



Fraunhofer Institut
System- und
Innovationsforschung

**Gutachten zur
CO₂- Minderung im Stromsektor durch den
Einsatz erneuerbarer Energien**

Bericht für die Arbeitsgruppe
Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat)

im Auftrag des

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Bearbeiter:

Marian Klobasa, Dr. Mario Ragwitz

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
Karlsruhe, Januar 2005

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

Auftragnehmer: Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung (ISI)

Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe
Abteilung: Energiepolitik & Energiesysteme

Bearbeiter:
Marian Klobasa (M.Klobasa@isi.fraunhofer.de)
Dr. Mario Ragwitz (M.Ragwitz@isi.fraunhofer.de)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
1 Einleitung	1
2 Struktur des bestehenden Kraftwerksystems	3
3 Einfluss erneuerbarer Energien auf die Stromerzeugung in Kernkraftwerken.....	6
4 Ergebnisse der Studien zu CO₂-Einsparung durch erneuerbare Energien	9
5 Weitere Einflussfaktoren auf die Emissionsminderung des Kraftwerkparks.....	18
6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	27
Literatur.....	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland Ende 2003 (DESTATIS)	3
Abbildung 2:	Kraftwerkseinsatz der öffentlichen Versorgung am 3. Mittwoch im Dezember 2003 (DESTATIS).....	4
Abbildung 3:	Jahresdauerlinie der Stromnachfrage mit und ohne Windeinspeisung (UCTE, eigene Berechnungen)	7
Abbildung 4:	Energienachfrage im Januar 2003 mit/ohne Windeinspeisung (UCTE, eigene Berechnungen).....	8
Abbildung 5:	Struktur der zu Grunde gelegten Kraftwerkssysteme, Anteile an der Stromerzeugung	12
Abbildung 6:	Substituierte Erzeugung durch erneuerbare Energien, bei TUM, Lux und Sontow durch Windenergie	13
Abbildung 7:	Spezifischer CO ₂ -Einsparfaktor für die Stromerzeugung aus Windenergie	14
Abbildung 8:	Durch erneuerbare Energien verdrängter Energieträger nach Studie TUM	15
Abbildung 9:	CO ₂ -Minderungsfaktoren durch erneuerbare Energien (nur direkte Emissionen).....	16
Abbildung 10:	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Steinkohlekraftwerke.....	19
Abbildung 11:	Zusammensetzung der installierten fossilen Kraftwerkskapazität (AGFW, DESTATIS, eigene Recherche).....	24
Abbildung 12:	CO ₂ -Minderungsfaktoren erneuerbarer Energien und gewichtete Faktoren.....	30
Abbildung 13:	Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung Februar/März.....	34
Abbildung 14:	Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung April/Mai	34
Abbildung 15:	Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung Juni/Juli/August.....	35
Abbildung 16:	Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung September/Oktober.....	35
Abbildung 17:	Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung November/Dezember	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bruttostromerzeugung in Deutschland 2003 (AG Energiebilanzen)	5
Tabelle 2:	Emissionsfaktoren der Referenzenergiesysteme und Referenzjahre	10
Tabelle 3:	Spezifische CO ₂ -Emissionen erneuerbarer Energien durch Bau und Herstellung	17
Tabelle 4:	Reduktion der CO ₂ -Minderung ohne Teillastverhalten und Anfahrverluste nach TUM (Kraftwerkpark 2000)	20
Tabelle 5:	Reduktion der CO ₂ -Minderung durch Teillastverhalten und Anfahrverluste nach TUM (Kraftwerkpark 2000)	21
Tabelle 6:	Gekoppelte Leistung der öffentlichen Versorgung (AGFW-Statistik u.a.)	23
Tabelle 7:	Vorhaltung und Abruf von Regelleistung nach Studie EWI	26
Tabelle 8:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor	30
Tabelle 9:	Zusammenfassung der Studien (ohne Emissionen der Vorketten)	33

1 Einleitung

Auf der Basis bestehender Arbeiten sowie im Abgleich mit eigenen Berechnungen wurden die Auswirkungen der Substitution konventionellen Stroms durch Strom aus erneuerbaren Energien auf die Treibhausgasbilanz des Energiesystems detailliert untersucht. Insbesondere war die Frage zu klären, welche CO₂-Ersparnis je produzierter kWh Strom den erneuerbaren Energien zugeschrieben werden sollte. Hierbei sollten aus dem Spektrum der in verschiedenen Studien veröffentlichten Werte realitätsnahe und wissenschaftlich fundierte Abschätzungen gewonnen werden. Um die resultierende Netto CO₂-Minderung zu ermitteln, wurden folgende Fragen sukzessiv beantwortet:

- Wie ist die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkparks nach Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle, Atomkraft, Erdgas, Erdöl)?
- Werden Kernkraftwerke durch erneuerbare Energien substituiert?
- Welche konventionellen Kraftwerke bzw. welche Brennstoffe werden tatsächlich durch erneuerbare Energien ersetzt? Substituieren erneuerbare Energieträger eher Grund- Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke?
- Welche Einspeisecharakteristik haben die verschiedenen erneuerbaren Energien? Zu welchen Zeiten wird welche Leistung erzeugt?
- In wie weit wird die CO₂-Minderung durch einen ineffizienteren Betrieb des verbleibenden Kraftwerkparks reduziert?
- Welchen Beitrag leisten erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelenergie und welcher Teil der nominellen CO₂-Einsparung durch fluktuierende erneuerbare Energien wird durch einen erhöhten Regelenergieaufwand wieder aufgezehrt?

Die vorliegende Analyse berücksichtigt die direkten Emissionen, zum Teil wurden vorgelagerte Prozesse, Anlagenherstellung und Entsorgung mit ausgewiesen.

Vorgehensweise:

Zunächst wurden die relevanten Studien zur zentralen Frage der CO₂-Minderung durch erneuerbare Energien, zum Regelenergieaufwand sowie zu ökonomischen und ökologischen Rahmendaten ausgewertet. Ziel war es, einen Überblick der wesentlichen Einflussgrößen auf den Betrieb des Kraftwerkparks zu erhalten, entsprechend des momentanen Standes in der wissenschaftlichen Literatur.

Neben diesem Datenmaterial wurden die angewendeten Methoden dieser Studien bezüglich der Bestimmung des CO₂-Einspareffekts miteinander verglichen, um die wichtigsten Unterschiede zu verdeutlichen und gegenüberzustellen. Die verschiedenen Ansätze wurden einer kritischen Bewertung unterzogen und auf ihren tatsächlichen

Realitätsgehalt hin überprüft. Die für diese Fragestellung wesentlichen Studien, die im Rahmen des Gutachtens berücksichtigt wurden, waren:

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Umweltbundesamtes (UBA)

- Nitsch, J.; Gärtner, S.; Barthel, C. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, WI
- Nitsch, J.; Fishedick, M.; Staiß, F.; Allnoch, N.; Baumert, M. (2000): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Umweltbundesamt (Hrsg.), Berlin: Erich Schmidt Verlag

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)

- Zwischenbericht V (2003): Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, Basel: Prognos AG
- Schulz, W.; Kalies, M.; Hillebrand, B. (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Köln, Leipzig, Essen: EWI, IE, RWI
- Geiger, B.; Hardi, M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheuschler, P. (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen, München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München

Weitere nationale Studien

- Lux, R. (1999): Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Stuttgart: Universität Stuttgart
- Sontow, J. (2000): Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung, Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung
- Szenarienerstellung. Bericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Berlin, IER, WI, Prognos (2002)

Neben der Auswertung der angegebenen Arbeiten wurden eigene Berechnungen zur Plausibilitätsprüfung durchgeführt.

2 Struktur des bestehenden Kraftwerksystems

Der Ausgangspunkt der Analyse war die Struktur des Kraftwerksystems. Aus dem Betrieb dieses Kraftwerksystems ergab sich die substituierbare Erzeugung, die durch erneuerbare Energien ersetzt wird. Die Netto-Engpassleistung der öffentlichen Versorgung - also ohne Industriebetreiber und private Betreiber - lag im Dezember 2003 bei ca. 97 GW, wobei der größte Anteil in Steinkohlekraftwerken installiert war. Eine detaillierte Aufschlüsselung ist in **Abbildung 1** dargestellt.

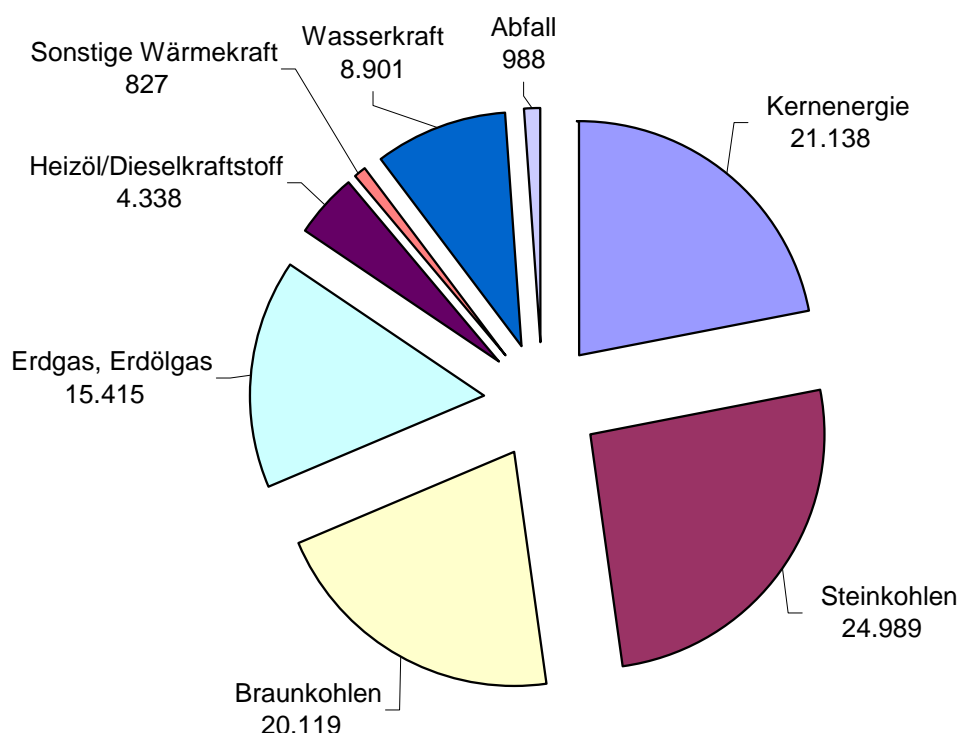


Abbildung 1: Installierte Nettoengpassleistung in MW der öffentlichen Versorgung in Deutschland Ende 2003 (DESTATIS)

Der Einsatz der Kraftwerke richtet sich neben einer Reihe von technischen Restriktionen nach den Betriebskosten der Stromerzeugung, wodurch sich eine Merit Order¹ des Kraftwerkseinsatzes ergibt. Weiterhin spielen auch Aspekte des Aufwandes für An- und Abfahrvorgänge sowie dynamischen Eigenschaften verschiedener Kraftwerkstypen, die zur Regelung des gesamten Systems von Bedeutung sind, eine wichtige Rolle. So werden bei kurzfristigen Nachfragespitzen eher kostengünstig und schnell zu startende Gasturbinen eingesetzt als teurer anzufahrende Kohlekraftwerke.

¹ Merit Order beschreibt die Einsatzrangfolge eines Kraftwerkssystems, die sich an den variablen Betriebskosten der Anlagen orientiert.

Die Betriebskosten und der Energieeinsatz der Kraftwerke hängen dabei von der Fahrweise der Kraftwerksanlagen ab. Unter optimalen Betriebsbedingungen laufen die Kraftwerke mit ihrem Netto-Wirkungsgrad, der durch Teillastbetrieb, An- und Abfahrvorgänge usw. jedoch reduziert werden kann.

Die längste Ausnutzungsdauer in den letzten Jahren wiesen Kern- und Braunkohlekraftwerke auf, die mit sehr günstigen Betriebskosten gefahren werden können. Aus diesem Grund wurden die Kraftwerkstypen in der Grundlast betrieben. Höhere Betriebskosten verursachten Steinkohlekraftwerke und mit Gas betriebene Kraftwerke, die vornehmlich tagsüber in der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt wurden. In den Tagesspitzen kamen schließlich Pumpspeicherkraftwerke und flexible Gasturbinen zum Einsatz. Der Kraftwerkseinsatz ist beispielhaft für den 3. Mittwoch im Monat Dezember 2003 in stündlicher Auflösung in **Abbildung 2** dargestellt.

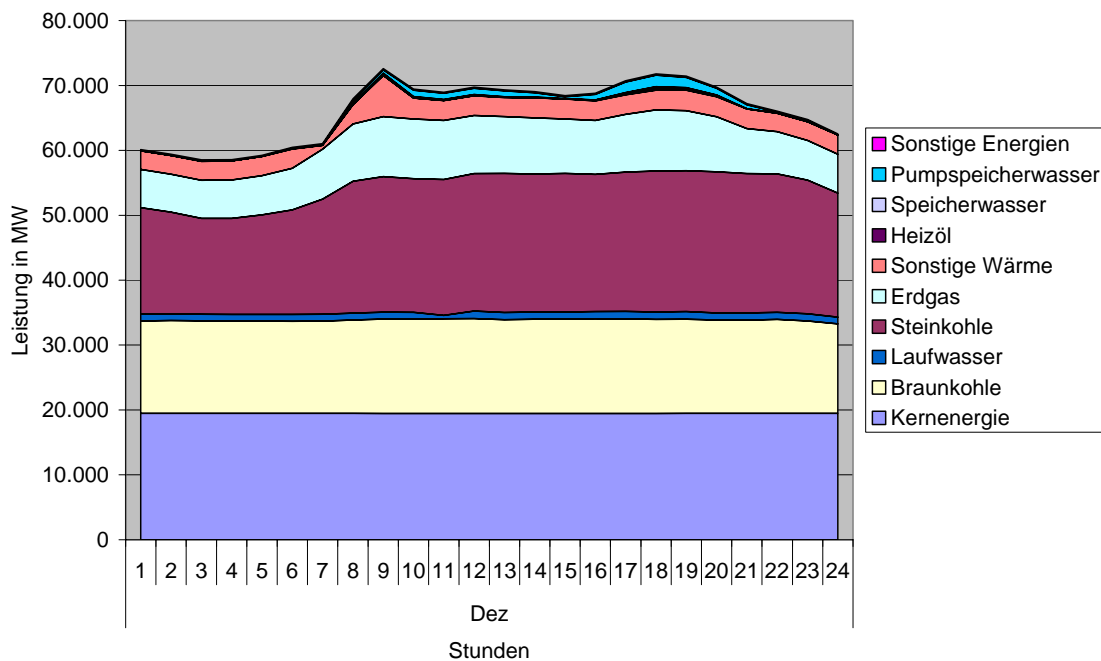


Abbildung 2: Kraftwerkseinsatz der öffentlichen Versorgung am 3. Mittwoch im Dezember 2003 (DESTATIS)

Aus dem Betrieb der Kraftwerke ergibt sich die über ein Jahr erzeugte Strommenge nach Energieträgern. Den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung lieferte 2003 die Kernenergie mit 27,6 % gefolgt von der Braunkohle und der Steinkohle mit 26,6 % bzw. 24,5 %. Von den erneuerbaren Energien lieferte die Wasserkraft 4,2 % der Bruttostromerzeugung und die Windkraft 3,2 %. In **Tabelle 1** sind die erzeugte Strommenge und die Anteile dargestellt. Zieht man Wasser und Windstromerzeugung ab, wurden ca. ein

Drittel der Stromerzeugung durch Kernkraft bereitgestellt und zwei Drittel durch fossile Energieträger.

Tabelle 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2003 (AG Energiebilanzen)

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Wasser	Wind	sonstige	Summe
Stromerzeugung [TWh]	165	159	146	57,5	5,5	25	19	20	597
prozentualer Anteil [%]	27,6	26,6	24,5	9,6	0,9	4,2	3,2	3,4	100

Hier stellt sich die Frage, ob es innerhalb eines Jahres zu Situationen kam, in denen durch die Windstromeinspeisung oder andere erneuerbare Energien Kernenergie substituiert wurde. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf durch Windenergie oder andere erneuerbare Energien eingesparte CO₂-Emissionen, da die Stromerzeugung in Kernkraftwerken wesentlich weniger CO₂-intensiv ist als in thermischen Kraftwerken.

3 Einfluss erneuerbarer Energien auf die Stromerzeugung in Kernkraftwerken

Die beiden wichtigsten erneuerbaren Energiequellen, die den größten Anteil an der Stromerzeugung gegenwärtig besitzen, sind die Wasserkraft und die Windkraft. Die installierte Leistung in Wasserkraft ohne Speicherkraftwerke lag Ende 2003 bei 2,6 GW (DESTATIS), die Ende 2003 installierte Windleistung lag bei 14,6 GW (DEWI). Die letzten veröffentlichten Zahlen zur Windleistung liegen bei 15,5 GW, die bis Ende August 2004 installiert waren (ISET).

Die Wasserkraft speist sehr gleichmäßig in das Netz ein, da die Energiequelle permanent zur Verfügung steht. Bei der Windkraft ist die Einspeisung großen Schwankungen unterworfen, die sich aus den vorliegenden Windverhältnissen ergeben.

Am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung wurde ein Simulationsmodell entwickelt, das auf Basis von Wetterdaten und weiteren technischen Parametern eine Leistungszeitreihe der Windstromeinspeisung ermittelt (Sensfuss). Dieses Modell diente als Basis, um die Frage zu klären, wie Kernenergie durch erneuerbare Energie beeinflusst oder nicht. Die Simulation wurde mit einer installierten Leistung von 15 GW durchgeführt, die sich auf 15 Standorte in Deutschland verteilt.

Die Nachfrage nach Elektrizität ist vornehmlich von der Tageszeit, vom Wochentag sowie von der Jahreszeit abhängig. Zur Abbildung des täglichen Lastverlaufs und des jährlichen Energiebedarfs wurden Daten der UCTE² für das Jahr 2003 verwendet, die für jeden 3. Mittwoch im Monat veröffentlicht werden. Der Lastverlauf des Wochenendes wurde aus Daten des Jahres 2000 ermittelt. Die Daten der UCTE beziehen sich jedoch lediglich auf die Hoch- und Höchstspannungsebene, so dass ein Teil der Einspeisung, hauptsächlich industrielle Einspeisung sowie Windenergie und private Betreiber, nicht erfasst wurden. Dies führte dazu, dass die reale Energienachfrage tatsächlich über den angegebenen Werten lag.

Ordnet man die Stromnachfrage zu einer Jahresdauerlinie (siehe **Abbildung 3**), erkennt man, dass sich die maximal nachgefragte Leistung durch die Windeinspeisung nur geringfügig reduziert. Die minimale Last wird ebenfalls reduziert. Mit den verwendeten Winddaten, die das verhältnismäßig gute Windjahr 1990 beschreiben, sank die Mindestlast im Netz von ca. 30 GW in wenigen Stunden auf ca. 21 GW. Damit lag sie knapp oberhalb der installierten Nettoengpassleistung der Kernkraftwerke.

² UCTE: "Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity" Europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber.

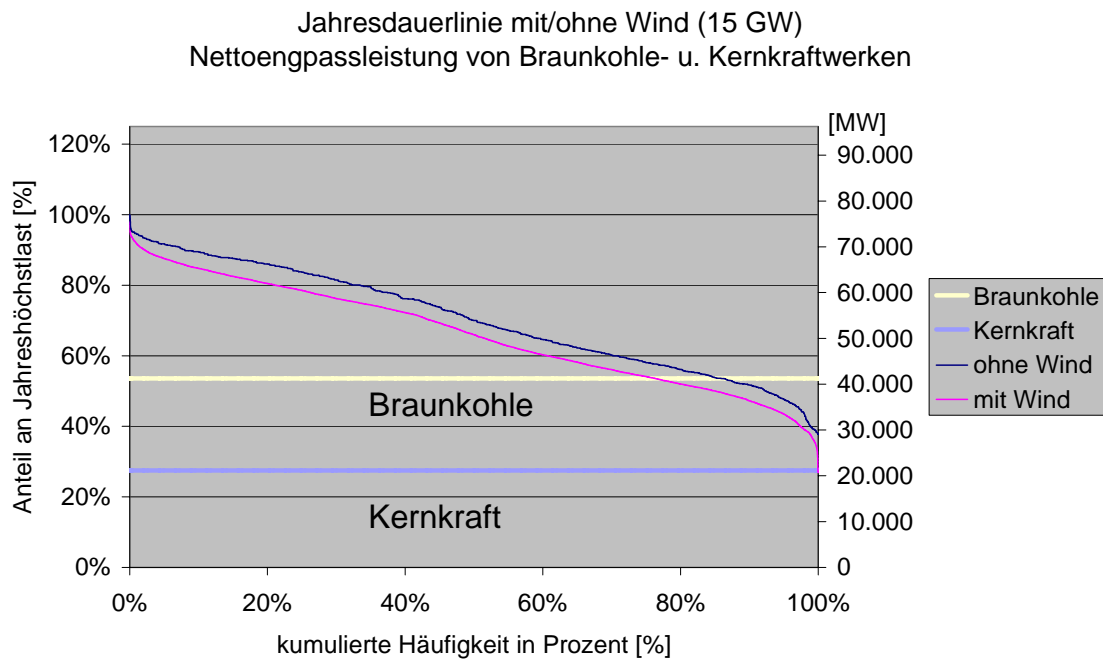


Abbildung 3: Jahresdauerlinie der Stromnachfrage mit und ohne Windeinspeisung (UCTE, eigene Berechnungen)

Für den Kraftwerkseinsatz ist die verfügbare Leistung von Bedeutung, die sich aus der Nettoengpassleistung durch Abzug der nichtverfügbaren Leistung ergibt. Dies ist durch Inspektionen, Revisionen sowie außerplanmäßigen Störungen und Schäden bedingt. Eine Gegenüberstellung der verfügbaren Leistung mit der nachgefragten Leistung gab die Antwort, ob durch erneuerbare Energien der Betrieb von Kernkraftwerken gegenwärtig beeinflusst wird.

In **Abbildung 4** ist für den Monat Januar 2003 die Lastkurve der Energienachfrage sowie die nach Abzug einer Windstromeinspeisung verbleibende Stromnachfrage dargestellt. Gleichzeitig ist die verfügbare Leistung der Grundlastkraftwerke dargestellt (DESTATIS). Hierbei weisen Laufwasserkraftwerke die niedrigsten Betriebskosten auf, gefolgt von den Kernkraftwerken und den Braunkohlekraftwerken. Wie verschiedene Studien zeigen liegen die Betriebskosten der Kernkraftwerke geringfügig unter den Kosten von Braunkohlekraftwerken (Enquete, Blesl), so dass sich die Einspeisung von erneuerbaren Energien im Grundlastbereich zunächst auf Braunkohlekraftwerke auswirken wird.

Da nach den genannten Studien die Kernkraft die günstigeren Betriebskosten im Vergleich zur Braunkohle aufweist, bleiben die verfügbaren Kernkraftwerke in Betrieb, um die verbleibende Nachfrage zu decken. Die Laufwasserkraftwerke ersetzen Grundlastkapazitäten in Braunkohle. Die Analyse über das gesamte Jahr ist im Anhang dargestellt.

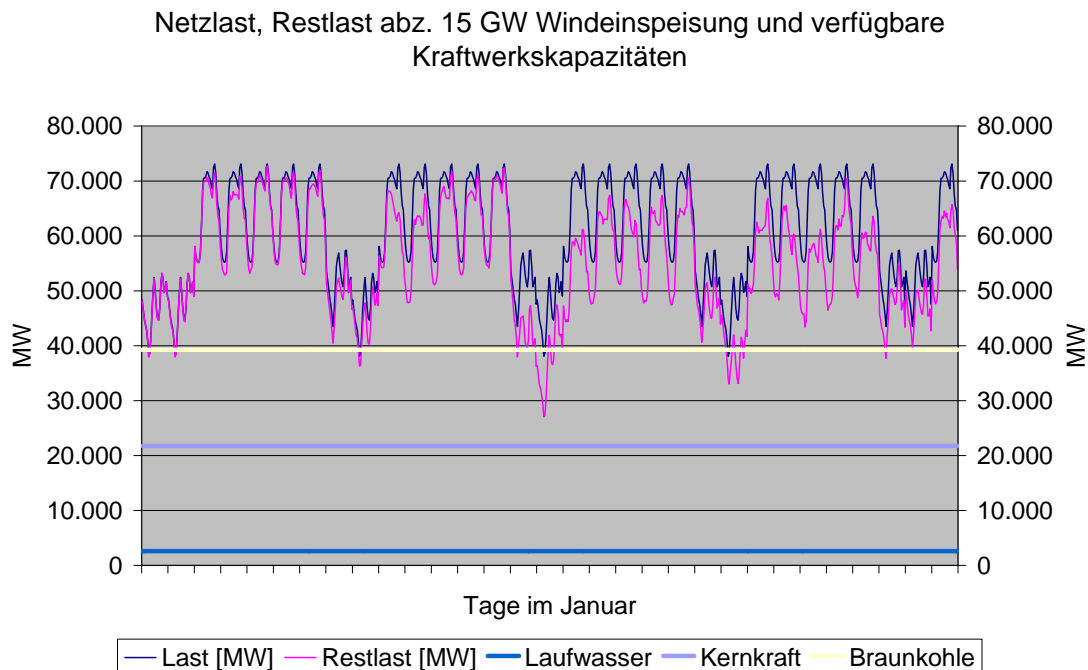


Abbildung 4: Energienachfrage im Januar 2003 mit/ohne Windeinspeisung (UCTE, eigene Berechnungen)

Als erstes Ergebnis lässt sich festhalten, dass in der gegenwärtigen Situation die Grundlast so groß ist, dass im Prinzip keine Beeinträchtigung der Kernkraftwerke zu erwarten sein sollte, wobei jedoch auf Grund lokaler Netzengpässe gewisse Einflüsse nicht ausgeschlossen werden können. In Situationen, in denen eine hohe Windstromerzeugung auf eine niedrige Netzlast trifft, stehen ggf. zusätzlich Verbraucher wie Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung, die eine Leistung von ca. 4 GW aufweisen. Eine weitere Option, um ein Abschalten von Kernkraftwerken zu vermeiden, ist – soweit entsprechende Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen – der Export in benachbarte Länder. Die Exportkapazitäten in die Nachbarländer von Deutschland liegen bei ca. 12 – 13 GW (Bradke). Zu berücksichtigen ist, dass in der Winterzeit ein Großteil der Heizkraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung betrieben werden, die eine Gesamtleistung von etwa 12 GW aufweisen. Die Wärmenachfrage korreliert allerdings sehr stark mit der Stromnachfrage, so dass typischerweise mehr Leistung am Tag am Netz ist als in der Nacht. Unter Berücksichtigung der Pumpkapazitäten, der Exportkapazitäten sowie der in Kraft-Wärmekopplung betriebenen Kraftwerke bestätigt sich das Ergebnis, dass es bis auf mögliche lokal bedingte Ausnahmen immer eine ausreichende Nachfrage nach Elektrizität gibt, um die Kernkraftkapazitäten auszulasten. Eine Substitution von Kernkraftwerken durch erneuerbare Energien findet derzeit nicht statt. Die Substitution von Kraftwerken findet bei den konventionellen Kraftwerken statt und teilt sich auf Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie erdgasbetriebene Kraftwerke auf.

4 Ergebnisse der Studien zu CO₂-Einsparung durch erneuerbare Energien

Die Ergebnisse der einzelnen Studien wurden an dieser ersten Erkenntnis gespiegelt, um zu einer Aussage zu gelangen, welche CO₂-Einsparungen sich durch erneuerbare Energien ergeben. Die in den Studien verwendeten Methoden zur Ermittlung der CO₂-Einsparungen lassen sich grob in zwei Verfahren einteilen. Die Verfahren unterscheiden sich dabei in der Auswahl der substituierten Kraftwerkssysteme.

Drei der untersuchten Studien verwendeten ein Referenzsystem, das durch erneuerbare Energien verdrängt wurde. Die Referenzsysteme zur Stromerzeugung wurden über die Anteile der verwendeten Brennstoffe definiert, die mit brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren belegt waren. Dabei wurde nicht nach Anlagentyp oder Anlagenalter differenziert.

In den weiteren vier untersuchten Studien wurden mehr oder weniger explizit die Kraftwerke ermittelt, die durch erneuerbare Energien verdrängt wurden. In diesem Fall wurden sowohl Anlagentyp als auch Anlagenalter sowie zum Teil dynamische Effekte beim Betrieb eines Kraftwerksparks mit berücksichtigt.

Ermittlung der CO₂-Einsparung durch ein Referenzsystem

Folgende Studien haben ein Referenzsystem zur Ermittlung der eingesparten CO₂-Emissionen verwendet.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

- Nitsch, J.; Gärtner, S.; Barthel, C. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, WI im Auftrag des

Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA)

- Nitsch, J.; Fishedick, M.; Staiß, F.; Allnoch, N.; Baumert, M. (2000): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Umweltbundesamt (Hrsg.), Berlin: Erich Schmidt Verlag

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)

- Zwischenbericht V (2003): Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, Basel: Prognos AG

Diese Methode zur Ermittlung der CO₂-Minderung durch erneuerbare Energien basiert auf der Ökobilanz (UBA 1998). Hierbei werden verschiedene Erzeugungsoptionen mit

einer Referenzerzeugung verglichen, wobei typischerweise Emissionen über den gesamten Lebensweg berücksichtigt werden. In den Arbeiten von Prognos sowie vom UBA wurden die spezifischen Emissionen der erneuerbaren Energien bei der Herstellung der Anlagen jedoch unberücksichtigt gelassen.

Als Referenzerzeugung wurden in den Studien die Kraftwerkssysteme unterschiedlicher Referenzjahre verwendet (s. **Tabelle 2**). Das DLR hat die Erzeugung der erneuerbaren Energien mit einem zukünftigen Kraftwerkpark im Jahr 2010 verglichen, der sich am Referenzszenario aus dem Bericht der Enquete-Kommission orientiert hat. Die Prognos-Studie legte den aktuellen Kraftwerkpark aus dem Jahre 2002 zu Grunde. Die Studie des UBA hatte als Referenzkraftwerkpark den Kraftwerkpark aus dem Jahr 1997. Das UBA rechnete mit zwei Varianten, einmal mit Berücksichtigung und einmal ohne Berücksichtigung der Kernkraft.

Tabelle 2: Emissionsfaktoren der Referenzenergiesysteme und Referenzjahre

Studie	DLR	Prognos	UBA Var. 1	UBA Var. 2
Referenzjahr	2010	2002	1997	1997
Referenzerzeugung [g CO ₂ -Äqui./kWh _{el}]	566	538,7	890	580

Die Festlegung der Referenzerzeugung lieferte die spezifische Einsparung an CO₂-Emissionen pro erzeugte kWh erneuerbarer Energien. In der Studie des DLR wurden dann die auf die erzeugte Strommenge umgelegten Emissionen aus der Herstellung und dem Bau der Anlagen ins Verhältnis zur Referenzerzeugung gesetzt. Bei den anderen Studien ergab sich die eingesparte CO₂-Emission direkt aus der Referenzerzeugung.

Ermittlung der CO₂-Einsparung durch Analyse des Kraftwerkseinsatzes

Die nachfolgend aufgeführten Studien ermittelten die CO₂-Einsparung durch erneuerbare Energien mittels Modellierung des Kraftwerkseinsatzes oder direkter Vorgabe, welche Kraftwerke substituiert wurden.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)

- Schulz, W.; Kalies, M.; Hillebrand, B. (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Köln, Leipzig, Essen: EWl, IE, RWI

- Geiger, B.; Hardi, M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheuschler, P. (2004): CO₂ - Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen, München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München

Weitere Studien

- Lux, R. (1999): Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Stuttgart: Universität Stuttgart
- Sontow, J. (2000): Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung, Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung

In den Modellen zur Kraftwerkseinsatzplanung bildeten die variablen Betriebskosten die Grundlage für die Entscheidung, welche Kraftwerke eingesetzt wurden. Weiterhin wurden technische Randbedingungen mit berücksichtigt. In der Studie vom EWI und in den Arbeiten von Lux und Sontow wurden Kraftwerksmodelle eingesetzt, die den Kraftwerkseinsatz nachbildeten.

In der Studie der TUM wurde kein Kraftwerksmodell eingesetzt, sondern die Substitution der konventionellen Erzeugung explizit vorgegeben. Auf Basis des in der Vergangenheit beobachteten Kraftwerkseinsatzes in Grund-, Mittel- und Spitzenlast und der Einspeisecharakteristik der erneuerbaren Energien, wurden plausible Annahmen für die Substitution einzelner Erzeugungstechnologien getroffen.

Welche Kraftwerke werden substituiert?

Ausgangspunkt der Analyse welche Kraftwerke substituiert wurden, war der Vergleich der zu Grunde gelegten Kraftwerkssysteme in den einzelnen Studien. In **Abbildung 5** ist daher die Struktur der Kraftwerkssysteme dargestellt.

Für die Ermittlung der substituierten Erzeugung spielte die Zusammensetzung des Kraftwerksparks eine bedeutende Rolle. Die Studien des EWI, der TUM und von Prognos verwendeten Kraftwerkssysteme, die sehr gut die aktuelle Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland widerspiegeln. Die Untersuchung von Lux und Sontow wiesen eine große Abweichung zu den übrigen Studien auf, da in diesen beiden Fällen lediglich ein Teilbereich des gesamten deutschen Kraftwerkssystems untersucht wurde. Dieser Teil repräsentierte das ehemalige Versorgungsgebiet der Preußen Elektra in Norddeutschland. Die Studien von DLR und UBA basierten auf zukünftigen bzw. vergangenen Kraftwerkssystemen.

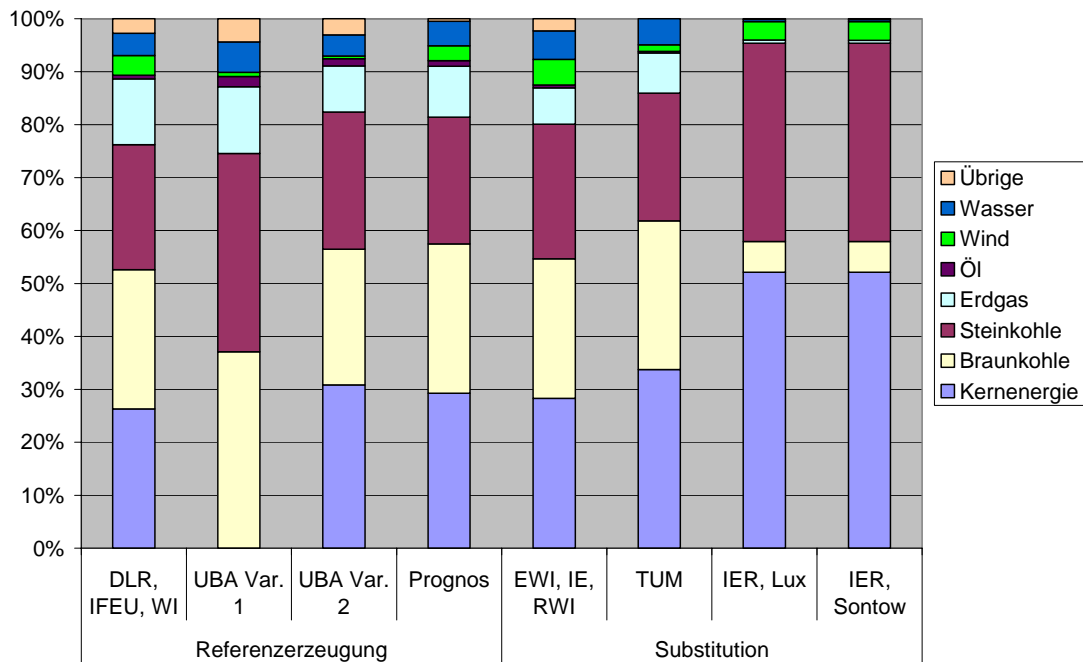


Abbildung 5: Struktur der zu Grunde gelegten Kraftwerkssysteme, Anteile an der Stromerzeugung

Bedingt durch die verschiedenen Methoden, die zur Ermittlung der substituierten Kraftwerke eingesetzt wurden, kamen die einzelnen Studien zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Bei den Studien, die ein Referenzsystem substituierten, richteten sich die verdrängten Kraftwerke nach der Zusammensetzung des Kraftwerkssystems. Dieser Ansatz führte zu einem sehr pauschalisierten Ergebnis, dass insbesondere die Betriebskosten des Kraftwerkseinsatzes unberücksichtigt ließ. Im Ergebnis wurden dann - trotz sehr großer Unterschiede bei den Betriebskosten - z. B. Laufwasserkraftwerke im selben prozentualen Umfang substituiert wie Gasturbinenkraftwerke.

Zu wesentlich detaillierteren und belastbareren Ergebnissen kamen die Studien, die genauer den Einsatz der Kraftwerke analysierten. Bei den Studien, die ein Kraftwerkseinsatzmodell verwendeten, wurden vornehmlich Kraftwerke aus der Mittellast, sprich Steinkohlekraftwerke, verdrängt. Die Ergebnisse der einzelnen Studien sind in **Abbildung 6** dargestellt. Die Modellergebnisse in der Studie vom EWI, in denen ein Mix erneuerbarer Energie aus Wind, Biomasse und Wasserkraft untersucht wurde, zeigten, dass annähernd die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Erzeugung in Steinkohlekraftwerken ersetzte. Bei der Untersuchung von Lux und Sontow verdrängte die hier untersuchte Windstromerzeugung zu ca. 90 % Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken und zu 10 % Stromerzeugung aus anderen Quellen. Bei der Studie der TUM wurde die durch Windenergie substituierte Erzeugung explizit

vorgegeben. Diese Vorgabe lag bei 70 % Steinkohle, 20 % Braunkohle und 10 % Erdgas. Für andere erneuerbare Energieträger wurde die Verteilung ebenfalls explizit vorgegeben. Die Aufteilung beruhte auf Erfahrungen der TUM.

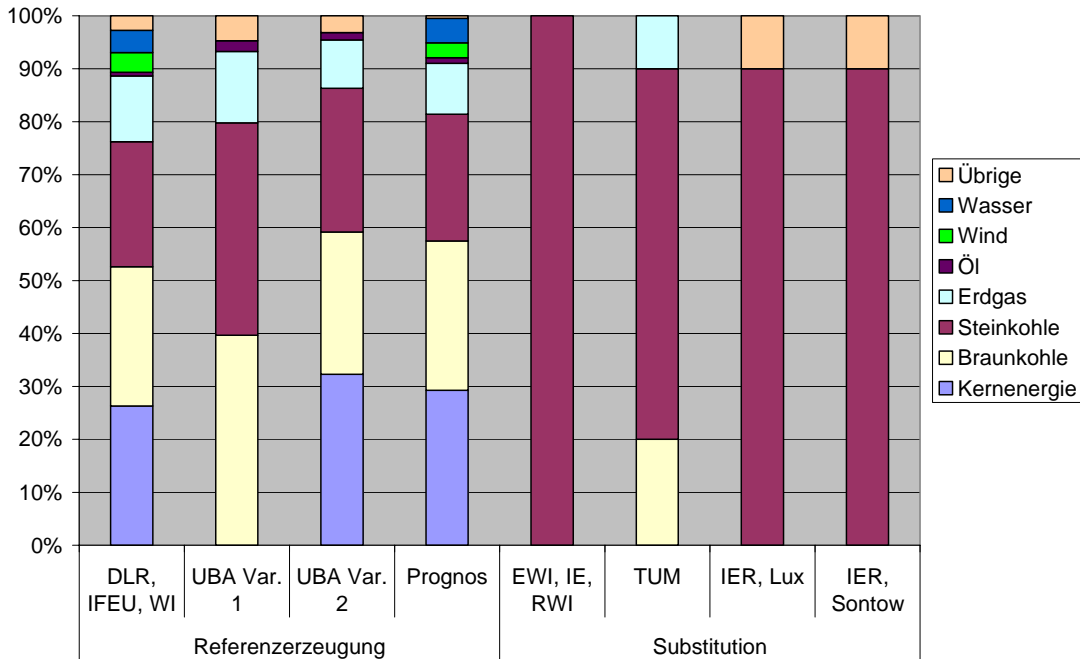


Abbildung 6: Substituierte Erzeugung durch erneuerbare Energien, bei TUM, Lux und Sontow durch Windenergie

Von den untersuchten Studien waren die Arbeiten der TUM sowie des EWI am ehesten geeignet, Aussagen zu der CO₂-Minderung durch erneuerbarer Energien zu geben. In ihnen wurde der Kraftwerkseinsatz detailliert berücksichtigt und auch dynamische Effekte beim Betrieb eines Kraftwerkssystems analysiert. Der zu Grunde gelegte Kraftwerkspark stimmte gut mit der aktuell installierten Kraftwerksleistung überein. In den Arbeiten der TUM wurden zusätzlich die Substitutionsmöglichkeiten für verschiedene erneuerbare Energien detailliert dargestellt, wohin gegen in der Arbeit des EWI ein Mix an erneuerbaren Energien als Basis verwendet wurde. Die Arbeiten von Lux und Sontow waren methodisch ebenfalls geeignet die CO₂-Minderung durch erneuerbare Energien zu untersuchen, verwendeten jedoch nur einen Teilbereich des deutschen Kraftwerkssystems. Im nachfolgenden Abschnitt werden die Ergebnisse aller Studien kurz dargestellt. Anschließend wird detaillierter auf die Ergebnisse der TUM eingegangen, die sich am besten zur Bestimmung der CO₂-Minderung eignen.

Welche CO₂-Emissionen werden vermieden?

Aus der Struktur und den substituierten Kraftwerken ergab sich die spezifische CO₂-Einsparung für die einzelnen erneuerbaren Energieträger.

Die Einsparungen bei der Windenergie lagen nach den Studien in der Größenordnung zwischen 500 g/kWh_{el} und 1000 g/kWh_{el} (s. **Abbildung 7**). Die niedrigeren Werte fanden sich ausschließlich in den pauschalisierenden Studien, die ein Referenzzeugungssystem als Vergleich verwendeten. Dies bedeutete implizit, dass auch Kernkraft substituiert wurde. Bei der Studie des EWI ist die Substitution dargestellt, die sich aus einem Mix erneuerbarer Energien (50 % Windkraft, 50 % andere wie Wasser oder Biomasse) ergab. Die Studien, die den Kraftwerksbetrieb detailliert analysiert haben, ermittelten spezifische CO₂-Einsparungen für die Windenergie, die bei 800 bis 1000 g/kWh_{el} lagen.

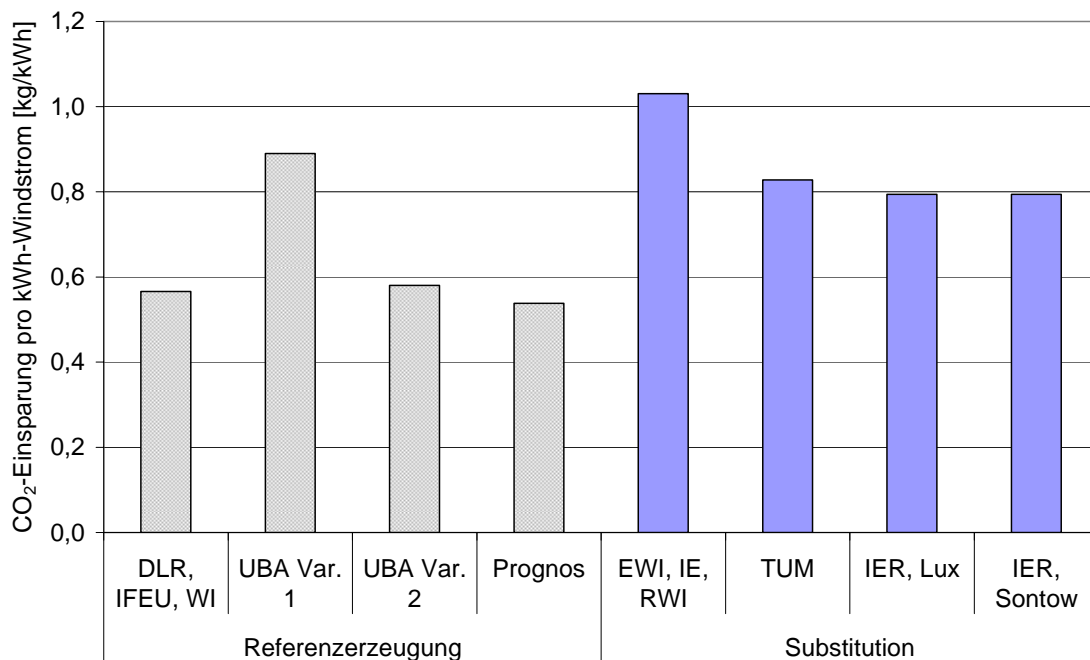


Abbildung 7: Spezifischer CO₂-Einsparfaktor für die Stromerzeugung aus Windenergie

Eine detaillierte Darstellung der anderen erneuerbaren Energien wurde in den Arbeiten der TUM durchgeführt. Die Substitutionsmöglichkeiten richteten sich dabei nach den Angebotsprofilen der erneuerbaren Energiequellen. Dabei steht Geothermie rund um

die Uhr zur Verfügung und ersetzt daher Grundlastkraftwerke. In der Studie wurde eine 100 %-Substitution von Braunkohlekraftwerken angenommen. Die gleichen Annahmen könnten auch für die Wasserkraft getroffen werden, die jedoch nicht Bestandteil der Untersuchung waren. Bei Fotovoltaik wurde eine Substitution von Spitzenlast angenommen, da das Angebot dem Lastgang der Energienachfrage folgt. Daher wurde mit einer 100 %-Substitution von Erdgaskraftwerken gerechnet. Weiterhin wurde die Substitution durch große BHKWs untersucht, die in der Regel wärmegeführt betrieben werden. Die Anlagentechnik wird auch für Biogas verwendet, so dass die großen BHKWs hier repräsentativ für Biogasanlagen sind. In **Abbildung 8** ist die Substitution konventioneller Kraftwerke durch verschiedene erneuerbare Energien dargestellt.

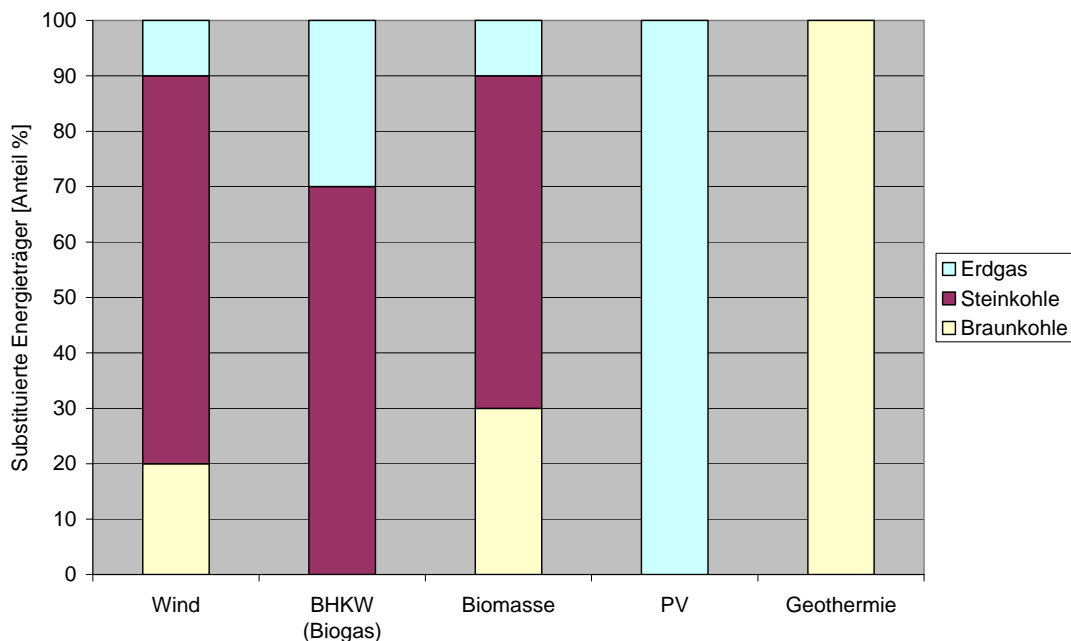


Abbildung 8: Durch erneuerbare Energien verdrängter Energieträger nach Studie TUM

Die spezifische CO₂-Minderung unterschied sich daher für die anderen erneuerbaren Energien zum Teil erheblich von den Faktoren, die sich für Windenergie ergaben. Die spezifisch höchsten Einsparungen wurden für die erneuerbaren Energien ermittelt, die Grundlastkraftwerke ersetzen, wie beispielsweise Geothermie (s. **Abbildung 9**). Wasserkraft wurde nicht explizit untersucht. Für sie können jedoch die gleichen Argumente wie für Geothermie angeführt werden, so dass sich ebenfalls eine Substitution von Grundlastkraftwerken ergibt.

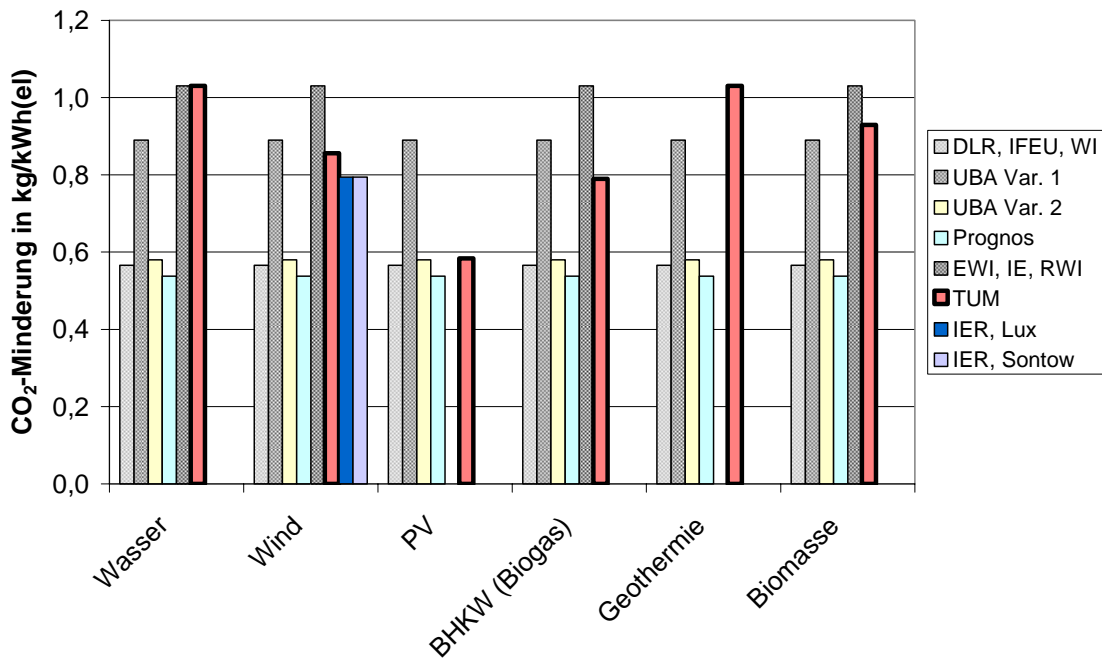


Abbildung 9: CO₂-Minderungsfaktoren durch erneuerbare Energien (nur direkte Emissionen)

In einigen Studien (DLR, EWI, TUM) wurden die Emissionen der vorgelagerten Prozesse, wie beispielsweise Herstellung und Bau, emissionsseitig mit berücksichtigt. Eine vergleichende Übersicht der spezifischen CO₂-Emissionen der erneuerbaren Energien ist in **Tabelle 3** dargestellt. Für die Festlegung der vermiedenen CO₂-Emissionen wurden diese spezifischen Emissionen jedoch nicht berücksichtigt.

Tabelle 3: Spezifische CO₂-Emissionen erneuerbarer Energien durch Bau und Herstellung

Studie	DLR	EWI	TUM
Einheit	g/kWh _{el}	g/kWh _{el}	g/kWh _{el}
Wasser	10 – 13	14,89	35
Wind (on/offshore)	11 / 9	37,91 / 39,20	27 / 23
Fotovoltaik	104	235,44	210
Geothermie	41	9,78	5
Solarthermie	14		
Biomasse	27 - 86	2,55	64
Biogas	-580*	-456,27*	
Deponiegas		5,53	
Klärgas		5,31	
Grubengas		2,94	

* vermiedene Methanemissionen

5 Weitere Einflussfaktoren auf die Emissionsminderung des Kraftwerksparks

Neben der Frage, welche Kraftwerke bzw. welche Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt wurden, ergaben sich weitere Einflussfaktoren auf die CO₂-Minderung, die vornehmlich durch den fluktuierenden Charakter der Einspeisung bedingt waren. Die vier wichtigsten Faktoren, die in diesem Kapitel noch näher beleuchtet werden, sind:

- Alter des Kraftwerksparks
- Teillastverhalten und Anfahrverluste
- Interaktion Strom- und Wärmemarkt, gekoppelte Erzeugung
- Regelleistung und Regelenergie.

Alter des Kraftwerksparks

Aus den substituierten Kraftwerkstypen lässt sich der spezifische CO₂-Minderungsfaktor aus dem Brennstoff sowie den Wirkungsgraden der Kraftwerke ermitteln. Daher spielt die Berücksichtigung des Kraftwerkalters eine wichtige Rolle. Durch technischen Fortschritt liegt der Wirkungsgrad neuer Kraftwerke deutlich höher als bei älteren Kraftwerken. Wird dies explizit berücksichtigt, ergeben sich höhere Einsparfaktoren als bei der Annahme eines durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrades für alle Kraftwerke mit demselben Brennstoff. Dahinter steht die Annahme, dass ältere Kraftwerke mit einem schlechteren Wirkungsgrad auch höhere Kosten verursachen. Führt man erneuerbare Energien in dieses Kraftwerkssystem ein, werden zunächst die teuersten Kraftwerke abgeschaltet, die dann gleichzeitig auch die höchsten spezifischen Emissionen aufweisen. Die Struktur der Kraftwerkswirkungsgrade für Steinkohlekraftwerke ist in **Abbildung 10** dargestellt. Die gesamte installierte Kapazität beläuft sich auf über 25 GW. Die älteren Kraftwerke weisen spezifische Emissionen von über 1000 g/kWh_{el} auf, wogegen die neuen Anlagen spezifische Emissionen von knapp über 800 g/kWh_{el} verursachen.

In den Arbeiten der TUM wurden zwei Klassen für die Steinkohlekraftwerke gebildet. Bei der Ermittlung der CO₂-Einsparungen wurde jedoch nur ein mittlerer Emissionsfaktor berücksichtigt. In den Arbeiten des EWl waren die Altersstruktur und damit auch die Wirkungsgrade der Kraftwerke in mehreren Klassen abgebildet, so dass hier der Alterseffekt exakter abgebildet wurde. Eigene Recherchen zu den spezifischen Emissionen des Steinkohlekraftwerksparks sind in der nachfolgenden Abbildung zum Vergleich ebenfalls dargestellt. Grundsätzlich zeigt sich, dass die Berücksichtigung des mittleren

Wirkungsgrades und eines mittleren Emissionsfaktors zu einer Unterschätzung der CO₂-Einsparung führt.

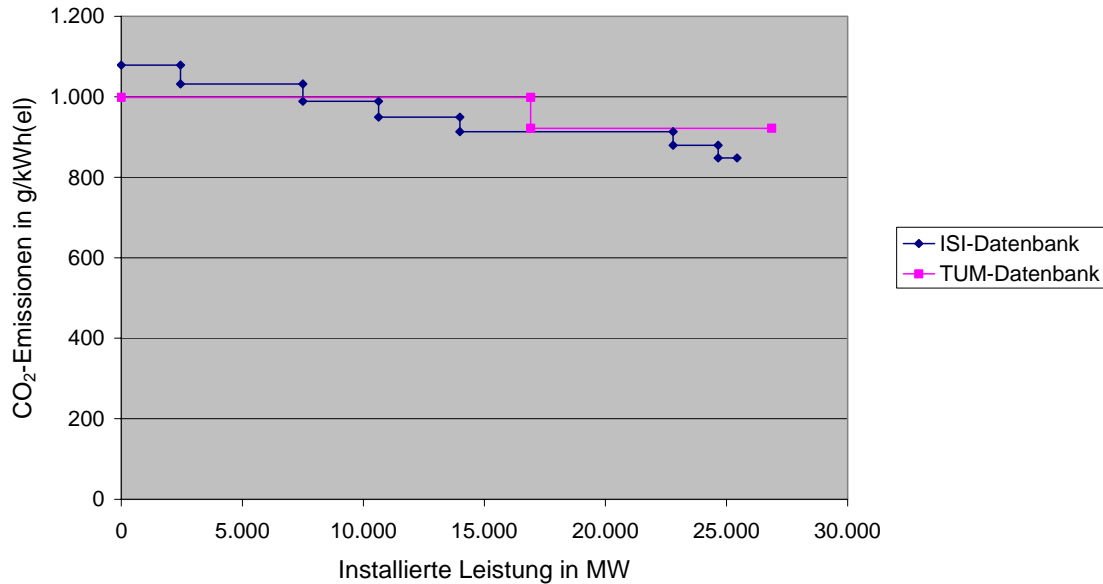


Abbildung 10: Spezifische CO₂-Emissionen der Steinkohlekraftwerke

Teillastverhalten und Anfahrlverluste

Der fluktuierende Charakter der Windenergie und der Fotovoltaik haben Rückwirkung auf den Betrieb der übrigen Kraftwerke. Nur ein geringer Teil der installierten Leistung steht gesichert zur Verfügung, so dass nur ein kleiner Teil der installierten Leistung konventionelle Leistung ersetzt. Dies führt zu einer geringeren Auslastung des übrigen Kraftwerksparks sowie zu häufigeren Anfahrvorgängen und Teillastbetrieb. Auf die CO₂-Emissionen wirkt sich dies durch eine Verringerung des Gesamtnutzungsgrades des Kraftwerkssystems aus. Die untersuchten Studien verwenden unterschiedliche Methoden, um diesen Effekt zu quantifizieren.

Um den zusätzlichen Aufwand durch An- und Abfahrverluste und Teillastbetrieb zu quantifizieren, wurde von der TUM ein charakteristischer Nutzungsgradgradient eingeführt, der den Nutzungsgrad konventioneller Kraftwerke ins Verhältnis zur Ausnutzungsdauer setzt. Ein funktionaler Zusammenhang wurde nicht angeführt. Stattdessen wurde auf empirische Erfahrungen aus früheren Studien verwiesen. Für Braunkohle wurde zum Beispiel eine Reduktion des Nutzungsgrades von 1,5 %-Punkten angegeben, wenn sich die Ausnutzungsdauer um 1000 Volllaststunden reduzierte.

In **Tabelle 4** ist zunächst der CO₂-Minderungsfaktor für Windenergie angegeben, wenn Teillastverluste und Anfahrverluste nicht mit berücksichtigt werden. Die Windstromerzeugung in 2003 lag bei ca. 20 TWh (installiert waren 15 GW Ende 2003). In den nachfolgenden Tabellen ist jeweils mit 30 TWh gerechnet worden, die voraussichtlich 2004 erreicht wurden. Die durch Windstrom vermiedene Erzeugung lag nach TUM bei 10 % Erdgas, 70 % Steinkohle und 20 % Braunkohle. Der CO₂-Minderungsfaktor lag dadurch bei 895 g/kWh_{el} ohne Berücksichtigung der Vorketten.

Tabelle 4: Reduktion der CO₂-Minderung ohne Teillastverhalten und Anfahrverluste nach TUM (Kraftwerkpark 2000)

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
mit 30 TWh Winderzeugung	Substitution	20 %	70 %	10 %	100 %
	in TWh	6	21	3	30
	Emissionsfaktor	1003 g/kWh _{el}	924 g/kWh _{el}	470 g/kWh _{el}	
	Emissionen	6,02 Mio. t	19,4 Mio. t	1,41 Mio. t	26,8 Mio. t
	CO ₂ -Minderungsfaktor	1003 g/kWh _{el}	924 g/kWh _{el}	470 g/kWh _{el}	895 g/kWh_{el}

In der **Tabelle 5** ist die Methodik zur Berechnung der Teillast- und Anfahrverluste beispielhaft mit einer installierten Windkapazität von 15 GW und einer Jahresstromproduktion von ca. 30 TWh angewendet worden. Der Leistungskredit der Windkraft belief sich bei dieser Durchdringung des Kraftwerkparks nach Erkenntnissen der TUM auf 10 %. Dies bedeutet, dass das Kraftwerkssystem mit 63,5 GW installierter Leistung und 0 GW Windleistung die gleiche Defizitwahrscheinlichkeit aufweist wie das System mit 15 GW Windleistung und 62 GW thermischer Kraftwerksleistung.

Die 30 TWh Windstrom verdrängten vornehmlich Strom aus Steinkohlekraftwerken. Dies hatte zur Folge, dass sich die Volllaststunden und damit auch die Nutzungsgrade der Steinkohlekraftwerke reduzierten. Der gleiche Effekt wurde auch für Braunkohle- und Erdgaskraftwerke berechnet. Der Brennstoffmehrbedarf führte folglich zu einer geringeren CO₂-Einsparung, die je nach Brennstoff um 1 % bis 18 % unter der ursprünglichen Einsparung lag. Für die Windenergie reduzierte sich unter diesen Annahmen die CO₂-Minderung um 7,4 % von 895 g/kWh_{el} auf 828 g/kWh_{el}.

Tabelle 5: Reduktion der CO₂-Minderung durch Teillastverhalten und Anfahrluste nach TUM (Kraftwerkpark 2000)

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wind	Summe
ohne Wind	Leistung	19,8 GW	26,9 GW	16,9 GW	0 GW	63,6 GW
	Nutzungsgrad	36,6 %	37,6 %	43,9 %		
	Ausnutzungsdauer	6802 h	4293 h	2150 h		
	Erzeugung	134,36 TWh	115,32 TWh	36,25 TWh	0 TWh	285,93 TWh
	Emissionsfaktor	1003 g/kWh _{el}	924 g/kWh _{el}	470 g/kWh _{el}		904 g/kWh _{el}
	Emissionen	134,76 Mio. t	106,6 Mio. t	17,0 Mio. t		258,4 Mio. t
	Nutzungsgradgradient	1,5 %- Punkte/ 1000 h	0,6 %- Punkte/ 1000 h	0,3 %- Punkte/ 1000 h		
	Substitution Leistung	300 MW	1050 MW	150 MW		1500 MW
	Substitution Energie	6 TWh	21 TWh	3 TWh		30 TWh
mit 15 GW Wind und 30 TWh Windeinspeisung	Leistung	19,5 GW	25,8 GW	16,7 GW	15 GW	77,1 GW
	Nutzungsgrad	36,29 %	37,22 %	43,85 %		
	Ausnutzungsdauer	6598 h	3654 h	1990 h	2000 h	
	Erzeugung	128,36 TWh	94,32 TWh	33,25 TWh	30 TWh	285,93 TWh
	Emissionsfaktor	1011 g/kWh _{el}	932 g/kWh _{el}	471 g/kWh _{el}		
	Emissionen	129,8 Mio. t	88,1 Mio. t	15,64 Mio. t		233,5 Mio. t
	CO₂-Einsparung	822 g/kWh_{el}	881 g/kWh_{el}	464 g/kWh_{el}		828 g/kWh_{el}
	Mind. CO₂-Einsparung	18 %	4,6 %	1,2 %		7,4 %

In den Arbeiten von Lux und Sontow wurde der Kraftwerkseinsatz in einem Modell simuliert, das die Startvorgänge sowie einen Teillastbetrieb mitberücksichtigt. Die Untersuchungen kamen zu dem Ergebnis, dass sich eine durchschnittliche Reduktion des Wirkungsgrades durch Teillastbetrieb und Startvorgänge von 0,3 – 0,7 %-Punkte pro 1000 h einstellte. Der untersuchte Kraftwerkpark war im Vergleich zur Studie der TUM strukturell anders mit deutlich weniger Braunkohlekapazität zusammengesetzt. Die Reduktion der CO₂-Einsparung durch Startvorgänge und Teillastverhalten wurde mit etwa 2,3 % angegeben.

In der Studie des EWI wurde der Kraftwerkseinsatz wie bei Lux/Sontow durch ein Modell simuliert, das Anfahrvorgänge und Teillastverhalten abbilden kann. Die Minderung der CO₂-Einsparung durch diese Effekte wurde nicht explizit angegeben, war aber in den ermittelten Faktoren mitberücksichtigt. Eine überschlägige Berechnung ergab eine Reduktion der CO₂-Einsparung von ca. 10 %.

Interaktion von Strom- und Wärmemarkt, gekoppelte Erzeugung

In den Studien zeigte sich, dass erneuerbare Energien überwiegend Mittellastkraftwerke ersetzen. Dies sind in Deutschland Steinkohlekraftwerke sowie Erdgaskraftwerke. Von den Betriebskosten aus gesehen stellen die Steinkohlekraftwerke die kostengünstigere Alternative dar. Erdgaskraftwerke bedienen jedoch häufig auch den Wärmemarkt und haben daher andere Randbedingungen, die ihren Betrieb bestimmen. Die Substitutionsmöglichkeiten von Erdgaskraftwerken werden nachfolgend näher analysiert, wobei insbesondere der Anteil der gekoppelt arbeitenden Erdgaskraftwerke von großer Bedeutung ist.

Die Unternehmen, die auf dem Fernwärmemarkt agieren, werden durch die Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) vertreten. Die AGFW befragt jährlich ihre Mitglieder und veröffentlicht den AGFW-Hauptbericht, eine Statistik zum Fernwärmemarkt. Aus dem AGFW Hauptbericht 2001 (AGFW) sind die installierten Anlagentypen, die die Unternehmen der Heizkraftwirtschaft einsetzen, bekannt (Dampfturbinen, Gasturbinen, GuD-Anlagen sowie BHKW-Anlagen). Die 2001 gekoppelt erzeugte Strommenge von ca. 28,4 TWh sowie der Brennstoffeinsatz von 131,3 TWh ergaben einen durchschnittlichen elektrischen Nutzungsgrad von 21,6 %. Hier spiegelt sich der vornehmliche Einsatz der Anlage im Wärmemarkt wieder. Moderne GuD-Anlagen können elektrische Wirkungsgrade von über 50 % erreichen. Aus dem nach Energieträgern aufgeteilten Brennstoffbedarf und diesem durchschnittlichen Nutzungsgrad ergab sich überschlägig nach Energieträgern die produzierte Strommenge. Ordnet man die Anlagen einzelnen Energieträgern zu, lässt sich die nach Energieträgern installierte Leistung bestimmen. Die Dampfturbinen wiesen eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 2470 h auf.

Auf Basis dieser Volllaststunden ergaben sich ca. 4,9 GW installierter Leistung in Steinkohleanlagen sowie 1,3 GW in Braunkohleanlagen auf Basis von Dampfturbinen. Insgesamt sind in der AGFW ca. 7 GW in Dampfturbinen verzeichnet. Daraus ergibt sich ein Maximum von 0,8 GW an erdgasbefeuerten Dampfturbinen.

Zu beachten ist, dass nicht alle Fernwärmebetreiber ihre Zahlen an die AGFW melden, da diese Umfrage auf freiwilliger Basis stattfindet. So sind folgende Anlagen in der Statistik nicht aufgeführt, die als GuD-Anlage arbeiten. Bei der Braunkohle wird das Kraftwerk Lippendorf mit einer in KWK-geführten Anlage mit 865 MW elektrischer Engpassleistung ergänzt. Bei den Erdgas-GuD-Kraftwerken die von der RWE betriebenen Kraftwerke bei Bayer, Standort Dormagen mit 560 MW elektrischer Leistung und der BASF, Standort Ludwigshafen mit 390 MW elektrischer Leistung sowie das Kraftwerk der Kraftwerke Mainz/Wiesbaden AG mit 360 MW elektrischer Leistung. Insgesamt ergibt sich aus diesen Zahlen eine installierte Kraftwerkskapazität in KWK von **12179 MW** in der öffentlichen Versorgung (s. **Tabelle 6**). Die installierte Erdgaskapazität beläuft sich auf mindestens 5 GW, wobei diese Aufstellung vermutlich nicht alle Anlagen umfassend beinhaltet.

Tabelle 6: Gekoppelte Leistung der öffentlichen Versorgung (AGFW-Statistik u.a.)

	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas (Dampfturbine)	Erdgas (GuD)	Erdgas/Öl GT	Summe
AGFW-Statistik [MW]	4.900	1.300	800	1.972	1.032	10.004
weitere Quellen [MW]		865		1.310		2.175
Summe [MW]	4.900	2.165	800	3.282	1.032	12.179

Die Wärme wird zu 48 % an Haushalte geliefert, zu 19 % an die Industrie und zu 33 % an den Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Als Prozesswärme wird ein Anteil von 18 % genutzt, der typischerweise das ganze Jahr über anfällt. Daraus ergibt sich eine Wärmeabgabe von ca. 17 TWh Prozesswärme pro Jahr. Geht man von einer Stromkennzahl von etwa 0,7 aus, ergibt sich eine Strommenge von ca. 12 TWh bzw. mit einer Volllaststundenzahl von 8000 eine Leistung von 1,5 GW. Aus weiteren Quellen und den Zahlen der AGFW ergibt sich das in **Abbildung 11** dargestellte Bild der fossilen Kraftwerkskapazität.

Gesamtkapazität 65.000 MW

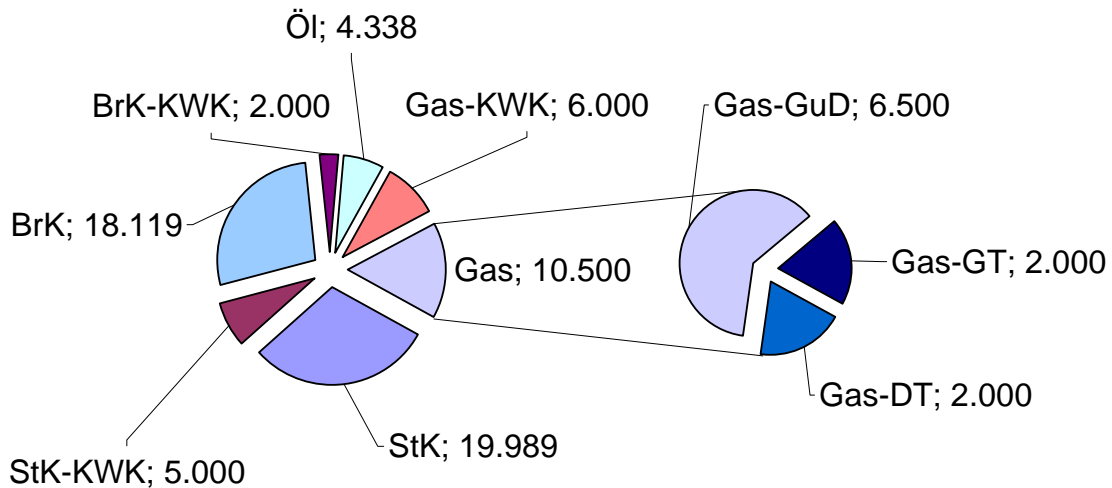


Abbildung 11: Zusammensetzung der installierten fossilen Kraftwerkskapazität (AGFW, DESTATIS, eigene Recherche)

Die Erhebungen des statistischen Bundesamtes für das Jahr 2003 (DESTATIS) zeigen für Erdgaskraftwerke folgendes Bild. Die Nettostromerzeugung der öffentlichen Versorgung beläuft sich auf 45 TWh in Erdgaskraftwerken, wovon 27,6 TWh gekoppelt erzeugt wurden. Damit verbleibt ein Rest von 17,4 TWh, der nicht gekoppelt erzeugt wurde. Dieser Anteil, der grundsätzlich durch erneuerbare Energien ersetzt werden kann, reduziert sich nochmals um einen Anteil, der als Regelenergie und als Spitzenlast genutzt wird. Statistische Angaben zur Regelenergie sowie zur Spitzenlast standen uns für dieses Gutachten nicht zur Verfügung, so dass hier nur eine Abschätzung gemacht werden kann.

In der Studie des EWI wurde die jährliche Regelenergie mit 11,6 – 13,6 TWh angegeben. Eine Aussage, wie diese zur Verfügung gestellt wurde und welche Energieträger verwendet wurden, wurde nicht gemacht. Typischerweise werden hierzu Wasserkraftwerke, schnell regelbare Gaskraftwerke sowie angedrosselte Kohlekraftwerke eingesetzt. Daher ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Regelenergie durch Gaskraftwerke zur Verfügung gestellt wird.

Im Spitzenlastbereich kommen ebenfalls verstärkt Gaskraftwerke zum Einsatz, da diese schnell einsetzbar sind und verhältnismäßig niedrige Startkosten aufweisen. Bei kurzer Einsatzzeit von wenigen Stunden kompensieren diese niedrigen Startkosten die im Vergleich zur Kohle höheren Brennstoffkosten. Für eine untere Abschätzung wurde angenommen, dass die installierte Kapazität an Gasturbinen (2 GW) pro Jahr mit ca.

1000 Volllaststunden betrieben wird. Damit ergibt sich ein Spitzenlastverbrauch, der durch Gasturbinen gedeckt wird, von ca. 2 TWh.

Zusammenfassend lässt sich der Einsatz der Erdgaskraftwerke auf gekoppelte Erzeugung, Bereitstellung von Regelenergie und Spitzenlast sowie auf ungekoppelte Erzeugung einschränken. Es bleiben jedoch große Unsicherheiten bezüglich der bereitgestellten Energiemengen. Unter der Annahme, dass die Spitzenlastabschätzung eher eine untere Grenze darstellt und ein Großteil der Regelenergie mit Gaskraftwerken zur Verfügung gestellt wird, kann nahezu kein Erdgas durch erneuerbare Energien substituiert werden. Geht man jedoch davon aus, dass Regelenergie auch mit anderen Energieträgern bereitgestellt wird, bleibt ein Potenzial von bis zu 15,4 TWh, das durch erneuerbare Energien substituiert werden kann. Die Vorgabe der TUM, dass 10 % der Windeinspeisung Erdgaskraftwerke substituieren, erscheint daher plausibel.

Regelleistung und Regelenergie

Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Windeinspeisung sowie anderer erneuerbarer Energien und der begrenzten Vorhersagbarkeit der Einspeisung ergeben sich für das Energiesystem Rückwirkungen auf die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung.

In der Studie des EWI wurden die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit des Energiesystems durch eine Faltung der Ausfallwahrscheinlichkeiten des konventionellen Kraftwerksparks mit der Verfügbarkeit der Windenergie ermittelt. Dies diente der Festlegung der notwendigen Regelleistungsvorhaltung. Für die Analyse des Abrufs an Regelleistung ist die Genauigkeit der Windprognose entscheidend, die mit einer Standardabweichung von 10 % bezogen auf die installierte Windleistung angegeben wurde. Die Defizitwahrscheinlichkeit wurde mit 0,1 % vorgegeben.

Der Bedarf an inkrementeller Regelleistung stieg von 6.536 MW auf 7.353 MW an, wenn man die heute installierte Windleistung von 15.443 MW betrachtete. Der Anteil an Regelleistung pro MW installierter Windleistung liegt damit gegenwärtig bei 5,3 %. Der Bedarf an dekrementeller Regelleistung stieg von 5.112 MW auf 5.979 MW an.

Der Abruf von inkrementeller Regelenergie stieg von 11.698 GWh auf 13.676 GWh und für dekrementelle Regelenergie von 1.008 GWh auf 2.242 GWh (s. **Tabelle 7**). Die erzeugte Windenergiemenge belief sich auf 26.883 GWh.

Tabelle 7: Vorhaltung und Abruf von Regelleistung nach Studie EWI

	ohne Wind	mit 15,5 GW Wind	Anstieg	Anstieg in %
inkr. Regelleistung	6.536 MW	7.353 MW	817 MW	12,5
dekr. Regelleistung	5.112 MW	5.979 MW	867 MW	17,0
inkr. Regelenergie	11.698 GWh	13.676 GWh	1.978 GWh	16,9
dekr. Regelenergie	1.008 GWh	2.242 GWh	1.234 GWh	122,4

Die TUM ging von zusätzlichem inkrementellem Regelenergieabruf von 10 bis 25 % der Windenergieeinspeisung aus. Dies entspricht bei 30 TWh Windstromerzeugung einem Regelleistungsabruf von 3.000 GWh bis 7.500 GWh. Die TUM ging davon aus, dass etwa 50 % des Regelenergieabrufs zu einer Verlagerung der Erzeugung von thermischen Anlagen hin zu Pumpspeicher- und Gaskraftwerken führen. Folgt man dieser Argumentation, so reduziert sich die CO₂-Emission durch einen Brennstoffwechsel von Kohle auf Erdgas, da zwischen 1,5 und 3,8 TWh mehr Strom in Erdgaskraftwerken erzeugt wird. Im Vergleich zur Studie des EWI, in der sich ein zusätzlicher Regelenergieabruf von 7,36 % der Windstromeinspeisung ergab, liegen die Zahlen deutlich darüber.

Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen des Kraftwerkssystems wurden in den Studien nicht quantifiziert. Grundsätzlich können jedoch folgende qualitative Aussagen gemacht werden:

Zum einen ergeben sich durch einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas positive Effekte auf die CO₂-Emissionen, zum andern verschlechtert sich die Bilanz durch einen schlechteren Nutzungsgrad des gesamten Energiesystems, da vermehrt Kraftwerke gedrosselt und in Teillast betrieben werden.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Recherche in den verschiedenen Studien und eigene Analysen führten zu dem Ergebnis, dass Kernkraftwerke derzeit bis auf eventuell lokal bedingte Ausnahmen nicht durch erneuerbare Energien substituiert werden. Eine Substitution in der Grundlast findet auf Grund der höheren Betriebskosten im Vergleich zur Kernkraft im Prinzip nur bei Braunkohlekraftwerken statt. Nachfolgend sind die Ergebnisse der Studien sowie eigene Überlegungen für die einzelnen erneuerbaren Energien im Bezug auf die CO₂-Einsparungen zusammengefasst. Weitgehend folgen die Ergebnisse der Studie der TUM.

Geothermie und Wasserkraft

Die Einspeisung aus Geothermie verdrängt der Argumentation der TUM-Studie folgend auf Grund ihrer Einspeisecharakteristik Braunkohlekraftwerke in der Grundlast. Für **Geothermie** ergibt sich ohne Berücksichtigung der Vorketten ein CO₂-Minderungsfaktor von **1030 g/kWh_{el}**.

Die gleiche Argumentation lässt sich auch für die Laufwasserkraft anführen. Werden neue Laufwasserkraftwerke gebaut, ersetzen diese die teuersten Grundlastkraftwerke, die gegenwärtig Braunkohlekraftwerke sind. Würden die bestehenden Laufwasserkraftwerke abgeschaltet, würde die fehlende Stromerzeugung ebenfalls in Braunkohlekraftwerken stattfinden und zu einer erhöhten Ausnutzungsdauer führen. Für **Wasserkraft** ergibt sich daher ebenfalls ein spezifischer CO₂-Minderungsfaktor von ca. **1030 g/kWh_{el}**.

Windenergie

Übereinstimmend kamen alle Studien, die die Kraftwerkseinsatzplanung detailliert untersuchten und modellierten zu dem Ergebnis, dass durch Windstromeinspeisung zum Großteil Mittellastkraftwerke, die mit Steinkohle befeuert werden, substituiert werden. Daneben wurden durch Windenergie zu einem kleinen Anteil Erdgaskraftwerke und in Starkwindzeiten sowie bei niedriger Last auch Braunkohlekraftwerke verdrängt, was sich in eigenen Analysen bestätigte. Die Modellanalysen wiesen CO₂-Minderungsfaktoren auf, die bei 794 g/kWh_{el} (Lux/Sontow) bis 1030 g/kWh_{el} (EWI) lagen. Die Arbeiten von Lux/Sontow hatten jedoch eine andere Kraftwerksstruktur als Grundlage, nämlich mehr Kernkraft und Steinkohle sowie weniger Braunkohle und Erdgas bezogen auf den deutschen Kraftwerkmix. Der CO₂-Minderungsfaktor des EWI umfasste einen Mix erneuerbarer Energien und ist daher eher mit dem nachfolgend angegebenen CO₂-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien vergleichbar. Die TUM ermittelte einen CO₂-Minderungsfaktor von 828 g/kWh_{el}, basierend auf einem Erdgasan-

teil von 10 % verdrängter Strommenge. Für **Windenergie** ergibt sich bei Berücksichtigung der Alterstruktur des Kraftwerkparkes ein geringfügig höherer CO₂-Minderungsfaktor von **856 g/kWh_{el}**. Mit berücksichtigt sind dabei zusätzliche Emissionen durch Anfahrverluste und Teillastbetrieb im konventionellen Kraftwerkpark. Durch diese zusätzlichen Emissionen reduzierte sich die CO₂-Minderung um 2,3 bis 10,6 %. Ohne Berücksichtigung der Teillast- und Anfahrverluste liegt die Einsparung in der Größenordnung von 921 g/kWh_{el}.

Nicht quantifiziert wurden die Auswirkungen auf die Regelenergievorhaltung und den Abruf. Die Studien zeigten einen Anstieg der Vorhaltung und des Abrufs. Der zusätzliche Abruf der Regelenergie lag nach den Aussagen der Studien zwischen 7 und 25 % der Windenergieeinspeisung. Führt dies zu einem Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas, ergeben sich verminderte Emissionen; werden vermehrt Anlagen gedrosselt und in Teillast betrieben, ergeben sich erhöhte Emissionen. Für dieses Gutachten wurde angenommen, dass der Einfluss auf die gesamte CO₂-Bilanz marginal ist.

Biomasse

Der Einsatz flüssiger und fester biogener Brennstoffe sowie biogenen Abfalls kann bei entsprechender Lagerung sehr flexibel erfolgen. Nach Angaben der TUM wird Biomasse sowohl im Grundlastbereich als auch im Mittellastbereich eingesetzt. Solange die Anlagen nicht von EVUs betrieben werden, liegt kein Einsatz als Spitzenlastkraftwerk vor. Typischerweise wird die Anlage im Dauerbetrieb oder wärmegeführt als Mittellastkraftwerk gefahren. Für die Bestimmung des Minderungsfaktors wurde eine Substitution von 30 % Braunkohle, 60 % Steinkohle und 10 % Erdgas unterstellt. Der spezifische CO₂-Minderungsfaktor für **Biomasse** liegt damit bei **929 g/kWh_{el}**.

Deponie-, Gruben- und Klärgas

Deponie-, Gruben- und Klärgas ersetzen ebenfalls Grundlastkraftwerke, da sie dauerhaft in Betrieb sind und in der Regel permanent zur Verfügung stehen. Der spezifische CO₂-Minderungsfaktor für **Deponie-, Gruben- und Klärgas** liegt bei **1030 g/kWh_{el}**.

Fotovoltaik

Die Stromerzeugung mit Fotovoltaik folgt mit ihrem Einspeiseprofil der Stromnachfrage. Nach Angaben der TUM ersetzt Fotovoltaik vornehmlich Spitzenlaststromerzeugung in Erdgaskraftwerken. Der spezifische CO₂-Minderungsfaktor liegt dieser Argumentation folgend bei 474 g/kWh_{el}. Bei einer Substitution von 50 % Erdgaskraftwerken und 50 % Steinkohlekraftwerken liegt der spezifische CO₂-Minderungsfaktor bei 694 g/kWh_{el}. Für **Fotovoltaik** ergibt sich eine große Bandbreite, der spezifische CO₂-Minderungsfaktor liegt in einer Größenordnung von **474 g/kWh_{el} bis 694 g/kWh_{el}**.

Biogasanlagen

Werden Biogasanlagen wärmegeführt betrieben, folgen sie tageszeitlich und saisonal der Netzlast, ebenso bei einer stromgeführten Betriebsweise. Sie ersetzen damit vornehmlich Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke. Nach Angaben der TUM erfolgt eine Substitution von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken. Der spezifische CO₂-Minderungsfaktor für **Biogasanlagen** liegt damit bei **790 g/kWh_{el}**. Weiterhin vermeiden Biogasanlagen Methanemissionen, die sich umgerechnet auf CO₂-Äquivalente in einer Größenordnung von 456 g/kWh_{el} (EWI) bis 580 g/kWh_{el} (DLR) bewegen.

Spezifischer CO₂-Minderungsfaktor für alle erneuerbaren Energien

Aus der Statistik für erneuerbare Energien (BMU) für das Jahr 2003 und den oben ermittelten CO₂-Minderungsfaktoren lässt sich ein gewichteter Minderungsfaktor berechnen. Die größten Anteile daran haben Windenergie sowie Wasserkraft gefolgt von Biomasse sowie Gruben-, Klär-, und Deponiegasanlagen. In **Abbildung 12** sind die CO₂-Minderungsfaktoren für erneuerbare Energien dargestellt. Der CO₂-Minderungsfaktor für alle **erneuerbaren Energien** gewichtet nach der erzeugten Strommenge liegt bei **943 g/kWh_{el}**.

Berücksichtigt man alle erneuerbaren Energieträger ohne die Wasserkraft ergibt sich ein CO₂-Einsparfaktor von 875 g/kWh_{el}. Die Bewertung der Wasserkraft hat daher einen großen Einfluss auf die CO₂-Minderung durch erneuerbare Energien.

In **Tabelle 8** sind die CO₂-Minderungsfaktoren zusammengefasst und die Einsparungen für das Jahr 2003 durch erneuerbare Energien in Millionen Tonnen CO₂ angegeben. Die vermiedenen Emissionen belaufen sich für das Jahr 2003 auf insgesamt 43,6 Mio. t CO₂.

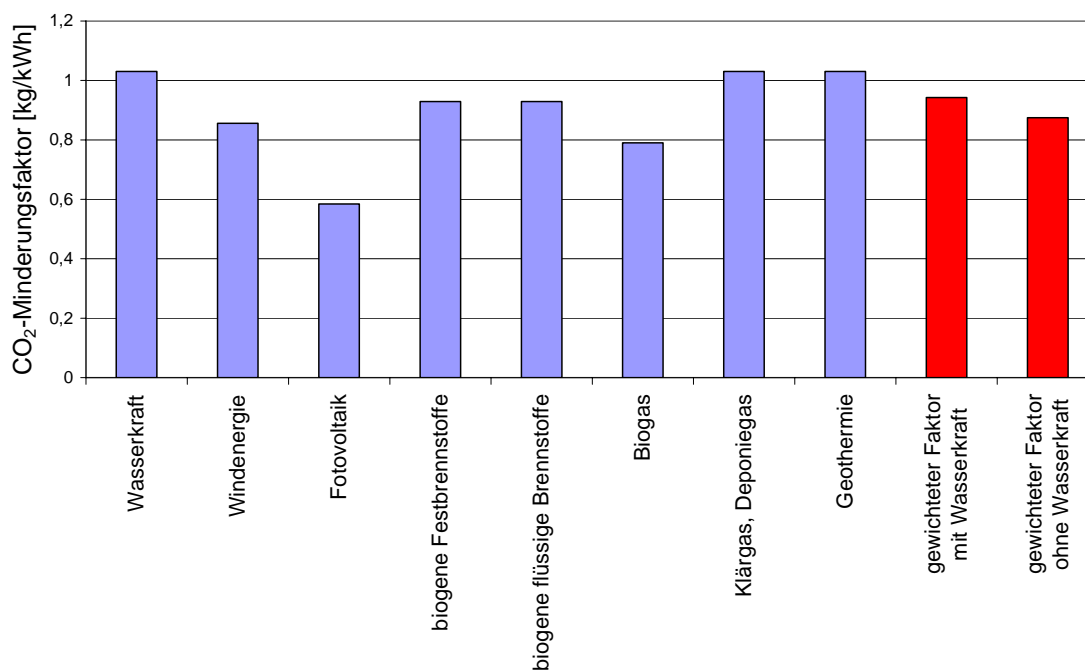


Abbildung 12: CO₂-Minderungsfaktoren erneuerbarer Energien und gewichtete Faktoren

Tabelle 8: Vermiedene CO₂-Emissionen durch erneuerbare Energien im Stromsektor

	Strommenge 2003* [GWh]	CO ₂ - Minderungsfaktor [kg/kWh _{el}]	vermiedene Emissionen [Mio. t CO ₂]
Wasserkraft	20.350	1,03	20,96
Windenergie	18.919	0,856	16,19
Fotovoltaik	333	0,584	0,19
biogene Festbrennstoffe (incl. biogener Abfall)	3.450	0,929	3,21
biogene flüssige Brennstoffe	70	0,929	0,07
Biogas	1.100	0,790	0,87
Klär- u. Deponiegas	2.289	1,03	2,36
Geothermie	0	1,03	0
Gesamt	46.511	0,943	43,86

* Strommenge nach BMU

Literatur

- AG Energiebilanzen: <http://www.ag-energiebilanzen.de>, Veröffentlichung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zu Stromerzeugung und Einsatz von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung besucht am 15.10.2004
- Blesl, Markus; Fahl, Ulrich, Voß, Alfred (2001): Bestandsanalyse der Kraft-Wärme Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland. <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2001/858/pdf/KWKBestandsanalyseBMWl.pdf>. download 17.10.2004
- BMU (2004): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Öffentlichkeitsarbeit, November 2004
- Bradke, H.; Cremer, C.; Mannsbart, W. (2001) Potenziale aktueller und zukünftiger europäischer Stromexportländer für den Stromexport in die Bundesrepublik Deutschland sowie zukünftige Potenziale für den Stromexport aus der Bundesrepublik Deutschland, Karlsruhe: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung.
- DESTATIS 2004: Statistisches Bundesamt, persönliche Kommunikation Herr Dingeldey, Bereich Energie- und Wasserversorgung, Monatsbericht der Elektrizitätsversorgung 2003
- DEWI 2004: http://www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/statistic/index.html, Pressemitteilung des deutschen Windenergieinstituts 2004 besucht am 15.10.2004
- Geiger, B.; Hardi, M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheuschler, P. (2004) CO₂ - Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen, München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, S. 1.
- Greve, G. (2003) Zwischenbericht: Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, Basel: Prognos AG.
- ISET 2004: http://reisi.iset.uni-kassel.de/wind/reisi_dw.html, Veröffentlichung des Instituts für solare Energieversorgungstechnik, Kassel besucht am 15.10.2004
- Lux, R. (1999): Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Stuttgart: Universität Stuttgart.
- Nitsch, J.; Fishedick, M.; Staiß, F.; Allnoch, N.; Baumert, M. (2000): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Umweltbundesamt (Hrsg.), Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Nitsch, J.; Gärtner, S.; Barthel, C. (2004) Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, WI.

- Schlesinger, M. (2002) Szenarienerstellung - Bericht für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages, Basel, Stuttgart, Wuppertal: Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Wuppertal Institut.
- Schmitz, K. (2002): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2001 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2001, Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (Hrsg.), Frankfurt am Main: AGFW.
- Schmitz, S.; Paulini, I. (1999) Bewertung in Ökobilanzen. Version '99 , Methode des Umweltbundesamtes zur Normierung von Wirkungsindikatoren, Ordnung (Rangbildung) von Wirkungskategorien und zur Auswertung nach ISO 14042 und 14043, Umweltbundesamt (Hrsg.), Berlin.
- Schulz, W.; Kalies, M.; Hillebrand, B. (2004) Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Köln, Leipzig, Essen: EWI, IE, RWI, S. 1-166.
- Sensfuss, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003) "Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Offshore Anteils in Deutschland bis 2020", Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Vortrag IEWT 2003 - Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt
- Sontow, J. (2000): Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung, Stuttgart: Universität Stuttgart.
- UCTE 2004: http://www.ucte.org/statistics/onlinedata/consumption/e_default.asp, Veröffentlichung der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), Stündliche Netzlast Deutschlands 2003 besucht am 15.10.2004

Anhang

Tabelle 9: Zusammenfassung der Studien (ohne Emissionen der Vorketten)

CO ₂ -Minderung durch erneuerbare Energien						
	Wasser	Wind	PV	BHKW (Biogas)	Geo- thermie	Bio- masse
Studie	kg CO ₂ /kWh _{el}					
DLR, IFEU, WI	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566
UBA Var. 1	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890
UBA Var. 2	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580
Prognos	0,538	0,538	0,538	0,538	0,538	0,538
EWI, IE, RWI	1,030	1,030		1,030		1,030
TUM		0,856	0,474	0,790	1,03	0,929
IER, Lux		0,794				
IER, Sontow		0,794				

Simulation der Windeinspeisung sowie der verbleibenden Netzlast

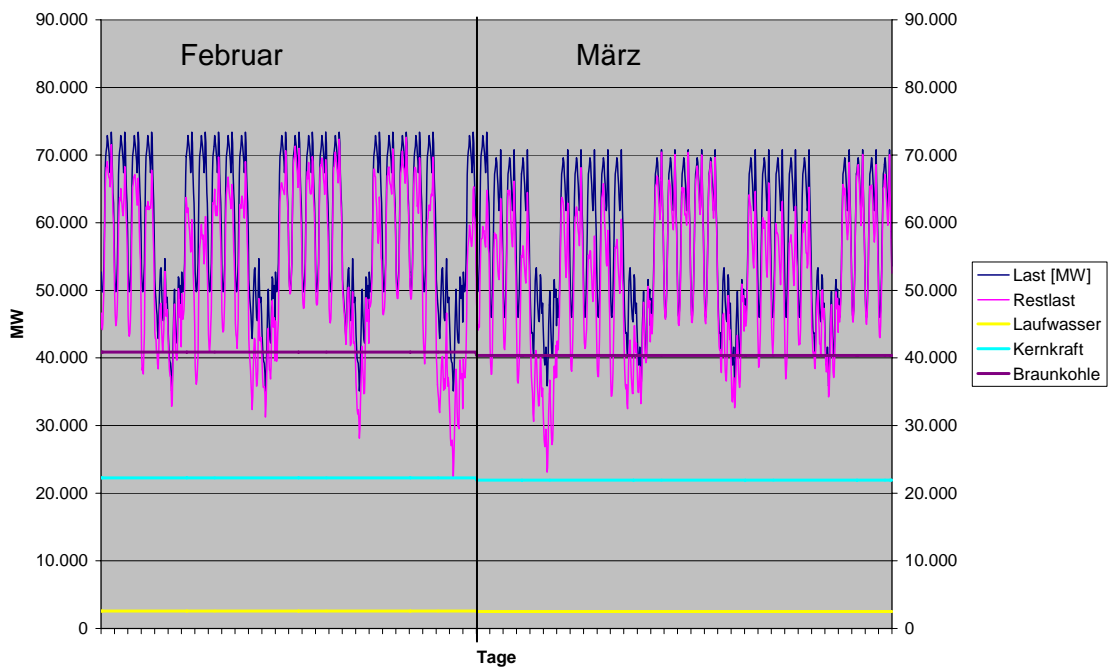


Abbildung 13: Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung Februar/März

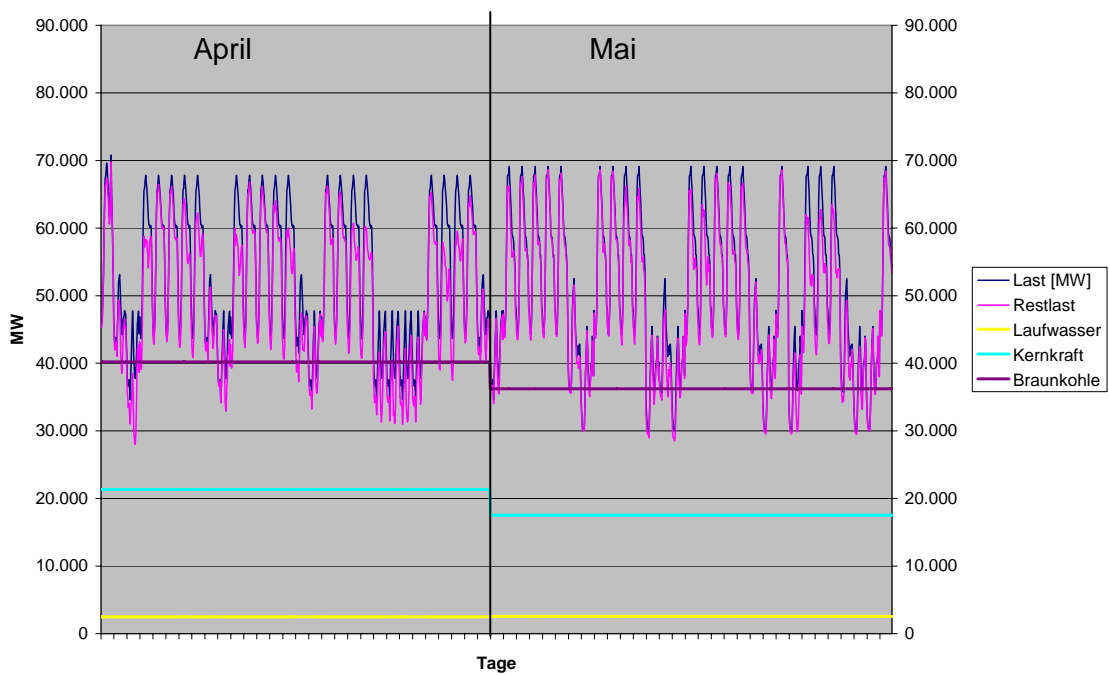


Abbildung 14: Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung April/Mai

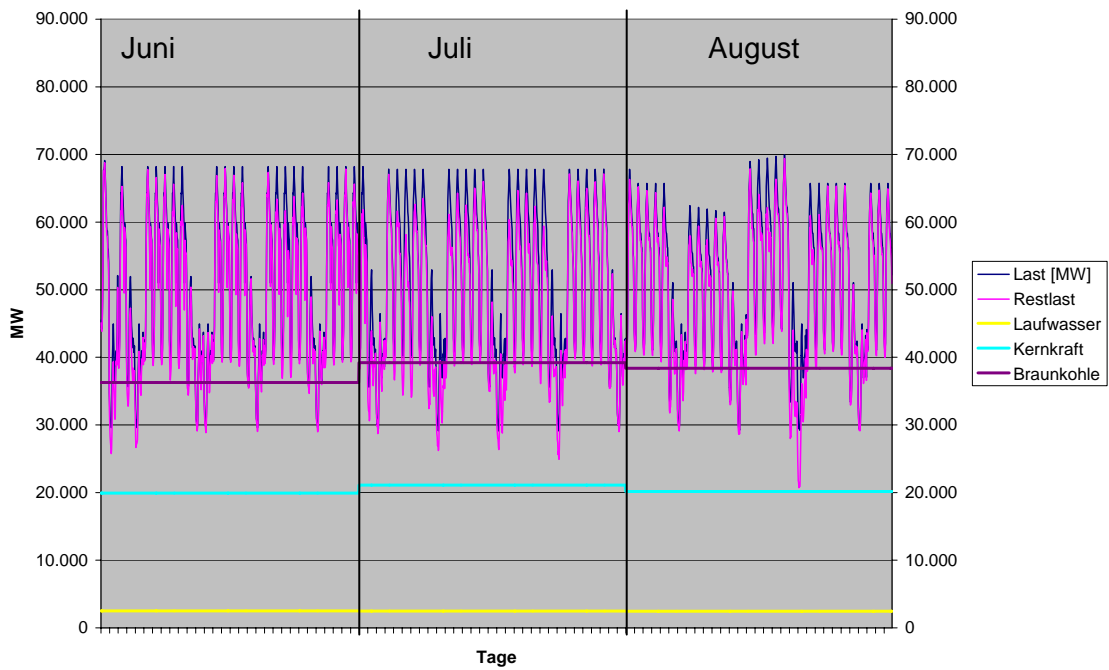


Abbildung 15: Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung Juni/Juli/August

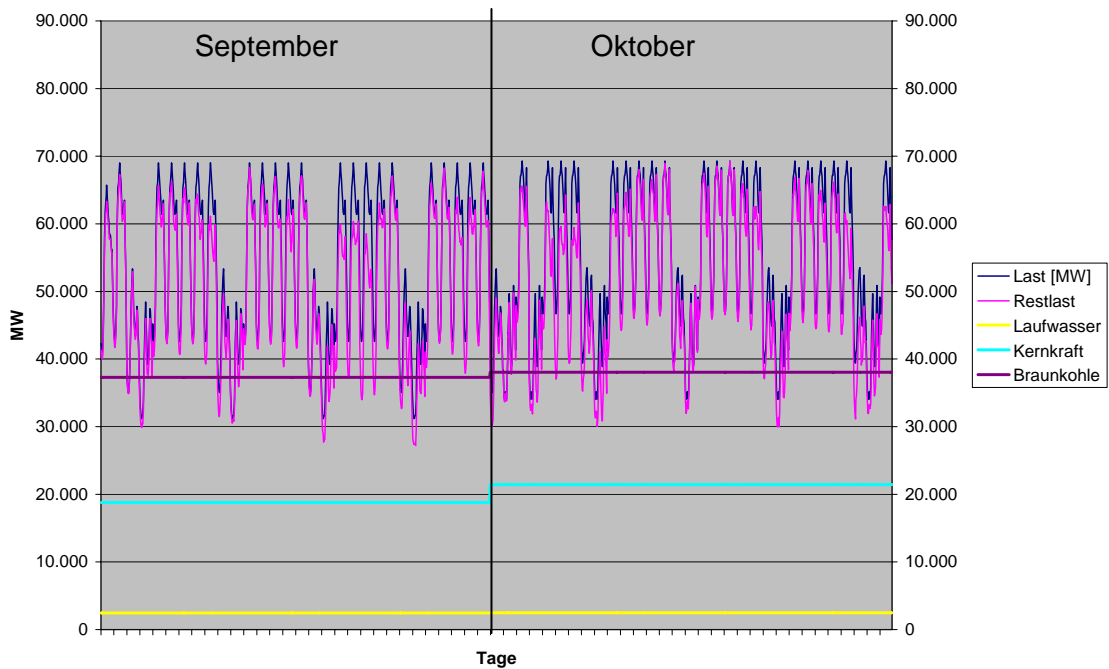


Abbildung 16: Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung September/Oktober

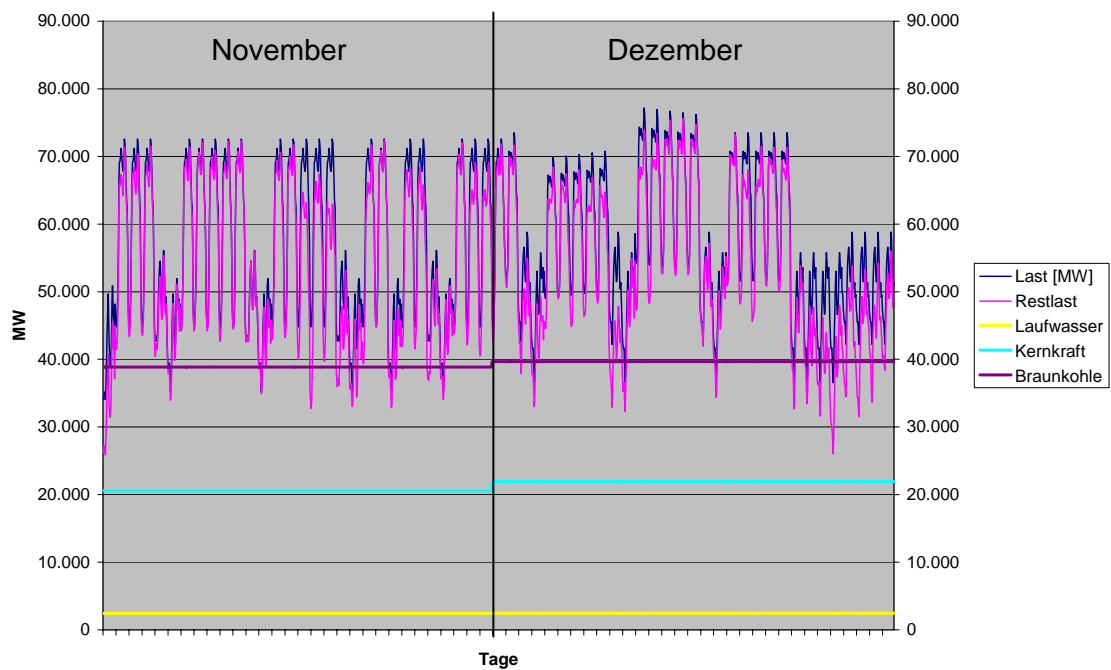


Abbildung 17: Netzlast und verbleibende Last mit Windstromerzeugung November/Dezember