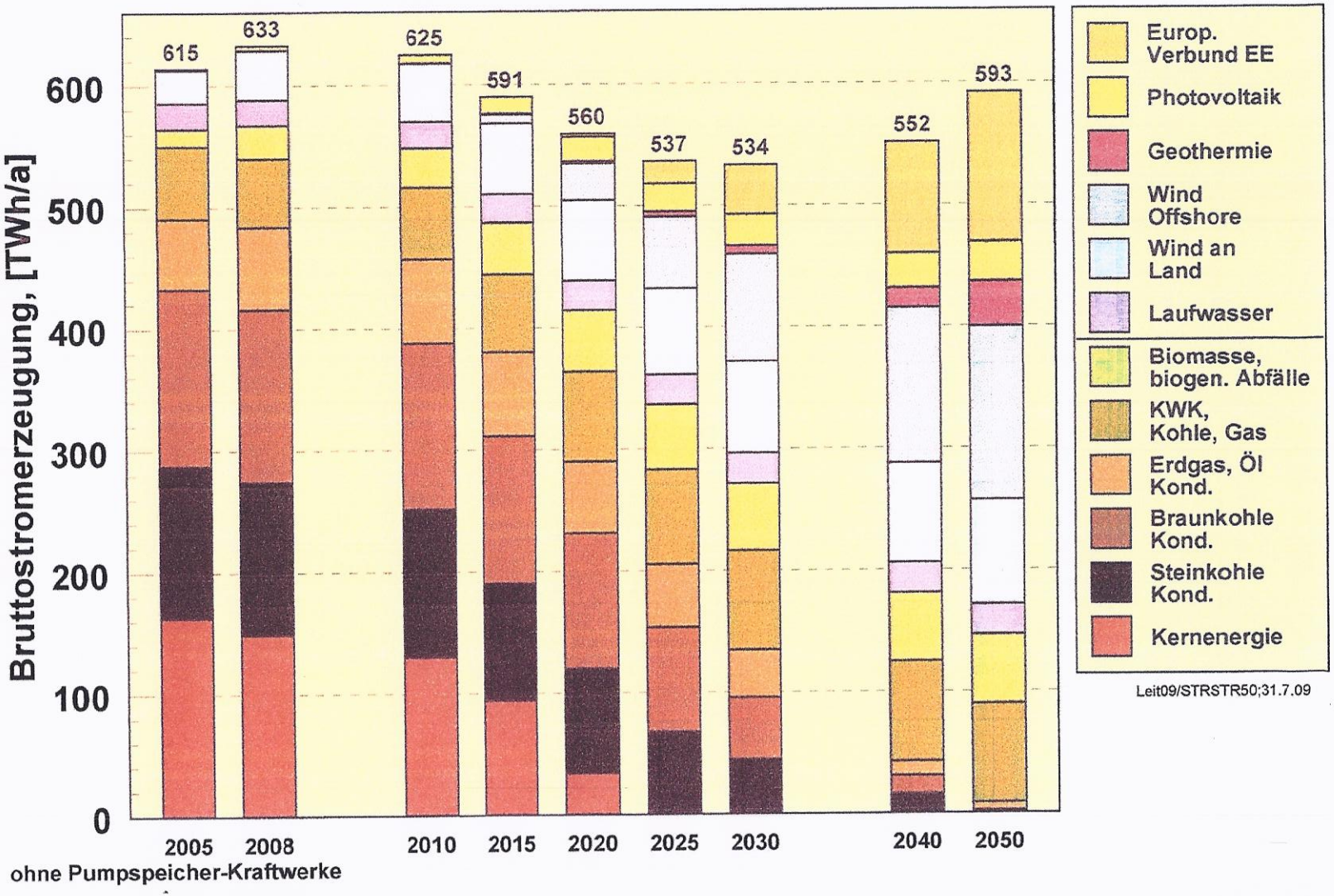

Bruttostromerzeugung, [TWh/a]
0
100
200
300
400
500
600
615
633
625
591
560
537
534
552
593
2005
2008
2010
2015
2020
2025
2030
2040
2050
ohne Pumpspeicher-Kraftwerke
Europ. Verbund EE
Photovoltaik
Geothermie
Wind Offshore
Wind an Land
Laufwasser
Biomasse, biogen. Abfälle
KWK, Kohle, Gas
Erdgas, Öl Kond.
Braunkohle Kond.
Steinkohle Kond.
Kernenergie
Leit09/STRSTR50;31.7.09

Abb. 7

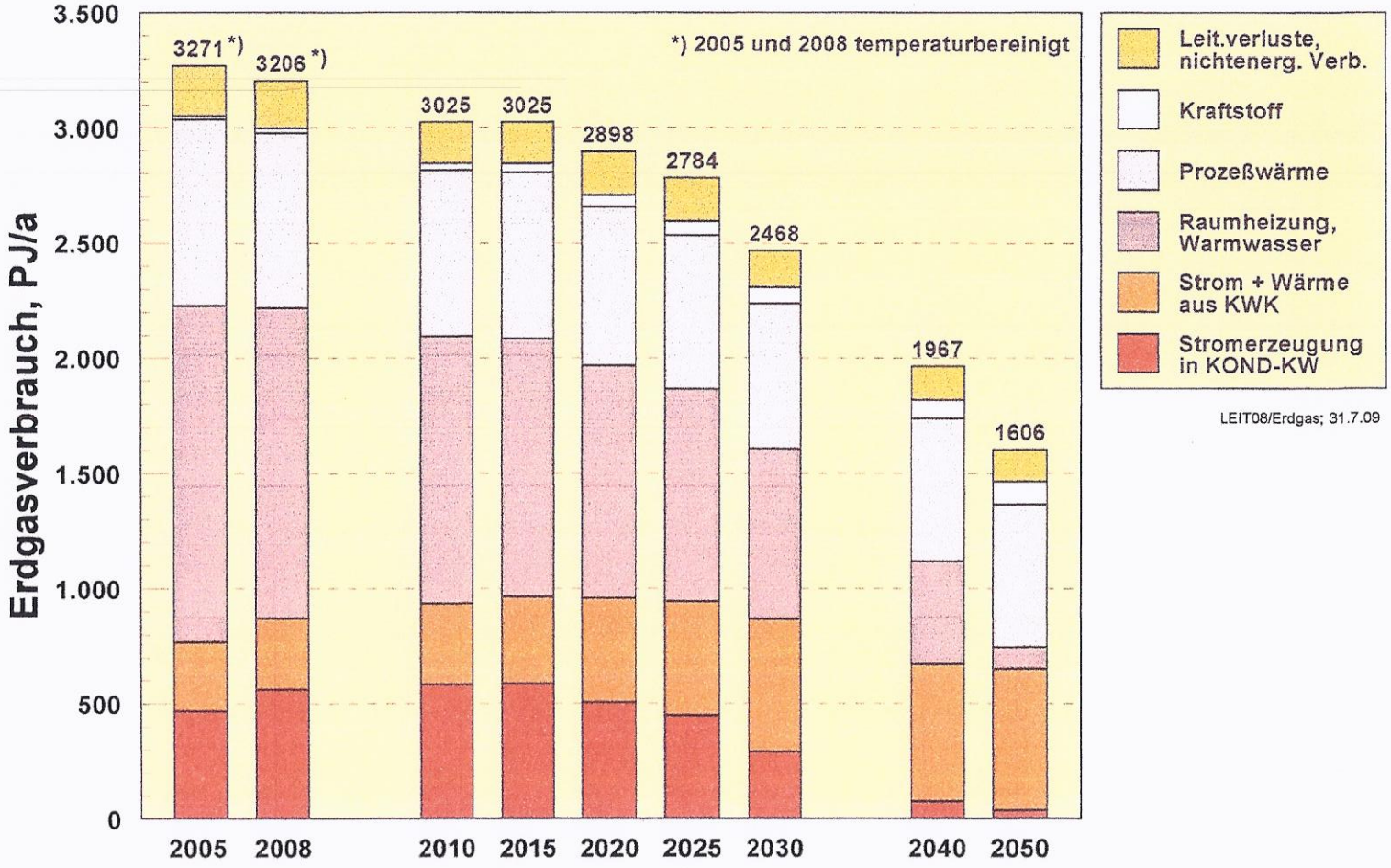
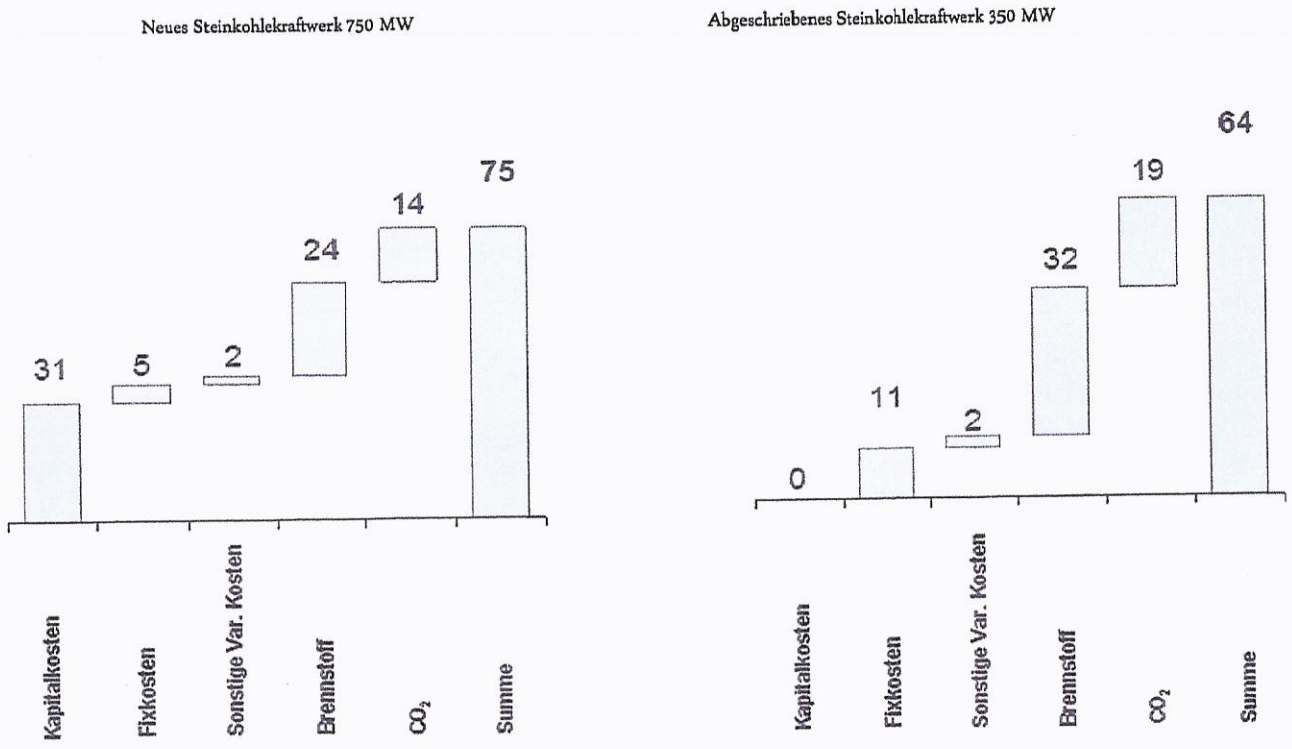

Erdgasverbrauch, PJ/a
3.500
3.000
2.500
2.000
1.500
1.000
500
0
3271 *)
3206 *)
3025
3025
2898
2784
2468
1967
1606
*) 2005 und 2008 temperaturbereinigt
2005
2008
2010
2015
2020
2025
2030
2040
2050
Leit.verluste, nichtenerg. Verb.
Kraftstoff
Prozeßwärme
Raumheizung, Warmwasser
Strom + Wärme aus KWK
Stromerzeugung in KOND-KW
LEIT08/Erdgas; 31.7.09

Abb. 8

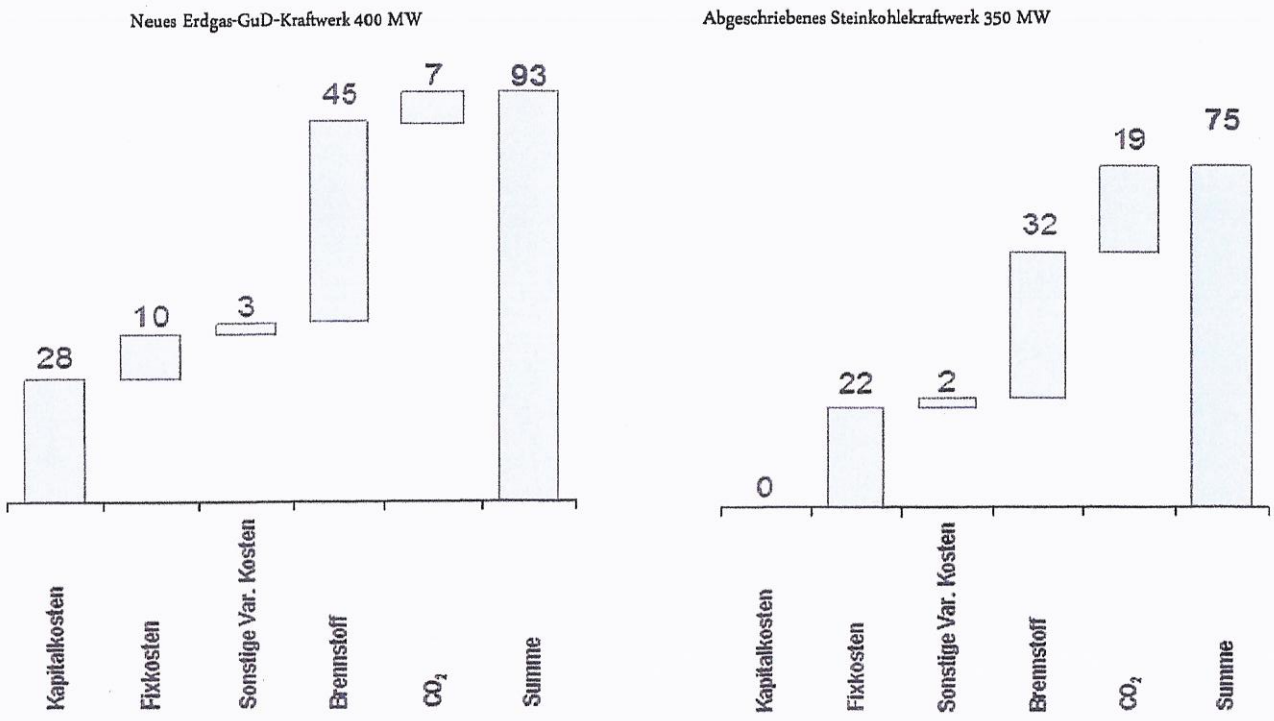
Weiterbetrieb alter Kohlekraftwerke eine wirtschaftlich interessante und risikoärmere Lösung



Vollkosten der Stromerzeugung in €/MWh bei **6 500 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr**, entspricht Grundlastbetrieb abzüglich Einspeisung von On-Shore-Windanlagen; Eigene Berechnung ohne Kosten aus lebensdauer-verlängernden Maßnahmen für Altkraftwerk.

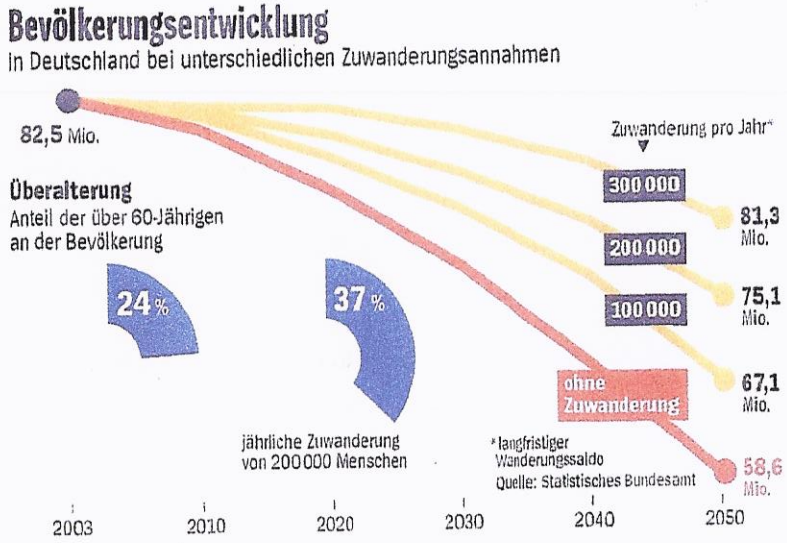
Abb. 9

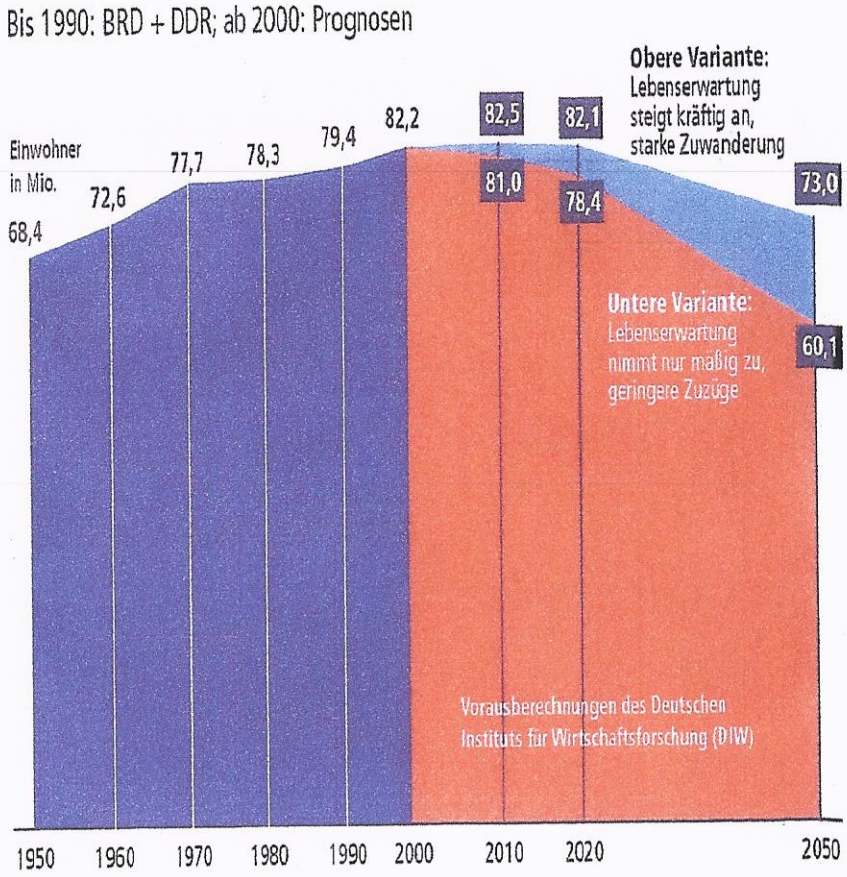
Weiterbetrieb alter Kohlekraftwerke wettbewerbsfähig gegenüber neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken



Vollkosten der Stromerzeugung in €/MWh bei **3 100 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr**, entspricht Mittellastbetrieb (Peak-Load nach EEX); Eigene Berechnung ohne Kosten aus lebensdauer-verlängernden Maßnahmen für Altkraftwerk.

Abb. 10

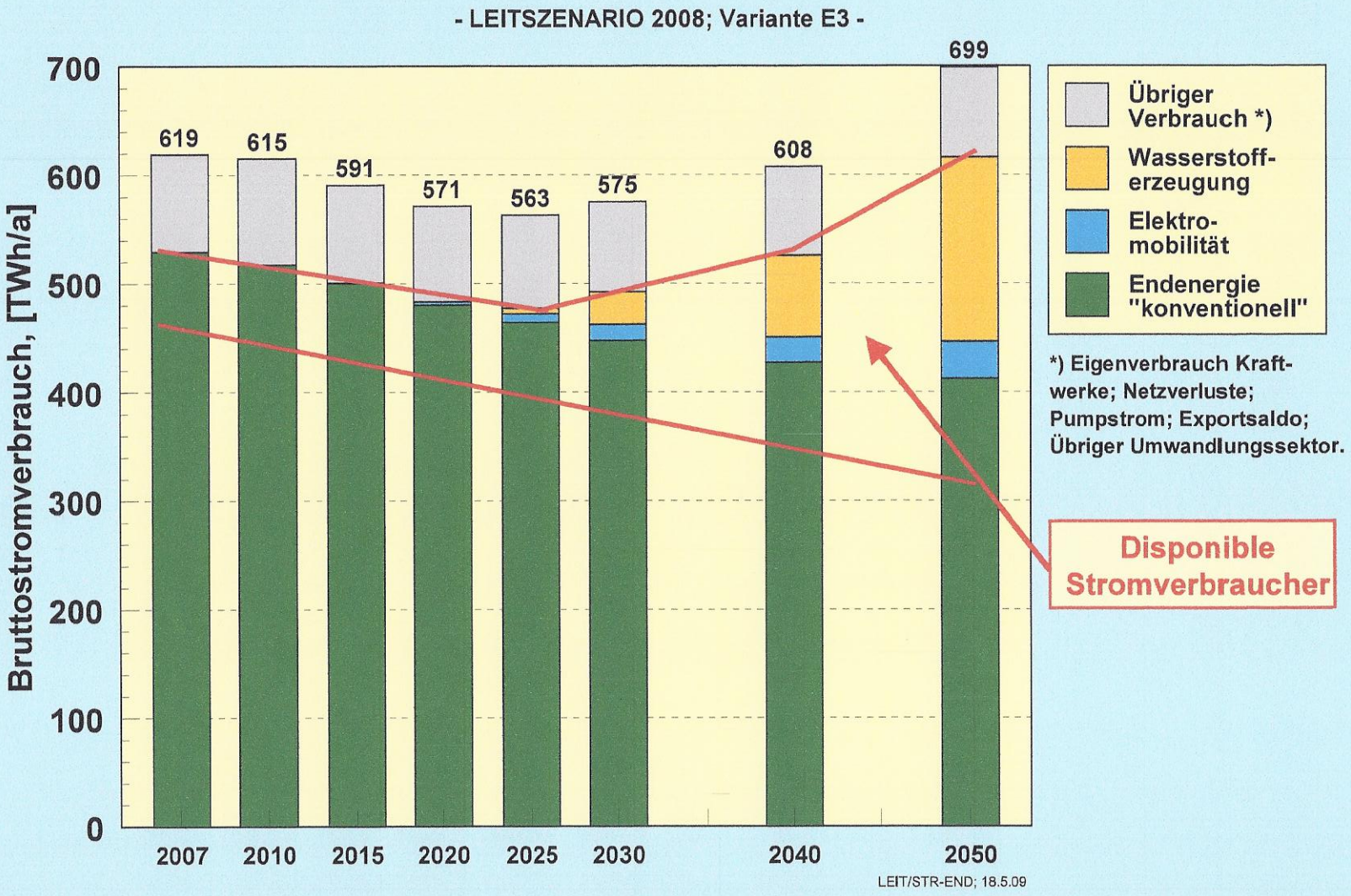




Quelle: Statistisches Bundesamt (bis 2000); Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Prognosen)

Abb. 11

Struktur des Bruttostromverbrauchs und Beitrag „neuer Stromverbraucher“



DLR

Institut für Technische Thermodynamik – Abt. Systemanalyse und Technikbewertung