

Endbericht

Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland

im Auftrag der
Vattenfall Europe AG,
Berlin

Jens Hobohm
Marcus Koepp
Frank Peter
Dr. Olaf Arndt
Dr. Philip Steden

Berlin, Dezember 2005
23 - 6237

Prognos AG

Geschäftsführer
Christian Böllhoff

Basel

Aeschenplatz 7
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

Berlin

Karl-Liebknecht-Straße 29
D-10178 Berlin
Telefon +49 30 52 00 59-200
Telefax +49 30 52 00 59-201
info@prognos.com

Düsseldorf

Kasernenstraße 36
D-40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 887 31 31
Telefax +49 211 887 31 41
info@prognos.com

Bremen

Wilhelm-Herbst-Straße 5
D-28359 Bremen
Telefon +49 421 20 15-784
Telefax +49 421 20 15-789
info@prognos.com

Inhalt

Kurzfassung	I
1 Aufgabenstellung und Vorgehen	1
2 Rahmenbedingungen	3
2.1 Annahmen zum energiepolitischen Rahmen	3
2.2 Szenario zur Entwicklung der Großhandelspreise für Strom bis zum Jahr 2050	9
3 Energiepolitische Bewertung der Braunkohle	11
3.1 Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle	12
3.1.1 Entwicklung der anlagenspezifischen Parameter bis 2030	14
3.1.2 Entwicklung der Brennstoffkosten bis 2050	16
3.1.3 Ergebnisse der Vollkostenberechnung für Kraftwerksneubauten	20
3.1.4 Kurzfristige Grenzkosten der Stromerzeugung und Merit Order	23
3.1.5 Exkurs zu Kosten und Nutzen der Clean-Coal-Verfahren	26
3.1.6 Fazit zur Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung	31
3.2 Versorgungssicherheit	32
3.3 Umweltverträglichkeit	41
3.4 Zusammenfassende Bewertung	56
4 Die Braunkohle im Strommarkt Deutschland	58
4.1 Ausgangslage im Jahr 2004	58
4.2 Strombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050	61
4.3 Referenzszenario des Kraftwerkseinsatzes bis 2050	72
4.4 Alternativszenario zur verlängerten Nutzung der Kernenergie	82

5	Bedeutung der Braunkohle für die ostdeutsche Regionalwirtschaft	87
5.1	Methodik zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte	88
5.1.1	Definition: direkte, indirekte und induzierte Effekte	88
5.1.2	Ermittlung direkter Effekte	90
5.1.3	Ermittlung indirekter Effekte	92
5.1.4	Ermittlung induzierter Effekte	93
5.2	Regionalwirtschaftliche Effekte in der Ausgangslage (Status-quo)	99
5.2.1	Direkte Effekte	99
5.2.2	Induzierte Effekte	103
5.2.3	Indirekte Effekte	107
5.2.4	Gesamteffekt	111
5.3	Sponsoring und gesellschaftliches Engagement	114
5.4	Regionalwirtschaftliche Effekte des Kraftwerksneubaus	118
5.5	Alternativszenario: Ersatz der Braunkohle durch Erdgas	122
5.6	Gesamtbewertung der regionalökonomischen Effekte	126
	Verwendete Literatur	129
	Anhang	130

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abbildung 1: Braunkohlennutzung in Ostdeutschland von der Deutschen Einheit bis zum Jahr 2004 (Angaben in Mio. Tonnen)	11
Abbildung 2: Reale Vollkosten der Stromerzeugung - Bau 2015	22
Abbildung 3: Reale Vollkosten der Stromerzeugung - Bau 2030	22
Abbildung 4: Prinzipbild der Merit Order im deutschen Kraftwerkspark	23
Abbildung 5: Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050	25
Abbildung 6: Entwicklungspfad CCT bis 2020	27
Abbildung 7: Untersuchungsraaster für Versorgungssicherheit	33
Abbildung 8: Statische Reichweiten der Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energieträger	34
Abbildung 9: CO ₂ -Äquivalente der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes	43
Abbildung 10: Entwicklung der Schadstoffemissionen der Braunkohlenkraftwerke der VEAG/Vattenfall Europe in Ostdeutschland von 1990 bis zum Jahr 2004	45
Abbildung 11: SO ₂ -Emissionen der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes	46
Abbildung 12: NO _x -Emissionen der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes	47
Abbildung 13: Elektrischer Nettobrennstoffnutzungsgrad der Stromerzeugungsprozesse	48
Abbildung 14: Flächenbedarf der verschiedenen Kraftwerke zur Stromerzeugung inklusive der Nebenanlagen	49
Abbildung 15: Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004	58
Abbildung 16: Strombedarf privater Haushalte in Deutschland bis zum Jahr 2050	65
Abbildung 17: Strombedarf im Sektor GHD in Deutschland bis zum Jahr 2050	66
Abbildung 18: Strombedarf der Industrie in Deutschland bis zum Jahr bis 2050	67
Abbildung 19: Strombedarf im Sektor Verkehr in Deutschland bis zum Jahr 2050	68
Abbildung 20: Strombedarf nach Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2050	69

Abbildung 21:	Bruttostrombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050	71
Abbildung 22:	Bruttoengpassleistung der deutschen Stromerzeugungsanlagen bis zum Jahr 2050	73
Abbildung 23:	Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Einsatzenergien bis zum Jahr 2050	75
Abbildung 24:	Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland bis zum Jahr 2050	78
Abbildung 25:	Braunkohlenförderung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050	81
Abbildung 26:	Bruttoengpassleistung im Alternativszenario bis zum Jahr 2050	85
Abbildung 27:	Bruttostromerzeugung im Alternativszenario bis zum Jahr 2050	86
Abbildung 28:	Volkswirtschaftliche Wirkungsstränge	89
Abbildung 29:	Systematik der ökonomischen Wirkungen der Braunkohlenindustrie	90
Abbildung 30:	Wirkungskette bei der Ermittlung indirekter Effekte	93
Abbildung 31:	Einkommen und Kaufkraft	94
Abbildung 32:	Direkt Beschäftigte in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nach Wohnorten	102
Abbildung 33:	Wirkungskette der induzierten Effekte	104
Abbildung 34:	Direkte und induzierte Beschäftigte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nach Wohnorten	105
Abbildung 35:	Anteil der direkt und induziert Braunkohlen-beschäftigte an allen SV-Beschäftigten	106
Abbildung 36:	Beschäftigungsvergleich: Braunkohle und Erdgas bei unterschiedlichen installierten Leistungen (Erwerbstätigenzahlen)	125
Abbildung 37:	Minderbeschäftigung im Szenario „Erdgas“	125

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Großhandelspreise für Strom (Baseload) in Deutschland bis zum Jahr 2050 (Preisbasis 2000)	10
Tabelle 2:	Annahmen zur Berechnung der Vollkosten der Stromerzeugung für die Inbetriebnahmejahre 2015 und 2030	15
Tabelle 3:	Entwicklung der realen Brennstoffbezugspreise frei Kraftwerk in Euro/ MWh (Preisbasis 2000)	19
Tabelle 4:	Entwicklung der mittleren Brennstoffnutzungsgrade des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050	24
Tabelle 5:	Übersicht möglicher Kosten der CO ₂ -Abscheidung und Speicherung	30
Tabelle 6:	Kosten und Leistung von PCC und IGCC mit und ohne CO ₂ -Abscheidung und Speicherung	30
Tabelle 7:	Übersicht zum Ergebnis der vergleichenden Bewertung der Versorgungssicherheit	40
Tabelle 8:	Bewertungsmatrix zur Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im Lausitzer Revier	55
Tabelle 9:	Bewertungsmatrix zur Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im mitteldeutschen Revier	55
Tabelle 10:	Kennzahlen der Braunkohlenverstromung 2004	59
Tabelle 11:	Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland 2004	60
Tabelle 12:	Bevölkerung und Privathaushalte in Deutschland 2000 bis 2050	62
Tabelle 13:	Bruttowertschöpfung im Sektor GHD 2000 bis 2050, Mrd. Euro, in Preisen von 1995	63
Tabelle 14:	Industrieproduktion 2000 bis 2050, Mrd. Euro, in Preisen von 1995	64
Tabelle 15:	Mittlere Brennstoffnutzungsgrade und Brennstoffbedarf der ostdeutschen Braunkohlenkraftwerke 2000 bis 2050	79
Tabelle 16:	Braunkohlenförderung zur Stromerzeugung 2000 bis 2050 bei einem mittleren Heizwert von 9.125 MJ/ t	80
Tabelle 17:	Alternativszenario zur verlängerten Kernenergienutzung	83
Tabelle 18:	Gesamtzahl der Arbeitnehmer sowie Arbeitsproduktivität in Ostdeutschland inkl. Berlin (2004)	91

Tabelle 19:	Durch ostdeutsche Produzenten bediente Nachfrage nach Güterarten	92
Tabelle 20:	Durchschnittliches Arbeitnehmerentgelt, Brutto- und Nettolohn je Arbeitnehmer (2003)	94
Tabelle 21:	Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland (31.12.2004)	100
Tabelle 22:	Vorleistungsbezug der Braunkohlenindustrie (Mio. € pro Jahr) und Berechnung der indirekten Beschäftigungswirkung	109
Tabelle 23:	Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie und abhängiger Branchen als Anteil an ...	112
Tabelle 24:	Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland 2004	113
Tabelle 25:	Sponsoring und gesellschaftliches Engagement von Vattenfall Europe und MIBRAG in der Lausitz und Mitteldeutschland (2004)	115
Tabelle 26:	Berechnungsgrundlagen für Szenario „Erdgas“	122
Tabelle 27:	Gegenüberstellung Erdgas- versus Braunkohlenverstromung	124

Kurzfassung

Inhaltsübersicht Kurzfassung

Das Wichtigste in Kürze	I
Rahmenbedingungen und Annahmen	II
Wirtschaftlichkeit	III
Versorgungssicherheit	IV
Umweltverträglichkeit	V
Strombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050	VI
Bruttostromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050	VII
Braunkohlenverstromung und -förderung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050	VIII
Alternativszenario zur verlängerten Nutzung der Kernenergie	IX
Beschäftigungseffekte der Braunkohle in Ostdeutschland	X
Wertschöpfung, Sponsoring und gesellschaftliches Engagement	XII
Regionalwirtschaftliche Effekte des Kraftwerksneubaus	XIII

Das Wichtigste in Kürze

Die Braunkohlenverstromung in Ostdeutschland ist langfristig konkurrenzfähig und wird ihren Platz in der deutschen Energieversorgung behaupten. Ca. 23.600 Arbeitsplätze werden durch die ostdeutsche Braunkohlenindustrie gesichert. Als bedeutender Wirtschaftsfaktor trägt sie entscheidend zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit der Region bei.

Wichtige energiewirtschaftliche Ergebnisse im Überblick

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Installierte Bruttoengpassleistung Deutschland in GW	128,1	128,7	133,9	140,3	145,1	144,2	143,8
davon Braunkohle Ostdeutschland	8,3	10,1	10,1	11,1	11,1	10,2	10,1
<i>Anteil in %</i>	6,5 %	7,9 %	7,6 %	7,9 %	7,7 %	7,1 %	7,0 %
Bruttostromverbrauch Deutschland in TWh	578,1	591,9	593,4	593,2	581,5	568,7	553,5
Außenhandelsaldo	-2,6	15,0	23,3	1,8	2,8	2,9	11,6
Bruttostromerzeugung Deutschland in TWh	575,5	606,9	616,7	595,0	584,3	571,6	565,1
davon Braunkohle Ostdeutschland	71,3	75,7	77,9	85,6	84,2	78,5	76,0
<i>Anteil in %</i>	12,4 %	12,5 %	12,6 %	14,4 %	14,4 %	13,7 %	13,4 %
Brennstoffeinsatz in Ostdeutschland in TWh_{Brennstoff}	185,5	192,0	197,5	213,1	208,9	173,1	167,4
Braunkohlenförderung* in Ostdeutschland in Mio. t	71,6	79,6	81,4	86,6	84,4	70,3	68,0

* Einsatz in der Stromerzeugung und andere Verwendungszwecke

Quelle: Prognos AG

- Die **Konkurrenz-** und **Zukunftsfähigkeit** der ostdeutschen Braunkohlenverstromung wurde anhand des energiepolitischen **Zieldreiecks** untersucht. Ergebnis ist, dass die Braunkohle bei Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit der Stromerzeugung sehr gut abschneidet, während sie bei der Umweltverträglichkeit hinter den Vergleichsenergieträgern zurück bleibt. Mehrheitlich entspricht die Nutzung der Braunkohle zur Verstromung aber dem Zielsystem deutscher Energiepolitik.
- Anhand eines **Szenarios** des deutschen **Strommarktes** ermittelten wir die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohlenverstromung bis zum Jahr 2050. Demnach ist die Braunkohle **auch langfristig konkurrenzfähig**.
- Die Braunkohlenindustrie ist ein **bedeutender Wirtschaftsfaktor** in Ostdeutschland. Sie bildet den industriellen Kern in der Lausitz und Mitteldeutschland. 2,8 % der Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes (ohne Bauwirtschaft) in Ostdeutschland wird von der Braunkohlenindustrie und weiterer von ihr abhängiger Wirtschaftsbereiche erwirtschaftet.
- Im Tagebau und in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen arbeiteten im Jahr 2004 rd. 10.200 Personen. Berücksichtigt man die indirekt und induziert Beschäftigten, so sind knapp **23.600 Arbeitsplätze** oder 0,4 % aller Arbeitnehmer in Ostdeutschland von der Braunkohle abhängig.
- Der von der Vattenfall Europe AG beabsichtigte **Neubau eines Kraftwerksblocks** am Standort Boxberg führt nach Schätzung der Prognos AG während der Bauphase zu 1.000 Beschäftigten auf der Baustelle und ca. 600 weiteren Arbeitsplätzen, während der Betriebsphase ab dem Jahr 2011 zu etwa 1.100 Arbeitsplätzen, die in Ostdeutschland geschaffen oder gesichert werden.

Rahmenbedingungen und Annahmen

Folgende zentrale **Rahmenbedingungen** und **Annahmen** sind für die vorliegende Untersuchung von Bedeutung:

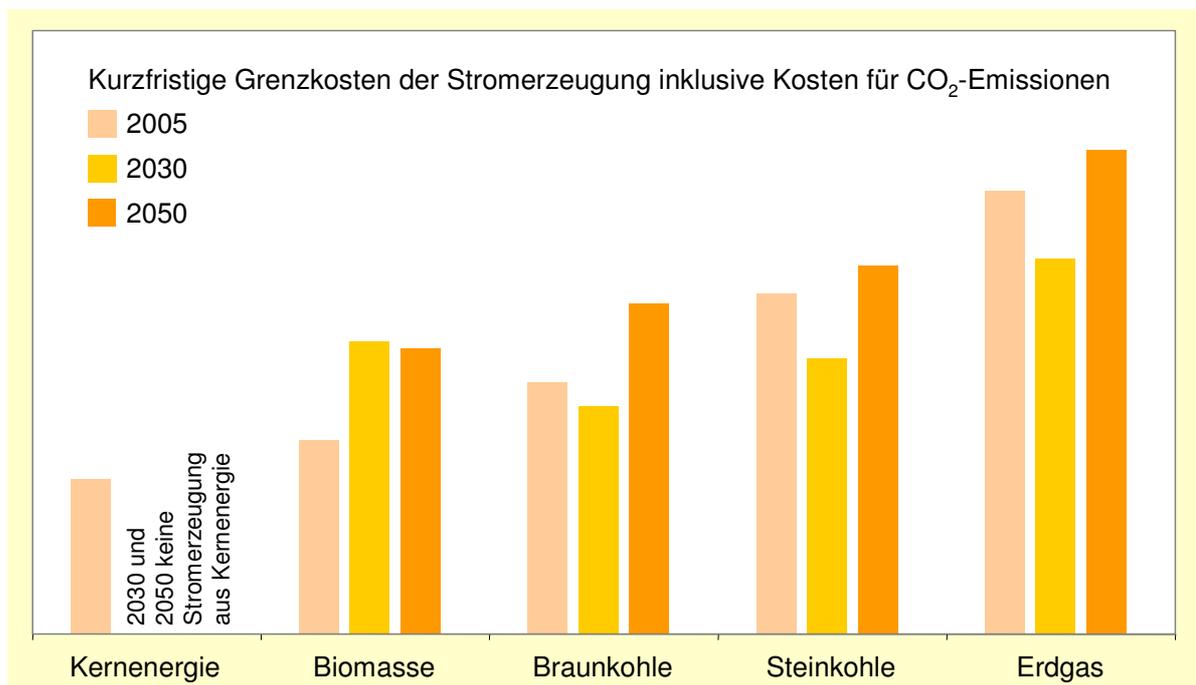
- Die Untersuchung fußt auf dem **Energieraport IV** von Prognos AG und EWI und ist mit ihm bis zum Jahr 2030 kompatibel.¹ Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050 wird eine **Trendfortschreibung** vorgenommen
- Die **Klimapolitik** der Europäischen Union wird auch über das Jahr 2012 hinaus weitergeführt. Mit einer Verschärfung rechnen wir erst nach dem Jahr 2030. Der reale Preis für CO₂-Zertifikate steigt von 5 Euro/ t im Jahr 2010 über 15 Euro/ t (2030) auf 30 Euro/ t im Jahr 2050.
- Im Referenzszenario gehen wir von einer Umsetzung des **Kernenergieausstiegs** entsprechend der geltenden Gesetzeslage aus. In einem Zusatzszenario werden die Folgen eines um 8 Jahre verzögerten Ausstiegs aus der Kernenergieversorgung dargestellt.
- Die Förderung der **erneuerbaren Energien** wird bis zum Jahr 2030 fortgeführt, danach werden Windenergie, Biomasse- und Biogasanlagen schrittweise die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen. Die Integration einer stark wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungseinheiten hat einen geringeren Zubau von Grundlastkraftwerken zur Folge. Ein erhöhter Bedarf besteht hingegen zukünftig an flexiblen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken
- Die **Liberalisierung** und **Integration** des EU-Strombinnenmarktes rückt die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung noch stärker in den Vordergrund und führt tendenziell zur Angleichung der Preise. Die Großhandelspreise für Strom steigen in etwa die Vollkosten neuer Kraftwerke. Der europäische Stromhandel nimmt zu, Deutschland wird zunehmend die Funktion eines **Stromtransitlandes** übernehmen. In Summe bleibt Deutschland auf lange Sicht **Nettoexporteur** von Strom (vgl. Ergebnisübersicht auf Seite II)
- Wir gehen davon aus, dass die bergrechtlichen und sonstigen Anschluss-**Genehmigungen** für den Braunkohlentagebau rechtzeitig erteilt werden.

¹ EWI/ Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Köln/Basel, 2005

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle ist dann gegeben, wenn die variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung gedeckt werden können und eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährleistet ist. Vor allem aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten gehen wir davon aus, dass die Braunkohle im Prognosezeitraum konkurrenzfähig und damit wirtschaftlich bleibt.

Entwicklung der Relation der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

- Der mit Braunkohle befeuerte **Kraftwerkspark** erreicht auch langfristig eine für den wirtschaftlichen Betrieb in der Grundlast ausreichende Auslastung, da die **kurzfristigen Grenzkosten** der Braunkohlenverstromung im Vergleich zu Kraftwerken für andere Primärenergieträger konkurrenzfähig sind.
- Der **Neubau** bzw. **Ersatz** von Braunkohlenkraftwerken ist auch in Zukunft wirtschaftlich, da die zukünftigen **Vollkosten** der Stromerzeugung aus Braunkohle und konkurrierenden Energieträgern unter den durch die Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflussten zukünftigen Strompreisen liegen.
- Risiken** für die Braunkohle ergeben sich aus den Kosten der CO₂-Zertifikate, die Braunkohle stärker betreffen als die anderen Energieträger. Nach 2030 ist die technische Marktreife der CO₂-Abscheidung wahrscheinlich. Hierdurch wird der Anstieg der Belastung aus den CO₂-Kosten gedeckelt.

Versorgungssicherheit

Die Bewertung der Versorgungssicherheit bei der Stromproduktion konzentriert sich auf die **langfristige Verfügbarkeit** der Brennstoffe **zu planbaren Preisen**. Gemessen an den Kategorien Reichweite, Importabhängigkeit, Wettbewerb auf der Anbieterseite und Stabilität der Handelsbeziehungen zu den Haupt-Lieferländern ist die Braunkohle fast allen anderen untersuchten Energieträgern überlegen. Lediglich die Biomasse erreicht eine bessere Bewertung, kann aber aufgrund begrenzter Ausbaupotenziale nur eingeschränkt zur Stromversorgung beitragen.

Übersicht zum Ergebnis der vergleichenden Bewertung der Versorgungssicherheit

	Reichweite		Anteil der Inlandsförderung		Wettbewerb / Stabilität der Handelsbeziehungen	
	Heute	Bis 2050	Heute	Bis 2050	Heute	Bis 2050
Braunkohle	+ / ++*	0 / +*	++	++	++	++
Steinkohle	++	++	-	--	+	+
Erdgas	++	+	--	--	0	-
Biomasse**	++	++	++	++	++	++
Kernkraft	0	- / +***	-	--	+	+

* Bei Genehmigung weitreichender Abbaupläne für die ostdeutschen Tagebaue
 ** Volumenbegrenzung durch wirtschaftlich erschließbares Brennstoffpotenzial
 *** Nur bei Einführung neuer Reaktortypen ("Schneller Brüter")

Quelle: Prognos AG

- Die **Reichweite** der **ostdeutschen Braunkohle** liegt bei konstanter jährlicher Fördermenge bezogen auf die wirtschaftlich abbaubaren Vorräte bei rund 75 Jahren. Für die Lausitz liegt die mittlere Reichweite der Reserven bei rund 66 Jahren, im mitteldeutschen Revier bei rund 102 Jahren. Voraussetzung hierfür ist die planungsrechtliche Sicherung der Abbauflächen. Damit liegt die Reichweite der Braunkohle eher am unteren Ende der betrachteten Energieträger.
- Braunkohle ist der **wichtigste einheimische Energieträger** und verringert als solcher die Abhängigkeit von ausländischen Energielieferungen.
- Gerade das **Erdgas** wird auf lange Sicht aufgrund seiner Bindung an die Erdöl- und Steinkohlepreise in weitaus stärkerem Maße Preisschwankungen unterworfen sein als die Braunkohle.
- Die Stromerzeugung aus **Biomasse** steht in Konkurrenz zu anderen Einsatzzwecken. Der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten ist daher trotz hoher Versorgungssicherheit begrenzt. Die wirtschaftlich nutzbaren Brennstoffressourcen werden unter den gegebenen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2010 weitgehend erschlossen sein.

Umweltverträglichkeit

Die Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle in Ostdeutschland wird nicht absolut gemessen, sondern an Hand eines **Vergleichs** mit **anderen Energieträgern**, die ebenfalls zur Grundlaststromerzeugung geeignet sind. Die Braunkohle schneidet in drei von vier untersuchten Wirkungskategorien schlechter ab als die Vergleichsenergieträger. Bei der Effektivität der Energiewandlung kann sich die Braunkohle-Verstromung allerdings im Mittelfeld behaupten. Es darf auch nicht übersehen werden, dass aufgrund technischer Verbesserungen insbesondere bei den klassischen Luftschadstoffen enorme Verbesserungen gegenüber dem Stand nach der Wende erreicht wurden.

Bewertungsmatrix zur Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im Lausitzer Revier

Stromerzeugung aus Braunkohle im Revier Lausitz			Vorkette	Kraftwerk	Vorkette/ Kraftwerk	Konsolidiert
Wirkungskategorie	Indikator	Maßeinheit				
Klimagasemissionen	CO ₂ Emissionen	g CO ₂ Äq/kWh	--		--	--
Schadstoffemissionen	SO ₂ Emissionen	g SO ₂ /kWh	-		-	- / --
	NO _x Emissionen	g NO _x /kWh	--		--	
Effektivität der Energiewandlung	Wirkungsgrad	%	keine Erfassung	o / +	o / +	o / +
	Energiewandlung					
Flächenbedarf	Flächenbedarf*	qualitativ	-	-	-	-
	Folgenutzung	qualitativ	+	o	o / +	-
Bewertungsmaßstab:	++	mehr als 30% besser als das gewichtete Mittel				
	+	mehr als 10% besser als das gewichtete Mittel				
	o	zwischen 10 % besser und 10 % schlechter als das gewichtete Mittel				
	-	mehr als 10 % schlechter als das gewichtete Mittel				
	--	mehr als 30 % schlechter als das gewichtete Mittel				

* Der Flächenbedarf der Kraftwerke wird quantitativ in m²/MW_{el} ausgewertet

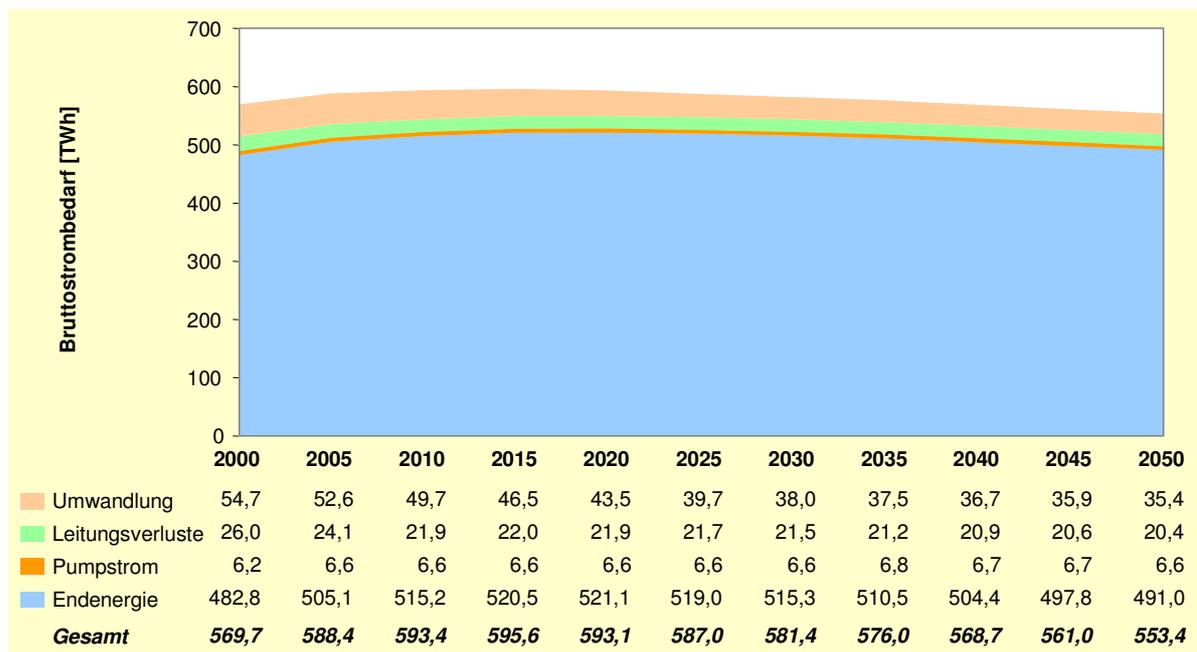
Quelle: Prognos AG

- Die untersuchten **Vergleichsenergieträger** sind Kernenergie, Erdgas, Steinkohle und Biomasse, mit denen die Braunkohle verglichen wird. Alle Vergleiche beziehen sich auf die Verstromung.
- Die **Bewertung** des **mitteldeutschen Reviers** ist weitgehend identisch mit dem Lausitzer Revier. Lediglich bei der Wirkungskategorie Schadstoffemissionen schneidet das mitteldeutsche Revier schlechter ab, da die dortige Kohle höhere Schwefelanteile enthält und mehr SO₂ emittiert wird.
- Die Datenbasis für die Bewertung liefert die Datenbank „ProBas“ von Umweltbundesamt und Öko-Institut. In dieser wird neben dem Prozess der Stromerzeugung auch die Vorkette zur Energieträgergewinnung und der Transport der Primärenergieträger berücksichtigt. Soweit erforderlich wurden Unternehmensangaben hinzugezogen, um veraltete Ausgangsdaten zu aktualisieren.
- Die Grenzwerte zur **Luftschadstoffemissionen** werden bei der Braunkohleverstromung sicher eingehalten. Das vorrangige Problem bleiben die höheren CO₂-Emissionen. Eine nachhaltige Verbesserung könnte durch die **CO₂-Abscheidung** erreicht werden.

Bruttostrombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050

Der deutsche Strombedarf bleibt auch in einem zunehmend liberalisierten europäischen Strommarkt der entscheidende Indikator für die inländische Stromerzeugung. Der **Bruttostrombedarf** in Deutschland erreicht im Jahr 2015 mit knapp 596 TWh sein Maximum und sinkt danach kontinuierlich bis zum Jahr 2050 auf dann 553 TWh. Insgesamt kann diese Entwicklung als stabil bezeichnet werden.

Bruttostrombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050



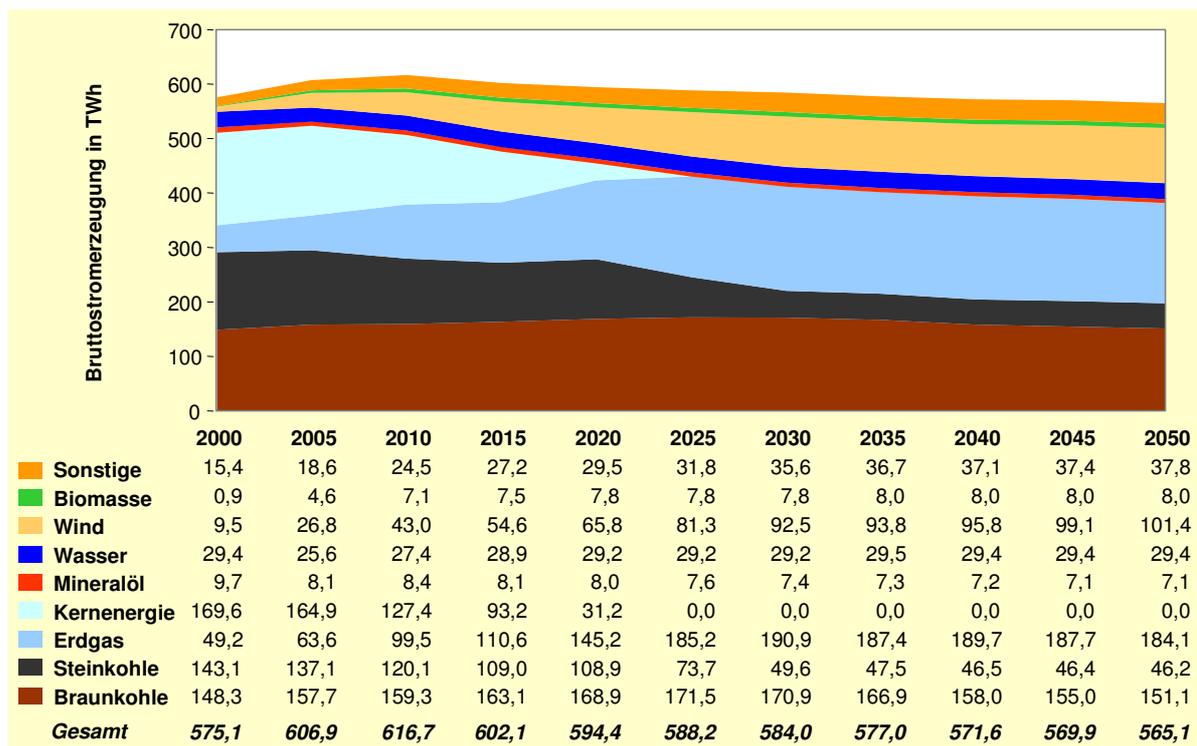
Quelle: Energiereport IV, eigene Berechnungen der Prognos AG

- Der **Endenergiebedarf** für Strom wird zunächst weiter ansteigen und in den Jahren zwischen 2015 und 2020 sein Maximum erreichen. Ab dem Jahr 2020 sinkt der Bedarf kontinuierlich. Im Jahr 2040 erreicht er nahezu den Ausgangswert des Jahres 2005 und sinkt dann um rund 3 % unter dieses Niveau.
- Die **Struktur** des Strombedarfs **verändert** sich deutlich. Der Anteil der Industrie am Gesamtbedarf steigt von 43 % im Jahr 2005 auf 49 % im Jahr 2050. Den stärksten Rückgang verzeichnet in diesem Zeitraum der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher. Sein Anteil sinkt von 26 % auf 20 %.
- Der Strombedarf im **Umwandlungssektor** beinhaltet den Kraftwerkseigenbedarf sowie den Strombedarf in Gruben, Zechen, Brikettfabriken, Raffinerien und Kokereien sowie den Bedarf der übrigen Energieerzeuger. Vor allem die Steigerung der Kraftwerkseffizienz, aber auch die rückläufige Steinkohleförderung führen zum Rückgang des Strombedarfs im Umwandlungssektor.

Bruttostromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050

Der künftige Kraftwerksmix in Deutschland wird geprägt durch den Ausstieg aus der Kernenergie, rückläufige Steinkohleanteile und sehr deutlich steigende Anteile für Erdgas und erneuerbare Energien, vor allem Windenergie. Die Braunkohle hat von allen Energieträgern die stabilste Entwicklung.

Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Einsatzenergien bis zum Jahr 2050



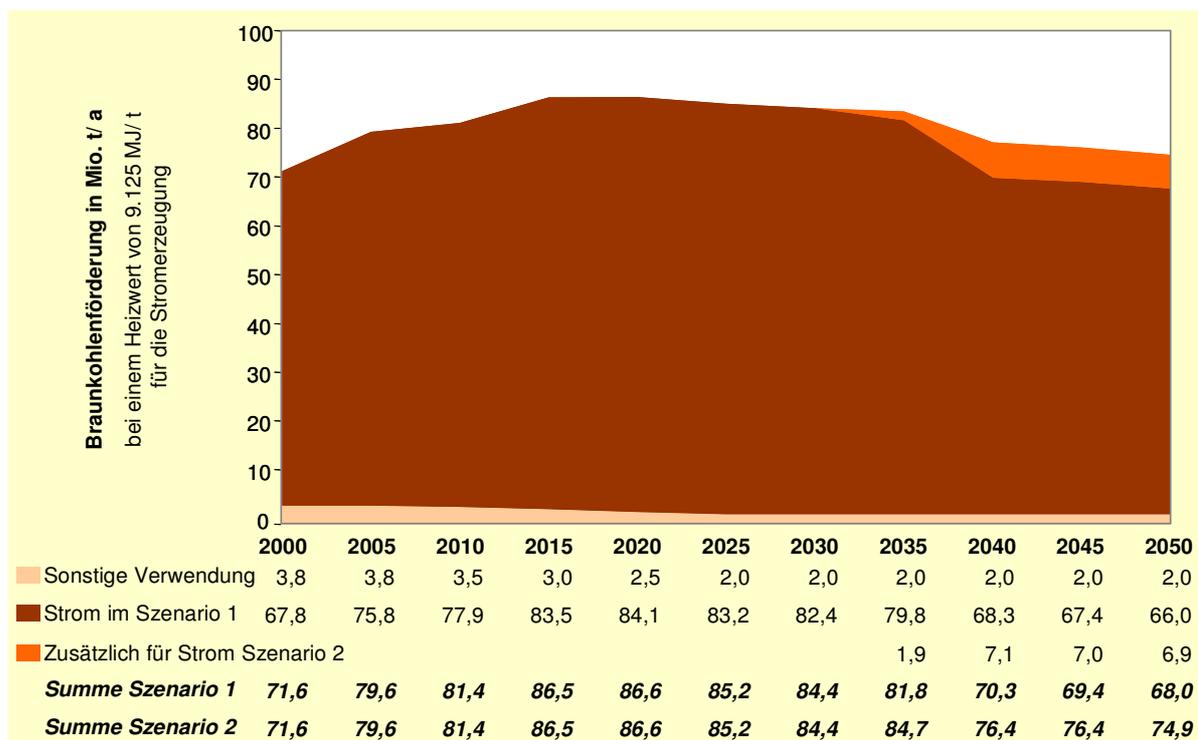
Quelle: Prognos AG, EWI

- Der **internationale Stromhandel** wird deutlich zunehmen, Deutschland bekommt eine zunehmende Funktion als Strom-Transitland. Im Saldo bleibt Deutschland aber auf lange Sicht **Strom-Exporteur**, so dass die Bruttostromerzeugung etwas über dem inländischen Bruttostrombedarf liegt.
- Insgesamt folgt die **Bruttostromerzeugung** annähernd der Entwicklung des Bruttostrombedarfs in Deutschland. Sie erreicht im Jahr **2010** mit rund 616,7 TWh ihr **Maximum**.
- Die **Braunkohle** steigert ihren Anteil von 26,0 % im Jahr 2005 auf 29,2 % im Jahr 2025, bevor er allmählich wieder auf 26,7 % im Jahr 2050 zurückgeht.

Braunkohlenverstromung und -förderung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050

Die Kraftwerksleistung und damit die Stromerzeugung in der ostdeutschen Braunkohle nimmt bis etwa 2020 zu und sinkt bis 2050 wieder etwa auf das Niveau von 2005. Je nachdem, ob die CO₂-Abscheidung bei Neubaukraftwerken eingeführt wird, ist in Ostdeutschland im Jahr 2050 mit einer Braunkohlenförderung von 68 bis 75 Mio. t zu rechnen. Auch ein späterer Ausstieg aus der Kernenergie hat hierauf wenig Einfluss.

Braunkohlenförderung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050



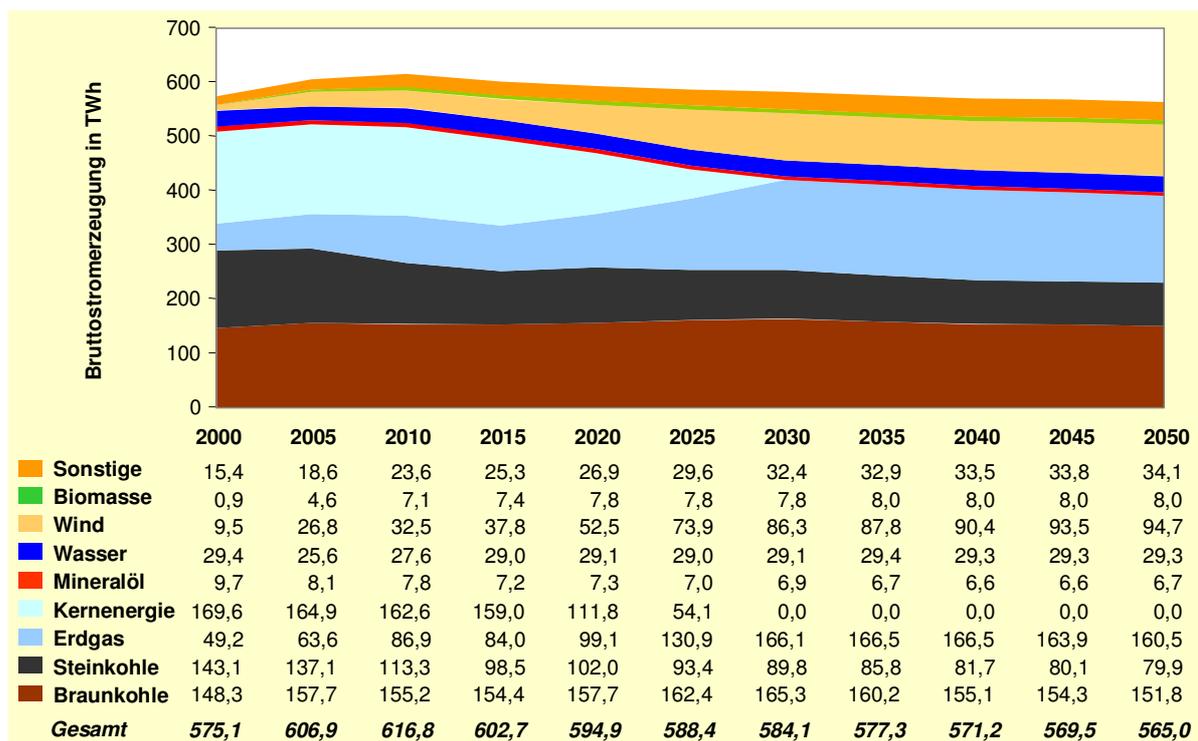
Quelle: Prognos AG

- Am Standort Boxberg wird seitens Vattenfall Europe bis zum Jahr 2011 ein neuer Kraftwerksblock mit einer Bruttoengpassleistung von knapp 700 MW gebaut. Die MIBRAG erwägt zudem den Ersatz ihrer Altkraftwerke durch den Neubau von rund 500 MW Kraftwerksleistung. Hierdurch nimmt die **installierte Leistung** zu.
- Die **Bruttostromerzeugung** mit Braunkohle steigt von 75,7 TWh im Jahr 2005 auf 85,6 TWh im Jahr 2020. Nach 2020 sinkt die Stromerzeugung wieder auf 76 TWh in 2050. Hierin enthalten ist ein gleichbleibender Anteil von 22,5 TWh in Jämschwalde. Voraussetzung hierfür sind die bergrechtlichen und sonstigen **Genehmigungen**.
- Mit **CO₂-Abscheidung** in Neubaukraftwerken ab dem Jahr 2025 (Szenario 2) liegt wegen des schlechteren Nutzungsgrades der Braunkohlenbedarf über dem ohne Einführung dieser Technik (Szenario 1).

Alternativszenario zur verlängerten Nutzung der Kernenergie

Angesichts der aktuellen Diskussion über eine Verschiebung des Ausstiegs aus der Kernenergie wurden die Auswirkungen einer um acht Jahre verlängerten Regellaufzeit deutscher Kernkraftwerke in einem Alternativszenario ermittelt. Haupteffekte sind die zeitliche Verzögerung beim Ersatz alter Kraftwerkskapazität und ein geringerer Zubau von Erdgaskraftwerken zugunsten von Steinkohle.

Bruttostromerzeugung im Alternativszenario bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

- Der Bedarf an CO₂-armer Erzeugungstechnik wird zeitlich weiter in die Zukunft verschoben. Aus dem um acht Jahre verlängerten Betrieb der Kernkraftwerke resultiert eine kumulierte **Kohlendioxideinsparung** von rund 800 Mio. Tonnen. In Folge dessen beginnt die Ausbauphase der Offshore Windenergie ebenfalls rund acht bis zehn Jahre später.
- Die Berechnungen zeigen den geringen Einfluss einer Laufzeitverlängerung auf die Bruttostromerzeugung. Mittel- bis langfristig ergeben sich nur geringfügige Änderungen in der Struktur des **Kraftwerksparks** und der **Stromerzeugung**. Erst bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke über den Zeitraum von 40 Jahren hinaus ist mit deutlichen Verschiebungen im Kraftwerksmix zu rechnen.
- Der Anteil der **Braunkohlenverstromung in Ostdeutschland** geht wegen der Kostenvorteile der abgeschriebenen Kernkraftwerke mittelfristig leicht zurück. Langfristig verteidigt die Braunkohle ihre Rolle in der Stromerzeugung.

Beschäftigungseffekte der Braunkohle in Ostdeutschland

Die Braunkohlenunternehmen in Ostdeutschland sind in den beiden Revieren nicht nur jeweils die größten industriellen Arbeitgeber, sondern sichern zusätzlich durch die Konsumausgaben ihrer Beschäftigten und ihr erhebliches Beschaffungsvolumen je eigenem Beschäftigten 1,3 zusätzliche Arbeitsplätze in Ostdeutschland. Darüber hinaus tragen sie als wichtige Ausbilder entscheidend zur gesellschaftlichen Stabilität in den Revieren bei.

Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland 2004

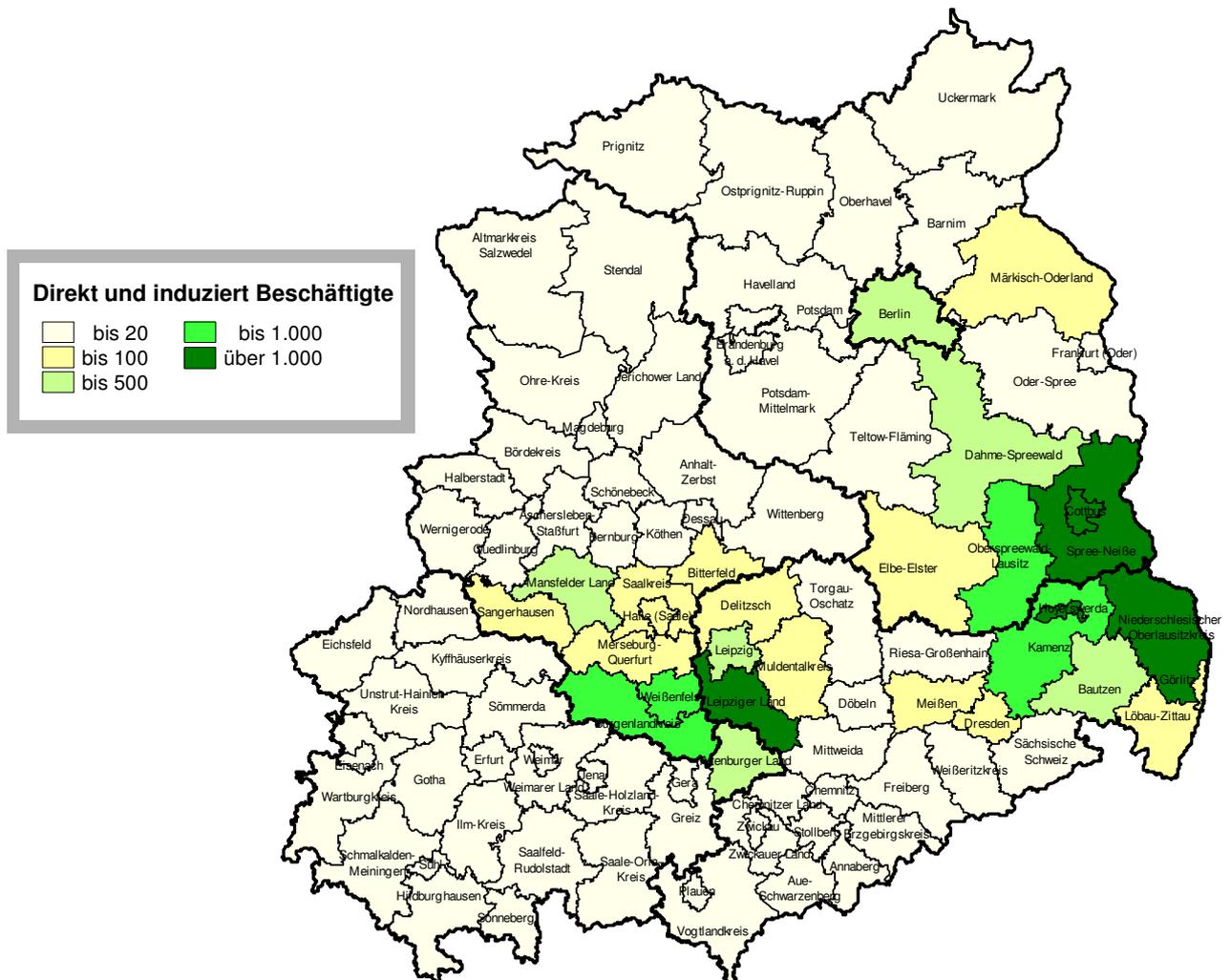
	Direkte Beschäftigte	Induzierte Beschäftigte	Indirekte Beschäftigte	Gesamt	Anteil
Brandenburg	4.190	1.071	5.389	10.650	45,2 %
Sachsen	4.049	1.149	2.382	7.580	32,2 %
Sachsen-Anhalt	1.413	376	1.545	3.334	14,1 %
Thüringen	365	123	350	838	3,6 %
Berlin	149	53	944	1.146	4,9 %
Mecklenburg-Vorpommern	6	2	12	26	0,01 %
Ostdeutschland gesamt	10.172*	2.774	10.622	23.574	100 %

Quelle: Prognos AG, 2005

* Weitere 10 Beschäftigte wohnen außerhalb Ostdeutschlands

- Direkt in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, d.h. im Tagebau und in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen, sind 10.172 Personen mit einer Entgeltsumme von 480 Mio. € mit Stand 31.12.2004 beschäftigt. Darunter sind knapp 900 Auszubildende, was einer Ausbildungsquote von etwa 9 % entspricht. Berücksichtigt man die indirekten und induzierten Beschäftigten, so sind sogar rd. **23.570 Arbeitsplätze in Ostdeutschland** von der Braunkohle abhängig.
- Die **Beschäftigungseffekte** entfallen **regional** zu 45 % auf das Bundesland Brandenburg, zu 32 % auf Sachsen. Daneben kann Sachsen-Anhalt mit einem 14 %igen Anteil profitieren, Berlin mit 5 % und Thüringen mit 3,6 %. Die Verteilung der direkten und induzierten Beschäftigten auf die Landkreise kann der nachfolgenden Karte entnommen werden.

Direkte und induzierte Beschäftigte
der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nach Wohnorten



Quelle: Prognos AG, 2005. Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie inkl. Kraftwerksbeschäftigte der Braunkohlenunternehmen sowie durch Verdienstaussagen induzierte Beschäftigte in Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Berlin und Brandenburg.

- Die Karte zeigt, dass es drei **Landkreise** gibt, in denen die (direkten und induzierten) Braunkohlenbeschäftigten eine sehr hohe Bedeutung haben und über 5 % aller Beschäftigten ausmachen, nämlich Hoyerswerda, der Niederschlesischer Oberlausitzkreis und der Landkreise Spree-Neiße.
- Die **Arbeitslosenquote** läge z.B. in Hoyerswerda ohne die Braunkohlenindustrie konservativ geschätzt knapp 7 Prozentpunkte höher, als es mit Stand Juli 2005 mit 21,9 % der Fall ist. In vier weiteren Regionen (Cottbus, Oberspreewald-Lausitz, Weißenfels und Leipziger Land) stellen die Braunkohlenbeschäftigten zwischen 2 und 5 Prozent aller SV-Beschäftigten dar und sind damit eine erhebliche Stütze auf dem regionalen Arbeitsmarkt.

Wertschöpfung, Sponsoring und gesellschaftliches Engagement

Im Mittel der drei Bundesländer Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt werden 1 % der gesamten Wertschöpfung in Unternehmen und bei Zulieferern der Braunkohlenindustrie erwirtschaftet. Bezogen auf die Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes entstehen im Mittel sogar 4,5 % der Wertschöpfung in der Braunkohlenindustrie und abhängigen Wirtschaftsbereichen. Aus dieser wirtschaftlichen Kraft heraus engagieren sich die Braunkohlenunternehmen als Sponsoren und Stiftungsgeber spürbar in ihren Revieren.

Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie und abhängiger Branchen als Anteil an ...

	... der gesamten Wertschöpfung des Landes	... der Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes (ohne Bau)
Brandenburg	2,1 %	10,6 %
Sachsen	0,5 %	2,4 %
Sachsen-Anhalt	0,6 %	2,9 %
Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt zusammen (Mittelwert)	1,0 %	4,5 %

Quelle: Prognos AG, 2005

- Nur wenige **Branchen** (z.B. Metall, Maschinenbau, Kraftfahrzeugherstellung) tragen mehr zur Bruttowertschöpfung in Ostdeutschland bei als die Braunkohlenindustrie.
- Mit einem **Sponsoringvolumen** im Jahr 2004 von über 2,4 Millionen Euro für die Unterstützung von Sporteinrichtungen, Kunst- und Kulturveranstaltungen und Projekte im Bereich Wirtschaftsförderung und Bildung sowie durch das **Stiftungskapital** von 13 Mio. EUR (1998 bis 2004) leisteten die Unternehmen Vattenfall und MIBRAG einen wichtigen gesellschaftlichen Beitrag.
- Durch das gesellschaftliche Engagement wird ein **indirekter Effekt** erzielt, der positiv auf die gesamte Region wirkt und sich nachhaltig auf die wirtschaftliche und soziale Infrastruktur auswirkt.

Regionalwirtschaftliche Effekte des Kraftwerksneubaus

Die von Vattenfall geplanten Investitionen in Ostdeutschland, vor allem das **Neubaukraftwerk** am Standort Boxberg (670 MW_{el.} Bruttoleistung, rd. 800 Mio. €, geplante Inbetriebnahme im Jahr 2011) erzeugen bereits während der vierjährigen Bauphase erheblich zusätzliche Beschäftigungseffekte. Auch in der Betriebsphase werden zahlreiche Arbeitsplätze gesichert, wodurch die Region wichtige Zukunftsimpulse bekommt.

Bauphase

- **Insgesamt** betrachtet werden in der **4-jährigen Bauphase** neben 1.000 Arbeitsplätzen auf der Baustelle und 70 Arbeitsplätzen im Bereich Planung und Bauherreneigenleistungen rund 440 weitere Arbeitsplätze in der ostdeutschen Investitionsgüterindustrie und 100 Arbeitsplätze in Konsumgüterindustrien geschaffen oder gesichert.
- Unterstellt man, dass 50 % der Bauleute aus Ostdeutschland und 15 % aus der Lausitz stammen, so beläuft sich der Beschäftigungseffekt inkl. aller Folgewirkungen über die gesamte Bauphase auf gut 300 Arbeitsplätze in der **Lausitz** und auf 1.100 in **Ostdeutschland**.

Betriebsphase

- Mit der Investition sind etwa **50 bis 70 neue Arbeitsplätze** direkt am **Kraftwerksstandort** verbunden.
- Der Kohlenverbrauch des neuen Kraftwerksblock wird voraussichtlich 5 Mio. Tonnen pro Jahr betragen. Vattenfall förderte im Jahr 2004 rund 59 Mio. t. Rohbraunkohle. D.h. der neue Kraftwerksblock entspricht 8,5 % der heutigen Kohlenförderung von Vattenfall Europe Mining. Entsprechend werden **410 Beschäftigte bei Vattenfall Europe Mining** gesichert, um die vom neuen Kraftwerksblock benötigte Braunkohle fördern zu können.
- Durch die **Einkommen** der Vattenfall-Mitarbeiter werden ca. 125 Arbeitsplätze induziert, in den **Vorleistungsbranchen** können 500 indirekte Arbeitsplätze gesichert werden.
- In Summe werden in Ostdeutschland durch den Kraftwerksneubau **1.100 Arbeitsplätze dauerhaft** gesichert oder geschaffen.

1 Aufgabenstellung und Vorgehen

(1) **Braunkohle** ist der **wichtigste heimische Energieträger** in der deutschen Stromerzeugung. Aufgrund ihrer ungünstigen CO₂-Bilanz ist die Braunkohle allerdings in eine defensive Position geraten. Unter anderem stellt sich die **Frage**, welche Konsequenzen sich für die Braunkohle aus der Einführung des Handels mit Emissionsrechten und dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben und ob die Braunkohle unter Abwägung der energiepolitischen Bewertungskriterien **zukunftsfähig** ist.

(2) Vor diesem Hintergrund beauftragte die Vattenfall Europe AG, Berlin, im Mai 2005 die Prognos AG, Berlin/Basel, mit der Durchführung einer Untersuchung zur energie- und regionalwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Der **Untersuchungsauftrag** erstreckt sich auf die folgenden Aspekte:

- Einerseits wird die **Konkurrenz- und Zukunftsfähigkeit** der Braunkohle im Strommarkt untersucht. Zu diesem Zweck führen wir eine vergleichende Bewertung der Braunkohle mit anderen Primärenergieträgern anhand der **energiepolitischen Ziele** der deutschen Energieversorgung – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – durch.
- Zum anderen wird die **wirtschaftliche Bedeutung** der Braunkohlenutzung für die **Region Ostdeutschland** umfassend dargestellt.

(3) Die Prognos AG und das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) haben im ersten Quartal des Jahres 2005 eine energiewirtschaftliche Referenzprognose für Deutschland im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, den sogenannten **Energierport IV**, abgeschlossen und der Öffentlichkeit vorgestellt.² In dieser Untersuchung wurde der deutsche Energiemarkt in seinem europäischen Umfeld umfassend und detailliert analysiert und eine Prognose bis zum Jahr 2030 erarbeitet.

Die vorliegende Untersuchung fußt auf dem Energierport und ist mit ihm bis zum Jahr 2030 kompatibel. Allerdings erstreckt sich der **Zeithorizont** der nunmehr vorgestellten Prognose bis zum Jahr 2050 und legt einen Fokus auf die ostdeutsche Braunkohle. Zu-

² EWI/ Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Köln/Basel, 2005

dem enthält der Bericht ein **Szenario** zu den Folgen einer verlängerten Nutzung der deutschen Kernkraftwerke.

(4) Folgende **Struktur** liegt der Untersuchung zu Grunde:

- Wir skizzieren zunächst im Untersuchungsteil „Energiewirtschaft“ wichtige **Rahmenbedingungen** der Braunkohlennutzung in Deutschland, ohne diese im Detail zu beschreiben (Kapitel 2). Hier sei auf den Energiereport IV verwiesen, in dem der energiepolitische Rahmen ausführlich dargelegt wurde.
- Die **energiepolitische Bewertung** der Braunkohle (Kapitel 3) basiert auf den Zielen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung. Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz nennt darüber hinaus die Ziele Effizienz und Verbraucherfreundlichkeit für die leitungsgebundene Energieversorgung. Aufgrund des fehlenden Maßstabs zur Messung von Effizienz und Verbraucherfreundlichkeit der Braunkohlennutzung wurden diese Ziele nicht in der Bewertung berücksichtigt. Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass insbesondere die Effizienz bereits in den anderen Zielen enthalten ist. In der Umweltverträglichkeit, da effiziente Kraftwerke auch umweltverträglicher sind und in der Wirtschaftlichkeit, da ineffiziente Kraftwerke wegen schlechter Brennstoffausnutzung gerade hinsichtlich der kurzfristigen Grenzkosten weniger wirtschaftlich sind.
- Die **Zukunftsperspektive der Braunkohle** im deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2050 ist Gegenstand des vierten Kapitels. Anhand der erwarteten kurz- und langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung unter Einbeziehung der Kosten für die CO₂-Zertifikate ermitteln wir, welche Position die Braunkohle im deutschen Strommarkt langfristig einnehmen wird und was daraus für die Braunkohlenförderung in den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland folgt.
- Im Untersuchungsteil „**Regionalwirtschaft**“ (Kapitel 5) untersuchen wir im Detail, welche regionalwirtschaftlichen Wirkungen von der Braunkohlennutzung in Ostdeutschland ausgehen. Insbesondere die direkten, indirekten und induzierten Arbeitsplatzeffekte stehen dabei im Mittelpunkt des Interesses.

Dabei ermitteln wir in einer „als-ob“-Betrachtung anhand eines plausiblen Alternativszenarios, welche Beschäftigungsstruktur in einer Energiewirtschaft ohne Braunkohle in Ostdeutschland vorzufinden wäre, um den Nettoeffekt der Braunkohlennutzung zu identifizieren.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Annahmen zum energiepolitischen Rahmen

(1) Der **Energiereport IV** bildet mit seinen Berechnungen die Basis für die Untersuchung der ostdeutschen Braunkohle bis zum Jahr 2030. Für den folgenden Zeitraum zwischen 2030 und **2050** wird eine **Trendfortschreibung** vorgenommen. Wesentliche Annahmen und Entwicklungen, die dem Energiereport IV zu Grunde liegen, werden im Folgenden kurz zusammengefasst, eine ausführliche Darstellung ist der Veröffentlichung zu entnehmen.

(2) Der Elektrizitätssektor in Deutschland wird in den kommenden Jahrzehnten auf politisch induzierte Veränderungen reagieren müssen, die Einfluss auf die Erzeugungsstruktur des deutschen Kraftwerksparks nehmen werden. Für die Braunkohlenverstromung gehen die stärksten **Veränderungskräfte** von den folgenden Entwicklungen aus:

- Einführung des CO₂-Emissionshandels,
- Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland,
- Integration einer stark wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungseinheiten sowie
- Liberalisierung und fortschreitende Integration des EU-Strombinnenmarktes, die Wirtschaftlichkeitsaspekte der Stromversorgung in den Vordergrund rückt.

Weitere starke **Einflussfaktoren**, an denen sich der Kraftwerkspark der Zukunft ausrichten wird, sind die Entwicklung der Brennstoffkosten und der Fortschritt in der Kraftwerkstechnik. Diese Faktoren werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen in Kapitel 3.1 dargestellt.

Emissionshandel

(3) Die globale Erwärmung der Erdatmosphäre wird im gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050 ein drängendes Problem bleiben. Insofern kommt der Verminderung des Ausstoßes von Klimagasen weltweit weiter hohe Bedeutung zu. Die zukünftige **Klimaschutzpolitik** wird jedoch auch einen Ausgleich zwischen den Klimaschutzziele und anderen Zielen der Wirtschafts- und Energie-

politik suchen. Ein Gradmesser für die Konsequenz in der Klimapolitik ist die Höhe der Zertifikatpreise für CO₂-Emissionen.

Wir gehen davon aus, dass die Klimapolitik in der Europäischen Union auch über das Jahr 2012 hinaus weitergeführt werden wird. Mit einer deutlichen Verschärfung rechnen wir allerdings erst nach dem Jahr 2030. Weltweit ansteigende Grenzvermeidungskosten für Treibhausgase werden dazu führen, dass der Preis für Emissionszertifikate ebenfalls steigt. In unserem Referenzszenario gehen wir von einer moderaten Preisentwicklung aus.

(4) Derzeit ist am Markt für **Emissionszertifikate** ein hohes Preisniveau zu beobachten, das sich nicht durch die mittel- und langfristigen Grenzkosten der CO₂-Vermeidung erklären lässt. Es sprengt den Rahmen dieser Untersuchung, die Ursache hierfür zu analysieren. Mögliche Gründe sind die hohen Gaspreise im Vereinigten Königreich (UK) mit der Folge von Zukäufen für den dortigen Betrieb von Kohlekraftwerken. Wir erwarten für die kommenden Jahre bis 2010, dass sich ein funktionierender Markt für CO₂-Zertifikate ausbildet, dessen Preise sich an den Vermeidungskosten orientieren.

Für unsere **Berechnungen** unterstellen wir einen linearen Anstieg des realen CO₂-Handelspreises (Preisbasis 2000) von 5 Euro/ t im Jahr 2010 auf 15 Euro/ t im Jahr 2030. Nach dem Jahr 2030 gehen wir von einem stärkeren Anstieg des CO₂-Preises auf 30 Euro/ t im Jahr 2050 aus.

Ausstieg aus der Kernenergie

(5) Die Zukunft der Kernenergienutzung in Deutschland ist und bleibt eine **politische Entscheidung**, die eng mit der Akzeptanz dieser Energiequelle verbunden ist.

(6) Im **Referenzszenario** gehen wir von einer Umsetzung des **Kernenergieausstiegs** entsprechend dem „Atomkonsens“ aus. In dieser Vereinbarung, die im "Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität" in geltendes Recht überführt wurde, haben sich Bundesregierung und die Betreiberunternehmen der Kernkraftwerke darauf verständigt, die künftige Nutzung der vorhandenen Kraftwerke zu befristen und auf den Neubau von Kernkraftwerken zu verzichten.

Der Betrieb der Anlagen wurde - auf der Basis einer angenommenen Regellaufzeit von 32 Jahren - über die anlagenspezifische Zuteilung einer definierten Reststrommenge begrenzt. Hierbei können Strommengen übertragen werden, z.B. von älteren auf jüngere Kernkraftwerke. Als Kompensation für die Rücknahme des

Genehmigungsantrages für Mülheim-Kärlich erhielt der Betreiber RWE eine zusätzliche Strommenge (von 107 TWh), die auf andere Anlagen übertragen werden kann. Weitere Eckpunkte sind

- regelmäßige Sicherheitsüberprüfungen
- die Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen, Zwischenlager an den Kraftwerksstandorten einzurichten
- die Beschränkung der Entsorgung auf die direkte Endlagerung und das Verbot von Transporten in die Wiederaufarbeitung seit dem 01.07.2005 sowie
- die Erhöhung der Deckungsvorsorge für jedes Kernkraftwerk auf das Zehnfache (von 500 Mio. DM auf 2,5 Mrd. Euro).

Im Zuge des Atomausstieges sind die Kernkraftwerke Stade und Obrigheim bereits vom Netz gegangen. Bei vollständiger Umsetzung und Berücksichtigung der Übertragung von Reststrommengen auf weiter betriebene Kernkraftwerke wird das letzte deutsche Kernkraftwerk voraussichtlich im Jahr 2021 abgeschaltet werden.

(7) Wegen der anhaltenden Diskussionen über eine **verlängerte Nutzung** der bestehenden Reaktoren werden in Kapitel 4.3 in einem **Alternativszenario** die Effekte berechnet, die eine um acht Jahre verlängerte Kernenergienutzung auf den zukünftigen Kraftwerkspark und die Struktur der Stromerzeugung nehmen würde. Auch in diesem Szenario gehen wir nicht von einem Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2050 aus.

Ausbau und Integration der erneuerbaren Energien und dezentraler Erzeugungseinheiten in den Kraftwerkspark

(8) Die **Förderung** der erneuerbaren Energien wird bis zum Jahr 2030 fortgeführt. Allerdings gehen wir davon aus, dass die Degression der Einspeisevergütung weniger stark sein wird als im Erneuerbare Energien Gesetz derzeit vorgesehen.

Nach dem Jahr 2030 erwarten wir eine Umgestaltung der Förderung. Windenergie, Biomasse- und Biogasanlagen werden bis zum Jahr 2030 die **Wirtschaftlichkeitsschwelle** erreichen. Die Förderung dieser Anlagen läuft daher nach dem Jahr 2030 aus. Wir erwarten eine Verschiebung der Förderschwerpunkte bis zum Jahr 2050 hin zu anderen Themenfeldern.

(9) Vom steigenden Anteil **erneuerbarer Energien und dezentraler Anlagen** an der Stromerzeugung werden erhebliche Auswir-

kungen auf die Struktur des Kraftwerksparks und dessen Fahrweise ausgehen.

(10) Die meisten Verfahren zur Stromerzeugung auf der Basis regenerativer Energien entziehen sich bisher wegen technischer oder wirtschaftlicher Gegebenheiten überwiegend einer an der Last, also am aktuellen Strombedarf orientierten **Leistungssteuerung**. Ihre Stromproduktion ist aus verschiedenen Gründen relativ unflexibel.

Die Stromerzeugung mittels Windkraft, Photovoltaik und auch Wasserkraft (Laufwasser) wird überwiegend von den Witterungsbedingungen bestimmt. Da bei diesen Energieträgern keine Brennstoffkosten anfallen, ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, diese Anlagen bei sinkender Last zurück zu fahren. Eine kurzfristige Steigerung der Stromproduktion ist in der Regel nicht möglich.

Biomasse-, Biogas- und Geothermiekraftwerke hingegen sind anlagentechnisch meist als KWK-Anlagen ausgelegt und werden wärmegeführt gefahren, so dass ihre Flexibilität durch den jeweiligen Wärmebedarf begrenzt wird. Auch bei den vorwiegend dezentral eingesetzten Erzeugungsverfahren wie Mikroturbinen, Brennstoffzellen und BHKW ist Strom in der Regel nur ein Nebenprodukt, da sie primär im Hinblick auf die Wärmeversorgung ausgelegt werden.

(11) Der Kraftwerkspark muss jedoch auf die sich ständig ändernde Stromnachfrage reagieren können, um Angebot und Nachfrage stets auszugleichen. Dies hat zur Folge, dass bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien die konventionellen Kraftwerke in bedeutend stärkerem Maße als heute **Regelenergie** zum Ausgleich der Last- und Leistungsschwankungen bereitstellen werden.

(12) Aufgrund des erwarteten starken Ausbaus erwarten wir von der **Integration der Windenergie** den größten Einfluss auf den konventionellen Kraftwerkspark. Bereits heute kann die Windkraftenerzeugung bei sich ändernden Windverhältnissen innerhalb weniger Stunden um mehrere tausend MW schwanken, ein Effekt, der sich zukünftig verstärken wird. Als gesicherte Leistung gelten nach der aktuellen Studie der Deutschen Energie-Agentur [DENA] derzeit zwischen 7 und 9 % der insgesamt installierten Leistung. Dieser Wert wird laut DENA zukünftig auf rund 5 bis 6 % zurück gehen. Zum Vergleich: Die gesicherte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks wird in Deutschland mit etwa 93 Prozent angegeben. Dies hat zur Folge, dass für Windkraftanlagen in hohem Maße **Reservekapazität** in konventionellen Kraftwerken bereitgehalten werden muss.

(13) Obwohl Windkraftanlagen wegen des unsteten Winddargebots keine Grundlast bereitstellen können, werden auch **Grundlastkraftwerke** vom Ausbau der Windenergie betroffen sein. Die Windenergieeinspeisung ist bei hohem Ausbaustand in vielen Perioden im Jahr in der Lage, einen Großteil des Strombedarfs zu decken. Dadurch verringern sich nicht nur die Einsatzzeiten der Mittellast- sondern teilweise auch der Grundlastkraftwerke. Gerade diese benötigen aber wegen ihrer hohen Investitionskosten hohe Volllaststunden, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Hierzu zählen neben den Kernkraftwerken insbesondere die Braunkohlkraftwerke. Ein gegenüber heute **geringerer Zubau** von Grundlastkraftwerken ist die Folge. Ein erhöhter Bedarf besteht hingegen wegen der Windenergieeinspeisung zukünftig an flexiblen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken.

Liberalisierung der Energiemärkte

(14) Die Liberalisierung der EU-Strommärkte wird nach Umsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinie für Strom (2003/54/EC) bis spätestens 2007 vollendet. Der **Wettbewerb** im Strommarkt wird zunehmen. Gleichzeitig steht ein umfangreicher Neubau von Kraftwerken in Deutschland an. Alte, fossil befeuerte Kraftwerke und die im Zuge des Atomausstiegs stillgelegte Kraftwerkskapazität müssen ersetzt werden. Wirtschaftlichkeitsaspekte haben deshalb bei der Energieträgerwahl stärkeres Gewicht erlangt.

(15) Die **verbrauchsnahe Stromerzeugung** wird auch in Zukunft in der Regel kostengünstiger sein als der Stromtransport über weite Entfernungen. Dies hat zur Folge, dass die Entwicklung der Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung in Deutschland dem zukünftigen Strombedarf als Leitgröße folgen wird.

(16) Dennoch wird der **Stromaustausch** zwischen den Regionen und Ländern Europas wegen der unterschiedlichen Ausstattung mit Ressourcen zunehmen. Länder wie die Schweiz und Norwegen werden wegen ihrer günstigen natürlichen Bedingungen für Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke auch zukünftig Exporteure in Spitzenlastzeiten und Importeure in Schwachlastzeiten oder in trockenen Jahren sein. Deutschland hingegen hat unter anderem wegen der Braunkohlenverstromung die Möglichkeit, in Schwachlastzeiten zu exportieren.

Unterstützt wird der zunehmende Stromaustausch schon heute durch die EU-Verordnung 1228/2003. Sie regelt EU-weit die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Ihre Ziele sind die Schaffung einer gerechten Regelung für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die Erhöhung der Liquidität auf dem europäischen Strommarkt und die Erleichterung des

Markteintritts weiterer Stromanbieter. Im Zuge der Umsetzung ist mit einer Zunahme des europäischen Stromhandels zu rechnen.

(17) Deutschland wird auch aufgrund seiner zentralen Lage zunehmend die Funktion eines **Stromtransitlandes** übernehmen. Aufgrund der steigenden installierten Windleistung wird der Ausbau der Netzinfrastruktur national aber auch international an Bedeutung gewinnen.

Auswirkungen auf die ostdeutsche Braunkohlenverstromung

(18) Die ostdeutsche Braunkohlewirtschaft muss sich im Zeitraum bis zum Jahr 2050 in einem Umfeld länderübergreifenden **Wettbewerbs** und steigender Anforderungen an die Umwelt- und Klimaverträglichkeit behaupten. Die Integration der erneuerbaren Energien und hier insbesondere der Windkraft wird den Gesamtbedarf an Grundlastkraftwerken in Deutschland zwar reduzieren, aus dem Ersatzbedarf des deutschen Kraftwerksparks eröffnen sich jedoch neue Chancen für die Braunkohlenverstromung.

(19) Die **Klimapolitik** wird zu einem entscheidenden Faktor in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für bestehende und neu zu errichtende Kraftwerke. Die zunehmende Internationalisierung des Emissionshandels wird den Anstieg der Vermeidungskosten jedoch auf einem moderaten Niveau halten. Neue technische Entwicklungen zur Verbesserung der Brennstoffausnutzung und zur Emissionsminderung sind notwendig, damit die Braunkohle trotz der im Vergleich zu anderen Energieträgern hohen CO₂-Emissionen ihren Platz in der zukünftigen Energieerzeugung sichern kann.

2.2 Szenario zur Entwicklung der Großhandelspreise für Strom bis zum Jahr 2050

(1) Die **Energiepreisprognosen** der Prognos AG sind auf langfristige Zeithorizonte ausgerichtet und basieren auf den aus heutiger Sicht erwartbaren **grundlegenden Trends**. Diese Trends wiederum stützen sich auf die Entwicklung von Fundamentalindikatoren wie der Energienachfrage und der Kostenentwicklung im Energieangebot.

Kurzfristige Schwankungen aufgrund von konjunkturellen Zyklen, Wetterereignissen und politischen oder gesellschaftlichen Ereignissen sind in einer langfristigen Prognose hingegen kaum zu berücksichtigen.

(2) Der Strommarkt in Deutschland wurde per Gesetz im Jahr 1998 vollständig geöffnet. Überkapazitäten im deutschen Kraftwerkspark führten dazu, dass die **Großhandelspreise** nach der Liberalisierung auf die kurzfristigen Grenzkosten abgeschriebener Großkraftwerke sanken. Mit der kostengetriebenen Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten sind seit dem Jahr 2000 die Preise am Großhandelsmarkt wieder erheblich gestiegen.

Großhandelspreise sind die mittleren, am Strommarkt realisierbaren **Erzeugerpreise** der Kraftwerke und enthalten weder Abgaben noch Steuern oder Netznutzungsentgelte für den Transport.

Der für die Grundlastherzeugung aus Braunkohle ausschlaggebende **Basepreis** entspricht dem gewichteten Durchschnittspreis von 0-24 Uhr. Deutlich höhere Preise werden am Markt für Strom zu Spitzenlastzeiten und für Regelenergie erzielt.

(3) Die Erzeugungsstruktur und der Brennstoffbedarf nach Energieträgern des Kraftwerksparks sind ausschlaggebend für die Preisbildung am Großhandelsmarkt. Insofern können **Preisprognosen** nicht unabhängig von der Entwicklung des Anlagenparks gesehen werden.

Die nachfolgende Prognose fußt auf dem in Kapitel 4.3 dargestellten **Referenzszenario** zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050.

(4) Folgende Annahmen bzw. Einflüsse bestimmen neben den Energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die **künftige Entwicklung** der Großhandelspreise:

- Der **Kraftwerkspark** in Deutschland wird bis zum Jahr 2050 nahezu komplett erneuert werden. Entsprechende Investitionen rentieren sich nur, wenn am Strommarkt ein Preis erzielt werden kann, der die Vollkosten deckt. Die Großhandelspreise für Strom werden dadurch auf die langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung steigen, die in etwa den Vollkosten neuer Kraftwerke entsprechen.
- Ausgehend vom hohen Niveau des Jahres 2005 werden real sinkende **Brennstoffkosten** den Strompreis bis zum Jahr 2010 entlasten. Der von uns erwartete Preisanstieg bei den Brennstoffen nach dem Jahr 2010 (vergleiche Kapitel 3.1) wird auch die Strompreise wieder steigen lassen.

(5) Nachfolgend sind die Ergebnisse der Preisprognose für Baseload-Strom als **reale Großhandelspreise** (Preisbasis 2000) dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass das Preisniveau im Jahr 2000 wegen der besonderen Situation atypisch niedrig war und sich für einen Vergleich mit den prognostizierten Werten deshalb nur eingeschränkt eignet.

Tabelle 1: *Großhandelspreise für Strom (Baseload) in Deutschland bis zum Jahr 2050 (Preisbasis 2000)*

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Großhandelspreis Baseload [Euro/ MWh]	18,6	36,7	35,3	36,7	39,1	40,9	44,6	46,0	49,0	50,8	53,3

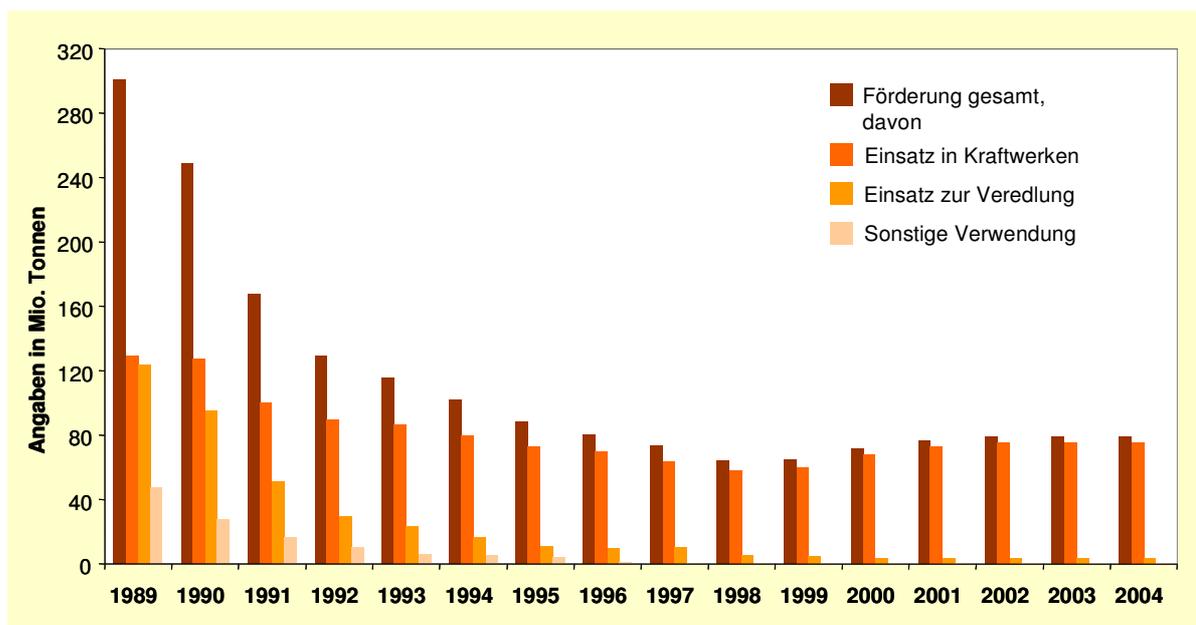
Quelle: EWI/ Prognos AG, EEX

Gegenüber den Preisen für 2005 erwarten wir bis zum Jahr 2030 einen **Anstieg** der realen Großhandelspreise für Baseload-Strom um rund 22 %. Im Folgezeitraum bis zum Jahr 2050 steigen die Strompreise wegen der steigenden Kosten für Primärenergieträger und Emissionszertifikate nochmals deutlich an.

3 Energiepolitische Bewertung der Braunkohle

(1) Die Braunkohlennutzung in Ostdeutschland unterlag in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten einem starken Wandel. Die Förderung ging von über 300 Mio. Tonnen im Jahr 1989 über 88 Mio. Tonnen im Jahr 1995 auf knapp 80 Mio. Tonnen im Jahr 2004 zurück. Die **Nutzungsstruktur** der Braunkohle hat sich ebenfalls erheblich gewandelt. Der Einsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung ist von gut 40 % im Jahr 1989 auf über 95 % im Jahr 2004 angestiegen. Die Nutzung der Braunkohle in Ostdeutschland ist heute nahezu ausschließlich an die Stromerzeugung gekoppelt (Abbildung 1)

Abbildung 1: Braunkohlennutzung in Ostdeutschland von der Deutschen Einheit bis zum Jahr 2004 (Angaben in Mio. Tonnen)



Quelle: Prognos AG nach DEBRIV, 2005

(2) Insofern ist es zulässig, die energiepolitische Bewertung der Braunkohlennutzung auf die Bereiche Brennstoffversorgung der Kraftwerke und Stromerzeugung zu beschränken. Die folgende Analyse der heutigen und zukünftigen Bedeutung der ostdeutschen Braunkohlenwirtschaft fokussiert das **Zieldreieck** der nachhaltigen Energiewirtschaft: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit.

3.1 Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle

(1) Die Braunkohleverstromung ist heute eines der wirtschaftlichsten Verfahren zur Erzeugung von Grundlaststrom. In welchem Maße Braunkohle auch in Zukunft in der Stromerzeugung eingesetzt wird, hängt nicht zuletzt davon ab, ob die Braunkohlenstromerzeugung **konkurrenzfähig** gegenüber anderen Energieträgern bleibt. Investitionen in Kraftwerksneubauten sind langfristiger Natur und werden nur dann getätigt, wenn absehbar ist, dass sie durch die Erlöse am Strommarkt refinanziert werden können.

(2) Die zukünftige Entwicklung der **Wirtschaftlichkeit** der **Braunkohlenverstromung** wird deshalb vor dem Hintergrund des technisch- wirtschaftlichen Fortschritts in der Kraftwerkstechnik und der Veränderung der Brennstoffpreise untersucht. Aus wirtschaftlicher Sicht sind zwei zentrale Fragen zu beantworten:

- Erreicht der mit Braunkohle befeuerte **Kraftwerkspark** auch langfristig eine für den wirtschaftlichen Betrieb in der Grundlast ausreichende Auslastung?
Zu dieser Fragestellung untersuchen wir die für die Einsatzplanung des Kraftwerksparks entscheidenden **kurzfristigen Grenzkosten** der Braunkohlenverstromung im Vergleich zu Kraftwerken für andere Primärenergieträger.
- Ist der **Neubau** bzw. **Ersatz** von Braunkohlenkraftwerken auch in Zukunft wirtschaftlich?
Hierzu berechnen wir die zukünftigen **Vollkosten** der Stromerzeugung aus Braunkohle und konkurrierenden Energieträgern und vergleichen sie mit den durch die Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflussten zukünftigen Strompreisen.

Der **langfristige Vergleich** dieser Kosten zeigt auf, ob und in welchen Bereichen der Stromerzeugung (Grund-, Mittel- oder Spitzenlast) Braunkohlenkraftwerke auch in Zukunft wirtschaftlich vorteilhaft sind. In den Vergleich werden Kraftwerke einbezogen, die mit den Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Kernenergie und Biomasse befeuert werden.

Vorgehen bei der Berechnung der Vollkosten

(3) In allen Kosten- und Preisbetrachtungen innerhalb dieser Studie verwenden wir grundsätzlich **reale**, das heißt um Inflationseffekte bereinigte **Kosten und Preise** mit einer einheitlichen Preisbasis. Dieses Vorgehen erleichtert die Vergleichbarkeit von Daten aus verschiedenen Zeiträumen, da Änderungen, die nur auf

der Inflation beruhen, nicht abgebildet werden. Sämtliche Preis- und Kostenangaben in den folgenden Erläuterungen und in Tabellen beziehen sich, wenn nicht anders angegeben, auf das Basisjahr 2000 („Preise von 2000“).

(4) Zur Berechnung der mittleren Vollkosten der Stromerzeugung über den jeweiligen Anlagenbetriebszeitraum wird die **Barwertmethode** angewendet. Alle jährlich zu leistenden Zahlungen werden über den Betriebszeitraum des Kraftwerks aufaddiert und auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abdiskontiert. Der so ermittelte Barwert wird auf einen Jahreswert (Annuität) nivelliert und in Bezug zur jährlich erzeugten Nettostrommenge gesetzt.

(5) Kraftwerksinvestitionen werden sowohl fremd- als auch eigenfinanziert. Aus dem Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital und den unterstellten jeweiligen Renditeerwartungen ergibt sich der **kalkulatorische Mischzinssatz**. Für die Berechnung der Vollkosten der Stromerzeugung setzen wir in der Betriebsphase einen real konstanten Mischzinssatz von 9 % über die Laufzeit an.

Die **Investitionen** in ein Kraftwerksprojekt und die Inanspruchnahme von Fremd- und Eigenkapital beginnen mit der Planung und damit weit vor der Inbetriebnahme der Anlage. Für die Berechnung unterstellen wir, dass 85 % des gesamten Investitionsvolumens vor der Inbetriebnahme verausgabt werden, wobei sich die Zahlungen gleichmäßig über die Bauzeit verteilen. Während der Bauzeit werden aufgrund von höheren Risikozuschlägen der Fremdkapitalgeber real konstante Zinsen von 10,5 % unterstellt.

(6) Als exemplarische **Inbetriebnahmezeitpunkte** für Neubaukraftwerke werden die Jahre 2015 und 2030 gewählt.

(7) Folgende anlagenspezifische **Parameter** sind für die Berechnung der **Stromgestehungskosten** relevant:

- Installierte elektrische Bruttoleistung des Kraftwerks [MW],
- spezifische Investitionskosten [Euro/ kW],
- Bauherreneigenleistungen [Prozent der Investitionssumme],
- fixe Betriebskosten [Euro/ kW],
- variable Betriebskosten [Euro/ MWh],
- Bauzeit [Jahre]
- Betriebsdauer der Anlage [Jahre]
- Wirkungsgrad der Anlage [Prozent]
- Kosten für Brennstoffe und für CO₂-Emissionen [Euro/ MWh]

3.1.1 Entwicklung der anlagenspezifischen Parameter bis 2030

(1) Die Vollkosten der Stromerzeugung sind abhängig von der **installierten elektrischen Bruttoleistung** der Anlage. Größere Kraftwerke profitieren gegenüber kleineren in der Regel von Skaleneffekten. Die gewählten Anlagengrößen entsprechen derzeit gebauten Standardgrößen, für die wir auch in Zukunft im Mittel keine wesentlichen Abweichungen erwarten.

(2) Die **spezifischen Investitionskosten** umfassen lediglich reine Anlagenkosten. Für alle Anlagentypen, ausgenommen Biomasse, werden real konstante Investitionskosten unterstellt. Es ist davon auszugehen, dass die Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik, die sich maßgeblich in der Verbesserung der Wirkungsgrade widerspiegelt, zu einer Steigerung der Investitionskosten führt. Wir gehen davon aus, dass diese Kostensteigerung langfristig durch Effizienzgewinne in der Anlagenproduktion und Errichtung kompensiert werden kann. Für Biomassekraftwerke erwarten wir stärkere Effizienzgewinne, mit der Folge sinkender spezifischer Investitionskosten.

Bauherreneigenleistungen sind Kosten, die während der Planungs- und Bauzeit beispielsweise für Genehmigungsverfahren und Infrastrukturmaßnahmen anfallen und vom Bauherrn selbst getragen werden. Sie werden mit zusätzlich 15 % der reinen Anlagenkosten abgeschätzt.

(3) Die **fixen Betriebskosten** enthalten die von der Fahrweise des Kraftwerks weitgehend unabhängigen Kosten. Dazu zählen Versicherungskosten, Personalkosten sowie der größte Teil der Kosten für die Instandhaltung und Wartung der Anlagen. Wir erwarten, dass die fixen Betriebskosten bis zum Jahr 2030 real leicht sinken.

(4) **Variable Betriebskosten** hingegen umfassen nur Kosten, die mit dem direkten Anlagenbetrieb einhergehen, wie Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe (nicht aber die Brennstoffe, die eine eigene Kategorie bilden). Wir nehmen für alle Kraftwerkstypen mit Ausnahme von Biomassekraftwerken real konstante Kosten bis zum Jahr 2030 an (vergleiche Tabelle 2). Die Weiterentwicklung der Biomassekraftwerke birgt noch deutliche Effizienzpotenziale. Die fixen und variablen **Betriebskosten** nehmen mit steigendem Alter der Anlage zu. In unseren Berechnungen berücksichtigen wir dies mit einer jährlichen **Steigerung** von 1 %, bezogen auf den in Tabelle 2 dargestellten Ausgangswert.

(5) Die **Bauzeit** für die verschiedenen Kraftwerkstypen unterscheiden sich zum Teil erheblich. Wir gehen davon aus, dass in Zukunft keine nennenswerten Bauzeitverkürzungen erzielt werden können.

(6) Das Verhältnis von Fixkosten zu variablen Kosten unterscheidet sich bei einzelnen Stromerzeugungstechniken zum Teil erheblich. Daher ist die wirtschaftlich sinnvolle **Betriebsdauer** eines Kraftwerks mitunter entscheidend für die Konkurrenzfähigkeit eines Energieträgers. Kraftwerke mit einem vergleichsweise hohen Anteil an Fixkosten sind sowohl auf eine hohe jährliche Volllaststundenzahl als auch auf eine lange wirtschaftliche Betriebsdauer angewiesen, um gegenüber Erzeugungstechniken mit geringen Fixkosten am Markt bestehen zu können. Für die Berechnung der Vollkosten nehmen wir an, dass sich die reguläre Betriebsdauer der einzelnen Kraftwerkstypen bis zum Jahr 2030 nicht ändert.

(7) Die **elektrischen Nettowirkungsgrade** der Neubaukraftwerke werden zukünftig weiter steigen. Die größten Wirkungsgradverbesserungen erwarten wir für die gasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen (GuD).

(8) Die **anlagenspezifischen Parameter** und Kostenannahmen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Annahmen zur Berechnung der Vollkosten der Stromerzeugung für die Inbetriebnahmejahre 2015 und 2030

	Inbetriebnahme	Braunkohle Staubfeuerung	Steinkohle Staubfeuerung	Erdgas GuD	Erdgas GT	Kernkraft EPR	Biomasse Rostfeuerung
Installierte Bruttoleistung [MW je Anlage]	2015						
	2030	1.000	1.000	800	150	1.100	50
Spezifische Investitionskosten [Euro/ kW]	2015						1.500
	2030	1.100	950	440	220	1.350	1.400
Fixe jährliche Betriebskosten [Euro/ kW]	2015	31,6	30,2	27,4	26,1	55,0	30,5
	2030	28,7	27,6	24,7	23,8	50,0	27,5
Variable Betriebskosten [Euro/ MWh]	2015	2,3	2,0	0,5	0,5	0,5	2,0
	2030	2,3	2,0	0,5	0,5	0,5	1,5
Betriebsdauer der Anlage [Jahre]	2015						
	2030	40	40	25	25	40	20
Elektrischer Nettowirkungsgrad [%]	2015	46,0	49,5	61,0	39,0	40,0	39,0
	2030	48,0	51,5	66,5	40,0	41,0	41,0
Bauzeit [Jahre]	2015						
	2030	4,0	4,0	2,0	2,0	5,0	1,5

Quelle: IEA, Öko-Institut, Vattenfall Europe AG, eigene Annahmen der Prognos AG

3.1.2 Entwicklung der Brennstoffkosten bis 2050

(1) Neben den anlagentechnischen Parametern stellen die **Preise für Brennstoffe** einen weiteren zentralen Punkt der Kostenrechnung dar. Die Brennstoffpreise frei Kraftwerk werden für die Primärbrennstoffe Braun- und Steinkohle, Erdgas, Kernbrennstoffe und Biomasse bis zum Jahr 2050 auf der Basis von Fundamentalindikatoren wie Förder- und Transportkosten prognostiziert. Kurzfristige Lieferengpässe und Preisschwankungen werden in der langfristigen Betrachtung nicht ausgewiesen.

Geht der Betriebszeitraum für einen Kraftwerkstyp über das Jahr 2050 hinaus, werden die Brennstoffkosten auf dem Wert des Jahres 2050 real konstant gehalten. Aus der Sicht der Prognos AG ist diese Vereinfachung zulässig, da aufgrund der angewendeten Barwertmethode Brennstoffpreisänderungen gegen Ende der Betriebszeit vernachlässigbar kleine Änderungen bewirken.

(2) Die **Kosten für CO₂-Emissionen** werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen als Opportunitätskosten vollständig über spezifische Emissionsfaktoren in die Brennstoffpreise einbezogen.

(3) Die **Preisprognosen** für die einzelnen Brennstoffe werden sowohl mit als auch ohne die zusätzlichen Kosten für CO₂-Emissionen dargestellt. Für die Berechnungen der Voll- und Grenzkosten der Stromerzeugung verwenden wir die Brennstoffkosten inklusive CO₂-Kosten.

(4) **Braunkohle** wird nicht auf internationalen Märkten gehandelt. Demzufolge wirkt sich eine Verknappung der abbaubaren Vorräte nicht unmittelbar auf den Brennstoffpreis aus. Die Preise frei Kraftwerk werden hauptsächlich durch Lagerstättenbedingungen, Transportkosten und die Effizienz der Fördertechnik bestimmt.

Für die Zukunft nehmen wir an, dass der reine Brennstoffpreis frei Kraftwerk bei 3 Euro/ MWh real konstant bleibt. Schlechtere Lagerstättenbedingungen und steigende Transportkosten werden durch Effizienzgewinne in der Förderung real ausgeglichen.

Braunkohle wird stärker als alle anderen Energieträger durch den CO₂-Emissionshandel belastet. Bereits im Jahr 2030 führt der angenommene CO₂-Preis von 15 Euro/ t dazu, dass sich der Brennstoffpreis durch die Berücksichtigung der **Kosten für CO₂-Emissionen** real nahezu verdreifacht (vergleiche Tabelle 3).

(5) Der größte Teil des deutschen **Steinkohlebedarfs** hingegen wird heute bereits aus Australien, Südafrika, Kolumbien und Polen importiert. Die Bezugspreise frei Kraftwerk in Deutschland werden unmittelbar von internationalen Marktpreisen bestimmt. Innerhalb Deutschlands fallen zusätzlich Kosten für den Binnentransport an.

Die gegenwärtig hohen Preise für Kraftwerkskohle resultieren vor allem aus dem weltweit stark gestiegenen Kohlenbedarf des Jahres 2004. Zusammen mit steigenden Frachtraten für den Seetransport führte diese Entwicklung zu sehr hohen Preisen an den internationalen Kohlemärkten. Der Preisanstieg in Deutschland verzögerte sich allerdings durch langfristige Lieferverträge. Im ersten Halbjahr 2005 folgten die Preise für Importkraftwerkskohle dem 2004 eingeleiteten Aufwärtstrend, während die Preise am internationalen Spotmarkt bereits wieder sinken.

Wir erwarten, dass der Preis für Kraftwerkssteinkohle bis zum Jahr 2010 real leicht sinkt. Im Folgezeitraum bis zum Jahr 2050 gehen wir von minimalen Realpreissteigerungen aus. Auch für Steinkohle entstehen deutliche **Preiserhöhungen** durch zusätzliche Kosten für **CO₂-Emissionen** (vergleiche Tabelle 3).

(6) **Erdgas** ist in Deutschland der fossile Wachstumsenergieträger Nummer eins. Die Inlandsförderung sinkt jedoch seit Jahren kontinuierlich. Steigende Importquoten führen dazu, dass die nationalen Bezugspreise frei Kraftwerk oft an Grenzübergangspreise gekoppelt sind. Erdgas wird im Gegensatz zu Steinkohle aufgrund des leitungsgebundenen Transports nahezu ausschließlich auf regionalen Märkten gehandelt. Der Ausbau der LNG-Technik führt nach unserer Ansicht mittel- bis langfristig zur Ausbildung eines Weltmarktes. Für Kraftwerksgas stellen die Transportkosten innerhalb Deutschlands einen zusätzlichen Kostenblock dar.

Getrieben von dem hohen **Ölpreisniveau** steigen zur Zeit auch die Preise für Importerdgas deutlich an. Im Juni 2005 kostete Importerdgas mit 15,3 Euro/ MWh, knapp 34 % mehr als im vergleichbaren Vorjahresmonat³. Daran gekoppelt steigen ebenfalls die Preise für Kraftwerksgas.

Für die Zukunft gehen wir davon aus, dass die Grenzübergangspreise für Erdgas dem Ölpreisniveau mit Zeitverzögerung folgen. Wir erwarten, dass sich das derzeit sehr hohe Preisniveau für Importerdgas bis zum Jahr 2010 real abschwächt und danach kontinuierlich bis zum Jahr 2050 steigt. Die Bezugspreise frei Kraftwerk in Deutschland sind im Wesentlichen an diese Entwicklung gebunden. Wir gehen davon aus, dass die Transportkosten in Deutsch-

³ Quelle: Monatliche Statistik über die Entwicklung der Grenzübergangspreise des BMWA, www.bmwa.de

land aufgrund der Einführung der Netzregulierung durch die Bundesnetzagentur real sinken werden.

Bei der Verbrennung von Erdgas wird deutlich **weniger** CO₂ emittiert als bei Braun- und Steinkohle. Erdgas weist deshalb im Vergleich zu diesen Energieträgern die geringsten **Kosten für CO₂-Emissionen** auf. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass sich das Preisniveau durch die Anlegung des Erdgaspreises an den Kohlepreis erhöht.

(7) Die heute in Deutschland eingesetzten **Kernbrennstoffe** stammen hauptsächlich aus Lagerbeständen. Preisbestimmend sind die Preise für den Energieträger (Uran) und die Aufbereitung zu Brennelementen, Transportkosten fallen kaum ins Gewicht. Der Preis für Kernbrennstoffe liegt nach Angaben verschiedener Quellen zwischen 3 und 5 Euro/ MWh. Wir unterstellen für unsere Berechnungen, dass der aktuelle Preis bei 4,8 Euro/ MWh⁴ liegt.

Der Abbau der **Lagerbestände** wird in Zukunft dazu führen, dass Kernbrennstoffe zu 100 % nach Deutschland importiert werden müssen. Wir gehen davon aus, dass der Preis in Zukunft durch eine Verknappung der Ressourcen und Mitnahmeeffekte steigen wird. Entwicklungen in der Brütertechnik werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der CO₂-Preise berührt die Kernbrennstoffe nicht, da bei der Stromproduktion mit Kernenergie keine CO₂-Emissionen auftreten.

(8) **Biomasse** umfasst ein weites Feld an Brennstoffen. Das Spektrum reicht von Altholz über Waldrestholz bis hin zu angebauten Energiepflanzen. Brennstoffqualität und Aufwand zur Bereitstellung der verschiedenen Biomasseprodukte unterscheiden sich daher erheblich. Dementsprechend reichen Preisangaben von der Altholzentsorgung mit negativen Preisen frei Kraftwerk (Zuzahlungen) bis hin zu Preisen von weit über 50 Euro/ t für angebaute Energiepflanzen. Wir arbeiten in unserer Preisprognose mit einem Durchschnittspreis für alle Biomasseprodukte frei Kraftwerk.

Die zur Zeit in Kraftwerken eingesetzte Biomasse besteht zum überwiegenden Teil, wir schätzen zu mindestens 80 % aus Abfallstoffen der Papierindustrie, Altholz sowie Waldrestholz. Diese Fraktionen bewegen sich alle im unteren Drittel der beschriebenen Preisspanne. Als Obergrenze nehmen wir an, dass der Preis für die Tonne Hackschnitzel bei etwa 30 Euro liegt⁵. Wir gehen im Moment von einem Durchschnittsbrennstoffpreis von 5,5 Euro/ MWh aus.

⁴ Quelle: IEA-Studie Projected Costs of Generating Electricity Update 2005

⁵ Quelle EUWID Ausgabe 03.05.2005

Der größte Ausbau der Biomasse wird bis zum Jahr 2010 stattfinden. Da der Markt für Wald und Restholz heute bereits stark umkämpft ist, wird sich der Anteil der angebauten Energiepflanzen (im Wesentlichen Holz) an der eingesetzten Biomasse bis 2010 weiter erhöhen. Dementsprechend werden die durchschnittlichen Brennstoffkosten bis zum Jahr 2010 ansteigen. Zusätzlich werden die Transportkosten aufgrund größerer Entfernungen zur Verteuerung der Biomassebrennstoffe beitragen. Insgesamt unterstellen wir bis zum Jahr 2010 einen realen **Anstieg der Brennstoffpreise** für Biomasse von jährlich 5 %.

Nach dem Jahr 2010 werden aufgrund der Degression der Einspeisevergütung weniger neue Biomasseanlagen gebaut. Der Zuwachs an angebauten Energiepflanzen wird ebenfalls sinken, die Effizienz des Energiepflanzenanbaus wird sich jedoch verbessern. Allerdings werden nach dem Jahr 2010 auch den Energiepflanzenanbau betreffende **Subventionen**, beispielsweise in der Landwirtschaft, abgebaut. Die Transportkosten werden weiterhin steigen. Wir gehen davon aus, dass die Preise für Biomasse bis zum Jahr 2030 mit 1,5 % pro Jahr steigen. Nach dem Jahr 2030 wird Realkostenkonstanz angenommen. Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse sind klimaneutral. Kosten für CO₂-Emissionen fallen deshalb nicht an.

(9) In Tabelle 3 sind die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der **Brennstoffpreise** frei Kraftwerk zusammengefasst.

Tabelle 3: Entwicklung der realen Brennstoffbezugspreise frei Kraftwerk in Euro/ MWh (Preisbasis 2000)

Kosten für CO ₂ -Emissionen	Braunkohle		Steinkohle		Erdgas		Kernkraft	Biomasse
	nicht enthalten	enthalten	nicht enthalten	enthalten	nicht enthalten	enthalten	nicht relevant	nicht relevant
2005	3,0	8,8	7,6	12,6	18,9	21,9	4,8	5,0
2010	3,0	4,9	6,3	7,9	16,2	17,2	4,9	6,4
2015	3,0	5,9	6,5	9,0	17,2	18,8	4,9	6,8
2020	3,0	6,9	6,6	9,9	17,8	19,8	4,9	7,4
2025	3,0	7,9	6,6	10,8	18,3	20,8	5,2	7,7
2030	3,0	8,8	6,7	11,7	19,1	22,1	5,7	8,1
2035	3,0	9,8	6,7	12,6	20,3	23,8	6,3	8,1
2040	3,0	10,8	6,8	13,5	21,7	25,7	7,1	8,1
2045	3,0	12,3	6,8	14,9	23,3	28,2	8,1	8,1
2050	3,0	14,7	7,0	17,1	24,8	30,9	9,1	8,1

Quelle: Prognos AG

3.1.3 Ergebnisse der Vollkostenberechnung für Kraftwerksneubauten

(1) Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Kraftwerksneubauten mit einer Inbetriebnahme in den Jahren 2015 und 2030 ergeben für jeden Kraftwerkstyp eine von der jährlichen Volllaststundenzahl abhängige **Kostenfunktion** (vergleiche Abbildung 2 und Abbildung 3).

(2) Die Verstromung von **Braunkohle** weist unter den angenommenen Rahmenbedingungen in den Neubaukraftwerken die niedrigsten Vollkosten für die Erzeugung von **Grundlaststrom** auf. Betriebszeiten von jährlich 6.500 Volllaststunden sollten jedoch nicht unterschritten werden, da bei geringerer Auslastung sowohl Steinkohle- als auch Erdgaskraftwerke den Strom wirtschaftlicher erzeugen können.

Braunkohle wird als Energieträger mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern stark belastet. Dies führt dazu, dass der Kostenvorteil der Braunkohle gegenüber diesen Energieträgern sinkt.

(3) Der Kostenvorteil der Braunkohlenverstromung gegenüber dem nächst günstigsten Energieträger **Steinkohle** beträgt bei einer Anlageninbetriebnahme 2015 und 7.000 Volllaststunden 2,2 Euro/ MWh. Bei einer Anlageninbetriebnahme 2030 werden über die Zeit höhere Preise für Emissionszertifikate wirksam. Der Kostenvorteil der Braunkohle reduziert sich auf 0,8 Euro/ MWh.

Die Kostenunterschiede im Bereich der Grundlast mit Volllaststunden zwischen 6.500 und 8.000 Stunden sind insbesondere bei einer Anlageninbetriebnahme im Jahr 2030 sehr gering. Aufgrund von spezifischen Standortvorteilen kann dies dazu führen, dass die Vollkosten der Steinkohlenverstromung im Einzelfall unter denen der Braunkohle liegen. Wir gehen allerdings davon aus, dass durch den Neubau von Kraftwerken in Ostdeutschland an bestehenden Standorten in Zukunft Vorteile beim Neubau von Braunkohlenkraftwerken realisierbar sind. Die Wettbewerbsposition der Braunkohle wird dadurch zusätzlich gestärkt.

(4) Die Stromerzeugung aus **Erdgas** in GuD-Anlagen wird aus unserer Sicht bis zum Jahr 2050 die Braunkohle auch unter Berücksichtigung der CO₂-Kosten nicht aus der Grundlast verdrängen können. Verantwortlich dafür ist vor allem die Erdgaspreisentwicklung. Zusätzlich ist der Wartungs- und Instandhaltungsaufwand der Gasturbinen direkt an die Betriebsstunden gekoppelt und führt mit steigenden jährlichen Volllaststunden zu steigenden Kosten.

Im Bereich der **Mittellast** zeigen sich die deutlichen Vorteile von Erdgaskraftwerken gegenüber allen anderen Energieträgern. Sie begründen sich vor allem in den niedrigeren Investitionskosten.

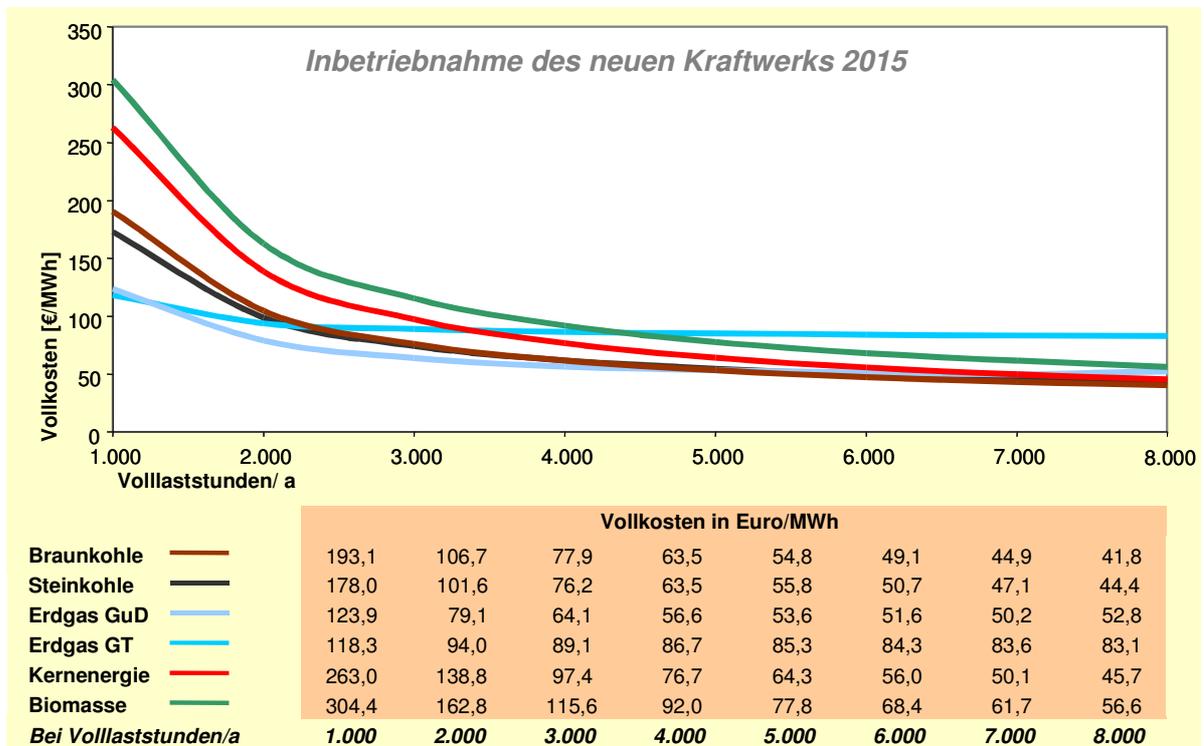
(5) Unabhängig von der politischen Diskussion über die **Kernenergie** ist der technische Fortschritt bei der Nutzung dieser Technik mit erheblichen Kosten verbunden. Steigende Brennstoffkosten der fossilen Energieträger verbessern hingegen die Wettbewerbsposition der Kernenergie. Bei einer angenommenen Inbetriebnahme im Jahr 2030 liegen die Vollkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie im Bereich der Steinkohle und nur noch knapp über den Vollkosten der Braunkohlenverstromung.

(6) CO₂-Kosten belasten **Biomasse** als Brennstoff nicht. Dennoch ist die Biomasse mittelfristig als Energieträger noch nicht wettbewerbsfähig. Die steigenden Preise für Biomassebrennstoffe können auch durch erheblichen technischen Fortschritt nicht ausreichend kompensiert werden.

(7) Wenn die Entscheidungen zur Energieträgerwahl bei zukünftigen Kraftwerken allein auf der Basis der Wirtschaftlichkeit getroffen würden, zeigten sich im Zeitraum bis zum Jahr 2030 deutliche Vorteile für die **Braunkohle** zur Erzeugung von Grundlaststrom. Bei Ausnutzungsdauern oberhalb von jährlich 6.500 Stunden werden die Vollkosten der Stromerzeugung auch bei steigenden Kosten für CO₂-Emissionen niedriger sein als bei den anderen betrachteten Energieträgern. Auch in Zukunft sind Investitionen in den Bau neuer Braunkohlenkraftwerke für die Grundlast deshalb **die wirtschaftlichste Alternative** (vergleiche folgende Abbildung 2 und Abbildung 3).

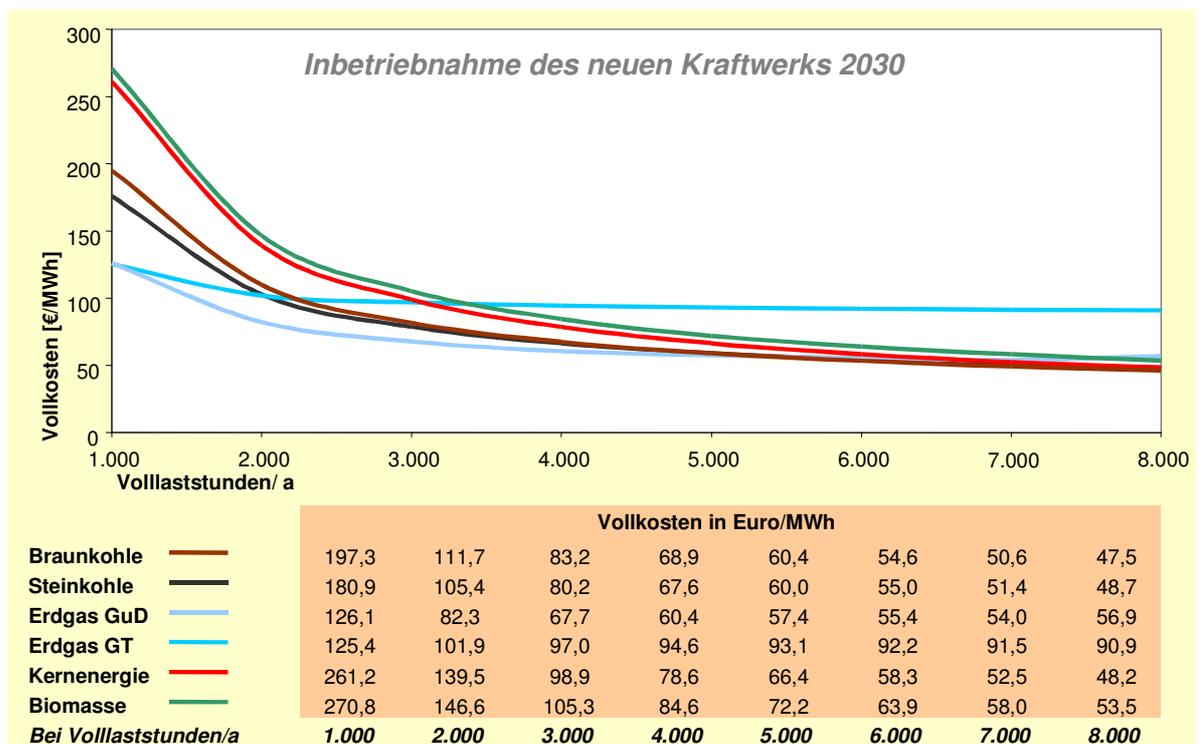
(8) Obwohl neu gebaute Braunkohlenkraftwerke in der Grundlasterzeugung die niedrigsten durchschnittlichen Vollkosten aufweisen, ist es nicht sicher, dass sie diese Kosten in den ersten Betriebsjahren durch den Stromverkauf am **Großhandelsmarkt** decken können (vergleiche Kapitel 2.2). Für die ersten Jahre nach Inbetriebnahme liegen die Vollkosten noch über den Strompreisen für Baseload-Strom. Da die Strompreise aber die variablen Kosten übersteigen, werden die Kraftwerke dennoch zur Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen beitragen. Bei einer mittleren Betriebszeit der Neubaukraftwerke von 40 Jahren und den erwarteten Strompreissteigerungen ist die **Refinanzierung** der Investition jedoch auf jeden Fall **gesichert**.

Abbildung 2: Reale Vollkosten der Stromerzeugung - Bau 2015



Quelle: Prognos AG

Abbildung 3: Reale Vollkosten der Stromerzeugung - Bau 2030



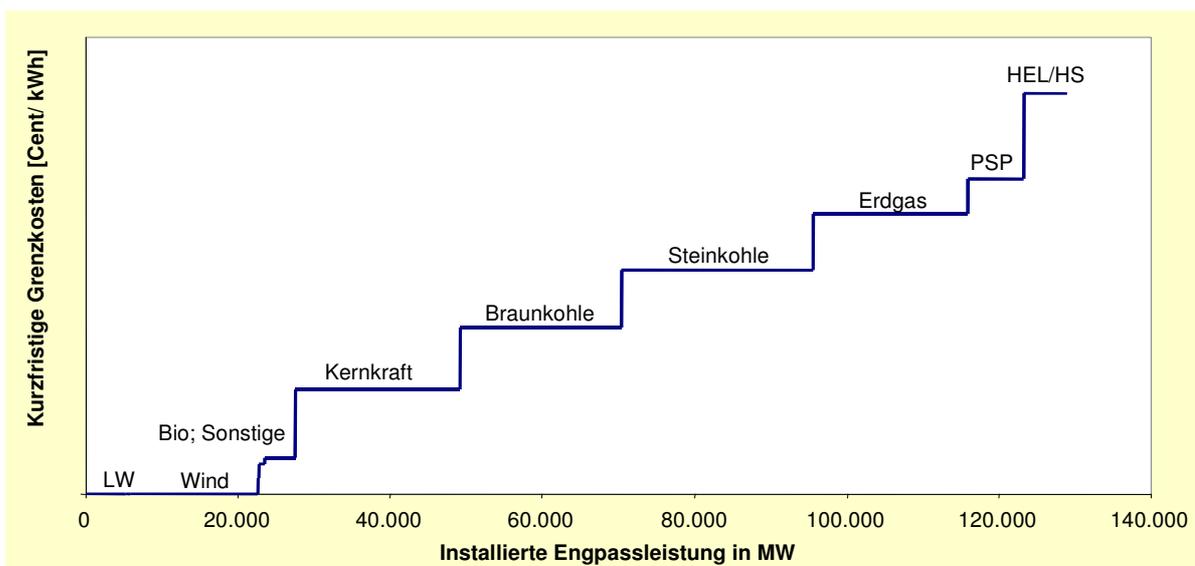
Quelle: Prognos AG

3.1.4 Kurzfristige Grenzkosten der Stromerzeugung und Merit Order

(1) Bei **Wettbewerb** zwischen den Erzeugungsanlagen bestimmt der Markt über **Angebot und Nachfrage** den Zeitpunkt, an dem ein Kraftwerk die Stromerzeugung aufnimmt. Der von den Betreibern eines Kraftwerks am Markt angebotene Preis ist direkt abhängig von den Kosten, die dem Betreiber bei der Produktion dieser angebotenen Strommenge entstehen. Entscheidend sind hier jedoch nicht die Vollkosten der Stromerzeugung sondern die Kosten, die dem Betreiber für jede zusätzlich erzeugte Einheit anfallen. Diese **kurzfristigen Grenzkosten** entsprechen der Summe aus variablen Betriebskosten und Brennstoffkosten inklusive CO₂-Kosten.

(2) Anlagen mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten (Braunkohlenkraftwerke, Kernkraftwerke) werden dementsprechend mehr Stunden im Jahr eingesetzt als Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen). Es kommt zur Ausprägung der typischen **Merit Order** für den bestehenden Kraftwerkspark in Deutschland (vergleiche Abbildung 4). Die Kraftwerkseinsatzplanung und damit die Strompreisbildung am Markt orientieren sich an der Merit Order. Der Preis für Strom auf dem Großhandelsmarkt entspricht idealer Weise den Grenzkosten der zuletzt erzeugten Stromeinheit.

Abbildung 4: *Prinzipbild der Merit Order im deutschen Kraftwerkspark*



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG

(3) Für die Untersuchung der wahrscheinlichen zukünftigen Auslastung des Kraftwerksparks werden die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung vereinfachend als Durchschnitt je **Energieträger** abgebildet. Ausgangspunkt ist die Stellung der Kraftwerke für Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Kernenergie und Biomasse in der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks 2005.

Die Grenzkosten werden bei allen betrachteten Kraftwerkstypen von den Brennstoffkosten dominiert. Großen Einfluss haben deshalb neben den Preisen der Primärenergieträger (vergleiche Tabelle 3) die Entwicklung der mittleren **Brennstoffnutzungsgrade** des Kraftwerksparks. Für den Kraftwerkspark erwarten wir zukünftig eine bessere Brennstoffausnutzung. Hierzu wird der Kraftwerksneubau ebenso beitragen wie die Modernisierung bestehender Kraftwerke und die Stilllegung veralteter ineffizienter Kapazitäten.

Wir erwarten vor dem Hintergrund des technischen Fortschritts in der Kraftwerkstechnik im Zeitraum bis zum Jahr 2050 eine deutliche Steigerung der mittleren Brennstoffnutzungsgrade aller Kraftwerkstypen mit Ausnahme der Kernenergie. Auf Grund des bevorstehenden Ausstiegs aus der Kernenergie erscheinen umfangreiche, den Wirkungsgrad steigernde Investitionen nicht mehr sinnvoll. Die folgende Tabelle 4 gibt einen Überblick zu den getroffenen Annahmen und Ergebnissen der Berechnungen.

Tabelle 4: *Entwicklung der mittleren Brennstoffnutzungsgrade des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050*

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernkraft	Biomasse
2005	38,4 %	40,9 %	50,6 %	33,0 %	29,3 %
2010	40,1 %	41,5 %	51,1 %	33,0 %	29,4 %
2015	41,1 %	42,2 %	52,1 %	33,0 %	29,5 %
2020	42,6 %	43,3 %	56,9 %	33,0 %	29,7 %
2025	43,4 %	44,8 %	60,0 %	33,0 %	29,8 %
2030	43,4 %	48,0 %	60,2 %		30,0 %
2035	44,3 %	49,2 %	60,8 %		30,1 %
2040	46,6 %	50,5 %	62,4 %		30,3 %
2045	47,0 %	50,8 %	63,6 %		30,4 %
2050	47,8 %	50,8 %	65,0 %		30,6 %

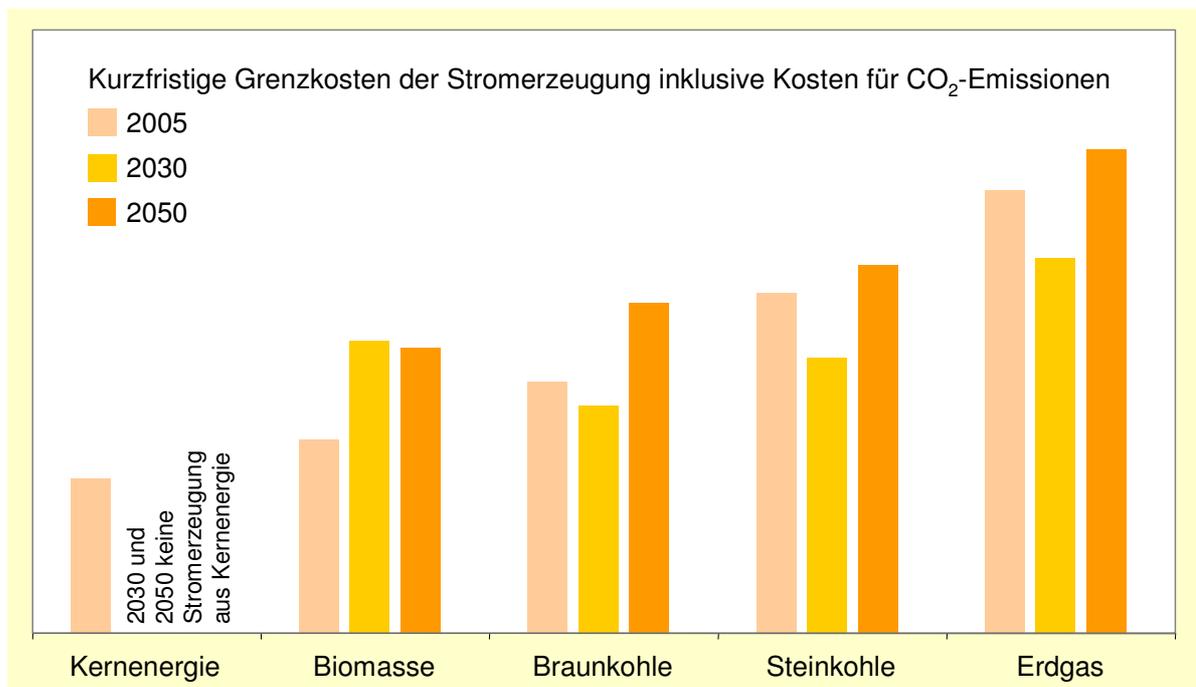
Quelle: Prognos AG

(4) Für die **Brennstoffpreise** der Energieträger und die altersbedingte Steigerung der **variablen Betriebskosten** des Kraftwerksparks um jährlich 1 % gelten die bei der Untersuchung der Vollkosten getroffenen Annahmen.

(5) Die bessere Brennstoffausnutzung wird zwar die Steigerung der kurzfristigen Grenzkosten dämpfen, die erwarteten Brennstoffpreise und zusätzlichen Kosten für CO₂-Emissionen bewirken dennoch insgesamt eine Anhebung des realen Kostenniveaus bis zum Jahr 2050. Wichtigstes **Ergebnis** für die Braunkohlenverstromung ist jedoch, dass sich die Reihenfolge der Kraftwerke in der kostenbasierten Einsatzplanung (Merit Order) bis zum Jahr 2050 im Mittel nicht gravierend ändert. Zwar unterschreiten die kurzfristigen Grenzkosten der Biomassekraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums die der Braunkohlenkraftwerke, ein Verdrängen der Braunkohle aus der konventionellen Erzeugung von Grundlaststrom ist dennoch nicht zu erwarten. Das Ausbaupotenzial für Biomassekraftwerke bleibt auch zukünftig wegen Knappheit an kostengünstigen Brennstoffen begrenzt. Auch die Zuwächse im Anlagenpark der anderen erneuerbaren Energieträger, deren kurzfristige Grenzkosten nahe Null liegen, sind endlich. Begrenzt wird ihr Ausbau vor allem durch hohe Investitionskosten (Photovoltaik, Wind offshore) und nahezu ausgeschöpfte Potenziale (Laufwasser, Wind onshore).

Wir erwarten deshalb, dass die **Braunkohlenkraftwerke** auch im Zeitraum nach dem Jahr 2030 die für den wirtschaftlichen Betrieb notwendigen hohen **Volllaststunden erreichen**.

Abbildung 5: Entwicklung der Relation der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

3.1.5 Exkurs zu Kosten und Nutzen der Clean-Coal-Verfahren

(1) Um den klimapolitischen Zielen heute und in Zukunft gerecht werden zu können, sind Maßnahmen notwendig, die eine Verringerung von Klimagasemissionen bewirken. Für die Energiewirtschaft ist dies von besonderer Relevanz, da 40 % der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland der Energieproduktion aus **konventionellen Kraftwerken** zugeschrieben werden [DIW 2005].

(2) Eine Reduzierung oder Vermeidung des CO₂-Ausstoßes oder anderer Klimagase kann grundsätzlich über die Nachfrage- oder die Angebotsseite versucht werden. Mögliche Optionen auf der Seite der Stromerzeugung sind ein erhöhter Einsatz von erneuerbaren Energien, eine Steigerung der Energieeffizienz in der Stromproduktion oder die Abscheidung und Lagerung von CO₂-Emissionen. Wenn der Weg einer Abscheidung und Endlagerung des CO₂ beschritten wird, muss hierfür ein breiter gesellschaftlicher Konsens geschaffen werden.

(3) Die Steigerung der Energieeffizienz und die CO₂-Abscheidung werden unter dem Begriff **Clean Coal Verfahren** zusammengefasst. Diese Verfahren ermöglichen es, die Emissionen eines Kohlekraftwerks zu vermindern, weitgehend zu vermeiden bzw. aufzufangen und den Einsatz von Kohle als Brennstoff für die Energiegewinnung auch unter Umweltgesichtspunkten zu verbessern. In Westeuropa liegt die durchschnittliche Effizienz von zentralen Kohlekraftwerken heute bei ca. 39 %. Die Anwendung von Clean Coal Verfahren ermöglicht eine Effizienzerhöhung auf über 50 % [IEA 2004].

(4) Unter dem Begriff Clean Coal Technologies (CCT) subsumieren sich drei Kategorien von Verfahren:

- **Kohlestaubfeuerung - Pulverized Coal Combustion - PCC**

Die Kohlestaubfeuerung ist eine etablierte Technik und wird in den meisten Kohlekraftwerken angewendet. Die Kohlestaubverbrennung in älteren Bestandsanlagen erreicht heute durchschnittliche elektrische Wirkungsgrade zwischen 30 und 36 %, je nach Kohlequalität. Ein modernes Braunkohlekraftwerk wie in Lippendorf erreicht mittlerweile 43 %. Die zukünftige Entwicklung fokussiert auf die starke Erhöhung der Dampftemperatur, mit der ein Wirkungsgrad von bis zu 50 % erzielt werden kann.

- Wirbelschichtfeuerung - Fluidized Bed Combustion - FBC**

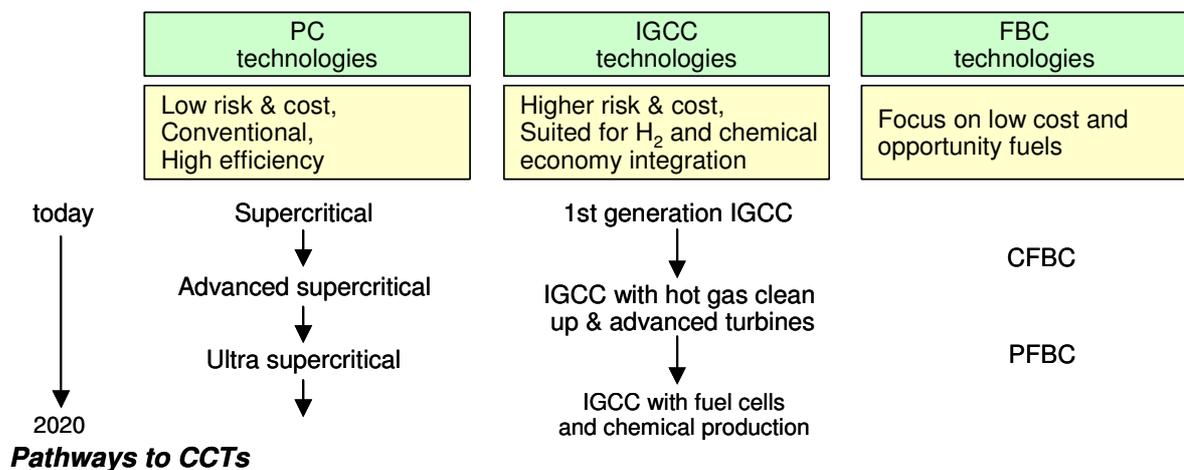
Dieses Verfahren reduziert die Emissionen von SO₂ und NO_x durch eine kontrollierte Verbrennung von Kohle im Wirbelschichtverfahren. Ungefähr 90 % des freigesetzten SO₂ wird durch Zugabe von Kalkstein absorbiert. Im Vergleich zu PCC operiert die Wirbelschichtverfeuerung bei niedrigerer Temperatur, wodurch weniger NO_x anfällt. Die stationäre und zirkulierende Wirbelschichtverfeuerung (CFBC) gehören heute zum Stand der Technik. Für die kommerzielle Durchsetzung fehlen jedoch die nötigen economies of scale. Ein weiteres Verfahren, die Druckwirbelschichtverbrennung der zweiten Generation (PFBC), hat ein Effizienzpotenzial von 53 bis 55 % [Coorettec 2003]. Dies kann durch eine Anhebung der Verbrennungstemperatur mittels Nachfeuerung mit Brenngas erreicht werden.

- GuD mit integrierter Kohlevergasung - Integrated Coal Gasification Combined Cycle - IGCC**

Bei dieser Technik wird die Kohle mit Hilfe von Sauerstoff bei sehr hohen Temperaturen vergast. Das so erzeugte Gas wird mittels Gasturbinen zu Elektrizität umgewandelt. Die Restwärme wird über Dampfturbinen in Strom umgewandelt. Dieses Verfahren setzt nur sehr wenig SO₂ und NO_x frei und erreicht einen sehr hohen Effizienzgrad von über 50 %. Eine weitere zukünftige Option des IGCC-Verfahrens ist seine Verbindung mit Brennstoffzellen. Gegenwärtig ist das IGCC-Verfahren noch in der Demonstrationsphase.

Die schematische Übersicht in Abbildung 6 verdeutlicht den heutigen Entwicklungsstand der einzelnen Clean Coal Technologies und ihre erwartete Entwicklung bis zum Jahr 2020.

Abbildung 6: Entwicklungspfad CCT bis 2020



Quelle: IEA 2003

(5) Die oben genannten Clean Coal Verfahren lassen sich mit Maßnahmen zur **Abscheidung und Lagerung von CO₂-Emissionen** kombinieren, so dass beinahe Null-Emissionen von Klimagasen im Bereich der konventionellen Kraftwerksparks möglich sind.⁶

(6) Für die **Abscheidung** von CO₂ können grundsätzlich zwei Verfahren angewendet werden:

- **Nach dem Verbrennungsvorgang** wird mittels Ab- oder Adsorption, Membranen oder Destillationsverfahren das CO₂ aus dem Rauchgasstrom abgeschöpft.
- Das CO₂ wird **vor dem Verbrennungsvorgang** durch Kohlevergasung entfernt.

Die Abscheidung von CO₂ nach dem Verbrennungsprozess ist heute das besser untersuchte Verfahren. So plant die **Vattenfall Europe** derzeit am Standort Schwarze Pumpe eine Pilotanlage auf der Basis des Oxy-Fuel-Verfahrens mit integrierter CO₂-Abscheidung, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2008 geplant ist. An der 30-MW_{th}-Anlage soll das Verfahren, in dem CO₂ nach der Verbrennung abgeschieden wird, so optimiert werden, dass die vor dem Jahr 2020 vorgesehene 250-MW_{th}-Anlage unter günstigen Bedingungen CO₂-Vermeidungskosten von voraussichtlich 20 Euro/ t erreicht.

Für die Zukunft werden der vorgeschalteten CO₂-Abtrennung, vor allem in der Kombination mit IGCC-Kraftwerken, große Chancen eingeräumt. Da die CO₂-Abscheidung ein energieintensiver Prozess ist, erhöht sich bei beiden Verfahrensvarianten der Brennstoffbedarf bei gleicher Stromproduktion, Effizienzverluste der Kraftwerke sind die Folge.

(7) Da es selten die Möglichkeit der Lagerung vor Ort gibt, muss der langfristige **Transport des abgeschiedenen CO₂** sicher gestellt werden. Der Transport von Kohlendioxid kann mittels Pipelines oder Schiffen bewerkstelligt werden.

⁶ Prinzipiell ist die Anwendung von CO₂-Sequestrierung auch bei herkömmlichen Kohlekraftwerken möglich. Dennoch ist es ökonomisch sinnvoller, eine Abscheidung und Lagerung von CO₂-Emissionen nur bei hoch-effizienten Kraftwerkstypen wie den genannten CCTs vorzunehmen. Da die Abscheidung von CO₂ zusätzliche Energie verbraucht, die wiederum sequestriert werden muss, sind die Kosten pro kWh bei weniger effizienten Kraftwerken höher als bei effizienten Kraftwerkstypen [IEA 2004].

(8) Der Transport über **Rohrleitungen** hängt von der Geographie des Transportweges ab, die maßgeblich die Transportkosten beeinflusst. Die IEA [IEA 2004] kalkuliert Transportkosten über Pipelines zwischen 1 und 10 US\$/ t CO₂⁷. Die **Verschiffung** von Kohlendioxid gewinnt an Bedeutung, je weiter der Einlagerungsort von der CO₂-Abscheidungsstätte entfernt ist. Die Kosten für einen Schifftransport variieren zwischen 25 und 50 US\$/ t CO₂.

(9) Nach der Trennung des Kohlendioxides aus dem Verbrennungsprozess stellt sich die Frage der **Lagerung**, da CO₂ nur im begrenzten Umfang industriell genutzt werden kann.

- Eine Option ist die Einblasung von CO₂ in **erschöpfte Öl- oder Gasfelder** und die Verwendung zur **verstärkten Öl- oder Gasförderung (Enhanced Oil Recovery, EOR)**. Das in das Feld eingepresste CO₂ bleibt zurück und wird dort gelagert. Heutige Investitionskosten belaufen sich auf ca. 50.000 US\$ pro Gebiet. Das Lagerungspotential wird auf 1.000 Gt CO₂ geschätzt [IEA 2004]. Zum Vergleich: Der CO₂-Ausstoß aller deutscher Braunkohlenkraftwerke zusammen betrug im Jahr 2004 rund 0,17 Gt.
- Durch die **Injektion von CO₂ in Kohleflöze (ECBM)** kann zusätzliches Methan generiert werden. Jedoch ist diese Methode gegenwärtig noch sehr spekulativ.
- Weiterhin gibt es die Möglichkeit der Lagerung in **salzhaltigen Grundwasserleitern** (Aquiferen). Schwer durchlässige Schichten in großer Tiefe bieten die nötige Sicherheit für dort gelagertes CO₂. Die technische Machbarkeit wurde in Demonstrationsprojekten in der Nordsee bestätigt.
- Die **Ozeanspeicherung** ist eine sehr kontrovers diskutierte Möglichkeit der CO₂-Lagerung. Pilotprojekte für die beiden Arten der Ozeanspeicherung – Auflösung in Meereswasser und die Ablagerung von CO₂ in Meerestiefen von über 4.000 Metern – konnten aufgrund massiver Proteste bisher nicht durchgeführt werden.

(10) Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die **Kosten** der einzelnen Stationen der CO₂-**Abscheidung und Speicherung**. Den größten Teil der Kosten nimmt der Prozess der CO₂-Abscheidung in Anspruch. In der Zukunft ist mit einer Kostensenkung in dem Bereich zu rechnen. Langfristig könnte die Speicherung des Kohlendioxids zum kostentreibenden Element werden.

⁷ Unter der Annahme eines Transports von mehr als 1 Mio. t CO₂ pro Jahr und einer Distanz von weniger als 500 km.

Tabelle 5: Übersicht möglicher Kosten der CO₂-Abscheidung und Speicherung

	Kosten (US \$/ t CO ₂)		Unsicherheiten
	von	bis	
CO ₂ Abscheidung und Kompression	5	50 (30)	Zahl in Klammern gibt zukünftige erwartete Kosten an
CO ₂ Transport	2	20	Abhängigkeit von Ausmaß und Entfernung
CO ₂ Injektion	2	50	Unteres Ende für Speicherung in Aquifere; höhere Kosten für ECBM Projekte
CO ₂ Gewinne	-55	0	Gewinne können im Rahmen von EOR Projekten erzielt werden
Insgesamt	-40	100	

Quelle: IEA 2004

(11) Für die Beurteilung der einzelnen Verfahren müssen die **Kosten und Leistungen der einzelnen Maßnahmen** gegenüber gestellt werden. Als Vergleichswert wird eine Windanlage den Kosten der beiden Verfahren, PCC und IGCC, gegenüber gestellt. Die Zahlenspanne ergibt sich aus unterschiedlichen Datenquellen in der Literatur.

Tabelle 6: Kosten und Leistung von PCC und IGCC mit und ohne CO₂-Abscheidung und Speicherung

		Wind	PCC		IGCC	
			von	bis	von	bis
Ohne Abscheidung und Speicherung von CO₂						
Umwandlungseffizienz	%	-	42	51	46	54
Emissionsrate	kg CO ₂ / kWh	-	0,629	0,756	0,594	0,697
Kapitalkosten	Cent/ kWh	5,71	1,26	1,29	1,4	1,78
Arbeitskosten	Cent/ kWh	1,52	0,52	0,8	0,61	1,55
Brennstoffkosten	Cent/ kWh	-	1,24	1,49	1,17	1,38
Kosten der Stromproduktion	Cent/ kWh	7,23	3,26	3,39	3,34	4,44
Mit Abscheidung und Speicherung von CO₂						
Umwandlungseffizienz	%		31	36	43	48
Emissionsrate	kg CO ₂ / kWh		0,089	0,103	0,067	0,084
Investitionskosten	Euro/ kW		1708	1850	1462	2100
Kapitalkosten	Cent/ kWh		2,01	2,17	1,79	2,58
Arbeitskosten	Cent/ kWh		1,16	1,39	0,85	2,07
Brennstoffkosten	Cent/ kWh		1,66	2,04	1,32	1,67
Speicherungskosten	Cent/ kWh		0,87	1,02	0,66	0,83
Kosten der Stromproduktion	Cent/ kWh		5,7	6,62	4,75	6,66
Kostennachteil	Cent/ kWh		2,31	3,36	1,41	2,52
Emissionsdifferenz	kg CO ₂ / kWh		0,64	0,67	0,53	0,61
Spezifische CO ₂ -Vermeidungskosten	Euro/ t CO ₂		35	52	24	41

Quelle: DIW 2005

(12) Die Gegenüberstellung der Kosten zeigt, dass die einzelnen Clean Coal Verfahren in ungefähr der gleichen Kosten- und Preisspanne liegen. Selbst unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Abscheidung und Speicherung liegen die Kosten der Stromproduktion noch unterhalb der Gestehungskosten der meisten Windenergieanlagen. Dennoch belaufen sich die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten auf einen Betrag zwischen 24 und 52 Euro/ t CO₂. Die CO₂-Einsparpotentiale liegen im Durchschnitt bei etwa 0,6 kg CO₂/ kWh.

(13) Eine Vielzahl an Demonstrationsprojekten zu Clean Coal Verfahren und Verfahren zur CO₂-Abscheidung und Lagerung wurden bis heute gestartet und einzelne effizienzsteigernde Verfahren gehören schon zum Stand der Technik.

Dennoch ist in diesem Bereich noch eingehende **Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig**. Vor allem die Senkung der Investitionskosten muss auf dem Weg der Kommerzialisierung vorangebracht werden. Wir erwarten die breite wirtschaftlich sinnvolle Verfügbarkeit der CO₂-Abscheidung und Lagerung deshalb erst für den Zeitraum nach dem Jahr 2025. Deutliche Effizienzsteigerungen der Kohlekraftwerke werden jedoch bereits in den kommenden Jahren die Brennstoffausnutzung verbessern und CO₂-Emissionen reduzieren.

3.1.6 Fazit zur Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung

(1) Es konnte gezeigt werden, dass die Verstromung von **Braunkohle** auch in Zukunft die **wirtschaftlichste Alternative** der konventionellen Stromerzeugung darstellen wird.

Bei der im Zeitraum bis zum Jahr 2050 anstehenden Erneuerung des Kraftwerksparks sprechen die **niedrigen Vollkosten** – auch vor dem Hintergrund weiter steigender Kosten für CO₂-Emissionen bis auf 30 Euro/ t (Preisbasis 2000) – für einen Neubau von Braunkohlenkraftwerken.

Mittelfristig kann die **Refinanzierung** eines Neubaukraftwerks auf der Basis von Braunkohle über die Erlöse am Großhandelsmarkt für Strom als **gesichert** gelten.

(2) Notwendig ist für den wirtschaftlichen Erfolg auch in Zukunft eine **gute Auslastung** der Braunkohlenkraftwerke. Diese wird durch die im Vergleich zu Steinkohle und Erdgas niedrigen kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung sicher gestellt.

3.2 Versorgungssicherheit

(1) Von der Energiewirtschaft wird heute und in Zukunft eine zu jedem Zeitpunkt sichere, in der Menge ausreichende und preisgünstige Strombereitstellung erwartet. Diese **Versorgungssicherheit** kann nur dann dauerhaft gewährleistet werden, wenn entlang der Wertschöpfungskette der Stromproduktion und Verteilung im Netz keine Engpässe auftreten und der Anlagenpark flexibel auf den jeweiligen Strombedarf reagieren kann.

(2) Die Stromproduktion in Deutschland wird auch bei einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Zeitraum bis zum Jahr 2050 auf die Nutzung fossiler Energieträger und – zumindest für die vereinbarte Restlaufzeit der bestehenden Kernkraftwerke – Kernbrennstoffe zur kontinuierlichen Erzeugung und zur Bereitstellung von Regelenergie angewiesen sein. Die Nutzung von Biomasse wird im Rahmen seines Ausbaupotenzials zunehmen.

Die Bewertung der Versorgungssicherheit bei der Stromproduktion konzentriert sich deshalb auf die **langfristige Verfügbarkeit** der Brennstoffe **zu planbaren Preisen**. Die Sicherheit der Stromverteilung (Netze) und Produktion in den Kraftwerken wird nicht untersucht.

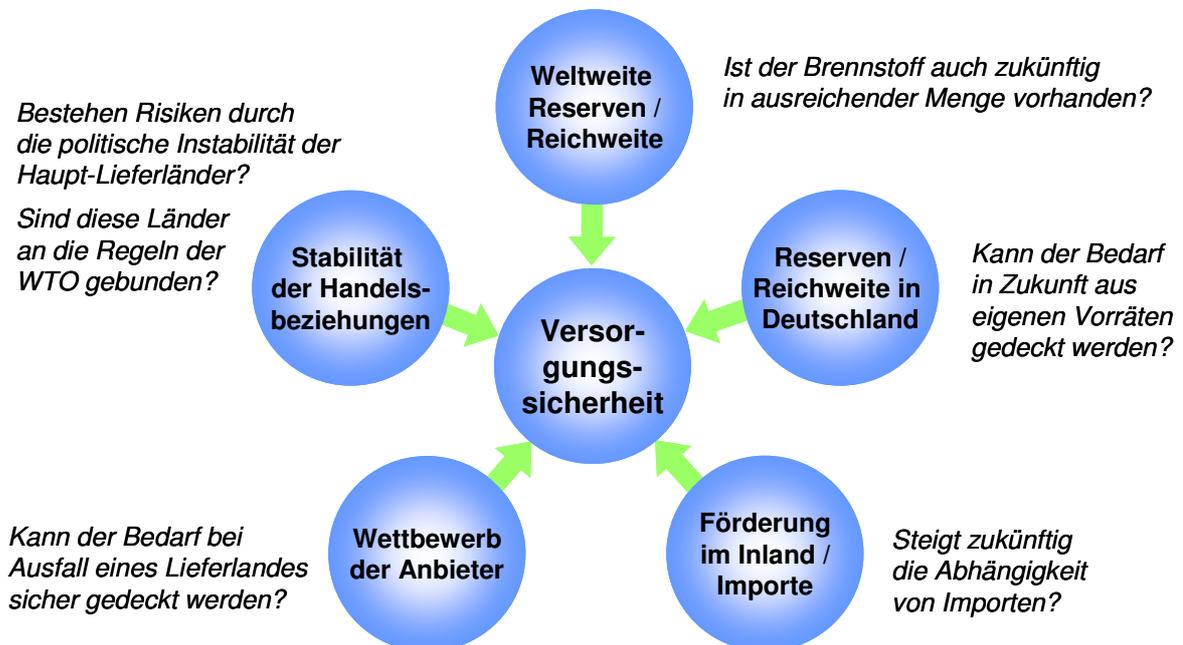
(3) In den Vergleich einbezogen werden die **Energieträger**

- Braunkohle,
- Steinkohle,
- Erdgas,
- Biomasse und
- Kernbrennstoffe.

Öl wird aufgrund seiner unbedeutenden Rolle in der zukünftigen Stromerzeugung nicht betrachtet.

(4) Das **Untersuchungsraster** für die Versorgungssicherheit unter der Prämisse der langfristigen Verfügbarkeit der Brennstoffe zu planbaren Preisen umfasst die Bereiche Reichweite, Importabhängigkeit, Wettbewerb auf der Anbieterseite und Stabilität der Handelsbeziehungen zu den Haupt-Lieferländern. Die Kernfragen, die für diese Bereiche im Folgenden beantwortet werden, zeigt die folgende Abbildung 7.

Abbildung 7: Untersuchungsraster für Versorgungssicherheit



Reichweiten der Brennstoffe

(5) Der weltweite **Primärenergiebedarf** wird im Zeitraum von 2003 bis 2030 von jährlich 10.700 Mtoe um etwa 60 % auf rund 17.000 Mtoe ansteigen. Bis zum Jahr 2050 verdoppelt er sich nahezu auf rund 20.000 Mtoe [WEC].

(6) Vor dem Hintergrund des steigenden Energiebedarfs stellt sich für die Energieträger die Frage, ob sie in diesem Zeitraum weltweit überhaupt in ausreichender Menge und zu vertretbaren Kosten gewinnbar sind. Von Bedeutung ist in der Reichweitendiskussion die Unterscheidung zwischen den Reserven und den Ressourcen der Energieträger. Vereinfachend sind als **Reserven** die mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbaren bzw. abbauwürdigen Vorkommen zu verstehen. Diese Brennstoffe stehen nach heutiger Einschätzung sicher zur Verfügung und können bei den Planungen berücksichtigt werden.

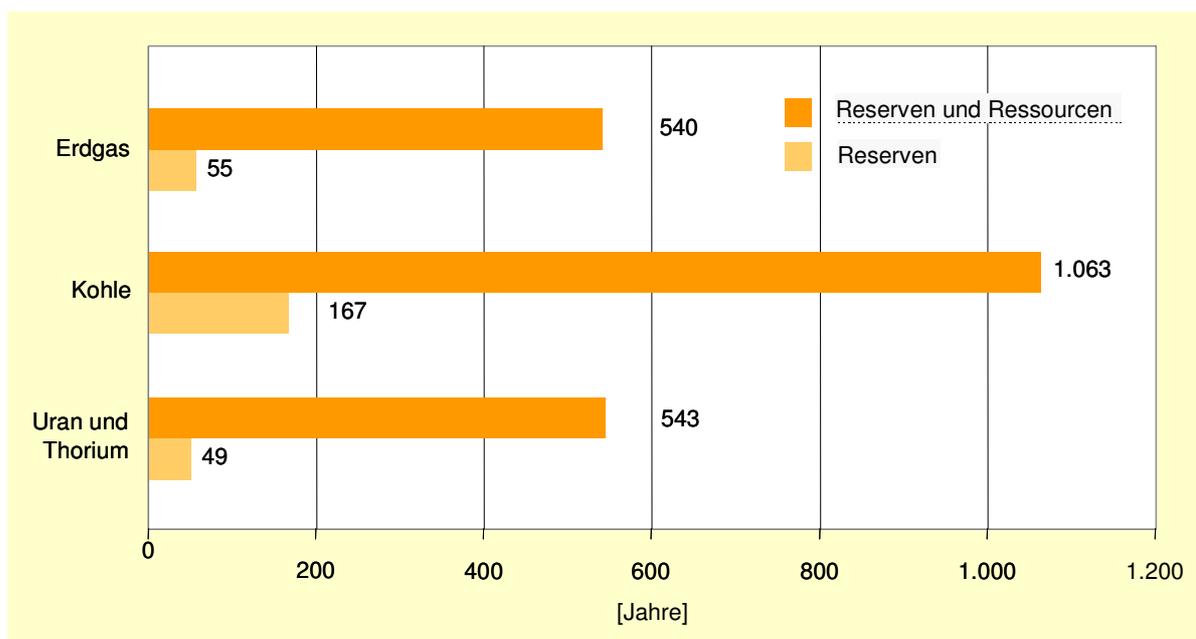
Als **Ressourcen** bezeichnet man die bekannten oder vermuteten Vorkommen, deren Gewinnung allerdings nach heutigen Maßstäben entweder technisch noch nicht möglich oder wirtschaftlich noch nicht sinnvoll ist. Die Unterscheidung zwischen Reserven und Ressourcen wird beim Uran anhand der Abbaukosten der Vorkommen (unter/ über 40 US\$/ kg) getroffen.

(7) Für die Betrachtung der **Reichweiten** ist zwischen **erneuerbaren** und nicht-erneuerbaren Energieträgern zu unterscheiden. Für den nachwachsenden Rohstoff **Biomasse** ist eine Einteilung in Reserven und Ressourcen nicht sinnvoll. Im Rahmen einer nachhaltigen Bewirtschaftung ist Biomasse zeitlich unbegrenzt verfügbar. Deutliche Beschränkungen der Verfügbarkeit ergeben sich allerdings aus **konkurrierenden Nutzungen** für die Anbauflächen in der Land- und Forstwirtschaft und auch in der Verwendung der Biomasse. Neben der Stromerzeugung ist auch eine Steigerung der Produktion von Biokraftstoffen geplant. Insofern ist das Ausbaupotenzial von Biomasse zur Stromerzeugung stark begrenzt.

Die Reichweiten der **nicht-erneuerbaren Primärenergieträger** sind zeitlich begrenzt und hängen vom zukünftigen Verbrauch der Reserven und Ressourcen ab.

(8) Die von der Bundesanstalt für Geowissenschaften veröffentlichten Berechnungen (vergleiche Abbildung 8) weisen die **statische Reichweite** aus. Diese schreibt den heutigen Verbrauch in die Zukunft fort und ermittelt wegen zukünftig steigenden Energiebedarfs tendenziell zu große Reichweiten. Nach dieser Auswertung erscheinen die Reserven von Stein- und Braunkohle, Erdgas und Kernbrennstoffen für den Zeitraum bis 2050 ausreichend.

Abbildung 8: *Statische Reichweiten der Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energieträger*



Quelle: Prognos AG, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2003

(9) Angesichts der Prognosen zum Anstieg des weltweiten Primärenergiebedarfs relativieren sich Bewertungen, die auf der statischen Reichweite basieren. Die **dynamische Reichweite** ist aussagekräftiger, da sie den weltweiten Verbrauchszuwachs für Kohlen, Erdgas und Kernbrennstoffe berücksichtigt.

- **Stein- und Braunkohle** verfügen über die weltweit größten Reserven der nicht-erneuerbaren Energieträger. Auch bei steigendem Verbrauch sind bis zum Jahr 2050 keine globalen Engpässe zu erwarten.
- Die deutschen und innereuropäischen Reserven an **Erdgas** werden bis zum Jahr 2050 weitgehend verbraucht sein. Die weltweiten Reserven wären bei gleichbleibendem Verbrauch knapp ausreichend, bei dem erwarteten Verbrauchsanstieg bis 2050 müssen bereits Ressourcen erschlossen werden. Bei Nutzung der Ressourcen ist Erdgas bis zum Jahr 2050 ausreichend vorhanden, allerdings sind Preissteigerungen wegen steigender Anforderungen an die Gewinnungstechnik unumgänglich.
- Die Reserven an **Kernbrennstoffen** (Uran und zukünftig Thorium) sind auch wegen des Materials aus der atomaren Abrüstung für die im deutschen Atomkompromiss festgelegten Restlaufzeiten der Kernkraftwerke ausreichend. Ändert sich die deutsche Atompolitik für den Zeitraum bis 2050, ist eine zukünftige Verknappung der Kernbrennstoffe jedoch nur durch den Einsatz von Brutstoffen in neuen Reaktoren zu verhindern.

Unter Berücksichtigung der Verbrauchszuwächse zeigen sich demnach Versorgungs- oder **Preisrisiken** bei Erdgas und – für den Fall einer Kernkraftnutzung weit über die im Atomkompromiss festgelegten Restlaufzeiten deutscher Kernkraftwerke – bei Kernbrennstoffen.

Exkurs zur Reichweite ostdeutscher Braukohle

(10) Die alleinige Betrachtung der weltweiten Reserven und Ressourcen wird der **Braunkohle** nicht gerecht. Im Gegensatz zu Steinkohle, Erdgas und Kernbrennstoffen wird Braunkohle nicht am Weltmarkt gehandelt. Abbau und Verstromung der Braunkohle findet in der Regel in enger räumlicher Nähe zueinander statt und muss deshalb auch regional bewertet werden. Für die Stromerzeugung in **Ostdeutschland** stellt sich die Situation wie folgt dar: ⁸

⁸ Die Berechnungen basieren auf den Angaben des Deutschen Braunkohlen-Industrievereins e.V. [DEBRIV 2005]

- Die in den derzeit **genehmigten** und erschlossenen Tagebauen nutzbare **Vorratsmenge** (Reserven) beträgt rund 2,2 Mrd. Tonnen. Davon entfallen auf die Lausitz 1,6 Mrd. t und auf das mitteldeutsche Revier 0,6 Mrd. t.
- Bei einer gleichbleibenden jährlichen Fördermenge von rund 80 Mio. Tonnen in den genehmigten Abbaugebieten hat die Braunkohle in Ostdeutschland eine **mittlere Reichweite** von knapp 28 Jahren.
 - Der Durchschnitt für die **Lausitz** liegt bei einer jährlichen Förderleistung von rund 59 Mio. t bei 27 Jahren.
 - Die Reichweite im **mitteldeutschen Revier** liegt bei einer Förderleistung von rund 20,5 Mio. t mit 29 Jahren etwas höher.
- Die wirtschaftlich abbaubaren Vorräte (Reserven) sind beträchtlich größer. Das **Potenzial** dieser unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten abbauwürdigen, planungsrechtlich aber noch nicht gesicherten Vorkommen beläuft sich insgesamt auf rund 6 Mrd. t. Von dem wirtschaftlich nutzbaren Potenzial entfallen rund 3,9 Mrd. t auf die Lausitz und rund 2,1 Mrd. t auf das mitteldeutsche Revier.

Mit der Nutzung dieser zusätzliche Braunkohlenvorräte ist es möglich, die **Reichweite** ostdeutscher Braunkohle beträchtlich zu **verlängern**. Bei konstanter jährlicher Fördermenge ergibt sich für die wirtschaftlich abbaubaren Vorräte eine Reichweite von durchschnittlich rund 75 Jahren.

- Für die Lausitz könnte die mittlere Reichweite auf rund 66 Jahre erhöht werden.
- Noch deutlicher wäre der Effekt im mitteldeutschen Revier. Die mittlere Reichweite könnte rund 102 Jahre erreichen.

Die **planungsrechtliche Sicherung** des Braunkohlenabbaus – insbesondere in Brandenburg – hat deshalb zur Erhöhung der Reichweiten und der Versorgungssicherheit **entscheidende Bedeutung**.

Inlandsförderung und Importe

(11) Risiken für die Versorgungssicherheit birgt auch die Importabhängigkeit Deutschlands bei den meisten Energieträgern. **Hohe Importquoten** bei gleichzeitig hohem Verbrauch implizieren eine **Abhängigkeit** von den Lieferländern. Bei Importen auf dem Seeweg bestehen Preisrisiken durch volatile Frachtraten. Ein hoher Inlandsanteil an der Brennstoffversorgung erhöht die Versorgungssicherheit durch kurze, sichere Transportwege und politische Einflussmöglichkeiten auf die Brennstoffgewinnung.

(12) Vorteilhaft ist deshalb die weitgehende Nutzung heimischer Energieträger. Obwohl Deutschland über eigene Vorkommen verfügt, werden die Energieträger Steinkohle, Erdgas und Kernbrennstoffe bereits heute zu unterschiedlichen Anteilen importiert. In **Zukunft** wird die **Importabhängigkeit** zunehmen, weil eigene Vorkommen ausgebeutet oder die verbleibenden Reserven nicht mehr zu wirtschaftlich sinnvollen Konditionen erschlossen werden können. Für die untersuchten Brennstoffe ergibt sich folgendes Bild.

- Ein Import von **Braunkohle** und **Biomasse** zur Stromerzeugung ist wegen des hohen Transportaufwands bei niedrigen Heizwerten heute und in Zukunft wirtschaftlich nicht sinnvoll. Der Bedarf wird fast ausschließlich in Deutschland gedeckt, ein Nettoimport im größeren Stil wird nicht erwartet.
- Die Verstromung deutscher **Steinkohle** ist ohne Subventionen wegen hoher Förderkosten heute und in Zukunft nicht wirtschaftlich. Nach Auslaufen der Steinkohlesubventionen steigt die Importquote von 60 % im Jahr 2003 auf 100 %.
- Die Förderung von **Erdgas** in Deutschland wird deutlich zurückgehen, da sich die deutschen Reserven allmählich erschöpfen. Die Importquote steigt, auch wegen des erwarteten Verbrauchsanstiegs für Erdgas, von 79 % im Jahr 2003 bis 2030 auf rund 88 %. Bis zum Jahr 2050 nähert sich die Importquote der 100 %-Marke.
- Deutschland ist bei **Kernbrennstoffen** vollständig auf Importe angewiesen, nachdem der Uranbergbau in Ostdeutschland aufgegeben wurde. Der deutsche Vorrat an Brennelementen ist für die im Atomkonsens festgelegten Laufzeiten der Kraftwerke nicht ausreichend. Bei einem Betrieb über diese Laufzeiten hinaus, müsste daher auch das zusätzliche Material zu 100 % importiert werden.

Mit Ausnahme von Braunkohle und Biomasse ist der heutige und vielmehr noch der zukünftige Brennstoffbedarf nicht aus eigenen Vorkommen zu decken.

Wettbewerb der Anbieter/ Stabilität der Handelsbeziehungen

(13) Große Preisturbulenzen, die allein durch die **Gefahr einer Verknappung** an den Weltmärkten ausgelöst werden können, zeigen sich aktuell an den Rohölmärkten. Die Preise entwickeln sich scheinbar unabhängig von den Fundamentaldaten zu Fördermengen, Gewinnungs- und Explorationskosten sowie Beständen in wichtigen Teilmärkten. Fehlende Planbarkeit der Brennstoffkosten stellt einen Risikofaktor für die Versorgungssicherheit dar, da sich volatile Brennstoffpreise an den Märkten direkt auf die Preise der Stromerzeugung auswirken.

(14) **Auslöser** für zukünftige Verknappungen sind einerseits in der Endlichkeit der Reserven und Ressourcen zu sehen. Diese vorhersehbaren Entwicklungen können bei langfristigen Lieferbeziehungen ausreichend genau antizipiert werden, um die Brennstoffversorgung sicher zu stellen. Eine gänzlich andere Situation ergibt sich durch **kurzfristig auftretende Lieferengpässe** aufgrund von politischen Unruhen oder die Ausnutzung von Monopolstellungen (Lieferembargo).

Das **Risiko** für die Versorgungssicherheit steigt, wenn für einen Brennstoff

- nur eine geringe Anbieterzahl besteht,
- die Reserven sich auf wenige Regionen der Welt konzentrieren,
- die Haupt-Lieferländer sich bisher keinen internationalen Handelsorganisationen (z. B. der WTO) angeschlossen haben und sich deren Regelwerken unterwerfen und
- diese Länder wegen ungelöster ethnischer oder religiöser Konflikte als anfällig für politische Unruhen angesehen werden müssen.

Anhand dieser Kriterien wird das Versorgungsrisiko für die einzelnen Brennstoffe im Folgenden geprüft und dargestellt.

(15) **Braunkohle** und **Biomasse** werden heute und in Zukunft fast ausschließlich aus heimischen Vorkommen gedeckt. Deshalb sind diese Brennstoffe von den Weltmärkten und der politischen Entwicklung in anderen Ländern weitgehend unabhängig. Verknappungen des Brennstoffangebots drohen für Braunkohle allenfalls durch die deutsche Rohstoff- und Energiepolitik. Bei diesen Energieträgern besteht somit – entsprechende gesellschaftliche Konsensbildung vorausgesetzt – **kein Versorgungsrisiko**.

(16) Für **Steinkohle** existiert ein funktionierender Weltmarkt. Der überwiegende Teil des Steinkohlehandels wird auf dem Seeweg abgewickelt, mit den Nachbarländern per Bahn. Die globalen Steinkohlevorkommen sind regional annähernd gleich verteilt. Die Hauptlieferanten der deutschen Steinkohlenimporte waren im Jahr 2004 Südafrika, Polen, Russland, Australien und Kolumbien. Der Ausfall eines Lieferlandes könnte aufgrund der Anbietervielfalt auf dem Weltmarkt mittelfristig ausgeglichen werden. Auch in Zukunft ist von einer ausreichenden Anbieteranzahl mit Preiswettbewerb am Weltmarkt auszugehen, allerdings bestehen Preisrisiken durch den Seetransport (Frachtraten). Zukünftige Verknappungen und **Risiken** aus politischen Gründen sind **nicht zu erwarten**.

(17) Deutschland importiert **Erdgas** bisher ausschließlich über Pipelines. Die Hauptlieferanten waren 2004 Russland, Norwegen und die Niederlande. Ein Ausfall der russischen Lieferungen, die 2004 über 43 % der deutschen Importmenge betragen, wäre durchaus problematisch, wenngleich nicht sehr wahrscheinlich. **Russland** ist zwar nicht Mitglied der WTO und unterliegt damit nicht deren Handelsrichtlinien, kam in der Vergangenheit jedoch auch in Zeiten politischer Spannungen allen eingegangenen Lieferverpflichtungen nach.

In Zukunft ist keine Entspannung der Situation zu erwarten. Die europäischen Erdgasreserven sind endlich, die weltweiten Reserven konzentrieren sich auf den **Nahen** und **Mittleren Osten** und die **GUS**. Im Zeitraum bis zum Jahr 2050 wird sich die Erdgasproduktion zunehmend in diese Gebiete verlagern, die wegen ethnischer und religiöser Spannungen als anfällig für politische Unruhen angesehen werden.

Auch wenn der LNG-Markt zukünftig ausgebaut wird und dies die Zahl potenzieller Lieferländer erhöht, bleibt wegen der zunehmenden Konzentration der Produzentenländer die Abhängigkeit von wenigen Lieferländern erhalten. Hinzu kommt eine steigende **Konkurrenz auf der Nachfrageseite**, da viele Länder Erdgas als Energieträger nutzen wollen und LNG in gleicher Weise wie Rohöl flexibel disponiert werden kann.

Wenig deutet für die Zukunft auf einen ausgeglichenen Wettbewerbsmarkt mit einer ausreichenden Auswahl an Lieferanten in politisch stabilen Regionen hin. Die **Erdgasversorgung** Deutschlands ist deshalb zukünftig **verstärkt** politischen und marktseitigen **Risiken** ausgesetzt.

(18) Die Reserven der **Kernbrennstoffe** Uran und Thorium sind global verteilt, die Nutzung überwacht die internationale Atomenergiebehörde IAEA. Die politisch stabilen WTO-Mitglieder Australien und Kanada erzeugen zur Zeit zusammen rund 50 % der Weltproduktion an Uran. Rund die Hälfte der Kernbrennstoffe werden heute und in den nächsten 15 Jahren in verschiedenen Ländern aus Abrüstungsbeständen gewonnen.

Aus diesen Gründen sind weltpolitisch bedingte Verknappungen für den Zeitraum bis zur vereinbarten Abschaltung der deutschen Reaktoren nicht zu erwarten. Auch wenn die Kernenergienutzung in Deutschland über diesen Zeitraum hinaus beabsichtigt wird, sind politisch motivierte Lieferengpässe unwahrscheinlich. Eine Aufbereitung der verbrauchten Brennelemente aus deutschen Kernkraftwerken kann bei Bedarf in Europa wieder aufgenommen werden. Ein **Versorgungsrisiko** ist für Deutschland aus heutiger Sicht auch bei langfristiger Kernenergienutzung **nicht erkennbar**.

Zwischenfazit zur Versorgungssicherheit

(19) Die **Bewertung** der Versorgungssicherheit der Energiebereitstellung anhand des dargestellten Untersuchungsrahmens (vergleiche Abbildung 7) ergibt folgendes Bild (vergleiche Tabelle 7):

- **Braunkohle** ist im Zeitraum bis 2050 der nicht erneuerbare Energieträger mit der höchsten Versorgungssicherheit in Deutschland, wenn die Versorgung mit Braunkohle aus regionalen Tagebauen sicher gestellt werden kann.
- Für **Steinkohle** bestehen gegenüber Braunkohle Preisrisiken durch schwankende Frachtraten für den Transport. Nachteilig ist trotz des funktionierenden Weltmarkts die hohe Importabhängigkeit.
- Die Versorgungs- und Preisrisiken für **Erdgas** werden durch die steigende Konzentration auf der Anbieterseite, die ungünstige regionale Verteilung der Vorräte in teilweise politisch instabilen Gebieten und den geringen Wettbewerb auf der Anbieterseite zunehmen.
- Die Stromerzeugung aus **Biomasse** steht in Konkurrenz zu anderen Einsatzzwecken. Der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten ist daher trotz hoher Versorgungssicherheit begrenzt.
- Die Versorgung mit **Kernbrennstoffen** ist für die im Atomkompromiss festgelegte Restlaufzeit der Reaktoren gesichert. Nachteilig für die Versorgungssicherheit bei einer längeren Nutzung ist die vollständige Importabhängigkeit.

Tabelle 7: Übersicht zum Ergebnis der vergleichenden Bewertung der Versorgungssicherheit

	Reichweite		Anteil der Inlandsförderung		Wettbewerb / Stabilität der Handelsbeziehungen	
	Heute	Bis 2050	Heute	Bis 2050	Heute	Bis 2050
Braunkohle	+ / ++ [*]	0 / + [*]	++	++	++	++
Steinkohle	++	++	-	--	+	+
Erdgas	++	+	--	--	0	-
Biomasse**	++	++	++	++	++	++
Kernkraft	0	- / + ^{***}	-	--	+	+

^{*} Bei Genehmigung weitreichender Abbaupläne für die ostdeutschen Tagebaue
^{**} Volumenbegrenzung durch wirtschaftlich erschließbares Brennstoffpotenzial
^{***} Nur bei Einführung neuer Reaktortypen ("Schneller Brüter")

Quelle: Prognos AG

3.3 Umweltverträglichkeit

(1) Von der Energiewirtschaft in Deutschland wird heute und in Zukunft eine umweltverträgliche Strombereitstellung erwartet. Gewährleistet wird dies zum einen durch die Vorgabe technischer Standards und durch die Definition und Überwachung von Grenzwerten zur Schadstoffemission. **Umweltverträglichkeit** lässt sich allerdings **nicht absolut** darstellen und kann immer nur in Bezug auf oder im Vergleich mit einem anderen Prozess oder Produkt betrachtet werden. In diesem Kapitel wird daher an Hand eines **Vergleichs** mit anderen Energieträgern die Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle in Ostdeutschland untersucht und bewertet.

(2) Unter Berücksichtigung des Untersuchungsumfangs und der Praktikabilität wird die Bewertung der Umweltverträglichkeit auf folgende, für die Energieerzeugung in besonderem Maße **relevante Wirkungskategorien** beschränkt:

- Klimagasemissionen – gemessen an den CO₂-Äquivalenten,
- Schadstoffemissionen – hier konzentrieren wir uns auf SO₂ und NO_x
- Effektivität der Energieumwandlung sowie
- Flächenbedarf.

Die zur Kategorie der Schadstoffemissionen gehörenden Staub-Emissionen können wegen der ungenügenden Datenqualität im ProBas System nicht mit ausgewertet werden.

In Ökobilanzen häufig zusätzlich verwendete Wirkungskategorien wie die Human- und Ökotoxizität sowie die terrestrische und aquatische Eutrophierung werden hier nicht berücksichtigt.

(3) Die Bewertung der Umweltverträglichkeit basiert auf einem Vergleich mit den **Energieträgern** zur **Grundlasterzeugung**. In den Vergleich einbezogen werden die Energieträger

- Braunkohle,
- Steinkohle,
- Erdgas,
- Kernbrennstoffe und
- Biomasse.

(4) Die **Datenbasis** für die Bewertung liefert die vom Umweltbundesamt in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut e.V. ins Leben gerufene, internetbasierte Datenbank **ProBas** („Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente“).

ProBas basiert auf der vom Landesumweltamt Hessen initialisierten, vom Öko-Institut e.V. realisierten und mittlerweile in der Version 4.2 erweiterten **GEMIS-Datenbank**. GEMIS steht hierbei für „Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme“ und bildet die für die relevanten Wirkungskategorien benötigten Indikatoren der Energieerzeugung für die betrachteten Energieträger detailliert ab.

In diesen Datenbanken wird neben dem Prozess der **Stromerzeugung** auch die **Vorkette** zur Energieträgergewinnung und der **Transport** der Primärenergieträger berücksichtigt.

Die **GEMIS-Daten** wurden anhand der Angaben der Vattenfall Europe AG und der MIBRAG zu den einzelnen Kraftwerksstandorten Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe im Lausitzer Revier sowie Lippendorf, Schkopau, Mumsdorf, Deuben, und Wühlitz im mitteldeutschen Revier auf **Plausibilität geprüft**. An den genannten Standorten werden über 95 % des ostdeutschen Braunkohlenstroms erzeugt.

(5) Die Bewertung der **relativen Umweltverträglichkeit** erfolgt anhand einer **ordinalen Skala** mit fünf Ausprägungen. Bezugsgröße für die Bewertung der Indikatoren ist der gewichtete Mittelwert für die Grundlastenergieerzeugung aus allen betrachteten Primärenergieträgern (\emptyset). Die Bewertungsskala ist folgendermaßen unterteilt:

„++“ stark überdurchschnittlich (mehr als 30 % besser als \emptyset),

„+“ überdurchschnittlich (10 % bis 30 % besser als \emptyset),

„o“ durchschnittlich (± 10 % zum Mittelwert),

„-“ unterdurchschnittlich (10 % bis 30 % schlechter als \emptyset) und

„--“ stark unterdurchschnittlich (mehr als 30 % schlechter als \emptyset).

Die **Braunkohlenreviere** Ostdeutschlands werden getrennt nach der Lausitz und dem Mitteldeutschem Revier bewertet.

(6) Die **Bewertung** der Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung aus Braunkohle in Ostdeutschland erfolgt anhand der dargestellten Wirkungskategorien. Innerhalb dieser Wirkungskategorien

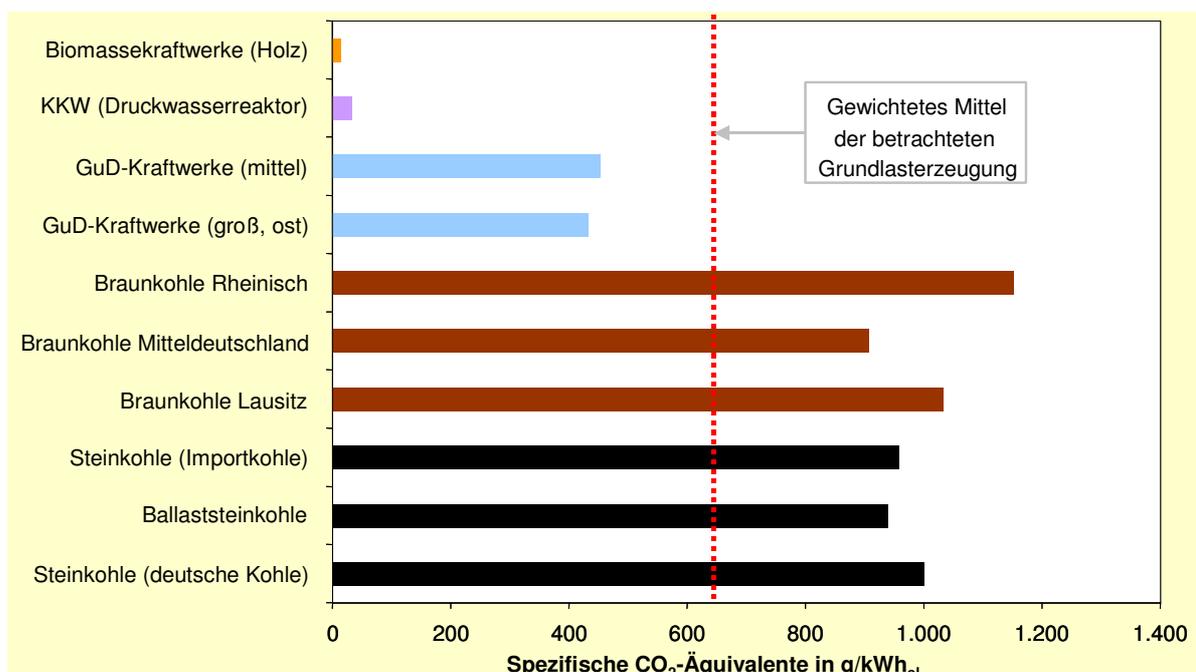
wird zunächst jeder Indikator für sich bewertet. Im nächsten Schritt werden die Einzelergebnisse der Indikatoren für jede Wirkungskategorie zu einer Gesamtbewertung aggregiert. Abschließend erfolgt die zusammenfassende Bewertung in Form einer Bewertungsmatrix.

Klimagasemissionen

(7) Die Wirkungskategorie der Klimagasemissionen stellt das Potenzial zu **Treibhausgasbildung** bei den Prozessen zur Stromerzeugung dar und wird anhand des Indikators CO₂-Äquivalente untersucht. Abbildung 9 zeigt die **CO₂-Äquivalente** für die Stromerzeugungsprozesse in den Kraftwerken für die betrachteten Energieträger inklusive der Vorkette zu Gewinnung und Transport.

(8) Der Vergleich der Angaben der Vattenfall Europe AG und der MIBRAG zu den Treibhausgasemissionen der Einzelkraftwerke liefert vergleichbare Werte wie das ProBas-System. Auf die Darstellung der Kraftwerkseinzelergebnisse wird daher verzichtet. Die Bewertung wird auf der Basis der ProBas-Daten vorgenommen.

Abbildung 9: CO₂-Äquivalente der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes



Quelle: Prognos AG nach ProBas 2005

(9) Die Braunkohlenprozesse in den neuen Bundesländern sind hinsichtlich der Emission von CO₂-Äquivalenten vergleichbar mit den Steinkohlenprozessen, wobei im mitteldeutschen Revier heute bessere spezifische Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Insgesamt liegen die CO₂-Äquivalente der **Kohleverstromung deutlich über** dem gewichteten **Mittelwert** der Grundlastherzeugung, welchen die Kernkraftwerke und die Biomassekraftwerke deutlich unterschreiten. Emissionen von Treibhausgasen treten bei der Biomasseverstromung und der Kernenergienutzung im wesentlichen beim Bau der Kraftwerke und der Brennstoffgewinnung bzw. -bereitstellung auf.

Im Einzelnen liegen die CO₂-Äquivalente der Braunkohlenverstromung aus dem Lausitzer Revier 64 % über dem gewichteten Mittelwert der Grundlastherzeugung und erhalten damit in der Bewertung ein „-“. Die CO₂-Äquivalente der Verstromung im mitteldeutschen Revier liegen mit 44 % ebenfalls deutlich über dem gewichteten Mittelwert und werden mit „-“ bewertet.

Schadstoffemissionen

(10) Die Wirkungskategorie der Schadstoffemissionen wird durch die Ausprägung der zwei **Indikatoren**

- SO₂-Emissionen „Versauerungspotenzial“ sowie
- NO_x-Emissionen „bodennahes Ozonbildungspotential“

untersucht. Diese Leitindikatoren für Schadstoffemissionen werden bereits seit langer Zeit für Großkraftwerke dokumentiert.

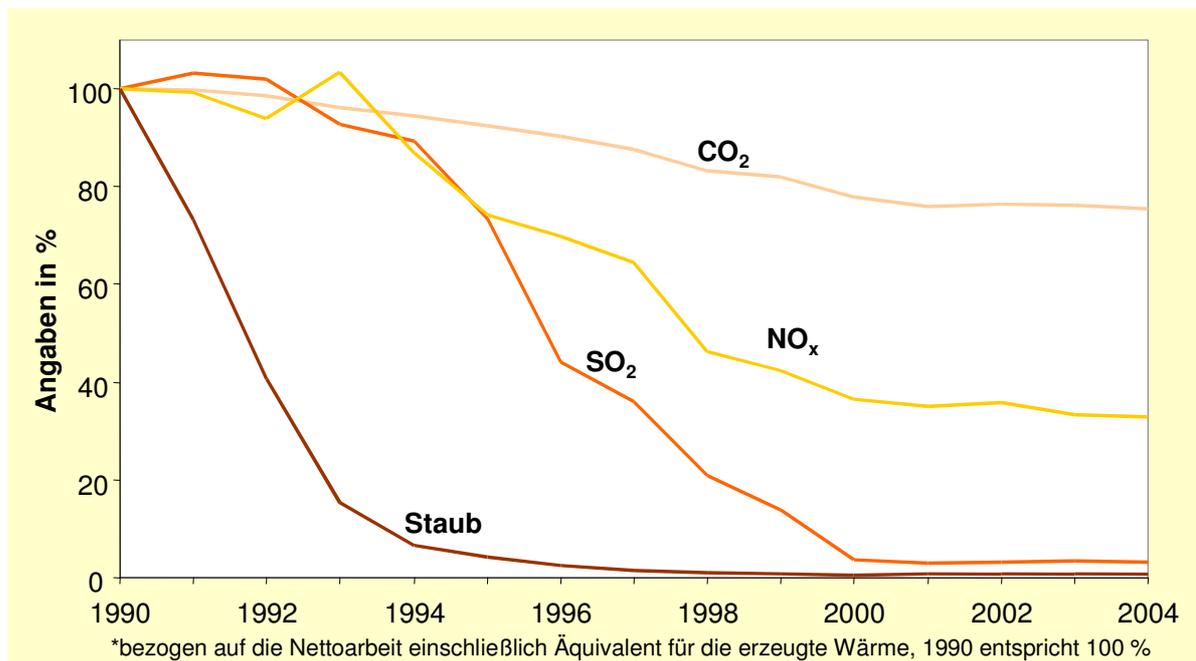
Wie bereits oben erwähnt, verhindert die ungenügende Datenqualität im ProBas System, dass **Staub** in den Vergleich zwischen den Energieträgern einbezogen werden kann.

(11) Seit der Wiedervereinigung im Jahr 1990 ist die Umsetzung der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) auch in Ostdeutschland verpflichtend. Mit dem Auslaufen sämtlicher Übergangsbestimmungen im Jahr 2000 gelten deutschlandweit gleiche technische Standards und Grenzwerte. Die Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte wird mittels kontinuierlicher Messungen überwacht.

(12) Emissionen der klassischen Luftschadstoffe wie SO₂, NO_x und Staub (ausgenommen Feinstaub) stehen aufgrund der technischen Fortschritte heute nicht mehr im Mittelpunkt der umweltpolitischen Diskussion. Diese konzentriert sich derzeit fast

ausschließlich auf die Emission von Klimagasen. Die Abbildung 10 verdeutlicht die enormen Reduktionen der klassischen Luftschadstoffemissionen in den Braunkohlenkraftwerken der Vattenfall Europe AG in Ostdeutschland seit der Wiedervereinigung. Die Staubemissionen sanken demnach um 99 %, die SO₂-Emissionen um 97 %, die NO_x-Emissionen um 70 % und die CO₂-Emissionen um 25 %.

Abbildung 10: Entwicklung der Schadstoffemissionen der Braunkohlenkraftwerke der VEAG/Vattenfall Europe in Ostdeutschland von 1990 bis zum Jahr 2004



Quelle: Prognos AG nach Angaben der Vattenfall Europe AG

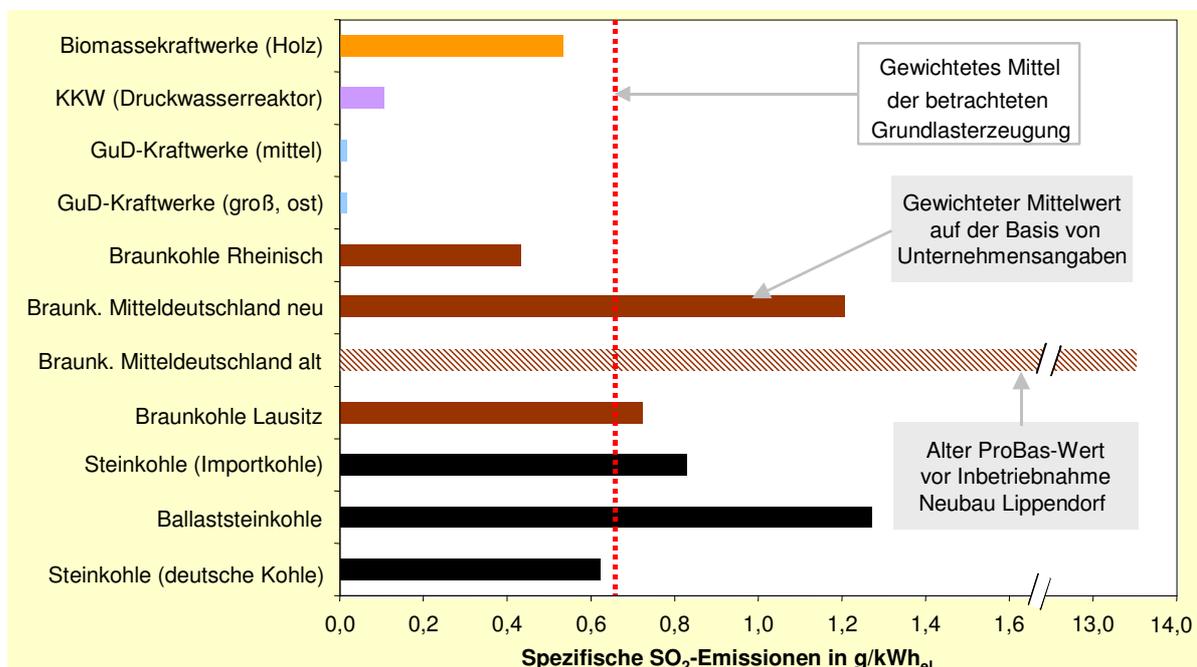
(13) Die Abbildung 11 zeigt das **Versauerungspotenzial**, dargestellt als SO₂-Emissionen der verschiedenen Energieträger aus Kraftwerken. Betrachtet wurde wiederum die Stromerzeugung inklusive der Vorkette.

(14) Die Angaben der Vattenfall Europe AG bezüglich der **SO₂-Emissionen** unterscheiden sich für die Kraftwerke im **Lausitzer Revier** nicht vom ProBas-Wert. Auf die Einzeldarstellung der Lausitzer Kraftwerke wird daher verzichtet. Die Angaben für das **mitteleutsche Revier** beziehen sich auf das Jahr 2000 und liegen um etwa den Faktor 20 über dem Mittelwert der Grundlastenerzeugung. Das erste vollständige Betriebsjahr für das Kraftwerk Lippendorf, welches heute ca. 60 % zur Stromerzeugung des mitteleutschen Reviers beisteuert, war

allerdings das Jahr 2001. Die ProBas Daten zum SO_2 sind unseres Erachtens daher veraltet und nicht aussagekräftig.

Die Bewertung für das Lausitzer Revier erfolgt auf der Basis der ProBas-Werte. Für das mitteldeutsche Revier wird die Bewertung auf der Basis der Unternehmensangaben für die Einzelkraftwerke (Schkopau, Lippendorf, Mumsdorf, Wähilitz) durchgeführt, in Abbildung 1 als „Braunkohle Mitteldeutschland neu“ gekennzeichnet..

Abbildung 11: SO_2 -Emissionen der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes



Quelle: Prognos AG nach ProBas, Vattenfall EuropeAG und MIBRAG

(15) Die SO_2 -Emissionen der Braunkohlenkraftwerke in den ostdeutschen **Revieren** unterscheiden sich zum Teil erheblich (vgl. Abbildung 11). Während die Emissionen der Kraftwerke im Lausitzer Revier etwas über dem gewichteten Mittelwert⁹ der betrachteten Grundlastenerzeugung liegen (+ 14%), liegt der gewichtete Mittelwert der Anlagen im mitteldeutschen Revier deutlich (90 %) über dem Durchschnitt. Ursächlich dafür ist der wesentlich **höhere Schwefelgehalt** der Rohbraunkohlen im **mitteldeutschen Revier**¹⁰.

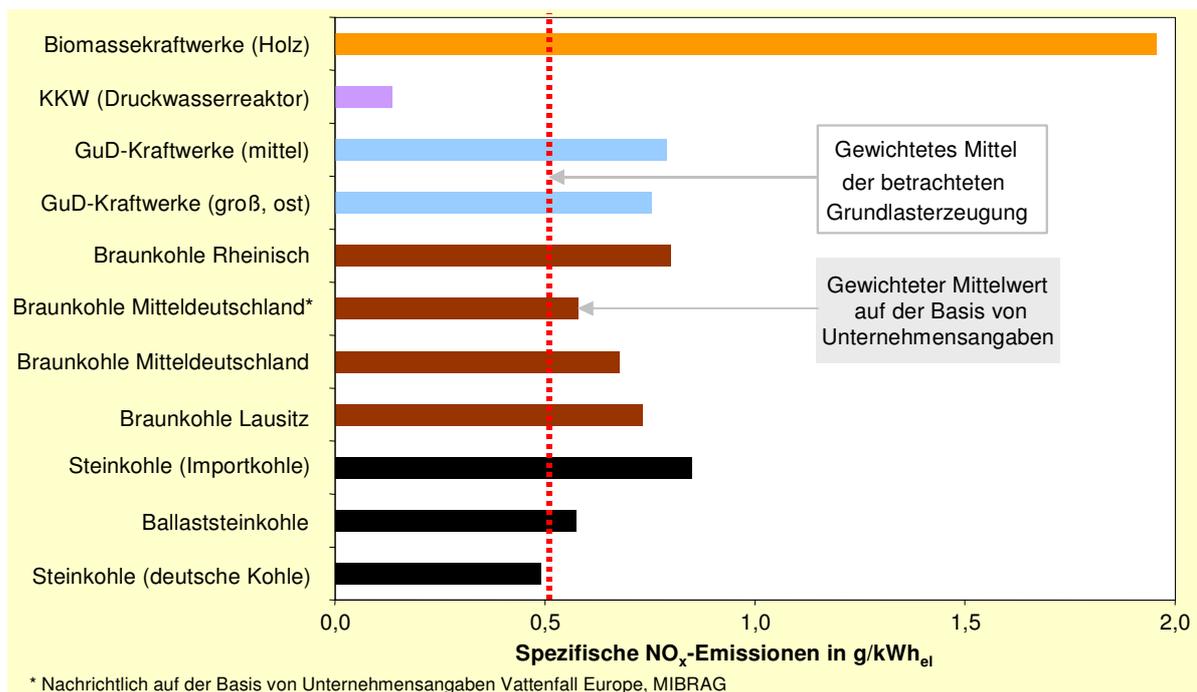
⁹ Der gewichtete Mittelwert der Grundlastenerzeugung für den Indikator SO_2 -Emissionen bezieht sich im Bereich Mitteldeutsches Revier zu 60 % auf die Angaben des Kraftwerkes Lippendorf und zu 40 % auf die ProBas-Angaben.

¹⁰ Schwefelgehalt der mitteldeutschen Braunkohle 1,5 % bis 2,1 %; in der Lausitz 0,3 bis 1,4 % (Quelle: DEBRIV 2005)

(16) Das als NO_x -Emissionen bestimmte **bodennahe Ozonbildungspotential** der untersuchten Energieträger und Kraftwerke (inklusive Vorkette zur Energieträgergewinnung und Transport) zeigt die nachfolgende Abbildung 12.

(17) Die Prüfung der **ProBas-Daten** ergab, dass die NO_x -Werte der Datenbank für das Lausitzer Revier den Angaben der Vattenfall Europe AG entsprechen. Für das mitteldeutsche Revier liegen die Daten in ProBas zwar höher als das gewichtete Mittel der Anlagen in Mitteldeutschland auf der Basis der Unternehmensangaben, allerdings ist die Abweichung hier nicht so groß wie bei den SO_2 -Emissionen. Dem Ziel folgend, in möglichst vielen Punkten eine Datenkonsistenz herzustellen, haben wir uns für die Bewertung anhand der ProBas-Daten entschieden. Der gewichtete Mittelwert für die Anlagen im mitteldeutschen Revier wird nachrichtlich mit abgebildet.

Abbildung 12: NO_x -Emissionen der Stromerzeugungsprozesse inklusive der Vorkette zur Energieträgergewinnung und des Transportes



Quelle: Prognos AG nach ProBas, Vattenfall Europe AG und MIBRAG

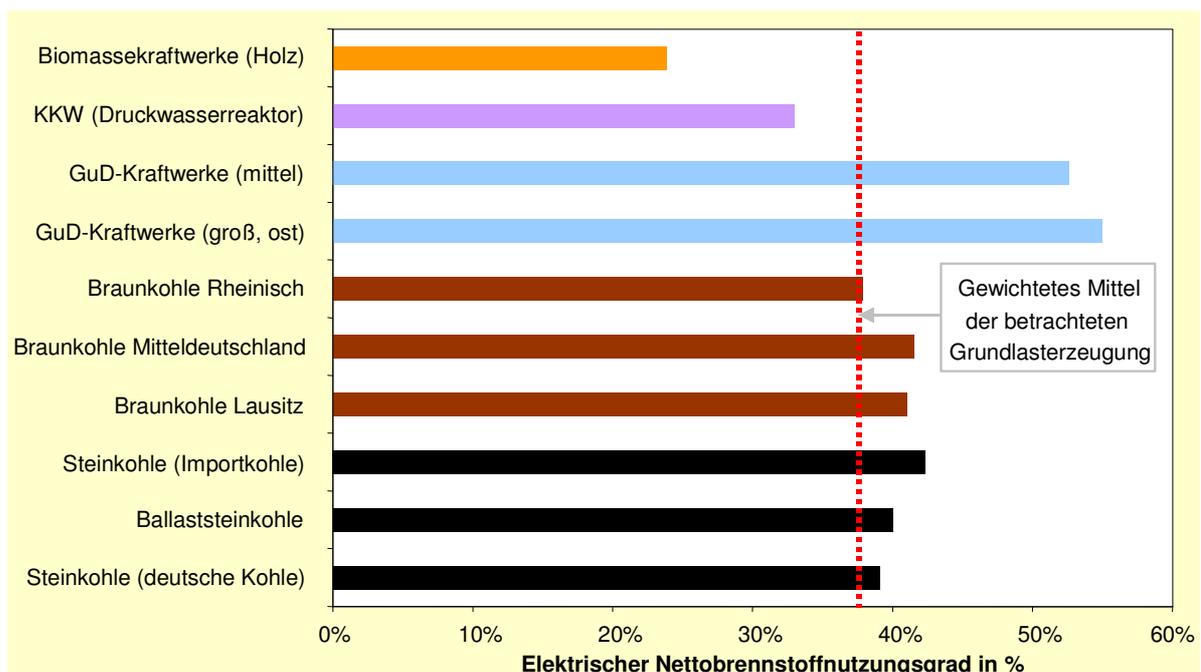
(18) Das gewichtete Mittel der **NO_x -Emissionen** wird durch die sehr niedrigen Emissionen der Kernkraftwerke geprägt. Die Braunkohlenprozesse liegen hinsichtlich der NO_x -Emissionen von der Größenordnung her im Bereich der Steinkohlenprozesse und der Gasverstromung, die fast alle über dem Mittelwert liegen. Für die Lausitz ergibt sich eine Abweichung von +42 % („--“), für Mitteldeutschland +32 % („--“).

Effektivität der Energieumwandlung

(19) Maßgeblichen Einfluss auf eine ökologisch nachhaltige Energiebereitstellung hat die Effektivität der Energieumwandlung. Der Indikator elektrischer Nettobrennstoffnutzungsgrad bezeichnet das Verhältnis von eingesetzter zu gewonnener Energie im Verstromungsprozess.

(20) Die in Abbildung 13 dargestellten elektrischen Nettonutzungsgrade der Braunkohlenverstromung in den ostdeutschen Revieren liegen mit gut 40 % etwas über den von Vattenfall Europe angegebenen Werten. Auch hier werden aufgrund der Datenkonsistenz bei der Bewertung ProBas-Daten herangezogen.

Abbildung 13: Elektrischer Nettobrennstoffnutzungsgrad der Stromerzeugungsprozesse



Quelle: Prognos AG nach ProBas

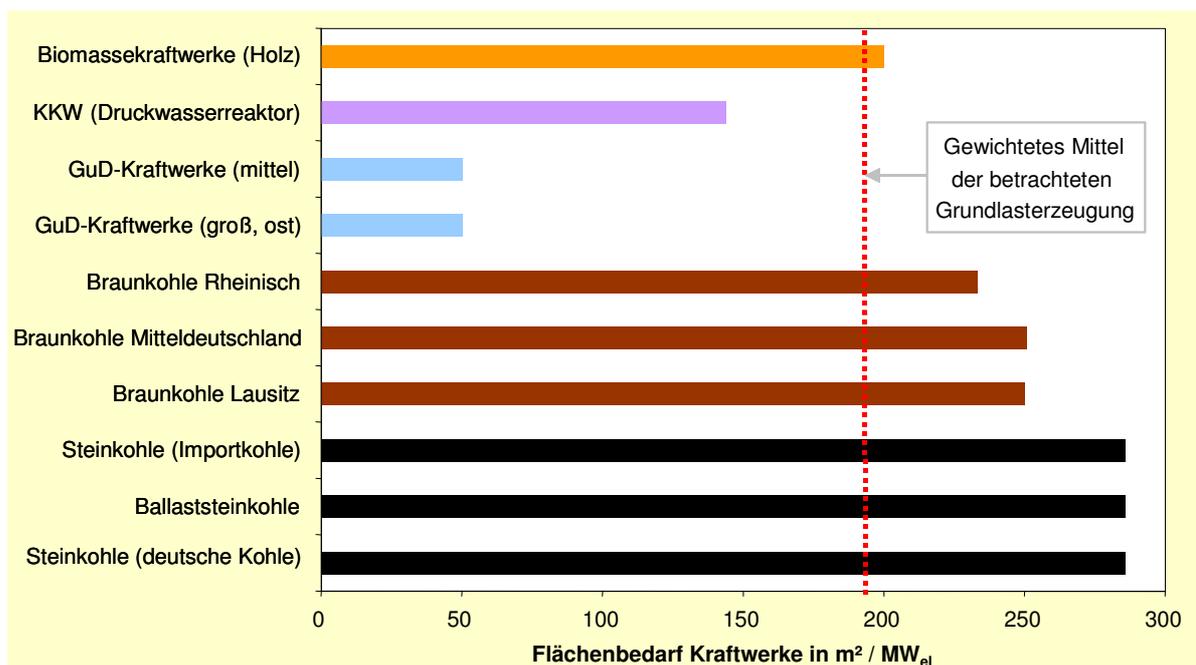
(21) Der elektrische Nettobrennstoffnutzungsgrad der Verstromung der ostdeutschen Braunkohle liegt in der selben Größenordnung wie die Verstromung der Steinkohle und ist effizienter als der gewichtete Mittelwert der Grundlasterzeugung insgesamt. Für die Lausitz ergibt sich eine Abweichung von +9,6 % („o“), für Mitteldeutschland +10,9 % („+“).

Flächenbedarf

(22) Der Flächenbedarf setzt sich aus **zwei Teilbereichen** zusammen. Auf der einen Seite ist hier der Flächenbedarf der **Kraftwerke** zur Stromerzeugung zu berücksichtigen und auf der anderen Seite ist die **Vorkette** (Gewinnung des Energieträgers inklusive Transport) zu bewerten, was bei der Energieerzeugung aus fossilen Rohstoffen von erheblich größerer Bedeutung ist.

(23) Für die Bewertung des Flächenbedarfs können aufgrund fehlender Vergleichsdaten ausschließlich ProBas-Daten verwendet werden. Die Abbildung 14 zeigt den **Flächenbedarf der verschiedenen Kraftwerke** zur Stromerzeugung inklusiver der Nebeneinrichtungen wie Verwaltungsgebäude und Materialbunker, etc. (umfriedeter Kraftwerksstandort).

Abbildung 14: Flächenbedarf der verschiedenen Kraftwerke zur Stromerzeugung inklusive der Nebenanlagen



Quelle: Prognos AG nach ProBas

(24) Der **Flächenbedarf** der Braunkohlenkraftwerke in den ostdeutschen Revieren liegt – bezogen auf die installierte Leistung – unterhalb der Steinkohlenkraftwerke, jedoch deutlich **über dem gewichteten Mittelwert** der Grundlasterzeugung. Dieser wird vor allem durch den deutlich geringeren Flächenbedarf der Gas- und Kernkraftwerke bestimmt. Für die Lausitz ergibt sich eine Abweichung von +16,4 % („-“), für Mitteldeutschland +16,7 % („-“).

Der große Flächenbedarf der Kohlenkraftwerke beruht in erster Linie auf **Brennstoffbunkerflächen**, die bei den fossilen Energieträgern einen erheblichen Teil der Kraftwerksfläche ausmachen.

(25) Beim **Flächenbedarf der Vorkette** zur Stromerzeugung handelt es sich vor allem um die Energieträergewinnung, die bei der Braunkohle als Tagebaubetrieb zumindest vorübergehend einen erheblichen Flächenbedarf aufweist. Hinzu kommt der Transport des Energieträgers von der Gewinnung zum Ort der Verwendung

(26) Nach eingehender Prüfung der zur Verfügung stehenden Datensätze und Studien ist **keine plausible quantitative Bewertung** des Flächenbedarfs der Vorkette (Gewinnung und Transport) auf Basis der vorliegenden Daten möglich.

In der Öffentlichkeit steht allerdings gerade der Flächenbedarf der Braunkohlenutzung neben den Klimagasemission im Mittelpunkt der Kritik an der Braunkohleverstromung. Deshalb wird versucht, anhand einer **qualitativen Abschätzung** der Flächeninanspruchnahme bei der Bereitstellung einzelner Energieträger im Vergleich zur Braunkohle eine **Bewertung** vorzunehmen. Wir konzentrieren uns dabei auf die eigentliche Förderung der Energieträger, den Transport zum Einsatzort sowie die Möglichkeiten der Folgenutzung in Anspruch genommener Flächen.

Flächenbedarf der Förderung

(27) **Braunkohle** wird in Deutschland ausschließlich im **Tagebau** gefördert. Die gesamte Landinanspruchnahme in Deutschland wird bisher mit 166.000 ha angegeben. Davon entfallen knapp 130.000 ha auf die Reviere in Ostdeutschland. Etwa 49.000 ha der insgesamt in Ostdeutschland in Anspruch genommenen Fläche werden derzeit betrieblich genutzt. Der Rest entfällt auf wieder nutzbar gemachte Flächen. Bezogen auf die Fördermenge von gut 79 Mio. Tonnen im Jahr 2004 ergibt sich daraus eine spezifische Flächeninanspruchnahme¹¹ pro MWh Brennstoff von 2,5 m² (bezogen auf die Betriebsfläche).

(28) Das in Deutschland verbrauchte **Erdgas** stammt überwiegend aus den Niederlanden, Norwegen und Russland. Ein Fünftel wird derzeit noch in Deutschland gefördert. In Europa und der ehe-

¹¹ Berechnet auf Basis der Angaben der DEBRIV 2005

maligen UdSSR existieren sowohl Onshore- als auch Offshore-Vorkommen. Bei der **Onshore-Erdgasförderung** in Deutschland, Westeuropa und Russland konzentriert sich die Flächeninanspruchnahme auf den Bohrturm und entsprechende Verwaltungs- und Sicherheitseinrichtungen. Die eigentliche Förderung verläuft unter Tage. Insgesamt werden im Vergleich zur Braunkohle – bezogen auf die Energieeinheit Brennstoff – weniger Flächen in Anspruch genommen. Die Offshore-Förderung wird nicht als Vergleichsmaßstab herangezogen.

(29) **Steinkohle** wird in Deutschland und Europa im Wesentlichen unter Tage abgebaut. Der oberirdische Flächenbedarf konzentriert sich auf Verladeeinrichtungen, Abraumhalden sowie Verwaltungs- und Sicherheitseinrichtungen. Insgesamt schätzen wir die spezifische Flächeninanspruchnahme während der Betriebszeit geringer ein als beim Braunkohleabbau.

In den Hauptexportländern für Steinkohle, wie Australien und Südafrika, kann **Steinkohle** zum Teil auch im **Tagebau** gefördert werden. Unter der Annahme, dass Transport, Verwaltungs- und Sicherheitseinrichtungen vergleichbar dem Braunkohletagbau sind, ergibt sich aufgrund des höheren Heizwertes für Steinkohle spezifisch ein geringerer Flächenbedarf, bezogen auf die Energieeinheit Brennstoff.

(30) Ähnliches gilt nach unserer Einschätzung auch für die Tagebaue für die **Uranförderung** in Nordamerika, Australien und der GUS. Auch hier wird – bezogen auf die gewonnene Energieeinheit Brennstoff – weniger Fläche in Anspruch genommen.

(31) Der Flächenbedarf bei der Nutzung der **Biomasse** hingegen ist aus unserer Sicht höher als bei der Braunkohlenutzung. Zum einen ist der Heizwert der Biomasse etwas niedriger als bei der Braunkohle. Zum anderen reicht die Anbaudichte der Biomasse keinesfalls an die Lagerdichte der Braunkohle heran. Biomasse ist unter dem Gesichtspunkt der Flächeninanspruchnahme schlechter als die Braunkohle zu bewerten.

Insgesamt lässt sich aufgrund des geringen Beitrages der Biomasse zur Grundlaststromerzeugung aus dieser ersten Betrachtung schließen, dass die Braunkohle im Vergleich zur durchschnittlichen Grundlasterzeugung schlechter abschneidet.

Flächenbedarf des Transports

(32) Die Wirtschaftlichkeit der **Braunkohleverstromung** lebt von der räumlichen Nähe der Brennstoffförderung zum Kraftwerks-

standort. Die Flächeninanspruchnahme für den Brennstofftransport ist daher gering.

(33) **Erdgas** wird über weite Strecken von den Fördergebieten zu den Einsatzgebieten überwiegend in Pipelines transportiert. Die Flächeninanspruchnahme schätzen wir aufgrund dessen deutlich höher ein.

(34) **Steinkohle** hat im Vergleich zur Braunkohle eine höhere Energiedichte und kann demzufolge auch über weite Strecken wirtschaftlich sinnvoll transportiert werden. Der Flächenverbrauch der Transportkette ist insbesondere für Importkohle dementsprechend höher als bei der Braunkohle.

(35) **Kernbrennstoffe** wiederum haben eine deutlich höhere Energiedichte als Steinkohle und weisen daher eine geringere spezifische Flächeninanspruchnahme als Steinkohle aus. Die langen Transportwege aus den Hauptförderländern Kanada, Russland und Australien führen aus unserer Sicht allerdings dazu, dass für den Transport von Kernbrennstoffen bezogen auf die Energieeinheit im Vergleich zur Braunkohle mehr Fläche in Anspruch genommen wird.

(36) Die Nutzung von **Biomasse** zur Stromerzeugung ist ebenfalls nur dann wirtschaftlich, wenn lange Transportwege vermieden werden. Die geringere Energiedichte als bei Braunkohle führt aus unserer Sicht allerdings zu einer höheren Flächeninanspruchnahme.

(37) In der **gemeinsamen Betrachtung** von Förderung und Transport kommen wir zu der Einschätzung, dass die Vorteile der Braunkohle beim Transport der Brennstoffe zu einer Verbesserung der Bewertung der Flächeninanspruchnahme der Vorkette führt. Allerdings kann die intensive Flächenbeanspruchung im Tagebaubetrieb in Verbindung mit geringeren Heizwerten gegenüber Steinkohle und Kernbrennstoffen nicht aufgewogen werden. Folglich schätzen wir die Flächeninanspruchnahme der Vorkette bei Braunkohle als unterdurchschnittlich gegenüber dem Durchschnitt der Grundlastherzeugung in Deutschland ein.

Flächenbedarf der Folgenutzung

(38) Nach der intensiven Flächeninanspruchnahme während der Betriebszeit der ostdeutschen Braunkohletagebaue erfolgt die **Rekultivierung** der Betriebsflächen. Diese stehen nach dem Kohleabbau für Folgenutzungen zur Verfügung.

(39) **Onshore Erdgasfelder** in Westeuropa stehen nach der Nutzung ebenfalls mit Einschränkungen für eine Folgenutzung zur Verfügung und sind unter dem Gesichtspunkt der möglichen Folgenutzung mit der Braunkohlewirtschaft vergleichbar, wenngleich die vorübergehende Flächeninanspruchnahme deutlich geringer ist.

Gasfelder in der **GUS** und im **Nahen Osten** werden in der Regel nicht für eine Folgenutzung vorgesehen und nach der Förderung mit allen verursachten Schäden sich selbst überlassen. Unter dem Gesichtspunkt der Rekultivierung ist die Gasförderung in diesen Gebieten im Vergleich zur Braunkohle als kritisch zu bewerten.

(40) Im **Steinkohlenbergbau** in Deutschland ist der absolute Flächenverbrauch an der Oberfläche wesentlich geringer als bei der Braunkohlenutzung. Folgenutzungen sind allerdings auch hier nicht möglich, da Halden bisher nicht zurückgebaut werden. Die Flächen der Steinkohletagebauten in Australien und Südafrika werden ebenfalls nicht rekultiviert und stehen für Folgenutzungen nicht zur Verfügung.

(41) Die Flächen des **Uranbergbaus** werden ebenfalls nicht rekultiviert und stehen nicht für Folgenutzungen zur Verfügung.

(42) Anbauflächen für **Biomasse** können bei Bedarf schnell für andere Zwecke nutzbar gemacht werden. Aufgrund des geringeren zeitlichen und finanziellen Aufwandes als bei der Rekultivierung der Braunkohletagebauten ist die Nutzung der Biomasse unter diesem Gesichtspunkt gegenüber der Braunkohle im Vorteil.

(43) Die **Rekultivierung von Kraftwerksflächen** ist im wesentlichen von der individuellen Nutzung der Flächen nach Beendigung der Verstromung anhängig und zwischen den verschiedenen Energieträgern können hier kaum Unterschiede festgestellt werden. Eine Ausnahme bildet hier die Kernenergie, die auf Grund der Radioaktivität einer zeitlich ausgedehnten Nachsorge bedarf. Eine neutrale Bewertung für die Rekultivierung von Kraftwerksflächen zur Braunkohleverstromung ist hier aus unserer Sicht anzusetzen.

(44) Insgesamt schätzen wir die Möglichkeit der **Folgenutzung** der vom **Braunkohleabbau** beanspruchten Flächen und hier insbesondere der Tagebaue als **überdurchschnittlich** im Vergleich zu anderen Energieträgern ein.

Zusammenfassende Bewertung zur Umweltverträglichkeit

(45) Die Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung hat sich seit Beginn der 90er Jahre signifikant und nachhaltig verbessert. Insbesondere die klassischen Schadstoffemissionen wurden auf ein Minimum reduziert und gelten heute als unproblematisch. Durch die gesteigerten Brennstoffnutzungsgrade haben sich die spezifische CO₂-Belastung und der spezifische Flächenbedarf reduziert. Die **Bewertung** der Umweltverträglichkeit beruht jedoch in unserer Untersuchung nicht auf den absoluten Emissionswerten sondern auf dem Vergleich der Energieträger zur Grundlaststromerzeugung untereinander.

(46) Die Bewertung der oben dargestellten Indikatoren innerhalb der Wirkungskategorien werden für das Lausitzer Revier in Tabelle 8 und für das mitteldeutsche Revier in Tabelle 9 zusammenfassend dargestellt und zu einer **Bewertung** der jeweiligen **Wirkungskategorie** verdichtet.

Bei der Zusammenführung der einzelnen Indikatoren zur Wirkungskategorie werden keine Schwerpunkte gesetzt, so dass allen Indikatoren innerhalb einer Wirkungskategorie die selbe Gewichtung zukommt. Ebenfalls erhalten innerhalb eines Indikators die Vorkette und der Verstromungsprozess die gleiche Gewichtung.

(47) Für das **Lausitzer Revier** ergibt sich keine einheitliche Bewertung für alle Wirkungskategorien.

Bei der Effektivität der Energieumwandlung wird das Lausitzer Revier durchschnittlich bis überdurchschnittlich bewertet. Die Schadstoffemissionen und der Flächenbedarf werden hingegen unterdurchschnittlich bewertet, die Kategorie Klimagasemissionen sogar stark unterdurchschnittlich.

(48) Tabelle 9 zeigt die Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im **mitteleutschen Revier** mit der Bewertung der Wirkungskategorien und ihren Indikatoren. Die Gesamtbewertung weicht nur geringfügig von der des Lausitzer Reviers ab. Die Effektivität der Energieumwandlung wird mit überdurchschnittlich bis durchschnittlich etwas besser bewertet. Die Bewertung der Schadstoffemissionen und des Flächenbedarfs entspricht mit unterdurchschnittlich dem Ergebnis des Lausitzer Reviers und die Klimagasemissionen werden – wie in der Lausitz - mit stark unterdurchschnittlich bewertet.

Tabelle 8: Bewertungsmatrix zur Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im Lausitzer Revier

Stromerzeugung aus Braunkohle im Revier Lausitz			Vorkette	Kraftwerk	Vorkette/ Kraftwerk	Konsolidiert
Wirkungskategorie	Indikator	Maßeinheit				
Klimagas-emissionen	CO ₂ Emissionen	g CO ₂ Äq/kWh	--		--	--
	SO ₂ Emissionen	g SO ₂ /kWh	-		-	- / --
Schadstoff-emissionen	NO _x Emissionen	g NO _x /kWh	--		--	
Effektivität der Energiewandlung	Wirkungsgrad Energiewandlung	%	keine Erfassung	o / +	o / +	o / +
Flächenbedarf	Flächenbedarf*	qualitativ	-	-	-	-
	Folgenutzung	qualitativ	+	o	o / +	
Bewertungsmaßstab:		++	mehr als 30% besser als das gewichtete Mittel			
		+	mehr als 10% besser als das gewichtete Mittel			
		o	zwischen 10 % besser und 10 % schlechter als das gewichtete Mittel			
		-	mehr als 10 % schlechter als das gewichtete Mittel			
		--	mehr als 30 % schlechter als das gewichtete Mittel			

* Der Flächenbedarf der Kraftwerke wird quantitativ in m²/MW_{el} ausgewertet

Quelle: ProBas, Prognos AG

Tabelle 9: Bewertungsmatrix zur Umweltverträglichkeit der Braunkohlenverstromung im mitteldeutschen Revier

Stromerzeugung aus Braunkohle im mitteldeutschen Revier			Vorkette	Kraftwerk	Vorkette/ Kraftwerk	Konsolidiert
Wirkungskategorie	Indikator					
Klimagas-emissionen	CO ₂ Emissionen	g CO ₂ Äq/kWh	--		--	--
	SO ₂ Emissionen*	g SO ₂ /kWh	--		--	--
Schadstoff-emissionen	NO _x Emissionen	g NO _x / kWh	--		--	
Effektivität der Energiewandlung	Elektrischer Netto-brennstoffnutzungsgrad	%	keine Erfassung	+ / o	+ / o	+ / o
Flächenbedarf	Flächenbedarf**	qualitativ	-	-	-	-
	Folgenutzung	qualitativ	+	o	o / +	
Bewertungsmaßstab:		++	mehr als 30% besser als das gewichtete Mittel			
		+	mehr als 10% besser als das gewichtete Mittel			
		o	zwischen 10 % besser und 10 % schlechter als das gewichtete Mittel			
		-	mehr als 10 % schlechter als das gewichtete Mittel			
		--	mehr als 30 % schlechter als das gewichtete Mittel			

* Bewertung der Schadstoffemissionen am Beispiel Kraftwerk Lippendorf
 ** Der Flächenbedarf der Kraftwerke wird quantitativ in m²/MW_{el} ausgewertet

Quelle: ProBas, Prognos AG

3.4 Zusammenfassende Bewertung

(1) Der Versuch einer **energiepolitischen Gesamtbewertung** steht vor der Herausforderung, dass kein normativ vorgegebener Bewertungsrahmen und keine Rangfolge der Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit existiert. Die aktuelle gesellschaftliche und energiepolitische Diskussion über die Zukunft der Energiewirtschaft bzw. des Kraftwerksmixes in Deutschland hat nicht zu einer eindeutigen Herauf- oder Herabstufung einzelner Ziele des bisherigen Zielsystems geführt. Gerade die in engem zeitlichen Zusammenhang stehenden Ereignisse wie steigende Preise für Primärenergieträger und Strom, Ausfall von Lieferungen infolge von Stürmen und Mahnungen der Wissenschaft, dass der drohende Klimawandel stärker ausfallen könnte als bisher gedacht, zeigen eindrucksvoll, dass keine der Zieldimensionen verzichtbar ist.

Ob in der Aufnahme von Effizienz und Verbraucherfreundlichkeit der Energieversorgung in den Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes eine praktikable und wirkungsvolle Weiterentwicklung des Zielsystems zu sehen ist, muss sich erst noch zeigen.

(2) Aus dem vorstehend genannten folgt unseres Erachtens, dass eine energiepolitische Bewertung, die auf dem alten Ziel-dreieck der Energiepolitik beruht, die **Zieldimensionen gleich gewichten** sollte.

(3) Dies vorausgesetzt kommt die Bewertung der Braunkohlen-nutzung zu folgendem **Ergebnis**:

- Die **Wirtschaftlichkeit** der Braunkohleverstromung in Ostdeutschland kann heute und in Zukunft als gesichert gelten. Braunkohle ist der Energieträger, der auch langfristig nach dem Ausstieg aus der Kernenergie zu den niedrigsten Vollkosten für die Erzeugung von Grundlaststrom führt. Dies gilt mindestens bis zu einem Zertifikatpreis von ca. 30 Euro/ t CO₂. Es ist zu erwarten, dass bei höheren Zertifikatpreisen die CO₂-Abscheidung – technisch zur Marktreife gebracht – wirtschaftlich wird und dann der Braunkohle die Möglichkeit bietet, sich trotz höherer Erzeugungskosten im Strommarkt als Grundlastlieferant zu behaupten.
- Die **Versorgungssicherheit** der Braunkohlenutzung in Ostdeutschland wird – die planungsrechtliche Sicherung der Abbaugebiete vorausgesetzt - im Vergleich der betrachteten Energieträger nur noch von der Biomasse übertroffen. Dieser sind aber wegen der limitierten wirtschaftlichen Potenziale und konkurrierender Nutzungen der Anbauflächen enge

Ausbaugrenzen gesetzt. Auch bei der Versorgungssicherheit schneidet die Braunkohle somit gut ab.

- Die **Umweltverträglichkeit** der ostdeutschen Braunkohlenverstromung fällt im Vergleich der Energieträger untereinander hingegen unterdurchschnittlich aus. Maßgeblich hierfür sind die höheren spezifischen Emissionen der Braunkohle bei CO₂ und den betrachteten Luftschadstoffen. Auch beim Flächenbedarf schneidet die Braunkohle schlechter ab als die anderen Energieträger, auch wenn nach einer begrenzten Zeit eine Rekultivierung der Flächen stattfindet. Zu honorieren sind allerdings die enormen Fortschritte bei der Emissionsvermeidung in den letzten 10 Jahren sowie die auch im Vergleich mit dem rheinischen Braunkohlerevier niedrigeren Emissionen der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke. Da der Vergleich im Rahmen der Untersuchung aber auf die Energieträger untereinander abstellt, wird die Umweltverträglichkeit der Braunkohle insgesamt ungünstiger bewertet als der Durchschnitt der anderen Energieträger.

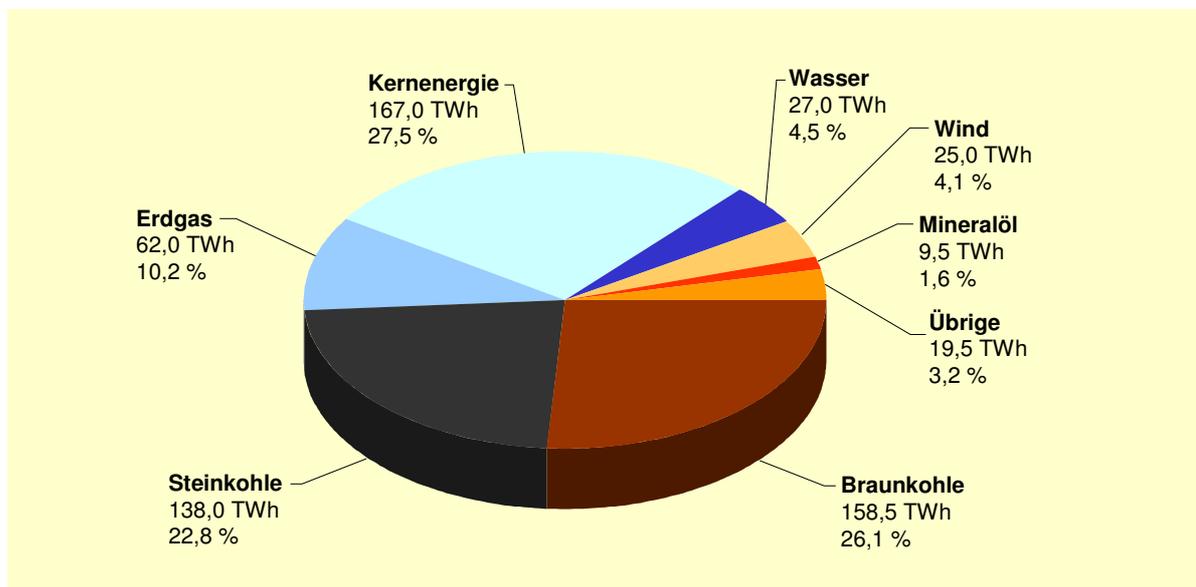
Bei zwei von drei Zielkategorien fällt der Vergleich eindeutig zugunsten der Braunkohle aus. Die Gesamtbewertung fällt daher positiv aus. Die **Braunkohle ist langfristig konkurrenzfähig** und wird ihren Platz im deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2050 behaupten können.

4 Die Braunkohle im Strommarkt Deutschland

4.1 Ausgangslage im Jahr 2004

(1) Die **Bruttostromerzeugung** in Deutschland betrug im Jahr 2004 rund 607 TWh. Den größten Anteil deckte dabei die Kernenergie, dicht gefolgt von der Braunkohlenverstromung.

Abbildung 15: Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004



Quelle: Prognos AG nach Statistik der Kohlewirtschaft e. V., teilweise geschätzte Angaben

(2) Mit 75,3 TWh wurde knapp die Hälfte der Braunkohlenstromerzeugung in den Revieren **Ostdeutschlands** erzeugt. Damit betrug der Anteil der ostdeutschen Braunkohle an der gesamten Bruttostromerzeugung gut 12 %.

(3) Die installierte **Bruttoengpassleistung** aller Braunkohlenkraftwerke in Deutschland beträgt zur Zeit rund 22.100 MW. In Ostdeutschland sind derzeit rund 10.200 MW Kraftwerkskapazität installiert. Alle großen Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland wurden seit Mitte der 90er Jahre entweder neu gebaut oder ertüchtigt und mit Rauchgasreinigungsanlagen ausgerüstet. Somit verfügt die ostdeutsche Energiewirtschaft über einen vergleichsweise jungen Anlagenbestand mit einem durchschnittlichen elektrischen Bruttobrennstoffnutzungsgrad von über 40 %.

(4) Der hohe Brennstoffnutzungsgrad führt zu einer im Vergleich zu anderen Braunkohlenkraftwerken besseren Stellung der ostdeutschen Braunkohle in der Merit Order. Dementsprechend lag die durchschnittliche **Volllaststundenzahl**, also die mittlere Betriebszeit der Kraftwerke, in Ostdeutschland mit knapp 7.370 Stunden deutlich über dem Bundesdurchschnitt.

Tabelle 10: Kennzahlen der Braunkohlenverstromung 2004

Revier	Bundesland	Installierte Bruttoleistung [MW]	Bruttostromerzeugung [TWh]	Jahresvolllaststunden [h]	Förderung [Mio. t]	Förderung [%]
Rheinland	NRW	11.471	80,3	7.000	100,3	55,1
Helmstedt	Niedersachsen	387	2,8	7.235	2,4	1,3
Hessen	Hessen	38	0,1	2.632	0,0	0,0
Lausitz	Brandenburg	4.740				
	Berlin	185	53,0	7.766	59,0	32,4
	Sachsen	1.900				
Mitteldeutschland*	Sachsen-Anhalt	1.367	22,3	6.574	20,2	11,1
	Sachsen	2.025				
Summe		22.113	158,5	7.168	181,9	100,0

* Aufgrund einer langfristigen Revision im Kraftwerk Lippendorf lag die Bruttostromerzeugung im Jahr 2004 deutlich unter dem Durchschnitt der Vorjahre.

Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft, DEBRIV, Berechnungen Prognos AG

(5) Die **Braunkohlenförderung** in Ostdeutschland konzentriert sich auf die Bundesländer Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Im Jahr 2004 lag die Förderleistung der sieben aktuell betriebenen Tagebaue zusammen bei über 79,2 Mio. Tonnen Rohbraunkohle.

Im Braunkohlenrevier **Lausitz** wurden davon rund 59 Mio. Tonnen gefördert. Zum Lausitzer Revier zählen die drei brandenburgischen Tagebaue Jänschwalde (14,8 Mio. t), Cottbus-Nord (5,8 Mio. t) und Welzow-Süd (20,7 Mio. t) sowie die beiden sächsischen Tagebau Nochten (17,7 Mio. t) und Reichwalde (Förderung zur Zeit unterbrochen).

Im **mitteldeutschen Revier** wurden im Jahr 2004 aus drei Tagebauen zusammen rund 20,2 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. In den beiden Tagebauen der MIBRAG, Profen und Vereinigtes Schleenhain, wurden davon zusammen rund 19,7 Mio. Tonnen gefördert. Der Rest entfällt auf den Tagebau Amsdorf der ROMONTA.

(6) Mit rund 75,5 Mio. Tonnen wurde das Gros der im Jahre 2004 geförderten Braunkohle in **Kraftwerken** der allgemeinen Versorgung und Heizkraftwerken in Ostdeutschland eingesetzt.

(7) Knapp drei Viertel der in Ostdeutschland installierten Bruttoengpassleistung gehören zum Konzern der **Vattenfall Europe AG**. Mit knapp 19 % der installierten Leistung hält die E.ON Kraftwerke GmbH den zweitgrößten Anteil. Der Rest entfällt auf die in Mitteldeutschland ansässige MIBRAG, einzelne Stadtwerke und Industrieanlagen.

Tabelle 11: Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland 2004

Kraftwerksname Standort	Unternehmen	Installierte Leistung Brutto [MW]
Lausitzer Revier		6.825
davon Berlin / Brandenburg		4.925
Klingenberg (Berlin)	Bewag	185
Jänschwalde	Vattenfall Europe Generation	3.000
Schwarze Pumpe	Vattenfall Europe Generation	1.600
Cottbus	Stadtwerke Cottbus	80
Frankfurt/Oder	Stadtwerke	49
Senftenberg	Gesellschaft für Montan- und Bautechnik mbH	11
davon Sachsen		1.900
Boxberg	Vattenfall Europe Generation	1.900
Mitteldeutsches Revier		3.392
davon Sachsen-Anhalt		1.367
Amsdorf	ROMONTA	48
Dessau	DVV Stadtwerke	57
Deuben	MIBRAG IKW GmbH	86
Könnern	Zuckerfabrik	29
Mummsdorf	MIBRAG IKW GmbH	110
Schkopau	E.ON Kraftwerke GmbH / Saale Energie GmbH	980
Wühlitz	MIBRAG IKW GmbH	37
Zeitz	Südzucker Zeitz GmbH	20
davon Sachsen		2.025
Chemnitz	Stadtwerke Chemnitz AG	185
Lippendorf	EnBW / E.ON Kraftwerke GmbH	920
Lippendorf	Vattenfall Europe Generation	920
Ostdeutschland gesamt		10.217

Braunkohlenkraftwerke einschließlich Heizkraftwerke

Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft nach Angaben der Unternehmen

4.2 Strombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050

(1) Die Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland bildet den Rahmen für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks. Der **Bruttostrombedarf** ist die wichtigste Leitgröße für die deutsche Stromproduktion und anstehende Kraftwerksplanungen, auch wenn der europäische Stromhandel in Zukunft zunimmt. (vergleiche Kapitel 2.1).

Der Bruttostrombedarf setzt sich in Anlehnung an die Aufteilung in der Energiebilanz aus folgenden Komponenten zusammen:

- **Endenergiebedarf für Strom** in den Sektoren
 - Private Haushalte,
 - Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD),
 - Verarbeitendes Gewerbe (ohne Umwandlungssektor) und
 - Verkehr
- **Leitungsverluste** in den Stromnetzen
- **Bedarf der Pumpspeicherkraftwerke**
- **Bedarf im Umwandlungssektor**
 - Eigenbedarf der Kraftwerke
 - Bedarf für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas
 - Bedarf in Gruben, Zechen, Kokereien, Brikettfabriken, Raffinerien sowie im übrigen Umwandlungssektor

Die Entwicklung dieser Komponenten und – darauf aufbauend – die Entwicklung des Bruttostrombedarfs bis zum Jahr 2050 wird im Folgenden dargestellt.

Der Energiereport IV verwendet die aktuellen **Energiebilanzen** für Deutschland¹² als Datenbasis und untersucht bottom up die Struktur und Entwicklung des Endenergiebedarfs in den vier Sektoren Private Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Verarbeitendes Gewerbe („Industrie“) und Verkehr.

Analysiert und abgebildet wird auch die Entwicklung des Bedarfs im Umwandlungssektor, der Pumpspeicherkraftwerke und die zu

¹² Vergleiche Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de>

erwartenden Verluste im Leitungsnetz, so dass die Ergebnisse des Energiereport IV für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 für das Strombedarfsszenario übernommen werden können.

(2) Für den Zeitraum **zwischen** den Jahren **2030 und 2050** liegt keine mit dem Energiereport IV vergleichbare, detaillierte Prognose über die Entwicklung des Energiebedarfs vor. Für diesen Zeitraum wurde die Entwicklung der wirtschaftlichen und demografischen Leitindikatoren des Energiebedarfs fortgeschrieben.

Die Veränderung des spezifischen Strombedarfs in den Sektoren, ausgelöst durch den technischen Fortschritt sowie die Mengeneffekte aus der Substitution der Energieträger untereinander wurden entsprechend der **Entwicklungstrends** aus dem Zeitraum bis 2030 fortgeschrieben.

Entwicklung der Leitindikatoren

(3) Der Energiereport IV weist einen hohen **Detaillierungsgrad** auf. Es übersteigt Auftrag und Zweck der vorliegenden Studie, im Detail auf die Herleitung des Endenergiebedarfs einzugehen. An dieser Stelle können lediglich die wichtigsten Trends anhand der Leitindikatoren vorgestellt werden. Detaillierte Aussagen zur Entwicklung der Beheizungs- und Energieträgerstruktur, den Ausstattungsgraden mit elektrischen Geräten und dem spezifischem Energiebedarf der einzelnen Prozesse und Branchen sowie branchenspezifischen Entwicklungen sind für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 dem Energiereport IV zu entnehmen.

(4) Die wichtigste Entwicklung für den Energiebedarf der privaten Haushalte ist der bis zum Jahr 2050 erwartete drastische **Bevölkerungsrückgang**. Die Wohnbevölkerung wird in Deutschland bis zum Jahr 2030 auf ca. 79,4 Mio. Einwohner zurück gehen. Bis zum Jahr 2050 erwartet das Statistische Bundesamt in seiner aktuellen Bevölkerungsprognose (mittlere Variante) einen Rückgang auf rund 75,1 Mio. Einwohner. Damit verbunden sinkt auch die Anzahl der privaten Haushalte.

Tabelle 12: Bevölkerung und Privathaushalte in Deutschland 2000 bis 2050

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung [Mio.]	82,2	82,5	82,4	82,1	81,4	80,5	79,4	78,7	77,5	76,6	75,1
Anzahl der Privathaushalte [Mio.]	38,2	39,2	39,7	39,9	40,0	39,9	39,7	39,4	38,7	38,3	37,5

Quelle: Statistisches Bundesamt, Prognos AG

(5) Die demografische Entwicklung in Deutschland führt nicht nur zu einem Bevölkerungsrückgang. Gravierender noch ist die zunehmende **Alterung der Gesellschaft**. Rund 30 % der Bevölkerung wird älter als 65 Jahre sein – zum Vergleich: Im Jahr 2004 lag diese Quote noch unter 19 %.

(6) Der Sektor **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** umfasst alle Wirtschaftsbereiche mit Ausnahme des Bergbaus, der Energiewirtschaft und des Verarbeitenden Gewerbes (Industrie). Dieser Sektor gewinnt für **Wachstum** und Beschäftigung in Deutschland im Zeitraum bis zum Jahr 2030 an Bedeutung. Die stärksten Zuwächse werden dabei die Dienstleistungsbranchen verzeichnen.

Wegen Produktivitätszuwächsen, des am Arbeitsmarkt spürbaren Bevölkerungsrückgangs und der Alterung der Gesellschaft geht die Zahl der Erwerbstätigen nach dem Jahr 2030 jedoch langsam zurück.

Tabelle 13: *Bruttowertschöpfung im Sektor GHD 2000 bis 2050, Mrd. Euro, in Preisen von 1995*

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Landwirtschaft, Gärtnerei	25	24	24	24	24	24	23	23	22	22	22
Industrielle Kleinbetriebe/ Handwerk	61	61	67	72	77	82	87	92	96	101	105
Baugewerbe	102	85	91	97	102	107	112	117	122	123	127
Handel	189	195	206	215	222	227	232	236	237	249	256
Kreditinstitute/ Versicherungen	112	115	126	137	149	162	176	189	202	211	223
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	144	175	206	236	268	300	330	357	379	416	446
Sonstige private Dienstleistungen	566	620	684	754	824	887	948	1.008	1.060	1.133	1.197
Gesundheitswesen	119	131	147	163	182	202	224	249	276	286	306
Bildungswesen	73	73	75	77	79	81	83	84	85	88	89
Öff. Verwaltung, Sozialversicherung	98	97	98	99	100	101	103	104	105	106	107
Militär	13	12	13	14	14	15	17	18	19	19	20
Insgesamt	1.501	1.589	1.737	1.889	2.043	2.190	2.335	2.476	2.602	2.754	2.897

Quelle: Prognos AG

(7) Deutschland bleibt auch in Zukunft **Industriestandort**. Zwischen 2002 und 2030 nimmt der Wert der Industrieproduktion, die den Endenergiebedarf direkt beeinflusst, um knapp 1,5 % p.a. zu, in den Folgejahren bis 2050 geht das Wachstum auf rund 1,1 % p.a. zurück. Dieses **Wachstum** ist allerdings nicht gleich verteilt. Die energieintensiven Industriezweige der Grundstoffindustrie werden unterdurchschnittlich wachsen, die Investitions-, Verbrauchs- und Verbrauchsgüterproduktion legt stärker zu als der Durchschnitt.

Tabelle 14: *Industrieproduktion 2000 bis 2050, Mrd. Euro, in Preisen von 1995*

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gew. v. Steinen/Erden, sonst. Bergbau	2,1	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9
Ernährung und Tabak	35,5	35,9	37,2	38,3	39,5	40,5	41,3	41,9	42,3	43,4	44,2
Papiergewerbe	9,7	10,1	10,4	10,7	10,9	11,0	11,1	11,1	11,1	11,3	11,4
Grundstoffchemie	19,2	19,7	21,4	23,0	24,7	26,2	27,7	29,1	30,4	32,0	33,5
Sonstige chemische Industrie	20,4	22,3	24,1	26,1	28,2	30,4	32,6	34,7	36,9	39,1	41,2
Gummi- und Kunststoffwaren	19,5	20,6	22,6	24,5	26,1	27,7	29,2	30,7	32,1	33,8	35,3
Glas, Keramik	5,8	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	5,8	5,9
Verarbeitung von Steinen und Erden	9,7	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0
Metallerzeugung	6,1	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	6,1	6,1	6,0	6,0
NE-Metalle, Gießereien	7,7	7,9	8,4	8,8	9,2	9,5	9,8	10,1	10,3	10,7	11,0
Metallbearbeitung	39,2	41,4	45,6	49,7	53,6	57,2	60,6	63,5	66,0	69,9	73,1
Maschinenbau	60,0	62,2	71,8	82,0	92,4	102,5	111,5	120,7	130,0	139,9	149,4
Fahrzeugbau	57,5	66,0	72,5	79,0	85,6	91,8	98,0	103,6	109,0	115,5	121,5
Sonstige Wirtschaftszweige	110,7	108,7	117,5	126,3	135,2	144,3	153,6	162,8	171,3	180,7	189,7
Insgesamt	403,1	416,4	453,1	490,1	527,0	562,8	597,1	630,1	661,4	698,0	732,3

Quelle: Prognos AG

(8) Die **Verkehrsleistungen** im privaten und öffentlichen Personenverkehr verändern sich im Zeitraum bis 2030 nur geringfügig. In der Zeit nach 2030 nehmen sie wegen des Bevölkerungsrückgangs trotz höherer Motorisierungsgrade leicht ab.

Die fortschreitende Globalisierung schlägt sich in der **Zunahme des Güterverkehrsaufkommens** nieder. Auch der Luftverkehr wird stark zunehmen. Der Marktanteil der Bahn am Gütertransport wird leicht steigen.

(9) Auf der Basis dieser Leitindikatoren und Fortschreibungen wurde die **Entwicklung des Strombedarfs** bis zum Jahr 2050 abgeleitet. Die wichtigsten Entwicklungstrends, die den Strombedarf in den vier Sektoren private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr beeinflussen, und die Ergebnisse des Gesamtszenarios für den Endenergiebedarf werden im Folgenden vorgestellt.

Endenergiebedarf privater Haushalte

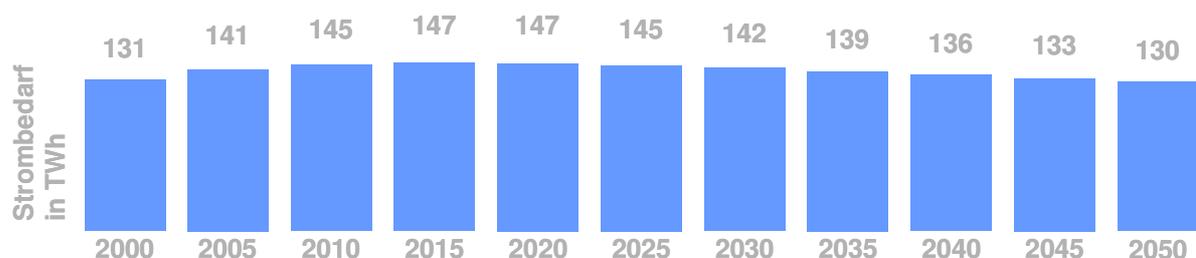
(10) Der **Endenergiebedarf** der privaten Haushalte geht bis zum Jahr 2050 kontinuierlich zurück. Getragen wird diese Entwicklung hauptsächlich durch Einsparungen bei der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Bedarfsmindernd wirken vor allem die effizientere Wärmedämmung der Gebäude und Verbesserungen in der Energieausnutzung der Heizungsanlagen. Auch der langfristige Rückgang der Zahl privater Haushalte und bewohnter Wohnungen trägt zur Bedarfsminderung bei.

(11) Der **Strombedarf** steigt bis zum Jahr 2015 auf ein Maximum von jährlich 147 TWh an und geht dann stetig zurück. Der Mehrbedarf geht einher mit dem steigenden Ausstattungsgrad der Haushalte mit Elektrogeräten, insbesondere Computer und Peripheriegeräten sowie Unterhaltungselektronik.

Nach dem Jahr 2020 erwarten wir einen langsamen aber kontinuierlichen **Rückgang** des Strombedarfs. Obwohl die Sättigung bei den Elektrogeräten noch nicht erreicht ist, wirkt der sinkende spezifische Energiebedarf der Elektrogeräte und Leuchtmittel sowie der Rückgang des Strombedarfs für Heizzwecke und Warmwasser bedarfsmindernd. Bei der insgesamt rückläufigen Raumwärmeerzeugung verliert Strom zusätzlich Marktanteile. Zwar legen Wärmepumpen deutlich zu, dieser Trend kann die Verluste aus der Umstellung konventioneller Stromheizungen jedoch nicht ausgleichen.

Im Zeitraum nach 2030 geht die Gesamtbevölkerung und damit auch die Anzahl der Haushalte mit ihrem Wohnungsbedarf deutlich zurück. Durch diese Entwicklung sinkt auch der Gesamtbestand an elektrischen Verbrauchern. Trotz der höheren Ansprüche der alternden Bevölkerung an die Ausstattung geht der Strombedarf weiter zurück.

Abbildung 16: Strombedarf privater Haushalte in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

Endenergiebedarf von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

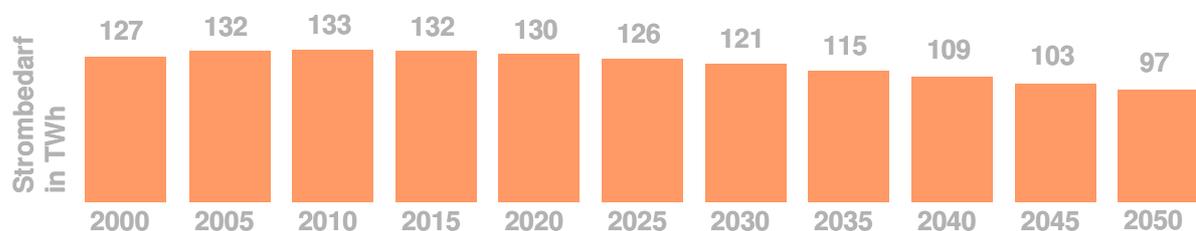
(12) Der **Endenergiebedarf** des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen geht bis 2050 überproportional zurück. Der Hauptgrund für diese Entwicklung ist der stark rückläufige Raumwärmebedarf, bedingt durch einen hohen Flächenumschlag mit energiesparenden Gebäudesanierungen. Hinzu kommt ab 2025 ein Rückgang des Flächenbedarfs wegen der sinkenden Zahl der Erwerbstätigen.

Leichte Zuwächse gegenüber 2003 werden für den Prozesswärmebedarf (mit Warmwasser) erwartet. Der Trend hin zu Dienstleistungen, die einen geringeren Energiebedarf aufweisen, verstärkt den allgemeinen Rückgang des Endenergiebedarfs.

(13) Der **Strombedarf** steigt gegenüber heute bis 2010 noch leicht auf 133 TWh und geht dann bis zum Jahr 2050 stetig zurück. Bedarfserhöhend wirken zunächst noch steigende Ausstattungsgrade für Elektrogeräte, Informationstechnik und die Klimatisierung der Büro- und Arbeitsräume.

Dieser Trend wird allerdings mittelfristig durch den sinkenden spezifischen Energiebedarf der Elektrogeräte wieder ausgeglichen. Bei der Beleuchtung der Büro- und Gewerbeflächen erwarten wir mittel- bis langfristig große Einsparungen. Neue, energiesparende Beleuchtungstechnik (Dioden) wird zusammen mit der Abnahme der Betriebsflächen im Sektor GHD den Strombedarf deutlich senken. In der Computertechnik tragen energieeffizientere Peripheriegeräte (u. a. Flachbildschirme) zu den Einsparungen bei. Die Branchenentwicklung hin zu den Dienstleistungen senkt zusätzlich den elektrischen Kraftbedarf.

Abbildung 17: *Strombedarf im Sektor GHD in Deutschland bis zum Jahr 2050*



Quelle: Prognos AG

Endenergiebedarf der Industrie (ohne Umwandlungssektor)

(14) Der **Endenergiebedarf** des Sektors Industrie geht trotz des erwarteten Wachstums bis zum Jahr 2050 leicht zurück. Ein wichtiger Grund ist die teilweise Verlagerung energieintensiver Industriezweige (Grundstoffindustrie) ins Ausland. Bis zum Jahr 2050 halbiert sich der spezifische Endenergiebedarf der industriellen Prozesse nahezu gegenüber dem Vergleichswert aus dem Jahr 2000.

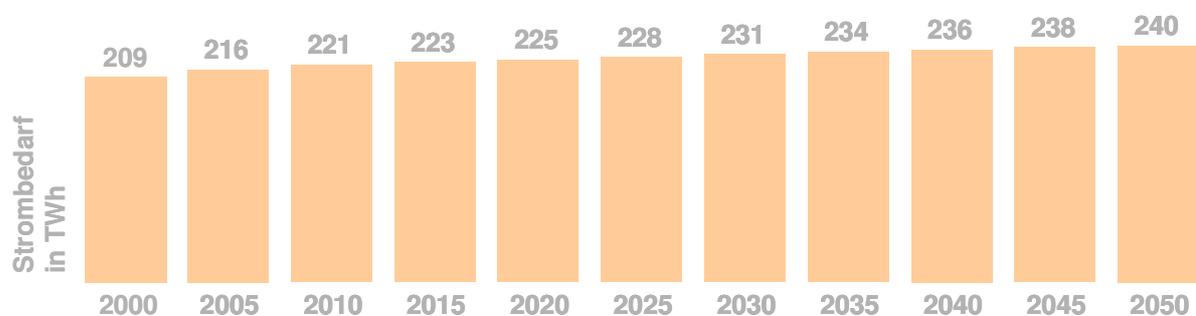
Diese Entwicklung ist jedoch nicht allein durch die energieeffizientere Prozesstechnik zu begründen. Hinzu kommt folgender Effekt: Tendenziell werden in Deutschland zukünftig höherwertige Produkte hergestellt. Dies hat zur Folge, dass die auf den Produktionswert bezogene Energieeffizienz industrieller Prozesse schneller steigt als die produzierte Gütermenge.

(15) Der **Strombedarf** der Industrie wird im Prognosezeitraum kontinuierlich bis auf 240 TWh ansteigen. Dies liegt hauptsächlich an den Gewinnen für Strom gegenüber den Brennstoffen in der Struktur des Energiebedarfs. Die höherwertigen Produktionsprozesse, die in Deutschland in Zukunft noch stärker dominieren werden, sind stromintensiver und benötigen in der Regel weniger Brennstoffe.

Verstärkt wird dieser Effekt durch den steigenden Automatisierungsgrad der Produktion, der Regeltechnik und elektrische Antriebe erfordert.

Dämpfend auf diese Entwicklung wirkt der sinkende spezifische Strombedarf der industriellen Prozesse.

Abbildung 18: Strombedarf der Industrie in Deutschland bis zum Jahr bis 2050



Quelle: Prognos AG

Endenergiebedarf des Verkehrssektors

(16) Der **Endenergiebedarf** des Verkehrssektors wird bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus leicht zurückgehen. Insbesondere im Straßenverkehr senken effizientere Motoren und eine Verlagerung zu verbrauchsärmeren Dieselantrieben den Bedarf.

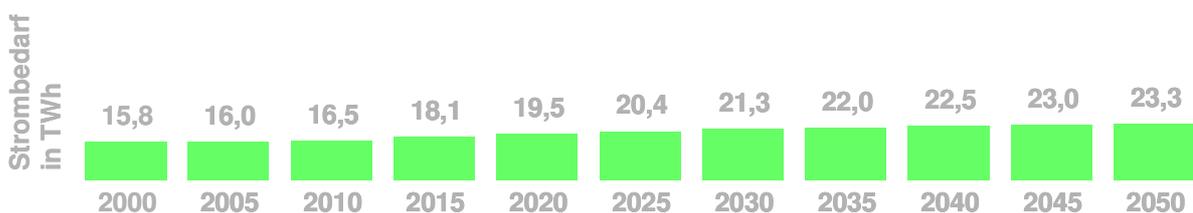
So sinkt der Flottenverbrauch der PKW bereits bis 2030 um rund ein Drittel, im Folgezeitraum geht er noch weiter zurück. Diese Entwicklung gleicht den steigenden Energiebedarf im Straßengüterverkehr durch das weiter steigende Transportaufkommen mehr als aus. Die Bedeutung von Erdgas, Biotreibstoffen (Biodiesel, synthetische Bio-Kraftstoffe) und insbesondere nach 2030 auch Wasserstoff nimmt neben Diesel deutlich zu. Benzin hingegen verliert zunehmend Marktanteile.

(17) Der **Strombedarf** des Verkehrssektors steigt im Prognosezeitraum zwar kontinuierlich bis auf 23,3 TWh, bleibt aber im Vergleich zu den anderen Antrieben mit einem Anteil von deutlich weniger als 4 % nahezu bedeutungslos.

Der direkte Strombedarf des Verkehrssektors konzentriert sich auf den schienengebundenen Verkehr mit Elektrotraktion (Bahn). Zwar gewinnen Hybridantriebe an Bedeutung, diese erzeugen ihren Fahrstrom jedoch aus anderen Energieträgern.

Im Rahmen des steigenden Güterverkehrsaufkommens auf der Schiene verzeichnet deshalb auch der Strombedarf Zuwächse, die nicht vom sinkenden spezifischen Strombedarf der Elektromotoren in den Lokomotiven kompensiert werden.

Abbildung 19: Strombedarf im Sektor Verkehr in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

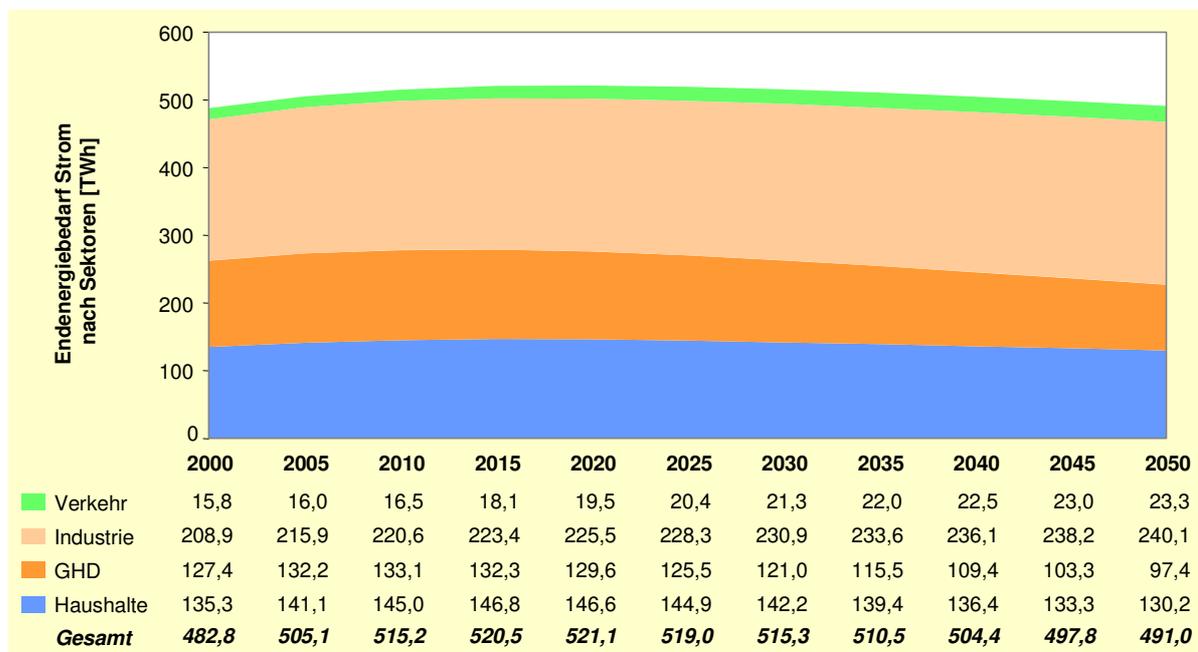
Endenergiebedarfsszenario für Strom bis zum Jahr 2050

(18) Vor dem Hintergrund der dargestellten Entwicklungstrends für die Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ergibt sich für den **Endenergiebedarf für Strom** in Deutschland bis zum Jahr 2050 folgendes Bild:

- Der Strombedarf wird zunächst weiter ansteigen und in den Jahren zwischen 2015 und 2020 sein **Maximum** erreichen.
- Ab dem Jahr 2020 **sinkt** der Bedarf **kontinuierlich**. Im Jahr 2040 erreicht er nahezu den Ausgangswert des Jahres 2005 und sinkt dann um rund 3 % unter dieses Niveau.
- Die **Struktur** des Strombedarfs **verändert** sich deutlich. Der Anteil der Industrie am Gesamtbedarf steigt von 43 % im Jahr 2005 auf 49 % im Jahr 2050. Den stärksten Rückgang verzeichnet in diesem Zeitraum der Sektor GHD. Sein Anteil sinkt von 26 % auf 20 %.

Die **Gesamtentwicklung** des Strombedarfs ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

Abbildung 20: Strombedarf nach Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

Entwicklung der weiteren Komponenten des Bruttostrombedarfs

(19) Umfangreiche Erneuerungsmaßnahmen im Stromnetz in den 90er Jahren haben dazu geführt, dass die spezifischen **Leistungsverluste** beim Stromtransport deutlich zurück gingen. Derzeit sinken allerdings die Netzinvestitionen in Deutschland, die Erneuerung verläuft dementsprechend langsamer. Dies hat zur Folge, dass die spezifischen Leitungsverluste weniger stark rückläufig sind. Der zunehmende Stromtransport vom Hauptausbaubereich der Windenergie im Norden zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden Deutschlands wird die Netzverluste erhöhen. Verlustmindernd wirkt der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen. In unseren Berechnungen gehen wir bis zum Jahr 2050 von konstanten spezifischen Verlusten aus. Somit sinken die Leitungsverluste nach dem Jahr 2015 proportional zur sinkenden Stromerzeugung.

(20) Der **Pumpstrombedarf** ist in Deutschland seit dem Jahr 2000 aufgrund der Inbetriebnahme des Kraftwerks Goldisthal um 10 % auf 6,6 TWh gestiegen. Wir gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 nur geringfügige Änderungen zu erwarten sind.

(21) Der Strombedarf im **Umwandlungssektor** beinhaltet den Kraftwerkseigenbedarf sowie den Strombedarf in Gruben, Zechen, Brikettfabriken, Raffinerien und Kokereien sowie den Bedarf der übrigen Energieerzeuger.

Wir gehen davon aus, dass der **Eigenbedarf der Kraftwerke** über den gesamten Kraftwerkspark sowohl spezifisch als auch absolut bis zum Jahr 2050 deutlich sinken wird. Den größten Beitrag hierzu erwarten wir von den umfangreichen Kraftwerkserneuerungen mit energiesparender Anlagentechnik bis zum Jahr 2030. Zusätzlich trägt der wachsende Anteil eigenbedarfsarmer Kraftwerkstechniken (Windenergie, Gaskraftwerke) und die rückläufige Stromerzeugung zum Bedarfsrückgang bei.

Bei **Gruben, Zechen und Brikettfabriken** ist der Strombedarf eng gekoppelt an die Braun- und Steinkohlenförderung. Wir erwarten, dass sich die Inlandsförderung von Steinkohle bis zum Jahr 2030 um zwei Drittel verringert und bis zum Jahr 2050 ganz eingestellt wird. Für die Braunkohlenförderung unterstellen wir in unseren Berechnungen ein konstantes Niveau von jährlich rund 160 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2030 und einen Rückgang bis zum Jahr 2050 auf rund 130 Mio. Tonnen aufgrund sinkender Einsatzmengen in der Stromerzeugung. Auch der Strombedarf der Brikettverarbeitung wird bis zum Jahr 2050 deutlich zurückgehen.

Der Strombedarf der **Raffinerien** wird bis zum Jahr 2050 als Folge von Effizienzverbesserungen und mittelfristig sinkender Produktionsmengen leicht rückläufig sein.

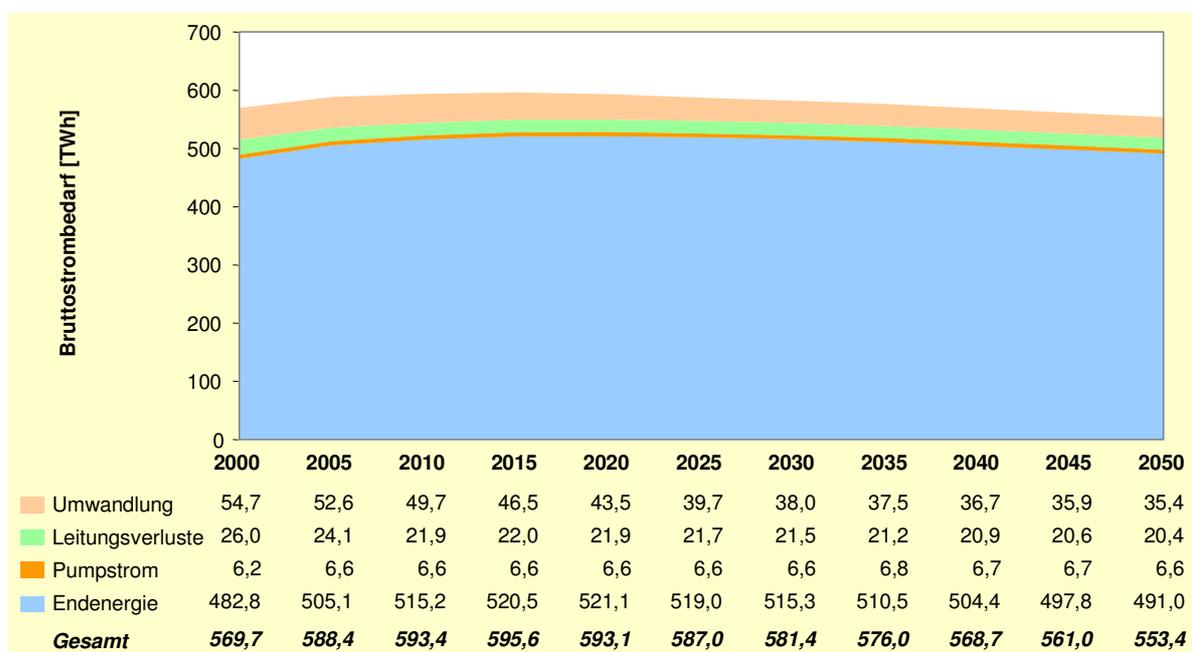
Wegen der zunehmenden Erschöpfung der nationalen Erdgas- und Rohölvorkommen rechnen wir bis zum Jahr 2030 mit einem stetigen Rückgang der Inlandsförderung. Die schlechteren Lagerstättenbedingungen verursachen allerdings einen steigenden spezifischen Strombedarf bei der **Erdgas- und Rohölgewinnung**. Wir erwarten daher nur eine geringe Abnahme des Strombedarfs. Bis zum Jahr 2050 wird die Erdölförderung in Deutschland nahezu zum Erliegen kommen. Die Erdgasförderung wird ebenfalls um mehr als die Hälfte abnehmen. Folglich wird nach dem Jahr 2030 auch der absolute Strombedarf deutlich sinken.

Der Strombedarf der Kokereien und im **übrigen Umwandlungssektor** wird bis zum Jahr 2050 hauptsächlich aufgrund des zurückgehenden Kokereiausstoßes um etwa 35 % abnehmen.

Ergebnis des Strombedarfsszenarios bis zum Jahr 2050

(22) Der **Bruttostrombedarf** erreicht im Jahr **2015** mit knapp 596 TWh sein **Maximum** und sinkt danach kontinuierlich bis zum Jahr 2050.

Abbildung 21: *Bruttostrombedarf in Deutschland bis zum Jahr 2050*



Quelle: Prognos AG

4.3 Referenzszenario des Kraftwerkseinsatzes bis 2050

(1) Das Referenzszenario der vorliegenden Untersuchung basiert auf einer nach Energieträgern differenzierten **Fortschreibung** des **Kraftwerksparks** in Deutschland. Die künftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und der Anteile der verschiedenen Energieträger am erzeugten Strom wird stark von der Wechselwirkung folgender Faktoren determiniert:

- Kapazität, verbleibende Restlaufzeit und Stromerzeugung bestehender Kraftwerke nach Energieträgern,
- Umsetzung bestehender Planungen für Kraftwerksneubauten nach Energieträgern,
- Entwicklung des Bruttostrombedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2050 (vergleiche Kapitel 4.2),
- wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen für den Neubau und Betrieb von Kraftwerken nach Energieträgern (vergleiche Kapitel 3.1),
- Umsetzung der Klimaschutzziele durch den Emissionshandel sowie
- Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Das Szenario bildet die **wahrscheinliche Entwicklung** des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung im Zeitraum bis zum Jahr 2050 auf der Basis der bestehenden Gesetzeslage ab.

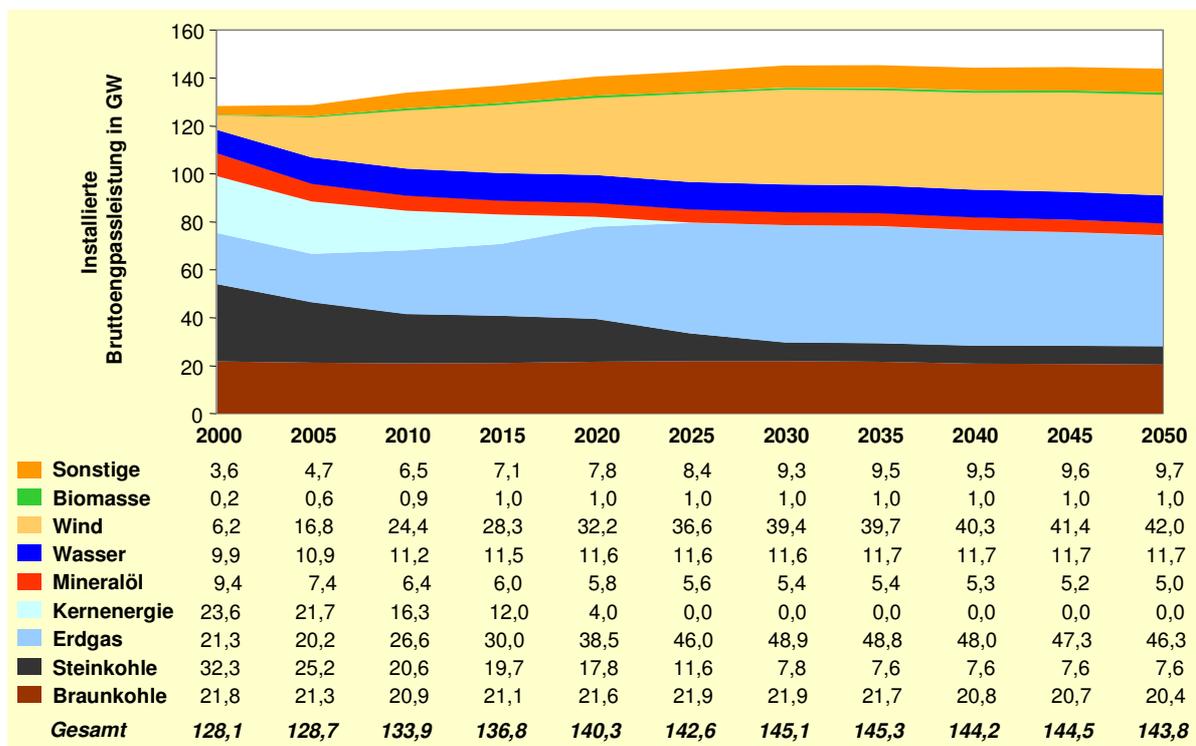
(2) Das Referenzszenario zur Entwicklung des Kraftwerksparks im Zeitraum bis zum **Jahr 2030** entspricht dem **Energieraport IV**, der von der Prognos AG in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (EWI) im Jahr 2005 vorgelegt wurde.

Für die weitere Entwicklung bis zum **Jahr 2050** wurde eine **Trendfortschreibung** auf der Basis von Fundamentalindikatoren vorgenommen.

Referenzszenario zur Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2050

(3) Im Referenzszenario wird die **Gesamtkapazität** des deutschen Kraftwerksparks von heute rund 128.700 MW bis zum Jahr 2030 auf gut 145.100 MW ansteigen. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger und insbesondere der Windkraft an der installierten Bruttoengpassleistung steigt überdurchschnittlich. Die Bedeutung des konventionellen Kraftwerksparks nimmt hingegen ab. Im Zeitraum nach 2030 stagniert die Gesamtkapazität zunächst und geht dann leicht auf 143.800 MW im Jahr 2050 zurück.

Abbildung 22: Bruttoengpassleistung der deutschen Stromerzeugungsanlagen bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG, EWI

(4) Diese Gesamtentwicklung wird getragen von folgenden **energieträgerspezifischen Entwicklungen**:

- Die installierte Bruttoengpassleistung der **Braunkohlenkraftwerke** wird bis zum Jahr 2030 auf 21.900 MW ansteigen. Die Braunkohlenverstromung profitiert einerseits durch den steigenden Kapazitätsbedarf zur Erzeugung preiswerten Grundlaststroms durch den Kernenergieausstieg. Andererseits belastet der Kernenergieausstieg das Ziel die nationalen CO₂-Emissionen zu senken. Ein Anstieg

der CO₂-Preise ist die Folge. Allerdings erwarten wir, dass der Anstieg der CO₂-Preise moderat erfolgt, und einen leichten Ausbau der Braunkohlenkraftwerkskapazitäten zur Deckung fehlenden Kraftwerkskapazitäten ermöglicht.

Im Grundlastbereich mit hohen Volllaststundenzahlen ist Braunkohle in der Regel der günstigste fossile Energieträger. Zwar führt der Ausbau der Windenergie dazu, dass der Bedarf an Grundlaststrom in verbrauchschwachen Zeiten durch die Windenergieeinspeisung zurück geht. Der Effekt des Kernenergieausstiegs übersteigt allerdings aus unserer Sicht den Zubau der Windenergie. Nach dem Jahr 2030 werden bei der Erneuerung des Kraftwerksparks in den neuen Bundesländern erste Anpassungen an den sinkenden Strombedarf vorgenommen. Die installierte Bruttoengpassleistung der Braunkohlenkraftwerke wird dann leicht sinken.

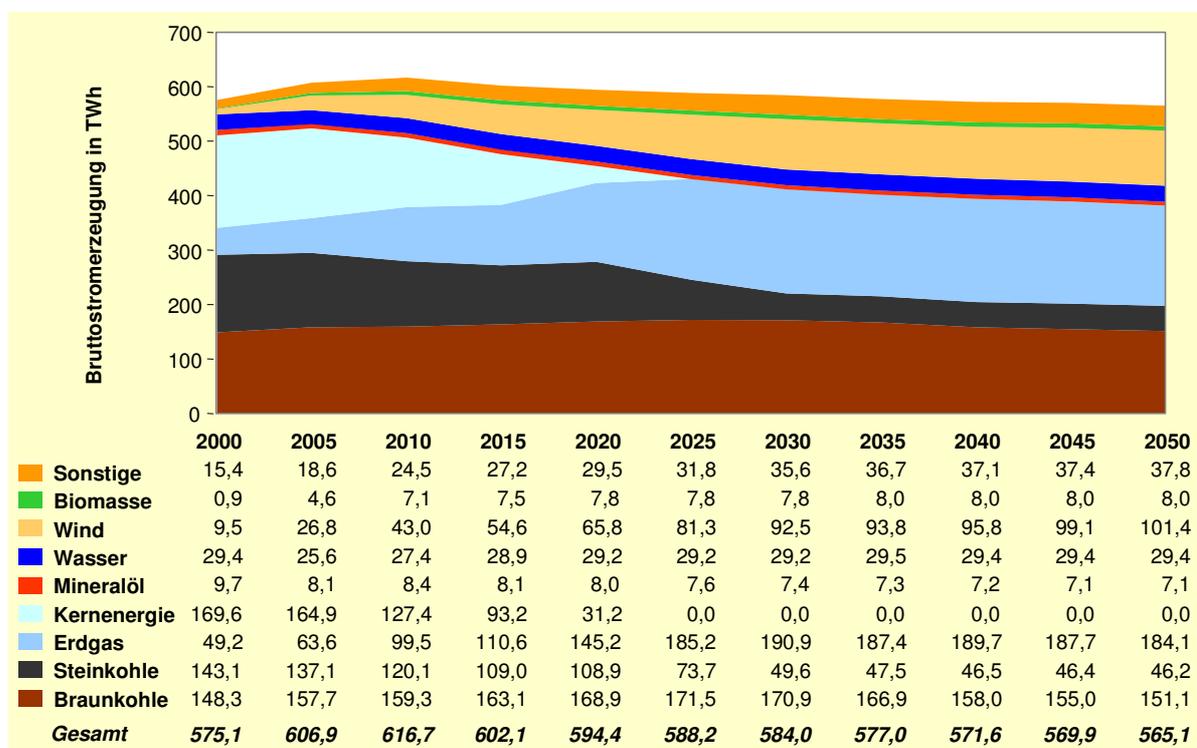
- Die Kraftwerkskapazität für **Steinkohle** wird bis zum Jahr 2030 deutlich auf unter 8.000 MW zurückgehen und dieses Niveau bis 2050 halten. Hauptgrund hierfür sind die wirtschaftlichen Nachteile beim Neubau von Steinkohlekraftwerken gegenüber anderen Energieträgern. Trotzdem wird Steinkohle als Energieträger wegen ihrer hohen Versorgungssicherheit nicht komplett abgelöst. Steinkohle wird aus unserer Sicht in Zukunft hauptsächlich in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung und an Standorten mit kostengünstiger Brennstoffversorgung eingesetzt werden.
- **Erdgas** wird in Zukunft der bedeutendste Energieträger im deutschen Kraftwerkspark. Der Anteil der Erdgaskraftwerke an der installierten Leistung verdoppelt sich bis zum Jahr 2030 auf 34 %. Vor allem Erdgaskraftwerke werden die Steinkohle aus ihrem bisher angestammten Mittellastbereich verdrängen. Niedrigere Anfahrkosten und eine geringere Belastung durch CO₂-Kosten führen dazu, dass GuD-Anlagen die ideale Ergänzung zum steigenden Windenergieausbau darstellen. Nach dem Jahr 2030 nimmt die installierte Engpassleistung aufgrund der Bedarfsanpassungen wieder leicht ab.
- Die installierte Leistung aus **Wasserkraft und Wind** wird bis zum Jahr 2030 rund 35 % des deutschen Kraftwerksparks ausmachen. Das Ausbaupotenzial der Wasserkraft ist dabei sehr begrenzt. Die installierte Windleistung hingegen wird durch das Onshore-Repowering und durch den Offshore-Ausbau bis zum Jahr 2030 auf knapp 39.500 MW ausgebaut. Bis zum Jahr 2050 steigt die installierte Engpassleistung nur noch langsam auf knapp 42.000 MW.

- Das Ausbaupotenzial der **Biomasse** im Altholzbereich ist im Jahr 2010 bereits vollständig ausgeschöpft. Der hohe Brennstoffpreis für angebaute Energiepflanzen verhindert nach 2010 in Verbindung mit hohen Kapitalkosten einen weiteren deutlichen Ausbau. Zusätzlich hemmt das Fehlen von Wärmesenken im ländlichen Gebiet den Ausbau der wirtschaftlichen Biomasse-KWK. Der Brennstofftransport im großen Maßstab in die urbanen Ballungsgebiete wird aus heutiger Sicht unwirtschaftlich bleiben.

Szenario zur Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2050

(5) Die dargestellte Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks verändert nachhaltig die **Erzeugungsstruktur** für Strom in Deutschland. Insbesondere der Ausbau der Windkraft und die steigenden Kosten für CO₂-Emissionen nehmen Einfluss auf die Kraftwerkseinsatzplanung, die den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung folgt. Der Anteil des mit erneuerbaren Energieträgern erzeugten Stroms wird wegen der großen Kapazitätsausweitung – insbesondere bei der Windkraft – kontinuierlich zunehmen.

Abbildung 23: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Einsatzenergien bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG, EWI

(6) Insgesamt folgt die **Bruttostromerzeugung** annähernd der Entwicklung des Bruttostrombedarfs in Deutschland. Sie erreicht im Jahr **2010** mit rund 616,7 TWh ihr **Maximum**. Wir gehen allerdings davon aus, dass die Bruttostromerzeugung danach bis zum Jahr 2050 weniger stark sinkt als der Bruttostrombedarf. Der neue, effiziente Kraftwerkspark in Deutschland führt nach dem Jahr 2030 zu einem leicht steigenden Stromexport.

(7) Für die einzelnen **Energieträger** ergeben sich folgende Entwicklungen:

- Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** erreicht im Jahr 2025 ihr Maximum mit 171,5 TWh. Der weitere Ausbau der Windkraft und die steigenden Kosten für CO₂-Emissionen führen im weiteren Verlauf zu einem leichten Rückgang der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle.

Im Zeitraum nach 2030 ist die technische Marktreife der CO₂-Abscheidung wahrscheinlich. Kostenseitig ist für die Braunkohlenverstromung kein Effekt zu erwarten, da die Technik nur dann eingesetzt wird, wenn sie unterhalb der CO₂-Kosten liegt. Wir gehen allerdings auch davon aus, dass der Kostenvorteil der CO₂-Abscheidung gegenüber den CO₂-Preisen nur gering ausfällt. Ein Effekt für die Erzeugung aus Braunkohle ist folglich nicht zu erwarten.

- Die Bruttostromerzeugung aus **Steinkohle** sinkt im gesamten Zeitraum weniger stark als die installierte Engpassleistung. Der Kernenergieausstieg führt zu einer Auslastungssteigerung der bestehenden Steinkohlekraftwerke.
- Die Erzeugung aus **Erdgas** wird bis zum Jahr 2030 auf über 190 TWh ansteigen und danach bis zum Jahr 2050 geringfügig wieder abnehmen. Erdgas stellt somit in Zukunft mit über 32 % den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland.
- Die **Nutzung der erneuerbaren Energien** wird weiter ausgebaut. Im Jahr 2030 wird ein Anteil von rund 26 % an der Bruttostromerzeugung erreicht.
- Die Bruttostromerzeugung aus **Wind und Wasser** erreicht im Jahr 2050 die Marke von insgesamt 130 TWh, wobei Wind über 100 TWh erzeugt. Die niedrigen Volllaststundenzahlen und die nur allmählich zunehmende verbesserte Planbarkeit der Windenergienutzung fördern den Einsatz der flexiblen Gaskraftwerke.
- Bis zum Jahr 2030 verdoppelt sich die Stromerzeugung aus **Biomasse** nahezu und stagniert bis zum Jahr 2050 auf diesem Niveau.

Braunkohlenverstromung und -förderung in Ostdeutschland

(8) Die Braunkohlenverstromung in Ostdeutschland profitiert zur Zeit von einem im Vergleich zu den alten Bundesländern jungen Kraftwerksbestand. Vattenfall Europe und MIBRAG planen, die **Erneuerung** und den Ausbau des **Kraftwerksparks** fortzusetzen. Am Standort Boxberg wird bis zum Jahr 2011 ein weiterer Block mit einer Bruttoengpassleistung von knapp 700 MW gebaut. Die MIBRAG erwägt den Ersatz ihrer Altkraftwerke durch den Neubau von rund 500 MW Kraftwerksleistung.

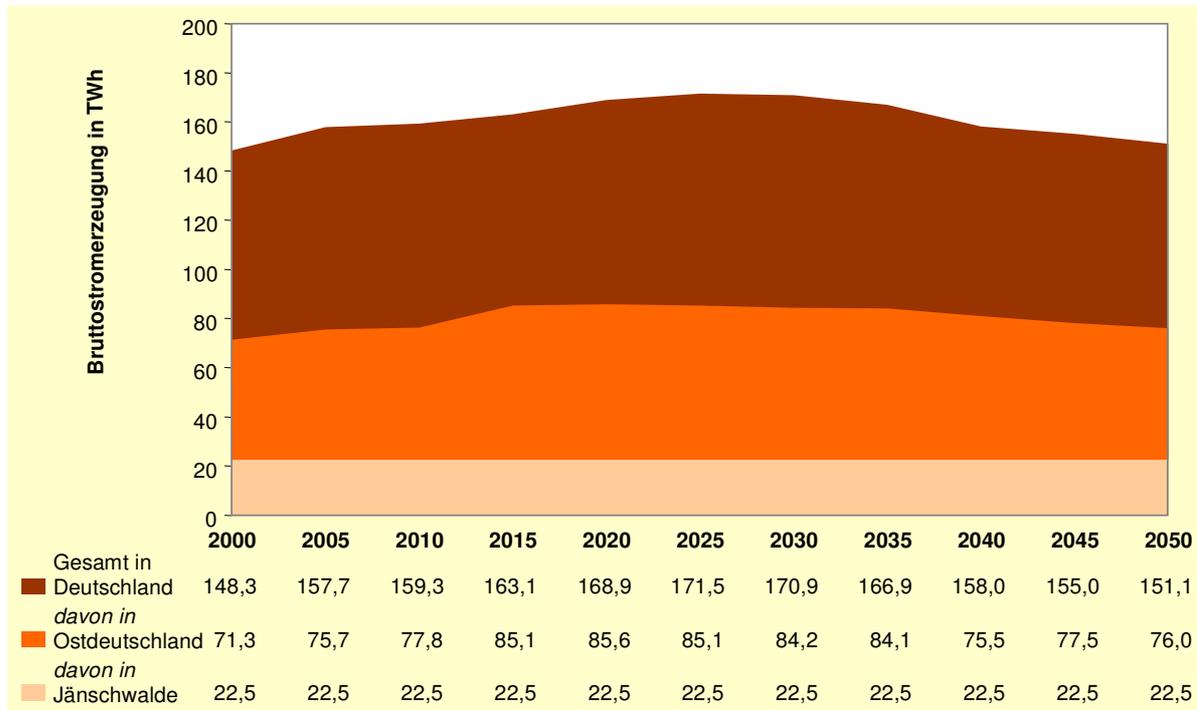
(9) Die genannten Investitionsvorhaben erhöhen die **Bruttoengpassleistung** in Ostdeutschland bis zum Jahr 2015 um knapp 1.000 MW auf rund 11.100 MW. Nach dem Jahr 2030 gehen wir davon aus, dass bei der turnusgemäßen Erneuerung der Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland Bestandsanpassungen an den sinkenden Strombedarf vorgenommen werden. Die installierte Bruttoengpassleistung sinkt mit gut 10.000 MW etwa auf das Niveau von 2005.

(10) Die **Bruttostromerzeugung** aus Braunkohle wird in Ostdeutschland zunächst ebenfalls ansteigen. Wir gehen davon aus, dass um das Jahr 2020 – dem Zeitpunkt des Ausstiegs aus der Kernenergie – ein Maximum von knapp 86 TWh erreicht wird. Das Maximum der ostdeutschen Braunkohlenverstromung wird im Jahr 2020 und damit fünf Jahre vor dem gesamtdeutschen Maximum erreicht. Nach dem Jahr 2020 weisen die bis dahin erneuerten Kraftwerke im Rheinischen Revier niedrigere kurzfristige Grenzkosten als die Kraftwerke in Ostdeutschland auf, so dass ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung steigt.

(11) Von besonderer Bedeutung für die Entwicklung der ostdeutschen Braunkohlenverstromung ist der Kraftwerksstandort **Jänschwalde**. Mit 3.000 MW installierter Leistung zählt Jänschwalde zu den größten Kraftwerken Deutschlands. Sein Anteil an der installierten Bruttoengpassleistung der ostdeutschen Braunkohlenkraftwerke beträgt derzeit knapp 30 %.

Nach Realisierung der Neubauten in Boxberg und im mitteldeutschen Revier sinkt dieser Anteil geringfügig auf 27 %. Der Anteil Jänschwaldes an der Bruttostromerzeugung der Braunkohle in Ostdeutschland beträgt insgesamt ebenfalls knapp ein Drittel. In unserem Referenzszenario gehen wir trotz bisher fehlender Planungssicherheit in Brandenburg von einem **Fortbestand** des Braunkohlenabbaus aus. Damit kann das Kraftwerk Jänschwalde bis nach 2025 weiter betrieben und danach durch neue Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden.

Abbildung 24: Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

(12) Die Bruttostromerzeugung ist die wichtigste Leitgröße zur Ermittlung der zukünftigen **Braunkohlenförderung** in Ostdeutschland. Über den Wirkungsgradansatz lässt sich die für die Stromerzeugung notwendige Braunkohlenförderung in der Lausitz und im mitteldeutschen Revier ableiten.

Entscheidend für den Umfang der ostdeutschen Braunkohlenförderung zur Stromerzeugung im Zeitraum nach 2030 ist nicht zuletzt, ob sich die **CO₂-Abscheidung** als Standardverfahren bei Neubaukraftwerken für Braunkohle durchsetzen wird. Die Abtrennung des Kohlendioxids **senkt** wegen seines hohen energetischen Aufwands bei allen Verfahren den **Brennstoffnutzungsgrad** der mit dieser Technik ausgestatteten Kraftwerke.

(13) Vor diesem Hintergrund sind zwei **Szenarien** zur Braunkohlenverstromung, die den Korridor der wahrscheinlichen Entwicklung abbilden, zu untersuchen:

- **Szenario 1:** Die CO₂-Abscheidung setzt sich auch nach dem Jahr 2030 nicht durch. Durch den anlagentechnischen Fortschritt steigen die Brennstoffnutzungsgrade der neu errichteten Braunkohlenkraftwerke weiter deutlich an, die Energieeffizienz wird verbessert.

- Szenario 2:** Die CO₂-Abscheidung setzt sich aus wirtschaftlichen Gründen nach dem Jahr 2030 für alle Neubaukraftwerke durch.
 Wir gehen in unserer Berechnung von einer Senkung des Brennstoffnutzungsgrads eines Neubaukraftwerks um rund 5 % bei CO₂-Abscheidung aus. In der Folge steigt der mittlere Brennstoffnutzungsgrad des Anlagenparks nur noch geringfügig.

In beiden Szenarien setzen wir die installierte Bruttoleistung des ostdeutschen Kraftwerksparks und auch die Bruttostromerzeugung entsprechend dem **Referenzszenario** an. Dies ist aus folgendem Grund zulässig: Aus den Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 3.1 ging die Braunkohlenverstromung trotz hoher Kosten für CO₂-Emissionen in der Grundlast als die kostengünstigste Alternative hervor. Stellt ab dem Jahr 2030 die CO₂-Abscheidung vor der Braunkohlenverstromung eine noch günstigere Option dar, verbessert sich die Wettbewerbsposition der Braunkohle nochmals gegenüber den anderen Energieträgern.

(14) Die mittleren Brennstoffnutzungsgrade und den davon abhängigen Brennstoffbedarf in TWh, die sich aus den beiden Szenarien für den ostdeutschen Kraftwerkspark insgesamt ergeben, zeigt die folgende Tabelle 15. Im Ergebnis bedeutet die Einführung der **CO₂-Abscheidung** bei allen nach 2030 neu gebauten Braunkohlenkraftwerken einen **Brennstoff-Mehrbedarf** von rund 10 %.

Tabelle 15: Mittlere Brennstoffnutzungsgrade und Brennstoffbedarf der ostdeutschen Braunkohlenkraftwerke 2000 bis 2050

Szenario nach 2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1: Ohne CO₂-Abscheidung											
Brennstoffnutzungsgrad [%]	38,4	39,4	39,4	40,2	40,2	40,3	40,3	41,5	45,4	45,4	45,4
Brennstoffbedarf [TWh]	185,5	192,0	197,5	211,8	213,1	211,0	208,9	202,3	173,1	170,8	167,4
2: CO₂-Abscheidung bei Neubau											
Brennstoffnutzungsgrad [%]	38,4	39,4	39,4	40,2	40,2	40,3	40,3	40,6	41,1	41,1	41,1
Brennstoffbedarf [TWh]	185,5	192,0	197,5	211,8	213,1	211,0	208,9	207,1	191,1	188,5	184,8

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG

(15) Die Braunkohlenmenge, die zur Deckung des Brennstoffbedarfs in den beiden Szenarien notwendig sein wird, hängt vom **Heizwert** der eingesetzten Braunkohle ab. Im Jahr 2004 lag der mittlere Heizwert der in Ostdeutschland zur Stromerzeugung geförderten Braunkohle bei 9.125 MJ/ t.

Geht man im Rahmen einer Abschätzung der zur **Stromerzeugung** notwendigen jährlichen **Braunkohlenförderung** bis zum Jahr 2050 von einem gleichbleibenden mittleren Heizwert der geförderten Kohle aus, ergeben sich die in Tabelle 16 dargestellten Fördermengen.

Demnach ist das **Maximum** des ostdeutschen Braunkohlenabbaus um das Jahr 2020 zu erwarten. In der Folgezeit geht die Braunkohlenförderung langsam zurück. Im Szenario 1 fällt der Rückgang durch die effizientere Energienutzung stärker aus. Bis zum Jahr 2050 erwarten wir einen Rückgang auf das Niveau des Jahres 2000. Die Einführung der CO₂-Abscheidung bei neuen Kraftwerken ab dem Jahr 2030 (Szenario 2) erfordert hingegen eine zusätzliche Braunkohlenförderung in Höhe von rund 7 Mio. t/ a.

Tabelle 16: Braunkohlenförderung zur Stromerzeugung 2000 bis 2050 bei einem mittleren Heizwert von 9.125 MJ/ t

Szenario nach 2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1: Ohne CO ₂ -Abscheidung	67,8	75,8	77,9	83,5	84,1	83,2	82,4	79,8	68,3	67,4	66,0
2: CO ₂ -Abscheidung bei Neubau	67,8	75,8	77,9	83,5	84,1	83,2	82,4	81,7	75,4	74,4	72,9

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG

(16) Zusätzlich zum direkten Einsatz in der Stromerzeugung wird die ostdeutsche Braunkohle in geringen Mengen auch für **andere Verwendungszwecke** gefördert und aufbereitet. Im Jahr 2004 lag die in der Veredlung eingesetzte Menge bei rund 3,5 Mio. Tonnen.

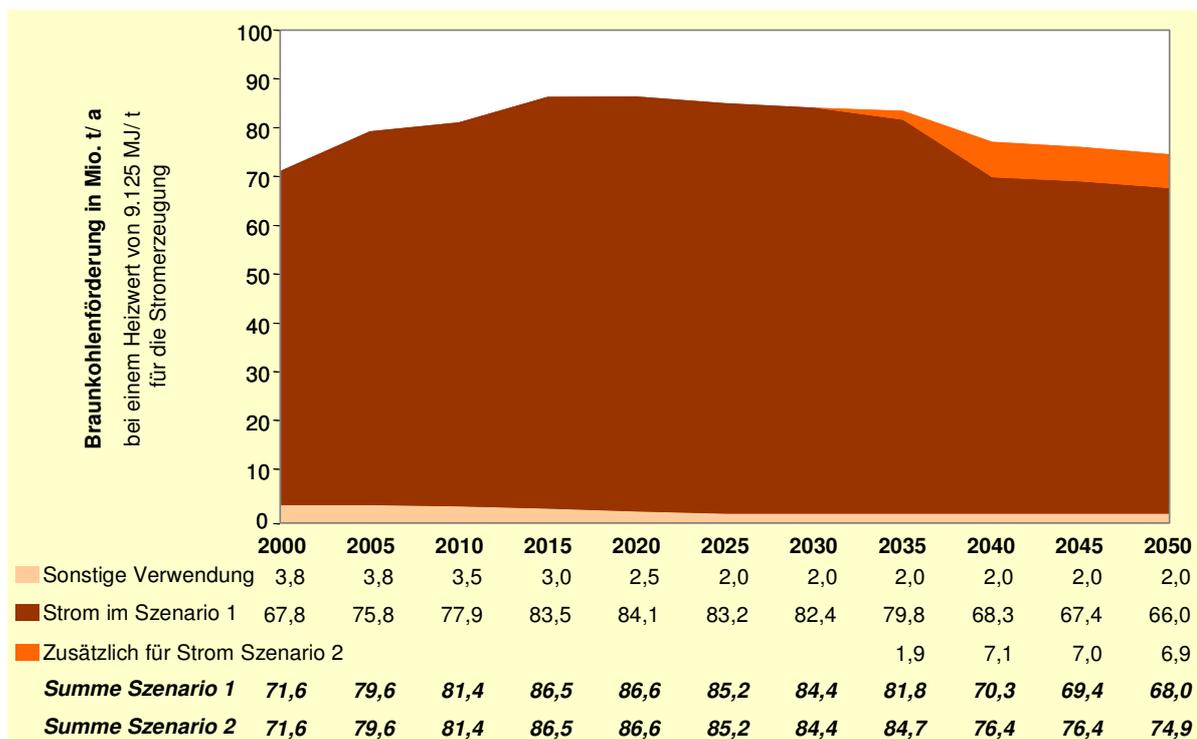
Der Absatz von **Briketts und Braunkohlenstaub** zu Heizzwecken betrug im Jahr 2004 zusammen rund 1,5 Mio. Tonnen. Für die Zukunft erwarten wir zunächst einen Rückgang des Braunkohleneinsatzes. Vor allem beim Hausbrand werden Briketts an Bedeutung verlieren, im industriellen Einsatz sehen wir für Braunkohlenstaub jedoch auch zukünftig Potenziale. In Summe sinkt die in der Veredlung eingesetzte Menge auf ein niedrigeres aber langfristig konstantes Niveau.

Seit langer Zeit wird aus der bitumenreichen Braunkohle des Tagebaus Amsdorf von der ROMONTA GmbH **Montanwachs** gewonnen. Die Fördermenge lag 2004 bei rund 0,5 Mio. Tonnen. Wir gehen davon aus, dass diese Fördermenge im Zeitraum bis zum vollständigen Abbau der geeigneten Kohleflöze im Jahr 2025 nahezu konstant bleibt.

(17) Die **Gesamtförderung** in den Braunkohlentagebauen Ostdeutschlands wird nach unserer Abschätzung bis zum Jahr 2050 zurückgehen. Unter der Annahme eines konstanten Heizwerts der Braunkohlen für die Stromerzeugung in Höhe von 9.125 MJ/ t ergibt sich folgendes Bild:

- Wenn sich die CO₂-Abscheidung bei der Braunkohlenverstromung in Zukunft etabliert (Szenario 2), erwarten wir eine Fördermenge von knapp 75 Mio. Tonnen im Jahr 2050.
- Ohne CO₂-Abscheidung in Neubaukraftwerken (Szenario 1) wird die Fördermenge mit rund 68 Mio. Jahrestonnen deutlich darunter liegen.

Abbildung 25: Braunkohlenförderung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

4.4 Alternativszenario zur verlängerten Nutzung der Kernenergie

(1) Das in Kapitel 4.3 dargestellte Referenzszenario zur Entwicklung des Kraftwerksparks fußt auf den heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen und den absehbaren und wahrscheinlichen Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft. Der **Atomkonsens** wurde in das deutsche Atomgesetz integriert und ist Bestandteil der bestehenden Gesetzeslage. Das Gesetz beinhaltet eine garantierte Reststrommenge auf der Basis einer durchschnittlichen Laufzeit für die Kernkraftwerke von 32 Jahren und ein Verbot, neue Kernkraftwerke zu errichten.

(2) Faktisch wurde allerdings vor allem im Jahr 2005 diskutiert, die Laufzeit der in Deutschland bestehenden Kernkraftwerke aus wirtschaftlichen oder klimapolitischen Gründen zu verlängern. Angesichts dieser Diskussionen erachten wir es als geboten, mögliche Effekte eines zeitlich verschobenen Kernenergieanstiegs in einem Alternativszenario zu untersuchen. Wir erwarten allerdings auch in diesem Szenario keinen Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland.

Rahmenbedingungen des Alternativszenarios

(3) Die verbleibende Reststrommenge der Kernkraftwerke wird im **Alternativszenario** auf der Basis einer Laufzeitverlängerung für alle noch in **Betrieb** befindlichen Kernkraftwerke **um weitere 8 Jahre** berechnet. Zusätzliche Strommengen für die bereits abgeschalteten Kraftwerke und Mühlheim-Kärlich werden nicht berücksichtigt.

Grundlage für die Berechnung der Stromproduktion bei einer Betriebszeit von insgesamt 40 Jahren ist die im **Atomkonsens** vereinbarte **Reststrommenge** der einzelnen Kernkraftwerke für einen Regelbetrieb von 32 Jahren.

Diese Strommenge errechnete sich vereinbarungsgemäß aus der verbleibenden Restlaufzeit ab dem 1. Januar 2000 und einer individuellen **mittleren jährlichen Stromproduktion** der Kernkraftwerke. Für das Alternativszenario wurde die zusätzliche Reststrommenge der Kernkraftwerke mit den aktuellen Mittelwerten der Stromerzeugung für acht weitere Betriebsjahre bestimmt.

Die Daten zur Inbetriebnahme, voraussichtlichen Abschaltung auf der Basis aktueller Daten zu Stromerzeugung und den zusätzlichen Reststrommengen im Referenz- und im Alternativszenario sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Alternativszenario zur verlängerten Kernenergienutzung

	Referenzszenario		Alternativszenario	
	Inbetriebnahme	Erwartete Stilllegung*	Erwartete Stilllegung*	Zusätzliche Strommenge in TWh
Biblis A	26.02.1975	April 2008	April 2016	73,0
Neckarwestheim 1	01.12.1976	Februar 2009	Februar 2017	53,5
Biblis B	31.01.1977	Februar 2009	Februar 2017	74,5
Brunsbüttel	09.02.1977	September 2009	September 2017	43,5
Isar 1	31.03.1979	April 2011	April 2019	57,3
Unterweser	06.09.1979	Februar 2012	Februar 2020	82,9
Philippsburg 1	26.03.1980	Oktober 2011	Oktober 2019	58,4
Grafenrheinfeld	17.06.1982	Juni 2014	Juni 2022	84,5
Krümmel	28.03.1984	Juni 2016	Juni 2024	79,1
Gundremmingen B	19.07.1984	März 2016	März 2024	78,9
Philippsburg 2	18.04.1985	August 2017	August 2025	93,0
Grohnde	01.02.1985	Mai 2017	Mai 2025	95,3
Gundremmingen C	18.01.1985	November 2016	November 2024	80,0
Brokdorf	22.12.1986	Januar 2019	Januar 2027	92,8
Isar 2	09.04.1988	Februar 2020	Februar 2028	92,0
Emsland	20.06.1988	Juni 2020	Juni 2028	90,7
Neckarwestheim 2	15.04.1989	Juni 2021	Juni 2029	89,4
Summe				1.319

* Berechnet auf der Basis aktueller Daten zur Stromerzeugung vom 1. August 2005

Quelle: Prognos AG

(4) Wir gehen für die Berechnungen davon aus, dass von Seiten der Politik **keine zusätzlichen finanziellen und technischen Forderungen** als die derzeit geltenden an die Betreiber gestellt werden.

(5) Alle anderen Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise, der fixen und variablen Kosten der Kraftwerke, zum Bruttostrombedarf und dem Verlauf der technischen Entwicklung entsprechen denen des Referenzszenarios.

Effekte für die Bruttoengpassleistung im Alternativszenario

(6) Mittelfristig besteht durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke ein geringerer Druck, CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung einzusparen. Unter der Annahme, dass der deutsche Kraftwerkspark derzeit im Mittel rund 620 kg CO₂ je MWh erzeugten Strom emittiert, ergibt sich aus dem längeren

Betrieb der Kernkraftwerke eine **Kohlendioxideinsparung** von rund 800 Mio. Tonnen.

Als Konsequenz wird der Bedarf an CO₂-armer Erzeugungstechnik zum Erreichen der angestrebten Klimaschutzziele in gleichem Maße zeitlich weiter in die Zukunft verschoben, sofern die CO₂-Minderungsziele nicht verschärft werden. Wir erwarten deshalb, dass einzelne Investitionsentscheidungen zeitlich verzögert getroffen werden.

(7) In besonderem Maße wird aus Sicht der Prognos AG der Ausbau der **Offshore-Windenergie** betroffen sein. Die Vollkosten der Offshore-Windkraft liegen nach heutigen Kalkulationen bei etwa 11 Cent/ kWh deutlich über der entsprechenden Förderung laut EEG mit rund 9 Cent/ kWh. Im Referenzszenario gehen wir davon aus, dass die Höhe der Förderung der Offshore-Windkraft an das höhere Kostenniveau angepasst wird.

Wir gehen im Alternativszenario zwar davon aus, dass erste Pilotprojekte noch vor dem Jahr 2010 realisiert werden, die Anpassung der Förderung allerdings zunächst auf die Pilotanlagen beschränkt bleibt. Der verminderte Zeitdruck zur CO₂-Einsparung führt aus Sicht der Prognos AG zu einer Verlängerung der Phase des Testens und des Lösens noch offener Probleme bei der Offshore-Technik. Die Ausbauphase der Offshore Windenergie beginnt dann rund 8 bis 10 Jahre später als im Referenzszenario. Insgesamt rechnen wir damit, dass die installierte Windleistung etwas hinter der Entwicklung im Referenzszenario zurück bleibt. In naher Zukunft wird vor allem das Onshore-Repowering zu einem weiteren Anstieg der Windleistung in Deutschland beitragen.

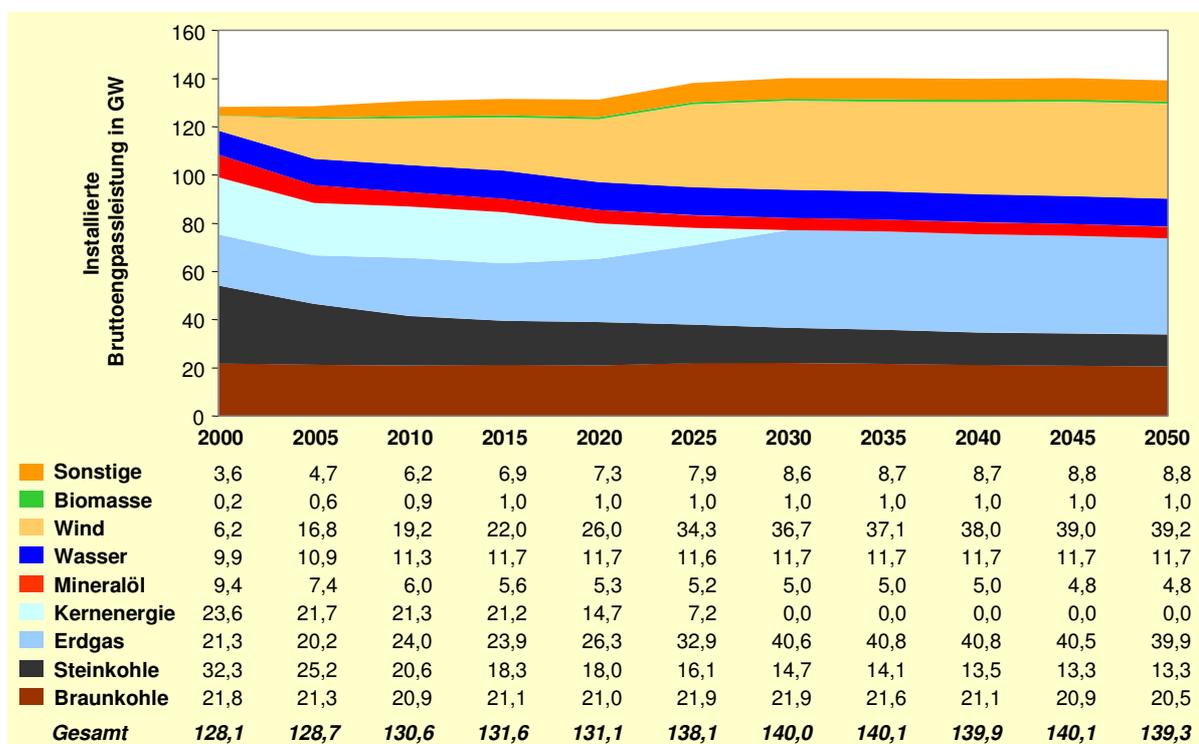
(8) **Erdgaskraftwerke** werden auch aufgrund der geringeren installierten Windleistung in geringerem Maße und zeitlich verzögert zugebaut als im Referenzszenario erwartet. Nichts desto trotz wird Erdgas als Energieträger in Zukunft deutlich an Bedeutung in der Stromerzeugung gewinnen. Der Anteil an der installierten Bruttoengpassleistung wird 2050 bei rund 30 % liegen.

(9) **Steinkohle** wird auch im Alternativszenario deutlich an Anteilen verlieren. Allerdings fällt der Rückgang weniger drastisch aus als im Referenzszenario. Die zeitliche Verzögerung der Ersatzinvestitionen im Steinkohlenkraftwerkspark bietet auch mehr Zeit für Forschung und Entwicklung. Wir gehen davon aus, dass der Innovationsdruck auf die Kohleverstromung so hoch ist, dass in der zusätzlichen Zeit deutliche Verbesserungen in der Kohleverstromung marktfähig werden.

(10) **Braunkohle** wird durch die Verlängerung der Restlaufzeiten kaum berührt, wenngleich sich einzelne Investitionsentscheidungen auch hier zeitlich verzögern können. Allerdings ist der Erneuerungsdruck vor allem bei den Kraftwerken im Rheinischen Braunkohlenrevier sehr groß. Im Schnitt sind die dortigen Anlagen deutlich älter als die Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland. Es ist deshalb wahrscheinlich, dass die Erneuerung alter Kraftwerkskapazitäten im Rheinischen Revier entsprechend den Annahmen des Referenzszenarios bis zum Jahr 2020 abgeschlossen wird. Für die Berechnung bleibt die Bruttoengpassleistung der Braunkohlenkraftwerke gegenüber dem Referenzszenario unverändert.

(11) Die gesamte installierte **Bruttoengpassleistung** des Kraftwerksparks in Deutschland liegt im Alternativszenario etwas niedriger als im Referenzszenario. Hauptgrund hierfür ist die geringere Abnahme des konventionellen Kraftwerksparks als Reaktion auf eine niedrigere installierte Leistung der Windkraftanlagen. Dies hat zur Folge, dass der Kraftwerkspark insgesamt besser ausgelastet wird, da Windkraftanlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken niedrige Volllaststunden aufweisen.

Abbildung 26: Bruttoengpassleistung im Alternativszenario bis zum Jahr 2050



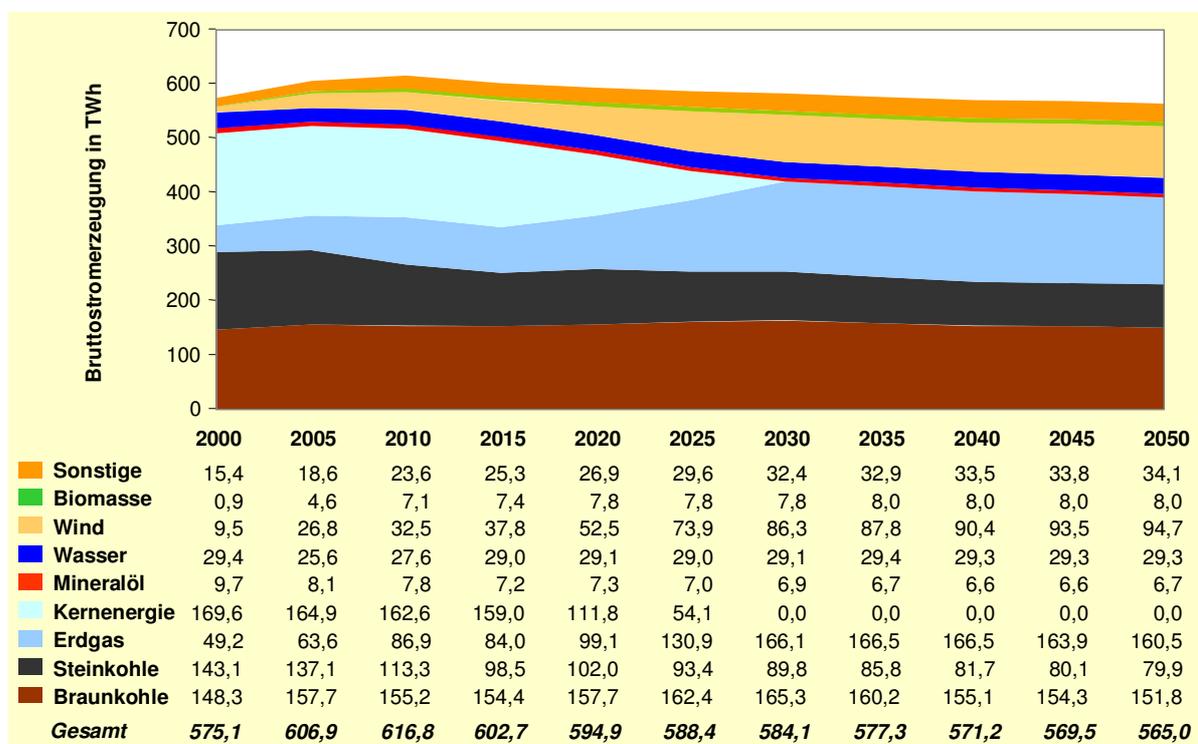
Quelle: Prognos AG

Effekte für die Bruttostromerzeugung im Alternativszenario

(12) Die Verlängerung der Regellaufzeit für Kernkraftwerke um 8 Betriebsjahre hat nahezu keinen Einfluss auf die Höhe der Bruttostromerzeugung und führt mittel- bis langfristig auch nur zu **geringfügigen Änderungen in der Struktur** der Stromerzeugung. Grundsatzentscheidungen, wie die Förderung erneuerbarer Energieträger, der Ausbau der Offshore-Windenergie und die Verschärfung der Klimapolitik haben auf lange Sicht deutlich größeren Lenkungscharakter für die Stromerzeugung. Erst bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke über den Zeitraum von 40 Jahren hinaus ist mit größeren Effekten zu rechnen.

(13) Der Anteil der **Braunkohlenverstromung in Ostdeutschland** sinkt leicht gegenüber dem Referenzszenario. Aufgrund der im Vergleich zur Kernenergie schlechteren Stellung der Braunkohlenkraftwerke in der Merit Order geht die Volllaststundenzahl der Braunkohlenkraftwerke zwischen den Jahren 2020 und 2030 geringfügig zurück. Auch im Folgezeitraum liegt die Erzeugung etwas unterhalb des Referenzszenarios.

Abbildung 27: Bruttostromerzeugung im Alternativszenario bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

5 Bedeutung der Braunkohle für die ostdeutsche Regionalwirtschaft

(1) Nach strukturellen Anpassungen der Braunkohlenindustrie in den 90er Jahren, die zu einem Rückgang der Braunkohlenproduktion von 300 Mio. t auf unter 90 Mio. t führten, hat sich die Branche nach dem Jahr 2000 stabilisiert. In den letzten Jahren konnte die Braunkohlenförderung sogar ausgebaut werden. Schwerpunkte der Braunkohlenförderung in Ostdeutschland sind das **Lausitzer Revier** im Südosten von Brandenburg und im Nordosten des Landes Sachsen sowie das **mitteldeutsche Revier**, welches sich über den Nordwesten Sachsens und den Südosten Sachsen-Anhalts erstreckt. Der Personalstand von mehr als 10.000 Mitarbeitern der Braunkohlenindustrie¹³ verdeutlicht bereits die wirtschaftspolitische Bedeutung für Region und Arbeitsmarkt.

(2) Im **regionalwirtschaftlichen Teil** dieser Studie geht es um die Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen, die durch die Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland unter Einbezug weiterer tangierter (Vorleistungs-) Branchen ausgelöst werden. Volkswirtschaftliche Effekte lassen sich prinzipiell in drei Zielgrößen beschreiben, die die Bedeutung der Branche für das Land oder die Standortregion darstellen. Nur in der Zusammenschau dieser Wirkungen können die volkswirtschaftlichen Effekte umfassend bewertet werden.

(3) Diese drei Wirkungslinien sind:

- die **arbeitsmarktpolitische Zielgröße**, die durch die Zahl der von einer Branche abhängigen Arbeitsplätze beschrieben wird. Da die Arbeitsmarktprobleme in der Öffentlichkeit heute sehr große Aufmerksamkeit erzielen, findet diese Wirkungslinie zumeist größte Aufmerksamkeit. Die Sicherung von Arbeitsplätzen zieht eine Reihe positiver Folgewirkungen nach sich, die sich auch in der Vermeidung einer zusätzlichen Belastung des Sozialtats niederschlagen.
- die volkswirtschaftlichen Schlüsselgröße der **Bruttowertschöpfung**, die vor allem für eine mittel- und langfristige Betrachtung die entscheidende Größe bildet. Die Wertschöpfung, die im wesentlichen dem Inlandsprodukt entspricht, ist die Ausgangsgröße für alle anderen (regionalwirtschaftlichen) Wirkungen. Nur aus zusätzlicher Bruttowert-

¹³ Der Begriff Braunkohlenindustrie umfasst stets den Braunkohlentagebau sowie die -veredlung und -verstromung.

schöpfung entstehen neue Arbeitsplätze und wird ein langfristig wirksames zusätzliches Wirtschaftswachstum ausgelöst. Die volkswirtschaftliche Zielgröße geht auch eng einher mit fiskalischen Größen wie dem Steueraufkommen aus Unternehmens- und Einkommensteuer.

- **qualitative und weitere Effekte**, die sich nicht zahlenmäßig beschreiben lassen, jedoch in ihrer Wirkung meist wesentlich unterschätzt werden. Hierzu zählt bspw. eine verbesserte Infrastruktur aufgrund von Investitionen, aber auch weitere regional wirksame Unternehmensaktivitäten wie Sponsoring.

(4) **Ziel dieses Studienteils** ist es, den **Status-quo** der ostdeutschen Braunkohlenindustrie zu erfassen und die indirekten und induzierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen in Ostdeutschland zu ermitteln. Ein weiteres Anliegen ist es, die **regionale Bedeutung** der Braunkohlenindustrie herauszuarbeiten. Die Berechnung des volkswirtschaftlichen Nutzens der Braunkohlenindustrie, insbesondere der indirekten und induzierten Effekte, erfordert die Heranziehung einer differenzierten Methodik. Das folgende Kapitel widmet sich zunächst der Rechen-Methodik, bevor anschließend die Ergebnisse der Berechnungen präsentiert werden.

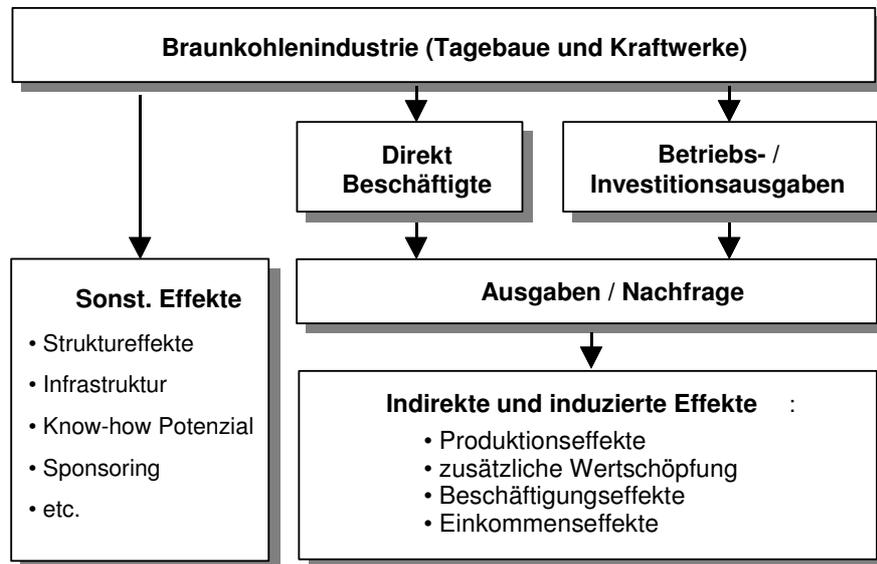
5.1 Methodik zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte

5.1.1 Definition: direkte, indirekte und induzierte Effekte

(1) Wegen der arbeitsteiligen Produktion ist es für die Fragestellung der vorliegenden Studie nicht ausreichend, nur die direkte Produktion und die dort beschäftigten Arbeitnehmer in Betracht zu ziehen. Vielmehr müssen auch jene Beschäftigten berücksichtigt werden, die indirekt – etwa für die Herstellung von Zwischenprodukten und Vorleistungsprodukten – für die Braunkohlenindustrie tätig sind. Neben den Betriebs- und Investitionsausgaben der Braunkohlenindustrie entsteht auch durch die Konsumausgaben der Beschäftigten Nachfrage nach Produkten und Dienstleistungen, die wertschöpfende und arbeitsplatzstiftende Wirkung in weiteren Branchen induziert.

Abbildung 28 stellt die **Wirkungsstränge** dar, über die die Braunkohlenindustrie weitere Wirtschaftsaktivitäten in Gang setzt.

Abbildung 28: Volkswirtschaftliche Wirkungsstränge



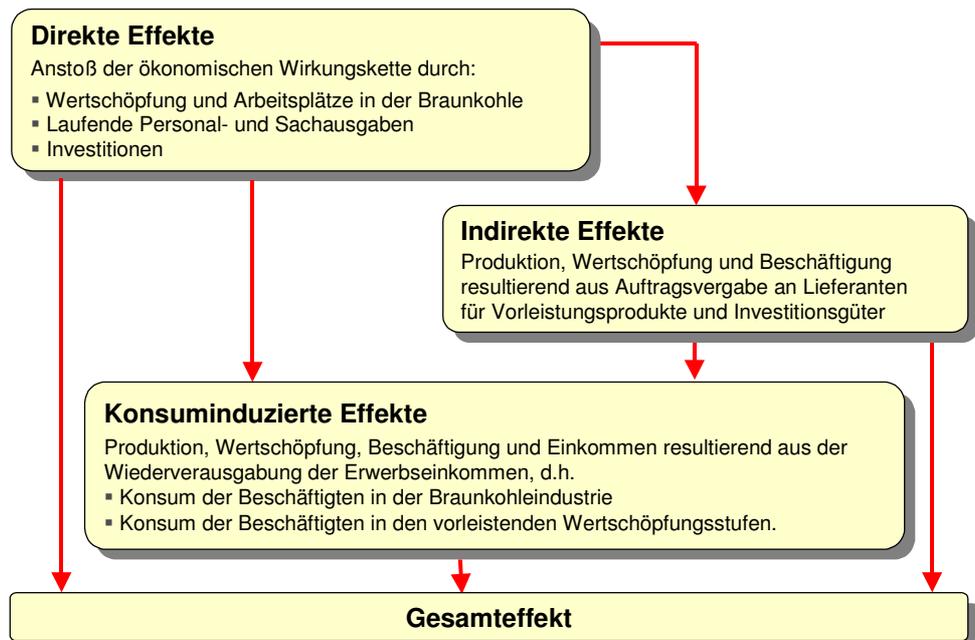
Quelle: Prognos AG, 2005

(2) Die sich aus dem Braunkohlenbergbau und der -verstromung ergebenden Wirkungen lassen sich unterteilen in direkte, indirekte und induzierte Effekte.

- **Direkte Effekte** bezeichnen die primären Produktions-, Beschäftigungs-, und Einkommenseffekte, die direkt in der Braunkohlenindustrie entstehen. Hierzu zählen die Produktion und die Wertschöpfung der Branche, die Arbeitsplätze und die Einkommen der Beschäftigten.
- **Indirekte Effekte** entstehen durch laufende Ausgaben und Investitionen der Braunkohlenindustrie. Diese Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen führt zu einer erhöhten Wertschöpfung und Beschäftigung in den Zulieferbranchen. Auch die vorleistenden Wirtschaftsbereiche beziehen ihrerseits wiederum Vorleistungen von anderen Bereichen (Vorleistungsverflechtung). Es ergeben sich folglich indirekte Effekte erster, zweiter, ... und n-ter Ordnung, wobei die Größenordnung der Effekte von Stufe zu Stufe immer kleiner wird.
- **Einkommensinduzierte Effekte** entstehen durch die Verdienstaussgaben der Beschäftigten. Die Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie und in zuliefernden Branchen verwenden einen Teil ihrer Einkommen für Konsumausgaben. Aus dieser zusätzlichen Nachfrage resultieren sog. induzierte Effekte, die in gesteigerter gesamtwirtschaftlicher Produktion, Beschäftigung und Einkommen liegen.

(3) Die folgende Abbildung veranschaulicht den Zusammenhang der Effekte:

Abbildung 29: Systematik der ökonomischen Wirkungen der Braunkohlenindustrie



Quelle: Prognos AG, 2005

(4) Bei der ökonomischen Wirkungsanalyse der Braunkohlenindustrie gestalten sich die Berechnungen wegen der Komplexität ökonomischer Prozesse und des Datenmangels an vielen Stellen als sehr schwierig. An vielen Stellen kommt man daher nicht umhin, Schätzungen oder Plausibilitätsüberlegungen anzustellen. Gerade bei regionalen Untersuchungen stellt sich dieses Problem in besonderem Maße.

5.1.2 Ermittlung direkter Effekte

(1) **Direkte Effekte** lassen sich in erster Linie aus Unternehmensangaben und Verbandsstatistiken ermitteln. Hilfreich sind Bilanzanalysen, Auswertungen von Personalstatistiken und Analysen der Beschaffungsstruktur der Unternehmen. Ergänzend können amtliche Statistiken herangezogen werden. Lassen es die Unternehmensangaben zu, lassen sich regionalisierte Auswertungen zu den Beschäftigten und den Vorleistungsbezügen erstellen.

(2) Erwerbstätigenzahlen, Produktions-, Wertschöpfungs- und Einkommenswirkungen lassen sich ineinander umrechnen, da für jeden der 12 betrachteten Wirtschaftsbereiche statistische Kennzahlen aus der amtlichen Sozialproduktberechnung bekannt sind. Mit Hilfe der sektoralen Arbeitsproduktivitäten und unter Einbezug der Wertschöpfungsanteile lassen sich Nachfrageimpulse in Beschäftigtenzahlen transformieren.

Tabelle 18: Gesamtzahl der Arbeitnehmer sowie Arbeitsproduktivität in Ostdeutschland inkl. Berlin (2004)

Zusammengefasste Wirtschaftsbereiche in der Sozialproduktberechnung	Erwerbstätige	Arbeitsproduktivität: Bruttowertschöpfung je Erwerbstätigen
	in Tsd.	in Euro
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	191,8	26 667
Bergbau, Gewinnung v. Steinen und Erden, Energie und Wasser	86,9 (2002)	107.784
Verarbeitendes Gewerbe, darunter	1.001,1	47.803
- Mineralölzeugnisse, chem. Erzeugnisse, Glas, Keramik		63.228
- Metalle		44.050
- Maschinen, Fahrzeuge, DV-Geräte, elektrotechnische Geräte		52.216
- Textilien, Lederwaren, Erzeugnisse d. Holz- u. Papiergewerbes, Sekundärrohstoffe u.Ä.		43.636
- Nahrungs- und Futtermittel, Getränke, Tabakerzeugnisse		35.886
Bauarbeiten	642,9	24.232
Handelsleistungen, Verkehrs- u. Nachrichtenübermittlungs-DL, Gaststätten-DL	1.762,0	29.848
DL der Kreditinstitute u. Versicherungen, Wohnungswesens, unternehmensbez. DL	1.101,8	75.621
Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwe-sen, Erziehung u. Unterricht, Entsorgung	1.771,4 (2002)	32.114
Öff. Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers., DL von Kirchen, priv. Haushalte, Kultur-DL	663,9	40.837
Erwerbstätige insgesamt	7.216,1	41.448

Quelle: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder und des Statistischen Bundesamtes sowie Berechnungen Prognos AG, 2005.

5.1.3 Ermittlung indirekter Effekte

(1) Als indirekte Effekte werden Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzeffekte bezeichnet, die in den **Vorleistungsbranchen** der Braunkohlenindustrie und ihren eigenen Vorleistern entstehen. Vorleistungseffekte erster Ordnung lassen sich noch mit Hilfe der Vorleistungsstruktur der betreffenden Branche berechnen. Will man die indirekten Effekte über viele Stufen in einem Gang berechnen, so kann man die Effekte mit Hilfe der **Input-Output-Rechnung** modellhaft quantifizieren. Input-Output-Tabellen zeigen unmittelbar die direkten wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen und innerhalb den produzierenden Bereichen und der letzten Verwendung von Gütern für einen bestimmten abgelaufenen Zeitraum.

(2) Die amtliche Statistik liefert eine Input-Output-Tabelle für Deutschland mit einer Aufteilung in 12 Wirtschaftsbereiche.¹⁴ Aus dieser Tabelle lässt sich mit Hilfe einiger Annahmen eine spezifische **Input-Output-Tabelle für Ostdeutschland** schätzen, die die Vorleistungsverflechtung der ostdeutschen Wirtschaft widerspiegelt. Wir gehen davon aus, dass der Anteil der Wertschöpfung am Produktionswert, die Vorleistungsstruktur und der Anteil der Importe aus dem Ausland sich in Ost- und Westdeutschland entsprechen. Darüber hinaus haben wir abgeschätzt, wie viel Prozent der bezogenen Vorleistungen aus Ostdeutschland bezogen werden. Wichtiger Anhaltspunkt hierzu sind die Arbeiten des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) auf Basis einer Auswertung des IAB-Betriebspanels:

Tabelle 19: Durch ostdeutsche Produzenten bediente Nachfrage nach Güterarten

Güterart	in Ostdeutschland	in Westdeutschland
Verbrauchsgüter, Ernährungsgüter	35,7 %	3,0 %
Investitions-/Gebrauchsgüter	23,5 %	3,3 %
Produktionsgüter	25,7 %	4,0 %
Bauleistungen	71,3 %	3,5 %
Dienstleistungen und sonstige Güter	100,0 %	0,0 %

Quelle: Lehmann, H./ Ludwig, U./ Ragnitz, J (IWH-Halle): Transferleistungen und Bruttoinlandsprodukt in Ostdeutschland, Halle (Saale) 2005.

¹⁴ Die aktuelle 2005 verfügbare I-O-Tabelle des Statistischen Bundesamtes bezieht sich auf das Basisjahr 2000. Sie ist die neueste verfügbare Tabelle mit originär berechneten Daten. Tabellen für spätere Jahre beruhen auf Fortschreibungen und stellen daher keinen neuen strukturellen Erkenntniswert dar.

(3) Nach dem IWH beziehen ostdeutsche Unternehmen im Schnitt Dienstleistungen komplett aus Ostdeutschland, während Investitionsgüter nur zu 23,5 % aus den neuen Ländern bezogen werden. Das ist plausibel, da es sich bei Dienstleistungen überwiegend um regional gebundene Dienstleistungen der Verkehrs- und Nachrichtendienstleister, des Gastgewerbes und öffentliche Dienstleistungen handelt. Mit diesen Angaben ist es möglich, die bundesdeutsche I-O-Tabelle für Ostdeutschland anzupassen. Die geschätzte I-O-Tabelle findet sich im Anhang.

Zum genauen **methodischen Vorgehen** bei der Durchführung der Input-Output-Rechnung sei auf den Anhang verwiesen, der die einzelnen Rechenschritte aufzeigt. Vereinfacht ausgedrückt wird durch Matrizenrechnung ermittelt, wie viel in sämtlichen Wirtschaftsbereichen inkl. aller Vorleistungsstufen produziert werden muss, um die Nachfrage der Braunkohlenindustrie nach Vorleistungsgütern zu decken. Um mit dem Input-Output-Modell rechnen zu können, müssen die Vorleistungsbezüge und Investitionsausgaben der Unternehmen zu den 12 ausgewiesenen Wirtschaftsbereichen der Input-Output-Tabellen verdichtet werden.

Die untenstehende Abbildung verdeutlicht exemplarisch die Rechenkette für eine beispielhafte Bauinvestition. Der primäre Nachfrageimpuls führt zu direkten und indirekten Produktionswirkungen nicht nur in der Bauindustrie sondern auch in anderen Branchen. Dazu werden in jeder Branche Beschäftigte benötigt, die ein entsprechendes Einkommen erhalten. Mit Hilfe der Input-Output-Rechnung können sämtliche für die Befriedigung der Vorleistungsgüternachfrage nötigen Produktionswerte in jedem vorgelagerten Wirtschaftsbereich ermittelt werden.

Abbildung 30: Wirkungskette bei der Ermittlung indirekter Effekte



Quelle: Prognos AG, 2005.

5.1.4 Ermittlung induzierter Effekte

(1) Die Ermittlung der induzierten Effekte erfolgt durch die **Verwendung spezifischer Einkommensmultiplikatoren**. Der multiplikative Prozess besteht darin, dass von den an die Beschäftigten gezahlten Einkommen ein Teil für Konsumzwecke ausgegeben wird. Diese Konsumnachfrage führt zu einer Anregung der Produktion und zur Entstehung zusätzlichen Einkommens in der Konsumgüterindustrie. Auch deren Beschäftigte geben einen Teil

ihrer Einkommen für Konsumzwecke aus. Es entsteht ein fortwährender multiplikativer Prozess, der jedoch seiner Größe nach immer kleiner wird aufgrund von Sickerverlusten wie Steuern, Sozialabgaben, Ersparnis und Importen. Die untenstehende Abbildung 31 verdeutlicht die Sickerverluste.

Abbildung 31: Einkommen und Kaufkraft



Quelle: Prognos AG, 2005

(2) Unter dem **Arbeitsentgelt** werden in der amtlichen Statistik die Personalkosten verstanden, d.h. inkl. der Personalnebenkosten (Arbeitgeberanteile an der Sozialversicherung). Der Bruttolohn stellt das Einkommen eines Arbeitnehmers vor Abzügen wie Steuern und Sozialabgaben dar, der Nettolohn ist das verfügbare Einkommen nach Abzug aller Abgaben. Die folgende Tabelle gibt die durchschnittliche Höhe des Arbeitnehmerentgelts an:

Tabelle 20: Durchschnittliches Arbeitnehmerentgelt, Brutto- und Nettolohn je Arbeitnehmer (2003)

	Arbeitnehmerentgelt (Personalkosten)	Bruttolohn	Nettolohn	Nettolohn im Verhältnis zum Bruttolohn	Wertschöpfung je Erwerbstätigen (2004)
Deutschland	33.161 €	26.644 €	16.842 €	63,20%	52 835 €
Ostdeutschland inkl. Berlin	28.043 €	22.515 €	14.370 €	63,80%	41.448 €

Quelle: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder; Stat. Landesamt Baden-Württemberg, 2004.

Ermittlung eines Einkommensmultiplikators für Ostdeutschland

(3) Zur **Ermittlung** eines spezifischen **Einkommensmultiplikators** für Ostdeutschland mit der untenstehenden Formel müssen Werte für die Konsumquote c , die Importquote q und die Steuer- und Abgabenbelastung t für Ostdeutschland festgelegt werden. (Zur Herleitung der Formel vgl. Anhang)

$$m = \frac{1}{1 - c(1 - t)(1 - q)}$$

(4) Die Empfänger von Arbeitseinkommen müssen diese zunächst versteuern. Die durchschnittliche Belastung der Arbeitnehmerentgelte durch Lohn- und Einkommensteuer liegt bei 18 %. Für Sozialabgaben wurde eine Quote von 19 % des Bruttoeinkommens abgeleitet.¹⁵ Die Belastung der Konsumnachfrage durch Mehrwertsteuer und spezifische Verbrauchsteuern beträgt nach Berechnungen des DIW ca. 11 %.¹⁶ Die **Summe aller Abgaben** in Relation zum Einkommen liegt damit bei $t = 48$ %.¹⁷

(5) Die in den 90er Jahren noch trendmäßig gesunkene *durchschnittliche Sparquote* der privaten Haushalte steigt seit dem Jahr 2000 kontinuierlich wieder an und erreichte 2003 einen Wert von 10,7 % im gesamten Bundesgebiet.¹⁸ Mit einer Sparquote von 8,8 % in den neuen Ländern inkl. Berlin liegt sie gut 2 Prozentpunkte unter dem entsprechenden Wert von 11 % in Westdeutschland.¹⁹ Hieraus ergibt sich eine Konsumquote 91,2 %.

(6) Aus der bundesdeutschen Input-Output-Tabelle ist ersichtlich, dass rund 10 % des privaten Verbrauchs durch **Einfuhren aus dem Ausland** gedeckt werden.²⁰ Für Baden-Württemberg ist bekannt, dass die privaten Haushalte ca. 15 % ihres Bedarfs an

¹⁵ Quelle BMF, Monatsbericht 12/2002, S. 84.

¹⁶ Vgl. DIW Wochenbericht 14/98.

¹⁷ Berechnet man das durchschnittliche Verhältnis von Nettolohn zu Arbeitsentgelt in Ostdeutschland, so ergibt sich ebenfalls eine Abgabenquote von 48%.

¹⁸ Vgl. Stat. Jahrbuch 2004, S. 732. Für die Berechnung der einkommensinduzierten Wirkungen werden durchschnittliche Verbrauchsstrukturen der Haushalte zugrunde gelegt. Gilt es zu ermitteln, welche Wirkung *zusätzliches* Einkommen hat, müssen marginale Konsumquoten herangezogen werden. Dies ist jedoch nicht die Fragestellung dieser Untersuchung.

¹⁹ Vgl. VGR der Länder. Sparquote ermittelt als Ersparnis im Verhältnis zum verfügbaren Einkommen.

²⁰ Vgl. Statistisches Bundesamt 2004, Input-Output Tabelle für das Jahr 2000.

Konsumgütern aus anderen Bundesländern decken.²¹ Das BIP Baden-Württembergs entspricht dem Ostdeutschlands.²² Von daher ist es gerechtfertigt, für Ostdeutschland ebenfalls von einer **Importquote** von 25 % auszugehen. Dementsprechend verbleiben 75 % der Konsumausgaben in Ostdeutschland. Damit gehen wir zusammenfassend von folgenden Werten aus:

Konsumquote	$c = 0,912$
Abgabenquote	$t = 0,48$
Importquote	$q = 0,25$

(7) Im Durchschnitt werden von 1 € Bruttoeinkommen in den neuen Ländern Konsumausgaben in Höhe von 0,356 € in Ostdeutschland getätigt. Da diese Ausgaben ihrerseits zu weiterer Produktion, Einkommen und Konsumausgaben führen, erhöht sich der **Einkommensmultiplikator für Ostdeutschland** weiter und beläuft sich bei vorsichtiger Schätzung auf **1,55**.

Einkommensmultiplikator Ostdeutschland: $m_{Ost} = 1,55$

(8) Das bedeutet, dass 1 € der an die Beschäftigten gezahlten Entgelte durch den oben beschriebenen Multiplikatorprozess weitere 0,55 € indirekte Produktion und Einkommen in anderen Wirtschaftsbereichen produziert. Dabei umfasst der Multiplikator indirekte und induzierte Effekte.

²¹ Vgl. die Input-Output-Tabelle des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg (1992), der einzigen verfügbaren amtlichen I-O-Tabelle für ein Bundesland.

²² Das BIP Baden-Württembergs betrug im Jahr 2004 ca. 319 Mrd. €. Das BIP der 5 neuen Länder inkl. Berlin betrug im selben Zeitraum 320 Mrd. € (Stat. Bundesamt, VGR der Länder).

Ermittlung regionalspezifischer Einkommensmultiplikatoren

(9) Bei der Betrachtung regionaler Effekte muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Konsumausgaben in der Region getätigt werden. Nach der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) stammt bei Haushalten der neuen Bundesländer im Durchschnitt 48 % des privaten Verbrauchs aus der regionalen Produktion, bei Haushalten des früheren Bundesgebiets sind es knapp 51 %.^{23, 24} Daraus ergibt sich, dass von jedem Euro Entgelt durchschnittlich 22,7 Cent in der Region konsumiert werden. Es errechnet sich für den **regionalen Einkommensmultiplikator** ein Wert von 1,295, d.h. ein Euro Einkommen, der durch die Braunkohlenindustrie gezahlt wird, generiert 30 Cent weiteres Einkommen in der Region.

Je kleiner die Regionsabgrenzung, desto geringer der Multiplikatoreffekt. Daher überrascht es wenig, dass der regionale Einkommensmultiplikator mit 1,295 deutlich unterhalb des Wertes von 1,55 für Ostdeutschland liegt. **Vergleichsstudien** gehen von regionalen Multiplikatoren im Bereich 1,2 bis 1,5 aus:²⁵ Diese Studienergebnisse plausibilisieren die obigen Berechnungen.

(10) Um die **räumliche Struktur** der **Landkreise** besser zu berücksichtigen, wird berücksichtigt, dass bei Kreisen mit mindestens Oberzentrenfunktion ein höherer Anteil des Konsums verbleibt als bei sonstigen Kreisen. Aus diesem Grund wird für Kreise mit Oberzentrenfunktion ein Regionalmultiplikator von 1,31 gewählt und für anderen Kreisen ein Wert von 1,29. Diese Annahme gewährleistet, dass im Schnitt über die Kreise der oben berechnete Regionalmultiplikator von 1,295 erhalten bleibt.

²³ Vgl. Baumgartner, H./Seidel, B.: Berliner Ausgaben für Wissenschaft und Forschung: Kräftige Impulse für die Stadt, DIW-Wochenbericht Nr. 39/01, Berlin 2001.

²⁴ Nach der EVS geben ostdeutsche Haushalte 22,8 % ihres Konsums fürs Wohnen aus. Weitere Ausgaben, die zumindest vorwiegend in der Region erfolgen, sind die Bereiche Verkehr (15,1 %) und Freizeit, Unterhaltung, Kultur (13 %). Andererseits wird ein Großteil der Konsumausgaben für Nahrungsmittel und Getränke (15 %), Bekleidung (5 %), Energie (6 %), Versicherungen und Beherbergungsdienstleistungen nicht unbedingt in der Region verbleiben.

²⁵ Die Prognos-Studie „Hauptstadteffekte“ errechnet für Berlin einen Multiplikator von 1,32. Für Bremen errechnen sich einer Studie zufolge für den Einkommensmultiplikator Werte zwischen 1,1 und 1,3. Der regionale Einkommensmultiplikator für Hessen wurde mit 1,26 spezifiziert. Eine Ifo-Studie kommt zu dem Resultat, dass der Beschäftigungsmultiplikator im Großraum München (Planungsregion 14) 1,47 beträgt, für die Stadt München 1,36 und für Bayern 1,72. Das Institut für regionale Studien in Europa EURES geht in der Schweiz von Multiplikatoren aus von 1,37 bei Berggebieten, von 1,4 bei klein- und mittelstädtischen Agglomerationen und bei der industriellen Peripherie von 1,3.

Regionale Einkommensmultiplikatoren:

Landkreis mit Oberzentrenfunktion: $m_{regional} = 1,31$

Landkreis ohne Oberzentrenfunktion $m_{regional} = 1,29$

(11) Bei **Grenzregionen** ist bekannt, dass ein gewisser Teil der Konsumausgaben (z.B. Tankstellen, Lebensmittel, Zigaretten) ins Ausland abfließt. Prognos-Schätzungen zufolge sind dies max. 5-7 % der Konsumausgaben eines Kreises. Da diese Konsumabflüsse positive Rückwirkungen haben (Ausland tätigt Käufe im Inland), zudem relativ gering und schwer zu quantifizieren sind, werden sie im folgenden nicht weiter betrachtet und die daraus entstehende Unschärfe bewusst zugelassen.

(12) Die **Verteilung der induzierten Effekte auf die Kreise** wird folgendermaßen vorgenommen: Die von einem Kreis ausgehende Multiplikatorwirkung in Ostdeutschland ist durch die errechneten Multiplikatoren bekannt, ebenso die induzierten Effekte innerhalb des Kreises. Die Differenz der Wirkungen fällt in anderen ostdeutschen Kreisen an. Es wird davon ausgegangen, dass 90 % der regionsexternen Wirkungen in den relevanten Nachbarlandkreisen (Konsumregion) anfallen und 10 % in sonstigen ostdeutschen Kreisen. Als Konsumregionen werden die Landkreise eines Reviers mit nennenswerten Beschäftigtenzahlen und ihre Nachbarlandkreise betrachtet. Innerhalb einer Konsumregion, also z.B. Berlin und den umliegende Kreise oder dem Lausitzer Revier, werden alle kreisexternen Konsumausgaben aufsummiert und den Landkreisen gemäß ihrer Einkaufszentralität als Verteilungsschlüssel zugewiesen. Als Maß für die Einkaufszentralität dient der GfK-Indikator „Umsatzkennziffer je Einwohner“²⁶.

²⁶ Bei der Umsatzkennziffer je Einwohner wird der Einzelhandelsumsatz pro Kopf in das Verhältnis zu dem jährlich für den Einzelhandel zur Verfügung stehende Pro-Kopf-Einkommen gesetzt. Diese standardisierte Zentralitätsziffern gibt die Fähigkeit einer Region oder eines Kreises an, Kaufkraft zu binden. Ein Wert von 100 ist ein Durchschnittswert und bedeutet, dass ungefähr ebenso viel Geld in einer Region ausgegeben wurde, wie netto verdient wurde.

5.2 Regionalwirtschaftliche Effekte in der Ausgangslage (Status-quo)

(1) Die Braunkohlenunternehmen mit Tagebauen und Kraftwerken stellen einen **bedeutenden Wirtschaftsfaktor** in Mitteldeutschland und der Lausitz dar. Wertschöpfung, Arbeits- und Ausbildungsplätze im Bergbau und der Energiewirtschaft sowie die Nachfrage nach Vorleistungsprodukten und -dienstleistungen und die Kaufkraft der Beschäftigten stärken die Entwicklung der Region. Die Braunkohle stellt den bestimmenden industriellen Kern der Lausitz dar.

(2) In den folgenden Kapiteln werden Wertschöpfungs-, Arbeitsplatz- sowie Einkommenseffekte quantifiziert, die zur Zeit von der Braunkohle ausgehen. Zunächst werden die direkten Effekte (Beschäftigte, Einkommen, Wertschöpfung) ermittelt, dann die Ausgabenstruktur und der Vorleistungsbezug der Braunkohlenindustrie regionalwirtschaftlich detailliert untersucht. Darauf aufbauend werden indirekte und induzierte Effekte modellgestützt geschätzt.

5.2.1 Direkte Effekte

(1) **Schwerpunkte der Braunkohlenförderung** in Ostdeutschland sind das Lausitzer und das mitteldeutsche Revier. Im Jahr 2004 wurden in Ostdeutschland 79,2 Mio. t Braunkohle gefördert, davon 59 t in der Lausitz und 20,2 t in Mitteldeutschland. Dominierende Unternehmen der Braunkohlenindustrie sind in der Lausitz die Vattenfall Europe Mining AG sowie die Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG und in Mitteldeutschland die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG). Die **wichtigsten Braunkohlenkraftwerke** sind die Kraftwerke Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg in der Lausitz und im mitteldeutschen Revier die Kraftwerke Lippendorf, Schkopau und Mumsdorf.²⁷

(2) Unter **direkten gesamtwirtschaftlichen Effekten** werden nicht nur die Produktionseffekte verstanden, sondern vor allem auch **Beschäftigungs-** und **Einkommenseffekte**, die direkt innerhalb des Industriezweigs Braunkohle entstehen. Die direkte Beschäftigtenzahl der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland, inkl. der Beschäftigten in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen,

²⁷ Bei dem Kraftwerk Schkopau handelt es sich um ein Kraftwerk der E.ON Kraftwerke GmbH. Da E.ON nicht als Braunkohlenunternehmen zählt, werden im Fortgang der Untersuchung die Beschäftigten des Kraftwerks Schkopau nicht berücksichtigt. Dies führt zu einer geringfügigen Unterschätzung der Beschäftigungswirkung der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland.

belief sich Ende 2004 auf 10.182 Beschäftigte. Die nachfolgende Tabelle 21 gibt detaillierte Informationen über die Beschäftigtenzahlen der Braunkohlenunternehmen, die durch Auswertung der Personalstatistiken gewonnen wurden.

Tabelle 21: Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland (31.12.2004)²⁸

	Beschäftigte in Personen	darunter Azubis	Entgelt in Mio. Euro (inkl. AG-Anteile)
Vattenfall Europe Mining AG	4.860	344	231,4
Vattenfall Europe Generation	3.001	384	137,1
MIBRAG	1.979	136	99,7
ROMONTA ²⁹	342	33	14,2
Ostdeutschland³⁰	10.182	897	482,4
nachrichtlich LMBV	986		

Quelle: Prognos AG, 2005. Beschäftigte im Tagebau und in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen.

(3) In indirektem Zusammenhang zu den Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie steht die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (**LMBV**), deren Beschäftigten hier nur nachrichtlich erwähnt sind. Da die LMBV sich ausschließlich um Altlasten, d.h. die Sanierung von Tagebauflächen aus der DDR-Zeit kümmert, wird sie in den weiteren Betrachtungen der heutigen Braunkohlenindustrie nicht weiter einbezogen.

(4) Auf die 10.182 Beschäftigten der Braunkohlenindustrie entfiel ein **Arbeitsentgelt** (also inkl. der Arbeitgeberbeiträge zur Sozialversicherung) von 482,4 Mio. € p.a. Dies entspricht einem **Bruttoeinkommen** von ca. 391 Mio. € bzw. 38.424 € pro Beschäftigten. Die Auswertung der Personalstatistiken ergab, dass die 7.850 Beschäftigten im Lausitzer Revier bei Berücksichtigung von Teilzeitarbeitsplätzen umgerechnet einem Arbeitsvolumen von 7.706 Personenjahren entsprechen. Die Braunkohlenindustrie stellt in der Region 897 Ausbildungsplätze zur Verfügung. Das entspricht knapp 9 % der Beschäftigten der Braunkohlenindustrie.

²⁸ Die Zahlen weichen geringfügig von den Angaben des Bundesverbands Braunkohle (DEBRIV) ab, da weder Mitarbeiter der LMBV noch Mitarbeiter von Pumpspeicherwerken einbezogen wurden.

²⁹ Die Angaben für die ROMONTA GmbH wurden nicht durch eine Auswertung der Personaldaten erhoben, sondern beruhen auf frei verfügbaren Informationen wie dem Geschäftsbericht, Angaben der Homepage www.romonta.de sowie der Hoppenstedt Firmendatenbank.

³⁰ Unter den Beschäftigten von Vattenfall Europe Generation befinden sich 10 Beschäftigte mit einem Arbeitsentgelt von 615.000 €, deren Wohnsitz nicht in den neuen Bundesländern liegt.

Regionale Beschäftigungsstruktur

(5) Eine regionale Analyse der Beschäftigten, d.h. eine Ermittlung der **Beschäftigtenzahl** auf Ebene der **Landkreise** bzw. kreisfreien Städte setzt umfangreiche Datenrecherchen und eine enge Zusammenarbeit mit der Industrie voraus. Im Rahmen dieses Projektes wurde folgendes Vorgehen gewählt:

Zunächst erfolgte eine **Auswertung der Personalstatistiken** sowohl von Vattenfall als auch der MIBRAG nach Wohnorten. Bei der Auswertung der Beschäftigtenzahlen und Arbeitsentgelte, also der Personalkosten inkl. des Arbeitgeberanteils, wurde hinsichtlich der betrieblichen Funktion danach unterschieden, ob die Mitarbeiter im Bereich des Bergbaus (Mining) oder des Kraftwerksbetriebs (Generation) tätig waren. Daneben wurde auch Tätigkeiten in den Bereichen Administration, Services, technische Vorbereitung, technische Dienste und Werkbahn erfasst, die sich aber entweder direkt oder per Schlüssel den Hauptbereichen Mining und Generation zuordnen ließen.

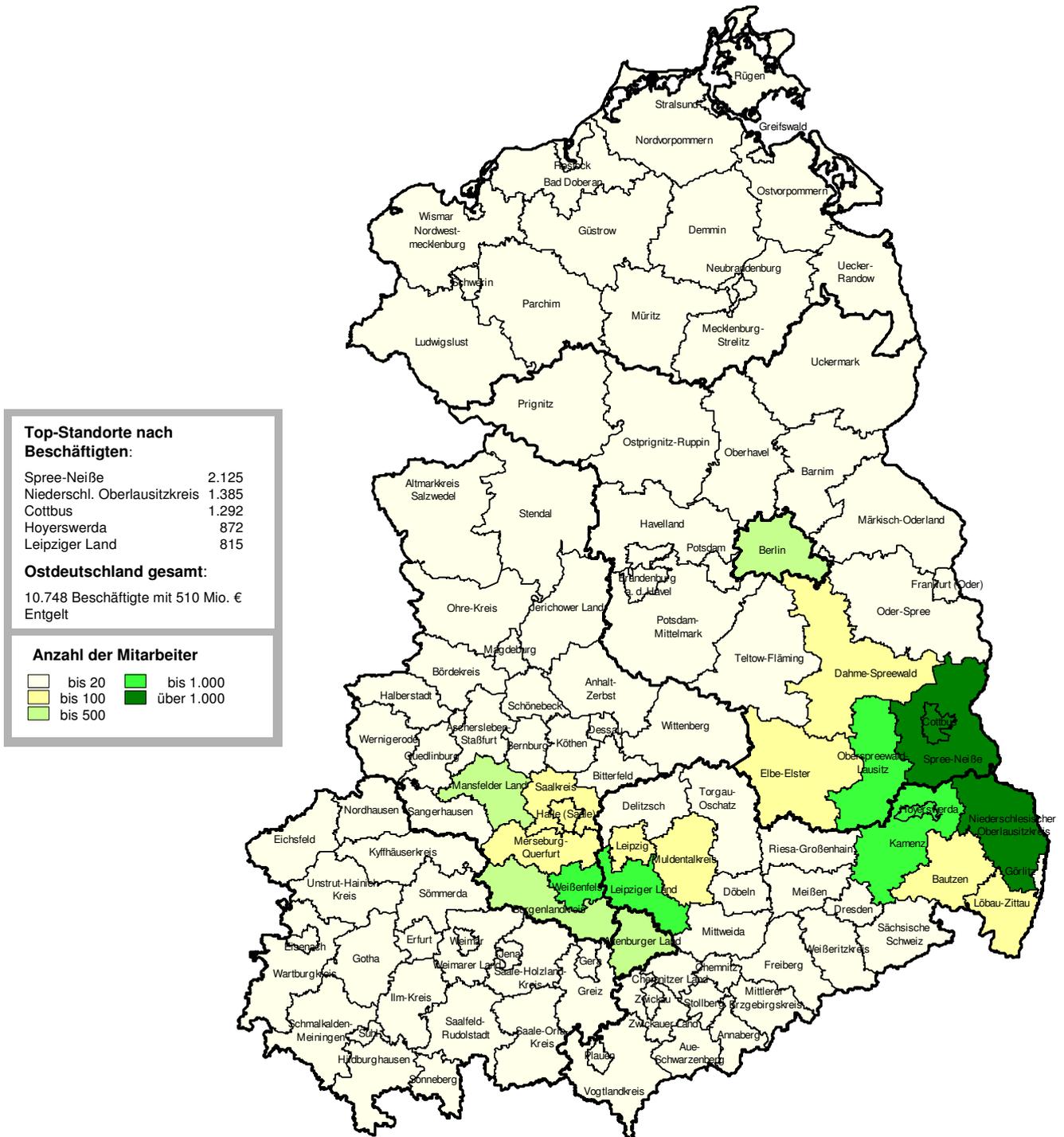
In einem zweiten Schritt wurden diese Rohdaten in ein einheitliches Format gebracht und mittels Gemeindegemeinschaften einzelnen Landkreisen zugeordnet. Die Wohnortverteilung der Mitarbeiter der ROMONTA GmbH mit Sitz im Mansfelder Land, deren Personalstatistiken nicht zur Verfügung standen, erfolgte über eine Schlüsselzuordnung.³¹ Falls erforderlich, wurden Bruttolohnsummen in Entgelte, die auch die Arbeitgeberanteile an den Sozialversicherungen umfassen, umgerechnet.³²

(6) Die nachfolgende Abbildung 32 kartografiert die **Beschäftigtenzahlen** der Braunkohlenindustrie nach ihren Wohnorten auf **Landkreisebene**. Deutlich zu sehen ist, dass sich die insgesamt 10.182 Beschäftigten in der Lausitz vor allem in den Städten Cottbus und Hoyerswerda sowie den umliegenden Landkreisen (Lausitz) konzentrieren und im mitteldeutschen Revier in den Landkreisen Leipziger Land und Weißenfels. Nennenswerte Beschäftigungseffekte mit bis zu 500 Beschäftigten pro Landkreis zeigen sich auch in weiter entfernten Gebieten (hellgrüne und gelb unterlegte Landkreise). Es wird deutlich, dass die Braunkohlenindustrie zu den bedeutendsten Arbeitgebern der Region zählt.

³¹ Dabei wurde behelfsweise davon ausgegangen, dass 50 % der Mitarbeiter der Romonta GmbH ihren Wohnsitz im Mansfelder Land haben, 20 % in Halle (Saale), 15 % im Saalkreis, 10 % im Landkreis Merseburg-Querfurt und 5 % im Landkreis Sangerhausen. Diese Verhältniszahlen leiten sich aus der Wohnortanalyse vergleichbarer Standorte der Mitarbeiter von Vattenfall ab.

³² Die Umrechnung geschieht mit Hilfe von Angaben aus der volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder. In Ostdeutschland inkl. Berlin betrug der durchschnittlichen Bruttolohn (2004) 22.515 €, das durchschnittliche Entgelt 28.043 €. Das bedeutet, die Arbeitgeberanteile betragen 19,7 % der Personalkosten und 24,6 % des Bruttolohns.

Abbildung 32: Direkt Beschäftigte in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nach Wohnorten



Quelle: Prognos AG, 2005. Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie inkl. Beschäftigte in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen.

5.2.2 Induzierte Effekte

(1) Induzierte Effekte sind solche, die aus den Konsumausgaben der Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie resultieren (vgl. Kapitel 5.1.1). In der ostdeutschen Braunkohlenindustrie sind 10.172 Personen beschäftigt mit einem **Arbeitsentgelt** von zusammen 482 Mio. € pro Jahr.³³ Das Arbeitsentgelt ist in der Sprache der Statistiker das Einkommen aus unselbständiger Arbeit inkl. der Arbeitgeberanteile an der Sozialversicherung, das von der Braunkohlenindustrie gezahlt wird.

(2) Ein Teil ihrer Einkommen wird von den Beschäftigten der Braunkohlenindustrie für **Konsumzwecke** ausgegeben. Nach Sozialabgaben, Steuern und der Ersparnis der Haushalte sind es 172 Mio. €, die in Ostdeutschland ausgegeben werden. Diese Ausgaben führen zur Entstehung von weiteren Einkommen bei den Beschäftigten in den Konsumgüterbranchen, damit zu erneuten Konsumausgaben, die wiederum zur Generierung weiterer Einkommen führen, usw.

(3) Durch diesen sog. **Einkommensmultiplikatoreffekt** erhöht sich das gesamtwirtschaftliche Einkommen (direkter, induzierter und indirekter Effekt). Der errechnete Einkommensmultiplikator für Ostdeutschland von $m = 1,55$ gibt die Stärke des Multiplikatoreffekts an. Das Gesamteinkommen in Ostdeutschland insgesamt erhöht sich damit von 482 Mio. € um 252 Mio. € (induziertes Einkommen) auf 734 Mio. € pro Jahr. Von diesem Einkommen werden – gemäß den angesetzten Werten für die Import-, Konsum- und Abgabenquote – 35,6 % für den Konsum ausgegeben, d.h. das Gesamteinkommen von 734 Mio. € geht einher mit einer Konsumnachfrage in Ostdeutschland von 261 Mio. €.

(4) Die Konsumausgaben bedeuten Umsätze bei den Unternehmen, und lösen dort den Bezug von Vorleistungen (56 %) und Wertschöpfung (44 %) aus.³⁴ Bei einer Wertschöpfung pro Erwerbstätigen von 41.448 € in Ostdeutschland errechnet sich ein **Verhältnis von 10,6 Erwerbstätigen je 1 Mio. Umsatz** (ohne MwSt.). Die induzierte Konsumnachfrage von 261 Mio. € sichert damit die Beschäftigung von 2.775 Erwerbstätigen.

³³ Wie bereits hingewiesen kommen 10 Beschäftigte hinzu mit einem Arbeitsentgelt von 600.000 €, die ihren Wohnsitz jedoch nicht in Ostdeutschland haben.

³⁴ Vgl. eine Auswertung des IAB-Betriebspanels 2003 in: Böhme, S./Kistler, E. et al., INIFES (Internationales Institut für Empirische Sozialökonomie, gGmbH): Beschäftigungstrends im Freistaat Bayern 2003, Stadtbergen, 2004, S.15.

(5) Die Wirkungskette der induzierten Effekte verdeutlicht zusammenfassend Abbildung 33:

Abbildung 33 Wirkungskette der induzierten Effekte



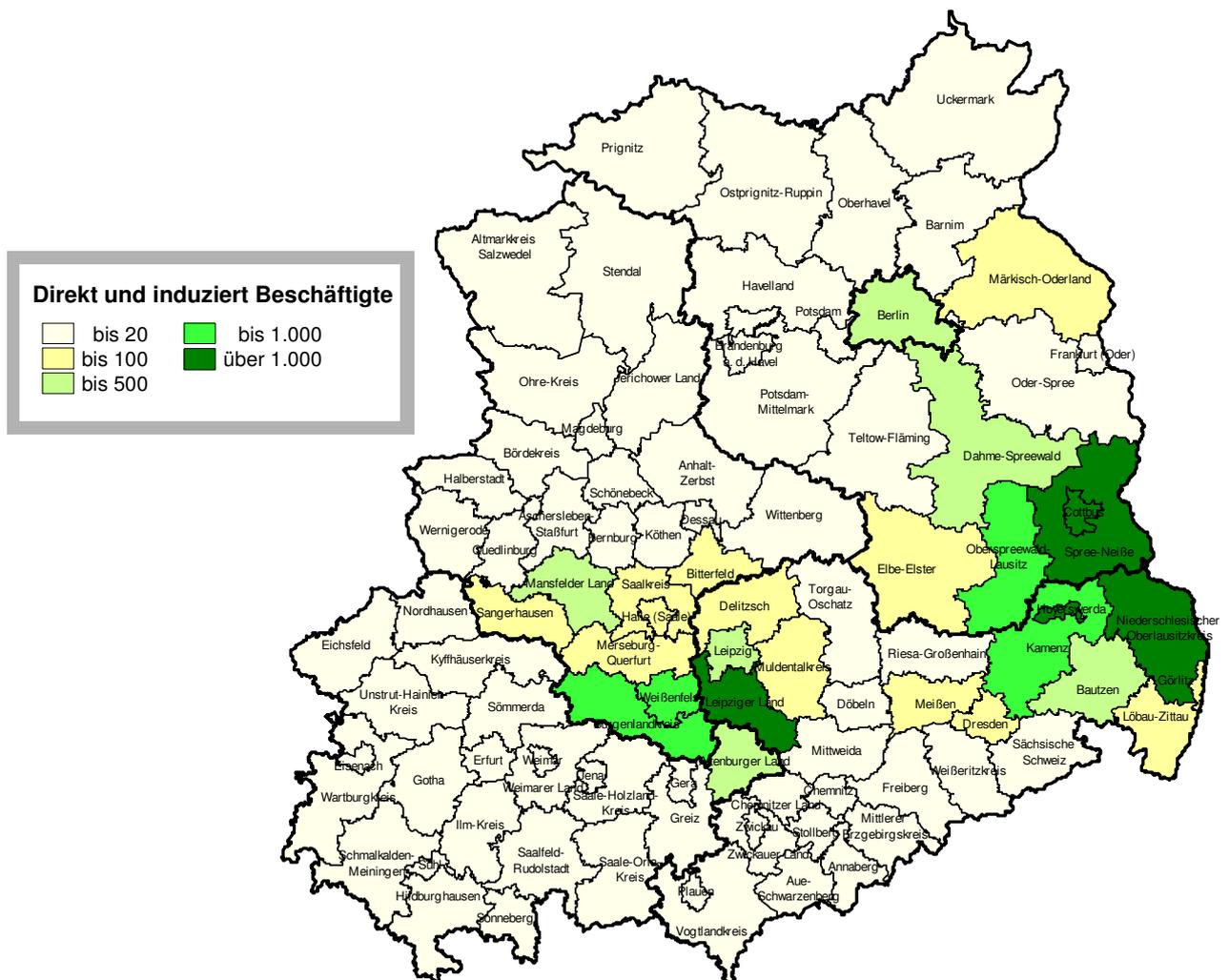
Quelle: Prognos AG, 2005

(6) Die **Zuteilung der induzierten Effekte auf die Kreise** erfolgt in einem komplexen Verfahren (vgl. Kapitel 5.1): Durch die Berechnung eines kreisspezifischen und eines ostdeutschen Multiplikators ist bekannt, welcher Anteil der Konsumausgaben eines Haushalts im Wohnort-Landkreis erfolgt und welcher in anderen ostdeutschen Kreisen. Die Konsumausgaben außerhalb des eigenen Landkreises werden auf die benachbarten Kreise der betreffenden Konsumregionen anhand der Einkaufszentralität der Kreise verteilt. Die folgende Abbildung 34 zeigt die Zahl der direkten und induzierten Beschäftigten nach ihren Wohnorten.

(7) Bei Einbezug der **einkommensinduzierten Beschäftigten** zeigen sich in der obigen Karte deutliche Unterschiede zur Karte der direkt Beschäftigten in Abbildung 32: Die von der Braunkohlenindustrie ausgehenden Beschäftigungseffekte erscheinen deutlich höher. Einige Gebiete wie der Landkreis (LK) Bautzen, LK Dahme-Spreewald und Leipzig verzeichnen jetzt mehr als 100 Beschäftigte, was an der hellgrünen anstelle der gelben Schattierung deutlich wird. Der Burgenlandkreis rutscht von der Kategorie „bis 500 Beschäftigte“ in die Kategorie „500-1.000 Beschäftigte“; Hoyerswerda und das Leipziger Land haben direkt und induziert mehr als 1.000 von der Braunkohle abhängige Beschäftigte. Darüber hinaus können bei Einbezug der induzierten Beschäftigten weitere Landkreise identifiziert werden (Görlitz, Meißen, Dresden, Bitterfeld, Delitzsch, Sangerhausen, Märkisch-Oderland), die mehr als 20 von der Braunkohlenwirtschaft abhängige Beschäftigte haben.

(8) Setzt man die (direkt und indirekt) Beschäftigten ins Verhältnis zu allen sozialversicherungspflichtigen („SV“) Beschäftigten eines jeweiligen Landkreises, so kann man den **Stellenwert** der von der **Braunkohlenwirtschaft** ausgehenden Beschäftigung für die Region abschätzen. Nachfolgende Karte zeigt die Beschäftigten im Verhältnis zu allen SV-Beschäftigten der Landkreise.

Abbildung 34: Direkte und induzierte Beschäftigte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nach Wohnorten

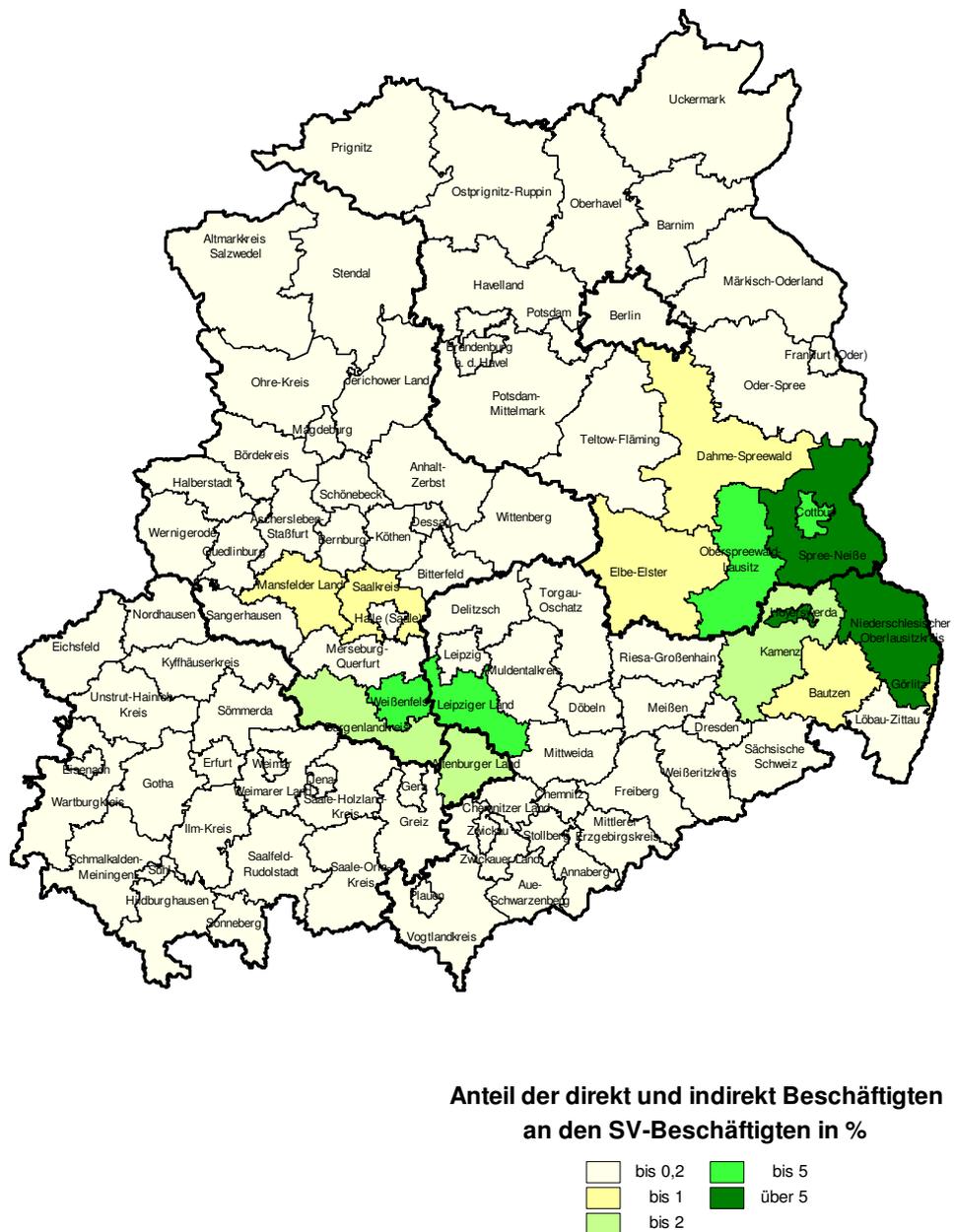


Quelle: Prognos AG, 2005. Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie inkl. Kraftwerksbeschäftigte der Braunkohlenunternehmen sowie durch Verdienstaussagen induzierte Beschäftigte in Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Berlin und Brandenburg.

(9) Die Karte zeigt, dass es drei Landkreise gibt, in denen die (direkten und induzierten) **Braunkohlenbeschäftigten** eine **sehr hohe Bedeutung** haben und über 5 % aller Beschäftigten ausmachen, nämlich Hoyerswerda und die Landkreise Niederschlesischer Oberlausitzkreis und Spree-Neiße. Die Arbeitslosenquote würde z.B. in Hoyerswerda ohne die Braunkohlenindustrie konservativ geschätzt knapp 7 Prozentpunkte höher liegen, als es mit Stand Juli 2005 mit 21,9 % der Fall ist. In vier weiteren Regionen (Cottbus, Oberspreewald-Lausitz, Weißenfels und Leipziger Land) stellen die Braunkohlenbeschäftigten zwischen 2 und 5 Prozent aller SV-Beschäftigten dar und sind damit eine erhebliche Stütze auf dem regionalen Arbeitsmarkt.

Der LK Kamenz und der Burgenlandkreis fallen gegenüber den zuvor genannten Landkreisen mit einem Anteil von 1 bis 2 % der SV-Beschäftigten etwas zurück. Sie haben zwar mit 881 bzw. 557 ebenfalls eine hohe absolute Anzahl Beschäftigter, gleichzeitig jedoch insgesamt eine hohe Zahl sozialversicherungspflichtiger Beschäftigter, so dass das Verhältnis nicht so hoch wie z.B. im Niederschlesischen-Oberlausitzkreis oder im LK Weißenfels ausfällt.

Abbildung 35: Anteil der direkt und indirekt Braunkohlenbeschäftigten an allen SV-Beschäftigten



Quelle: Prognos AG, 2005. Beschäftigte nach Wohnorten, inkl. Kraftwerksbeschäftigte der Braunkohlenunternehmen sowie durch Verdienstaussagen induzierte Beschäftigte.

5.2.3 Indirekte Effekte

(1) Die sog. indirekten Effekte resultieren aus den **Vorleistungsbezügen**, d.h. den laufenden Ausgaben und Investitionen der Braunkohlenindustrie im Rahmen ihrer gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Diese Ausgaben führen zu Wertschöpfung und Beschäftigung in den unmittelbaren **Vorleistungsbranchen**. Hierzu zählen z.B. Ausgaben für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Maschinen aber auch Reparaturen und Dienstleistungen. Bei der ostdeutschen Braunkohlenindustrie liegen Schwerpunkte im Bezug von Leistungen zur Instandhaltung und Instandsetzung von Kraftwerksanlagen, in der Beauftragung von Bauleistungen sowie dem Bezug von DV-Anlagen, Fahrzeugen und elektrotechnischen Geräten.

(2) Eng verbunden mit der Braunkohlenverstromung ist die **Gipsindustrie**. Diese ist Abnehmer des bei der Rauchgasentschwefelung (REA) anfallenden sog. REA-Gipses und stellt daraus Zement, Gipsplatten und –putze und Estriche her. Der REA-Gips ist ein Restprodukt der gesetzlich vorgeschriebenen Rauchgasentschwefelung von Großfeuerungsanlagen (hauptsächlich Braun- und Steinkohlekraftwerke). Der Bestand der ostdeutschen Gipsindustrie, die den REA-Gips von den Kraftwerksbetreibern teilweise umsonst erhält und unmittelbar mit dem Kraftwerksbetrieb verbunden ist, steht und fällt mit der Existenz der Braunkohlenindustrie. Von daher ist es gerechtfertigt, die Beschäftigung (450 Arbeitnehmer) und Wertschöpfung (21 Mio. €)³⁵ der ostdeutschen Gipsindustrie als weiteren indirekten Effekt der Braunkohlenindustrie zu bezeichnen. Gemäß des errechneten Einkommensmultiplikators ist davon auszugehen, dass einkommensinduziert weitere 120 Erwerbstätige von den Verdienstaussagen der Beschäftigten der Gipsindustrie abhängen und damit indirekt auch von der Existenz der Braunkohlenindustrie. In Summe sind es **570 Erwerbstätige**, die direkt und induziert **von der Gipsindustrie abhängen**.

(3) Die Ermittlung der indirekten Effekte in den Vorleistungssektoren setzt die genaue **Kenntnis** des Volumens und der Struktur der **bezogenen Güter und Dienstleistungen** voraus. Die Auswertung unternehmensbezogener Daten ergibt, dass die Braunkohlenindustrie pro Jahr knapp **910 Mio. € an Vorleistungen** bezieht. Darin sind alle Güter und Dienstleistungen enthalten, die für den Kraftwerksbetrieb und den Tagebau bezogen werden.

³⁵ Mangels genauerer Angaben wurde bei der Gipsindustrie von der durchschnittlichen Bruttowertschöpfung von 46.580 € pro Arbeitnehmer in Ostdeutschland ausgegangen.

(4) Tabelle 22 stellt in Spalte 1 die durchschnittlichen jährlichen Ausgaben (inkl. laufender Investitionen) der Braunkohlenindustrie in der **Systematik der 12 Wirtschaftsbereiche** der amtlichen Input-Output-Tabelle dar. Nach Industrieangaben beträgt bei den bezogenen Vorleistungen der Anteil aus Ostdeutschland knapp 73 %. In Spalte 2 der Tabelle wurde abgeleitet, wie hoch der Vorleistungsbezug aus Ostdeutschland ist. Auf zwei Besonderheiten bzw. Bereinigungen sei hier hingewiesen:

- Beim Fremdbezug von Energie (78,8 Mio. € in Spalte 1) wird ein sehr hoher Anteil von dem Handelsunternehmen "envia Mitteldeutsche Energie AG" bezogen, einer Tochter der RWE AG. Envia bezieht Strom überwiegend von der ostdeutschen Braunkohlenindustrie und nur zu einem geringen Teil von außerhalb Ostdeutschlands. Um Doppeltzählungen zu vermeiden, wurde der Wert von 78,8 Mio. € daher um den Wert der Handelsware Strom bereinigt. Dies plausibilisiert den zunächst niedrig erscheinenden Bezugswert aus Ostdeutschland von 8,2 Mio. €.
- Die Bezüge von Handelswaren und Reparaturleistungen werden um den Einsatz an Handelsware gekürzt, um die „Nettobezüge“ zu erhalten, mit denen in I/O-Tabellen üblicherweise gerechnet wird. Es werden also nur die sog. Handelsspannen im Produktionswert abgebildet. Die Ausgaben in Spalte 1 stellen Bruttowerte der Braunkohlenwirtschaft dar. Aus der amtlichen Statistik ist bekannt, dass der Anteil der Handelsware bei Reparaturdienstleistungen ca. 50 % beträgt und 25 % der Handelsware in Ostdeutschland hergestellt werden.³⁶ Gemäß diesen Annahmen wird der Wert in Zeile 9, Spalte 1 um den Wert der Handelsware gekürzt und ein Teil den anderen Wirtschaftsbereichen (Metall, Maschinenbau, Chemie, Keramik, Gummi) zugeschlagen.

³⁶ Quelle: Lehmann, H./ Ludwig, U./Ragnitz, J (IWH-Halle): Transferleistungen und Bruttoinlandsprodukt in Ostdeutschland, Halle (Saale) 2005.

Tabelle 22: Vorleistungsbezug der Braunkohlenindustrie (Mio. € pro Jahr) und Berechnung der indirekten Beschäftigungswirkung

Lfd. Nr.	Zusammengefasste Wirtschaftsbereiche	Lfd. Ausgaben (1)	davon Bezug aus Ostdeutschland (2)	Produktionswert aller Vorleistungsstufen (3)	Wertschöpfung (4)	Erwerbstätige indirekt (5)	Erwerbstätige indirekt inkl. weitere induzierter Effekte (6)
1	Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	0,3	0,2	0,6	0,3	11	327
2	Bergbau, Gewinnung v. Steinen und Erden, Energie und Wasser	78,8*	8,2*	18,9	9,0	84	100
3	Mineralölerzeugnisse, chem. Erzeugnisse, Glas, Keramik	52,7	46,5	60,0	18,1	286	297
4	Metalle	28,3	25,0	35,1	12,2	278	280
5	Maschinen, Fahrzeuge, DV-Geräte, elektrotechnische Geräte	223,3	177,8	196,3	62,5	1.197	1.227
6	Textilien, Lederwaren, Erzeugnisse d. Holz- u. Papiergewerbes, Sekundärrohstoffe u. ä.	3,1	2,3	6,1	2,2	51	99
7	Nahrungs- und Futtermittel, Getränke, Tabakerzeugnisse	0,2	0,1	1,8	0,5	14	86
8	Bauarbeiten	145,7	106,5	113,4	49,5	2.044	2.052
9	Handelsleistungen, Verkehrs- u. Nachrichtenübermittlungs-DL, Gaststätten-DL	296,2**	108,2**	162,6	88,1	2.952	3.623
10	DL der Kreditinstitute u. Versicherungen, DL des Wohnungswesens, unternehmensbez. DL	63,4	46,3	153,1	92,8	1.228	1.485
11	Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwesen, Erziehung u. Unterricht, Entsorgung	2,0	1,5	4,1	2,9	91	310
12	Öff. Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers., DL von Kirchen, priv. Haushalte, Kultur-DL	14,3	10,4	19,1	13,4	329	463
13	Summe	908,6	533,1	771,1	351,7	8.563	10.052

* Im Bezug von Energie ist ein sehr hoher Anteil enthalten, der indirekt wieder von der ostdeutschen Braunkohlenindustrie bezogen wird. Daher muss der Wert von 78,8 Mio. € bereinigt werden und der Bezug aus Ostdeutschland beträgt 8,2 Mio. €.

** Von Spalte 1 zu Spalte 2 erfolgt eine Bereinigung um die Handelsware, um zu den Nettobezügen zu gelangen.

Quelle: Prognos AG, 2005 auf Basis von Unternehmensangaben.

(5) Aus der Höhe der Nachfrage nach Leistungen und Waren in Ostdeutschland von bereinigt 533 Mio. € kann errechnet werden, welche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in den Vorleistungsbranchen (und den Vorleistungsbranchen der Vorleistungsbranchen etc.) entstehen. Durch Einspeisen des Ausgabenvektors (Spalte 2) in die **Input-Output-Rechnung** lassen sich die indirekten Effekte in den vorleistenden Branchen bestimmen, die durch die Verflechtung der Wirtschaftsbereiche entstehen, inkl. der ausgelösten Lieferbeziehungen zwischen den Vorleistungsbranchen untereinander.

(6) Die **Produktionswerte** in Spalte 3 geben an, welche Produktion in den vorleistenden Branchen und ihren jeweiligen Vorleistern angeregt wird. Die Produktion, die in der gesamten Wirtschaft angeregt wird, ist höher als die von der Braunkohlenindustrie ausgehende Nachfrage. Das liegt daran, dass durch die Nachfrage der Braunkohlenindustrie nicht nur Produktion in den Zulieferbetrieben angeregt wird, sondern auch bei deren Vorleistern wiederum. Es wird eine Produktion in Höhe von 771 Mio. € (Summenwert in Spalte 3) ausgelöst, gleichbedeutend mit einer Wertschöpfung von 352 Mio. € (Spalte 4). Dieser Wert enthält hauptsächlich die Nachfrage der Braunkohlenindustrie. Die restlichen Produktion betrifft Güter, die als Vorleistung bei der Produktion der von der Braunkohlenindustrie nachgefragten Güter benötigt werden. Ergebnis dieser Berechnung ist auch, dass der Vorleistungsmultiplikator der Braunkohlenindustrie für Ostdeutschland 1,44 ist. D.h. die Nachfrage der Braunkohlenindustrie nach Vorleistungsgütern und -dienstleistungen in Höhe von 1 € führt wegen der Vorleistungsverflechtung zu einer gesamtwirtschaftlichen Erhöhung der Produktion um 1,44 €.

(7) In Tabellenspalte 5 ist ersichtlich, dass 8.563 **Erwerbstätige** in den **vorleistenden Wirtschaftsbereichen** von der Braunkohlenindustrie abhängen. Zu diesen indirekt Beschäftigten sind noch Erwerbstätige hinzuzurechnen, die von den Verdienstausschüssen der indirekt Beschäftigten in den Vorleistungsbranchen abhängen (sog. induzierte Effekte der indirekten Beschäftigung). Nimmt man auch diese Beschäftigten hinzu, dann sind es sogar 10.052 indirekte Erwerbstätige, die in Vorleistungssektoren von der Braunkohlenindustrie abhängen. Berücksichtigt man auch die 570 (direkt und induziert) in der Gipsindustrie Beschäftigten, so ergibt sich eine Gesamtzahl von **10.622 indirekten Erwerbstätigen**.

(8) Es fällt auf, dass besonders viele Arbeitsplätze in den Bereichen Handel und Reparaturdienstleistungen, Bau, unternehmensbezogenen Dienstleistungen und Maschinen- und Fahrzeugbau sowie elektrotechnisches Gerät von der Braunkohlenindustrie abhängen. Die indirekt Erwerbstätigen entfallen zur Hälfte auf das Bundesland **Brandenburg**, 21,5 % auf den Freistaat **Sachsen** und

14,6 % auf **Sachsen-Anhalt**. Daneben verteilen sich 9,4 % auf Berlin und 3,5 % auf Thüringen. Eine darüber hinaus gehende Regionalisierung der indirekten Effekte auf Landkreisebene ist aus methodischen Gründen nicht möglich, da Herkunftsbezüge der Vorleistungen und der für die Produktion der Vorleistungsgüter notwendigen Güter nicht bekannt sind.

5.2.4 Gesamteffekt

(1) Die Gesamtauswirkungen der ostdeutschen Braunkohlenindustrie ergeben sich aus der Addition des direkten Effekts, der induzierten und der indirekten Effekte. Dabei umfasst die Braunkohlenindustrie sowohl den Tagebau als auch die Kraftwerke der Braunkohlenunternehmen.

(2) Die **Stromerzeugung** der ostdeutschen Braunkohlenindustrie betrug 75,3 TWh im Jahr 2004. Gemessen am Großhandelspreis entspricht das einem **Produktionswert** von ca. 2,1 Mrd. €. ³⁷ Die Stromproduktion ging einher mit einer Braunkohlenförderung von 79,3 Mio. t, einem rechnerischen Wert von knapp 800 Mio. €. ³⁸ Der Produktionswert der Braunkohlenindustrie teilt sich auf in Vorleistungsbezüge von gut 908 Mio. € und Wertschöpfung in Höhe von 1,1 Mrd. €. Dies stellt den direkten Effekt dar.

(3) Durch den **Bezug von Lieferungen und Leistungen** der Braunkohlenindustrie in Höhe von jährlich 908 Mio. €, davon 73 % aus Ostdeutschland, sowie die Konsumausgaben der Braunkohlenbeschäftigten wird auch in anderen Wirtschaftszweigen Ostdeutschlands Produktion im Wert von 1,1 Mrd. € angeregt. Das entspricht inkl. der verbundenen Gipsindustrie einer Wertschöpfung von 565 Mio. €. Die **Gesamtwertschöpfung** der Braunkohlenindustrie und weiterer davon abhängiger Wirtschaftsbereiche von zusammen 1,66 Mrd. € entspricht 0,6 % der gesamten ostdeutschen Wertschöpfung von 299 Mrd. € bzw. 2,8 % der Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes (ohne Baugewerbe).

Bezogen auf die drei Bundesländer Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt zeigt sich: Teilt man die Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie überschlägig gemäß der Beschäftigtenstruktur auf die Länder auf, dann ergeben sich die in Tabelle 23 ersichtlichen Wertschöpfungsanteile. In Brandenburg entstehen 10,6 % der Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes in der

³⁷ Ein Großhandelspreis (ab Kraftwerk, ohne Leitungsentgelte) von 28,5 €/MWh wurde für den Jahresdurchschnitt 2004 angenommen.

³⁸ Der Braunkohlebezug des Kraftwerksbetriebs stellt gleichzeitig den Produktionswert des Tagebaubetriebs dar.

Braunkohlenindustrie und abhängigen Wirtschaftsbereichen.

Tabelle 23: Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie und abhängiger Branchen als Anteil an ...

	... der gesamten Wertschöpfung des Landes	... der Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes (ohne Bau)
Brandenburg	2,1 %	10,6 %
Sachsen	0,5 %	2,4 %
Sachsen-Anhalt	0,6 %	2,9 %
Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt zusammen	1,0 %	4,5 %

Quelle: Prognos AG, 2005

(4) In der ostdeutschen Braunkohlenindustrie sind **10.172 Personen direkt beschäftigt** mit einem Arbeitsentgelt von zusammen 482 Mio. € pro Jahr.³⁹ Die Braunkohlenunternehmen gehören zu den größten industriellen Arbeitgebern. In Brandenburg reichen Vergleichsunternehmen wie BASF Schwarzheide mit 2.100 Mitarbeitern und EKO-Stahl mit knapp 3.000 Mitarbeitern nicht annähernd an die Beschäftigtenzahlen von Vattenfall heran. Im mitteldeutschen Revier weisen nur der Dow Olefinverbund und der Flughafen Leipzig mit jeweils ca. 2.000 Mitarbeitern ähnliche Beschäftigtenzahlen wie die MIBRAG auf.

(5) Von den direkten Braunkohlenbeschäftigten hängen weitere Erwerbstätige ab, nämlich 2.775 Erwerbstätigen durch die Konsumausgaben der Braunkohlenbeschäftigten (induziert Beschäftigte) und 10.622 Erwerbstätige in Vorleistungssektoren (indirekt Beschäftigte). **Insgesamt** hängen damit in Ostdeutschland rund **23.570 Erwerbstätige** von der Braunkohlenindustrie ab. Das bedeutet einen **Beschäftigungsmultiplikator von 2,3**. Mit anderen Worten: Auf jeden Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie kommen rechnerisch 1,3 weitere Erwerbstätige, nämlich gut 1 Beschäftigter in Vorleistungsbranchen sowie 0,3 Beschäftigte in den Bereichen, in denen die Braunkohlenbeschäftigten Konsumausgaben tätigen.

³⁹ Hinzu kommen 10 Beschäftigte, die ihren Wohnsitz nicht in Ostdeutschland haben.

(6) Die **Regionalisierung der Beschäftigungseffekte** zeigt, dass braunkohlenabhängige Arbeitsplätze in erster Linie in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen zu finden sind, daneben aber auch in Sachsen-Anhalt, Berlin und Thüringen.

Tabelle 24: Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland 2004

	Direkte Beschäftigte	Induzierte Beschäftigte	Indirekte Beschäftigte	Gesamt	Anteil
Brandenburg	4.190	1.071	5.389	10.650	45,2 %
Sachsen	4.049	1.149	2.382	7.580	32,2 %
Sachsen-Anhalt	1.413	376	1.545	3.334	14,1 %
Thüringen	365	123	350	838	3,6 %
Berlin	149	53	944	1.146	4,9 %
Mecklenburg-Vorpommern	6	2	12	26	0,01 %
Ostdeutschland gesamt	10.172	2.774	10.622	23.574	100 %

Quelle: Prognos AG, 2005

5.3 Sponsoring und gesellschaftliches Engagement

(1) Die Braunkohlenindustrie ist für Ostdeutschland nicht nur wegen der damit verbundenen Arbeitsplätze und Ausgaben für Investitionen und Vorleistungsgütern ein wichtiger Wirtschaftsfaktor, sondern auch wegen ihres **gesellschaftlichen Engagements**. Sponsoring ist ein fester Bestandteil der Unternehmensphilosophie der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland. Die beiden Unternehmen Vattenfall und Mibrag gaben 2004 über 2,4 Millionen Euro in der Region für die Unterstützung von Sporteinrichtungen, Kunst- und Kulturveranstaltungen und Projekte im Bereich Wirtschaftsförderung und Bildung aus. Die Unternehmen der Braunkohlenindustrie leisten aufgrund ihres regionalen gemeinnützigen Engagements einen wichtigen gesellschaftlichen Beitrag. Sponsoring ist zu einer wichtigen Finanzierungssäule für Organisationen aus dem Sport-, Kultur- und Sozialsektor geworden.

(2) Die Sponsoringaktivitäten der Industrie sind gerade vor der aktuellen Kapitalismusdebatte interessant. Die geführte Debatte ließ den Eindruck zu, dass unternehmerisches Handeln häufig auf Kosten des Gemeinwohls erfolgt. Dass diese Schlussfolgerung jedoch fraglich ist, wird ersichtlich, wenn das gesellschaftliche Engagement der Unternehmen genauer betrachtet wird. Eine aktuelle **Forsa-Studie**⁴⁰ zeigt, dass neun von zehn befragten Unternehmen gesellschaftlich engagiert sind und nicht selten fehlende staatliche Unterstützung ersetzen. Insgesamt gaben die von Forsa befragten Unternehmen 10 Mrd. Euro im Jahr 2004 für das Gemeinwohl aus⁴¹ – ein Wegfall dieser Summe würde vielerorts zu finanziellen Engpässen bei den betroffenen Institutionen führen und zahlreiche regionale Aktivitäten im Bereich Sport, Kunst oder Kultur unmöglich machen.

Was die zitierte Forsa-Studie für ganz Deutschland ermittelt hat, bestätigt sich auch bei der ostdeutschen Braunkohlenindustrie. Dabei liegt der Anteil der Ausgaben für gesellschaftliches Engagement am Umsatz der Braunkohlenindustrie sogar leicht über dem Schnitt deutscher Unternehmen.⁴² Tabelle 25 gibt einen

⁴⁰ Forsa – Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyse mbH (2005) „Corporate Social Responsibility in Deutschland“. Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Berlin.

⁴¹ Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (2005) „Zehn Milliarden Euro – soviel geben Unternehmen jährlich fürs Gemeinwohl aus“. Pressemitteilung vom 20.07.2005.

⁴² Gemessen an der mittleren Aufwandsquote von Unternehmen mit einem Umsatz von über 50 Millionen € pro Jahr Vgl. Forsa (2005) „Corporate Social Responsibility in Deutschland“, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Berlin, S. 17.

Überblick über die Sponsoringaktivitäten in diesem Raum.

Tabelle 25: Sponsoring und gesellschaftliches Engagement von Vattenfall Europe und MIBRAG in der Lausitz und Mitteldeutschland (2004)

	in 1.000 Euro	Anteil
Kunst/Kultur/Tourismus	907	37 %
Sport	763	31 %
Projekte zur Stärkung der Infrastruktur	487	20 %
Wirtschaftsförderung	139	6 %
Bildung/Schule/Soziales	80	3 %
Umwelt	30	1 %
Sonstiges	53	2 %
Gesamt	2.458	100 %
<i>nachrichtlich:</i>		
Stiftungskapital (1998 – 2004)	13.000	
Vergabe von wissenschaftl. Forschungsaufträgen an Universitäten	820	

Quelle: Prognos AG, 2005, auf Basis von Unternehmensangaben von Vattenfall und Mibrag

(3) Hinsichtlich der **regionalen Verteilung** der Sponsoring-Aktivitäten der ostdeutschen Braunkohlenindustrie kommt mit gut 85 % der Großteil dem Lausitzer Revier zu Gute, der Rest fließt in das mitteldeutsche Braunkohlenrevier. Dies spiegelt auch das Wertschöpfungsverhältnis der beiden ostdeutschen Tagebaugebiete wider. Im mitteldeutschen Braunkohlenrevier kommen die finanziellen Zuwendungen vor allem den Landkreisen Leipziger Land, Burgenlandkreis sowie Weißenfels zu Gute. In der Region Ober- und Niederlausitz liegt der Schwerpunkt der Förderung auf dem Landkreis Spree-Neiße, Cottbus und Oberspreewald-Lausitz sowie der Niederschlesische Oberlausitzkreis.

(4) Mit 37 % kam ein Großteil der Spendensumme dem Bereich **Kunst, Kultur und Tourismus** zu Gute. Über 50 Heimat- und Kulturvereine, aber auch Musik- und Karnevalsvereine erfuhren im Jahr 2004 finanzielle Zuwendungen. Darüber hinaus verleiht Vattenfall jährlich einen Kunstpreis. Projekte wie die Radwegeverbindung zwischen Bärenbrück und Heinersbrück, die Unterstützung des Bergbau-und-Technik-Parks oder die Beihilfe zur Integration des Findlingspark Nochten in das Radwegenetz der Stadt Weißwasser tragen dazu bei, die kulturelle und touristische Attraktivität der Region zu erhöhen.

(5) Die Braunkohlenindustrie unterstützt regelmäßig sportliche Aktivitäten an Schulen und Vereinen. Knapp ein Drittel der genannten Geldspenden ging zu Gunsten von **Sporteinrichtungen**. Neben dem Sponsoring von über 30 regionalen Profi- und Breitensportvereinen werden zudem Sportveranstaltungen co-finanziert und/oder organisiert, wie zum Beispiel der Bärenbrücker Frühjahrs-Crosslauf.

(6) Unter der Vielzahl der Maßnahmen, die zur Lebensqualität in den Tagebaurevieren beitragen, nehmen **Heimatpflege, Denkmalschutz, Umwelt- und Naturschutz** sowie die **Landschaftspflege** eine besondere Stellung ein. Mit circa 472.000 € wird gut ein Fünftel der Sponsoringsumme für **Infrastrukturprojekte** in Randbereichen des Tagebaus aufgewendet. Hierzu zählt bspw. die Unterstützung der Abwasserkonzeption in der Stadt Welzow. Die gesellschaftliche Verantwortung der Braunkohlenindustrie gegenüber direkt vom Tagebau betroffene Kommunen wird auch an finanziellen Einzelzuwendungen an zahlreiche Kommunen deutlich. Heimat-, Kultur- und Sportvereine prägen das kulturelle Bild in besonderer Weise. Gerade in Zeiten knapper öffentlicher Kassen trägt die Braunkohlenindustrie mit deren Förderung zur Erhaltung und Verbesserung der Lebensqualität in der Region bei.

(7) Die Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland beteiligt sich ebenfalls an der regionalen **Wirtschaftsförderung** mit Projekten wie zum Beispiel dem Lausitzer Existenzgründerwettbewerb oder der Vermarktung von Industrieflächen (bspw. Schwarze Pumpe). Sie leistet damit einen Beitrag zur Überwindung struktureller Nachteile Ostdeutschlands und zur Schaffung von Arbeitsplätzen.

(8) Das regionale **Engagement im Bereich Bildung, Schule und Soziales** beläuft sich auf rund 80 Tsd. €. Unterstützung erfahren Projekte wie die Schüleragenturen in Hoyerswerda und Senftenberg, bei denen Schüler Veranstaltungen zur Berufsorientierung oder Schülerpraktika organisieren und so frühzeitig Eigenverantwortung und Eigeninitiative lernen. Darüber hinaus erhalten Bildungsstätten wie beispielsweise die Leipziger International School finanzielle Zuwendungen. Es wird aber auch eine Vielzahl von sozialen Organisationen wie Frauenhäuser, Obdachlose oder Kinderdörfer unterstützt.

(9) Neben Schule und Bildung unterstützt die Braunkohlenindustrie Forschungseinrichtungen durch die Vergabe von **Forschungsaufträgen**. Im Jahr 2004 konnte insbesondere die BTU Cottbus und die TU Bergakademie Freiberg, des weiteren aber auch die TU Dresden und FH Zittau/Görlitz durch Projektvergaben im Rahmen von insgesamt 820.000 € profitieren. Wichtige For-

schungsbeispiele sind das „CO₂-freie Kraftwerk“, verfahrenstechnische Optimierungen und Untersuchungen zum biologischen Abbau von organischen Schadstoffen.

(10) Über die **jährlichen Sponsoringaktivitäten** und das gesellschaftliche Engagement hinaus stellten die betrachteten Unternehmen in den letzten Jahren einen **Kapitalstock für Stiftungen** von insgesamt 13 Millionen Euro bereit. Die Stiftung Pro-Archaeologia Saxonia und die Stiftung Lausitzer Braunkohle dienen als Beispiele. Die genannten Initiativen sind unterschiedlich ausgerichtet, so ist die Pro-Archaeologia Saxonia eine grenzüberschreitende, wissenschaftlich ausgerichtete Stiftung. Sie bietet Studenten Stipendienmöglichkeiten und vergibt alle zwei Jahre den „Werner-Coblenz-Preis“ für herausragende Forschungsleistungen auf dem Gebiet der Archäologie.

Die Stiftung Lausitzer Braunkohle, die mit einem Stiftungskapital von 4,3 Mio. € im März 2005 ihre Arbeit aufgenommen hat, konzentriert sich auf die Förderung von Wissenschaft und Forschung, Bildung und Erziehung, Völkerverständigung sowie Kinder- und Jugendprojekte in Gebieten, die mit der Braunkohlenförderung in Verbindung stehen. Der Schwerpunkt der Stiftung liegt dabei auf Projekten, die nachhaltige Wirkungen erkennen und sich gut in regionale Initiativen einbinden lassen.

(11) Das aufgezeigte **gesellschaftliche Engagement** dient der Verbesserung der sozialen Infrastruktur und dem Ausbau der Attraktivität der Region. Ein umfangreiches kulturelles Angebot, touristische Besonderheiten oder ein gutes Bildungsangebot steigern die Lebensqualität und die Attraktivität der Region. Diese Standortfaktoren prägen das Bild der Region nach außen. Positive Standortfaktoren, weiche wie harte, und ein gutes Regionalimage ziehen Arbeitnehmer und Unternehmen an.

(12) Aus diesen Überlegungen wird ersichtlich, dass die **Sponsoringaktivitäten** mehr sind, als eine finanzielle Zuwendung für einen bestimmten Zweck. Durch das gesellschaftliche Engagement wird ein **indirekter Effekt** erzielt, der positiv auf die gesamte Region wirkt und sich nachhaltig auf das wirtschaftliche und soziale Infrastruktur auswirkt. Im Umkehrschluss würde der Wegfall dieser Fördermaßnahmen ein Loch in das Budget vieler kultureller Institutionen reißen, welches angesichts knapper öffentlicher Kassen nur schwerlich vom Staat gefüllt werden könnte.

5.4 Regionalwirtschaftliche Effekte des Kraftwerksneubaus

(1) Der Energiekonzern **Vattenfall Europe AG** beabsichtigt, in den nächsten Jahren umfangreiche Investitionen in Ostdeutschland zu tätigen. Dabei geht es neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes im Kern um den Bau eines neuen **Kraftwerksblocks** am Standort **Boxberg** (Ostsachsen). Derzeit befindet sich das Vorhaben im Genehmigungsstadium, bis 2011 soll der neue Kraftwerksblock ans Netz gehen. Das Investitionsvorhaben bedeutet eine Aufstockung der bisherigen Leistung der drei vorhandenen Kraftwerksblöcke von 1.900 Megawatt um 670 Megawatt. Von Vattenfall wurden zu der Investition folgende Angaben mitgeteilt:

- Bauphase: 4 Jahre; Beginn 2006/ 2007, Inbetriebnahme 02/ 2011
- Brutto-Nennleistung: 670 Megawatt
- Kohleverbrauch: 5 Mio. t/ a
- Investitionsvolumen: ca. 800 Mio. Euro

Bauphase

(2) In der rund 4-jährigen **Bauphase** werden ca. 1.000 Bauleute und Ingenieure auf der Baustelle beschäftigt sein. Das entspricht einem Arbeitsvolumen von 4.000 Personenjahren. Auf den Bereich Bau entfallen 15 % der Investitionssumme. Weitere 65 % der Investitionssumme fließen in die Beschaffung von Maschinen, DV-Geräte und elektrotechnischen Geräten gemäß vergleichbarer Investitionsvorhaben. Unternehmensbezogene Dienstleistungen beanspruchen ca. 10 % des Investitionsbudgets. Bei rd. 10 % der Investitionssumme handelt es sich um Bauherrneigenleistungen sowie Planungen. So ist z.B. über einen geschätzten Zeitraum von 8 Jahren vor und während der Bauphase ein Team von über 40 Fachleuten der Ingenieurfirma Vattenfall Europe Power Consult⁴³ in Vetschau, Brandenburg, mit Planungsarbeiten beschäftigt sowie ca. 30 Spezialisten der Vattenfall Europe Generation als Bauherreningenieure tätig.

⁴³ 55 Mitarbeiter sind insgesamt mit den Planungsarbeiten für die Kraftwerksneubauten in Boxberg und Hamburg/Moorburg beschäftigt. Vgl. akzente 01/2005 (Magazin von Vattenfall Europe Mining & Generation, S. 12).

(3) Welcher Anteil der **Investitionsausgaben** in der Lausitzer Region verbleibt, ist a priori nicht bekannt, da die Bezugsregionen von der Auftragsvergabe und den Anbieterkonditionen abhängen. Von daher wird vereinfachend davon ausgegangen, dass wie im Schnitt der ostdeutschen Wirtschaft 23,5 % der Investitionsgüter aus Ostdeutschland bezogen werden.⁴⁴ Damit kann mittels Input-Output-Rechnung bestimmt werden, dass 1.750 Personenjahre an Beschäftigung in den vorleistenden Investitionsgüterindustrien in Ostdeutschland gesichert oder geschaffen werden, was über den Zeitraum der Bauphase 440 Arbeitsplätzen entspricht, darunter unter 50 Arbeitsplätzen in der Lausitz.

(4) Von den 70 Planungsspezialisten und Bauherreningenieuren werden **Konsumausgaben** von rund 1,2 Mio. € in der Region getätigt. Bei den 1.000 Bauleuten muss berücksichtigt werden, dass der überwiegende Teil nicht aus der Region kommt, sondern nur die Woche über vor Ort ist. Gutachterlich wird geschätzt, dass nur ein Anteil von 50 % der Bauleute und Ingenieure aus Ostdeutschland und 15 % aus der Lausitzer Region stammen.⁴⁵ Je nach Unterbringung entstehen unterschiedliche Übernachtungsausgaben der Bauleute. Mit der Annahme, dass die aus anderen Regionen stammenden Bauleute 10 € pro Tag vor Ort ausgeben⁴⁶, ergeben sich vorsichtig abgeschätzt folgende induzierte Effekte: Die Konsumnachfrage von 4,2 Mio. € führt zur Schaffung bzw. Sicherung von 45 Arbeitsplätzen pro Jahr in der Lausitz. In ganz Ostdeutschland führen die Konsumausgaben von 9,9 Mio. € zur Sicherung von 100 Arbeitsplätzen.

(5) **Insgesamt** betrachtet werden in der **4-jährigen Bauphase** neben 1.000 Arbeitsplätzen auf der Baustelle und 70 Arbeitsplätzen im Bereich Planung und Bauherreneigenleistungen rund 440 weitere Arbeitsplätze in der ostdeutschen Investitionsgüterindustrie und 100 Arbeitsplätze in Konsumgüterindustrien geschaffen oder gesichert. Unterstellt man, dass 50% der Bauleute aus Ostdeutschland und 15 % aus der Lausitz stammen, so beläuft sich der Beschäftigungseffekt inkl. aller Folgewirkungen über die gesamte Bauphase auf gut **300 Arbeitsplätze** in der Lausitz und auf 1.100 in Ostdeutschland.

44 Vgl. Lehmann, H./ Ludwig, U./Ragnitz, J (IWH-Halle): Transferleistungen und Bruttoinlandsprodukt in Ostdeutschland, Halle (Saale) 2005.

45 Bei der geplanten Investition handelt es sich um einen Spezialbereich des Baus (Kraftwerksbau etc.), so dass viele Spezialisten aus anderen Regionen benötigt werden. Aus diesem Grund werden weniger als die im ostdeutschen Schnitt üblichen 70 % der beauftragten Bauleistungen aus Ostdeutschland bezogen.

46 Die angesetzten Tagesausgaben von 10 € sind defensiv geschätzt und liegen unter den Ausgaben eines typischen Tagestouristen (25 €) oder eines Tagesgeschäftreisenden (37 €). Quelle: dwif, Wirtschaftsfaktor Tourismus (2002).

Betriebsphase

(6) Auch in der **Betriebsphase** ab 2011 wird der neue Kraftwerksblock regionale Beschäftigungswirkungen erzielen. Mit der Investition sind etwa **50 bis 70 neue Arbeitsplätze direkt am Kraftwerksstandort** verbunden. Derzeit sind am Standort Boxberg 600 Mitarbeiter beschäftigt. Da es sich um eine Erweiterungsinvestition handelt, können bestehende Verwaltungsstrukturen von Vattenfall genutzt werden und ein nennenswerter Arbeitsplatzeffekt im Verwaltungsbereich fällt nicht ins Gewicht.

(7) Der Kohlenverbrauch des neuen Kraftwerksblock wird voraussichtlich 5 Mio. Tonnen pro Jahr betragen. Vattenfall förderte im Jahr 2004 rund 59 Mio. t. Rohbraunkohle. D.h. der neue Kraftwerksblock entspricht 8,5 % der heutigen Kohlenförderung von Vattenfall beanspruchen. Entsprechend werden **410 Beschäftigte bei Vattenfall Europe Mining** gesichert, um die vom neuen Kraftwerksblock benötigte Braunkohle fördern zu können. Die Konsumausgaben der direkt am Kraftwerksstandort und im Braunkohlentagebau Beschäftigten sichern weitere Arbeitsplätze in Konsumbranchen. Gemäß der errechneten Regionalmultiplikatoren ist davon auszugehen, dass durch die Verdienstaussgaben weitere **125 induzierte Arbeitsplätze** in Ostdeutschland entstehen.

(8) In der Betriebsphase des Kraftwerksblocks fallen **laufende Kosten** für den Fremdbezug von weiteren Waren und Dienstleistungen in Höhe von 21 Mio. € sowie Instandhaltungsinvestitionen von rund 1 Mio. € pro Jahr an. Diese Ausgaben führen zu einem **indirekten Beschäftigungseffekt** von **250 Erwerbstätigen** in ostdeutschen Zulieferbranchen. In Vorleistungsbranchen für den Tagebau werden mindestens **weitere 250 Beschäftigte** in Ostdeutschland benötigt.

(9) Addiert man zu den 460 direkt Beschäftigten die 125 induzierten Arbeitsplätze und die 500 indirekten Arbeitsplätze in den Vorleistungsbranchen, so werden in **Ostdeutschland 1.100 Arbeitsplätze** gesichert oder geschaffen.

Gesamtbewertung

(10) Insgesamt zeigt sich: Von den in der **Betriebsphase** des Kraftwerksblocks durch das Kraftwerk geschaffenen oder gesicherten 1.100 Arbeitsplätze in Ostdeutschland entstehen 460 Arbeitsplätze direkt bei Vattenfall und 625 sind indirekt vom Betrieb des Kraftwerksblocks abhängig. Von diesen Arbeitsplätzen entfallen 660 auf die Lausitz. Während der vorhergehenden 4-jährigen **Bauphase** werden 1.100 Arbeitsplätze in Ostdeutschland, darunter ca. 300 in der Lausitz gesichert. Damit sind die Beschäftigungseffekte in Ostdeutschland während der Bau- und Betriebsphase in etwa gleich groß. Jedoch ist der **Regionaleffekt in der Lausitz** in der Betriebsphase rund doppelt so groß wie in der Bauphase. Die Investition in den neuen Kraftwerksblock wird die Region über Jahre beleben und die Infrastruktur erneuern. Sie leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit der Region.

5.5 Alternativszenario: Ersatz der Braunkohle durch Erdgas

(1) In diesem Kapitel wird der **hypothetische Fall** betrachtet, dass **keine Braunkohle in Ostdeutschland** gefördert und verstromt würde. Dieses Szenario unterstellt, dass unmittelbar nach der Wende die Entscheidung getroffen worden wäre, auf Braunkohlenverstromung in den neuen Bundesländern zu verzichten. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Braunkohlenkraftwerke durch Erdgaskraftwerke ersetzt worden wären. In einem solchen Szenario muss damit gerechnet werden, dass die installierte Leistung des ostdeutschen Kraftwerksparks geringer wäre als die heutige, da der Standortvorteil aus dem Verbund von Kraftwerken und Braunkohlenvorkommen entfiel. Zur Zeit ist die ostdeutsche Braunkohleindustrie Stromexporteur; dies wäre bei der Verstromung von Erdgas kaum der Fall.

(2) In diesem Alternativszenario wird daher davon ausgegangen, dass **bedarfsgerecht eine Leistung von 5.000 MW** installiert ist, die durch Gaskraftwerke erbracht wird. Das bedeutet, die installierte Leistung reicht in diesem hypothetischen Szenario etwa aus, um den Strombedarf in Ostdeutschland zu decken. Zum Vergleich: die installierte Leistung beträgt heute 10.402 MW. Weiterhin wird angenommen, dass die Gaskraftwerke (GuD) ein Durchschnittsalter von 10 Jahren haben.⁴⁷

(3) Zur Berechnung der regionalwirtschaftlichen Wirkungen für Ostdeutschland dienen folgende **Ausgangswerte**:

Tabelle 26: Berechnungsgrundlagen für Szenario „Erdgas“

Installierte Bruttoengpassleistung [MW]	5.000
Jährliche Volllaststundenzahl [h/ a]	6.500
El. Brennstoffnutzungsgrad Bestands GuD	53 %
Jährlich produzierte Strommenge [MWh/ a]	32.500.000
Jährlich eingesetzte Gasmenge [MWh/ a]	rund 61.320.000
Spez. variable Betriebskosten [Euro/ MWh]	0,55
Grenzübergangspreis Erdgas nach Deutschland [Euro/ MWh]	14

⁴⁷ Die bestehenden Spitzenlastkraftwerke auf Erdgasbasis bleiben unberührt. Aufgrund der höheren Kosten kann nicht davon ausgegangen werden, dass dies auch bei Gasturbinen der Fall wäre.

Erdgasbezugskosten frei Kraftwerk in Deutschland [Euro/ MWh]	17
Jährliche Instandhaltungs- und Wartungskosten [Euro/ kW]	11
Versicherungskosten pro 800 MW [Euro]	700.000

(4) Die **benötigte Personalstärke** zum Betrieb eines Gas- und Dampfkraftwerks liegt deutlich unter der für ein Braunkohlenkraftwerk notwendigen. Dies liegt daran, dass bei einer Gasanlage keine Rauchgasentschwefelung notwendig ist, zudem die aufwändige Brennstoffaufbereitung und der Ascheabtransport entfällt. Ein Vergleich von Referenzkraftwerken ergibt, dass rein für den Kraftwerksbetrieb (ohne Verwaltung) bei Braunkohle das 2,24-fache an Personal benötigt wird wie beim Ergas (GuD).⁴⁸ Bei einer installierten Bruttoengpassleistung von 5.000 MW im Szenario „Erdgas“ wären unter Berücksichtigung der Verwaltungsangestellten **912 Beschäftigte** zum Betrieb der Anlagen erforderlich.⁴⁹ Zugrunde liegt hierbei ein Kraftwerkspark mit einer ähnlichen Altersstruktur wie die heutigen Braunkohlenkraftwerke. Als Brennstoff wird Erdgas eingesetzt, welches weit überwiegend aus dem Ausland bezogen wird.⁵⁰ Daher entfallen gegenüber dem Status-quo der Braunkohlenverstromung sämtliche Beschäftigungseffekte im Bereich Tagebau.

(5) Der Wert der **bezogenen Vorleistungsgüter** beträgt im Alternativszenario 77,25 Mio. €. Hierin enthalten sind Wartungskosten (55 Mio. €), jährliche Versicherungskosten (4,375 Mio. €) und variable Betriebskosten (17,875 Mio. €), die sich im wesentlichen aus direkt mit dem Anlagenbetrieb zusammenhängenden Kosten für Betriebsmitteln, Eigenstromverbrauch und Wasser etc. zusammensetzen. Wie im derzeitigen Kraftwerksbetrieb der Fall, wird auch im Alternativszenario davon ausgegangen, dass 72 % der Waren und Leistungen aus Ostdeutschland bezogen werden. Die Vorleistungsbezüge führen zu **indirekten Beschäftigungseffekten** in den vorleistenden Branchen, die mittels Input-Output-Rechnung mit **1.170 Erwerbstätigen** in Ostdeutschland quantifiziert werden.

⁴⁸ Vgl. Pfaffenberger, W./Hille, M.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Bremer Energie Institut, Bremen 2004. Danach werden für den Betrieb eines 1.000 MW-Braunkohlekraftwerks 70 Mitarbeiter benötigt, für den Betrieb eines 1.000 MW-Gaskraftwerks (GuD) 25 bis 37,5 Mitarbeiter. Bei einem Mittelwert von 31,25 (Gas) ergibt sich ein Mitarbeiterverhältnis von 2,24:1.

⁴⁹ Zur Zeit sind in der Braunkohlenindustrie 18 % der im Kraftwerksbereich Beschäftigten dem Bereich Verwaltung/Administration zuzurechnen. Bei der Ermittlung der Beschäftigtenzahlen im Szenario „Gaskraft“ wird angenommen, dass sich die Zahl der Verwaltungsangestellten proportional zur installierten Leistung reduziert.

⁵⁰ Der Gutachter geht davon aus, dass über die geringe heutige Förderung keine zusätzliche Erdgasförderung in Ostdeutschland möglich ist.

(6) Zusätzlich zu den variablen und fixen Betriebskosten entstehen Brennstoffkosten. Die jährlich **eingesetzte Gasmenge** beläuft sich auf 61,3 Mrd. kWh/a, was Erdgasbezugskosten frei Kraftwerk von 1 Mrd. € entspricht. Der Großteil hiervon sind Importkosten, ein Anteil von 184 Mio. € entfällt auf Netzzugangsentgelte in Deutschland. Bei den ostdeutschen **Gasnetzbetreibern** sorgt das für indirekte Beschäftigungseffekte in Höhe von **38 Arbeitsplätzen**.⁵¹

(7) Des Weiteren müssen die durch **Verdienstaussagen** der direkt Beschäftigten induzierte Arbeitsplätze berücksichtigt werden. Gemäß der ermittelten Regionalmultiplikatoren (1,27 für induzierte Beschäftigung) kann von **256 induzierten Arbeitsplätzen** ausgegangen werden. **Insgesamt** hängen damit im Alternativszenario „Erdgas“ **2.376 Beschäftigte in Ostdeutschland** von der Erdgasverstromung ab. Die folgende Tabelle zeigt die Beschäftigungswirkung im Überblick:

Tabelle 27: Gegenüberstellung Erdgas- versus Braunkohlenverstromung

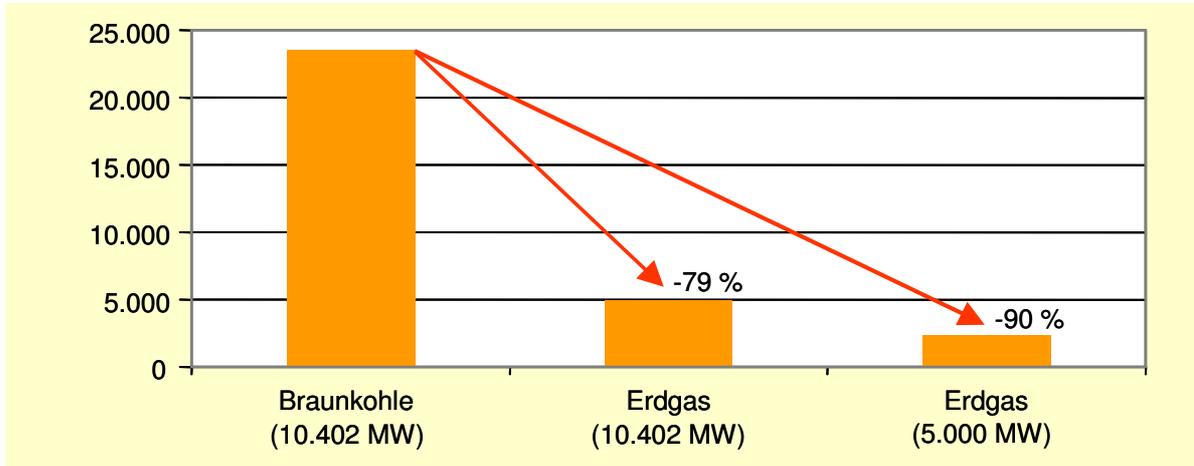
	Alternativszenario Erdgas	Status-quo Braunkohle
Installierte Leistung	5.000 MW	10.402 MW
Direkte Beschäftigung Kraftwerksbetrieb	912	3.476
Direkte Beschäftigung Tagebau	0	6.706
Indirekte Beschäftigungswirkung	1.208	10.622
Induzierte Beschäftigungswirkung	256	2.275
Gesamt	2.376	23.570

Quelle: Prognos AG, 2005.

(8) In Tabelle 27 wird bei einer Gegenüberstellung des Status-quo mit dem Erdgas-Szenario deutlich, dass die **Beschäftigtenzahlen** bei einem anderen energiewirtschaftlichen Konzept deutlich niedriger lägen. Der Beschäftigungsrückgang (inkl. der vorgelegerten Branchen) betrüge ca. 90 %. Selbst wenn die heutige installierte Leistung beim Einsatz von Erdgaskraftwerken beibehalten würde, fiel der Beschäftigungsrückgang mit -79 % dramatisch aus (vgl. Abbildung 36).

⁵¹ Es wird branchenüblich davon ausgegangen, dass pro Mitarbeiter ein Umsatz von 4,88 Mio. € im Netzbetrieb und Erdgasgroßhandel erzielt wird.

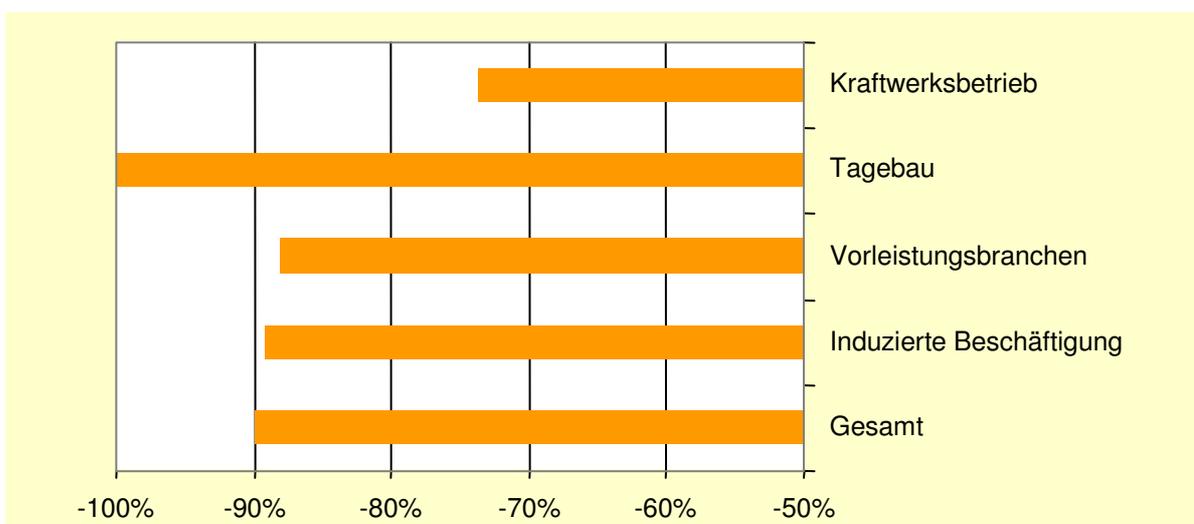
Abbildung 36: Beschäftigungsvergleich: Braunkohle und Erdgas bei unterschiedlichen installierten Leistungen (Erwerbstätigenzahlen)



Quelle: Prognos AG, 2005.

(9) In absoluten Werten betrifft der Beschäftigungsrückgang in erster Linie den Tagebau und die Vorleistungssektoren. Prozentual gesehen ist der Beschäftigungsrückgang natürlich am stärksten im Tagebau, wie Abbildung 37 zeigt. Der Rückgang der Wertschöpfung ist wegen des nicht mehr benötigten Tagebaubetriebs und dem Wegfall der Gipsindustrie stärker als der Rückgang der Stromproduktion und sinkt über 80 %.

Abbildung 37: Minderbeschäftigung im Szenario „Erdgas“



Quelle: Prognos AG, 2005.

5.6 Gesamtbewertung der regionalökonomischen Effekte

(1) Die ostdeutsche Braunkohle ist **entscheidender Wirtschaftsfaktor** für den Arbeitsmarkt im Lausitzer und mitteldeutschen Revier und weit darüber hinaus in Ostdeutschland. Im Jahr 2004 wurden in Ostdeutschland 79,2 Mio. t Braunkohle gefördert, davon 59 Mio. t in der Lausitz und 20,2 Mio. t in Mitteldeutschland. Die Stromerzeugung von 75,3 TWh entspricht gemessen am Großhandelspreis einem Produktionswert von 2,1 Mrd. €.

(2) Direkt in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, d.h. im Tagebau und in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen, sind 10.182 Personen mit einer Entgeltsumme von 480 Mio. € mit Stand 31.12.2004 beschäftigt. Darunter sind knapp 900 Ausbildungsplätze, die von der Braunkohlenindustrie zur Verfügung gestellt werden. Berücksichtigt man die indirekten und induzierten Beschäftigten, so sind sogar **23.570 Arbeitsplätze in Ostdeutschland** von der Braunkohle abhängig. Darunter finden sich 10.600 indirekte Arbeitsplätze in den Vorleistungssektoren, die von dem jährlichen Beschaffungsvolumen der Braunkohlenindustrie in Höhe von 908 Mio. € (72 % davon in Ostdeutschland) profitieren und in der Gipsindustrie. 2.775 Arbeitsplätze werden durch die Verdienstaussgaben der Braunkohlenbeschäftigten gesichert.

(3) Die **Beschäftigungseffekte** entfallen **regional** zu 45 % auf das Bundesland Brandenburg, zu 32 % auf Sachsen. Daneben kann Sachsen-Anhalt mit einem 14 %igen Anteil profitieren, Berlin mit 5 % und Thüringen mit 3,6 %. Die Beschäftigten konzentrieren sich im Lausitzer Revier vor allem auf die Wohnorte Cottbus und Hoyerswerda sowie die umliegenden Landkreise und im mitteldeutschen Revier auf die Landkreise Leipziger Land, Weißenfels und Burgenlandkreis. In drei Landkreisen machen die von der Braunkohle direkt und indirekt abhängigen Beschäftigten mehr als 5 % aller sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten aus, nämlich in Hoyerswerda und den Landkreisen Niederschlesischer Oberlausitzkreis und Spree-Neiße. Ohne die Braunkohlenindustrie lägen die Arbeitslosenzahlen in vielen Regionen weitaus höher. In Hoyerswerda beispielweise stiege die Arbeitslosenquote konservativ geschätzt von heute 21,9 % auf rund 31 %.

(4) Die Braunkohlenindustrie ist für Ostdeutschland nicht nur wegen der Arbeitplatzeffekte ein wichtiger Wirtschaftsfaktor, sondern auch wegen ihres **gesellschaftlichen Engagements**. Sponsoring ist ein fester Bestandteil der Unternehmensphilosophie der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland. Die Unterstützung sportlicher, kultureller und künstlerischer Veranstaltungen und Institutionen dient dem Ausbau der sozialen und wirtschaftlichen Aktivität der Region. Alleine die beiden Unternehmen Vattenfall und Mibrag gaben 2004 über 2,4 Millionen Euro in der Region für außerordentliche Aktivitäten wie die Unterstützung von Sporteinrichtungen, Kunst- und Kulturveranstaltungen und für Projekte im Bereich Wirtschaftsförderung und Bildung aus. Darüber hinaus wurden in den letzten Jahren ein Kapitalstock für Stiftungen von insgesamt 13 Mio. € bereitgestellt.

(5) Die Vattenfall Europe AG beabsichtigt den **Bau eines neuen Kraftwerksblocks** am Standort Boxberg in Ostsachsen. Die Investition führt nach Schätzung der Prognos AG bereits in der vierjährigen **Bauphase** zu regionalwirtschaftlichen Effekten. Neben 1.000 Bauleuten auf der Baustelle werden ca. 600 weitere Arbeitsplätze in Ostdeutschland durch die Investition geschaffen oder gesichert. Davon entfallen rund 300 auf die Lausitz. Größere Regionaleffekte sind in der **Betriebsphase** ab 2011 zu erwarten: Geschätzte 1.100 Arbeitsplätze entstehen oder werden in Ostdeutschland gesichert; darunter 660 Arbeitsplätze in der Lausitz. 50 bis 70 Arbeitsplätze entstehen direkt am Vattenfall-Kraftwerk, gut 400 Beschäftigte bei Vattenfall Europe Mining. Zusätzlich ergeben sich 600 indirekte bzw. induzierte Arbeitsplätze. Damit wird klar: Die Investition in den neuen Kraftwerksblock wird die Region über Jahre beleben. Sie leistet damit einen **wichtigen Beitrag zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit** der Region.

(6) **Ohne Braunkohlenförderung in Ostdeutschland** wäre davon auszugehen, dass **ersatzweise Erdgas** verstromt würde (**Alternativszenario**). Ohne den Standortvorteil der Braunkohle wäre eine deutlich geringere, bedarfsgerechte Kraftwerksleistung in Ostdeutschland von ca. 5.000 MW installiert. Da Erdgaskraftwerke weniger personalintensiv sind, lägen in diesem Fall die Mitarbeiterzahlen deutlich unter den heutigen Werten. Gegenüber dem Status-quo der Braunkohlenverstromung mit 23.570 direkten, indirekten und induzierten Beschäftigten wären im Erdgas-Szenario nur knapp 2.400 Erwerbstätige beschäftigt, darunter 900 direkt im Kraftwerksbereich, 1.200 bei Vorleistern und 250 einkommensinduziert. Die zur Zeit 6.700 Arbeitsplätze im Tagebau und 450 in der Gipsindustrie entfielen vollständig. Der **Beschäftigungsrückgang** (inkl. der vorgelagerten Branchen) betrüge ca. **90 %**. Selbst bei konstanter installierter Leistung wäre der Beschäftigungsrückgang mit 79 % noch dramatisch.

(7) Insgesamt zeigt sich, dass die Braunkohleindustrie **stabilisierender Faktor für die wirtschaftliche Entwicklung** Ostdeutschlands, insbesondere der Lausitz und des mitteldeutschen Reviers, ist. Das wird an der hohen Zahl direkt Beschäftigter deutlich, am Einkaufsvolumen der Braunkohleindustrie vorwiegend bei ostdeutschen Unternehmen, aber auch an Sponsoring- und Stiftungsaktivitäten. Bei einem alternativen Einsatz von Erdgas anstelle der Braunkohle würden die erheblichen Beschäftigungseffekte nicht annähernd erreicht.

Verwendete Literatur

- [BGR 2004] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2004). „aktualisierte Daten zu Reserven und Ressourcen Jahr 2003“.
- [Cooretec 2003] “Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke”. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppe für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Dokumentation Nr. 527. Berlin.
- [DENA] Deutsch Energie-Agentur. „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie). Köln, Februar 2005.
- [DEBRIV 2005] Bundesverband Braunkohle. „Braunkohle in Deutschland 2005“. Profil eines Industriezweiges. Köln, April 2005.
- [IEA 2003] International Energy Agency, „Clean Coal Technologies Roadmaps“. Profiles. Paris, November 2003
- [IEA 2004] International Energy Agency. „Prospects for CO₂ Capture and Storage“. Paris, 2004.
- [IEA 2005] International Energy Agency. “Projected Costs of Generating Electricity”. Paris 2005.
- [Kohlenstatistik] Verein der Kohlenstatistik e.V.
<http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>
- [NARULA 2002] Narula et al (2002) „Technical and Economic Comparison of CO₂ Reducing Technologies for Power Plants, CEPSI.
- [Rubin] Rubin, Edward S.; Rao, Anand B. and Chen, Chao (2004) "Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage" 7th Conference of Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver. Canada.
- [Schumacher] Schumacher, Katja, Sands, Ronalds D. (2005) „Innovative Energy Technologies and Climate Policy in Germany“. DIW-Diskussionspapier Nr. 509. Berlin.
- [WEC] World Energy Council (1995), Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond

Anhang

Anhang I: Vorgehen bei der Input-Output-Rechnung

(1) Zur Berechnung der quantitativen Wirkungen der Braunkohlenindustrie wird die Input-Output-Rechnung herangezogen. Die Berechnungen basieren auf dem **offenen statischen Leontief-Modell**. Als offen wird es deshalb bezeichnet, da die Endnachfragebereiche exogen gesetzt sind. Das Modell ist statisch, da es konstante technische Inputkoeffizienten unterstellt. D. h. die für die laufende Produktion notwendigen Inputs sind direkt proportional mit den Outputs verknüpft.⁵² Mit der sog. Input-Output-Rechnung lässt sich über die Vorleistungs-Matrix bestimmen, welche indirekten Wirkungen eine Endnachfrage entfaltet. Es lassen sich also über die direkt von der Endnachfrage ausgelösten Umsätzen hinaus solche Effekte quantifizieren, welche bei den zuliefernden Wirtschaftsbereichen (und auch ihren Zulieferern wiederum) über die Vorleistungsverflechtung auftreten.

(2) Die Matrizenrechnung erlaubt es, sämtliche Vorleistungsverflechtungen in einem Rechenschritt auszurechnen, und nicht Umsatzrunde für Umsatzrunde durchzugehen. Hierzu wird der jeweilige Ausgabenvektor Y , der die Vorleistungsnachfrage (z.B. laufende Ausgaben und Investitionen) nach 12 Wirtschaftsbereichen differenziert darstellt, mit der sog. „**inversen Leontief-Matrix**“ multipliziert. Als Ergebnis erhält man einen Spaltenvektor X , der die sektoralen Bruttoproduktionswerte angibt. Dies ist der Gesamtoutput aller Wirtschaftsbereiche, die zur Erstellung der Vorleistungen notwendig sind.

(3) Als Formel ausgedrückt, deren Herleitung sich weiter unten befindet, lässt sich der Zusammenhang darstellen als:

$$X = (E - A)^{-1} Y = CY$$

mit:

X = Vektor der sektoralen Bruttoproduktionswerte

Y = Ausgabenvektor

E = Einheitsmatrix

⁵² Zu weiteren Annahmen der Input-Output-Modelle wie der Unterstellung linearer Produktionsfunktionen, zeitlich konstanter Input-Strukturen, unbeschränkte Kapazitäten vgl. Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 2000; alternativ: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 1995, S. 58ff.

A = Quadratische Matrix der Input-Koeffizienten
(intersektorale Vorleistungsverflechtung)

C = (E - A)⁻¹ inverse Leontief-Matrix

(4) Auf diese Weise lässt sich ermitteln, wie viel in sämtlichen Wirtschaftsbereichen inkl. aller Vorleistungsstufen produziert werden muss, um Endprodukte im Wert von 1 Mio. € herzustellen. Detaillierte Ausführungen zu Input-Output-Tabellen und zur Input-Output-Rechnung finden sich in den Publikationen des Statistischen Bundesamtes: Stahmer, C./ Bleses, P./ Meyer, B.: Input-Output-Rechnung, Instrument der Politikberatung, Wiesbaden 2000, sowie Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 2000.

Lösung des offenen statischen Leontief-Modells

(5) Unter der Annahme linear-homogener und limitationaler Produktionsfunktionen ergibt sich die Leontief-Produktionsfunktion⁵³:

$$x_{ij} = a_{ij}x_j$$

Dabei sind:

x_{ij} Vorleistungen des Sektors i an Sektor j

x_j Gesamtoutput des Sektors j (Bruttoprod.wert)

y_i Lieferungen des Sektors i an die Endnachfrage

$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_j}$ Inputkoeffizient der Bezüge des Sektors j von i

Es lässt sich für den Produktionsbereich i folgende Bilanzgleichung aufstellen:

$$x_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j + y_i$$

⁵³ Zur folgenden Darstellung vgl. Stäglin, R.: Input-Output-Modelle, in: Brümmerhof, D./Lützel, H.: Lexikon der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, 3. Aufl., München/Wien/Oldenburg 2002, S. 190-193.

(6) Die Formel drückt aus, dass der Output des Sektors i von der Endnachfrage sowie den Vorleistungsnachfragen aller anderen Sektoren abhängt. Die Produktionsfunktion und die Identitätsgleichung kann für jeden Wirtschaftsbereich gebildet werden. Folglich lässt sich die Struktur einer Wirtschaft durch ein System von Gleichungen beschreiben, dessen spezifische strukturelle Eigenschaften durch die numerischen Werte der Input-Koeffizienten gegeben sind, die aufgrund einer Input-Output-Tabelle berechnet werden können.

(7) Dieses System ist in der Matrixschreibweise definiert als:

$$X = AX + Y$$

mit:

X = Spaltenvektor des technologisch abhängigen Outputs (Produktion); besteht aus den Elementen x_1 bis x_n

Y = Spaltenvektor der exogenen Endnachfrage

E = Einheitsmatrix

A = Quadratische Matrix der Input-Koeffizienten (intersektorale Vorleistungsverflechtung)

C = inverse Leontief-Matrix

(8) Die Auflösung der Matrixgleichung nach X ergibt die Lösung des Modells, d.h. die Bestimmung der sektoralen direkten und indirekten Bruttoproduktionswerte bei exogen vorgegebener Endnachfrage:

$$X = (E - A)^{-1}Y = CY$$

(9) In der Lösung des Gleichungssystems ist E die Einheitsmatrix, eine Matrix bei der die Hauptdiagonale 1 und alle anderen Elemente Null sind. $(E-A)^{-1}$ stellt die Inverse der Matrix der Input-Koeffizienten dar und wird als Leontief-Matrix bezeichnet. Mit Hilfe der Lösungsgleichung können nun auf einfachem Weg aus der Endnachfrage die Produktionswerte aller Sektoren inkl. Vorleistungen errechnet werden.

Anhang II: Herleitung des Einkommens-Multiplikators

(1) Gibt ein Unternehmen 1 € an Personalausgaben aus, so wird vom Empfänger des Einkommens ein Teil davon wieder für Konsumausgaben verwendet. Diese Ausgabe führt zur Generierung weiteren Einkommens, so dass sich ein iterativer Multiplikatorprozess fortsetzt. Ein Einkommensmultiplikator gibt an, um wie viel eine zusätzliche Ausgabe von 1 € letzten Endes das gesamtwirtschaftlichen Einkommen erhöht. Der Multiplikator m ist also ein Vielfaches des durch die primären Personalausgaben ausgelösten Gesamteinkommens.

(2) Zur Berechnung des Einkommensmultiplikators geht man von der gesamtwirtschaftlichen Einkommensverwendungsgleichung aus:

$$Y = C + I + (X - M)$$

(3) Die Bruttowertschöpfung Y entspricht der Summe der in einem Jahr insgesamt produzierten und verkauften Waren und Dienstleistungen der letzten Verwendung. Das sind zum einen die Konsumgüter C , zum anderen die Investitionsgüter I sowie der Außenbeitrag, also Exporte abzüglich der Importe $(X-M)$. Auf der rechten Seite der Gleichung ist ausschließlich der Konsum C abhängig vom Einkommen Y . Fasst man I und $(X-M)$ zu den autonomen Ausgaben A zusammen und stellt die Abhängigkeit des Konsums C von Y dar, so erhält man:

$$C = f(Y) = c(1-t)(1-q)Y$$

$$Y = c(1-t)(1-q)Y + A$$

(4) Die Höhe des Konsums hängt von Einkommen Y , von der Steuerquote t , der marginalen Konsumquote c und der Importquote q ab. Stellt man die Gleichung nach Y um, so erhält man:

$$Y = \frac{1}{1 - c(1-t)(1-q)} A = mA$$

(5) Der Multiplikator ist in dieser Formel direkt ablesbar und gibt die Veränderung von Y in Abhängigkeit von einer Veränderung der autonomen Ausgaben A an. Der Multiplikator beträgt:

$$m = \frac{1}{1 - c(1-t)(1-q)}$$

Anhang III: Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungswirkungen der Braunkohlenindustrie nach Bundesländern und Kreisen

(Direkt Beschäftigte nach Wohnorten. Braunkohlenindustrie umfasst Braunkohletagebau, -veredlung und –verstromung)

Kreis / Stadt / Bundesland	Direkte Beschäftigte	Entgelt in Tsd. Euro	Direkte u. induzierte Beschäftigte	Direkte und induzierte Beschäftigte in % aller SV-Beschäftigten	in Vorleistungsbranchen (indirekt) Beschäftigte	Gesamt
Berlin	149	10.371	202	0,02	944	1.146
Brandenburg	4.190	198.406	5.261	0,72	5.389	10.650
Barnim	4		6	0,02		
Brandenburg a. d. Havel	0		0	0,00		
Cottbus	1.290		1.616	3,48		
Dahme-Spreewald	77		116	0,26		
Elbe-Elster	43		67	0,21		
Frankfurt (Oder)	3		3	0,01		
Havelland	1		3	0,01		
Märkisch-Oderland	17		23	0,05		
Oberhavel	2		3	0,01		
Oberspreewald-Lausitz	607		777	2,16		
Oder-Spree	13		17	0,03		
Ostprignitz-Ruppin	1		1	0,00		
Potsdam	2		3	0,01		
Potsdam-Mittelmark	4		6	0,01		
Prignitz	0		0	0,00		
Spree-Neiße	2.124		2.612	6,60		
Teltow-Fläming	5		7	0,01		
Uckermark	0		0	0,00		
Mecklenburg-Vorpommern	6	259	8	0,00	12	26
Bad Doberan	0		0	0,00		
Demmin	0		0	0,00		
Greifswald	0		0	0,00		
Güstrow	1		1	0,01		
Ludwigslust	0		0	0,00		
Mecklenburg-Strelitz	0		0	0,00		
Müritz	0		0	0,00		
Neubrandenburg	1		1	0,00		
Nordvorpommern	0		0	0,00		
Nordwestmecklenburg	2		2	0,01		
Ostvorpommern	2		2	0,01		
Parchim	0		0	0,00		
Rostock	0		0	0,00		
Rügen	0		0	0,00		
Schwerin	0		0	0,00		

Kreis / Stadt / Bundesland	Direkte Beschäftigte	Entgelt in Tsd. Euro	Direkte u. induzierte Beschäftigte	Direkte und induzierte Beschäftigte in % aller SV-Beschäftigten	in Vorleistungsbranchen (indirekt) Beschäftigte	Gesamt
Stralsund	0		0	0,00		
Uecker-Randow	0		0	0,00		
Wismar	0		0	0,00		
Sachsen	4.049	187.104	5.198	0,37	2.382	7.580
Annaberg	1		1	0,00		
Aue-Schwarzenberg	4		4	0,01		
Bautzen	85		119	0,26		
Chemnitz	2		7	0,01		
Chemnitzer Land	9		14	0,04		
Delitzsch	13		20	0,06		
Döbeln	0		3	0,01		
Dresden	16		43	0,02		
Freiberg	0		0	0,00		
Görlitz	18		47	0,26		
Hoyerswerda	872		1.093	8,71		
Kamenz	647		811	1,85		
Leipzig	91		117	0,06		
Leipziger Land	813		1.010	2,79		
Löbau-Zittau	31		55	0,15		
Meißen	4		22	0,05		
Mittlerer Erzgebirgskreis	0		0	0,00		
Mittweida	3		6	0,02		
Muldentalkreis	48		62	0,18		
Niederschlesischer Oberlausitzkreis	1.380		1.695	7,27		
Plauen	0		0	0,00		
Riesa-Großenhain	3		20	0,06		
Sächsische Schweiz	1		16	0,04		
Stollberg	1		1	0,01		
Torgau-Oschatz	3		6	0,02		
Vogtlandkreis	2		3	0,01		
Weißeritzkreis	2		16	0,05		
Zwickau	0		4	0,01		
Zwickauer Land	1		4	0,01		
Sachsen-Anhalt	1.413	67.265	1.789	0,23	1.545	3.334
Altmarkkreis						
Salzwedel	1		1	0,00		
Anhalt-Zerbst	2		3	0,02		
Aschersleben-Staßfurt	0		3	0,01		
Bernburg	0		3	0,02		
Bitterfeld	19		29	0,11		
Bördekreis	0		0	0,00		
Burgenlandkreis	446		557	1,59		
Dessau	2		7	0,02		
Halberstadt	0		0	0,00		
Halle (Saale)	74		94	0,10		

Kreis / Stadt / Bundesland	Direkte Beschäftigte	Entgelt in Tsd. Euro	Direkte u. induzierte Beschäftigte	Direkte und induzierte Beschäftigte in % aller SV-Beschäftigten	in Vorleistungsbranchen (indirekt) Beschäftigte	Gesamt
Jerichower Land	0		0	0,00		
Köthen	1		4	0,03		
Magdeburg	0		0	0,00		
Mansfelder Land	172		210	0,83		
Merseburg-Querfurt	44		58	0,14		
Ohre-Kreis	0		0	0,00		
Quedlinburg	0		3	0,01		
Saalkreis	55		70	0,36		
Sangerhausen	17		23	0,14		
Schönebeck	1		1	0,01		
Stendal	0		0	0,00		
Weißenfels	567		705	3,38		
Wernigerode	0		0	0,00		
Wittenberg	11		16	0,05		
Thüringen	365	18.380	488	0,06	350	838
Altenburger Land	356		448	1,61		
Eichsfeld	0		0	0,00		
Eisenach	0		0	0,00		
Erfurt	0		0	0,00		
Gera	1		6	0,02		
Gotha	2		3	0,01		
Greiz	1		4	0,01		
Hildburghausen	0		0	0,00		
Ilm-Kreis	1		1	0,00		
Jena	0		5	0,01		
Kyffhäuserkreis	0		3	0,01		
Land	0		2	0,01		
Nordhausen	0		0	0,00		
Saale-Holzland-Kreis	0		3	0,01		
Saale-Orla-Kreis	0		0	0,00		
Saalfeld-Rudolstadt	3		4	0,01		
Schmalkalden-Meiningen	0		0	0,00		
Sömmerda	0		3	0,02		
Sonneberg	1		1	0,01		
Suhl	0		0	0,00		
Unstrut-Hainich-Kreis	0		0	0,00		
Wartburgkreis	0		0	0,00		
Weimar	0		4	0,02		
Weimarer Land	0		2	0,01		
Summe	10.172	481.785	12.946	0,27	10.622	23.570

Anhang IV: Geschätzte Input-Koeffizienten der Input-Output-Tabelle 2000 Ostdeutschland (ostdeutsche Produktion und Importe in % des Produktionswertes)

Lfd. Nr.	Gegenstand der Nachweisung	Input der Produktionsbereiche ¹⁾												Input der Produktionsbereiche zusammen
		Erzg. v. Prod. der Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	Gew. v. Bergbau-erz., Steinen u. Erden, Erzg. v. Energie und Gew. v. Wasser	H.v. Mineral-ölerz., chemischen Erz., Glas, Verarb. v. Steinen u. Erden	Erzg. und Bearb. von Metallen	H.v. Maschinen, Fahrzeugen, DV-Geräten, e-techn. Geräten	H.v. Textilien, Bekleidung, Leder, Holz, Papier, Sekundärrohstoffen u.ä.	H.v. Nahrungsmitteln, Getränken und Tabakwaren	Bauarbeiten	DL des Handels u. Verkehrs, DL der Nachrichtenübermittlung, Beherb.- u. Gaststätten-DL	DL der Kreditinst. u. Vers., DL des Grundst.- u. Wohnwesens u. untern.-bezogene DL	DL des Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialw., Erziehungs- u. Unterrichts-DL, Entsorgungs-DL	DL der öffentl. Verwaltung, Verteid., Sozialvers., sonst. DL, DL privater Haushalte	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Output nach Gütergruppen ²⁾														
1	Erzeugn. der Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	1,1	0,0	0,1	-	0,0	0,4	9,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,4
2	Bergbauerzeugnisse, Steine und Erden, Energie und Wasser	1,8	7,2	8,2	3,1	0,4	1,2	1,1	0,7	0,7	0,2	0,6	0,6	1,3
3	Mineralölerzeugnisse, chemische Erzeugnisse, Glas, Keramik, bearbeitete Steine und Erden	2,4	0,6	7,1	1,4	1,5	1,8	0,7	4,0	0,5	0,1	0,4	0,2	1,3
4	Metalle	0,2	0,6	0,5	8,3	2,5	0,4	0,3	1,4	0,1	0,0	0,1	0,1	0,9
5	Maschinen, Fahrzeuge, DV-Geräte, e-techn. Geräte	0,5	1,4	0,4	0,9	7,6	0,3	0,2	1,4	0,5	0,1	0,7	0,3	1,5
6	Textilien, Bekleidung, Leder und Lederwaren, Erz. des Holz-, Papiergewerbes, Sekundärrohstoffe u.ä.	0,1	0,1	0,5	0,4	0,4	6,7	0,6	0,9	0,4	0,2	0,3	0,4	0,7
7	Nahrungs- und Futtermittel, Getränke, Tabakerzeugnisse	3,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	0,8	0,0	0,5	0,1	0,4
8	Bauarbeiten	0,6	2,1	0,5	0,5	0,2	0,3	0,3	1,5	0,6	1,8	1,2	0,8	0,9
9	Handelsleistungen, Verkehrs- und Nachrichtenübermittlungs-DL, Gaststätten-DL	7,3	3,9	5,3	7,0	6,2	7,0	8,7	5,5	15,9	1,4	3,4	4,0	6,4
10	DL der Kreditinst. u. Versicherungen, DL des Wohnungsw. und sonstige unternehmensbezogene DL	8,7	12,5	11,5	6,3	8,5	9,7	10,1	13,3	12,5	26,7	8,2	5,7	13,9
11	DL des Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwesens, Erziehungs- u. Unterrichts-DL, Entsorg.leist.	2,5	0,4	0,5	0,4	0,1	0,4	0,5	0,2	0,6	0,4	1,2	0,8	0,5
12	DL d. öffentl. Verwaltung, Verteid., Sozialvers., DL von Kirchen, Kultur-DL u.ä., DL priv. Haushalte	0,5	5,2	0,6	0,5	0,3	2,0	0,7	0,4	1,1	1,7	1,2	7,7	1,6
13	Vorleistungen der Produktionsbereiche aus Ostdeutschland	28,9	34,3	35,7	28,7	27,8	30,2	37,9	29,3	33,8	32,5	18,0	20,7	29,9
14	Vorleistungen aus alten Bundesländern und Ausland	21,1	16,9	33,6	36,0	39,9	32,9	35,1	26,2	10,6	5,5	8,6	6,1	18,8
15	Gütersteuern abzüglich Gütersubventionen	2,5	1,2	0,6	0,5	0,4	0,6	0,2	0,7	1,4	1,3	2,8	2,8	1,3
16	Vorleistungen der Produktionsbereiche zu Anschaffungspreisen	52,4	52,4	69,8	65,2	68,2	63,7	73,2	56,3	45,8	39,4	29,4	29,6	50,0
17	Sonstige Produktionsabgaben abzüglich sonstige Subventionen	-3,9	-4,6	0,7	0,6	0,3	0,8	0,5	0,3	1,2	1,0	-2,4	-0,3	0,3
18	Arbeitnehmerentgelt im Inland	20,4	28,4	22,2	27,0	26,7	22,6	16,3	29,3	36,2	19,7	56,9	49,0	30,2
19	Abschreibungen	16,5	18,5	5,1	4,6	3,8	5,3	4,3	2,5	7,1	14,1	9,3	9,5	8,3
20	Nettobetriebsüberschuss	14,6	5,3	2,1	2,7	1,0	7,5	5,7	11,6	9,7	25,8	6,7	12,2	11,3
21	Bruttowertschöpfung	47,6	47,6	30,2	34,8	31,8	36,3	26,8	43,7	54,2	60,6	70,6	70,4	50,0
22	Produktionswert	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Quelle: Prognos Schätzung