

Marian Klobasa, Frank Sensfuß

# **CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009 – Gutachten –**

Bericht für die Arbeitsgruppe  
Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)  
im Auftrag des  
Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-  
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Karlsruhe, März 2011

**Auftraggeber:**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg (ZSW)  
Industriestraße 6  
70565 Stuttgart

**Auftragnehmer:**

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung  
Competence Center Energiepolitik und Energiesysteme  
Breslauer Str. 48  
76139 Karlsruhe

**Bearbeiter:**

Dr. Marian Klobasa ([marian.klobasa@isi.fraunhofer.de](mailto:marian.klobasa@isi.fraunhofer.de))  
Dr. Frank Sensfuß ([frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de](mailto:frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de))

# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Vorgehensweise .....</b>	<b>2</b>
2.1 Bestimmung der substituierten Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken.....	2
2.2 Definition des Referenzkraftwerksparks ohne erneuerbare Energien .....	4
<b>3 Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien.....</b>	<b>6</b>
3.1 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien .....	6
3.2 Einspeiseprofil erneuerbarer Energien .....	7
<b>4 Struktur des bestehenden Kraftwerksystems .....</b>	<b>14</b>
<b>5 Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien .....</b>	<b>18</b>
<b>6 CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien .....</b>	<b>22</b>
<b>7 Vergleichsszenario zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparung.....</b>	<b>27</b>
<b>8 Fazit und Ausblick.....</b>	<b>30</b>
<b>Literatur.....</b>	<b>31</b>

## Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 2-1: Substituierte Stromerzeugung in der Grundlast (Nachts) bzw. im Spitzenlastbereich am Mittag .....	2
Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2009.....	7
Abbildung 3-2: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in 2008 und 2009 .....	8
Abbildung 3-3: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2007 bis 2009) .....	8
Abbildung 3-4: Monatliche Windeinspeisung in 2008 und 2009 sowie mittlere Windeinspeisung von 2003 bis 2007 .....	9
Abbildung 3-5: Jahresgang der Windstromerzeugung in 2008 .....	10
Abbildung 3-6: Jahresgang der Windstromerzeugung in 2009 .....	10
Abbildung 3-7: Profil der Biomasseeinspeisung im Netzgebiet von 50 Hertz in 2008 .....	11
Abbildung 3-8: Profil der Biomasseeinspeisung im Netzgebiet von 50 Hertz in 2009 .....	11
Abbildung 3-9: Gemitteltetes Tagesprofil der PV-Einspeisung für Sommer, Frühjahr, Herbst und Winter.....	13
Abbildung 3-10: Monatliche Einspeisung der PV-Erzeugung in der 50 Hertz Regelzone in 2008 und 2009 .....	13
Abbildung 4-1: Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland 2003 - 2010.....	15
Abbildung 4-2: Entwicklung der Energieträgerpreise von 2005 bis 2009.....	16
Abbildung 4-3: Entwicklung des Emissionszertifikatepreises von 2005 bis 2009 .....	17
Abbildung 5-1: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2008 .....	18
Abbildung 5-2: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2009 .....	19

## Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 2-1: Variationsrechnungen zur Bestimmung der CO <sub>2</sub> -Einsparfaktoren für die Windenergie .....	4
Tabelle 4-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2005 – 2009 nach Energieträgern.....	15
Tabelle 5-2: Verbesserung der Windleistungsprognose der vier Übertragungsnetzbetreiber von 2005 bis 2009 .....	21
Tabelle 6-1: Substitutionsfaktoren über alle erneuerbaren Energien .....	22
Tabelle 6-2: Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2008 .....	25
Tabelle 6-3: Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2009 .....	26
Tabelle 7-1: Zusätzliche Kraftwerkskapazität im Szenario Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien und Veränderung des CO <sub>2</sub> -Minderungsfaktors für 2008.....	28



## 1 Einleitung

Das vorliegende Gutachten stellt eine Aktualisierung der beiden vorangegangenen Gutachten (Klobasa 2005, Klobasa 2009) zu den CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Stromsektor dar. Das vorliegende Gutachten untersucht die Einsparungen für die Jahre 2008 und 2009. Die angewendete Methodik ist im Vergleich zum vorhergehenden Gutachten nicht verändert worden. Ziel war es wiederum die insgesamt ermittelten Einsparungen durch die erneuerbaren Energien den einzelnen Technologien zuzuordnen. Als Simulationstool wird das Energiesystemmodell PowerACE (Sensfuß 2008) eingesetzt, das eine detaillierte Abbildung des Kraftwerkeinsatzes erlaubt.

Die wichtigsten Veränderungen im Vergleich zum Gutachten für 2006 und 2007 sind ein weiterer Anstieg der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Preise vor allem in 2008 im Vergleich zu 2007 sowie stark fluktuierende Energieträgerpreise. Darüber hinaus sind für die Einspeisung aus PV-Anlagen sowie aus Biomasseanlagen verbesserte Einspeiseprofilaten verfügbar, die für die Simulationsrechnung verwendet worden sind.

Bei der Analyse werden nur direkte Emissionen berücksichtigt, d. h. Emissionen aus vorgelagerten Prozessen, der Anlagenherstellung oder der Entsorgung werden nicht miterfasst.

Zusätzlich werden die Auswirkungen eines sich verändernden fossilen Kraftwerkparcs für das Szenario ohne erneuerbare Energien diskutiert. Hierbei werden verschiedene Ausprägungen des Kraftwerkparcs ohne erneuerbare Energien gegenübergestellt und die CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren ermittelt.

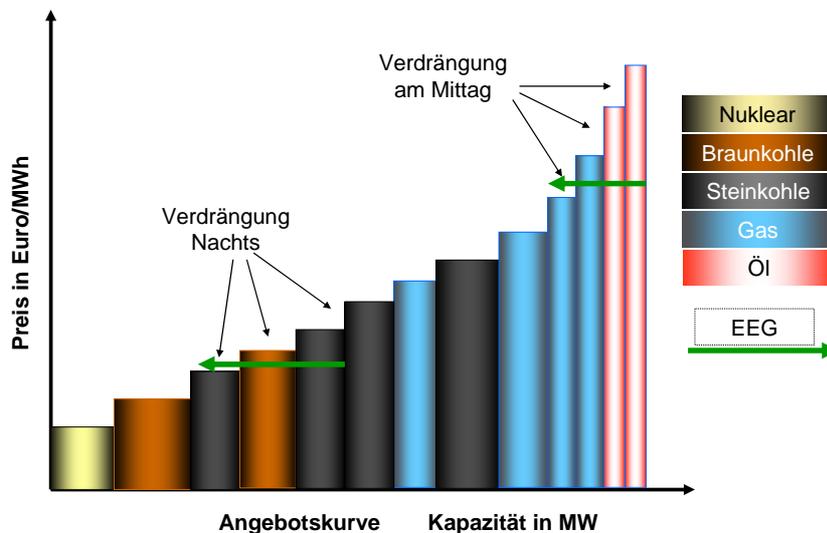
Abschließend wird auch auf die Wechselwirkung zwischen den erneuerbaren Energien und dem europäischen Emissionshandel eingegangen. Dabei soll vor allem die Frage diskutiert werden, welcher Anteil an Emissionsminderungen der erneuerbaren Energien im Rahmen des Emissionshandels wieder kompensiert werden könnte.

## 2 Vorgehensweise

Auf Grund der Vielzahl an Rahmenparametern, die den Kraftwerkseinsatz bestimmen, wird zur Ermittlung der durch erneuerbare Energien verdrängten Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken das Simulationsmodell PowerACE eingesetzt. Eine detaillierte Beschreibung der angewendeten Methodik findet sich in Klobasa 2009. An dieser Stelle soll daher nur die wesentliche Vorgehensweise kurz dargestellt werden.

### 2.1 Bestimmung der substituierten Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken

Basis der Simulation des Kraftwerkseinsatzes ist die Erstellung einer auf einzelne Kraftwerke heruntergebrochenen Einsatzreihenfolge (Merit-Order), die zur Deckung des Strombedarfes eingesetzt wird. Diese Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes wird für jede Stunde des Jahres ermittelt. In Abhängigkeit der nachgefragten Strommenge kommen jeweils die spezifisch günstigsten Kraftwerke zum Einsatz. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einer Reduktion der nachgefragten Strommenge, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Mit Hilfe des Simulationsmodells kann der Kraftwerkseinsatz dann mit und ohne Einspeisung erneuerbarer Energien abgebildet werden (siehe Abbildung 2-1). Aus der Differenz zwischen den beiden Simulationsläufen werden die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch erneuerbare Energien schließlich ermittelt. In einem zweiten Schritt werden die Einsparungen dann den einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien zugeordnet.



Quelle: Klobasa 2009

Abbildung 2-1: Substituierte Stromerzeugung in der Grundlast (Nachts) bzw. im Spitzenlastbereich am Mittag

Um die Verteilung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen auf die einzelnen Kategorien der erneuerbaren Energien vorzunehmen, werden fünf Klassen mit charakteristischen Einspeiseprofilen gebildet. Diese Klassen sind:

- (1) Wasser: Laufwasserkraft und Geothermie (sehr gleichmäßiges Einspeiseprofil)
- (2) Wind: Windenergie (sehr stark fluktuierendes Profil mit saisonalen Unterschieden)
- (3) PV: Photovoltaik (fluktuierendes Profil mit Tag-/Nacht- und saisonalen Unterschieden)
- (4) Bio1: Biomasse im Dauerbetrieb (gleichmäßiges Profil mit hohen Volllaststunden) auch für den biogenen Anteil des Abfalls
- (5) Bio2: Biogas, gleiches Profil wie Bio1 auch für Deponie-, Klär- und Grubengas

Für die Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu diesen fünf Klassen ist es nicht ausreichend, jeweils einen Vergleich zwischen einem System ohne erneuerbare und mit jeweils einer erneuerbaren Technologie durchzuführen. Vielmehr führen alle erneuerbaren Energien zusammen zu den ermittelten Einsparungen. Für die Zuordnung der substituierten Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zu diesen fünf Klassen wird daher bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes die Reihenfolge, in der die Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien eingesetzt werden, variiert. Die berechneten Einsparfaktoren ergeben sich dann als Mittelwerte aus den Variationsrechnungen.

Entsprechend dieser Vorgehensweise wird die Reihenfolge über alle fünf Klassen der erneuerbaren Energien variiert (für Windenergie siehe Tabelle 2-1) und anschließend der Mittelwert gebildet. In Summe ergeben sich die Substitutionsfaktoren, die sich auch bei der Betrachtung aller erneuerbarer Energien zusammen ergeben würden.

Tabelle 2-1: Variationsrechnungen zur Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktoren für die Windenergie

Variationsrechnungen	Reihenfolge der Erzeugung aus erneuerbaren Energien					Mittelwerte
	1	2	3	4	5	
1. Wind auf Position 1	<b>Wind</b>	x				M1
2. Wind auf Position 2 (4 Variationen)	PV	<b>Wind</b>	x			M2
	Bio1	<b>Wind</b>	x			
	Bio2	<b>Wind</b>	x			
	Wasser	<b>Wind</b>	x			
3. Wind auf Position 3 (6 Variationen)	Bio1, PV		<b>Wind</b>	x		M3
	Bio1, Wasser		<b>Wind</b>	x		
	...		...	...		
4. Wind auf Position 4 (4 Variationen)	Bio1, Bio2, Wasser			<b>Wind</b>	x	M4
	Bio1, Bio2, PV			<b>Wind</b>	x	
	Bio2, Wasser, PV			<b>Wind</b>	x	
	Bio1, PV, Wasser			<b>Wind</b>	x	
5. Wind auf Position 5	alle anderen Erneuerbaren				<b>Wind</b>	M5
				Endergebnis CO <sub>2</sub> -Einsparung Wind	<b>Mittelwert aus M1 bis M5</b>	

Quelle: Klobasa 2009

## 2.2 Definition des Referenzkraftwerksparks ohne erneuerbare Energien

Im Rahmen der vorangegangenen Gutachten ist der Einspareffekt der erneuerbaren Energien aus einem Vergleich eines Kraftwerkssystems mit und ohne erneuerbare Energien ermittelt worden, wobei die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks in beiden Fällen gleich war. Auf Grund der langen Planungs- und Bauzeiten für Kraftwerke ist man in der Vergangenheit davon ausgegangen, dass der Neubau an fossilen Kraftwerkskapazitäten zunächst von der Entwicklung der erneuerbaren Energien unbeeinflusst war. Mittlerweile ist der Anteil der erneuerbaren Energien jedoch auf ein Niveau angewachsen, das zunehmend Einfluss auf die Planung von neuen Kraftwerken und damit auf die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks nimmt. Darüber hinaus ist der Anteil der planbaren erneuerbaren Kapazität (Biomasse + biogener Anteil des Abfalls) auf knapp 6 GW angewachsen, die mit einer hohen Verfügbarkeit bereitstehen.

Aus diesem Grund werden einige Kraftwerksblöcke zusätzlich im Modell implementiert, um zu jeder Zeit eine Deckung der Stromnachfrage sicherstellen zu können. Eine Diskussion der daraus resultierenden Effekte findet sich in Kapitel 7.

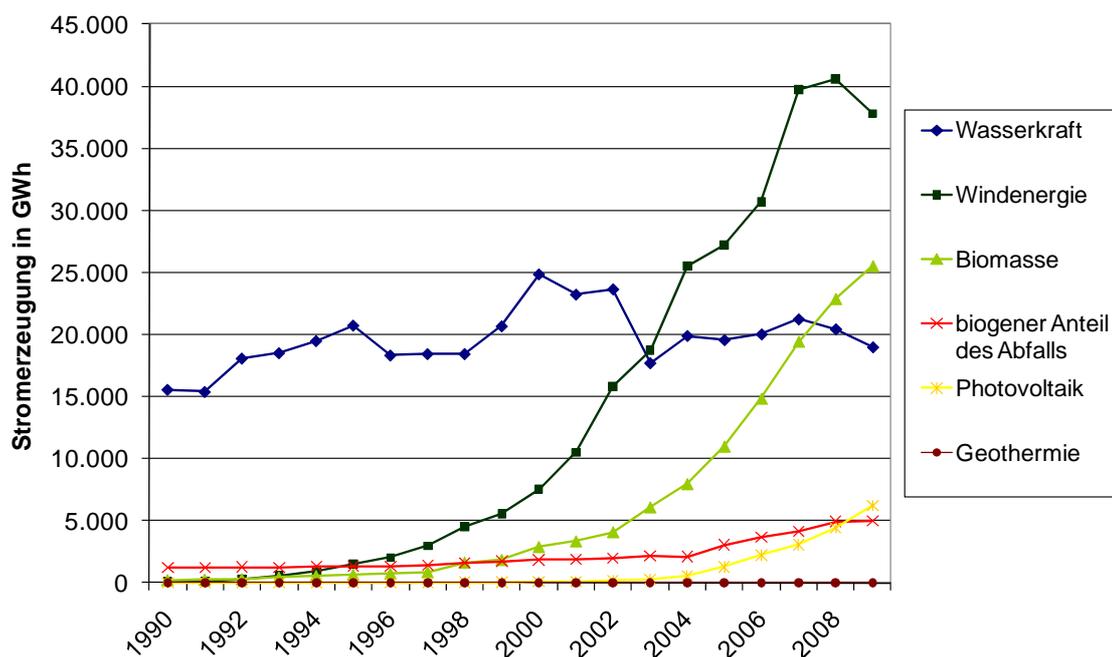
### **3 Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien**

Zentrale Eingangsgröße in die Modellberechnung zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen sind die Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien sowie die insgesamt erzeugten Strommengen. Grundlage hierfür sind die von der Arbeitsgemeinschaft erneuerbare Energien ermittelten Angaben für die Jahre 2008 und 2009.

#### **3.1 Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist in 2008 und 2009 im Vergleich zu 2007 nur leicht gestiegen, obwohl die installierte Leistung stärker zugenommen hat (siehe Abbildung 3-1). Die Erzeugung ist von 87,5 TWh in 2007 auf 93,3 TWh (2008) bzw. 93,5 TWh (2009) angestiegen. Gleichzeitig hat die installierte Leistung von 35,7 GW (2007) auf 40,1 GW (2008) bzw. auf 46,5 GW (2009) zugenommen. Der verhältnismäßig geringe Anstieg der Stromerzeugung in 2009 ist auf ein etwas unterdurchschnittliches Windjahr 2009 sowie einen starken PV-Zubau zurückzuführen. Den größten Anstieg der Stromerzeugung hat es bei der Biomasse gegeben, die in 2008 und 2009 jeweils um ca. 3 TWh zugenommen hat.

Der Zubau an elektrischer Leistung war am stärksten im Bereich der PV mit ca. 2 GW in 2008 und ca. 3,8 GW in 2009. Der Zubau an Windleistung lag bei 1,6 GW (2008) bzw. 1,9 GW (2009). Im Bereich der Biomasse sind jeweils ca. 0,5 GW in beiden Jahren zugebaut worden.



Quelle: BMU 2010

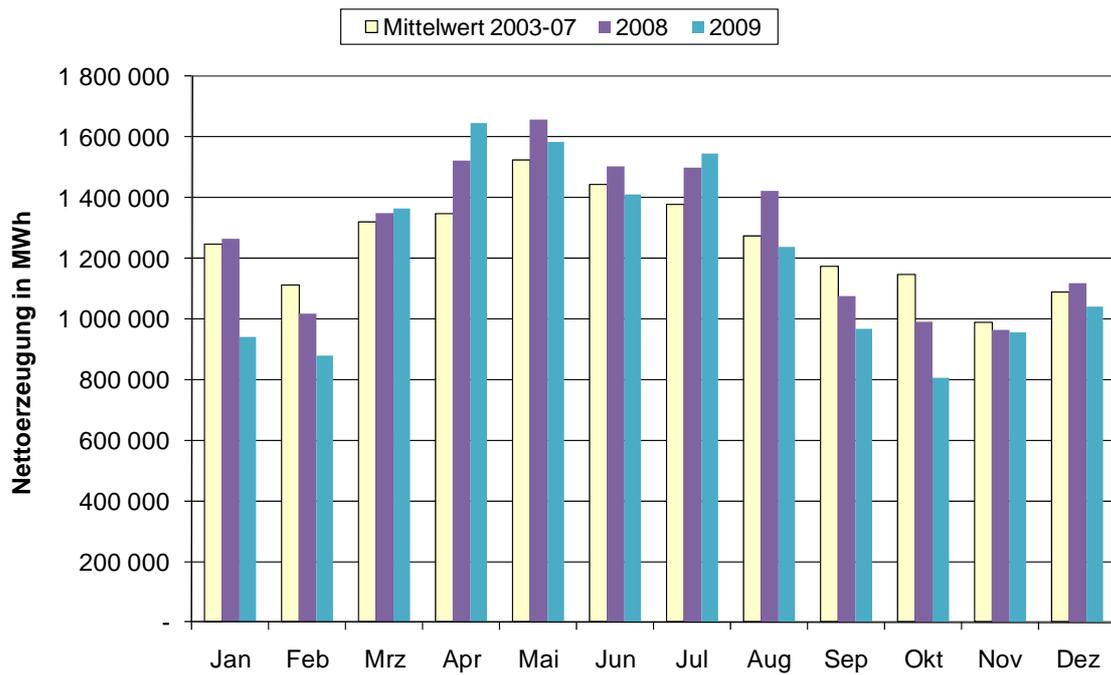
Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2009

### 3.2 Einspeiseprofil erneuerbarer Energien

Als wichtige Einflussgröße in Bezug auf die verdrängte Einspeisung aus fossilen Kraftwerken spielt das tägliche und saisonale Einspeiseprofil der erneuerbaren Energieerzeuger eine wichtige Rolle. Als Grundlage für die Simulationsberechnungen werden nachfolgend die Profile der einzelnen erneuerbaren Technologien vorgestellt.

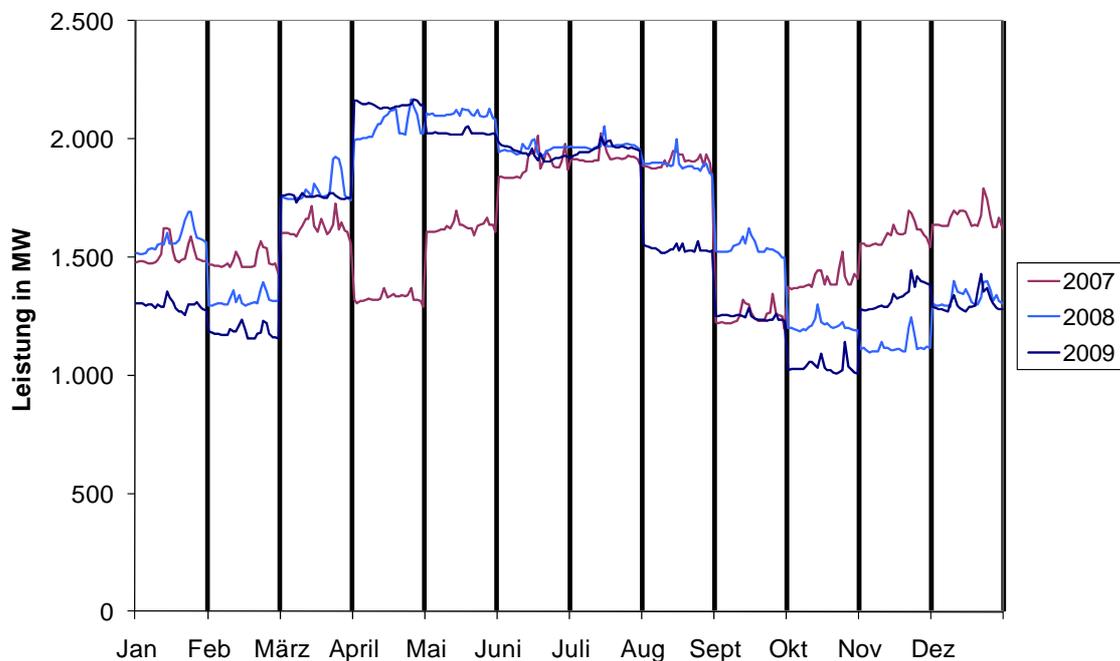
#### Wasserkraft

Das saisonale Profil der Laufwasserkraft weist die höchste Stromproduktion in der Regel in den Frühjahrsmonaten nach der Schneeschmelze aus. Die höchste Einspeisung wurde 2008 im April erreicht und in 2009 im Mai (siehe Abbildung 3-2). Die niedrigste Einspeisung tritt üblicherweise im November auf. In 2008 lag die Stromproduktion aus Laufwasserkraft im Oktober am niedrigsten. Die Einspeisung an jedem 3. Mittwoch im Monat zeigt ein relativ gleichmäßiges Einspeiseprofil über den Tagesverlauf (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Durch einen Schwellbetrieb der Laufwasserkraftwerke kann die Leistung in einem sehr begrenzten Umfang erhöht werden. Im Rahmen des Modells wird jedoch mit einem glatten Tagesprofil gerechnet.



Quelle: DESTATIS 2010

Abbildung 3-2: Monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in 2008 und 2009

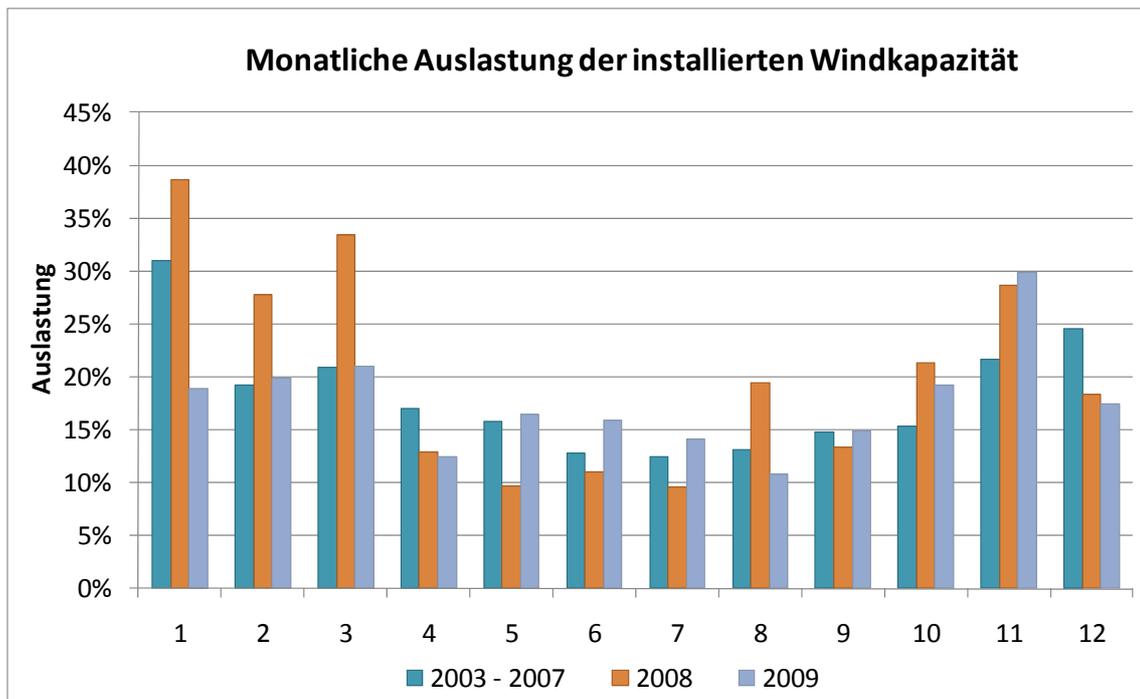


Quelle: DESTATIS 2010

Abbildung 3-3: Tagesprofil am dritten Mittwoch im Monat der Laufwasserkraftwerke für die Monate Januar bis Dezember (2007 bis 2009)

## Windkraft

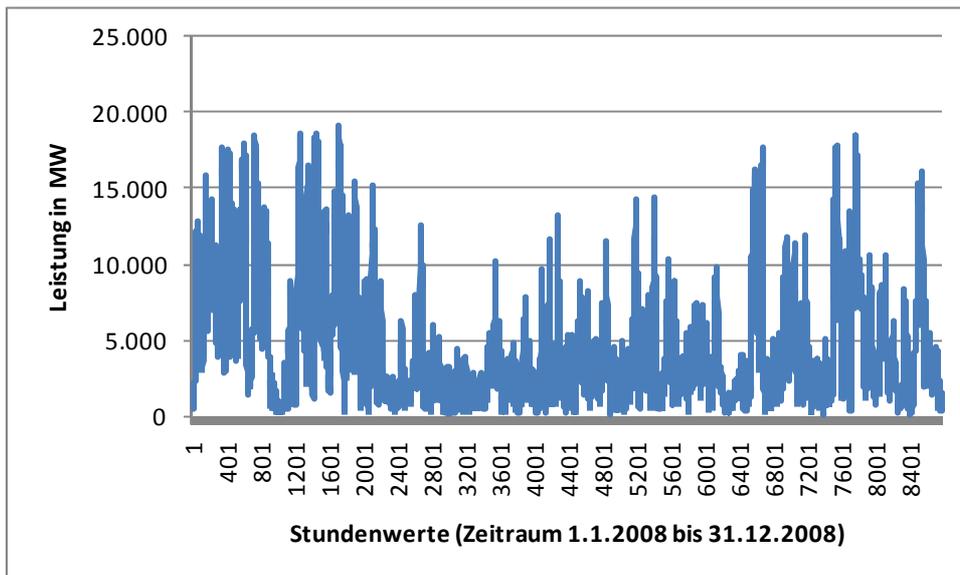
Die Windeinspeisung erreicht ihre höchsten Einspeisemengen in den Herbst und Wintermonaten. Die höchste Einspeisung wurde 2008 im Januar erzielt bzw. im November in 2009 (siehe Abbildung 3-4).



Quelle: Reisi 2010 und EEG Portal 2010

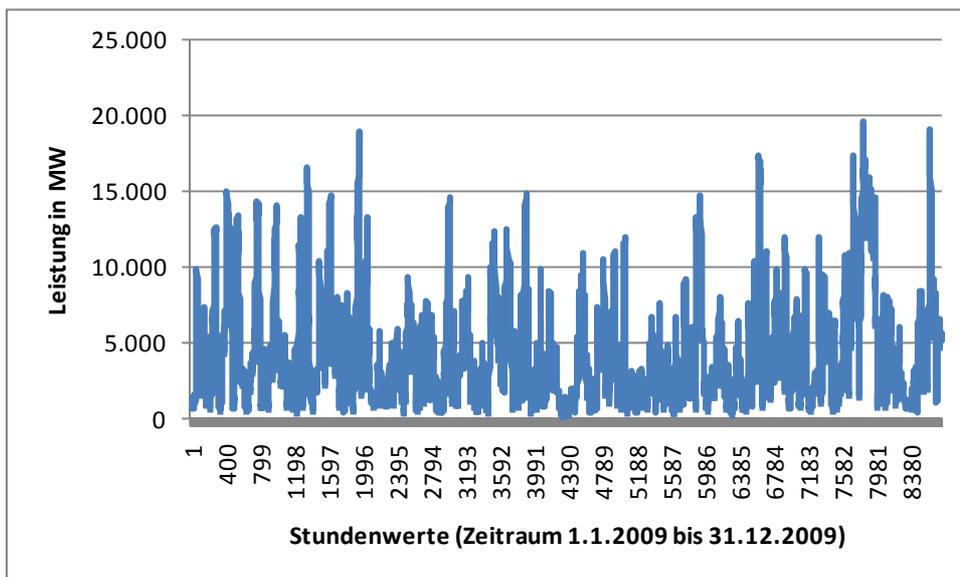
Abbildung 3-4: Monatliche Windeinspeisung in 2008 und 2009 sowie mittlere Windeinspeisung von 2003 bis 2007

Typischerweise liegt die Einspeisung in den Wintermonaten deutlich höher als im Sommer. Das tageszeitliche Profil ist über einen längeren Zeitraum gemittelt flach, betrachtet man jedoch einzelne Tage können sich sehr große Schwankungen ergeben (siehe Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6).



Quelle: EEG-Portal 2010

Abbildung 3-5: Jahrgang der Windstromerzeugung in 2008



Quelle: EEG-Portal 2010

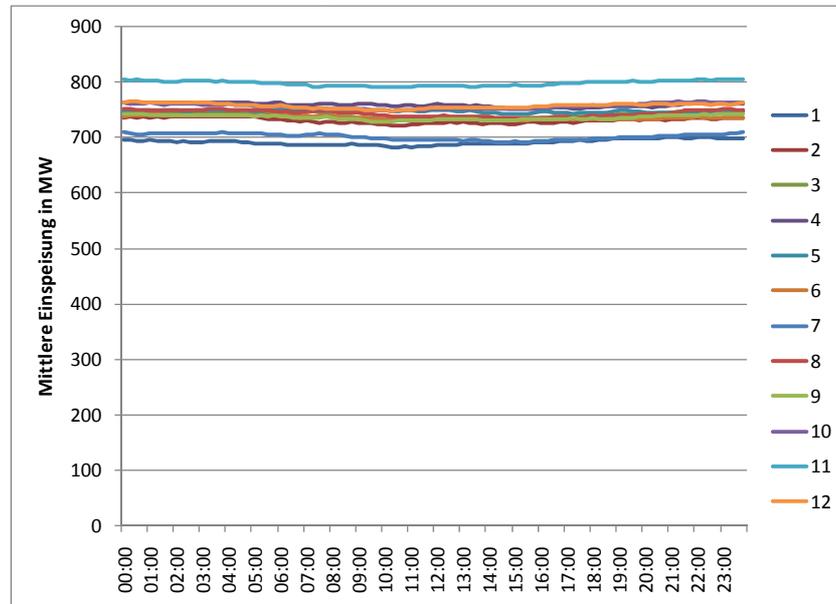
Abbildung 3-6: Jahrgang der Windstromerzeugung in 2009

### Biomasse

Die Stromeinspeisung aus Biomasse lag 2008 bei ca. 28 TWh und ist 2009 auf über 30 TWh gestiegen. Die installierte Leistung hat sich von 5,4 GW in 2008 auf über 5,9 GW in 2009 erhöht. Als Basis für das Einspeiseprofil der Biomasseanlagen werden Veröffentlichung des Netzbetreibers 50 Hertz verwendet. In diesem Netzgebiet sind ca. 1,1

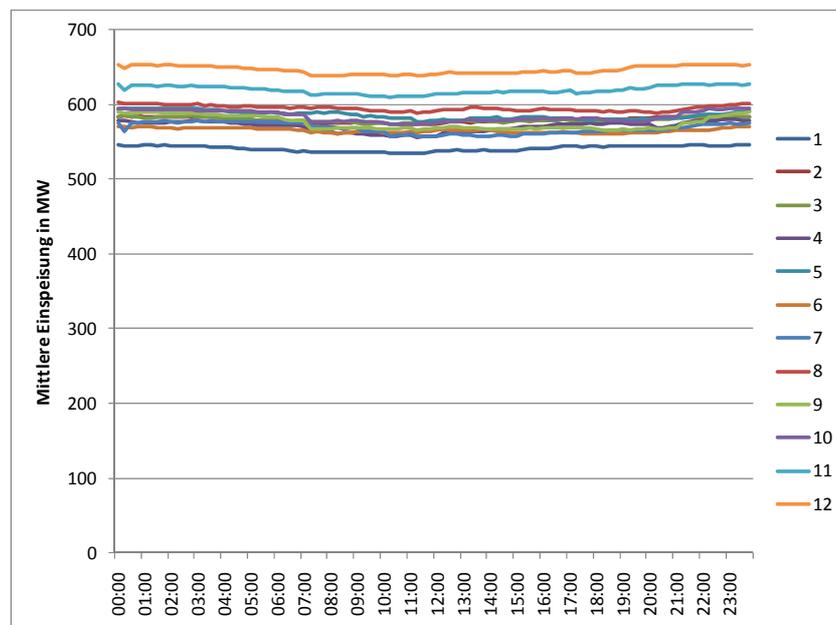
GW (Stand Ende 2008) bzw. 1,2 GW (Ende 2009) an Biomasseanlagen installiert. Das entspricht etwa 20 % der installierten Leistung in Deutschland.

Es zeigt sich, dass das Einspeiseprofil einen sehr flachen Verlauf hat und sich auch innerhalb der einzelnen Monate nur wenig verändert.



Quelle: 50 Hertz 2010

Abbildung 3-7: Profil der Biomasseeinspeisung im Netzgebiet von 50 Hertz in 2008



Quelle: 50 Hertz 2010

Abbildung 3-8: Profil der Biomasseeinspeisung im Netzgebiet von 50 Hertz in 2009

Weitere Informationen zum Betrieb von Biomasseanlagen sind im Monitoringbericht zur Stromerzeugung aus Biomasse (DBFZ 2010) ermittelt worden, die nachfolgend kurz wiedergegeben werden sollen.

Für **feste Biomasse** wird davon ausgegangen, dass nur ca. 5 % der Anlagen zur reinen Stromerzeugung eingesetzt werden. Bei allen anderen wird zumindest eine teilweise Wärmenutzung unterstellt.

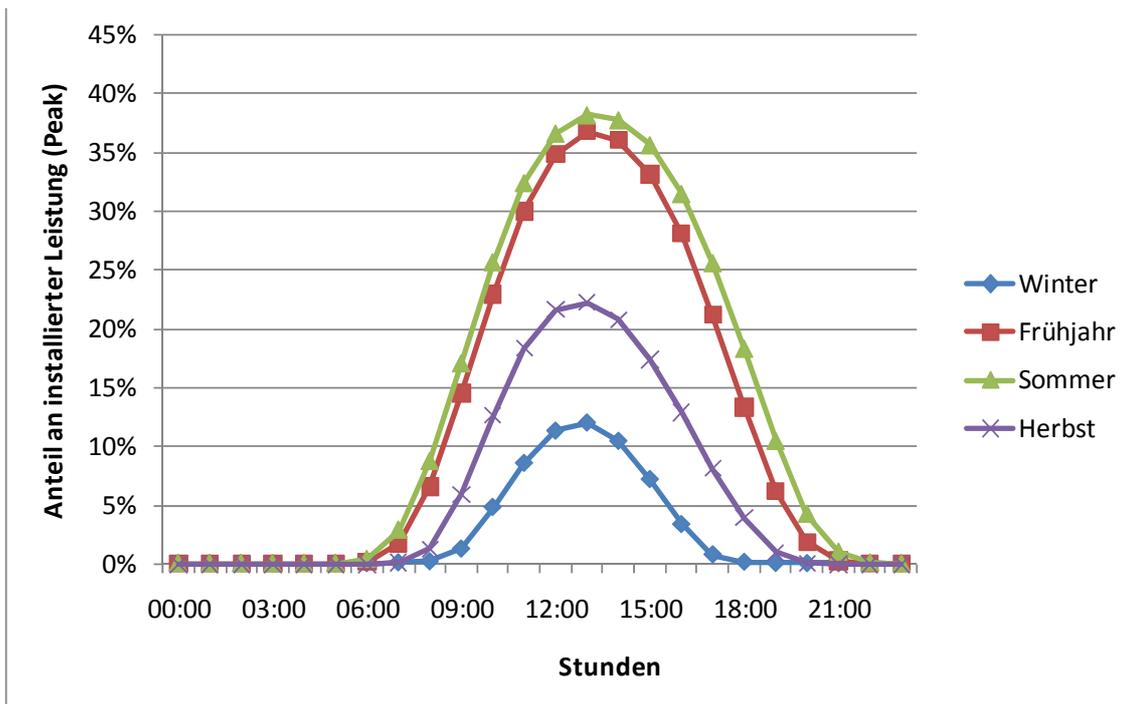
Informationen zum Einsatz von **Biogasanlagen** sind wie in der Vergangenheit anhand einer Betreiberbefragung des DBFZ verfügbar (DBFZ 2010). Darin geben ca. 73 % der antwortenden Biogasanlagenbetreiber an, dass sie den KWK-Bonus in Anspruch nehmen. Das DBFZ schätzt, dass ca. 70 – 80 % der Wärmeerzeugung für externe Nutzer zur Verfügung stehen (nach Abzug des Eigenwärmebedarfes). Das DBFZ geht davon aus, dass ca. 50 % davon auch tatsächlich genutzt werden.

Für **flüssige Biomassenutzung** in Pflanzenöl-BHKWs ist die Nutzung der anfallenden Wärme die Regel. Die Anlagen werden zu über 75 % wärmegeführt betrieben. Einsatzzwecke sind Heizung und Warmwasserbereitung sowie die Bereitstellung von Prozesswärme für industrielle Abnehmer.

Für die Simulationsrechnungen wird für alle Biomasetechnologien ein nahezu konstanter Verlauf angenommen.

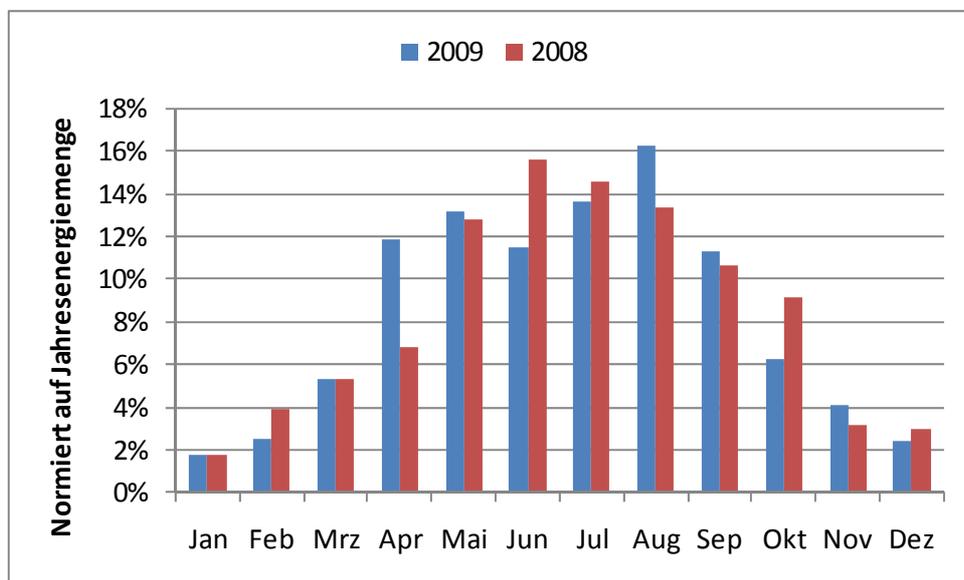
### **Photovoltaik**

Die installierte PV-Leistung ist in 2008 und 2009 stark gestiegen. Die erzeugte Strommenge lag 2008 bei 4,4 TWh und hat 2009 ca. 6,2 TWh erreicht. Das Einspeiseprofil von Photovoltaikanlagen folgt auf Grund der Sonneneinstrahlung relativ kontinuierlich der Lastspitze, die in der Mittagszeit auftritt (siehe Abbildung 3-9). Die mittleren Einspeisungen im Winter sind deutlich niedriger als in den Sommermonaten (siehe Abbildung 3-10). Detaillierte Daten zur PV-Einspeisung stehen aus der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz für 2008 und 2009 zur Verfügung, die im Rahmen der Simulation als Grundlage für das PV-Einspeiseprofil verwendet wurden. Die eingespeiste Stromerzeugung aus PV-Anlagen wurde entsprechend der deutschlandweiten Einspeisung skaliert. Durch die Verwendung realer Einstrahlungsdaten anstatt der bisher verwendeten Testreferenzjahre wird eine realistischere Korrelation vor allem zwischen der Wind und der PV-Einspeisung erwartet.



Quelle: 50 Hertz Regelzone 2009, installierte Leistung zum Teil geschätzt

Abbildung 3-9: Gemitteltetes Tagesprofil der PV-Einspeisung für Sommer, Frühjahr, Herbst und Winter



Quelle: 50 Hertz Regelzone 2008 und 2009

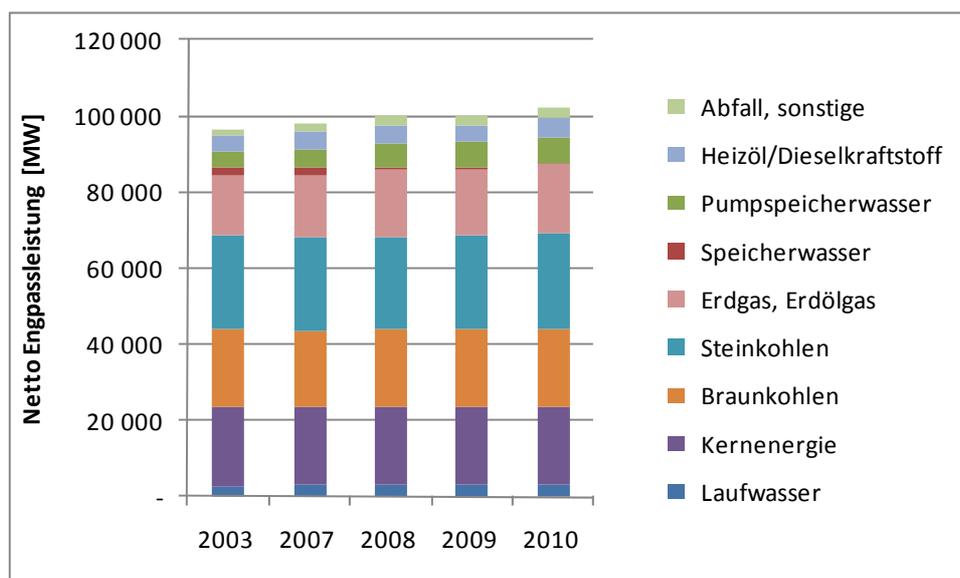
Abbildung 3-10: Monatliche Einspeisung der PV-Erzeugung in der 50 Hertz Regelzone in 2008 und 2009

## 4 Struktur des bestehenden Kraftwerksystems

Seit 2003 hat es eine sehr starke Entwicklung beim Ausbau der erneuerbaren Energien gegeben. Gleichzeitig ist die installierte Engpassleistung der konventionellen Kraftwerke seit 2003 nur in einem sehr begrenzten Umfang gewachsen. Von 2003 bis 2009 sind ca. 9,5 GW neuer Kraftwerke gebaut worden. Ca. 77 % des Zubaus besteht aus Gaskraftwerken (u.a. GuD-Anlagen in Hürth, Hamm-Uentrop, Köln Niehl, Herdecke). Ein Zubau an Braun- und Steinkohlekraftwerken hat nur in einem kleinen Umfang stattgefunden. Die Steinkohleengpassleistung wurde u.a. durch eine Umstellung des Blocks 6 im Großkraftwerk Mannheim von Erdgas auf Steinkohle gesteigert. Die Braunkohleleistung ist durch die Inbetriebnahme des BoA-Blocks in Niederaußem angestiegen.

Über die Anzahl der stillgelegten Kraftwerke sind weniger Daten verfügbar. Aus verschiedenen Quellen sind über 2,6 GW an Kraftwerksleistung identifiziert worden, die in den Jahren 2003 bis 2009 stillgelegt worden sind. Darunter fallen vor allem Kernkraftwerke (Stade, Obrigheim) sowie einige Öl- (Scholven) und Gaskraftwerke (Arzberg).

Die Veränderungen in der installierten Engpassleistung sind seit 2003 relativ gering. Die installierte Engpassleistung der konventionellen Kraftwerke ist leicht angestiegen. Dabei unterscheidet sich der Zubau für einzelne Brennstoffe sehr stark. Kernenergie bzw. Steinkohle sind leicht zurückgegangen, Gaskraftwerke sind deutlicher angestiegen. Die Netto-Engpassleistung der öffentlichen Versorgung – also ohne Industriebetreiber und private Betreiber – lag im Dezember 2009 bei ca. 100 GW (Abbildung 4-1).



Quelle: DESTATIS 2010

Abbildung 4-1: Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland 2003 - 2010

Die Bruttostromerzeugung war zwischen 2006 und 2008 nahezu konstant bei 637 TWh und ist in 2009 auf Grund der globalen Wirtschaftskrise um knapp 7 % auf 594 TWh zurückgegangen (AG Energiebilanzen). Den größten Anteil hatte sowohl 2008 als auch 2009 die Braunkohle, gefolgt von den Kernkraftwerken (siehe Tabelle 4-1). Die Steinkohle lag 2008 und 2009 deutlich unterhalb des Niveaus der Jahre davor. Hier zeigt sich die Substitution der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken durch die erneuerbaren Energien.

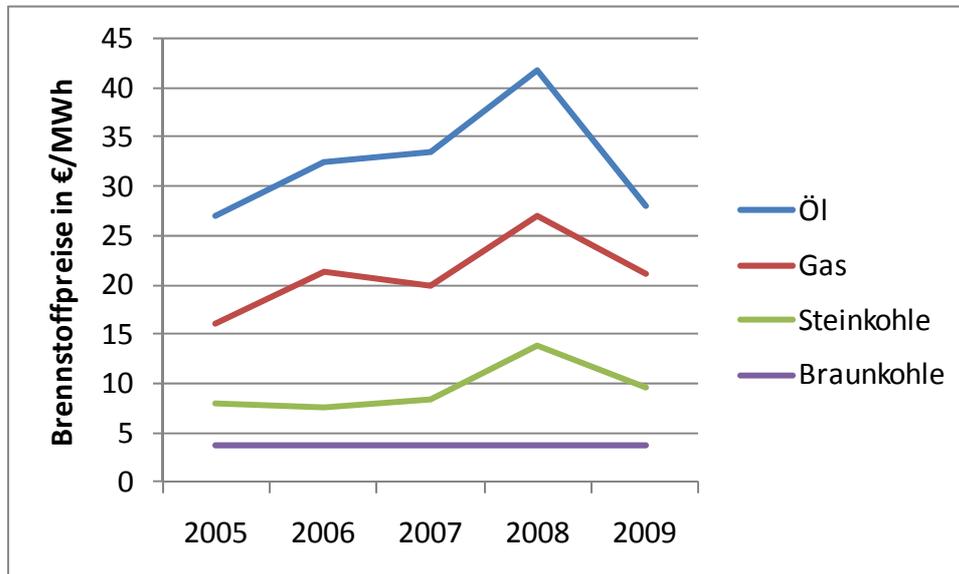
Tabelle 4-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2005 – 2009 nach Energieträgern

		Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Wasser	Wind	sonstige	Summe	Nettoexport
2005	TWh	163	154	134	71	12	27	27	33	621	9
2006	TWh	167	151	138	73	10	27	31	39	637	20
2007	TWh	141	155	142	75	10	28	40	46	637	19
2008	TWh	149	151	125	87	9	26	41	50	637	22
2009	TWh	135	147	107	77	11	25	39	55	594	14
Anteil 2009	%	22,7	24,7	18,0	13,0	1,9	4,2	6,6	9,3	100	

Quelle: AG Energiebilanzen

Die Entwicklung der Brennstoffpreise war bei Öl und Gas sehr stark von der globalen wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst. Bis Mitte 2008 sind die Preise für Öl und entsprechend auch für Gas sehr stark angezogen. Ab Mitte 2008 sind sie dann wieder stark gefallen (siehe Quelle: VIK 2010)

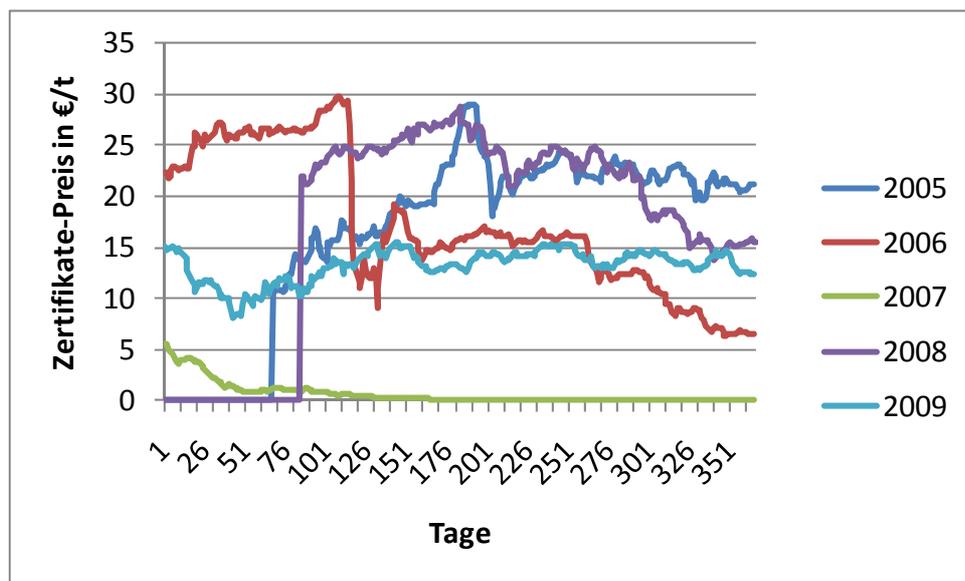
Abbildung 4-2). Auf Grund der Substitutionsmöglichkeiten zwischen Stromerzeugung aus Gas und Steinkohle ist auch der Preis für Importkohle in begrenztem Umfang diesen Preisschwankungen gefolgt.



Quelle: VIK 2010

Abbildung 4-2: Entwicklung der Energieträgerpreise von 2005 bis 2009

Ein weiterer wichtiger Indikator für den Kraftwerkseinsatz sind die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Im Rahmen der Simulation werden die Preise für Emissionsrechte, die am Spotmarkt der EEX gehandelt werden, verwendet (siehe Abbildung 4-3). Nachdem die Zertifikatepreise zum Ende der 1. Handelsperiode auf Grund der Überallokation an Emissionsrechten fast auf null gefallen sind, ist der Zertifikatepreis zu Beginn der 2. Handelsperiode Anfang 2008 auf über 20 €/t gestiegen. Mit Beginn der Wirtschaftskrise ist der CO<sub>2</sub>-Preis wieder gefallen und bewegt sich von Ende 2008 bis Ende 2009 zwischen 10 und 15 €/t.



Quelle: EEX 2010

Abbildung 4-3: Entwicklung des Emissionszertifikatepreises von 2005 bis 2009

## 5 Substitution der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien

Die Substitution der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken ist für 2008 und 2009 jeweils in einem eigenen Simulationslauf ermittelt worden. Dabei zeigen die Ergebnisse, welche fossilen Kraftwerke durch den Einsatz der erneuerbaren Energien weniger betrieben werden. Dies ist jeweils von der anliegenden Last und der dazugehörigen Einspeisung der erneuerbaren Energien abhängig. Die Ergebnisse für 2008 sind sehr stark von den Entwicklungen der globalen Wirtschaftskrise beeinflusst. Wichtige Eingangsparameter wie die Erdgaspreise verändern sich über den Jahreszeitraum sehr stark. Darüber hinaus beginnt in 2008 auch die nächste Handelsperiode im europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel, was zu ebenfalls sehr stark volatilen CO<sub>2</sub>-Preisen geführt hat. Die Erzeugung aus Kernenergie ist in 2008 wieder leicht um 9 TWh im Vergleich zu 2007 angestiegen.

In Summe führt das dazu, dass insbesondere die Stromerzeugung aus Steinkohle und Gaskraftwerken durch die erneuerbaren Energien ersetzt wird. Die Substitutionsfaktoren liegen in 2008 bei einer Substitution der Stromerzeugung von 66 % aus Steinkohle, 33 % aus Gaskraftwerken und ca. 1 % aus Braunkohlekraftwerken (siehe Abbildung 5-1). Die Substitutionsfaktoren für die einzelnen erneuerbaren Technologien liegen bei allen Technologien in einer vergleichbaren Größenordnung. Die detaillierten Substitutionsfaktoren für die einzelnen Technologien werden im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

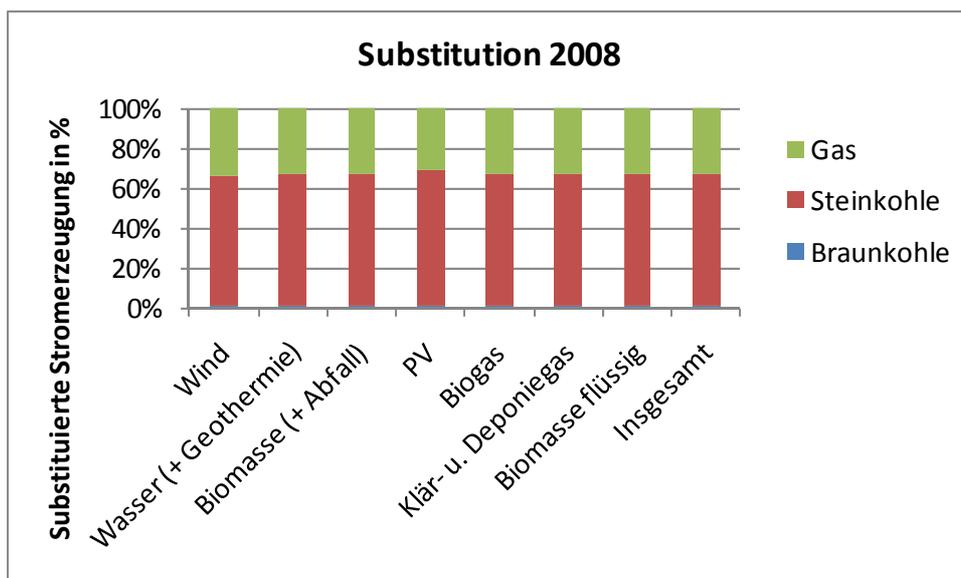


Abbildung 5-1: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2008

Das Jahr 2009 ist geprägt durch eine deutlich geringere Gesamtnachfrage und einer damit verbundenen deutlich geringeren Stromerzeugung aus Kernkraft und Braunkohlekraftwerken, aber auch aus Steinkohle und Erdgaskraftwerken. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag in etwa auf dem Niveau von 2008.

Daher substituieren nach den Simulationsergebnissen die erneuerbaren Energien auch in 2009 vor allem die Stromerzeugung aus Steinkohle und Gaskraftwerken, zusätzlich jedoch auch Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken. Die Substitutionsfaktoren liegen in 2009 bei einer Substitution der Stromerzeugung von 64 % aus Steinkohle, 30 % aus Gaskraftwerken und ca. 6% aus Braunkohlekraftwerken (siehe Abbildung 5-2).

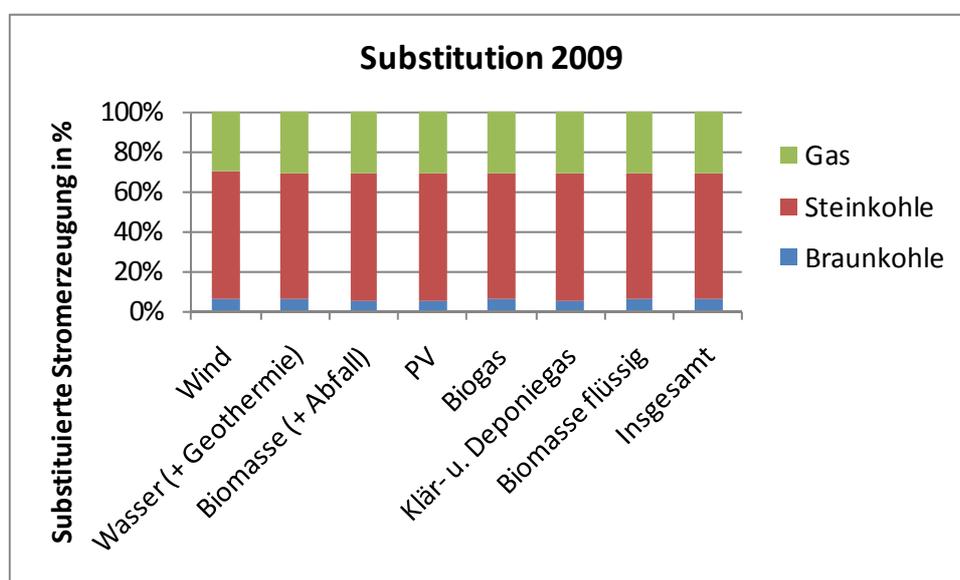


Abbildung 5-2: Substitution konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in 2009

Insgesamt zeigt sich, dass die Substitutionsfaktoren über alle erneuerbaren Technologien sehr vergleichbar sind. Dies ist bei der Wasserkraft und den Biomasetechnologien vor allem darauf zurückzuführen, dass sie in ihrem Einspeiseprofil sehr vergleichbar sind. Das gemittelte Profil der Windenergie weist ebenfalls ein sehr glattes Profil aus.

Bei der PV ergeben sich ebenfalls vergleichbare Substitutionsfaktoren, allerdings ergeben sich die Substitutionsfaktoren auf Grund des Zusammenspiels mehrerer Effekte. Der zunächst paradoxe Effekt, dass die Substitution von Stein- und Braunkohlenkraftwerken bei der PV so hoch ist, lässt sich durch sehr hohe CO<sub>2</sub>-Preise (vor allem in den Monaten Mai bis Juli) erklären. In dieser Zeit war gleichzeitig auch die Einspeisung aus PV-Anlagen hoch. Durch die hohen CO<sub>2</sub>-Preise stellen sich vor allem Gaskraftwerke

besser als Kraftwerke auf Kohlebasis. In dieser Zeit wird also verstärkt die Stromproduktion aus Kohlekraftwerken substituiert. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die anderen erneuerbaren Technologien aus. Allerdings wird ein Großteil der PV-Erzeugung im Sommer eingespeist, so dass die Substitutionseffekte im Sommer bei der PV maßgeblich zu den Substitutionseffekten für das gesamte Jahr beitragen. Anders ist dies beispielsweise bei der Windeinspeisung. Hier findet ein Großteil der Einspeisung im Herbst und im Winter statt. So lag in 2008 ein Großteil der Einspeisung in den Monaten Januar bis März, in denen der CO<sub>2</sub>-Preis fast bei null lag. Der Anteil der Einspeisung aus Wind, der in die Sommermonate fällt, ist daher deutlich kleiner als bei der PV.

### **Substitution von Kernenergie**

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die erneuerbaren Energien derzeit keine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken substituieren. Neben den Simulationsergebnissen sind auch verfügbare Statistiken zum Betrieb der Kernkraftwerke ausgewertet worden, um die Substitution von Stromerzeugung aus Kernkraftwerken zu analysieren.

Die Bruttostromerzeugung aus Kernkraftwerken lag in den Jahren 2008 und 2009 bei 148,8 TWh bzw. bei 134,9 TWh. Die Stromerzeugung liegt damit deutlich unterhalb der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken von 2006 mit 167,4 TWh. Der Grund für den deutlichen Rückgang liegt vor allem am fortwährenden Stillstand der Kernkraftwerke Brunsbüttel, Krümmel sowie zusätzlich Biblis A und B in 2009. Bei den restlichen Kernkraftwerken zeigt sich eine vergleichbare Auslastung wie in den Jahren zuvor. Eine Substitution der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken durch erneuerbare Energien lässt sich daher auch auf Grund statistischer Daten nicht ableiten.

Ein weiterer Indikator für die Verdrängung der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sind niedrige Strompreise an der EEX. In dieser Zeit kann es sein, dass die Grenzkosten von Kernkraftwerken nicht erreicht werden und eine Drosselung der Stromerzeugung notwendig ist. Die Anzahl der Stunden mit Strompreisen unter 5 €/MWh lagen 2007 bei 122 h, in 2008 bei 103 h und in 2009 bei 197 h. Es zeigt sich also, dass der Zeitraum, in dem eine Reduktion der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken denkbar ist, sehr klein ist.

### **Anfahrvorgänge, Teillastbetrieb, Regelleistung und Regelenergie**

In den vorhergehenden Gutachten sind die Effekte durch höhere Prognoseungenauigkeiten bei der Stromeinspeisung aus Wind und PV auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschätzt worden. Dazu sind keine grundsätzlich neuen Überlegungen angestellt worden. Seit 2007 hat sich die eingespeiste Menge aus Wind und PV um ca. 1 bis 2 TWh erhöht. Gleichzeitig hat sich die Prognosegenauigkeit der Windvorhersage in 2008 bzw.

2009 weiter leicht verbessert (siehe Tabelle 5-1). In der Tendenz ist daher vermutlich mit einem Rückgang der zusätzlichen Emissionen zu rechnen. Als obere Abschätzung wird jedoch weiterhin mit einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Einsparung für Windenergie und PV um 7 % gerechnet.

Tabelle 5-1: Verbesserung der Windleistungsprognose der vier Übertragungsnetzbetreiber von 2005 bis 2009

MAPE* in %	Tennet (bisher Transpower)	Amprion (bisher RWE)	50 Hertz (bisher VET)	EnBW
2005			37,3	11,8
2006	38,5	29,4	28,1	10,2
2007	22,6	27,1	25,8	8,4
2008	23,0	28,7	24,7	28,3
2009	24,8	25,7	24,2	37,4

\* Mean Absolute Percentage Error – bezogen auf die mittlere Einspeisung

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von EEG-Portal 2010

## 6 CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien

Im Vergleich zu den Ergebnissen des letzten Gutachtens sind die CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren ohne die Berücksichtigung der Vorketten zur Herstellung der Anlagen leicht gesunken. Hierbei spielen auch die Annahmen zum Vergleichskraftwerkpark ohne erneuerbare Energien eine wichtige Rolle. Steigt die Effizienz dieses Vergleichskraftwerkparks an, sinken dadurch die spezifischen Emissionsminderungen der erneuerbaren Energien. Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass 2008 auf Grund der Wirtschaftskrise eine Sondersituation darstellt.

Die Substitution findet weiterhin vornehmlich in Mittel- und Spitzenlastkraftwerken statt, wobei der Hauptanteil auf Steinkohleblöcke fällt (siehe Tabelle 6-1). Wie stark auch Grundlastkraftwerke verdrängt werden, ist in den einzelnen Jahren jeweils von den Einspeiseprofilen der Wind- und PV-Einspeisung abhängig sowie zunehmend auch von den CO<sub>2</sub>-Zertifikate Preisen. Der Anstieg bei der Verdrängung von Braunkohle in 2009 ist vor allem auf eine reduzierte Gesamtnachfrage zurückzuführen, die es wahrscheinlicher macht, dass häufiger Braunkohlekraftwerke im Grundlastband von den erneuerbaren substituiert werden.

Tabelle 6-1: Substitutionsfaktoren über alle erneuerbaren Energien

Jahr	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	CO <sub>2</sub> -Minderungsfaktor
2008 (exkl. Regelungsverluste)	1 %	66 %	33 %	699 g CO <sub>2</sub> /kWh (724 g CO <sub>2</sub> /kWh)
2009 (exkl. Regelungsverluste)	6 %	64 %	30 %	710 g CO <sub>2</sub> /kWh (735 g CO <sub>2</sub> /kWh)

Eine Aufteilung der Substitution und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen werden für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien nachfolgend detailliert dargestellt.

### Wasserkraft und Geothermie

In **2008** wurden insgesamt 20,4 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft errechnen sich nach den Simulationen zu 1,4 % Braunkohle, 65,7 % Steinkohle und 32,9 % Erdgas. Der ermittelte CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit bei **723 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Die Erzeugung aus Wasserkraft lag in 2009 bei 19,0 TWh. Nach den Simulationsrechnungen ergibt sich eine Substitution der Stromerzeugung von 6 % Braunkohle, 63,1 %

aus Steinkohle und 30,9 % aus Erdgas. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor in 2009 liegt auf Grund der höheren Verdrängung von Stromerzeugung aus Braunkohle bei **734 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Auf Grund der sehr ähnlichen Einspeisecharakteristik der Geothermie sollte für diese mit dem gleichen Einsparfaktor gerechnet werden.

### Windenergie

Die Einspeisung aus Windenergie erreichte in 2008 ihren bisher höchsten Wert mit 40,5 TWh. Die Substitutionsfaktoren liegen bei 0,8 % für Braunkohle, bei 65,5 % für Steinkohle und bei 33,7 % für Erdgas. Der sich daraus ableitende CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit bei **722 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Die Berücksichtigung von zusätzlichen Emissionen durch Ausgleich von Prognosefehlern mit einem pauschalen Abzug von 7 % ergibt einen CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor von **671 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

In 2009 erreichte die Windeinspeisung 38,6 TWh. Die Substitutionsfaktoren liegen in 2009 bei 5,9 % aus Braunkohle, 64,0 % aus Steinkohle und 30,1 % aus Erdgas. Insgesamt ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor von **735 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Berücksichtigt man zusätzlich auftretende Emissionen durch eine verstärkte Ausregelung der Windprognosefehler mit einem pauschalen Abschlag von 7 %, dann liegt der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor bei **683 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### Biomasse

Als Grundlage für das Einspeiseprofil von Biomasseanlagen sind Veröffentlichungen des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz verwendet worden. Diese haben einen Verlauf, der dem Tagesprofil der Einspeisung aus Wasserkraft sehr ähnlich ist. Aus diesem Grunde ergeben sich für alle Biomasetechnologien im Vergleich zu den Substitutionsfaktoren der Wasserkraft sehr ähnliche Ergebnisse.

Für Biomasseanlagen, die **feste Biomasse bzw. biogenen Abfall** verwenden, ergeben sich für 2008 Substitutionsfaktoren von 1,3 % Braunkohlekraftwerke, 65,6 % Steinkohlekraftwerke und 33,1 % Erdgaskraftwerke. Damit ergibt sich ein Minderungsfaktor von **722 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. In 2009 wird mehr Stromerzeugung aus Braunkohle verdrängt. Die Substitutionsfaktoren liegen dann bei 5,6 % für Braunkohle, 63,6 % für Steinkohle und 30,8 % für Erdgas. Der CO<sub>2</sub>-Einsparfaktor liegt damit in **2009** bei **734 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Die Unterschiede im Einspeiseprofil von **Biogasanlagen und BHKWs auf Pflanzenölbasis** sind im Vergleich zu den Anlagen mit fester Biomasse gering, so dass sich die Substitutionsfaktoren und CO<sub>2</sub>-Minderungen wenig unterscheiden. Die Anteile liegen **2008** bei 1,3 % Braunkohlekraftwerke, 65,5 % Steinkohlekraftwerke, 33,2 % Erdgas-

kraftwerke. Der resultierende Minderungsfaktor liegt bei **722 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Nicht mitberücksichtigt sind dabei Emissionen aus der Vorkette bzw. indirekte Emissionen. Für **2009** ergeben sich die verdrängten Anteile zu 5,6 % Braunkohle, 63,6 % Steinkohle und 30,8 % Erdgas. Der Minderungsfaktor liegt 2009 bei **734 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### **Deponie-, Gruben- und Klärgas**

Auf Grund fehlender Informationen zum Einspeiseprofil von Deponie-, Gruben- und Klärgasanlagen werden diese in der Simulation nicht explizit nachgebildet. Zur Bestimmung der Substitutionsfaktoren sowie der CO<sub>2</sub>-Minderung werden im Rahmen des Gutachtens die gleichen Faktoren wie für die Biogasanlagen unterstellt. Der Minderungsfaktor liegt dann **2008** ebenfalls bei **722 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**. Durch die veränderte Verdrängung konventioneller Erzeugung in **2009** steigt der spezifische Minderungsfaktor auf **734 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### **Photovoltaik**

Im Unterschied zu den bisherigen Gutachten basiert das PV-Einspeiseprofil auf Veröffentlichungen des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz und nicht mehr auf den Testreferenzjahren des DWD. Dadurch ergeben sich in Verbindung mit einer deutlichen Steigerung der installierten Leistung größere Veränderungen der Substitutionsfaktoren im Vergleich zu früheren Berechnungen. Die Substitutionsfaktoren liegen für die PV in 2008 bei 1,6 % Braunkohle, 67,2 % für Steinkohle und 31,2 % für Erdgas. Die hohe Verdrängung an Steinkohle in 2008 sind Mittellastkraftwerke, die bei hohen Gaspreisen (besonders im Sommer 2008) verstärkt tagsüber zum Einsatz kommen würden. Für **Photovoltaik** ergibt sich daraus ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor von 745 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Rechnet man wie bei der Windenergie pauschal mit einer Einsparminderung von 7 %, liegt der Minderungsfaktor bei **693 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

Für 2009 liegen die Substitutionsfaktoren bei 4,9 % Braunkohle, 64,5 % Steinkohle und 30,7 % Erdgas. Der CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor liegt bei 737 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> ohne Berücksichtigung von zusätzlichen Emissionen auf Grund von Prognosefehlern. Rechnet man diese mit ein, liegt der CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor bei **692 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>**.

### **Spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien 2008**

Betrachtet man alle erneuerbaren Energien zusammen, ergibt sich 2008 eine Gesamteinsparung an 65,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dominiert werden die Einsparungen durch die Erzeugung aus Windenergie sowie durch Wasserkraft bzw. Biomasse. Der spezifische Minderungsfaktor gewichtet über die Energiemengen für alle erneuerbare Energien einschließlich der Wasserkraft liegt für 2008 bei **0,699 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>** (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2008

	<b>Strommenge 2008*</b> [GWh]	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungs- faktor</b> [kg/kWh <sub>e</sub> ]	<b>Vermiedene Emissionen</b> [Mio. t CO <sub>2</sub> ]
Wasserkraft	20.446	0,723	14,8
Windenergie	40.574	0,671	27,2
Photovoltaik	4.420	0,692	3,1
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	16.268	0,722	11,7
Biogene flüssige Brennstoffe	1.443	0,722	1,0
Biogas	8.139	0,722	5,8
Klär- und Deponiegas	1.962	0,722	1,4
Geothermie	18	0,723	0,01
<b>Gesamt</b>	<b>93.269</b>	<b>0,699</b>	<b>65,2</b>
* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb			

### Spezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien 2009

Insgesamt fällt die spezifische CO<sub>2</sub>-Minderung in 2009 höher aus als in 2008 aus (siehe Tabelle 6-3). In 2009 ist deutlich mehr Grundlaststromerzeugung aus Braunkohle verdrängt worden. Auf Grund der niedrigeren Stromnachfrage in 2009 haben die erneuerbaren Energien deutlich häufiger das Grundlastband beeinflusst. Sondereffekte wie in 2008 mit stark schwankenden Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisen waren in 2009 nicht vorhanden, so dass die Minderungsfaktoren für Wind und PV näher aneinander liegen.

Tabelle 6-3: Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor 2009

	<b>Strommenge 2009*</b> [GWh]	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungs- faktor</b> [kg/kWh <sub>el</sub> ]	<b>Vermiedene Emissionen</b> [Mio. t CO <sub>2</sub> ]
Wasserkraft	19.094	0,734	14,0
Windenergie	38.580	0,683	26,4
Photovoltaik	6.578	0,685	4,5
Biogene Festbrennstoffe (inkl. biogener Abfall)	17.037	0,734	12,5
Biogene flüssige Brennstoffe	1.450	0,734	1,1
Biogas	10.500	0,734	7,7
Klär- und Deponiegas	1.957	0,734	1,4
Geothermie	19	0,734	0,01
<b>Gesamt</b>	<b>95.215</b>	<b>0,710</b>	<b>67,6</b>
* Strommenge nach BMU, nur Berücksichtigung von direkten Emissionen im Betrieb			

## 7 Vergleichsszenario zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparung

Zur Bestimmung des Einspareffektes an CO<sub>2</sub> durch erneuerbare Energien ist es notwendig, ein Vergleichskraftwerkspark zu definieren, gegen den diese Einsparungen ausgewiesen werden können. In den Gutachten der Jahre 2005 und 2009 ist der Vergleich jeweils gegen einen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien ermittelt worden, der identisch mit dem fossilen bzw. nuklearen Kraftwerkspark im Szenario mit erneuerbaren Energien war. In den Simulationsrechnungen für 2008 und 2009 hat sich jedoch gezeigt, dass in einigen Stunden dann nicht genügend Kraftwerkskapazität verfügbar war, um die Stromnachfrage ohne erneuerbare Energien zu decken. Aus diesem Grund sind zusätzliche fossile Kapazitäten definiert worden, um eine Deckung der Stromnachfrage zu jeder Zeit sicherzustellen. Die Zusammensetzung dieser zusätzlichen Kapazitäten soll nachfolgend diskutiert werden. Daran schließt sich eine allgemeine Diskussion zur CO<sub>2</sub> Minderung durch erneuerbare Energien an, die vor allem auch die Wechselwirkungen mit dem europäischen Emissionshandel beleuchtet.

Für die Definition des Vergleichskraftwerksparks sind verschiedene Fragen zu berücksichtigen und zu beantworten:

- Welche Kraftwerke stehen zur Verfügung?

Hier ist die Entwicklung mit bzw. ohne erneuerbare Energien jeweils zu berücksichtigen. Dabei ist zu klären, welche Kraftwerke in der Vergangenheit zugebaut worden sind und welche Kraftwerke ohne erneuerbare Energien zugebaut worden wären. Zu bewerten ist dabei, welche Rückwirkungen es durch den Ausbau erneuerbarer Energien auf den Ausbau der konventionellen Erzeugung gibt. Werden andere Brennstoffe wie z. B. Erdgas bevorzugt oder sind ältere Kraftwerke länger in Betrieb. Gibt es anstatt des Neubaus von Kraftwerken verstärkte Retrofit-Maßnahmen, die niedrigere Investitionen benötigen?

Für eine umfassende Analyse sind optimierende Energiesystemmodelle zur Investitionsplanung geeignet. Im Rahmen der Studie können diese Aspekte jedoch nur angedeutet und einige qualitative Aussagen dazu gemacht werden.

- Welche ökonomischen Rahmenbedingungen entscheiden über den Einsatz der Kraftwerke?

Hier spielt insbesondere die Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Preise eine Rolle. Inwieweit werden und wurden CO<sub>2</sub>-Preise beim Kraftwerkseinsatz und in welcher Höhe berücksichtigt?

- Wechselwirkungen mit anderen Sektoren

Inwieweit kommt es bei CO<sub>2</sub>-Minderungen im Stromsektor zu Wechselwirkungen mit anderen Sektoren, die ebenfalls für einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß verantwortlich sind. Es entstehen unter Umständen zusätzliche Emissionen im Ausland.

Für die Berechnungen dieses Gutachtens sind die fehlenden Kapazitäten im Verhältnis der verdrängten Kraftwerkskapazitäten ergänzt worden. Dies waren in der Vergangenheit vornehmlich Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Entsprechend sind im Rahmen der Simulationsrechnungen zu ca. 75 % Kraftwerke auf Basis von Steinkohle und zu 25 % auf Basis von Erdgas als zusätzliche Kapazität berücksichtigt worden. Um die Auswirkungen dieser zusätzlichen Kapazitäten zu bestimmen, sind zwei weitere Varianten für 2008 gerechnet worden (siehe Tabelle 7-1). In der einen Variante basiert die zusätzliche Kapazität ausschließlich auf Erdgaskraftwerken, in der zweiten Variante sind keine zusätzlichen Kapazitäten ergänzt worden. In diesem Fall kommt es in einigen Stunden dazu, dass die Stromnachfrage nicht durch die Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. In der Gasvariante sinken die eingesparten Emissionen leicht ab. In der Variante ohne die Implementierung zusätzlicher Kapazitäten steigen die Emissionsminderungen an. Gleichzeitig verschiebt sich die Substitution von Steinkohle stärker zum Gas. Die Substitution von Braunkohle bleibt etwa konstant.

Tabelle 7-1: Zusätzliche Kraftwerkskapazität im Szenario Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien und Veränderung des CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktors für 2008

Zusätzliche Kapazität		Referenz (zur Berechnung der Substitutionsfaktoren)	Variante 1	Variante 2
Steinkohle	MW	5750	0	0
	Wirkungsgrad	46 %		
Erdgas	MW	1750	7500	0
	Wirkungsgrad	48 %	40 %	
CO <sub>2</sub> -Minderungsfaktor		699 g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	693 g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	705 g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>

Durch die Implementierung neuer Kraftwerkskapazität wird implizit eine Modernisierung des Kraftwerksparks auch ohne erneuerbare Energien unterstellt. Dies führt bereits ohne die erneuerbaren Energien zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### Wechselwirkung mit dem Emissionshandel

Bei der Bewertung der CO<sub>2</sub>-Minderung durch erneuerbare Energien wird die Wechselwirkung zwischen der Förderung erneuerbarer Energien und dem europäischen Emissionshandel (ETS) intensiv diskutiert (Breitschopf et al. 2010). Beide Instrumente betreffen die Stromerzeugung, so dass sich hier Wechselwirkungen ergeben können.

Die Einspareffekte durch die Förderung erneuerbarer Energien werden im Rahmen dieses Gutachtens durch einen Vergleich zwischen einem Kraftwerkssystem mit und ohne erneuerbare Energien ermittelt. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke richtet sich dabei nach ökonomischen Kriterien (Merit-Order). Durch die Einführung des Emissionshandels kommt eine neue Kenngröße dazu. Die maximale Menge an CO<sub>2</sub>-

Emissionen ist ebenfalls limitiert. Dieses Limit der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Emissionshandel sollte an die erwartete Stromerzeugung durch die Förderung erneuerbarer Energien angepasst sein. Berücksichtigt das CO<sub>2</sub>-Cap die Förderung erneuerbarer Energien nicht, kann dies zu einer teilweisen Kompensation der durch die erneuerbaren Energien erzielten Emissionsminderungen führen. In diesem Fall ergibt sich dann statt eines Mengeneffektes ein Preiseffekt im Emissionshandel. Auf Grund der Überallokation an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in der ersten Handelsperiode (2005-2007) ist der Preis für Zertifikate Mitte 2007 jedoch auf fast 0 gesunken. Aus diesem Grunde sollten sich in der ersten Handelsperiode nur sehr geringe Wechselwirkungen zwischen der Förderung der erneuerbaren Energien und dem Emissionshandel ergeben haben.

Für die zweite Handelsperiode sind die möglichen Wechselwirkungen detailliert in Breitschopf et al. (2010) abgeschätzt worden. Grundsätzliche Überlegung ist, dass die erwartete Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei der Festlegung des Caps bereits mit berücksichtigt worden ist. Hier hat sich gezeigt, dass zum Zeitpunkt der Cap-Festlegung die dann eingetretene Einspeisung aus erneuerbaren Energien geringfügig unterschätzt worden sein kann. So geht beispielsweise das Leitszenario 2006 von einer Stromerzeugung in 2010 von ca. 92 TWh bzw. von 87 TWh in 2009 aus. Die tatsächliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien erreichte 2009 bereits 93,5 TWh. Die dadurch zusätzlich eingesparten Emissionen, so schlussfolgern die Autoren, könnten im Rahmen des Emissionshandels wieder kompensiert worden sein. Als Obergrenze wird eine durch erneuerbare Energien in Deutschland eingesparte Menge von ca. 5 Mio. t CO<sub>2</sub> geschätzt, die im Rahmen des europäischen Emissionshandels an anderer Stelle wieder kompensiert sein könnte. Ob ein solcher Effekt tatsächlich eingetreten ist, lässt sich nur schwer ermitteln.

Hier stellt sich die Frage, wird die CO<sub>2</sub>-Einsparung an anderer Stelle tatsächlich wieder zusätzlich emittiert? Grundsätzlich zeigt sich in der Diskussion um politische Instrumente, dass der Einsatz von mehreren Instrumenten sinnvoll ist, um die angestrebten Emissionsminderungen zu erreichen. Wichtig ist dabei, die verschiedenen Maßnahmen im Rahmen des ETS zu berücksichtigen und die Grenze entsprechend anzupassen oder vorzugeben. Ist der CO<sub>2</sub>-Preis niedrig und werden die Minderungsziele erreicht, wirken sich die CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei den Erneuerbaren zusätzlich aus. Ist der Preis hoch und werden die Ziele nur knapp erreicht, dann spielen Veränderungen bei den erneuerbaren Energien eine größere Rolle. Liegen die Einsparungen über den geplanten Mengen, ergeben sich Preisreduktionen im ETS und es kann zu weniger Einsparungen im ETS kommen. Im umgekehrten Fall, dass die Einsparungen unter den geplanten Mengen liegen, erhöht sich der Preis im ETS, und es müssen dort zusätzliche Minderungen erzielt werden. Durch eine Anpassung der Emissionsminderungsziele in der nächsten Handelsperiode lassen sich diese Effekte zum Teil wieder kompensieren.

## 8 Fazit und Ausblick

Im Vergleich zu den vorhergehenden Gutachten bleibt die vornehmlich verdrängte Erzeugung Mittel- und Spitzenlast. Die Substitutionsfaktoren für Steinkohle und Erdgas verändern sich nur geringfügig. Die dennoch deutlich reduzierten CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktoren ergeben sich aus den Annahmen zur Effizienz des fossilen Kraftwerksparks. Im Rahmen dieses Gutachtens sind für das Szenario Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien zusätzliche Kapazitäten implementiert worden, die implizit auch eine Modernisierung des fossilen Kraftwerksparks unterstellen. Die Substitution aus Braunkohle bleibt weiterhin gering, da auch in 2008 und 2009 die Erzeugung aus Kernkraft geringer war als in 2006. Vergleichbar mit 2007 sinkt die Braunkohle daher tiefer im Grundlastband und wird von den erneuerbaren seltener beeinflusst.

Auf Grund veränderter Annahmen zum Einspeiseprofil der PV und einem deutlichen Anstieg der installierten Leistung gab es größere Veränderungen der Substitutionsfaktoren für die PV. Neben einer erhöhten Verdrängung von Steinkohle kommt es insbesondere an den Sommerwochenenden dazu, dass auch vereinzelt Braunkohle durch PV substituiert werden kann.

Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass 2008 sehr stark von der Wirtschaftskrise betroffen war. Zunächst gab es hier sehr starke Anstiege bei den Energieträgerpreisen, wobei gleichzeitig auch die 2. Handelsperiode im europäischen Emissionshandel begann. Dies führte gleichzeitig auch zu hohen CO<sub>2</sub>-Preisen. Ab Mitte des Jahres sind beide Preise sehr stark gefallen. Das Jahr 2009 ist dann auch bedingt durch die Wirtschaftskrise von einem relativ niedrigen Gesamtstromverbrauch geprägt, der deutlich unterhalb von 2008 lag.

## Literatur

- 50 Hertz (2010): 50 Hertz Transmission GmbH, Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, online unter <http://www.50hertz-transmission.net/de/167.htm>
- AG Energiebilanzen: <http://www.ag-energiebilanzen.de>, Veröffentlichung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zu Stromerzeugung und Einsatz von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung, besucht am 12.01.2010.
- Breitschopf, B.; Diekmann, J. (2010): Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Im Rahmen des Projekts „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“ online unter [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie\\_meeek.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_meeek.pdf)
- DBFZ (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Deutsches Biomasse Forschungszentrum, März 2010 online unter [http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user\\_upload/3330002\\_Stromerzeugung\\_aus\\_Biomasse\\_3\\_Zwischenbericht\\_.pdf](http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_3_Zwischenbericht_.pdf)
- DESTATIS (2010): Statistisches Bundesamt, persönliche Kommunikation Frau Lenz, Bereich Energie- und Wasserversorgung, Monatsbericht der Elektrizitätsversorgung 2003 – 2009.
- EEG-Portal (2010): EEG/KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Transparenzanforderungen, online unter <http://www.eeg-kwk.net/de/525.htm>
- EEX (2010): European Energy Exchange: EU-Emissionsberechtigungen 2005 bis 2007 online unter <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten> besucht 10.12.2010.
- Klobasa, M.; Ragwitz, M. (2005): Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2009): CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Reisi (2010): Windmonitor – Monatliche Neuinstallationen in den letzten zwei Jahren. Online: [http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=24&lang=de](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=24&lang=de)

Sensfuß, F. (2008): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritt-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag, Düsseldorf.

VIK (2010): Verband der industriellen Kraftwerksbetreiber, Energiepreise und Notierungen online unter <http://www.vik.de/index.php?id=12>