

Fachhochschule Flensburg

Bachelor-Thesis

Thema:

Entwicklung eines einfachen Modells zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung

Von: Anna Frederieke Jung

Matrikel-Nr.: 426600

Studiengang: Energie- und Umweltmanagement

Erstbewerter: Prof. Dr. Olav Hohmeyer (Universität Flensburg)

Zweitbewerter: Prof. Dr.-Ing. Jochen Wendiggensen (Fachhochschule Flensburg)

Ausgabedatum: 09.01.2013

Abgabedatum: 08.03.2013

Erstellt im Rahmen des Projektes EE-Netze, gefördert durch die Stiftung Mercator

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Problemstellung und Zielsetzung	- 1 -
2 Stromerzeugungssituation in Deutschland von 2000 - 2012	- 3 -
2.1 Gesamte Erzeugung in Deutschland von 2000-2012	- 3 -
2.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von 2000-2012	- 4 -
2.3 Quantifizierung der Importe und Exporte Deutschlands.....	- 6 -
3 Analyse der Gutachten des Fraunhofer ISI zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen	- 10 -
3.1 „Gutachten zur CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“ (Klobasa und Ragwitz 2005).....	- 11 -
3.2 Gutachten - „CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007“ (Klobasa et al. 2009)	- 12 -
3.3 Gutachten - „CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009“ (Klobasa und Sensfuß 2011)	- 13 -
3.4 Ergebnisse der Studienreihe des Fraunhofer ISI	- 14 -
3.5 Einschätzung der Berechnungsmethoden.....	- 17 -
4 Analyse der Studien des UBA und des BMU zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen	- 19 -
4.1 „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007“ (Memmler et al. 2009)	- 19 -
4.2 „Erneuerbare Energien in Zahlen“ im Jahr 2012 (BMU 2012a).....	- 20 -
5 Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung	- 21 -
5.1 Datengrundlage	- 21 -
5.2 Methodik	- 26 -
5.2.1 Erläuterung der vereinfachten Merit-Order	- 28 -
5.2.2 Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung	- 30 -
5.2.3 Quantifizierung der spezifischen CO ₂ -Emissionen konventioneller Kraftwerke	- 34 -
5.2.4 Spezifische Emissionen der Vorkette.....	- 36 -
5.3 Anwendung des Modells - Analyse der Jahre 2010-2012.....	- 38 -
5.3.1 Erzeugung.....	- 38 -
5.3.2 Verdrängung.....	- 45 -
6 Ergebnisse	- 49 -
6.1 Sensitivitätsanalyse	- 53 -

6.1.1	<i>CO₂-Emissionsreduktionen ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung</i>	- 53 -
6.1.2	<i>Quantifizierung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen durch Skalierung der Transparenzdaten der EEX</i>	- 54 -
6.2	Vergleich der Ergebnisse mit denen des BMU	- 58 -
6.3	Kritische Reflektion der Berechnungsmethode.....	- 59 -
7	Schlussfolgerung	- 62 -
8	Referenzen	VII
8.1	Literatur.....	VII
8.2	Datenbasen	IX
Anhang	XII
A.1	Verdrängung konventioneller Energiequellen im Tagesdurchschnitt.....	XII
A.2	Spezialanalyse Verdrängung	XV
	<i>A 2.1 Unterschiede der Verdrängung im Sommer und Winter</i>	<i>XVII</i>
A.3	Spezialanalyse der Auswirkungen der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen auf Importe und Exporte	XIX
A.4	Exkurs: Auswirkungen des Zubaus regenerativer Energiequellen auf die Importe - Analyse der Kraftwerkparcs von Polen, Tschechien und den Niederlanden	XXII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Bruttostromerzeugung in Deutschland von 2000-2012 nach Energiequellen.....	- 3 -
Tabelle 2	Entwicklung der Vermeidungsfaktoren nach Energiequellen in den Jahren 2003-2011.....	- 14 -
Tabelle 3	Darstellung der gesamten CO ₂ -Emissionsreduktionen in der Stromerzeugung nach Energiequellen in den Jahren 2003-2011	- 16 -
Tabelle 4	Abdeckungsgrad der Nettostromerzeugung konventioneller Energiequellen in den Jahren 2010 und 2011.....	- 23 -
Tabelle 5	Entwicklung der Ausschreibung der Regelleistung in den Jahren 2010-2012.....	- 31 -
Tabelle 6	Nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung in den Jahren 2010-2012	- 33 -
Tabelle 7	Spezifische Emissionen konventioneller Kraftwerke in den Jahren 2010-2012 (inkl. Vorkette)	- 35 -
Tabelle 8	Spezifische Emissionen der regenerativen Energiequellen	- 36 -
Tabelle 9	Emissionen der Vorkette konventioneller Energiequellen im Jahr 2007 ..	- 37 -
Tabelle 10	Nettostromerzeugung regenerativer Energiequellen in den Jahren 2010-2012.....	- 50 -
Tabelle 11	Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen in den Jahren 2010-2012.....	- 50 -
Tabelle 12	Prozentuale Anteile der Verdrängung nach Energiequellen von 2010-2012.....	- 51 -
Tabelle 13	CO ₂ -Emissionsreduktionen nach Daten der EEX von 2010-2012	- 52 -
Tabelle 14	Prozentuale Anteile der Verdrängung ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung nach Energiequellen von 2010-2012	- 54 -
Tabelle 15	Skalierungsfaktoren der EEX Transparenzdaten für die Jahre 2010-2012-	- 55 -
Tabelle 16	Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen von 2010-2012 mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX	- 56 -
Tabelle 17	Vermeidungsfaktor mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX für die Jahre 2010-2012	- 56 -
Tabelle 18	Prozentuale Anteile der Verdrängung mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX nach Energiequellen von 2010-2012.....	- 57 -
Tabelle 19	Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen von 2010-2012 mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX und Ergebnissen des BMU...	- 58 -
Tabelle 20	Bruttostromerzeugung nach Energiequellen im Jahr 2010 in Tschechien, Polen und den Niederlanden.....	XXII
Tabelle 21	Durchschnittliche Effizienz unterschiedlicher Kraftwerkstypen in Tschechien, Polen und den Niederlanden in den Jahren 2000-2005	XXIV

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von 2000 bis 2012	5 -
Abbildung 2	Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012 im monatlichen Vergleich.....	6 -
Abbildung 3	Verlauf der Netto-Exporte (kommerzieller Handel) Deutschlands im Tagesdurchschnitt im Jahr 2010	8 -
Abbildung 4	Darstellung der vereinfachten Merit-Order der deutschen Kraftwerke am 26.04.2011 um 12 Uhr.....	29 -
Abbildung 5	Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2010-	39 -
Abbildung 6	Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2011-	39 -
Abbildung 7	Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2012-	40 -
Abbildung 8	Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2010	42 -
Abbildung 9	Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2011	42 -
Abbildung 10	Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2012	43 -
Abbildung 11	Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2010.....	45 -
Abbildung 12	Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2011	46 -
Abbildung 13	Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2012.....	46 -
Abbildung 14	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach den Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2011	XII
Abbildung 15	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach den Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2012.....	XIII
Abbildung 16	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2011	XIV
Abbildung 17	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2012.....	XV
Abbildung 18	Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen am 08.01.2011	XVI
Abbildung 19	Entwicklung der Netto-Importe (kommerzieller Handel) am 08.01.2011	XVII
Abbildung 20	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt vom 01.04.2012 bis 30.09.2012 (Sommer).....	XVIII
Abbildung 21	Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt im Zeitraum 01.01.2012 - 31.03.2012 und 01.10.2012 - 31.12.2012 (Winter).....	XIX
Abbildung 22	Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2010.....	XX
Abbildung 23	Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2011.....	XX

Abbildung 24	Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2012 (Januar-November) XXI
--------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSW-Solar	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Fraunhofer ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Fraunhofer IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie & Energiesystemtechnik
IEA	International Energy Agency
IINAS	Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien
UBA	Umweltbundesamt
ÜNBs	Übertragungsnetzbetreiber
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

1 Problemstellung und Zielsetzung

Durch den stetigen Ausbau regenerativer Energiequellen und die Kosten für den Ausbau wurden sowohl in der Vergangenheit als auch in der jetzigen Zeit viele Diskussionen angeregt. Es ist jedoch nicht richtig, nur auf die Kosten zu schauen, gleichzeitig muss auch der durch den Zubau der regenerativen Energiequellen gewonnene Nutzen quantifiziert werden. Dies soll in dieser Arbeit in Form der Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung erfolgen. Ziel dieser Arbeit ist es deshalb, eine Analyse bereits bestehender Studien zu diesem Thema zu erstellen und eine neue Methode zu entwickeln, um die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen anhand täglich verfügbarer Daten zu vereinfachen, um so die Frage des Nutzens regenerativer Energiequellen in dieser Hinsicht zu beantworten. Die neu entwickelte Methode basiert hauptsächlich auf den Transparenzdaten der European Energy Exchange (EEX) und liefert Ergebnisse für die Jahre 2010-2012. Als Berechnungsjahre wurden die Jahre 2010-2012 gewählt, weil für diese Jahre alle benötigten Daten auf realer Basis verfügbar sind, so dass diesbezüglich Ungenauigkeiten minimiert werden. Gleichzeitig wird durch die Analyse mehrerer Jahre ein Vergleich der Entwicklung der CO₂-Emissionsreduktionen ermöglicht. Bei Verfügbarkeit neuer Datensätze ist die Methode beliebig für die nächsten Jahre erweiterbar.

Um die CO₂-Emissionsreduktionen, die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung entstanden sind, quantifizieren zu können, wird in Kapitel 2 zunächst die Stromerzeugungssituation aus konventionellen sowie regenerativen Energiequellen in Deutschland in den Jahren 2000-2012 analysiert.

Bisher wurden zum Thema der CO₂-Emissionsreduktionen Studien und Ergebnisse vom Fraunhofer ISI (Klobasa und Ragwitz 2005; Klobasa et al. 2009) sowie vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2012a) und dem Umweltbundesministerium (Memmler et al. 2009) veröffentlicht. Diese Studien versuchen, die Frage des Nutzens im Hinblick auf die CO₂-Emissionsreduktionen durch den Zubau regenerativer Energiequellen zu adressieren und geeignete Berechnungsmethoden für die Höhe der vermiedenen Emissionen zu erstellen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die Ergebnisse des BMU als auch des UBA auf den Ergebnissen der Berechnungen des Fraunhofer ISI basieren. Eine Analyse dieser Studien erfolgt in Kapitel 3 und 4.

Nach der Analyse bereits bestehender Studien (siehe Kapitel 3 und 4) wird in Kapitel 5 eine eigene Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung entwickelt. Diese Methode stellt ein einfaches Modell dar, das auf den Transparenzdaten der EEX basiert, die täglich auf stündlicher Basis veröffentlicht werden. Die Berechnungsmethode berücksichtigt demnach nur Kraftwerke, die ihre Daten an der EEX veröffentlichen. Anhand dieser Arbeit soll überprüft werden, ob die CO₂-Emissionsreduktionen mit diesem einfachen Modell quantifiziert werden können, und ob die bisherige Berechnungsmethode der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung vom Fraunhofer ISI durch dieses Modell zu vereinfachen ist. Aus diesem Grund umfasst das Kapitel 5 eine detaillierte Beschreibung der Datengrundlage, der Methodik, sowie der Anwendung des Modells, wodurch eine hohe Transparenz der Berechnung geschaffen wird.

In Kapitel 6 werden die Ergebnisse dargestellt und Sensitivitätsanalysen vorgenommen, um die Belastbarkeit der verwendeten Daten und Annahmen zu überprüfen und die Berechnungsmethode kritisch zu hinterfragen.

Anhand dieser Untersuchungen werden in Kapitel 7 Schlussfolgerungen gezogen.

Im Anhang werden weitere Analysen bezüglich der durch den Einsatz regenerativer Energiequellen verdrängten konventionellen Energiequellen vorgenommen. Zusätzlich erfolgt eine kurze Analyse der Auswirkungen der Stromerzeugung regenerativer Energiequellen auf die Importe und Exporte Deutschlands. Auf diese Weise soll dann beantwortet werden, ob Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke bei einer hohen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen heruntergefahren werden, oder ob der Strom dieser Kraftwerke stattdessen ins Ausland exportiert wird. Außerdem erfolgt ein kurzer Exkurs in Bezug auf die Emissionen der Importe Deutschlands in Form einer Analyse der Kraftwerkparks der Niederlande, Polens und Tschechiens.

2 Stromerzeugungssituation in Deutschland von 2000 - 2012

2.1 Gesamte Erzeugung in Deutschland von 2000-2012

Für die Entwicklung eines einfachen Modells zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung muss zunächst eine Analyse der Zusammensetzung der Stromerzeugungssituation in Deutschland im Allgemeinen, sowie der Zusammensetzung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im Speziellen erfolgen. Im Folgenden wird zunächst die gesamte Stromerzeugung betrachtet.

In Tabelle 1 ist die Bruttostromerzeugung nach Energiequellen vergleichend für die Jahre 2000 bis 2012 dargestellt.

Tabelle 1 Bruttostromerzeugung in Deutschland von 2000-2012 nach Energiequellen

Energiequelle:	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	TWh												
Kernenergie	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	149,8	134,9	140,6	108,0	99,0
Braunkohle	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	145,9	150,1	158,0
Steinkohle	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	118,0
Erdgas	49,2	55,5	56,3	61,4	61,4	71,0	73,4	75,9	86,7	78,8	86,8	82,5	70,0
Mineralölprodukte	5,9	6,1	8,7	9,9	10,3	11,6	10,5	9,6	9,2	9,6	8,4	6,8	10,0
Übrige Energieträger	22,6	21,4	18,2	20,4	21,2	23,6	25,3	26,6	24,7	21,5	26,7	25,6	27,0
Hausmüll	1,8	1,9	1,9	2,2	2,1	3,0	3,9	4,0	4,7	4,4	4,8	4,8	5,0
Windkraft	9,5	10,5	15,8	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,6	38,6	37,8	48,9	45,0
Wasserkraft	24,9	23,2	23,7	17,7	19,9	19,6	20,0	21,2	20,4	19,0	21,0	17,7	20,5
Biomasse	1,6	3,3	4,5	6,5	8,4	12,0	14,5	19,1	22,3	25,5	28,1	32,8	36,0
Photovoltaik	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,1	4,4	6,6	11,7	19,3	28,5
Regenerative Energiequellen gesamt	37,9	38,9	46,1	45,4	56,5	63,2	71,3	87,5	92,4	94,1	103,3	123,5	135,0
Bruttoerzeugung insgesamt	576,6	586,4	586,7	606,7	615,3	620,6	636,9	637,2	637,1	592,4	628,6	608,8	617,0

Quelle: AG Energiebilanzen

Insgesamt ist von 2000-2012 ein Anstieg der Bruttostromerzeugung um etwa 40 TWh zu beobachten. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf die gestiegene Nachfrage zurückzuführen, wobei die Nachfrage nicht kontinuierlich gestiegen ist. So ist die Bruttostromerzeugung beispielsweise im Jahr 2006 etwa 20 TWh höher als im Jahr 2012 und im Jahr 2011 ist sie etwa 8 TWh niedriger als in 2012.

Der Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung ist von etwa 7% im Jahr 2000 auf etwa 22% im Jahr 2012 gestiegen, was einem realen Anstieg der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von 97,1 TWh entspricht.

Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist von 2000 bis 2006 relativ konstant. Im Jahr 2007 sank die Stromerzeugung aus Kernenergie um etwa 27 TWh. Dieses Absinken der Stromerzeugung aus Kernenergie und die Schwankungen der Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2010 können damit begründet werden, dass die Kernkraftwerke Krümmel, Brunsbüttel, sowie Biblis A und Biblis B 2007 aufgrund von Problemen vom Netz genommen wurden (Deutscher Bundestag 2007 S.2, S.24). Das Kraftwerk Krümmel war 2008 wieder am Netz und wurde 2009 endgültig vom Netz genommen. Im Jahr 2011 sank die Stromerzeugung aus Kernenergie im Vergleich zum Vorjahr um etwa 33 TWh auf 108 TWh. Diese Entwicklung und auch das Absinken der Stromerzeugung im Jahr 2012 um weitere 9 TWh sind größtenteils auf die Auswirkungen des Moratoriums zurückzuführen. Im Rahmen des Moratoriums wurden im Jahr 2011 acht Atomkraftwerke endgültig stillgelegt, die insgesamt eine Leistung von 8.700 MW hatten (Bredberg et al. 2012, S.13; TOPTTEXT 2011). Einige Kernkraftwerke, z.B. Krümmel, waren zum Zeitpunkt des Moratoriums aufgrund von Problemen schon von Netz genommen worden (Loreck et al. 2013, S.17). Mit der Aufnahme dieser Kraftwerke in das Moratorium sollte verhindert werden, dass die Kraftwerke zu einem späteren Zeitpunkt wieder ans Netz gehen.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Braunkohle verlief von 2000-2012 relativ konstant, während die Stromerzeugung aus Erdgas und Mineralölprodukten von 2000 bis 2012 um 20,8 TWh (Erdgas) bzw. 4,1 TWh (Mineralölprodukte) gestiegen ist. Die Stromerzeugung aus Steinkohle ist von 2000 bis 2012 um 25,1 TWh gesunken.

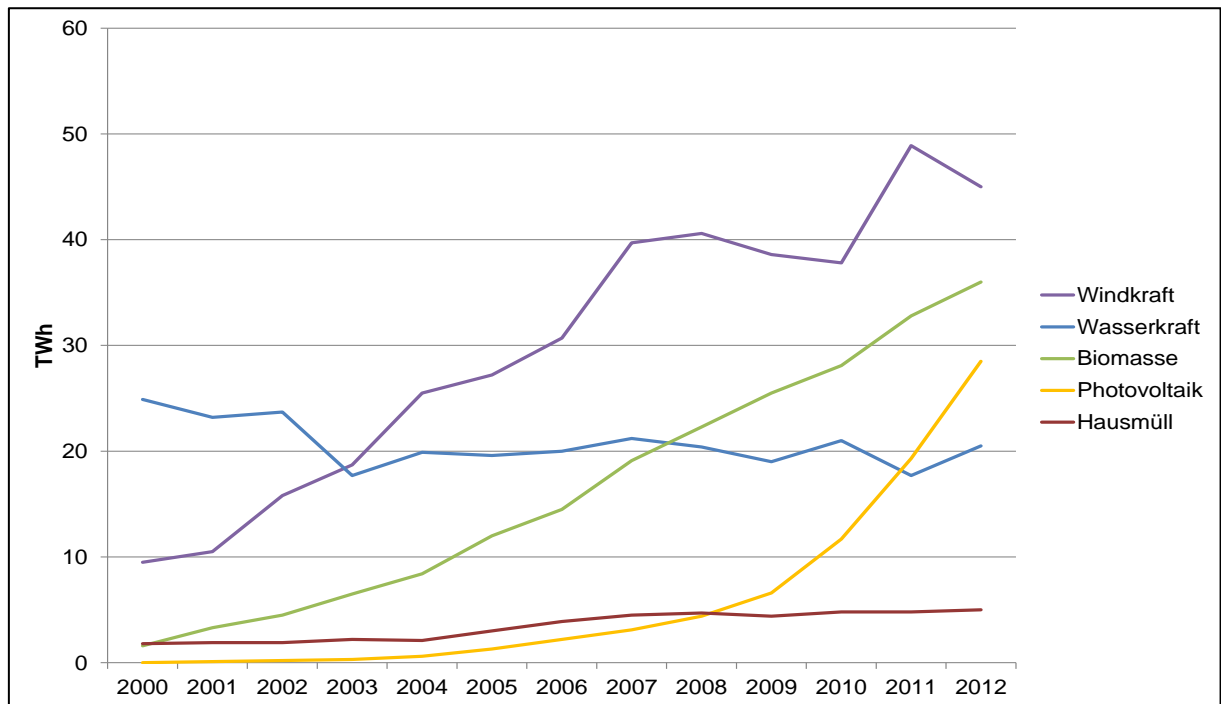
Geringe Schwankungen der Stromerzeugung in einzelnen Jahren können einerseits auf die Stilllegung von Kraftwerken und andererseits auf den massiven Neubau von Kraftwerken (speziell Erdgaskraftwerken) zurückgeführt werden, sowie auf planmäßige oder außerplanmäßige Reparaturen oder Ausfälle.

2.2 Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von 2000-2012

Im folgenden Kapitel wird eine genauere Analyse der Entwicklung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen vorgenommen, da diese ausschlaggebend für die Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen ist. Mit steigender Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen steigen tendenziell auch die CO₂-Emissionsreduktionen, wobei diese auch stark von der Art der verdrängten Kraftwerke abhängen.

Für die Jahre 2000 bis 2012 ist die Entwicklung der verschiedenen regenerativen Energiequellen in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1 Entwicklung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von 2000 bis 2012



Quelle: AG Energiebilanzen, eigene Darstellung

Abbildung 1 zeigt deutlich den starken Anstieg der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen seit 2000, der insbesondere drei Technologien zugeordnet werden kann: Windkraft, Biomasse und Photovoltaik. Von diesen drei Technologien verzeichnet die Photovoltaik die größte Steigerung, was auf dem massiven Neubau von Anlagen basiert. So wurden allein im Jahr 2012 etwa 7.600 MWp Photovoltaik zugebaut (Bundesnetzagentur 2013a). Im Jahr 2001 wurde erstmals aus PV-Anlagen erzeugter Strom ins Netz eingespeist der mehr als 0,1 TWh betrug und 2012 wurden immerhin 28,5 TWh aus PV-Anlagen eingespeist (AG Energiebilanzen). Der Anteil der Stromerzeugung durch PV-Anlagen an der Bruttogesamterzeugung stieg somit von annähernd 0% im Jahr 2000 auf 4,6% im Jahr 2012. Weiterhin zeigt die Abbildung, dass die Stromerzeugung aus Biomasse von 2000-2012 um etwa 34 TWh auf 36 TWh in 2012 angestiegen ist. Die Stromerzeugung durch Windkraft stieg von 2000-2012 um etwa 36 TWh auf 45 TWh in 2012 an.

Die Abbildung 1 zeigt jedoch deutlich, dass die Stromerzeugung aus Biomasse zeitlich relativ konstant verlaufen ist, während die Stromerzeugung aus Windkraft einige Schwankungen aufweist. Dennoch wurde im Jahr 2012 aus regenerativen Energiequellen mit etwa 45 TWh der meiste Strom durch Windkraft erzeugt (AG Energiebilanzen).

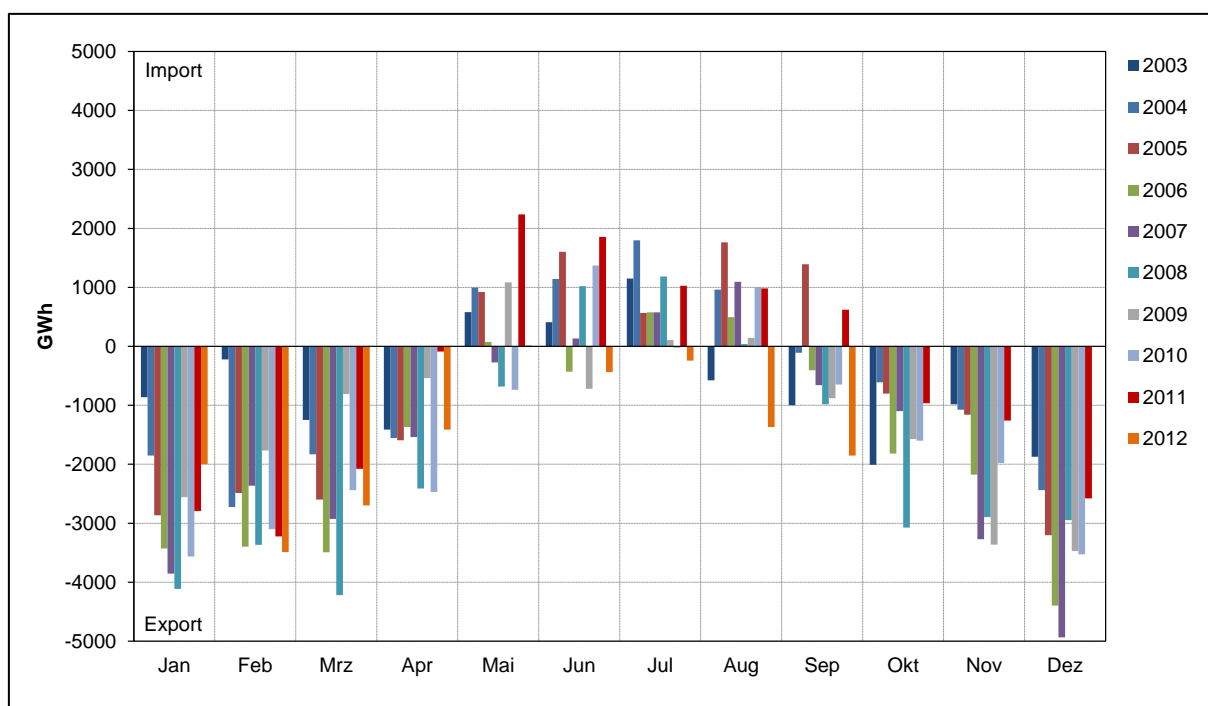
Die Stromerzeugung aus Hausmüll ist im Vergleich zur Stromerzeugung aus Windkraft von 2000-2012 nur leicht, um etwa 3 TWh, auf etwa 5 TWh gestiegen, während die Stromerzeugung aus Wasserkraft in dieser Zeit sogar um etwa 4 TWh auf 20,5 TWh gesunken ist (AG Energiebilanzen).

Welchen Einfluss die einzelnen regenerativen Energiequellen auf die CO₂-Emissionsreduktionen haben und welche regenerativen Energiequellen welche konventionellen Energiequellen verdrängen, wird im Verlauf der Arbeit näher erläutert.

2.3 Quantifizierung der Importe und Exporte Deutschlands

Im Folgenden wird das Import- und Exportverhalten Deutschlands seit 2003 aufgezeigt, da die Importe und Exporte im Modell zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen berücksichtigt werden. Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Import-Export-Saldi von 2003 bis zum September 2012.

Abbildung 2 Import-Export-Saldo (physikalische Flüsse) Deutschlands, Januar 2003 bis September 2012 im monatlichen Vergleich



Quelle: Loreck et al. 2013, S.40

Die in der Abbildung verwendeten Daten basieren auf den physikalischen Flüssen. Dies bedeutet, dass die Daten auch Ringflüsse beinhalten und nicht nur die Daten des tatsächlich gehandelten Stroms (des kommerziellen Handels). Da jedoch der Saldo betrachtet wird, kann eine Auswertung der Importe und Exporte anhand dieser Daten erfolgen. Sie zeigen, dass

Deutschland im jährlichen Saldo seit 2003 immer mehr Strom exportiert als importiert hat, und somit Netto-Exporteur war. Auffällig ist dabei, dass im Saldo während der Wintermonate Strom exportiert wird, während in den Sommermonaten im Saldo Strom importiert wird. Dies zeigt, dass die Importe und Exporte maßgeblich marktgetrieben sind und nicht auf Erzeugungsengpässe zurückzuführen sind, da die Nachfrage im Winter höher ist als im Sommer, und im Winter genug Kraftwerkskapazitäten bereitstanden, um die deutsche Nachfrage zu decken und gleichzeitig Strom zu exportieren (Loreck et al. 2013, S.39).

Da die Importe und Exporte einen großen Einfluss auf die CO₂-Emissionsreduktionen haben wird eine genauere Analyse der Jahre 2010-2012 vorgenommen. Dabei soll keine detaillierte Betrachtung der aufgrund von Exporten zusätzlich entstandenen Emissionen vorgenommen werden, sondern die Entwicklung der Importe und Exporte, sowie der Zusammenhang zwischen Importen und Exporten und der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen soll gezeigt werden. Weitere Analysen zu diesem Zusammenhang sind im Anhang dokumentiert (siehe A.3).

Bei der Betrachtung der Jahre 2010-2012 wird deutlich, dass sich das Import-Export-Verhalten Deutschlands von 2010-2012 stark verändert hat. Während die Importe und Exporte im Jahr 2010 und 2011 relativ ähnlich waren - hohe Exporte im Winter (Oktober – März) und Importe im Sommer (April – September) - hat sich dieses Verhalten im Jahr 2012 grundlegend geändert. Die Importe sind im Jahr 2012 deutlich gesunken, so dass Deutschland im Jahr 2012 in jedem Monat als Netto-Exporteur am Markt aufgetreten ist. Über das gesamte Jahr betrachtet war Deutschland in allen drei Jahren (2010-2012) Netto-Exporteur.

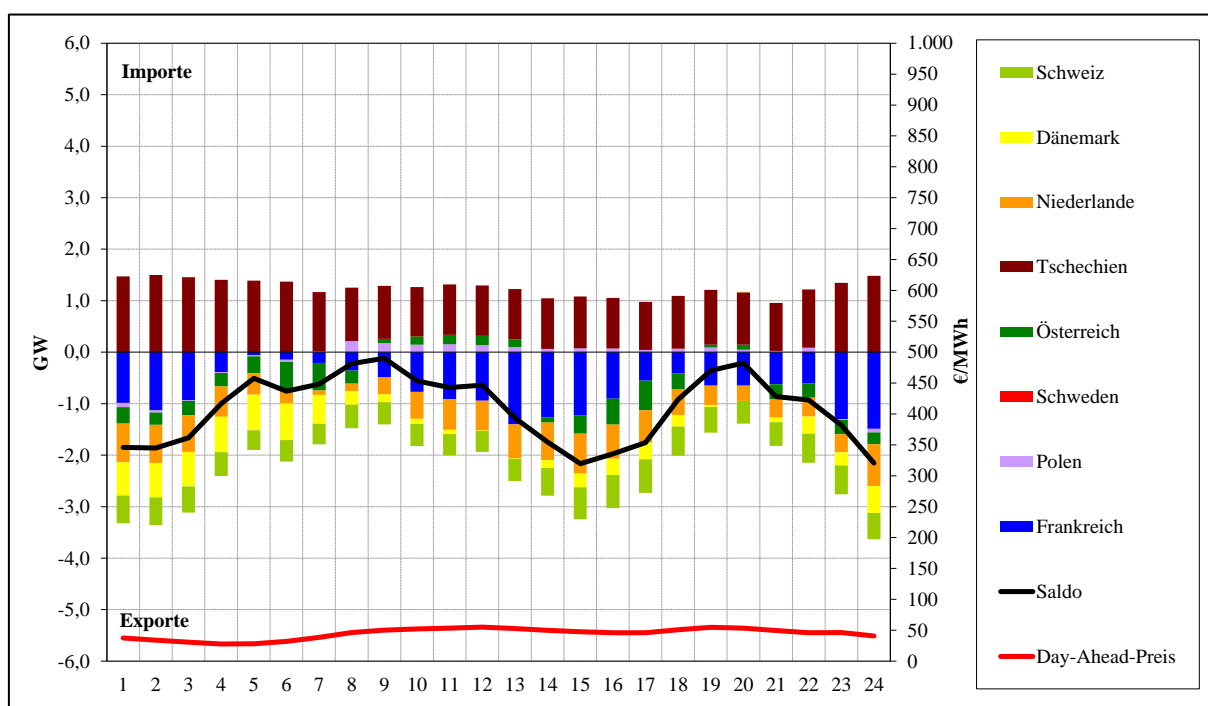
Die extremen Importe im Mai 2011 sind unter anderem auf das Moratorium für Kernkraftwerke zurückzuführen, wobei die Stromversorgung durch deutsche Kraftwerke auch ohne die Kernkraftwerke und die Importe gewährleistet war. Die hohen Importe in diesem Monat sind demnach eher durch marktgetriebene Aspekte zu begründen.

Nachfolgend ist der Verlauf der Netto-Exporte des kommerziellen Handels im Tagesdurchschnitt im Jahr 2010 abgebildet. Das Jahr 2010 wurde als Beispieljahr ausgewählt. Der Verlauf der Netto-Exporte des Jahres 2010 im Tagesdurchschnitt, aufgespalten nach Ländern, ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Darstellung im Tagesdurchschnitt wurde gewählt, weil anhand dieser Darstellung eine erste Abschätzung über den Zusammenhang von der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und der Höhe der Netto-Exporte getroffen werden kann.

Die negativen Werte der y-Achse in der Abbildung stellen die Netto-Exporte und die positiven Werte die Netto-Importe dar. Zusätzlich wird der Day-Ahead-Preis als Orientierungsgröße abgebildet, da sowohl Importe als auch Exporte marktgetrieben sind. Die Skala des Day-Ahead-Preises ist auf der Sekundärachse der y-Achse abgetragen.

Als weitere Orientierungsgröße für die gesamten Netto-Exporte in jeder Stunde ist in der Abbildung der Import/Export-Saldo des Tagesdurchschnitts abgebildet.

Abbildung 3 Verlauf der Netto-Exporte (kommerzieller Handel) Deutschlands im Tagesdurchschnitt im Jahr 2010



Quelle: ENTSO-E b, EPEX-Spot, eigene Darstellung

Bei der Betrachtung des Saldos wird deutlich, dass Deutschland im Tagesdurchschnitt in jeder Stunde des Jahres 2010 Netto-Exporteur war. Weiterhin wird gezeigt, dass innerhalb des Jahres 2010 im Tagesdurchschnitt hauptsächlich Strom aus Tschechien importiert wurde, während in die anderen Nachbarländer im Saldo hauptsächlich Strom exportiert wurde. Die Höhe der Netto-Exporte unterlag dabei jedoch starken tageszeitlichen Schwankungen. Diese Schwankungen sind folgendermaßen zu begründen:

- In den Stunden 5-11 sowie 18-22 wird wenig Strom exportiert und tendenziell etwas mehr Strom importiert. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen während dieser Zeitspannen ist eher gering. Gemäß Öko-Institut (Loreck et al. 2013, S.56f.) ist dieses Verhalten auf die Entscheidungen der Energieversorger

zurückzuführen, die es aus wirtschaftlichen Gründen bevorzugen, zu diesen Zeiten Strom zu importieren und die Deckung der Nachfrage nicht durch das kurzzeitige Hochfahren fossiler Kraftwerke zu gewährleisten.

- In den Stunden 12-18 sowie 23-4 steigt die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen stark an (erhöhte Einspeisung durch PV zur Mittagszeit, bzw. Wind während der Nachtstunden), was ein Absinken des Strompreises und einen Anstieg der Exporte bewirkt. Ein Vergleich der Exporte mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik zeigt, dass die Spitze der Solareinspeisung zeitlich fast mit der Exportspitze zusammenfällt. Dieser Zusammenhang wird auch in der Studie des Öko-Instituts dargestellt (Loreck et al. 2013, S.65f.).

Die hohe Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bewirkt ein Absinken des Strompreises, da Strom aus regenerativen Energiequellen bevorzugt ins Netz eingespeist wird und gemäß der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechV) auf dem Strommarkt als „preisunabhängiges Gebot“ angeboten werden muss (Bundesministerium der Justiz 2013). Infolge dessen sinkt der Marktpreis, was zu einem marktgetriebenen Anstieg der Exporte führt. Die Exporte werden demnach offensichtlich nicht nur durch die Nachfrage reguliert, sondern maßgeblich durch den Stromhandel am Markt.

Durch die Exporte wird die Nachfrage gesteigert, weshalb mehr Strom erzeugt werden muss. Inwiefern deshalb beispielsweise Braunkohlekraftwerke trotz einer hohen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen nicht heruntergefahren werden und so zusätzliche Emissionen entstehen wird im Anhang näher erläutert.

3 Analyse der Gutachten des Fraunhofer ISI zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen

Zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung wurde vom Fraunhofer ISI eine Studienreihe veröffentlicht. Diese Studienreihe wird im Rahmen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erstellt (Klobasa und Ragwitz 2005; Klobasa et al. 2009). Im Rahmen der Studienreihe wurde im Jahr 2009 die Studie „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007“ veröffentlicht, die eine Verbesserung und Aktualisierung der Berechnungsmethode des bereits im Jahr 2005 erschienenen „Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“ des Fraunhofer ISI beinhaltet (Klobasa und Ragwitz 2005; Klobasa et al. 2009). Im Jahr 2011 wurde eine weitere Studie dieser Reihe fertiggestellt, die Berechnungen für die Jahre 2008 und 2009 enthält. Bis zum jetzigen Zeitpunkt hat jedoch keine Veröffentlichung dieser Studie stattgefunden. In der im Jahr 2012 erschienenen Ausgabe der Zeitschrift „Erneuerbare Energien in Zahlen“ des BMU (BMU 2012a, S.110) wurden jedoch Ergebnisse für die CO₂-Emissionsreduktionen im Jahr 2011 veröffentlicht, die auf den Substitutionsfaktoren des Gutachtens des Fraunhofer ISI aus dem Jahr 2011 beruhen. Anhand dieser Datengrundlage kann im weiteren Verlauf der Arbeit ein Vergleich der Ergebnisse des Fraunhofer ISI mit den Ergebnissen der in dieser Arbeit entwickelten Methode vorgenommen werden.

Grundsätzlich weisen die drei Studien des Fraunhofer ISI erhebliche Unterschiede in der Berechnungsmethode auf. Besonders gravierend hat sich die Berechnungsmethode zwischen den Studien aus den Jahren 2005 und 2009 verändert.

Die verschiedenen Berechnungsmethoden der Studien des Fraunhofer ISI zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen in der Stromerzeugung werden im Folgenden kurz dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und es wird eine kurze Einschätzung der Berechnungsmethode im Verlauf der Jahre gegeben.

3.1 „Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“ (Klobasa und Ragwitz 2005)

Im Jahr 2005 wurde erstmals ein „Gutachten zur CO₂-Minderungen im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“ vom Fraunhofer ISI erstellt, das Ergebnisse für die CO₂-Emissionsreduktionen im Jahr 2003 beinhaltet (Klobasa und Ragwitz 2005).

Ausgangspunkt für die Berechnung sind Literaturwerte zur Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks und der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, sowie die Daten für Exporte, als auch die Ergebnisse anderer bereits zu diesem Thema veröffentlichter Studien (Klobasa und Ragwitz 2005, S.1ff.). Dabei wurden die in der Vorkette oder der Entsorgung entstehenden Emissionen bei der Berechnung der CO₂-Minderung nicht berücksichtigt (Klobasa und Ragwitz 2005, S.20, S.27f.). Die Datengrundlage basiert demnach auf statistischen Werten, die eine flexible Anpassung an das Berechnungsjahr und die Berücksichtigung der Einspeiseprofile der regenerativen Energiequellen erschweren.

Ein wichtiger Aspekt bei der Erstellung der Berechnungsmethode war der Vergleich bereits veröffentlichter Studien in Bezug auf relevante Faktoren (Klobasa und Ragwitz, 2005, S.1). Nach der Bewertung und Prüfung der Angaben und Berechnungen verschiedener Studien wurde vom Fraunhofer ISI eine eigene Berechnungsmethode entwickelt, bei der teilweise Ansätze anderer Studien verwendet oder berücksichtigt werden.

Bei der Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen wird aufgrund von vorangegangenen Berechnungen davon ausgegangen, dass keine Kernkraftwerke durch regenerative Energiequellen verdrängt werden, da Kernkraftwerke einerseits verglichen mit anderen konventionellen Kraftwerken die geringsten Grenzkosten aufweisen und somit als letztes verdrängt werden, und andererseits die Grundlast trotz der Einspeisung durch regenerative Energiequellen groß genug ist, um die Kernkraftwerke voll auszulasten (Klobasa und Ragwitz 2005, S.7f.). Ein weiteres Argument der Studie dafür, dass keine Kernkraftwerke verdrängt werden ist die Möglichkeit des Exports, wodurch die Nachfrage gesteigert wird (Klobasa und Ragwitz 2005, S.8). Weiterhin wird die Verdrängung von Heizölkraftwerken bei Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen nicht berücksichtigt (Klobasa und Ragwitz 2005, S.8).

Dadurch, dass bei der Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen die Emissionen der Vorkette und der Entsorgung nicht miteinbezogen werden, führt dies zu einer geringfügigen Abweichung der Ergebnisse von den tatsächlichen CO₂-Emissionsreduktionen.

3.2 Gutachten - „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007“ (Klobasa et al. 2009)

In diesem Gutachten wurde eine neue Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung entwickelt. Dieses Gutachten stellt eine Aktualisierung des Gutachtens von 2005 (Klobasa und Ragwitz 2005) dar und beinhaltet Ergebnisse für die Jahre 2006 und 2007 (Klobasa et al. 2009). Die wichtigste Aktualisierung ist, dass die Grundlage für die Berechnung nicht mehr auf Literaturwerten basiert, sondern auf dem Strommarktmodell PowerACE (Klobasa et al. 2009, S.3). Somit kann eine wesentlich genauere und aktuellere sowie flexiblere Berechnung der Emissionsreduktionen erfolgen. „Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger,..., die Regierung und Marktbetreiber“ (Klobasa et al. 2009, S.3). Zusätzlich umfasst das Modell eine „Strombörse, verschiedene Regelenergiemärkte und einen Markt für CO₂-Emissionsrechte“ (Klobasa et al. 2009, S.3). Durch die umfassende Simulation des Verhaltens der unterschiedlichen Akteure und Märkte im Modell soll eine möglichst realistische Marktsituation nachgestellt werden. Für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen werden mithilfe des PowerACE-Modells zwei Szenarien (die Stromerzeugung mit und ohne regenerative Energiequellen) bezüglich ihrer CO₂-Emissionen miteinander verglichen und anhand dieser Ergebnisse und der Daten der Erzeugung werden die Substitutionsfaktoren ermittelt (Klobasa et al. 2009, S.5).

„Weiterhin liefert dieses Modell Lastprofile für den deutschen Stromexport und -import, die als externe Kenngrößen in das PowerACE-Modell eingebunden werden“ (Klobasa et al. 2009, S.4). Dies stellt eine Weiterentwicklung des Modells zur Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen im Vergleich zur Studie des Fraunhofer ISI von 2005 (Klobasa und Ragwitz 2005) dar und impliziert eine Verbesserung der Ergebnisse.

Die für die Simulation benötigten Daten werden dabei größtenteils durch Datenbanken oder andere Modelle generiert (Klobasa et al. 2009, S.3). Durch die Verwendung solch vielfältiger Modelle können einerseits umfangreiche Analysen und Variationen bezüglich der getroffenen Annahmen vorgenommen werden, andererseits können jedoch auch eventuelle Ungenauigkeiten von einem Modell ins Nächste übertragen werden.

Ähnlich wie in der Vorgängerstudie wird in dieser Studie angenommen, dass Kernenergie in keinem ausschlaggebenden Maß verdrängt wird (Klobasa et al. 2009, S.19f.). Die verdrängte

Leistung von Kernenergie ist so gering, dass in der Studie keine prozentuale Verdrängung von Kernenergie für die Jahre 2006 und 2007 angegeben wird.

Der Ausschluss der während der Vorkette und der Entsorgung entstehenden CO₂-Emissionen bei der Berechnung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen führt, wie in der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2005 (Klobasa und Ragwitz 2005), zu einer geringfügigen Unsicherheit der Ergebnisse (Klobasa et al. 2009, S.2).

3.3 Gutachten - „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009“ (Klobasa und Sensfuß 2011)

Die derzeit aktuellste Studie zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen des Fraunhofer ISI wurde im Jahr 2011 fertiggestellt und beinhaltet die Aktualisierung der 2009 veröffentlichten Studie (Klobasa und Sensfuß 2011). Im Gegensatz zu den vorherigen Studien der Reihe wurde diese Studie nicht veröffentlicht. Die Ergebnisse der Studie wurden jedoch teilweise in der vom BMU veröffentlichten Fachzeitschriftenreihe „Erneuerbare Energien in Zahlen“ im Jahr 2012 veröffentlicht (BMU 2012a). In der Zeitschrift „Erneuerbare Energien in Zahlen“ im Jahr 2012 wurden Ergebnisse für das Jahr 2011 ausgegeben, die auf den Substitutionsfaktoren der 2011 veröffentlichten Studie zur CO₂-Minderung des Fraunhofer ISI basieren (BMU 2012a, S.110).

Nach den Angaben des BMU (BMU 2012a, S.110) wurde auch in dieser Studie der Reihe zur CO₂-Minderung ein Strommarktmodell zur Berechnung der Emissionsreduktionen verwendet. Da keine weitere Spezifizierung des Modells genannt wird, kann davon ausgegangen werden, dass weiterhin das PowerACE Modell verwendet wurde. Diese Annahme wird dadurch unterstützt, dass die im selben Jahr vom Fraunhofer ISI veröffentlichte Studie zum Merit-Order Effekt auch auf diesem Modell basiert und die Merit-Order auch bei der Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen einen ausschlaggebenden Faktor darstellt (Sensfuß 2011, S.5).

Erstmals wurden bei dieser Studie auch die Emissionen der Vorkette aller Energieträger (sowohl die der konventionellen Kraftwerke, als auch die der regenerativen Energiequellen) berücksichtigt (BMU 2012a, S.110). Weiterhin wurden durch die Verwendung des PowerACE-Modells die Lastprofile der Importe und Exporte und somit der Außenhandel berücksichtigt (vgl. Klobasa et al. 2009, S.4; BMU 2012a, S.110).

Wie in den Vorgängerstudien des Fraunhofer ISI dieser Studienreihe wurde auch bei dieser Aktualisierung angenommen, dass Kernenergie aufgrund der niedrigen Grenzkosten und der

Berücksichtigung der Merit-Order nicht durch regenerative Energiequellen verdrängt wird (BMU 2012a, S.110).

3.4 Ergebnisse der Studienreihe des Fraunhofer ISI

Um die durch den vermehrten Einsatz regenerativer Energiequellen reduzierten CO₂-Emissionen zu quantifizieren, wurden vom Fraunhofer ISI Ergebnisse für die spezifisch vermiedenen CO₂-Emissionen ausgegeben. Sowohl die spezifisch vermiedenen CO₂-Emissionen wie auch die gesamten CO₂-Emissionsreduktionen der verschiedenen Jahre werden in Tabelle 2 bzw. Tabelle 3 dargestellt. Die Angaben für das Jahr 2011 wurden der Fachzeitschrift des BMU (BMU 2012a) entnommen. Anhand dieser Ergebnisse soll im weiteren Verlauf der Arbeit (Kapitel 6.2) ein Vergleich mit den Ergebnissen des in dieser Arbeit entwickelten vereinfachten Modells erfolgen.

Bei der Betrachtung der in Tabelle 2 dargestellten Werte ist zu beachten, dass bei den Angaben des Fraunhofer ISI für die Jahre 2003 bis 2007 keine differenzierten Werte der Vermeidungsfaktoren für die Energiequellen Deponiegas und biogener Anteil des Abfalls angegeben wurden. Für die Bewertung der Vermeidungsfaktoren wurde die Stromerzeugung dieser beiden Technologien jeweils mit einer anderen Technologie zusammengefasst. In diesem Fall umfasst der angegebene Wert für Klärgas die vermiedenen Emissionen für Klärgas inklusive Deponiegas. Auf gleiche Weise wurde der biogene Anteil des Abfalls mit den biogenen Festbrennstoffen zusammengefasst (Klobasa et al. 2009, S.24ff.).

Tabelle 2 Entwicklung der Vermeidungsfaktoren nach Energiequellen in den Jahren 2003-2011

	2003	2006	2007	2011
Vermeidungsfaktoren nach Energiequellen	g CO ₂ /kWh _{el}	g CO ₂ /kWh _{el}	g CO ₂ /kWh _{el}	g CO ₂ -Äq/kWh _{el}
Wasserkraft	1003,0	884,0	828,0	779,0
Windenergie	856,0	781,0	762,0	721,0
Photovoltaik	584,0	676,0	676,0	664,0
biogene Festbrennstoffe	929,0	852,0	820,0	765,0
biogener Anteil des Abfalls				760,0
Biogas	790,0	799,0	790,0	549,0
Klärgas	1003,0	799,0	790,0	732,0
Deponiegas				732,0
biogene flüssige Brennstoffe	929,0	799,0	790,0	586,0
Geothermie	1003,0	884,0	828,0	472,0

Quelle: Klobasa und Ragwitz 2005 S.27f., Klobasa et al. 2009 S.23ff., BMU 2012a S.30

Die Entwicklung der Vermeidungsfaktoren basiert hauptsächlich auf den veränderten Berechnungsmethoden der einzelnen Studien. Dies wird durch die Tatsache bestätigt, dass die größten Veränderungen der Vermeidungsfaktoren jeweils zwischen den Jahren 2003 und 2006/2007 sowie 2007 und 2011 stattgefunden haben, also den Jahren, in denen neue Studien veröffentlicht wurden. Aufgrund der unterschiedlichen Berechnungsmethoden (siehe vorherige Kapitel) kann kein direkter Vergleich der Vermeidungsfaktoren und den daraus resultierenden CO₂-Emissionsreduktionen der dargestellten Jahre vorgenommen werden. Zusätzlich sind die Daten des BMU in CO₂-Äquivalenten angegeben, was einen Vergleich der Ergebnisse mit den vorangegangenen Jahren erschwert. Die Daten können jedoch als Richtwerte für einen näherungsweisen Vergleich genutzt werden.

Die Tabelle zeigt deutlich, dass die spezifisch vermiedenen Emissionen aller Energiequellen außer die der Photovoltaik im Vergleich von 2003 bis 2011 stark gesunken sind. Bei Photovoltaik ist der Wert jedoch innerhalb von acht Jahren um 80 g CO₂/kWh_{el} gestiegen. Dies ist hauptsächlich damit zu begründen, dass der Wert im Jahr 2003 im Vergleich zu allen anderen Energiequellen sehr niedrig angesetzt wurde.

Weiterhin ist auffällig, dass die Vermeidungsfaktoren für Wasserkraft, Klärgas und Geothermie im Jahr 2003 identisch sind. Dies ist auf die Berechnungsmethode zurückzuführen, bei der angenommen wurde, dass diese Energiequellen hauptsächlich Grundlastkraftwerke verdrängen (speziell Braunkohlekraftwerke) (Klobasa und Ragwitz 2005, S.27ff.).

Insgesamt lag der Vermeidungsfaktor im Jahr 2011 bei 660 g CO₂/kWh_{el} (BMU 2012a, S.31).

Für die Betrachtung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung wurden die spezifisch vermiedenen Emissionen (Vermeidungsfaktoren) der einzelnen Energiequellen mit der jeweiligen jährlichen Stromerzeugung der Energiequellen multipliziert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Darstellung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen in der Stromerzeugung nach Energiequellen in den Jahren 2003-2011

	2003	2006	2007	2011
Vermiedene Emissionen	Mio. t CO ₂	Mio. t CO ₂	Mio. t CO ₂	Mio. t CO ₂ -Äq.
Wasserkraft	21,0	19,1	17,1	14,1
Windenergie	16,2	23,8	30,1	35,2
Photovoltaik	0,2	1,4	2,4	12,8
biogene Festbrennstoffe	3,2	9,2	9,6	8,6
biogener Anteil des Abfalls				3,8
Biogas	0,9	4,3	5,8	9,6
Klärgas	2,4	1,5	1,7	0,8
Deponiegas				0,5
biogene flüssige Brennstoffe	0,1	1,3	2,1	0,8
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	43,9	60,6	68,8	86,3

Quelle: Klobasa und Ragwitz 2005 S.30, Klobasa et al. 2009 S.25f., BMU 2012a S.14, S.31

Die Tabelle zeigt, dass die vermiedenen Emissionen im Zeitverlauf seit 2003 insgesamt stark gestiegen sind und sich von 2003 bis 2011 annähernd verdoppelt haben, was teilweise auch auf die veränderte Berechnungsmethode zu begründen ist. 2011 lag der Gesamtwert der vermiedenen Emissionen nach den Berechnungen des BMU (BMU 2012a, S.31) bei etwa 86,3 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Dies entspricht nach Angaben des BMU (BMU 2012a, S.31) vermiedenen CO₂-Emissionen von 81,35 Mio. t CO₂. Im Jahr 2011 sind demnach etwa 4,9 Mio. t CO₂-Äquivalente auf Treibhausgase wie Methan, Distickstoffoxid oder Schwefelhexafluorid zurückzuführen.

Um die CO₂-Minderungen für alle Jahre vergleichbar zu machen, muss eine Bereinigung bezüglich des Außenhandels und der Emissionen der Vorkette stattfinden. Das BMU hat dazu Daten veröffentlicht, die um die Emissionen der Vorkette berichtete Ergebnisse ausgeben. Für 2003 wurde ein Wert von etwa 41,25 Mio. t CO₂, für 2006 von etwa 53,92 Mio. t CO₂, für 2007 von etwa 62,87 Mio. t CO₂ und für 2011 ein Wert von etwa 81,35 Mio. t CO₂ für die vermiedenen Emissionen angegeben (BMU 2012b, S.13 Tabelle 9.1). Da dieses Ergebnis des Jahres 2011 mit dem Ergebnis der Berechnung des BMU (BMU 2012a, S.31) übereinstimmt und bei dieser Berechnung auch der Außenhandel berücksichtigt wurde, wird vermutet, dass auch die Werte des BMU (BMU 2012b) der Jahre 2003-2007 die Emissionen des Außenhandels beinhalten. Daraus ergibt sich, dass die Berechnungen vom Fraunhofer ISI, die aufgrund der Berechnungsmethoden teilweise keine Berücksichtigung des Außenhandels und der Vorkette vornehmen, für die Jahre 2003, 2006 und 2007 zu hohe Angaben zu den Emissionsminderungen angeben. Im Jahr 2007 lagen die Emissionsminderungen ohne

Bereinigung um etwa 5,5 Mio. t CO₂ zu hoch. Inwiefern eventuell andere Berechnungsmethoden vom BMU als vom Fraunhofer ISI verwendet wurden, kann nicht genau geklärt werden. Da die Ergebnisse für das Jahr 2011 von beiden Instituten übereinstimmen und die Daten des BMU auf den Daten der AGEE-Stat basieren, für die das Fraunhofer ISI berichtet, kann aber angenommen werden, dass die Berechnungsmethoden übereinstimmen.

Zusätzlich zu den Vermeidungsfaktoren und den CO₂-Emissionsreduktionen wurde in der Studie des Fraunhofer ISI (Klobasa et al. 2009) die Substitution der Stromerzeugung angegeben. In den Jahren 2006 und 2007 wurde hauptsächlich Steinkohle, Erdgas und Braunkohle verdrängt, wobei sich die Jahreswerte für 2006 und 2007 unterscheiden (Klobasa et al. 2009, S.18f.). Die unterschiedliche Verdrängung der konventionellen Kraftwerke in den einzelnen Jahren ist auf den stetigen Ausbau der regenerativen Energiequellen und die sich verändernde Stromerzeugung der konventionellen Energiequellen zurückzuführen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Ausbau der einzelnen Technologien der regenerativen Energiequellen unterschiedlich schnell voranschreitet und die einzelnen Technologien unterschiedliche Einflüsse auf die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke haben. Welches Kraftwerk durch welche Technologie verdrängt wird, steht in engem Zusammenhang mit den jeweiligen Einspeiseprofilen der regenerativen Energiequellen.

3.5 Einschätzung der Berechnungsmethoden

Die vom Fraunhofer ISI entwickelten Berechnungsmethoden haben sich seit dem Jahr 2003 stark verändert. Mit Hilfe der Entwicklung des PowerACE-Modells ist es erstmals möglich, die CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung exakter zu quantifizieren. Die Einbeziehung verschiedener Märkte, die umfangreiche Simulation und die verbesserte Datengrundlage ermöglichen jahresgenaue Analysen, und durch die ständige Aktualisierung des Modells wird die Berechnungsmethode verbessert. Infolgedessen erhöht sich die Exaktheit der Ergebnisse.

Die Simulation des Kraftwerksparks und verschiedener anderer Komponenten mit dem PowerACE-Modell zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen beinhaltet viele Vorteile, da viele verschiedene Aspekte berücksichtigt und dargestellt werden können. Gleichzeitig ist die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen mit dem PowerACE-Modell sehr aufwendig und benötigt viele Ressourcen und Zeit. Dies wird auch dadurch illustriert, dass die Studien des Fraunhofer ISI, die in den Jahren 2009 und 2011 veröffentlicht wurden, jeweils nur Berechnungen für die Jahre 2006 und 2007 bzw. 2008 und 2009 beinhalten

(Klobasa et al. 2009; Klobasa und Sensfuß 2011). Die Verzögerung zwischen dem Berechnungsjahr und der Veröffentlichung der Ergebnisse beträgt demnach etwa ein Jahr.

Des Weiteren werden einige der verwendeten Daten in den Studien des Fraunhofer nicht explizit ausgewiesen. So wird der Außenhandel laut Fraunhofer ISI in den Studien der Jahre 2009 und 2011 berücksichtigt, die genauen Zusammenhänge zwischen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und der Verdrängung der Kraftwerke wird jedoch nicht erläutert. Auch für die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung werden keine genauen Daten veröffentlicht.

Ein direkter Vergleich der Ergebnisse und der getroffenen Annahmen mit der im weiteren Verlauf der Arbeit entwickelten einfachen Berechnungsmethode wird dadurch erschwert.

4 Analyse der Studien des UBA und des BMU zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen

Im Folgenden werden die Berechnungsmethoden der Studien des Umweltbundesamtes (UBA) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vorgestellt. Beide Studien beziehen sich in der Basis auf die Berechnungen und Ergebnisse des Fraunhofer ISI, beziehungsweise die Daten der AGEE-Stat. Da die Studien des Fraunhofer ISI im Auftrag der AGEE-Stat erfolgten, ist davon auszugehen, dass die Datengrundlage identisch ist (vgl. Klobasa und Ragwitz 2005; Klobasa et al. 2009). Die Methodik des Fraunhofer ISI wurde bereits im Kapitel 3 ausreichend erläutert, weshalb die Methoden des UBA und des BMU nur kurz dargestellt werden.

4.1 „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007“ (Memmler et al. 2009)

Die Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007“ wurde von UBA im Jahr 2009 veröffentlicht, also im selben Jahr, in dem das Fraunhofer ISI eine aktualisierte Version der Studie zur CO₂-Minderung von 2005 veröffentlicht hat (Klobasa et al. 2009; Memmler et al. 2009).

Die Datengrundlage der Studie basiert auf den Ergebnissen der Studie des Fraunhofer ISI vom Jahr 2009 (Memmler et al. 2009, S.19). Wie im vorherigen Kapitel (siehe 3.2) erläutert, wurden die CO₂-Emissionsreduktionen in dieser Studie des Fraunhofer ISI erstmals mithilfe des PowerACE-Modells berechnet, das den Kraftwerkseinsatz in zwei Szenarien simuliert (der Stromerzeugung mit und ohne regenerative Energiequellen). Aufgrund von außergewöhnlichen Entwicklungen verschiedener Faktoren wurden für die Berechnung der Emissionsbilanz der erneuerbaren Energieträger des UBA die Substitutionsfaktoren des Fraunhofer ISI aus dem Jahr 2006 verwendet (Memmler et al. 2009, S.20). Zusätzlich wurde eine Analyse und Bewertung der direkten Emissionen und der Emissionen der Vorkette vorgenommen (Memmler et al. 2009, S.29). Dies und die Verwendung der Substitutionsfaktoren des Jahres 2006 führten zu einer leichten Abweichung der Ergebnisse im Vergleich zum Fraunhofer ISI. Nach Angaben des UBA wurden im Jahr 2007 etwa 67,2 Mio. t CO₂ vermieden, wohingegen nach Angaben des Fraunhofer ISI etwa 68,7 Mio. t CO₂ vermieden wurden (Memmler et al. 2009, S.50; Klobasa et al. 2009, S.25f.).

4.2 „Erneuerbare Energien in Zahlen“ im Jahr 2012 (BMU 2012a)

In der Fachzeitschrift „Erneuerbare Energien in Zahlen“ Jahr 2012 wurden Ergebnisse für die CO₂-Emissionsreduktionen im Jahr 2011 ausgegeben (BMU 2012a). Diese Ergebnisse basieren, wie auch die Ergebnisse der Studie des UBA (Memmler et al. 2009), auf den Ergebnissen einer Studie des Fraunhofer ISI (BMU 2012a, S.110). „Die verwendeten Substitutionsfaktoren beruhen auf dem ‚Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2008 und 2009‘ ...“ (BMU 2012a, S.110).

Die Erläuterung der Berechnungsmethode der Studie des Fraunhofer ISI erfolgte bereits im vorangegangenen Abschnitt und wird hier nicht weiter ausgeführt. Weiterhin wurden die Ergebnisse im Kapitel 3.4 dargestellt, da die Ergebnisse der Studie des Fraunhofer ISI zwar in der Fachzeitschrift des BMU veröffentlicht wurden, diese jedoch auf Ergebnissen des Fraunhofer ISI basieren.

5 Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung

In Anlehnung an die Studien des Fraunhofer ISI zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen wird in diesem Kapitel eine vereinfachte Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen entwickelt. Diese neue Methode soll eine zeitnahe Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen ohne einen erhöhten IT-Aufwand ermöglichen. Auf Basis der neuen Methode können die Auswirkungen verschiedener Effekte einfach analysiert und quantifiziert werden.

5.1 Datengrundlage

Für die Entwicklung des einfachen Modells zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung wurde nicht, wie beim Fraunhofer ISI, ein komplexes Strommarktmodell verwendet (siehe Kapitel 3), sondern die täglich verfügbaren Transparenzdaten der European Energy Exchange (EEX) wurden herangezogen. Die Transparenzdaten der EEX basieren auf den realen Erzeugungs- und Verfügbarkeitsdaten deutscher Kraftwerke. Die Daten werden online auf der Transparenzplattform der EEX (<http://www.transparency.eex.com/de/>) veröffentlicht und sind dort zugänglich. Durch die Verwendung realer Daten wird der Berechnungsaufwand erheblich reduziert, da Simulationsmodelle sehr rechen- und zeitaufwändig sind. Weiterhin werden durch die Verwendung der Transparenzdaten der EEX die Einspeisepprofile der Energiequellen berücksichtigt. Die Verwendung der Daten der EEX impliziert gleichzeitig eine genaue Datenbasis, da die Daten nicht auf Berechnungen basieren, wodurch eventuelle Ungenauigkeiten aufgrund von Prognose- und Berechnungsfehlern minimiert werden.

Für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen werden folgende Transparenzdaten der EEX verwendet, die in zwei Gruppen eingeteilt werden können:

- die tatsächliche sowie die verfügbare Leistung konventioneller Kraftwerke (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl),
- die tatsächliche Leistung regenerativer Energiequellen (Windkraft, Solar (PV) und Laufwasser).

Die Datengrundlage umfasst die Daten der Erzeugung des Vortages sowie die verfügbare Erzeugungskapazität, die an die EEX gemeldet werden. Die Daten werden auf täglicher und teils stündlicher Basis veröffentlicht, wobei alle für diese Berechnungen verwendeten Daten,

außer der verfügbaren Leistung, auf stündlichen Daten basieren. Die verfügbare Leistung der Kraftwerke ist nur auf täglicher Basis abrufbar. Die Unterschiede der zeitlichen Auflösung der Daten haben allerdings keine ausschlaggebenden Auswirkungen auf die Berechnung, da die verfügbaren Leistungen der Kraftwerke kaum tageszeitlichen Schwankungen unterliegen. So werden die Tageswerte der verfügbaren Leistungen als konstante Werte für alle Stunden des jeweiligen Tages festgesetzt.

Die Meldung der Daten erfolgt an die EEX je nach Energiequelle freiwillig oder verpflichtend. Die Meldung der tatsächlichen und verfügbaren Leistung konventioneller Energiequellen erfolgt an die EEX auf freiwilliger Basis durch die Kraftwerks- und Anlagenbetreiber. Der Abdeckungsgrad der freiwilligen Selbstverpflichtung an der EEX ist jedoch relativ gering und liegt nur bei etwa 41% (EEX a; EEX b). „Für die freiwilligen Veröffentlichungen wird der Abdeckungsgrad analog als Verhältnis zwischen der auf die Plattform gemeldeten installierten Leistung im freiwilligen Bereich und der gesamten installierten Leistung ermittelt“ (EEX d). Die Meldung der regenerativen Energiequellen erfolgt durch die ÜNBs aufgrund einer gesetzlichen Veröffentlichungspflicht. Der Abdeckungsgrad dieser Energiequellen ist daher wie erwartet wesentlich höher und liegt bei etwa 97% (EEX e).

Um die Problematik des niedrigen Abdeckungsgrades der konventionellen Energiequellen zu adressieren, wurde ein Vergleich der jährlichen Nettostromerzeugung nach Angaben der EEX und den Angaben des Statistischen Bundesamtes, aufgespalten nach Energiequellen, für die Jahre 2010 und 2011 vorgenommen. Für das Jahr 2012 konnte kein Vergleich der Daten vorgenommen werden, da bis zum jetzigen Zeitpunkt keine Daten vom Statistischen Bundesamt für das Jahr 2012 veröffentlicht wurden. Die Ergebnisse des Vergleichs sind in Tabelle 4 dargestellt. Die in der Tabelle dargestellte Nettostromerzeugung des Statistischen Bundesamtes beinhaltet sowohl die Daten für die allgemeine Versorgung, als auch die Stromerzeugung im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe. Die Daten für die Stromversorgung im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe sind in dieser Form nicht öffentlich zugänglich. Anhand vertraulicher Daten konnte dieser Anteil an der Nettostromerzeugung jedoch quantifiziert werden und in der Tabelle, zusammen mit den Daten der allgemeinen Versorgung, in aggregierter Form dargestellt werden. Der in Tabelle 4 abgebildete Abdeckungsgrad entspricht somit dem Abdeckungsgrad der Transparenzdaten der EEX von der gesamten Nettostromerzeugung.

Tabelle 4 Abdeckungsgrad der Nettostromerzeugung konventioneller Energiequellen in den Jahren 2010 und 2011

	Nettostromerzeugung				Abdeckungsgrad	
	Statistisches Bundesamt		EEX		2010	2011
	2010	2011	2010	2011		
Energiequellen:	TWh					
Mineralöl	7,52	6,05	2,88	1,99	38,39%	32,97%
Gas	94,48	90,31	18,31	21,84	19,38%	24,18%
Steinkohle	107,36	103,18	63,38	60,62	59,03%	58,75%
Braunkohle	134,17	137,89	131,35	131,29	97,90%	95,22%
Kernenergie	132,97	102,24	132,32	101,90	99,51%	99,66%
Summe	476,50	439,66	348,25	317,63		

Quelle: Statistisches Bundesamt 2012, EEX b, eigene Berechnungen

Die Tabelle veranschaulicht, dass der Abdeckungsgrad der Nettostromerzeugung der einzelnen Energiequellen gewisse Unterschiede aufweist. Für Braunkohle und Kernenergie liegt der Abdeckungsgrad der Nettostromerzeugung in den Jahren 2010 und 2011 bei über 95%, bzw. fast 100%, während er für Gas nur bei etwa 19% bzw. 24% liegt. Der Prozentsatz der nicht an die EEX gemeldeten Leistung von Kernenergie und Braunkohle ist so gering, dass er für die Berechnung der Verdrängung und somit der CO₂-Emissionsreduktionen zu vernachlässigen ist.

Weiterhin zeigt die Tabelle, dass der Abdeckungsgrad nicht nur zwischen den Energiequellen, sondern auch innerhalb der betrachteten Jahre schwankt: Im Jahr 2010 lag der Abdeckungsgrad für Erdgas bei nur etwa 19%, stieg jedoch im Jahr 2011 auf etwa 24%. Eine gegenläufige Entwicklung ist beim Mineralöl zu beobachten, wo der Abdeckungsgrad von etwa 38% in Jahr 2010 auf 33% in 2011 gesunken ist. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf die Verteilung der Stromerzeugung auf die verschiedenen Anlagen zurückzuführen. Anscheinend wurde im Jahr 2011 mehr Strom als im Vorjahr durch Ölkraftwerke erzeugt, die nicht an die EEX melden, wodurch der Abdeckungsgrad im Jahr 2011 leicht gesunken ist.

Der Anstieg des Abdeckungsgrades von Erdgaskraftwerken ist sowohl auf die Veränderung der Verteilung der Stromerzeugung der Anlagen zurückzuführen, als auch darauf, dass im Jahr 2011 zwei neue Kraftwerke (Irsching 4 und Gersteinwerk H mit zusammen 605 MW installierter Leistung) begonnen haben ihre Stromerzeugung an die EEX zu melden (EEX c).

Für das Jahr 2012 kann aufgrund der jährlich steigenden Zahl der Kraftwerke, deren Leistung an die EEX gemeldet wird, grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass der Abdeckungsgrad leicht gestiegen ist. Die Ergebnisse dieser Berechnungsmethode sollten sich

demnach stetig verbessern, da Ungenauigkeiten in Bezug auf den niedrigen Abdeckungsgrad reduziert werden.

Ergebnis des Vergleichs ist, dass sich der Abdeckungsgrad der Stromerzeugung der Energiequellen stark unterscheidet. Daher ergeben sich zwei mögliche Optionen zum weiteren Verfahren bezüglich des niedrigen Abdeckungsgrades einzelner Energiequellen:

- eine Anpassung der Daten durch Hochskalierung der tatsächlichen und der verfügbaren Leistung
- keine Anpassung der Daten

Wenn eine Anpassung der Daten durch Hochskalierung vorgenommen würde, könnte so das Problem des niedrigen Abdeckungsgrades adressiert werden. Dabei würde unterstellt werden, dass das Stromerzeugungsverhalten der Kraftwerke, die momentan nicht an die EEX berichten, genauso ist wie das der Kraftwerke, die momentan berichten. Individuelle Einspeiseprofile, geplante wie außerplanmäßige Ausfälle, z.B. durch Reparaturen, würden so nicht berücksichtigt. Das Erzeugungsverhalten würde bei einer Hochskalierung der Werte automatisch auf alle Kraftwerke einer Energiequelle übertragen. Die Annahme eines identischen Erzeugungsverhaltens aller Kraftwerke einer Energiequelle entspricht nicht dem realen Verhalten von Kraftwerken, weshalb die Hochskalierung zu einer erhöhten Datenunsicherheit führen würde. Aus diesem Grund wird bei der Entwicklung der neuen Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen keine Hochskalierung der Daten vorgenommen. Die Berechnungsmethode umfasst demnach nur die Kraftwerke, deren Leistung und Verfügbarkeit an die EEX gemeldet werden. Um eine Abschätzung der Ergebnisse treffen zu können, die generiert werden würden, wenn alle deutschen Kraftwerke an die EEX melden würden, wird in Kapitel 6.1.2, im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse, eine Skalierung der Daten vorgenommen. Diese Daten werden auch verwendet, um einen Vergleich mit den Ergebnissen des BMU vorzunehmen.

Eine Ausnahme zur Festlegung, dass die Daten nicht skaliert werden, bildet Laufwasser. Für Laufwasser wird nach Daten der EEX im Jahr 2010 eine Erzeugung angegeben, die weit unter der Stromerzeugung liegt, die von den AG Energiebilanzen ausgegeben wurde (vgl. EEX b; AG Energiebilanzen). Da die Stromerzeugung der großen Laufwasserkraftwerke an die EEX gemeldet wird und angenommen werden kann, dass kleinere Laufwasserkraftwerke ein ähnliches Einspeiseprofil aufweisen, werden die Daten hochskaliert. Dies erfolgt anhand der Daten der Bruttostromerzeugung der AG Energiebilanzen und eines Anpassungsfaktors zur Berechnung der Nettostromerzeugung. Die Daten der AG Energiebilanzen für Wasserkraft

beinhalten die Stromerzeugung aus saisonalen Speichern (AG Energiebilanzen). Durch die Verwendung dieser Daten zu Skalierung werden demnach auch saisonale Speicher im Modell berücksichtigt, denen allerdings das Einspeiseverhalten von Laufwasserkraftwerken unterstellt wird. Dies führt zu geringfügigen Unsicherheiten, die jedoch zu vernachlässigen sind, da die Stromerzeugung aus saisonalen Speichern sehr gering ist. Die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken wird in diesem Modell nicht berücksichtigt und ist auch zu vernachlässigen. Auch der biogene Anteil des Abfalls wird nicht in diesem Modell berücksichtigt.

Zusätzlich mussten für die Stromerzeugung aus Biomasse Werte ermittelt werden, da diese Daten bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht an der EEX erfasst werden. Die Daten für die Stromerzeugung aus Biomasse wurden der Tabelle der Bruttostromerzeugung der AG Energiebilanzen entnommen und mittels eines Anpassungsfaktors wurde die Nettostromerzeugung berechnet (AG Energiebilanzen). Die Umrechnungsfaktoren von der Brutto- zur Nettostromerzeugung bei Biomasse und Laufwasser basieren auf vertraulichen Daten und können hier nicht explizit dargestellt werden. Die Stromerzeugung aus Biomasse wird durch die AG Energiebilanzen nur auf einer jährlichen Basis angegeben, weshalb folgende Bearbeitung der Daten vorgenommen wurde, um eine einheitliche Datenstruktur zu generieren: Biomassekraftwerke gelten als Grundlastkraftwerke, weshalb sie kaum tages- oder wochenzeitlichen Schwankungen unterliegen. Aus diesem Grund wurde die Gesamterzeugung eines Jahres jeweils gleichmäßig auf die Stunden verteilt.

Weiterhin musste eine geringfügige Anpassung der Transparenzdaten für die Stromerzeugung aus PV-Anlagen für das erste Halbjahr von 2010 vorgenommen werden, da für diesen Zeitraum keine Daten vorliegen. Um das Einspeiseprofil zu berücksichtigen wurden die Stromerzeugungsdaten des ersten Halbjahres von 2011 auf Grundlage des monatlichen Zubaus und des gesamten Zubaus der Jahre 2010 und 2011 skaliert. Dieses Vorgehen generiert keine exakten Ergebnisse der Stromerzeugung aus PV-Anlagen im ersten Halbjahr von 2010, liefert jedoch sehr gute näherungsweise Ergebnisse, was ein Vergleich mit der Bruttostromerzeugung der AG Energiebilanzen zeigt (AG Energiebilanzen).

Auch bei der Kernenergie wurde eine geringfügige Anpassung der Transparenzdaten der EEX vorgenommen, da im Jahr 2012 eindeutig einige unplausible Daten gemeldet wurden. Dabei sinkt die angegebene Erzeugung jeweils für 24 Stunden um mehrere Gigawatt gegenüber dem vorangegangenen und dem nachfolgenden Tag ab, was technisch nicht

erklärbar ist (Loreck et al. 2013, S.29). Diese Datenfehler wurden manuell korrigiert, indem für diese Tage die gemeldete Leistung durch die Leistung des Vortages ersetzt wurde.

Die Stromerzeugung aus Geothermie wurde nicht in der Berechnung berücksichtigt, da für die Stromerzeugung aus Geothermie keine Daten an der EEX oder von der AG-Energiebilanzen angegeben werden (vgl. AG Energiebilanzen; EEX a; EEX b). Im Jahr 2011 wurden gemäß ZSW (ZSW 2012, S.3) 0,019 TWh und im Jahr 2012 0,022 TWh durch Geothermie erzeugt. Diese Werte sind so gering, dass sie nur minimale Auswirkungen auf das Ergebnis der CO₂-Emissionsreduktionen hätten. Außerdem kann die Stromerzeugung aus Geothermie nicht wie bei Biomasse gleichmäßig auf alle Stunden verteilt werden, da erhebliche Unterschiede zwischen der Stromerzeugung im Sommer und im Winter bestehen (vgl. BMU 2011, S.18). Die Berücksichtigung der Stromerzeugung aus Geothermie in diesem Modell würde demnach zu einer erhöhten Unsicherheit der Ergebnisse führen.

5.2 Methodik

Anhand der in Kapitel 5.1 beschriebenen Datengrundlage wurde eine Methodik zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung entwickelt. Die Methodik basiert auf verschiedenen Teilschritten, die nacheinander ausgeführt werden:

Zu Beginn wird ein Vergleich der tatsächlichen und der verfügbaren Leistung konventioneller Kraftwerke vorgenommen, wobei jeweils die stündlichen Daten verglichen werden. Durch diesen Vergleich wird die Leistung quantifiziert, die insgesamt durch konventionelle Kraftwerke hochgefahren werden könnte.

Im nächsten Schritt wird die Stromerzeugung aller regenerativen Energiequellen auf stündlicher Basis aufsummiert, da diese Leistung der Leistung entspricht, die bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen von konventionellen Kraftwerken hochgefahren werden müsste, um die Nachfrage zu decken.

Anschließend wird die Leistung quantifiziert, die bei einer Stromerzeugungsstruktur ohne die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen tatsächlich hochgefahren worden wäre. Dabei wird angenommen, dass Rahmenbedingungen wie die Nachfrage (inklusive der Exporte) auch bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energien konstant geblieben wären. Wenn die tatsächliche Leistung der konventionellen Kraftwerke kleiner als die verfügbare Leistung ist, dann wird die Leistung der konventionellen Kraftwerke nach einer vereinfachten Merit-Order (siehe Kapitel 5.2.1) hochgefahren, bis die tatsächliche Leistung

der verfügbaren Leistung entspricht. Dabei kann die Leistung der konventionellen Kraftwerke nur solange hochgefahren werden, bis die insgesamt hochgefahrte Leistung der konventionellen Kraftwerke der Leistung der regenerativen Energiequellen in der jeweiligen Stunde entspricht.

Die Summe der hochgefahrenen Leistung der konventionellen Kraftwerke entspricht somit der insgesamt durch regenerative Energiequellen erzeugten Leistung in der jeweiligen Stunde.

Bei der Berechnung der hochfahrbaren Leistung ist zu berücksichtigen, dass nicht die gesamte Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung hochgefahren werden kann, da die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung berücksichtigt werden muss. Die Höhe der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung und die Auswirkungen auf die hochfahrbare Leistung konventioneller Kraftwerke sind in Kapitel 5.2.2 beschrieben.

Ein weiterer Aspekt bei der Berechnung der hochfahrbaren Leistung der konventionellen Kraftwerke ist, dass in einigen Stunden die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen größer ist, als die durch konventionelle Kraftwerke hochfahrbare Leistung. Dieser Aspekt wird dadurch unterstützt, dass einerseits nicht alle deutschen Kraftwerke an der EEX registriert sind und dort melden, und andererseits ohne den Ausbau regenerativer Energiequellen konventionelle Kraftwerke zugebaut worden wären. Das Fraunhofer ISI (Sensfuß 2011, S.7) nimmt daher in seiner Studie zu den Merit-Order-Effekten, die auch auf dem PowerACE-Modell basiert, wie die Studie zur Quantifizierung der CO₂-Minderung (siehe Kapitel 3), eine Anpassung des Kraftwerkparks in Form vom Zubau neuer Kraftwerke vor. Gemäß Fraunhofer ISI (Sensfuß 2011, S.7f.) hätte im Szenario der Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen bis zum Jahr 2010 eine zusätzliche Bereitstellung von Leistung aus Kraftwerken im Rahmen von etwa 10.000 MW erfolgen müssen (durch verminderte Stilllegung und einen Zubau von Kraftwerken), um die Stromversorgung zu gewährleisten. Der Zubau neuer Kraftwerke hätte dabei nicht vor dem Jahr 2004 begonnen (Diekmann et al. 2007, S.4). Eine derartige Anpassung des Kraftwerkparks wird in diesem Modell nicht vorgenommen, da eine exakte zeitliche Abschätzung des Zubaus und der Art der zugebauten Kraftwerke nicht möglich ist. Diese Entwicklung ist stark von den Strommarktpreisen, den CO₂-Preisen, den Investitionskosten sowie politischen Entscheidungen abhängig.

Im nächsten Schritt werden den konventionellen und regenerativen Energiequellen spezifische Emissionswerte zugewiesen, die sowohl die direkten Emissionen, als auch die Emissionen der Vorkette beinhalten (siehe Kapitel 5.2.3 und 5.2.4). Durch Multiplikation der spezifischen

Emissionen konventioneller Energiequellen mit den Daten der hochgefahrenen Leistungen der konventionellen Energiequellen in jeder Stunde werden die CO₂-Emissionsreduktionen berechnet, von denen die Emissionen regenerativer Energiequellen subtrahiert werden. Das Ergebnis entspricht den gesamten CO₂-Emissionsreduktionen, die durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung unter Verwendung der Transparenzdaten der EEX entstehen.

Abschließend werden anhand der CO₂-Emissionreduktionen und der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen die Vermeidungsfaktoren berechnet. Dies geschieht unter der Annahme, dass der Strom aller regenerativen Energiequellen gleichberechtigt ins Netz eingespeist wird.

Die Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen wurde anhand der beschriebenen Methode für die Jahre 2010-2012 durchgeführt, ist jedoch bei Verfügbarkeit neuer Daten für die Zukunft variabel erweiterbar.

5.2.1 Erläuterung der vereinfachten Merit-Order

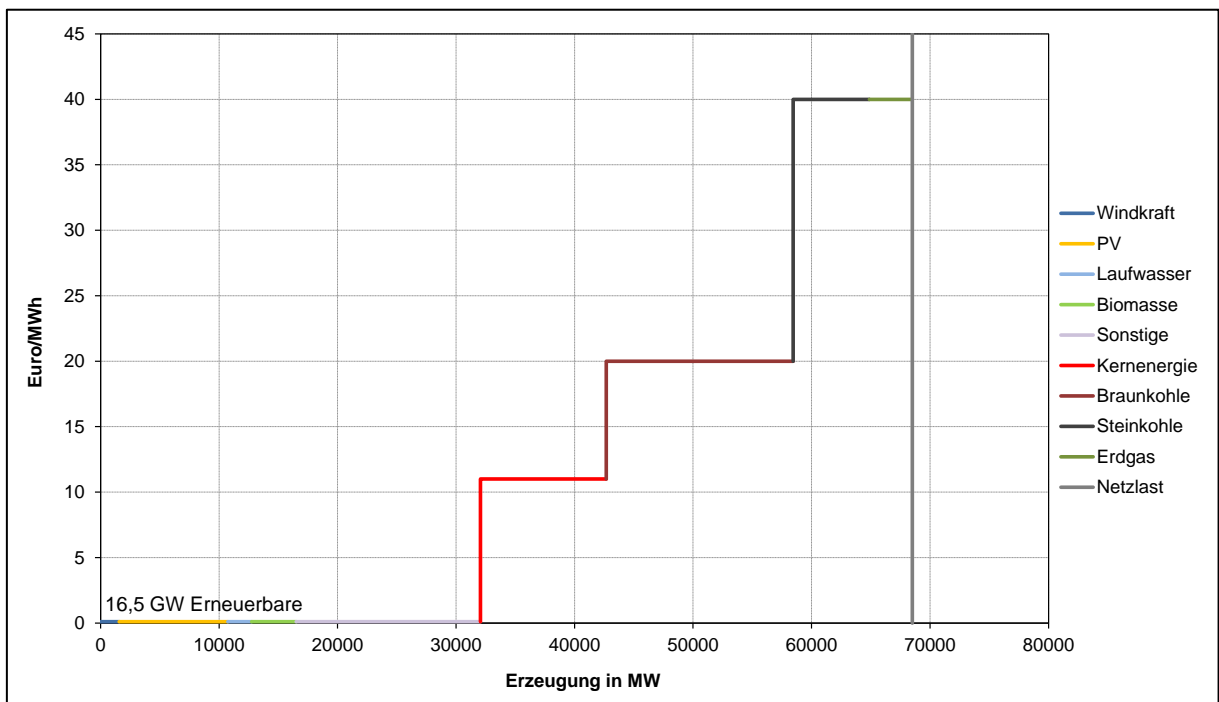
Wie im vorherigen Kapitel erläutert, wird für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen eine vereinfachte Merit-Order verwendet. Gemäß Fraunhofer ISI (2011b, S.3) beschreibt die Merit-Order die „Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren (kurzfristigen) Grenzkosten“. Die kurzfristigen Grenzkosten setzen sich aus den Brennstoffkosten, den CO₂-Kosten sowie den Betriebskosten jedes Kraftwerkstyps zusammen (vgl. Hobohm et al. 2012, S.7). Diese vielfältigen Faktoren führen zu einem erhöhten Rechenaufwand, wenn eine genaue Analyse der Merit-Order in jeder Stunde erfolgen soll. Für eine solche Analyse müsste ein sehr aufwändiges Modell erstellt werden, wie das PowerACE-Modell, das vom Fraunhofer ISI verwendet wird (vgl. Klobasa et al. 2009). Solche Modelle können anhand der kurzfristigen Grenzkosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen und einer Verknüpfung zu entsprechenden Datenquellen eine exakte Berechnung der Merit-Order in jeder Stunde durchführen. So könnten beispielsweise aufgrund von Veränderungen der Brennstoffkosten oder der CO₂-Zertifikatspreise in einigen Stunden neue Gaskraftwerke geringere Grenzkosten aufweisen als alte Steinkohlkraftwerke, so dass die neuen Gaskraftwerke in der Merit-Order vor den alten Steinkohlkraftwerken kommen würden. Bei den zurzeit vorherrschenden hohen Gaspreisen, in Kombination mit niedrigen CO₂-Preisen, ist die Merit-Order jedoch klar nach Brennstoffen strukturiert. Neue Gaskraftwerke haben außerdem in der Regel höhere Grenzkosten als Steinkohlekraftwerke.

Da in dieser Arbeit die CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung mit Hilfe eines einfachen Modells quantifiziert werden sollen, wird hier eine vereinfachte Merit-Order unterstellt. Dies bedeutet, dass die Merit-Order nicht für jede Stunde eines Jahres berechnet wird, wodurch der Rechenaufwand des Modells erheblich reduziert wird.

Für die vereinfachte Merit-Order wird angenommen, dass alle Kraftwerke einer Energiequelle dieselben kurzfristigen Grenzkosten haben. Unterschiedliche Wirkungsgrade und daraus resultierende unterschiedliche kurzfristige Grenzkosten werden dabei nicht berücksichtigt. Durch Festlegung kurzfristiger Grenzkosten für jede Energiequelle wird die Merit-Order erstellt. Regenerativen Energiequellen werden hierbei kurzfristige Grenzkosten von etwa 0 €/MWh unterstellt, da sie Einspeisevorrang haben, wodurch gewährleistet wird, dass sie in der Merit-Order an erster Stelle stehen. Aufgrund der kurzfristigen Grenzkosten ergibt sich die folgende Merit-Order: regenerative Energiequellen, Kernkraftwerke gefolgt, von Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas-, und Heizölkraftwerken.

In Abbildung 4 ist die vereinfachte Merit-Order der deutschen Kraftwerke beispielhaft für einen Werktag im Jahr 2011 dargestellt.

Abbildung 4 Darstellung der vereinfachten Merit-Order der deutschen Kraftwerke am 26.04.2011 um 12 Uhr



Quelle: EEX b, EEX f, ENTSOE c, EPEX-Spot, AG Energiebilanzen, eigene Darstellung

Die Abbildung zeigt, dass zu diesem Zeitpunkt die Stromerzeugung aus Windkraft mit etwa 1.600 MW relativ gering im Vergleich zur Stromerzeugung aus PV-Anlagen mit etwa 9.200 MW war (EEX f). Insgesamt wurden etwa 16.500 MW durch regenerative Energiequellen erzeugt bei einer Netzlast von etwa 68.500 MW (EEX b, EEX f, ENTSO-E a). Mit Hilfe der Transparenzdaten der EEX, der Daten der EPEX-Spot und der Festlegung kurzfristiger Grenzkosten für jede Energiequelle konnte die vereinfachte Merit-Order für den gewählten Zeitpunkt rekonstruiert werden (siehe Abbildung 4). Eine Analyse von Angebots- und Nachfragekurven ergab einen Preis von etwa 40 €/MWh in dieser Stunde (EPEX-Spot). Dies impliziert, dass das preissetzende Kraftwerk ungefähr kurzfristige Grenzkosten von 40 €/MWh gehabt haben muss und in diesem Fall ein Erdgaskraftwerk gewesen ist. Da nicht alle Kraftwerke an der EEX erfasst werden, ist es jedoch möglich, dass das tatsächlich preissetzende Kraftwerk in dieser Stunde ein Steinkohlekraftwerk und kein Erdgaskraftwerk war.

Ergänzend zu den konventionellen und regenerativen Energiequellen wurde in Abbildung 4 eine Kategorie „Sonstige“ eingeführt. Diese wird an der EEX mitberichtet, jedoch nicht weiter spezifiziert. Dieser Kategorie wurden kurzfristige Grenzkosten von 0 €/MWh zugeordnet, da es sich hier vermutlich um eine Mischung unterschiedlicher Kraftwerkstypen handelt, so dass die Festlegung der Grenzkosten nicht möglich ist.

Welches Kraftwerk an den einzelnen Tagen preissetzend war, ist für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen nicht relevant. Die Abbildung dient lediglich dazu, die vereinfachte Merit-Order zu erklären und darzustellen, die in diesem Modell verwendet wurde.

5.2.2 Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung

Weiterhin muss, wie in Kapitel 5.2 erläutert, in einem Modell zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung in jedem Jahr quantifiziert und bei der Berechnung berücksichtigt werden.

Als Regelleistung wird die Leistung bezeichnet, die bei Bedarf aufgrund von schwankender Stromerzeugung oder Nachfrage eingesetzt werden muss, um „...das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in der Regelzone ständig aufrecht zu erhalten...“ und somit eine konstante Stromversorgung zu gewährleisten (Amprion GmbH (n.d.)). Dabei wird die Regelleistung in drei Untergruppen unterteilt:

- Die Primärregelung gewährleistet eine konstante Stromversorgung durch den Ausgleich der Leistungsbilanz für kurze Zeiträume und muss innerhalb sehr kurzer Zeit (etwa 30 Sekunden) verfügbar sein (Regelleistung 2012a; Türkucar 2006, S.5).
- Die Sekundärregelung gewährleistet eine konstante Stromversorgung über etwas längere Zeiträume und muss innerhalb von wenigen Minuten verfügbar sein (Regelleistung 2012a). Zusätzlich dient sie zum Ausgleich von Frequenzabweichungen (Türkucar 2006, S.5).
- Die Minutenreserve oder Tertiärregelung gewährleistet eine konstante Stromversorgung über längere Zeiträume (bis zu mehreren Stunden) und wird von den ÜNBs bei länger andauernder Beanspruchung von Regelleistung zur Entlastung der Sekundärregelung eingesetzt (Regelleistung 2012a; Türkucar 2006, S.6).

Die Ausschreibung und der Handel von Regelleistung erfolgt an Regelleistungsmärkten wie www.regelleistung.net (Regelleistung 2012b). Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung, bzw. der Höhe der Ausschreibungen wird von den ÜNBs auf der Grundlage eines geprüften Ansatzes festgelegt (Regelleistung 2012c). Die Reihenfolge der abgerufenen Regelleistung erfolgt dabei grundlegend nach der Merit-Order. Durch außerordentliche Vorfälle kann es jedoch in einigen Stunden zu Abweichungen von der Merit-Order kommen. Abgerufen wird die Regelleistung durch die ÜNBs. Nur die Primärregelung, die hauptsächlich eine netzfrequenzstabilisierende Funktion hat, wird automatisch geregelt, weshalb sie nicht von den ÜNBs abgerufen werden muss (Swider, D. 2006, S.5).

Zur Quantifizierung der Regelleistung in den Jahren 2010-2012 wurde jeweils der Mittelwert der positiven sowie der negativen Ausschreibungen eines Jahres gebildet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5 Entwicklung der Ausschreibung der Regelleistung in den Jahren 2010-2012

	Primärregelreserve (PRL)			Sekundärregelreserve (SRL)			Minutenreserveleistung (MRL)		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
	MW								
positiv	623	612	587	1775	1738	2053	2309	2115	1905
negativ	623	612	587	1688	1714	2092	2360	2448	2325

Quelle: Regelleistung 2012b, eigene Berechnungen

In der Tabelle ist eine deutliche Veränderung des Regelbedarfs in den Jahren 2010-2012 erkennbar, der zeigt, dass die Sekundärregelreserve von 2010 bis 2012 um etwa 280 MW im

positiven Bereich bzw. 400 MW im negativen Bereich gestiegen ist, während die Minutenreserveleistung um 400 MW bzw. 35 MW gesunken ist. Die Primärregelreserve ist um etwa 35 MW gesunken. Die unterschiedliche Höhe der Ausschreibung in den betrachteten Jahren ist unter anderem durch die Minderung des Prognosefehlers für die Einspeisung aus regenerativen Energiequellen (speziell Windenergie) zu begründen.

Die Vorhaltung von Regelleistung führt bei der Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen zu einer Reduktion der verfügbaren Leistung, da Kraftwerke, die ihre Leistung am Regelleistungsmarkt anbieten, nicht zu 100% ausgelastet werden, um positive Regelleistung bereitstellen zu können. Gleichzeitig muss auch negative Regelleistung von den Kraftwerken bereitgestellt werden können, so dass sie bei Bedarf teilweise heruntergefahren werden können. Die Verteilung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung auf die Energiequellen kann aufgrund der vorliegenden Daten nicht exakt ermittelt werden. Die Aufteilung der Regelleistung in Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve ermöglicht aufgrund der technischen Voraussetzungen, die die Kraftwerke besitzen müssen, um die jeweilige Regelleistung bereitstellen zu können, dennoch eine grobe Abschätzung der Verteilung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung auf die Energiequellen. Für die Vorhaltung von Primär- und Sekundärreserven werden hauptsächlich thermische Kraftwerke, wie in Teillast betriebene Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, genutzt (Swider, D. 2006, S.6). Diese Aussage wird von A. Grein (n.d., S.7) unterstützt, jedoch werden hier zusätzlich Gas- und Wasserkraftwerke genannt, die theoretisch diese Regelleistung bereitstellen könnten. Für die Vorhaltung von Tertiärreserven sind gemäß D. Swider (2006, S.6) besonders Gas- und Pumpspeicherkraftwerke geeignet. Weiterhin haben sich auch bereits Biogasanlagen sowie Speicherwasserkraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung qualifiziert (50 Hertz (n.d.); Fraunhofer IWES 2012).

Die Beschäftigung mit dem Thema Regelleistung ist notwendig, weil nicht alle Kraftwerke, die in einer gegebenen Stunde keinen Strom erzeugen, wirklich für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen, sondern teilweise zu Regelleistungsbereitstellung in Teillast betrieben werden.

Für die Zuordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung auf die Kraftwerkstypen wird zunächst die Differenz der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung betrachtet. Dabei ist auffällig, dass die Kraftwerke oft trotz geringer Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen über längere Zeiträume nicht voll ausgelastet werden. Dies weist speziell bei Kernkraftwerken sowie bei

Braunkohlekraftwerken, aufgrund der niedrigen Grenzkosten, auf nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung hin. Anhand der vorliegenden Daten wird jedem Kraftwerkstyp eine mittlere nicht-verfügbare Kraftwerksleistung zugewiesen, die sich jeweils an der Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung in Stunden ohne eine erhöhte Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen orientiert. Die als nicht-verfügbare Kraftwerksleistungen aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung quantifizierten Kapazitäten verringern die verfügbare Leistung, da sie nicht durch regenerative Energiequellen verdrängt werden können.

Die für die Jahre 2010-2012 angenommene Verteilung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung ist in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6 Nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung in den Jahren 2010-2012

Energiequellen:	2010	2011	2012
Kernenergie	700	600	600
Braunkohle	800	800	800
Steinkohle	1100	1100	1100
Erdgas	1100	1100	1100
Heizöl	300	300	300
Summe	4000	3900	3900

Quelle: eigene Berechnungen

Die Summe der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung, die in Tabelle 6 dargestellt ist, entspricht nicht der Summe der positiven ausgeschriebenen Regelleistung (siehe Tabelle 5), da ein gewisser Anteil der Regelleistung durch Pumpspeicherkraftwerke und Biomasseanlagen bereitgestellt wird, die hier nicht berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde die in diesem Modell verwendete nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung gemindert.

Ausgehend von der angenommenen nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung in Tabelle 6 kann der Anteil der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung quantifiziert werden, der in jeder Stunde tatsächlich vorgehalten wird und nicht aufgrund der Erzeugungssituation eingesetzt werden muss. Der Anteil der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung, der in jeder Stunde vorgehalten und nicht zur Leistungsregelung eingesetzt wird, wird etwa mit einem Drittel der zugewiesenen nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung festgesetzt. Dieser Wert stellt einen Durchschnittswert dar, der abgeschätzt wurde. Eine

exakte Festlegung eines Wertes kann in dieser Arbeit nicht vorgenommen werden und muss in weiteren Arbeiten analysiert werden. Eine Ausnahme bildet die Kernenergie: Hier wird der in Tabelle 6 ausgewiesene Wert verwendet, um auch Nichtverfügbarkeiten aus anderen Gründen zu berücksichtigen. So haben die Betreiber von Kernkraftwerken im Jahr 2010 ihre Reststrommengen optimiert, um die Reststrommengen nicht vor der geplanten Laufzeitverlängerung aufzubreuchen (Deutsches Atomforum e.V. 2011, S.8ff.).

Die Berücksichtigung der Regelleistung in diesem Modell basiert demnach auf Abschätzungen der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung. Daraus könnte geschlussfolgert werden, dass die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung zu exakteren Ergebnissen führen würde. Ohne die Berücksichtigung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung wäre vermehrt Kernenergie verdrängt worden, wodurch die CO₂-Emissionsreduktionen stark sinken würden. Analysen der tatsächlichen Leistung haben ergeben, dass eine Verdrängung von Kernenergie jedoch nur in seltenen Fällen vorkommt, nämlich dann, wenn die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (speziell Windkraft) sehr hoch ist, so dass sich die Verdrängung nicht nur auf die Steinkohle und Braunkohle, sondern auch die Kernenergie auswirkt. Als Beispiel kann der Dezember 2012 genannt werden (siehe Abbildung 10), in dem durch die extreme Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (speziell Windenergie) nicht nur Steinkohle und Braunkohle, sondern auch Kernenergie verdrängt wurden. Um eine zu hohe Verdrängung von Kraftwerken zu unterbinden, wird die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung in diesem Modell berücksichtigt.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 6.1.1) wurden zum Vergleich die CO₂-Emissionsreduktionen ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung ermittelt.

Eine genauere Analyse der Stromerzeugung und Verdrängung erfolgt in Kapitel 5.3.

5.2.3 Quantifizierung der spezifischen CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke

Die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen erfolgt anhand der „hochfahrbaren Leistung“ der konventionellen Kraftwerke und deren spezifischen Emissionen. Die Berechnung der hochfahrbaren Leistung der konventionellen Kraftwerke wurde in Kapitel 5.2 ausführlich erläutert. Diese Berechnungen ergeben Ergebnisse für die Leistung, die bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen hochgefahren hätte werden können und

müssen, um die Stromversorgung zu sichern. Diese Ergebnisse liegen aufgespalten nach Energiequellen in stundengenauer Auflösung vor.

Anschließend wird jeder konventionellen Energiequelle ein spezifischer Emissionswert zugeordnet. Da die Datengrundlage keine anlagenscharfe Analyse der Auslastung ermöglicht, anhand derer die CO₂-Emissionsreduktionen durch Zuweisung anlagenscharfer spezifischer Emissionswerte für jedes Kraftwerk berechnet werden können, wird jeweils der Durchschnittswert der spezifischen Emissionen aller Kraftwerke einer Energiequelle verwendet.

Die spezifischen Emissionen der Energiequellen wurden jeweils Studien des UBA entnommen. Die Daten für das Jahr 2012 entsprechen den Daten des Jahres 2011, da für dieses Jahr noch keine Daten veröffentlicht worden sind.

Tabelle 7 Spezifische Emissionen konventioneller Kraftwerke in den Jahren 2010-2012 (inkl. Vorkette)

Energiequellen	spezifische Emissionen (inkl. Vorkette) in g CO ₂ /kWh _{el}		
	2010	2011	2012
Braunkohle	1088,8	1074,3	1074,3
Steinkohle	844,1	833,6	833,6
Erdgas	429,6	411,5	411,5
Öl	718,5	698,2	698,2

Quelle: UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1

Die Daten des UBA basieren auf der Datenbank des ZSE und den Nutzungsgraden aus GEMIS (UBA 2011, Anhang 2 S.1; UBA 2012, Anhang 2 S.1; vgl. IINAS 2013). „GEMIS berechnet komplette Lebenswege von der Primärenergie- und Rohstoffgewinnung bis zur Nutzung und bezieht Hilfsenergien und Materialaufwand zur Herstellung von Anlagen und Transportsystemen ein - und seit Version 4 auch die Entsorgung“ (Bund der Energieverbraucher (n.d.)).

Für Kernenergie wurden in den Studien des UBA keine spezifischen Emissionen angegeben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Studien des UBA auf den Ergebnissen der Studien des Fraunhofer ISI zur CO₂-Minderung basieren, bei denen keine Kernenergie verdrängt wird (vgl. Kapitel 3 und 4.1). Das in dieser Arbeit entwickelte Modell generiert jedoch Ergebnisse, bei dem auch Kernenergie durch regenerative Energiequellen verdrängt wird. Die spezifischen CO₂-Emissionen von Kernenergie betragen gemäß GEMIS im Jahr 2010 etwa 27 g CO₂/kWh_{el} (Öko-Institut 2011). Dieser Wert wird für die Folgejahre übernommen.

5.2.4 Spezifische Emissionen der Vorkette

Ergänzend müssen für die exakte Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen nachträglich von den berechneten CO₂-Emissionsreduktionen die durch die regenerativen Energiequellen entstandenen CO₂-Emissionen subtrahiert werden. Die spezifischen Emissionen der regenerativen Energiequellen sind in Tabelle 8 dargestellt, wobei die spezifischen Emissionen bei allen Energiequellen, bis auf Biomasse, nur durch die während der Vorkette und der Entsorgung entstehenden Emissionen zu erklären sind. Auch hier wurden, wie in der vorherigen Tabelle, die Werte für das Jahr 2012 vom Jahr 2011 übernommen, da keine aktuellen Daten für das Jahr 2012 vorliegen.

Tabelle 8 Spezifische Emissionen der regenerativen Energiequellen

Energiequellen	spezifische Emissionen (inkl. Vorkette) in g CO ₂ /kWh _{el}		
	2010	2011	2012
Wasserkraft	3,4	3,4	3,4
Windenergie	10,8	10,8	10,8
Photovoltaik	64,2	64,2	64,2
Geothermie	294,1	294,1	294,1
Festbrennstoffe gesamt	6,4	6,3	6,3
Flüssige Biomasse	121,8	121,8	121,8
Biogas	100,7	100,7	100,7
Klärgas	0,0	0,0	0,0
Deponiegas	0,0	0,0	0,0
Biog. Anteil des Abfalls	0,0	0,0	0,0

Quelle: UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1

Die spezifischen Emissionen der Vorkette der konventionellen Energiequellen sind bereits in den spezifischen Emissionen (siehe Tabelle 7) enthalten. Durch die Einbeziehung der Emissionen der Vorkette der konventionellen Energieträger wird ein Anstieg der CO₂-Emissionsreduktionen verursacht, da pro verdrängter kWh konventioneller Energiequellen mehr CO₂ vermieden wird. Die Einbeziehung der Emissionen der Vorkette der regenerativen Energiequellen führt hingegen zu einem Absinken der CO₂-Emissionsreduktionen, da sie von den CO₂-Emissionsreduktionen subtrahiert werden müssen. Um eine Abschätzung treffen zu können, ob die Berücksichtigung der Emissionen der Vorkette insgesamt zu einer CO₂-Emissionsreduktion oder –steigerung führt, wurden die spezifischen Emissionen der Vorkette der konventionellen Energiequellen noch einmal separat ermittelt. Die Daten der Emissionen der Vorkette der konventionellen Kraftwerke wurden zwei Quellen entnommen: Die Daten der spezifischen Emissionen, außer für Kernenergie, wurden der Studie des UBA (Memmler et al. 2009, Anhang 1 S. 1; Memmler et al. 2009, Anhang 2 S. 1) entnommen, die Daten für

2007 enthält. Die Daten konnten nicht der aktualisierten Studien des UBA (UBA 2012) entnommen werden, da dieses Update keine separaten Ergebnisse für die direkten Emissionen und die gesamten Emissionen enthält. Diese Daten können deshalb nicht für die Quantifizierung der Emissionen der Vorkette verwendet werden. Die Daten für die spezifischen Emissionen von Kernenergie basieren, wie auch bei der vorherigen Tabelle, auf den Daten aus GEMIS (Öko-Institut 2011).

Die Emissionen der Vorkette der konventionellen Energiequellen sind in Tabelle 9 vergleichend dargestellt.

Tabelle 9 Emissionen der Vorkette konventioneller Energiequellen im Jahr 2007

Energiequellen:	Emissionen der Vorkette 2007
	g CO₂ /kWh_{e1}
Kernenergie	27,19
Braunkohle	32,00
Steinkohle	38,00
Erdgas	44,00
Öl	100,00

Quelle: Memmler et al. 2009 Anhang 1, S. 1, Memmler et al. 2009 Anhang 2, S. 1, Öko-Institut 2011

Die Tabellen zeigen, dass die spezifischen Emissionen der Vorkette sowohl bei konventionellen wie auch bei regenerativen Energiequellen nicht zu vernachlässigen sind. Ausschlaggebend für die Emissionen sind jedoch nicht die spezifischen Emissionen, sondern die tatsächlichen Emissionen, die mit der Stromerzeugung durch die jeweiligen Energiequellen berechnet werden können. Insgesamt sind die Emissionen der Vorkette regenerativer Energiequellen, und im Fall von Biomasse auch den Emissionen der Stromerzeugung, wesentlich geringer als die Emissionen der Vorkette konventioneller Energiequellen. Die Berücksichtigung der Emissionen der Vorkette führt daher insgesamt zu einem Anstieg der CO₂-Emissionsreduktionen.

Die verwendeten Daten der spezifischen Emissionen der Vorkette der konventionellen Energiequellen in Tabelle 9 gelten für das Jahr 2007. Dennoch ist ein Vergleich mit den Daten von 2010 möglich, da sich die Emissionen der Vorkette nicht, oder nur minimal mit den Jahren ändern. Diese Annahme wird durch den Vergleich der verwendeten Daten (siehe Tabelle 9) mit den von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) veröffentlichten spezifischen CO₂-Emissionen für das Jahr 2009 unterstützt, da sich die Ergebnisse nur unwesentlich unterscheiden (FfE 2011, S.2). Beim Vergleich der Daten ist anzumerken, dass

die Daten des FfE nicht aus GEMIS entnommen wurden, sondern auf eigenen Berechnungen des FfE basieren, so dass kein exakter Vergleich der Daten vorgenommen werden kann. Ein näherungsweise Vergleich ist jedoch gerechtfertigt. Die Daten aus Tabelle 9 dienen jedoch nur zum Vergleich der Emissionen der Vorkette der konventionellen Energiequellen mit denen der regenerativen Energiequellen. Für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen wurden die im Kapitel 5.2.3 aufgeführten Werte verwendet, die die exakten spezifischen Emissionswerte für jedes Jahr darstellen und sowohl die direkten Emissionen, als auch die Emissionen der Vorkette beinhalten.

5.3 Anwendung des Modells - Analyse der Jahre 2010-2012

Dieses Kapitel umfasst die Anwendung der im vorherigen Kapitel (5.2) entwickelten Methodik für die Jahre 2010 bis 2012. Die Anwendung umfasst die Analyse der Erzeugung aus konventionellen und regenerativen Energiequellen und die Analyse der Verdrängung der konventionellen Energiequellen.

Ziel dieser Analyse ist es, detaillierte Ansichten der Stromerzeugung und der Auswirkungen der vermehrten Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf die Verdrängung konventioneller Energiequellen und den damit verbundenen CO₂-Emissionsreduktionen zu zeigen.

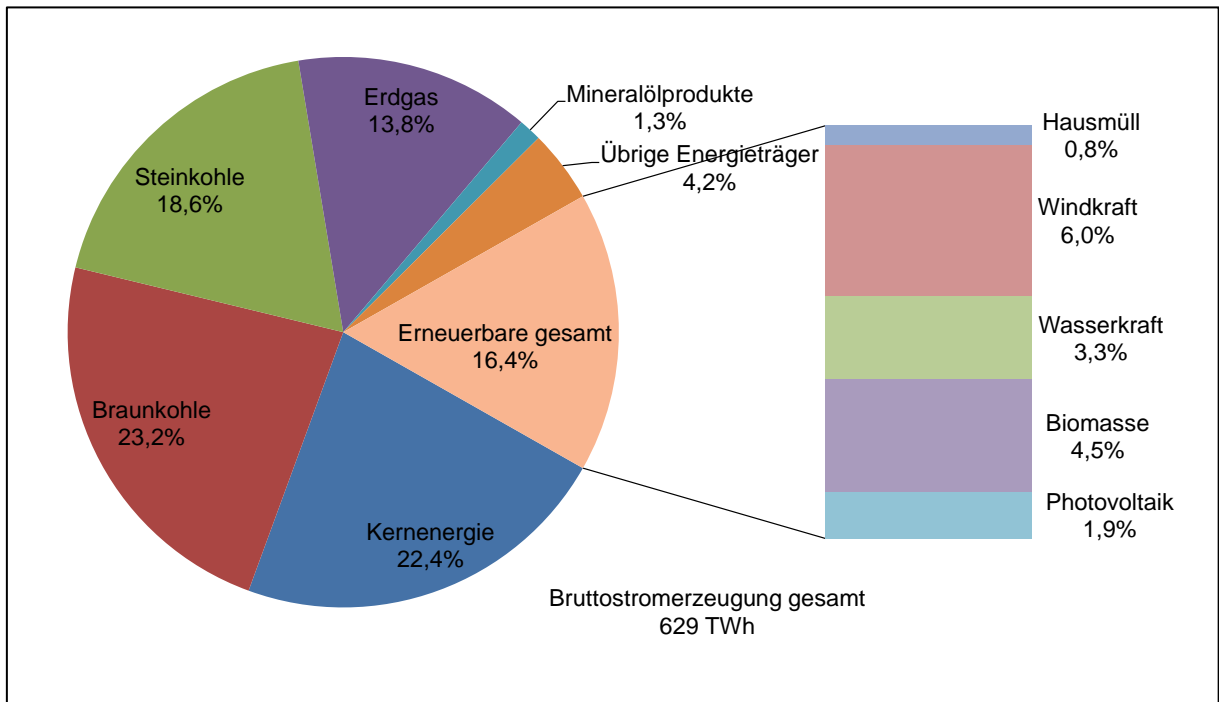
5.3.1 Erzeugung

Für eine exakte Analyse der CO₂-Emissionsreduktionen der Jahre 2010-2012 wird in Abbildung 5 bis Abbildung 7 die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland dargestellt. Diese Abbildungen geben einen Überblick über die Stromerzeugung.

Die Bruttostromerzeugung im Jahr 2010 kann als Vergleichsjahr zu den Jahren 2011 und 2012 angesehen werden, da sowohl im Jahr 2011, als auch im Jahr 2012 weitreichende Veränderungen des Kraftwerkparcs stattgefunden haben. So wurden im Jahr 2011 als Folge des Moratoriums viele Kernkraftwerke vom Netz genommen und parallel stieg der Zubau regenerativer Energiequellen sowohl in 2011, als auch in 2012 stark an.

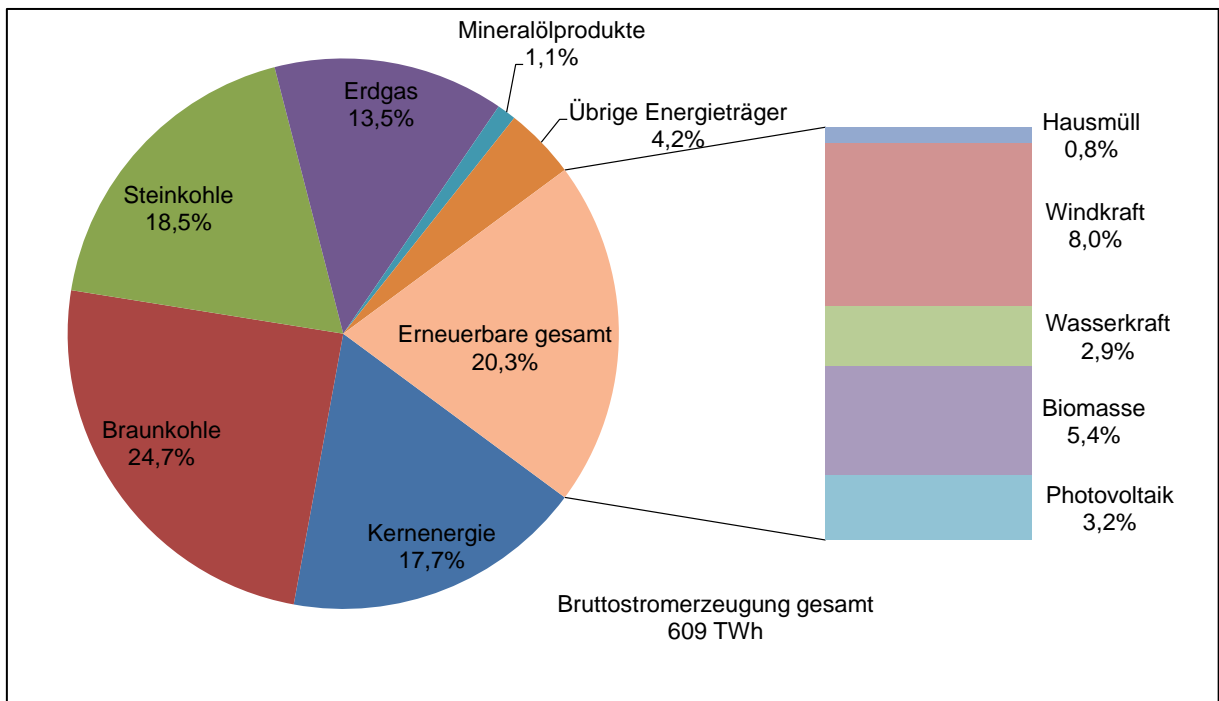
Anschließend wird eine Analyse der tatsächlichen Stromerzeugung, basierend auf den EEX Transparenzdaten, in stündlicher Auflösung vorgenommen, da anhand dieser Daten eine erste Abschätzung der durch regenerative Energiequellen verdrängten konventionellen Kraftwerke erfolgen kann.

Abbildung 5 Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2010



Quelle: AG Energiebilanzen, eigene Darstellung

Abbildung 6 Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2011

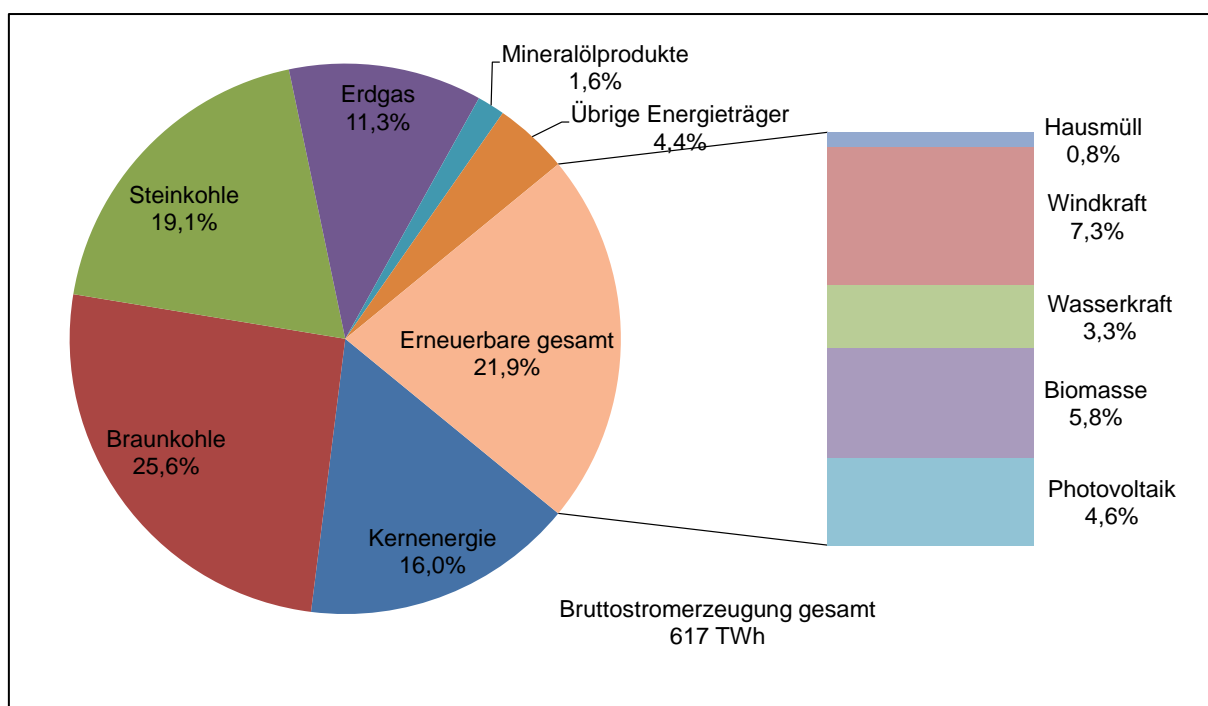


Quelle: AG Energiebilanzen, eigene Darstellung

Die Abbildungen zeigen jeweils die prozentualen Anteile der Energiequellen in den Jahren 2010 und 2011. Ergänzend ist auch die Höhe der gesamten Bruttostromerzeugung angegeben.

Insgesamt wurden im Jahr 2011 609 TWh erzeugt und somit 20 TWh weniger als im Jahr 2010. Bei der Betrachtung der Stromerzeugung im Hinblick auf die Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen wird jedoch zu kurz gegriffen, wenn nur die Gesamterzeugung fokussiert wird. Vielmehr muss die Verteilung der Stromerzeugung auf die Energiequellen betrachtet werden. Bei der Analyse der Abbildungen ist besonders hervorzuheben, dass im Jahr 2011 mit einem Anteil von 20% an der Gesamtbruttostromerzeugung erstmals mehr Strom durch regenerative Energiequellen als durch Kernenergie bereitgestellt wurde. Der Anteil der Kernenergie an der Gesamterzeugung betrug im Jahr 2011 etwa 18%, was auch dem Anteil von Steinkohle entsprach. Somit ist der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung von 2010 bis 2011 um etwa 4,7% gesunken. Innerhalb der regenerativen Energiequellen wurde in den Jahren 2010 und 2011 der größte Anteil mit 6% bzw. 8% aus Windkraft bereitgestellt.

Abbildung 7 Bruttostromerzeugung nach Energiequellen in Deutschland im Jahr 2012



Quelle: AG Energiebilanzen, eigene Darstellung

Abbildung 7 zeigt, dass im Jahr 2012 die Bruttostromerzeugung in Deutschland insgesamt bei rund 617 TWh lag, womit die Stromerzeugung um etwa 8 TWh höher ausgefallen ist als im Vorjahr (2011). Im Jahr 2012 wurde etwa 22% des Stroms aus regenerativen Energiequellen erzeugt, wobei durch Windkraft mit 7,3% der größte Anteil innerhalb der regenerativen Energiequellen erzeugt wurde. Mit einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von etwa 22%

wurde im Jahr 2012 deutlich mehr Strom aus regenerativen Energiequellen als durch Kernenergie (16%) bereitgestellt.

Die Entwicklung des steigenden prozentualen Anteils der regenerativen Energiequellen und des sinkenden Anteils von Kernenergie an der Bruttostromerzeugung ist hauptsächlich auf folgende Faktoren zurückzuführen:

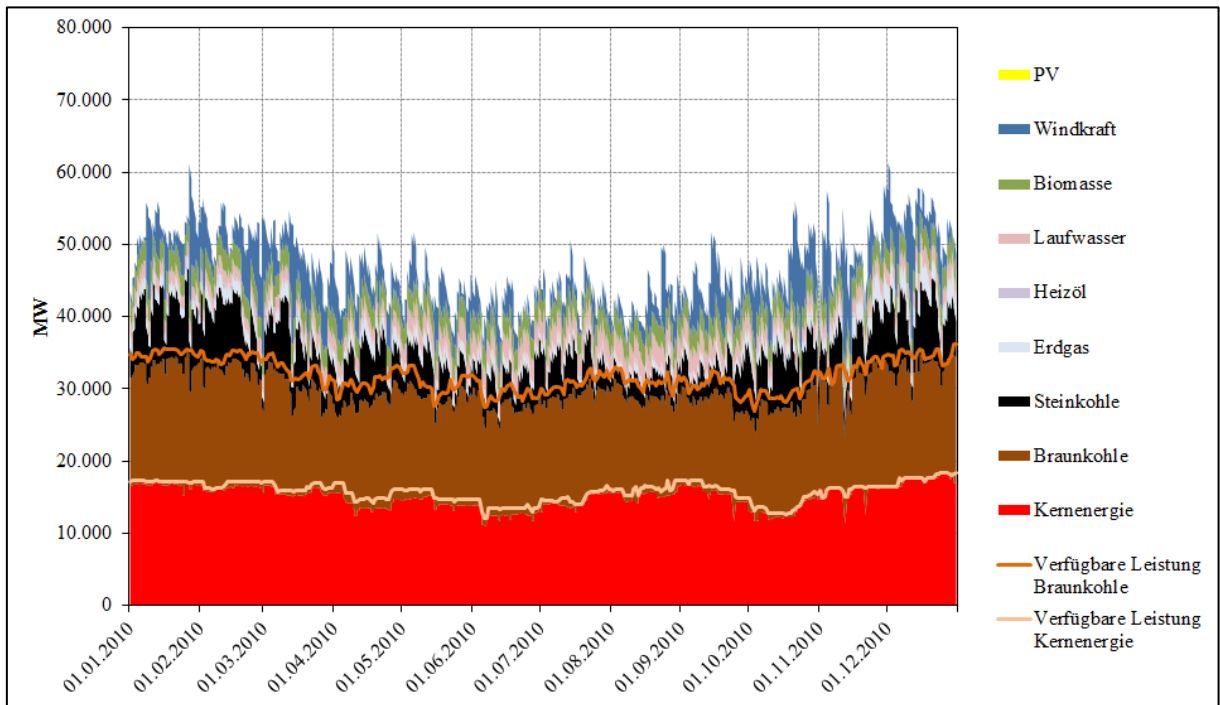
- den verstärkten Ausbau regenerativer Energiequellen aufgrund von Subventionen, sowie Gesetzen zur Förderung (Bundesverband WindEnergie e.V. 2013),
- das Moratorium für Atomkraftwerke im März 2011 und die daraus resultierende Aussetzung der Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke.

Durch das Moratorium und andere Faktoren wurde der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung im Jahr 2011 im Vergleich zum Vorjahr um etwa 33 TWh gesenkt, wohingegen die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen um etwa 20 TWh auf etwa 124 TWh in 2011 gestiegen ist (AG Energiebilanzen). Von 2011 bis 2012 ist der Anteil der regenerativen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung um weitere 1,6% gestiegen, was maßgeblich auf den extremen Zubau von PV-Anlagen von etwa 7.600 MWp im Jahr 2012 zurückzuführen ist (Bundesnetzagentur 2013a; eigene Berechnungen).

Aufgrund des steigenden Anteils regenerativer Energiequellen an der Stromerzeugung von 2010-2012 kann für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen angenommen werden, dass die Emissionsreduktionen von 2010 bis 2012 gestiegen sind. Die gesamten CO₂-Emissionsreduktionen sollten dabei etwa in einem ähnlichen Umfang steigen, wie die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, da es zwar zu leichten Veränderungen der Struktur der verdrängten Kraftwerke kommen kann, die grundlegende Struktur der Verdrängung nach der Merit-Order jedoch bestehen bleibt.

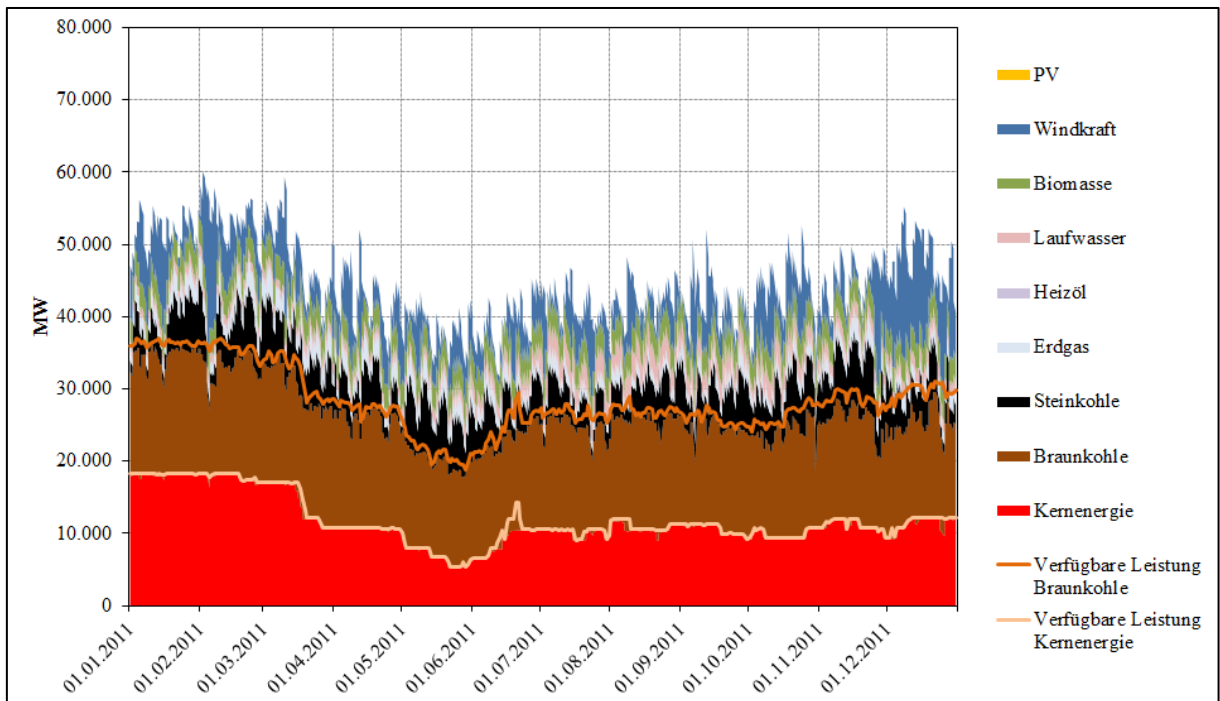
Im Folgenden wird die tatsächliche Stromerzeugung auf der Basis der Transparenzdaten der EEX in den Jahren 2010-2012 in stündlicher Auflösung betrachtet. Diese Abbildungen basieren auf der tatsächlichen Stromerzeugung der Kraftwerke, die an die EEX melden, und ermöglichen eine exaktere Analyse der verdrängten Leistungen konventioneller Energiequellen durch regenerative Energiequellen. Ergänzend zu der tatsächlichen Erzeugung wurde für Braunkohle und Kernenergie auch die verfügbare Leistung in die Abbildung integriert, da so die Analyse der verdrängten Leistung anhand der Abbildungen erleichtert wird. Die verfügbaren Leistungen von Steinkohle, Erdgas und Heizöl wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht in den Abbildungen dargestellt. Es wurde jedoch eine separate Analyse vorgenommen.

Abbildung 8 Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2010



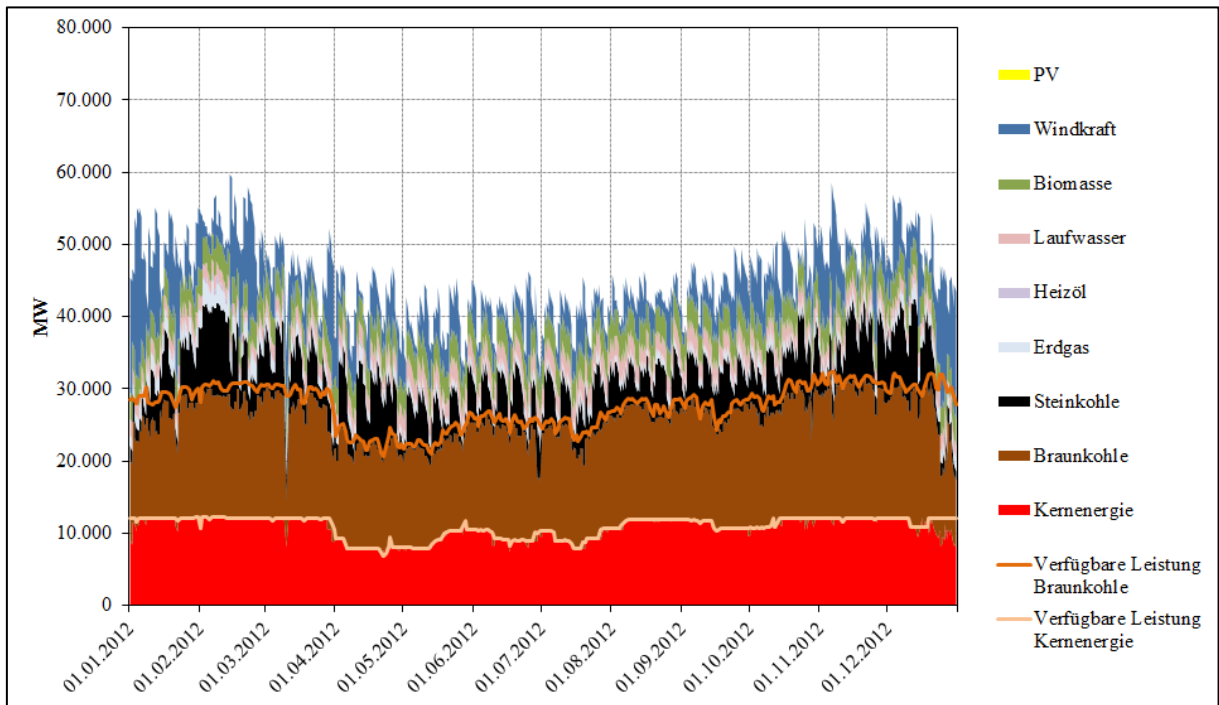
Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, eigene Berechnungen

Abbildung 9 Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2011



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Abbildung 10 Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2012



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Abbildung 8 bis Abbildung 10 zeigen, dass die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke in allen betrachteten Jahren relativ konstant verläuft und nur geringe jahreszeitliche Schwankungen auftreten, während die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen stark von der Jahreszeit abhängig ist. So ist die Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Winter wesentlich geringer als im Sommer, und die Stromerzeugung aus Windkraft ist tendenziell im Winter höher. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke laufen fast durchgängig als Grundlastbänder durch und werden kaum durch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen beeinflusst. Der Einfluss des Moratoriums für Kernkraftwerke im März 2011 und in den Folgemonaten ist gut in Abbildung 9 dargestellt. Hier ist die Stromerzeugung durch Kernkraftwerke deutlich gesunken. Durch den Vergleich der verfügbaren mit der tatsächlichen Leistung der Kernenergie in diesen Monaten wird deutlich, dass das Absinken der Stromerzeugung aus Kernenergie fast ausschließlich auf das Moratorium zurückzuführen ist, und dass keine zusätzliche Verdrängung durch regenerative Energiequellen stattgefunden hat.

Das Herunterfahren der Leistung der Kraftwerke ohne ein Absinken der verfügbaren Leistung gilt tendenziell als Indikator für die Verdrängung der Kraftwerke durch regenerative Energiequellen. Teilweise kann die Reduktion der Leistung jedoch auch durch die nicht-

verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung erklärt werden. Speziell für Kernenergie entspricht die Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung daher nicht immer der verdrängten Leistung. Bevor Kernkraftwerke verdrängt werden, müssen erst Erdgas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke verdrängt werden. Kernenergie wird demnach nur verdrängt, wenn die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sehr hoch ist, in Kombination mit einer geringen oder gemäßigten Nachfrage. Diese „Verdrängungsspitzen“ sind gut in den Abbildungen sichtbar. Besonders gut sichtbar ist die Verdrängung im Dezember 2012 (siehe Abbildung 10). Aufgrund der milden Witterungsverhältnisse und der hohen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (speziell Windenergie) wurden massiv Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke sowie teilweise Kernkraftwerke verdrängt. Auch in Abbildung 8 kann eine Verdrängung von Kernenergie gezeigt werden, da zum Beispiel im April 2010 die tatsächliche Leistung der Kernenergie wesentlich geringer ist als die verfügbare Leistung. Im Jahr 2010 optimierten die Kernkraftbetreiber jedoch auch ihre Reststrommengen, um nicht vor dem Beschluss der Laufzeitverlängerung im Herbst ihre Reststrommengen aufgebraucht zu haben, so dass die Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung auch durch andere Faktoren als die Verdrängung zu begründen ist. Für alle konventionellen Energiequellen entspricht daher die verdrängte Leistung der Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung abzüglich der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung, wobei die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung von Kernenergie so ausgelegt wurde, dass eine Verdrängung von Kernenergie möglichst nur während der Verdrängungsspitzen erfolgt.

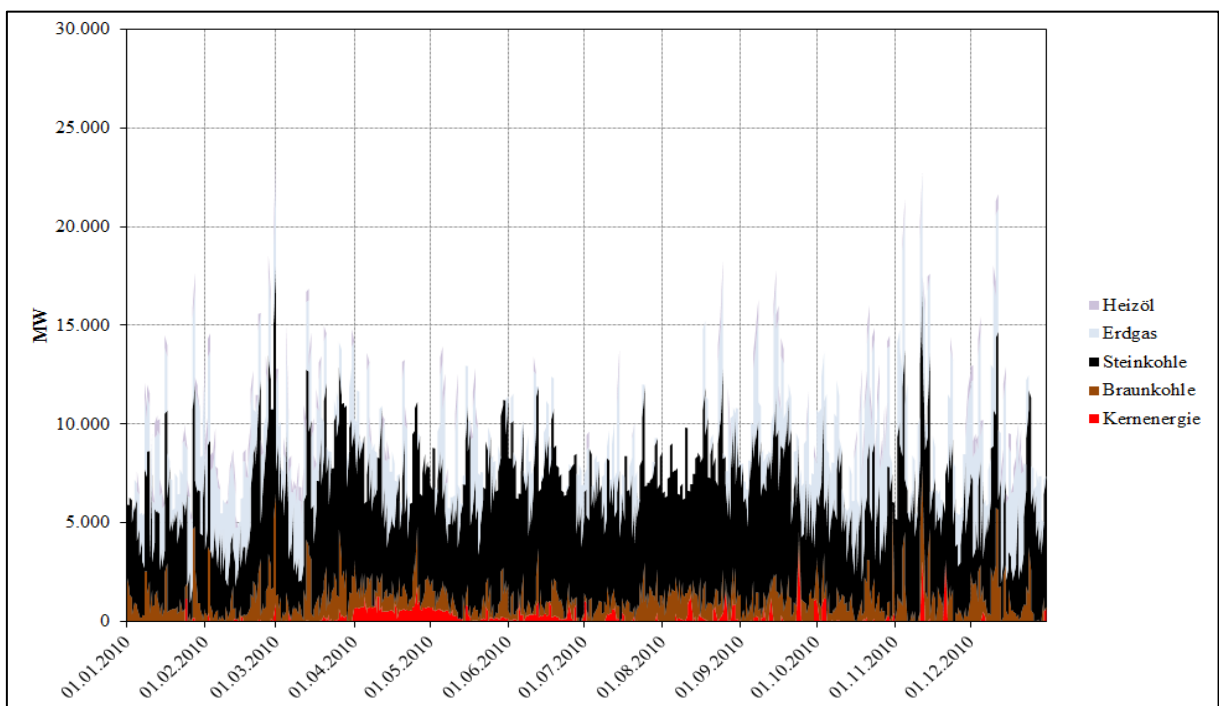
Insgesamt kann anhand der Abbildungen und der separat durchgeführten Analyse der Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung von Steinkohle, Erdgas und Heizöl gezeigt werden, dass durch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen tendenziell mehr Heizöl, Erdgas und Steinkohle verdrängt wurden als Braunkohle und Kernenergie. Im nächsten Kapitel (5.3.2) wird die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke genauer betrachtet, um die aufgestellte These zu überprüfen.

5.3.2 Verdrängung

Die folgenden Abbildungen zeigen jeweils die Verdrängung jedes Jahres, bzw. die tatsächlich hochfahrbare Leistung der konventionellen Kraftwerke bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen in stündlicher Auflösung. Diese Ansicht ermöglicht eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und eine Einschätzung der daraus resultierenden CO₂-Emissionsreduktionen. Die Berechnung erfolgte auf Basis der in Kapitel 5.2 erläuterten Methode und beinhaltet die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung.

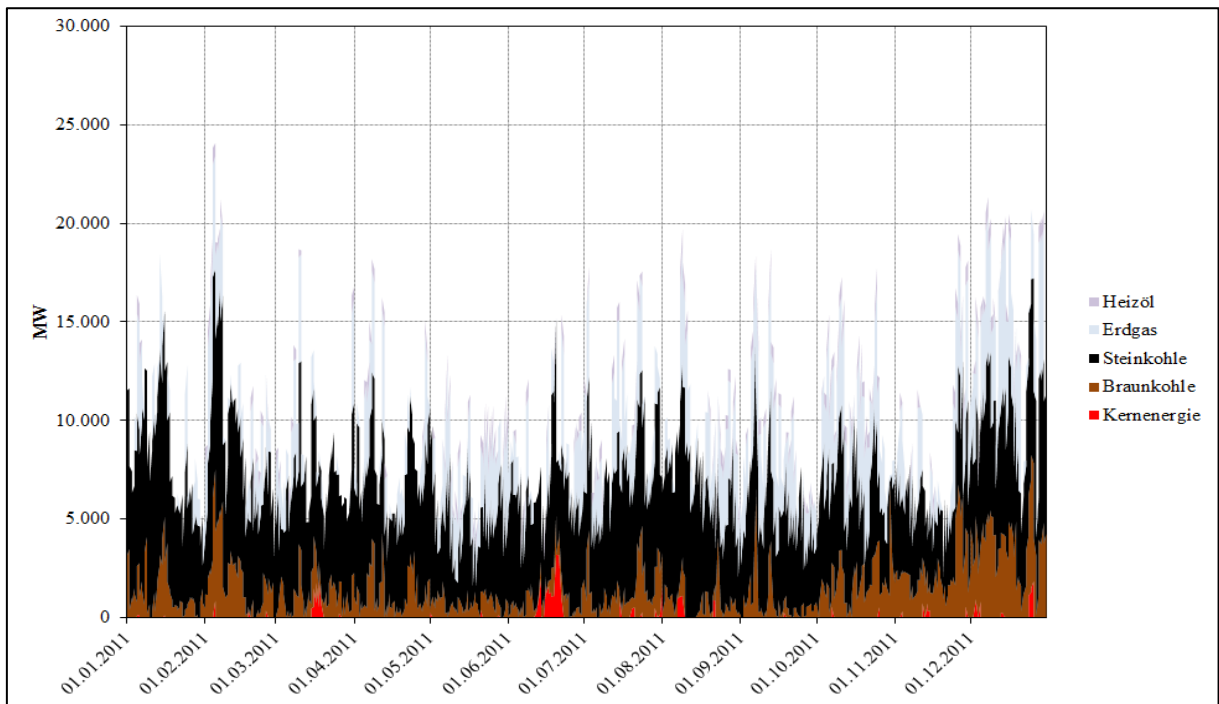
Die folgenden Abbildungen zeigen die verdrängte Leistung konventioneller Energiequellen. Die Darstellung über ein gesamtes Jahr wurde gewählt, um die Vergleichbarkeit mit den Abbildungen der Erzeugung zu gewährleisten.

Abbildung 11 Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2010



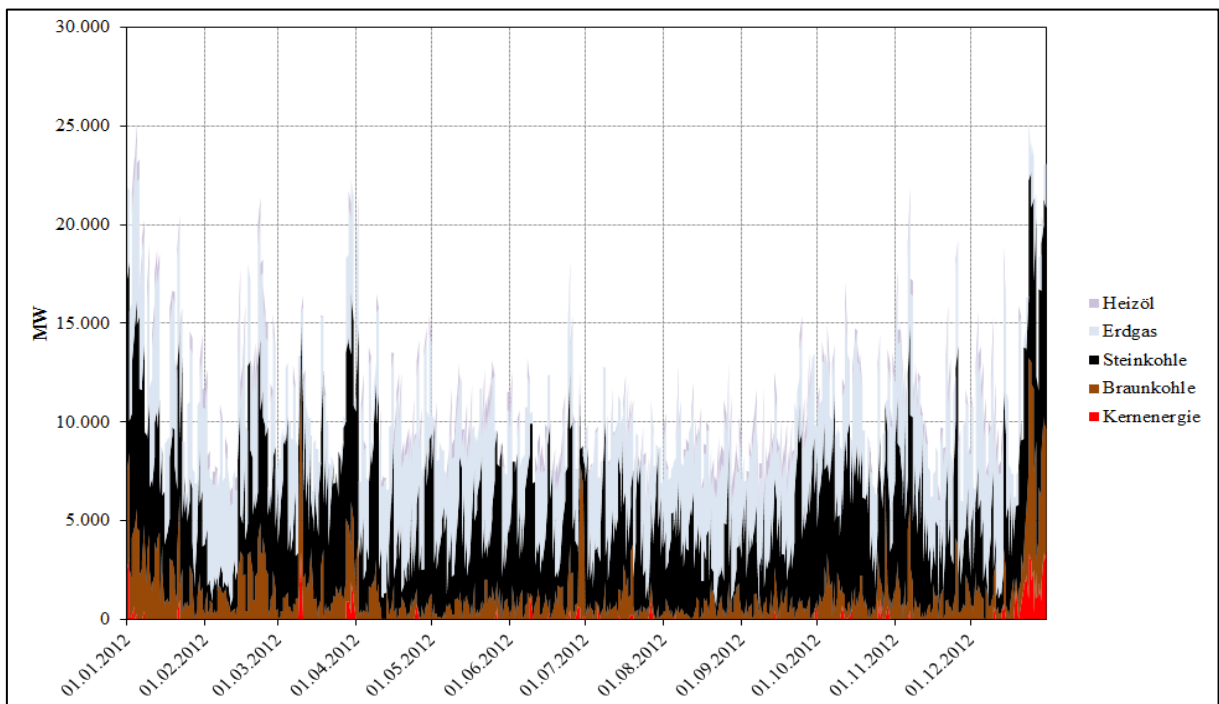
Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Abbildung 12 Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2011



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Abbildung 13 Verdrängung konventioneller Energiequellen in Deutschland im Jahr 2012



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Die Abbildungen verdeutlichen, dass die Verteilung der verdrängten Kraftwerke in den einzelnen Stunden, Tagen, und auch Jahren variiert. Dennoch wurde in allen Jahren ein geringer Anteil Kernenergie und ein relativ konstanter Anteil Braunkohle verdrängt. Die Abbildungen zeigen jedoch auch, dass in den Jahren 2010 und 2011 (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12) viel Steinkohle verdrängt wurde und nur wenig Erdgas und Heizöl. Im Jahr 2012 wurde wesentlich mehr Erdgas verdrängt (siehe Abbildung 13). Auch insgesamt war die Verdrängung durch regenerative Energiequellen im Jahr 2012 höher. Dies ist damit zu begründen, dass im Jahr 2012 die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen wesentlich höher war als in den Vorjahren, wobei besonders viele PV-Anlagen im Jahr 2012 zugebaut wurden.

Die Abbildungen zeigen, dass in den Jahren 2010-2012 ein nicht zu vernachlässigender Anteil Kernenergie verdrängt wurde. So lag der Anteil von Kernenergie an der Gesamtverdrängung in den Jahren 2010-2012 bei jeweils etwa 1-2% (siehe Kapitel 6). Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei der Verdrängung der Kernenergie Unsicherheiten bestehen. Zwar wurde versucht diese Unsicherheiten durch einen hohen Wert der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung und eine Korrektur offensichtlicher Datenfehler zu minimieren, die Optimierung der Reststrommengen der Kernkraftwerke im Jahr 2010 vor der Laufzeitverlängerung erschwert dies jedoch. So ist in Abbildung 11 im April deutlich zu sehen, dass trotz der Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerkeleistung durch die Bereitstellung von Regelleistung ein durchgängiges Band an Kernenergie verdrängt wurde. Die Verdrängung von Kernenergie ist daher in diesem Monat eventuell etwas zu hoch angesetzt. Genauere Analysen dazu müssen in weiteren Arbeiten erfolgen. Die Abbildungen zeigen aber auch, dass selbst wenn solche Extremwerte nicht beachtet werden, dennoch eine gewisse Verdrängung von Kernenergie durch regenerative Energiequellen erfolgt. Die Tatsache, dass Kernenergie verdrängt wird steht im Gegensatz zu den Ergebnissen der Studie des Fraunhofer ISI (Klobasa et al. 2009, S.19f.), die besagen, dass in den Jahren 2006 und 2007 Kernenergie nur in vernachlässigbaren Mengen verdrängt wurde. So wurde auch in der letzten veröffentlichten Studie des Fraunhofer ISI zur CO₂-Minderung keine prozentuale Verdrängung von Kernenergie angegeben (Klobasa et al. 2009, S.18f.). Inwiefern für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen der Jahre 2010 und 2011 des Fraunhofer ISI die Verdrängung von Kernenergie berücksichtigt wird, kann zu diesem Zeitpunkt nicht gesagt werden, da für diese Zeiträume noch keine Daten veröffentlicht wurden. Eigene Annahmen bestätigen, dass die Verdrängung von Kernenergie in 2006 und 2007 eventuell so gering war,

dass sie vernachlässigt werden konnte. Es besteht demnach nicht zwangsläufig ein Widerspruch zwischen den Ergebnissen des Fraunhofer ISI und denen dieser Methode.

Abbildungen der verdrängten Leistung der konventionellen Kraftwerke im Tagesdurchschnitt in den Jahren 2011 und 2012 sind im Anhang dargestellt (siehe A.1). Diese Darstellung ermöglicht weitere Analysen bezüglich der Verdrängung und dem Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.

6 Ergebnisse

Anhand der in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Berechnungsmethode wurden die CO₂-Emissionsreduktionen und die Vermeidungsfaktoren durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung ermittelt. Die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt. Anschließend erfolgt eine Sensitivitätsanalyse und es wird ein Vergleich mit den Ergebnissen des BMU vorgenommen.

Die Ergebnisse basieren auf der durch regenerative Energiequellen reduzierten Leistung konventioneller Kraftwerke und berücksichtigen die vereinfachte Merit-Order, die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung, die direkten und indirekten CO₂-Emissionen, sowie die Exporte. Durch Verwendung der Transparenzdaten der EEX werden hier nur die Emissionen der an die EEX meldenden Kraftwerke berücksichtigt.

Die CO₂-Emissionsreduktionen werden in der folgenden Tabelle zunächst als Vermeidungsfaktoren angegeben. Diese Darstellung wurde gewählt, um eine bessere Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen des Fraunhofer ISI bzw. des BMU zu erreichen. Ein weiteres Argument für diese Darstellung ist, dass die CO₂-Emissionsreduktionen, die mit Hilfe der in dieser Arbeit entwickelten Methode ermittelt wurden, angegeben in Mio. t zu niedrig sind, da die Transparenzdaten der EEX nicht der tatsächlichen Nettostromerzeugung entsprechen. Die Vermeidungsfaktoren der regenerativen Energiequellen sind in Tabelle 11 dargestellt und basieren auf der Annahme, dass die Stromerzeugung aller regenerativen Energiequellen gleichberechtigt ins Netz eingespeist wird, wobei die Einspeiseprofile der Energiequellen durch die Verwendung realer Daten berücksichtigt werden. Die Ermittlung der Vermeidungsfaktoren erfolgte anhand der prozentualen Anteile der regenerativen Energiequellen an den CO₂-Emissionsreduktionen und der Stromerzeugung der regenerativen Energiequellen. Hierbei werden sowohl die direkten als auch die indirekten Emissionen der konventionellen wie regenerativen Energiequellen berücksichtigt.

Tabelle 10 zeigt die Nettostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in den Jahren 2010-2012, die für die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen verwendet wurden. Die Daten basieren größtenteils auf den Transparenzdaten der EEX. Die vorgenommenen Anpassungen wurden bereits in Kapitel 5.1 ausführlich erläutert. Die Stromerzeugung aus konventionellen Energiequellen wurde auch bereits in Kapitel 5.1 dargestellt.

In Tabelle 11 werden anschließend die Vermeidungsfaktoren dargestellt.

Tabelle 10 Nettostromerzeugung regenerativer Energiequellen in den Jahren 2010-2012

	Windkraft	PV	Biomasse	Laufwasser
	GWh			
2010	35.802	11.226	25.210	20.684
2011	44.361	18.547	29.454	17.291
2012	45.867	27.942	32.417	20.026

Quelle: EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Die Tabelle zeigt, dass die Stromerzeugung aus allen regenerativen Energiequellen mit den Jahren gestiegen ist, jedoch je nach Energiequelle unterschiedlich stark.

Tabelle 11 Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen in den Jahren 2010-2012

	2010	2011	2012
regenerative Energiequellen:	g CO ₂ /kWh _{el}		
Wind	541,0	539,2	489,6
PV	385,3	290,9	226,3
Biomasse	545,9	545,4	481,1
Laufwasser	595,0	543,7	486,4

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Tabelle 11 zeigt, dass die Vermeidungsfaktoren der regenerativen Energiequellen seit 2010 erheblich gesunken sind, was maßgeblich auf den Ausbau der regenerativen Energiequellen und die damit verbundene steigende Stromerzeugung dieser Energiequellen zurückzuführen ist, aber auch auf den niedrigen Abdeckungsgrad der Transparenzdaten der EEX. Besonders extrem ist das Absinken der Vermeidungsfaktoren von PV. Während Laufwasser und Biomasse eine relativ konstante Stromerzeugung in allen Stunden gewährleisten, ist die Stromerzeugung aus Wind und PV stark von der Tageszeit und der Wetterlage abhängig. Laufwasser und Biomasse substituieren daher eher Grundlastkraftwerke wie Kernenergie und Braunkohle, während Wind und PV eher Spitzenlastkraftwerke substituieren. Der Abdeckungsgrad der Grundlastkraftwerke an der EEX ist wesentlich höher als der Abdeckungsgrad der Spitzenlastkraftwerke (siehe Kapitel 5.1), weshalb die Vermeidungsfaktoren von Wasser und PV in Tabelle 11 im Vergleich mit den anderen regenerativen Energiequellen aufgrund der Datengrundlage eher zu niedrig angesetzt sind.

Insgesamt sinkt der gesamte Vermeidungsfaktor von 536 g CO₂/kWh_{el} im Jahr 2010 auf 429 g CO₂/kWh_{el} im Jahr 2012, im Jahr 2011 beträgt der Vermeidungsfaktor 500 g CO₂/kWh_{el} (EEX a; EEX b; EEX f; AG Energiebilanzen; UBA 2011 Anhang 2, S.1; UBA 2012 Anhang 2, S.1; Öko-Institut 2011; BSW-Solar 2012; Bundesnetzagentur 2013a; Bundesnetzagentur 2013b; Statistisches Bundesamt 2012; eigene Berechnungen).

Zur Abschätzung der Verteilung der verdrängten Kraftwerke ist in Tabelle 12 die prozentuale Verdrängung der verschiedenen konventionellen Kraftwerke dargestellt, wobei sich die Zahlen auf die verdrängte Leistung beziehen, und nicht auf den Anteil der CO₂-Emissionen an den CO₂-Emissionsreduktionen.

Tabelle 12 Prozentuale Anteile der Verdrängung nach Energiequellen von 2010-2012

Energiequellen:	Verdrängung 2010	Verdrängung 2011	Verdrängung 2012
Heizöl	3,2%	4,0%	4,4%
Erdgas	33,1%	36,3%	44,7%
Steinkohle	51,1%	44,8%	37,4%
Braunkohle	10,3%	14,0%	12,4%
Kernenergie	2,3%	1,0%	1,2%

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Die Tabelle zeigt, dass in fast allen betrachteten Jahren der größte Teil der verdrängten Leistung auf Steinkohle basiert, gefolgt von Erdgas, Braunkohle, Heizöl und Kernenergie. Im Jahr 2012 wurde jedoch erstmals mehr Erdgas als Steinkohle durch regenerative Energiequellen verdrängt. Die prozentuale Verteilung verändert sich leicht mit den Jahren, wobei drei zentrale Entwicklungen in der Tabelle ersichtlich werden:

- Kernenergie und Braunkohle sind Energiequellen, die die Grundlast bereitstellen und somit als letztes von den regenerativen Energiequellen verdrängt werden. Aus diesem Grund ist die prozentuale Verdrängung dieser Energiequellen in allen Jahren relativ gering und schwankt nur um wenige Prozentpunkte. Mit einem Anteil von etwa 2,3% wurde im Jahr 2010 nur etwa ein Prozentpunkte weniger Kernenergie als Heizöl verdrängt. Der Anteil der verdrängten Kernenergie ist demnach keinesfalls zu vernachlässigen. Auch in den Folgejahren sinkt die Verdrängung von Kernenergie nicht unter 1%.
- Von 2010-2012 wird im Verhältnis immer weniger Steinkohle verdrängt.

- Der Anteil der verdrängten Leistung von Erdgas und Heizöl steigt.

Ergänzend sind in Tabelle 13 die CO₂-Emissionsreduktionen nach den Transparenzdaten der EEX aufgeführt. Diese Werte stellen keine vollständigen Werte der CO₂-Emissionsreduktionen dar, sondern nur den Anteil, der anhand der EEX Transparenzdaten ermittelt werden kann. Die Emissionen der Vorkette der regenerativen Energiequellen müssen dabei in der Tabelle von den CO₂-Emissionsreduktionen der konventionellen Energiequellen abgezogen werden.

Tabelle 13 CO₂-Emissionsreduktionen nach Daten der EEX von 2010-2012

Energiequellen:	CO ₂ - Emissionsreduktionen 2010	CO ₂ - Emissionsreduktionen 2011	CO ₂ - Emissionsreduktionen 2012
	Mio. t		
Heizöl	1,71	2,24	2,63
Erdgas	10,40	12,13	15,88
Steinkohle	31,55	30,34	26,89
Braunkohle	8,21	12,20	11,47
Kernenergie	0,04	0,02	0,03
Emissionen der Vorkette regenerativer Energiequellen	2,15	2,16	2,79
CO₂-Emissionsreduktionen	49,76	54,78	54,12

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Die Tabelle 13 zeigt, dass die CO₂-Emissionsreduktionen nach Daten der EEX im Jahr 2010 49,8 Mio. t betragen haben und bis zum Jahr 2012 auf etwa 54,1 Mio. t gestiegen sind. Weiterhin zeigt die Tabelle, dass die Emissionsreduktionen nicht proportional ansteigen, da die Höhe der Emissionsreduktionen maßgeblich vom Ausbau und der Stromerzeugung der regenerativen Energiequellen abhängig ist. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ist von 2010 auf 2011 wesentlich stärker angestiegen als von 2011 auf 2012, wodurch der Sprung der CO₂-Emissionsreduktionen von 2010 auf 2011 erklärt werden kann. Ein exakter Zusammenhang zwischen der gesteigerten Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den CO₂-Emissionsreduktionen besteht jedoch nicht, da die Verdrängung der Kraftwerke in den Jahren variiert und somit die gesamten Emissionen aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Emissionen der Energiequellen differieren. Das geringe Absinken der CO₂-Emissionsreduktionen von 2011 auf 2012 trotz des Anstiegs der

Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ist durch die starke Verschiebung der Verdrängung von Steinkohle- zu Erdgaskraftwerken zu erklären, da die spezifischen Emissionen von Erdgaskraftwerken wesentlich geringer sind als die von Steinkohlekraftwerken.

6.1 Sensitivitätsanalyse

Aufgrund der vielfältigen Annahmen, die für die Erstellung dieses Modells getroffen wurden und den daraus resultierenden Unsicherheiten für das Ergebnis, sollen im Folgenden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Ziel dieser Analysen ist es einerseits die Auswirkungen der Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung zu quantifizieren und andererseits mit Hilfe einer Hochskalierung der Transparenzdaten der EEX eine Abschätzung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen zu treffen.

6.1.1 CO₂-Emissionsreduktionen ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung

Die Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung basiert auf der in Kapitel 5.2 erläuterten Methodik mit dem Unterschied, dass die hochfahrbare Leistung der konventionellen Kraftwerke exakt der Differenz zwischen der verfügbaren und der tatsächlichen Leistung entspricht. Die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung wird daher nicht berücksichtigt. Eine Ausnahme bildet die Kernenergie, bei der ein durchgängiger Minderungsfaktor der verfügbaren Leistung in jeder Stunde von 700 MW im Jahr 2010 und jeweils 600 MW in 2011 und 2012 beibehalten wird, da nur so die tatsächlich durch die regenerativen Energiequellen vermiedene Leistung quantifiziert werden kann, weil Datenunsicherheiten minimiert werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14 Prozentuale Anteile der Verdrängung ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung nach Energiequellen von 2010-2012

Energiequellen:	Verdrängung 2010	Verdrängung 2011	Verdrängung 2012
Heizöl	3,3%	4,0%	4,3%
Erdgas	31,1%	34,3%	42,4%
Steinkohle	50,9%	45,1%	38,1%
Braunkohle	12,5%	15,7%	14,0%
Kernenergie	2,1%	1,0%	1,1%

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Tabelle 14 zeigt im Vergleich mit Tabelle 12, dass die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung bewirkt, dass die prozentuale Verdrängung von Braunkohle gemindert wird, während die Verdrängung von Steinkohle und Erdgas ohne die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung tendenziell höher ist. Die verdrängte Leistung von Kernenergie entspricht der verdrängten Leistung, die mit Berücksichtigung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung ermittelt wurde, lediglich der prozentuale Anteil an der gesamten Verdrängung hat sich leicht verändert. Insgesamt wurden anhand dieser Berechnungsmethode unter Verwendung der Transparenzdaten der EEX im Jahr 2010 54,1 Mio. t CO₂ durch regenerative Energiequellen vermieden, im Jahr 2011 59,6 Mio. t CO₂ und im Jahr 2012 59,2 Mio. t CO₂ (EEX a; EEX b; EEX f; AG Energiebilanzen; UBA 2011 Anhang 2, S.1; UBA 2012 Anhang 2, S.1; Öko-Institut 2011; eigene Berechnungen). Die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung in der Berechnung führt demnach zu einer Minderung der CO₂-Emissionsreduktionen um 4,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2010. Im Jahr 2011 und 2012 führte die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung etwa zu einer Minderung der CO₂-Emissionsreduktionen von jeweils etwa 5 Mio. t CO₂.

6.1.2 Quantifizierung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen durch Skalierung der Transparenzdaten der EEX

Die Hochskalierung der Transparenzdaten der EEX soll eine Abschätzung der insgesamt vermiedenen CO₂-Emissionsreduktionen in den Jahren 2010-2012 ermöglichen. Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, entsprechen die durch Hochskalierung der Daten ermittelten CO₂-Emissionsreduktionen nicht den exakten CO₂-Emissionsreduktionen, da die

Erzeugungprofile der Anlagen, die nicht an die EEX melden, nicht exakt mit denen übereinstimmen, die an die EEX melden. Trotz dieser Unsicherheiten kann so eine Abschätzung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen getroffen werden. Zusätzlich kann überprüft werden, wie gut die entwickelte Methode die tatsächlichen CO₂-Emissionsreduktionen abbildet, wenn alle Kraftwerke ihre Erzeugung an die EEX melden würden.

Die Skalierung basiert auf dem in Tabelle 4 vorgenommenen Vergleich der Nettostromerzeugung der Daten der EEX und Daten des Statistischen Bundesamtes. Jede konventionelle Energiequelle wird einzeln für jedes Jahr hochskaliert. Die regenerativen Energiequellen werden, außer Laufwasser, nicht hochskaliert, da der Abdeckungsgrad der regenerativen Energiequellen sehr hoch ist. Laufwasser wird, wie auch in der Hauptberechnung, durch einen Vergleich mit der Nettostromerzeugung in jedem Jahr hochskaliert. Bei der Skalierung der konventionellen Kraftwerke werden jeweils die tatsächliche und die verfügbare Leistung mit demselben Faktor skaliert.

Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bei dieser Berechnung entspricht der Stromerzeugung die auch bei der Berechnung ohne Skalierung der Daten der konventionellen Energiequellen verwendet wurde (siehe Tabelle 10).

Tabelle 15 Skalierungsfaktoren der EEX Transparenzdaten für die Jahre 2010-2012

	Skalierungsfaktor		
	2010	2011	2012
Energiequellen:			
Mineralöl	2,605	3,033	3,033
Gase	5,159	4,136	4,136
Steinkohle	1,694	1,702	1,702
Braunkohle	1,021	1,050	1,050
Kernenergie	1,005	1,003	1,003

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen

Tabelle 16 Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen von 2010-2012 mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX

	2010	2011	2012
regenerative Energiequellen:	g CO ₂ /kWh _{el}		
Wind	708,5	709,8	662,7
PV	593,5	538,4	486,1
Biomasse	687,1	699,1	643,9
Laufwasser	730,8	703,9	652,4

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, Statistisches Bundesamt 2012, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, eigene Berechnungen

Tabelle 16 zeigt, dass die Vermeidungsfaktoren mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Vergleich mit den Vermeidungsfaktoren ohne Skalierung (vgl. Tabelle 11) deutlich höher sind. Diese Daten entsprechen daher eher den tatsächlichen Vermeidungsfaktoren, auch wenn diese Daten gewisse Unsicherheiten aufgrund der Skalierung beinhalten. In der folgenden Tabelle sind die gesamten Vermeidungsfaktoren aufgeführt.

Tabelle 17 Vermeidungsfaktor mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX für die Jahre 2010-2012

	spezifische CO ₂ - Emissionsreduktionen 2010	spezifische CO ₂ - Emissionsreduktionen 2011	spezifische CO ₂ - Emissionsreduktionen 2012
	g CO ₂ /kWh _{el}		
gesamt:	693,8	677,0	617,1

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, Statistisches Bundesamt 2012, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, eigene Berechnungen

Insgesamt ergeben sich mit diesen Daten CO₂-Emissionsreduktionen von etwa 64,5 Mio. t CO₂ im Jahr 2010, von etwa 74,2 Mio. t CO₂ im Jahr 2011 und von etwa 78,0 Mio. t im Jahr 2012. Bei der Berechnung dieser Ergebnisse werden die Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Regelleistung berücksichtigt (siehe Kapitel 5.2.2).

Tabelle 18 Prozentuale Anteile der Verdrängung mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX nach Energiequellen von 2010-2012

Energiequellen:	Verdrängung 2010	Verdrängung 2011	Verdrängung 2012
Heizöl	0,3%	0,8%	1,1%
Erdgas	31,7%	37,2%	48,6%
Steinkohle	57,9%	50,3%	40,5%
Braunkohle	8,4%	11,0%	9,0%
Kernenergie	1,8%	0,8%	0,8%

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, Statistisches Bundesamt 2012, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, eigene Berechnungen

Tabelle 18 zeigt die prozentualen Anteile der Verdrängung mit Skalierung der Transparenzdaten. Hier zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie bei den prozentualen Anteilen der Verdrängung ohne Skalierung der Transparenzdaten (siehe Tabelle 12). Während die Verdrängung von Heizöl und Erdgas ansteigt, sinkt die Verdrängung von Steinkohle. Die Verdrängung von Braunkohle ist in allen betrachteten Jahren relativ konstant. Der Anteil von Kernenergie an der Verdrängung sinkt von 2010 auf 2012 um etwa ein Prozent ab.

Die in dieser Arbeit generierten Ergebnisse basieren auf einem vereinfachten Modell. Bei einem Vergleich der Ergebnisse (mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX) mit denen des Fraunhofer ISI, die durch das BMU veröffentlicht wurden, wird deutlich, dass gewisse Unterschiede bestehen. Im Jahr 2011 lag der gesamte Vermeidungsfaktor, der vom BMU veröffentlicht wurde, bei 660 g CO₂/kWh_{el}, wobei diese Daten nicht auf aktuellen Ergebnissen basieren (BMU 2012a, S.31). Der in dieser Arbeit durch Skalierung der Transparenzdaten der EEX ermittelte gesamte Vermeidungsfaktor ist im Jahr 2011 mit etwa 677 g CO₂/kWh_{el} etwas höher, aber in einem vergleichbaren Bereich. Dies zeigt, dass die entwickelte Berechnungsmethode sehr gute Ergebnisse generiert, die mit steigender Anzahl an die EEX meldender Unternehmen genauere Ergebnisse ausgibt.

Im folgenden Kapitel soll ein genauerer Vergleich der mit dieser einfachen Methode ermittelten Ergebnisse mit den Ergebnissen des BMU vorgenommen werden.

6.2 Vergleich der Ergebnisse mit denen des BMU

Durch die Entwicklung dieses Modells wurde eine einfache Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung erstellt. Dieses Modell erhebt jedoch nicht den Anspruch auf eine vollständige Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen, da in diesem Modell keine aufwändige Simulation des Kraftwerkparks vorgenommen wird, für einige Faktoren Abschätzungen und Annahmen getroffen wurden (z.B. die Merit-Order, die nicht-verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung, konstante Importe/Exporte) und die Daten auf den EEX Transparenzdaten basieren, deren Abdeckungsgrad der konventionellen Kraftwerke unter 50% liegt (vgl. Kapitel 5.1). Dennoch können durch Skalierung der Transparenzdaten der EEX sehr gute Ergebnisse ausgegeben werden, die in Tabelle 19 mit den Ergebnissen des BMU verglichen werden.

Tabelle 19 Vermeidungsfaktoren regenerativer Energiequellen von 2010-2012 mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX und Ergebnissen des BMU

	2010	2011	2012	2011
	eigene Berechnungen			BMU
regenerative Energiequellen:	g CO ₂ /kWh _{el}			g CO ₂ -Äq./kWh _{el}
Wind	708,5	709,8	662,7	721,0
PV	593,5	538,4	486,1	664,0
Biomasse	687,1	699,1	643,9	672,8
Laufwasser	730,8	703,9	652,4	779,0

Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, UBA 2011 Anhang 2 S.1, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011, Statistisches Bundesamt 2012, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, BMU 2012a, S.30, eigene Berechnungen

Der Vermeidungsfaktor des BMU für Biomasse wurde durch Mittelwertbildung der verschiedenen Vermeidungsfaktoren für Biomasse des BMU gebildet.

Die Daten in Tabelle 19 zeigen, dass gewisse Unterschiede zwischen den Ergebnissen des Fraunhofer ISI und denen dieser Methode bestehen. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse des Fraunhofer ISI, die vom BMU veröffentlicht wurden, in CO₂-Äquivalenten angegeben sind. Außerdem basieren die Ergebnisse des BMU (BMU 2012a, S.30) nicht auf aktuellen Ergebnissen des Fraunhofer ISI (siehe Kapitel 4.2). Ein direkter Vergleich der Ergebnisse ist daher nicht möglich.

In der Tendenz wären die Ergebnisse des BMU etwas niedriger, wenn nur die CO₂-Emissionen betrachtet werden würden. Dennoch kann ein ungefährender Vergleich der Daten vorgenommen werden, der zeigt, dass die Ergebnisse, die mit diesem einfachen Modell

generiert wurden, in einem ähnlichen Bereich liegen wie Ergebnissen des Fraunhofer ISI. Dies bedeutet, dass das in dieser Arbeit entwickelte Modell sehr gute Ergebnisse generiert. Gewisse Unterschiede der Ergebnisse sind auch durch die unterschiedlichen Berechnungsmethoden zu erklären. So werden in diesem Modell im Vergleich stärker Kernenergie, Erdgas und Heizöl verdrängt.

Besonders gut ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei einem Vergleich des gesamten Vermeidungsfaktors des BMU mit dem gesamten Vermeidungsfaktor dieses einfachen Modells ersichtlich. Dieser Vergleich wurde schon im vorherigen Kapitel vorgenommen.

Es ist daher nicht notwendig einen Anpassungsfaktor zu den Daten des BMU zu entwickeln, um die Ergebnisse dieses einfachen Modells zu verbessern. Zumal ein solcher Faktor mit den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Daten nicht belastbar wäre.

Ein direkter Vergleich der Ergebnisse kann erst nach der Veröffentlichung der Ergebnisse für die Jahre 2010 und 2011 durch das Fraunhofer ISI vorgenommen werden.

6.3 Kritische Reflektion der Berechnungsmethode

Die in dieser Arbeit entwickelte Berechnungsmethode zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch regenerative Energiequellen stellt ein einfaches Modell dar, mit dessen Hilfe eine gute Abschätzung der CO₂-Emissionsreduktionen mit einem geringen Zeitaufwand getroffen werden kann. Eine exakte Berechnung der CO₂-Emissionfaktoren ist mit diesem Modell jedoch schwierig, da hier keine Märkte simuliert werden können und die Datenbasis (die Transparenzdaten der EEX) zum jetzigen Zeitpunkt einen niedrigen Abdeckungsgrad hat. Da die Daten für die Berechnung auf den Transparenzdaten der EEX beruhen, werden so nur an die EEX meldende Kraftwerke erfasst. Ein wichtiger Faktor dabei ist, dass aufgrund der Unterschiede des Abdeckungsgrades der einzelnen konventionellen Energien leichte Ungenauigkeiten bei den Ergebnissen generiert werden. Durch Skalierung der Daten können die Ungenauigkeiten des niedrigen Abdeckungsgrades minimiert und die gesamten CO₂-Emissionsreduktionen besser berechnet werden. Allerdings beinhaltet die Skalierung auch einige Ungenauigkeiten. So wird im Vergleich mit den Ergebnissen des Fraunhofer ISI mehr Erdgas verdrängt (vgl. Kapitel 3.4 und Kapitel 6). Außerdem wird anhand dieser Berechnungsmethode deutlich, dass die Verdrängung von Kernkraftwerken in den Jahren 2010-2012 keinesfalls mehr vernachlässigt werden kann, da die verdrängte Leistung dieser Kraftwerke (mit Skalierung der Transparenzdaten der EEX) je nach Berechnungsjahr 0,8-1,8% der insgesamt verdrängten Stromerzeugung ausmacht, wobei dieser Wert speziell im Jahr 2010 und 2011 Unsicherheiten enthält, die im Verlauf der Arbeit

schon genauer erläutert wurden. Ob die Verdrängung von Kernenergie bei der Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen für die Jahre 2010 und 2011 vom Fraunhofer ISI berücksichtigt wird, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht festgestellt werden, da die neue Studie des Fraunhofer ISI mit Ergebnissen für die Jahre 2010 und 2011 noch nicht veröffentlicht wurde.

Trotz der Verwendung eines einfachen Modells unterscheidet sich der gesamte Vermeidungsfaktor, der durch die neue Berechnungsmethode mit Skalierung berechnet wurde, nur unwesentlich von dem des Fraunhofer ISI (vgl. Kapitel 3.4 und Kapitel 6).

Weiterhin umfasst die entwickelte Berechnungsmethode keine genaue Betrachtung der Merit-Order, sondern es wird eine vereinfachte Merit-Order verwendet. Auch für die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung mussten Annahmen getroffen werden. Besonders die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung muss für eine exakte Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen noch weiter analysiert werden. Eine derartige Analyse ist in dieser Arbeit jedoch nicht möglich und muss in einer separaten Studie erfolgen. Auch die Emissionen der Importe und Export müssen noch einmal in einer separaten Arbeit quantifiziert werden, da eine Variation der Höhe der Exporte mit dieser Methode nicht möglich ist. So wird in diesem Modell angenommen, dass die Exporte auch bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen konstant geblieben wären. Die Verwendung dieses Modells impliziert auch, dass die Anfahrts- bzw. Abfahrtszeiten der Kraftwerke nicht berücksichtigt werden können.

Der niedrige Abdeckungsgrad der freiwillig an die EEX meldenden Unternehmen bewirkt zurzeit, dass nicht die gesamten CO₂-Emissionsreduktionen auf Basis der realen Einspeiseprofile berechnet werden können. Gleichzeitig stellt dies jedoch auch ein Potential für die Zukunft dar: Da die Anzahl der an die EEX meldenden Unternehmen jährlich steigt, sinkt die Unsicherheit, die durch den momentan „unvollständigen“ Datensatz hervorgerufen wird. Dies bewirkt, dass das entwickelte Modell jährlich verbesserte Ergebnisse generieren wird.

Trotz der Unsicherheiten bezüglich der Daten und der Annahmen stellt die entwickelte Methode ein gutes Modell für die vorläufige Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen dar, da die Berechnung wenig zeitaufwändig ist und die Daten frei verfügbar sind. Des Weiteren werden die Einspeiseprofile der Energiequellen durch die Verwendung realer Stromerzeugungsdaten berücksichtigt. Aufgrund der einfachen Struktur können auch die

Auswirkungen verschiedener Faktoren dargestellt werden, ohne dass aufwändige Prozessläufe gestartet werden müssen. Ergänzend bietet das Modell die Möglichkeit, die Emissionen einzelner Monate, Tage und sogar Stunden anzugeben.

Die neue Berechnungsmethode ermöglicht es außerdem, schon im ersten Quartal eines Jahres eine Analyse der CO₂-Emissionsreduktionen des Vorjahres vorzunehmen, so dass auch bei einer Veränderung des Kraftwerkparcs innerhalb einer geringen Zeitspanne die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionsreduktionen berechnet werden können.

7 Schlussfolgerung

Zusammenfassend stellt die entwickelte Methode eine gute Möglichkeit dar, die CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung zu quantifizieren. Aufgrund der einfachen Methode können die CO₂-Emissionsreduktionen mit geringem Arbeitsaufwand berechnet und bei Bedarf sogar in stündlicher Auflösung angegeben werden. Die neue Methode ermöglicht eine hohe Transparenz der verwendeten Daten und der Berechnung, und die Auswirkungen von politischen wie marktgetriebenen Effekten in der Stromerzeugung können gut dargestellt werden.

Die Verwendung der EEX Transparenzdaten als Basis für die Berechnungsmethode impliziert einerseits eine transparente Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen, da die Methode auf den sehr soliden Grunddaten der Ist-Stromerzeugung aus regenerativen und konventionellen Energiequellen basiert. Andererseits können aufgrund des niedrigen Abdeckungsgrades der Transparenzdaten die CO₂-Emissionsreduktionen zurzeit ohne eine Skalierung der Daten nicht vollständig berechnet werden. Das Problem des niedrigen Abdeckungsgrades wird jedoch in der Zukunft verringert, da regelmäßig neue Kraftwerke ihre Leistung an die EEX melden.

Einige in der Arbeit verwendete Faktoren müssen jedoch noch in weiteren Arbeiten genauer spezifiziert werden, um die Ergebnisse zu verbessern. So beruht die Einordnung der nicht-verfügbaren Kraftwerksleistung aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung auf Annahmen und Abschätzungen, da zu diesem Thema keine ausreichenden Studien vorliegen. Weiterhin können Veränderungen der Importe und Exporte bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen nicht dargestellt werden, da sie marktgetrieben sind und der Markt in diesem Modell nicht abgebildet werden kann. Auch werden eventuelle Fehlmeldungen der EEX direkt ins Modell übertragen. Diese sind schwer zu quantifizieren, weshalb nur eine ansatzweise Korrektur der offensichtlichen Fehlmeldungen für Kernenergie im Jahr 2012 möglich war (siehe Kapitel 5.1).

Insgesamt zeigen die Ergebnisse (mit Skalierung der Transparenzdaten), dass das Modell gut dafür geeignet ist, die CO₂-Emissionsreduktionen zu berechnen. Und mit steigendem Abdeckungsgrad kann der Skalierungsfaktor gesenkt werden, wodurch Unsicherheiten gemindert und die generierten Ergebnisse exakter werden.

8 Referenzen

8.1 Literatur

- 50 Hertz (n.d.): Energiebeschaffung: Regelenergie: http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/132.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCQ=SID-C092DE4B-906F9B2B, Stand 15.01.2013.
- Amprion GmbH (n.d.): Marktplattform: Regelenergie: Beschaffung von Regelleistung und – energie in Deutschland. Online abgerufen: <http://www.amprion.net/systemdienstleistungen-regelenergie>, Stand 29.01.2013.
- BMU (2011): Geothermische Stromerzeugung – Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Stand Mai 2011.
- BMU (2012a): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juli 2012. Online abgerufen: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf, Stand 05.01.2013.
- Bredberg, I. et al. (2012): Statusbericht zur Kernenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland 2011: Fachbereich Sicherheit in der Kerntechnik. Herausgeber: Bundesamt für Strahlenschutz. Salzgitter, August 2012. Online abgerufen: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0221-201207259011> , Stand 12.02.2013.
- Bund der Energieverbraucher (n.d.). Online abgerufen: http://www.energieverbraucher.de/de/Umwelt-Politik/Umwelt-und-Klima/GEMIS-Projekt/site_661/, Stand: 18. 01 2013.
- Bundesministerium der Justiz (2013): Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV) § 1 Abs. 1 Satz 1. Online abgerufen: <http://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechav/index.html>, Stand, 11.02.2013.
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2013): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Online abgerufen: <http://www.eeg-aktuell.de/das-eeg/>, Stand 30.01.2013.
- Burkhardt, J. et al. 2007: „CO₂-Emissionen der Stromerzeugung – Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken“. BWK – *Das Energie-Fachmagazin – Ausgabe 10-2007*. Springer-VDI Verlag.
- Deutscher Bundestag (2007): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 16/6272. 19.10.2007. Online abgerufen: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/067/1606747.pdf>, Stand 05.02.2013.
- Deutsches Atomforum e.V. (2011): International Journal for Nuclear Power: Betriebsergebnisse 2010. Online abgerufen: <http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/service/604atw-betriebsergebnisse-kkw2010.pdf> , Stand 11.02.2013.

- Diekmann, J. et al. (2007): Fachgespräch zum “Merit-Order-Effekt”: Abgestimmtes Thesenpapier. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 07.09.2007. Online abgerufen: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/thesenpapier_meritordereffekt.pdf , Stand 15.02.2013.
- FfE 2011: Basisdaten von Energieträgern: Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie. Herausgeber: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 07. Februar 2011. Online abgerufen: <http://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/186>, Stand 10.02.2013.
- Fraunhofer IWES (2012): Pressemitteilung: Regelenergie durch Windenergieanlagen. Kassel, 22.05.2012. Online abgerufen: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2012/regelenergie_durchwindenergieanlagen.html , Stand 10.02.2013.
- Grein, A. (n.d.): Erneuerbare Energien auf dem Regelmarkt. TU Berlin. Online abgerufen: http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/NeueEntwicklungen/WS2008/20081114_Regelenergie_Grein_Vortrag.pdf , Stand 05.02.2013.
- Hobohm, J. et al. (2012): Endbericht: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Herausgeber: Prognos AG, im Auftrag des Vereins der Kohlenimporteure e.V., Berlin, 07. November 2012.
- IINAS (2013): Online abgerufen: <http://www.iinas.org/gemis-de.html>, Stand 24.01.2013.
- Klobasa, M., und Ragwitz, M. (2005): Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Herausgeber: Fraunhofer ISI. Karlsruhe, Januar 2005.
- Klobasa, M. et al. (2009): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 – Gutachten, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Herausgeber: Fraunhofer ISI. Karlsruhe, Februar 2009.
- Klobasa, M., und Sensfuß, F. (2011): CO₂-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). Herausgeber: Fraunhofer ISI. Karlsruhe, März 2011.
- Loreck, C. et al. (2013): Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern - Analyse für Greenpeace Deutschland. Herausgeber: Öko-Institut. Berlin, 31. Januar 2013.
- Memmler, M. et al. (2009): Climate Change 12/2009 - Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. Herausgeber: Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Oktober 2009.
- TOPTEXT (2011): Deutschland: Moratorium 2011. Online abgerufen: <http://www.moratorium2011.de/deutschland/moratorium2011.html>, Stand 05.02.2013.
- Regelleistung (2012 a): Über Regelleistung: Technische Aspekte. Online abgerufen: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/techaspects>, Stand 14.01.2012.

- Regelleistung (2012 b): Ausschreibungen: Übersicht/Ergebnisse. Online abgerufen: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public;jsessionid=p1yLQ1JTpzpQvJ63q0vndzTLykn5ZQL12HLD4fYjZ1L8FLLQVD!2088401746!-1644471440>, Stand 14.01.2012.
- Regelleistung (2012 c): Ausschreibungen: Hinweise zum Bedarf. Online abgerufen: <https://www.regelleistung.net/ip/action/dimensionierung>, Stand 23.01.2013.
- Sensfuß, F. (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2010. Herausgeber: Fraunhofer ISI. Karlsruhe, 4. November 2011.
- Swider, Derk Jan (2006): Handel an Regelenergie- und Spotmärkten. Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. 10. April 2006. Online abgerufen: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/PhDdefense_handout.pdf, Stand, 23.01.2013.
- Türkucar, Tuncay (2006): Der Deutsche Regelenergiemarkt und die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber – Intensiv Seminar: Ausgleichs- und Regelenergie für Strom und Gas- Berlin, 09.02.2006. Online abgerufen: <http://e-bridge.nl/fileadmin/templates/downloads/DE/regelenergie.pdf>, 23.01.2013.
- UBA (2011): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2010: Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“. Dessau-Roßlau, August 2011. Online abgerufen: http://www.leader-alpenvorland.at/gemeindeamt/download/223420661_1.pdf, Stand 06.02.2013.
- UBA (2012): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2011: Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“. Dessau-Roßlau, Dezember 2012. Online abgerufen http://www.umweltdaten.de/publikationen/weitere_infos/3761-1.pdf, Stand 06.02.2013.
- ## 8.2 Datenbasen
- AG Energiebilanzen: Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2012 (TWh) Deutschland insgesamt. Online abgerufen: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>, Stand 02.01.2013.
- BMU (2012 b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand Juli 2012. Online abgerufen: <http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/>, Stand 15.01.2013.
- BSW-Solar (2012): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Online abgerufen: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf, Stand 18.02.2013.
- Bundesnetzagentur (2013a): Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze: Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen. Online abgerufen: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html;jsessionid=B9C2D71F1B75535BC06B3564B5AD0983#doc149586bodyText1, Stand 08.02.2013.

- Bundesnetzagentur (2013b): Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze: Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen: Archivierte Datenmeldungen. Online abgerufen: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html, Stand 08.02.2013.
- EEX a: Transparency in Energy Markets: Freiwillige Selbstverpflichtung der Marktteilnehmer: Verfügbare Erzeugungskapazitäten. Leipzig. Online abgerufen: <http://www.transparency.eex.com/de/freiwillige-veroeffentlichungen-marktteilnehmer/stromerzeugung/verfuegbare-erzeugungskapazitaet>, Stand 10.01.2013.
- EEX b: Transparency in Energy Markets: Freiwillige Selbstverpflichtung der Marktteilnehmer: Erzeugung des Vortages. Leipzig. Online abgerufen: <http://www.transparency.eex.com/de/freiwillige-veroeffentlichungen-marktteilnehmer/stromerzeugung/Erzeugung-des-Vortages>, Stand 10.01.2013.
- EEX c: Transparency in Energy Markets: Information: Meldende Unternehmen. Online abgerufen: http://www.transparency.eex.com/de/Information/meldende_unternehmen.
- EEX d: Transparency in Energy Markets: Informationen: Glossar. Online abgerufen: <http://www.transparency.eex.com/de/Information/glossar>, Stand 10.01.2013.
- EEX e: Transparency in Energy Markets: Gesetzliche Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig. Online abgerufen: <http://www.transparency.eex.com/de/>, Stand 10.01.2013.
- EEX f: Transparency in Energy Markets: Gesetzliche Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber: Tatsächliche Produktion Wind und Solar. Leipzig. Online abgerufen: <http://www.transparency.eex.com/de/>, Stand 10.01.2013.
- EPEX-Spot: Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX-Spot Auktionsmarkt. Leipzig.
- ENTSO-E a: Balance Area Profile: Total load. Brussels. Online abgerufen: <https://www.entsoe.net/default.aspx>.
- ENTSO-E b: Congestion management: Operational. Final Cross-border Schedules. Brussels. Online abgerufen: <https://www.entsoe.net/default.aspx>.
- OECD/IEA (2008): ENERGY EFFICIENCY INDICATORS FOR PUBLIC ELECTRICITY PRODUCTION FROM FOSSIL FUELS – IEA Information paper. July 2008. Online abgerufen: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/En_Efficiency_Indicators.pdf, Stand 21.01.2013.
- OECD/IEA (2012): IEA Statistics: Electricity Information 2012: <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6112141e.pdf?expires=1358770477&id=id&accname=ocid56027324&checksum=EFBA1769B589C8C2CA4DF74D89B01E33> . Stand 21.01.2013.
- Öko-Institut (2011): „GEMIS-Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme Version 4.7“: Daten für Kernenergie. Öko-Institut e.V. 2011.

Statistisches Bundesamt (2012): GENESIS-Online Datenbank: Tabellen:

Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Jahre, Energieträger. Online abgerufen: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=E16424DED22E208C572404BBE20818F5.tomcat_GO_1_1?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1360585268796&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=43311-0001&auswahltext=&auspraegungen1=Zeit+ausw%C3%A4hlen , Stand 11.02.2013.

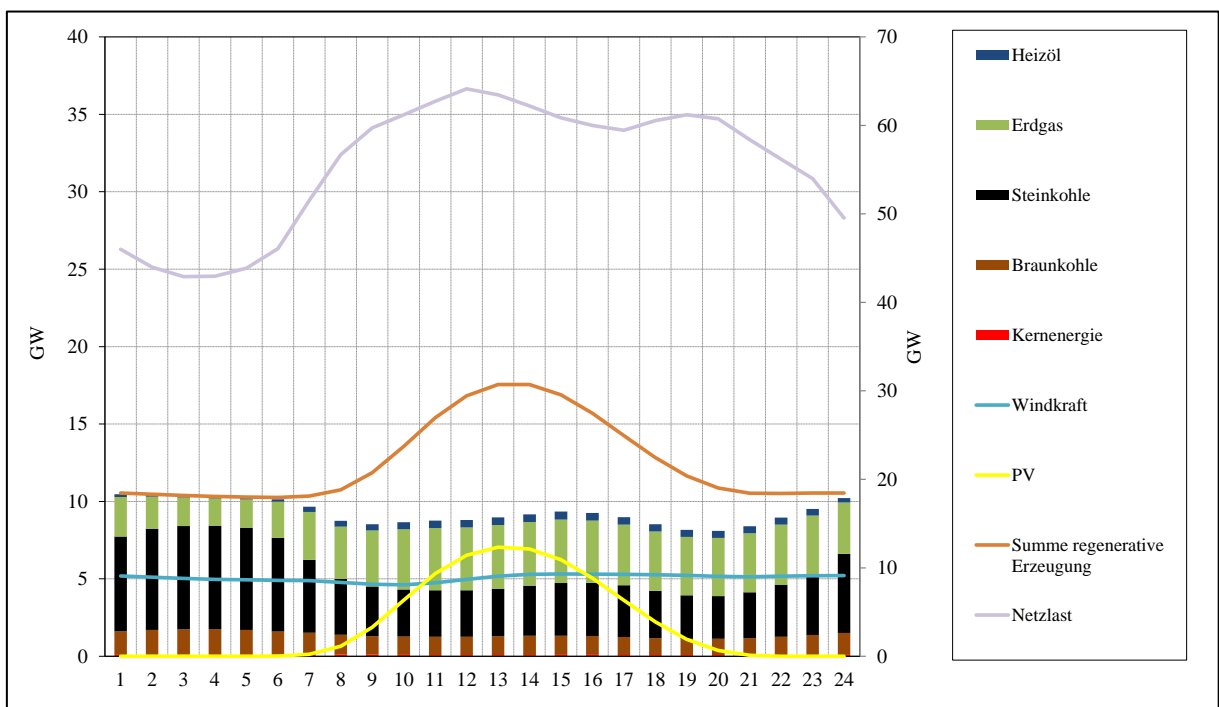
ZSW (2012): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012. Stand Dezember 2012. Herausgeber: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg. Hamburg, 18.12.2012.

Anhang

A.1 Verdrängung konventioneller Energiequellen im Tagesdurchschnitt

Die folgenden Abbildungen verdeutlichen, ergänzend zu Kapitel 5.3.2, die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke durch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Die Darstellung als Tagesdurchschnitt wurde gewählt, um den Zusammenhang zwischen der verdrängten Leistung und der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen zu verdeutlichen. Zusätzlich wurde die Netzlast in der Abbildung abgetragen, die auf der sekundären y-Achse abgelesen werden muss.

Abbildung 14 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach den Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2011



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, ENTSO-E a, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

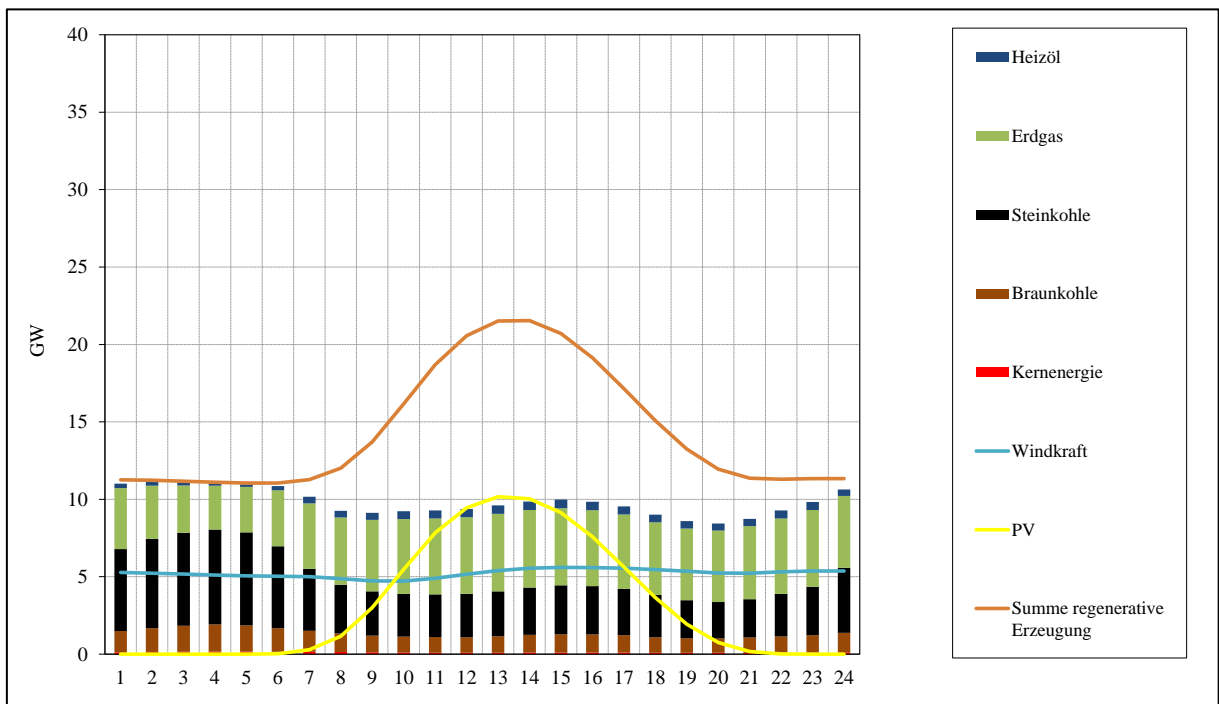
Theoretisch entspricht die gesamte Fläche unter der Kurve der Summe der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen der verdrängten Leistung.

Die Differenz zwischen der Leistung aus regenerativen Energiequellen und der verdrängten Leistung, die in der Abbildung speziell während der Stunden 8 bis 22 Uhr zu beobachten ist, ist folgendermaßen zu erklären:

Durch die Verwendung der EEX Transparenzdaten, die aufgrund des niedrigen Abdeckungsgrades der freiwilligen Meldungen nicht alle Kraftwerke des derzeitigen

Kraftwerksparks Deutschlands berücksichtigen, entspricht die durch konventionelle Kraftwerke hochfahrbare Leistung oft nicht der Leistung, die in derselben Stunde durch regenerative Energiequellen erzeugt wurde. Die Abbildung zeigt weiterhin, dass die verdrängte Leistung zur Mittagszeit am höchsten sein müsste, da zu dieser Zeit im Tagesdurchschnitt die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen am höchsten ist. Wie die Abbildung zeigt, ist im Tagesdurchschnitt auf Basis der Transparenzdaten der EEX zur Mittagszeit jedoch nicht genug hochfahrbare Leistung verfügbar, um die Nachfrage decken zu können. Zum Vergleich ist in Abbildung 15 die Verdrängung im Tagesdurchschnitt im Jahr 2012 abgebildet. In diesem Jahr hat sich die Differenz zwischen der tatsächlich verdrängten Leistung und der theoretisch zu verdrängenden Leistung im Vergleich zu 2011 noch gesteigert. Dies kann durch den Zubau regenerativer Energiequellen begründet werden, während sich der Abdeckungsgrad der Transparenzdaten der EEX kaum verändert hat.

Abbildung 15 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach den Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2012

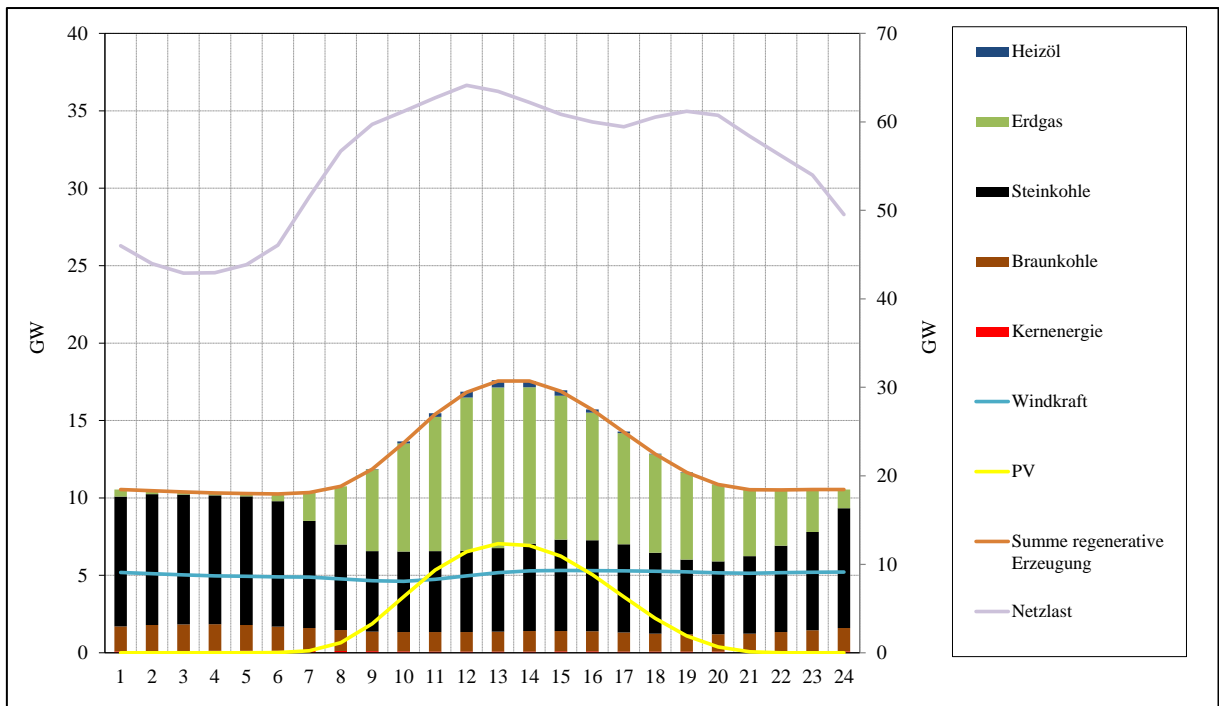


Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

Die in der Sensitivitätsanalyse verwendete Skalierung der Transparenzdaten der EEX und die daraus resultierende Verdrängung konventioneller Kraftwerke in den Jahren 2011 und 2012 sind in Abbildung 16 und Abbildung 17 abgebildet. Die Abbildungen bestätigen, dass die Differenz zwischen der verdrängten Leistung und der Leistung aus regenerativen

Energiequellen (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15) maßgeblich auf den niedrigen Abdeckungsgrad der Transparenzdaten der EEX zurückzuführen ist.

Abbildung 16 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2011

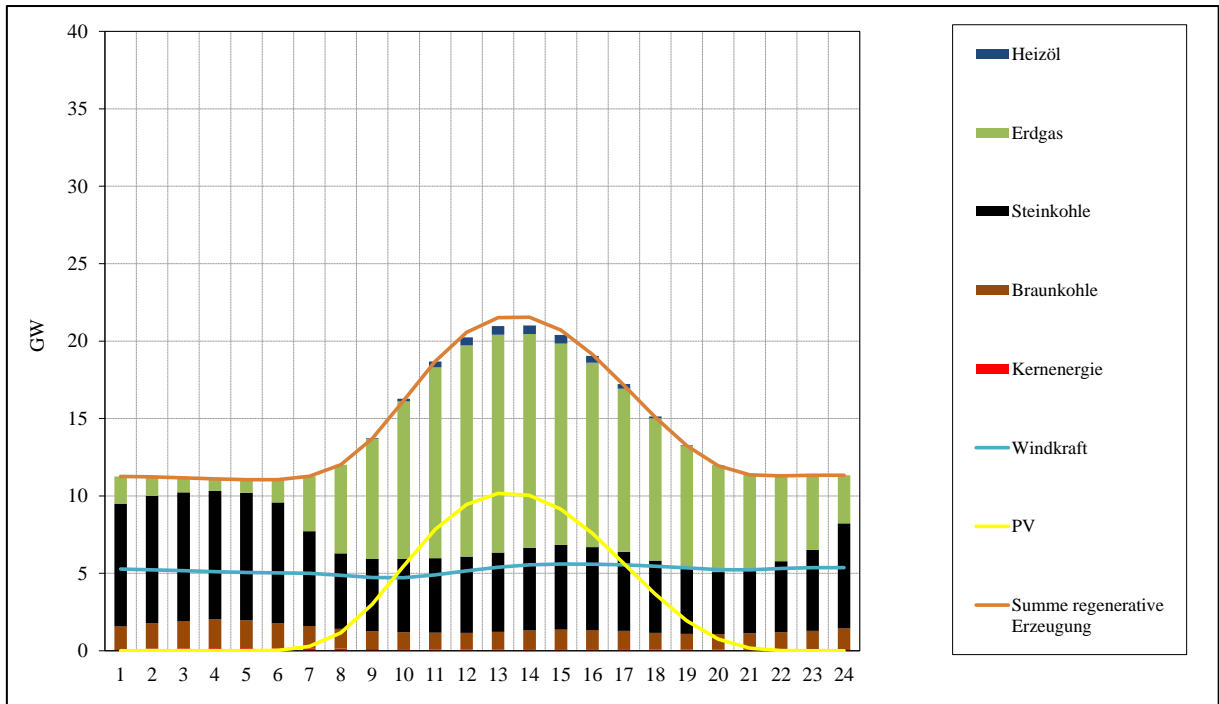


Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, ENTSO-E a, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

Die Abbildungen zeigen, dass durch die Skalierung der Transparenzdaten der EEX fast immer ausreichend hochfahrbare Leistung vorhanden ist, um die Nachfrage zu decken und es zu einer Verschiebung der verdrängten Kraftwerke kommt (im Vergleich zur Verdrängung ohne Skalierung der Daten). Während Kernenergie und Braunkohle im Tagesdurchschnitt weiterhin in geringer Form als Band verdrängt werden, ist die verdrängte Leistung aus Steinkohle stark angestiegen. Aufgrund der Merit-Order wären bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen nach den Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken die Steinkohlekraftwerke hochgefahren worden. Die Abbildungen zeigen, dass die zusätzlich hochfahrbaren Leistungen von Kernkraft-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken im Tagesdurchschnitt besonders in den frühen Morgen- und sehr späten Abendstunden ausgereicht hätten, um die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen abzudecken. In diesen Stunden wurde demnach kaum Erdgas und nur ein minimaler Anteil Heizöl verdrängt. Gleichzeitig wird im Tagesdurchschnitt durch die Skalierung der Transparenzdaten der EEX während der

Mittagsstunden mehr Erdgas verdrängt. Der Anteil der verdrängten Leistung aus Heizöl ist während der Mittagsstunden mit und ohne Skalierung der Daten etwa gleich.

Abbildung 17 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt in Deutschland im Jahr 2012



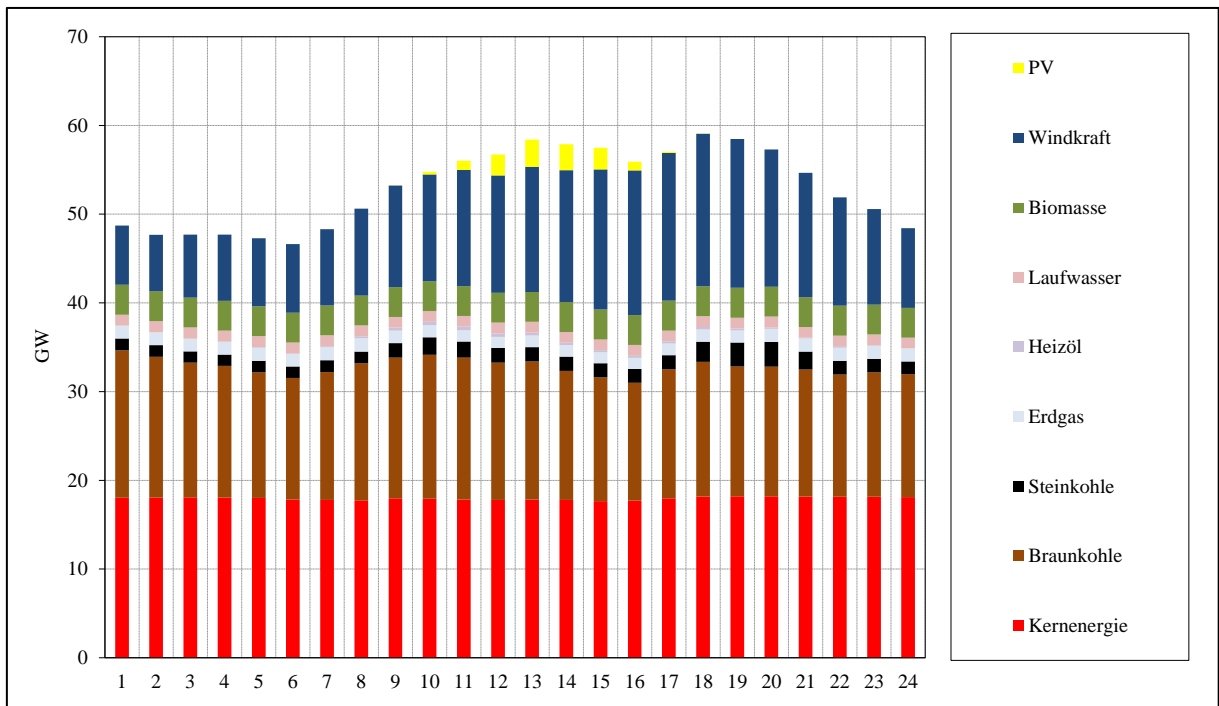
Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

Die Skalierung der Transparenzdaten der EEX impliziert demnach nicht nur eine Steigerung der gesamten CO₂-Emissionsreduktionen, sondern auch eine Verschiebung der Anteile der verdrängten Leistung.

A.2 Spezialanalyse Verdrängung

Im folgenden Abschnitt werden weitere vertiefende Analysen vorgenommen. Diese zeigen die genauen Auswirkungen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf die Netto-Exporte, sowie die Auswirkungen auf die Stromerzeugung konventioneller Energiequellen.

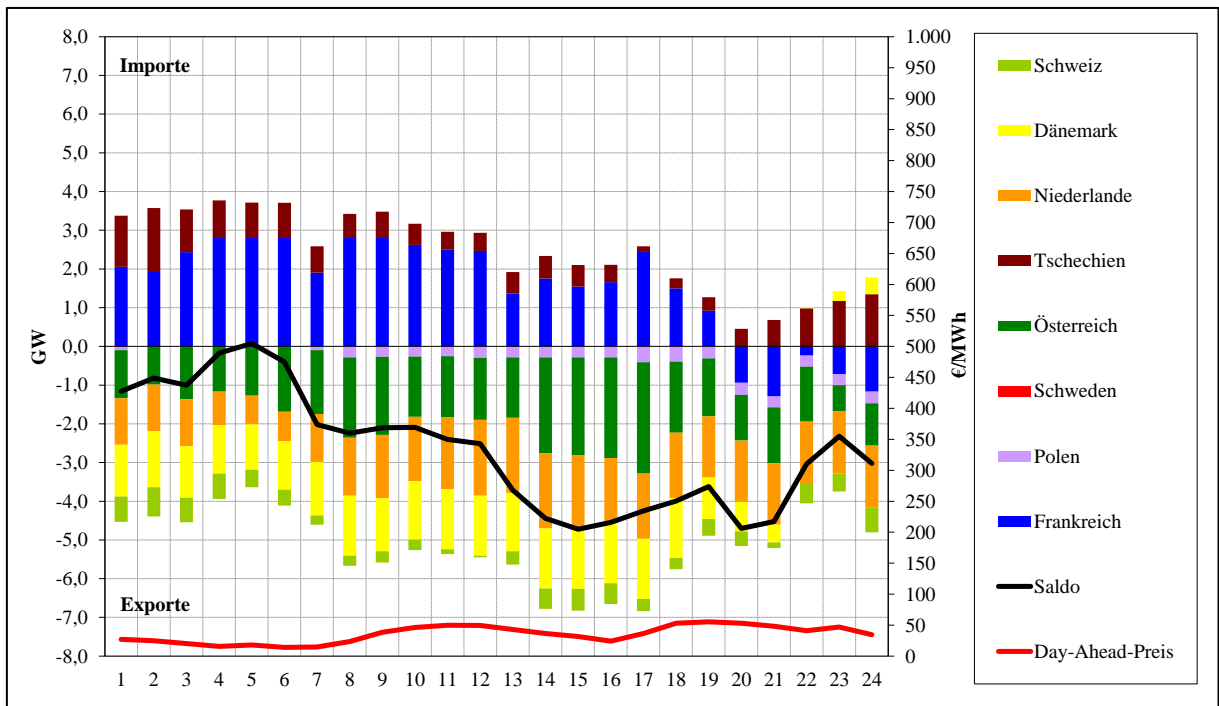
Zur Verdeutlichung wurde ein Tag gewählt, an dem viel Strom durch regenerative Energiequellen (speziell Windenergie) ins Netz eingespeist wurde. In den folgenden Abbildungen werden die Stromerzeugung und die Netto-Exporte dargestellt.

Abbildung 18 Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequellen am 08.01.2011

Quelle: EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

Abbildung 18 zeigt, dass die Stromnachfrage an diesem Tag hauptsächlich durch Kernenergie, Braunkohle und Windenergie gedeckt wurde. Die Stromerzeugung aus Kernenergie und Braunkohle war dabei den ganzen Tag über relativ konstant. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen steigt langsam im Tagesverlauf an und erreicht eine Erzeugungsspitze etwa um 14 Uhr. Bis 20 Uhr bleibt die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen etwa auf dem hohen Niveau der Mittagszeit (14 Uhr).

Bei Betrachtung der Abbildung 19 wird deutlich, dass von 13 bis 20 Uhr besonders viel Strom exportiert wird. Der Saldo zeigt, dass Deutschland in diesen Stunden eindeutig Netto-Exporteur war, auch wenn geringe Mengen Strom aus Frankreich und Tschechien importiert wurden. Die Analyse zeigt, dass in den Stunden, in denen viel Strom exportiert wird, die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen besonders hoch ist. Dies ist maßgeblich durch den strompreissenkenden Effekt der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und das marktgetriebene Import-/Exportverhalten der Kraftwerksbetreiber zu begründen. So sinken die Netto-Exporte ab etwa 21 Uhr wieder ab, während parallel die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sinkt.

Abbildung 19 Entwicklung der Netto-Importe (kommerzieller Handel) am 08.01.2011

Quelle: *ENTSO-E b, EPEX-Spot, eigene Darstellung*

Ein weiteres Ergebnis dieser Analyse ist, dass bei einer hohen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und hohen Exporten Braunkohlekraftwerke nicht, oder nur geringfügig, heruntergefahren werden. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen führt demnach zu erhöhten Exporten, wodurch tendenziell konventionelle Kraftwerke nicht heruntergefahren werden können, weil sie benötigt werden, um die Nachfrage zu decken.

Zum Vergleich wurde dieselbe Analyse auf für einen Tag mit einer hohen Stromerzeugung aus PV-Anlagen vorgenommen. Die Ergebnisse dieser Analyse entsprechen größtenteils denen der Analyse eines Tages mit hoher Stromerzeugung aus Windenergie. Die Importe und Exporte reagieren sehr gut auf die Höhe der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Bei dem betrachteten Tag mit hoher Stromerzeugung aus PV-Anlagen (02.08.2011) wurde jedoch nicht so viel Strom durch regenerative Energiequellen erzeugt wie am 08.01.2011, weshalb der Strompreis an diesem Tag etwas höher ist, wodurch wiederum die Exporte nicht ganz so hoch sind.

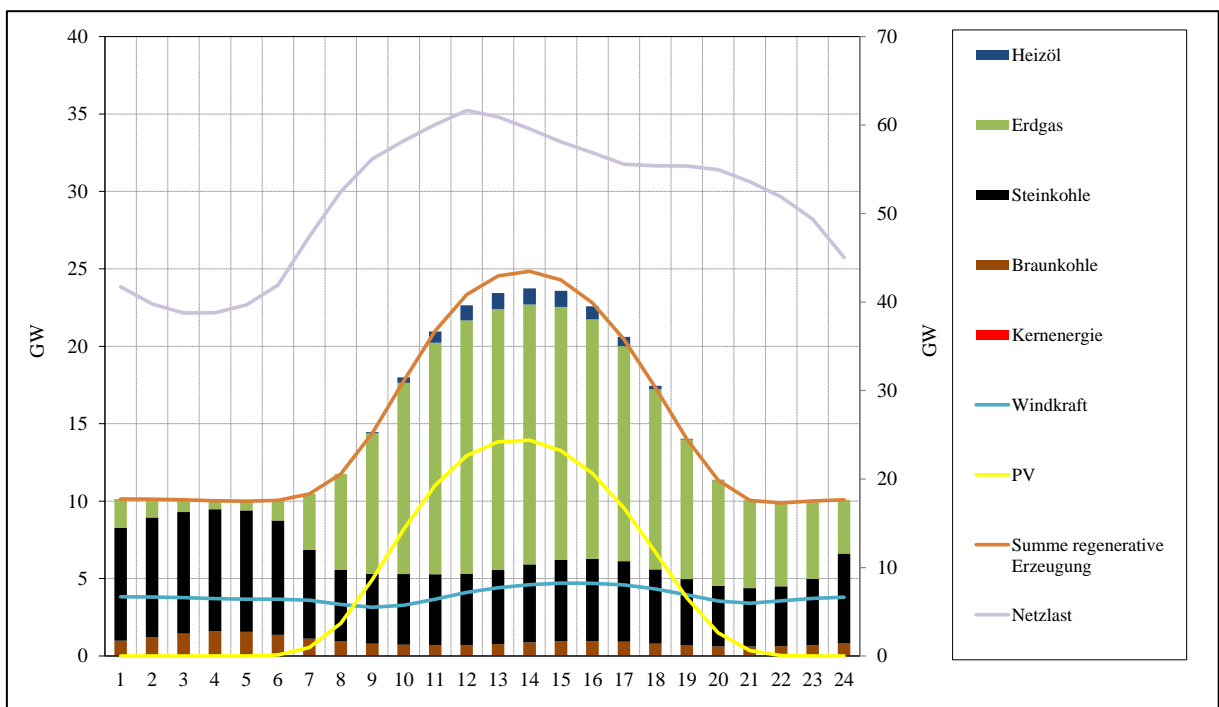
A 2.1 Unterschiede der Verdrängung im Sommer und Winter

Die folgenden Abbildungen zeigen die Verdrängung der konventionellen Energiequellen im Tagesdurchschnitt aufgespalten nach Jahreszeiten (Sommer und Winter). Anhand dieser Abbildungen wird gezeigt, dass die theoretisch durch regenerative Energiequellen verdrängte

Leistung im Tagesdurchschnitt im Jahr 2012 in den Sommermonaten wesentlich höher war, als in den Wintermonaten desselben Jahres. So hätten im Tagesdurchschnitt in den Sommermonaten in der Spitze etwa 25 GW konventionelle Kraftwerke verdrängt werden können. Im Winter waren es nur etwa 14 GW. Unter Verwendung der skalierten EEX Transparenzdaten zur Berechnung der hochfahrbaren Leistung der konventionellen Kraftwerke entspricht die verdrängbare Leistung im Jahr 2012 im Tagesdurchschnitt im Sommer und im Winter annähernd der tatsächlich hochfahrbaren Leistung. Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke im Sommer ist demnach wesentlich höher als im Winter, weil die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in diesem Zeitraum höher ist. Demnach sind auch die CO₂-Emissionsreduktionen im Sommer höher als im Winter.

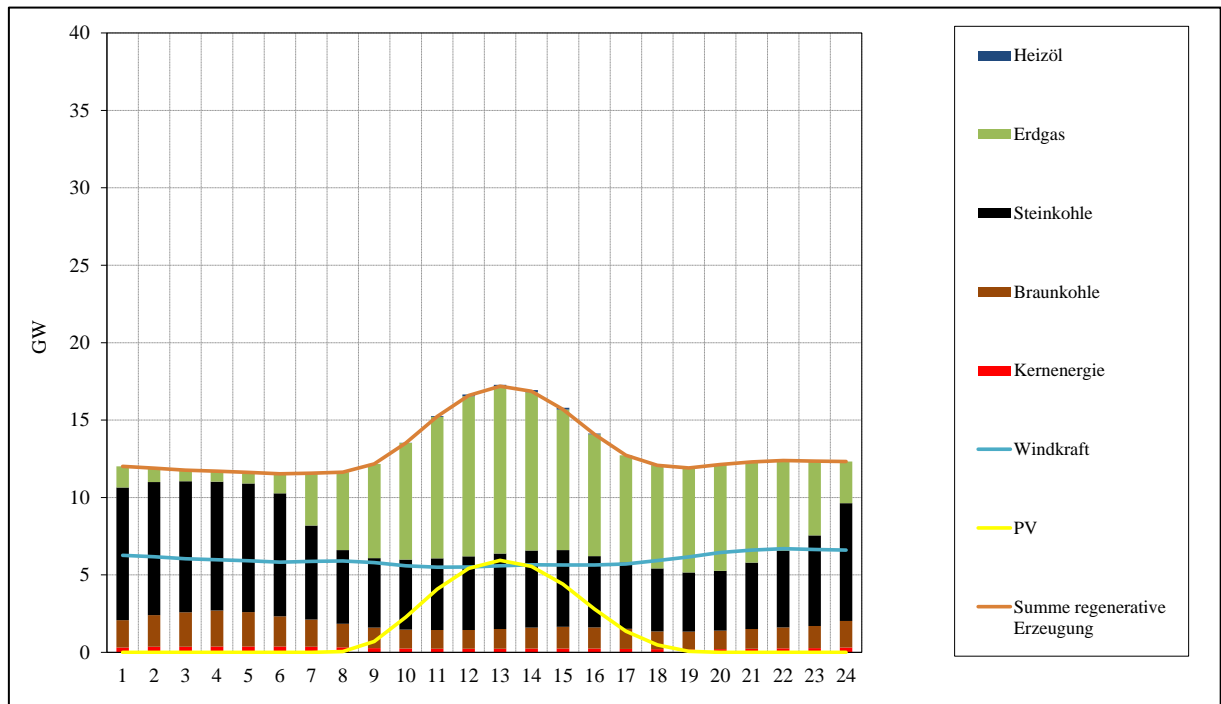
Wie auch in vorherigen Abbildungen muss in der folgenden Abbildung die Netzlast auf der sekundären y-Achse abgelesen werden.

Abbildung 20 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt vom 01.04.2012 bis 30.09.2012 (Sommer)



Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, ENTSO-E a, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

Abbildung 21 Verdrängung konventioneller Energiequellen nach Skalierung der Transparenzdaten der EEX im Tagesdurchschnitt im Zeitraum 01.01.2012 - 31.03.2012 und 01.10.2012 - 31.12.2012 (Winter)



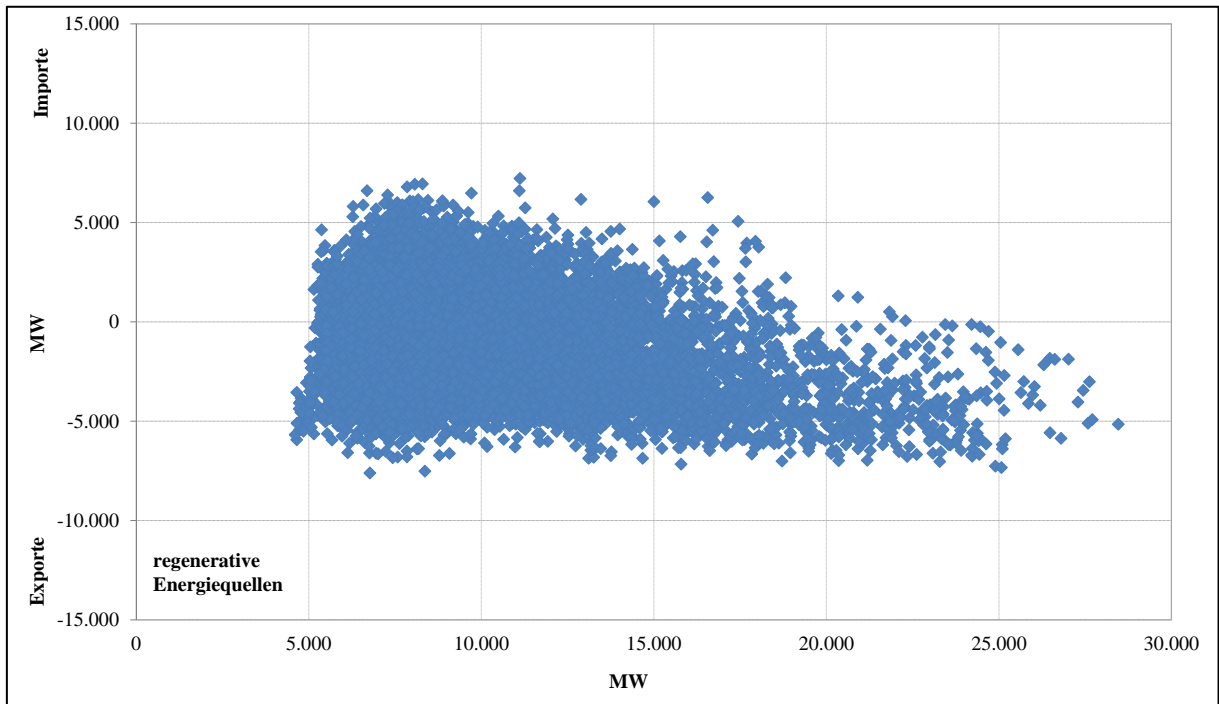
Quelle: EEX a, EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Berechnungen, eigene Darstellung

A.3 Spezialanalyse der Auswirkungen der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen auf Importe und Exporte

In diesem Kapitel wird ergänzend untersucht, welchen Einfluss die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf die Höhe der Importe und Exporte hat. Dafür sind in den nachfolgenden Abbildungen die Netto-Exporte über der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen abgetragen.

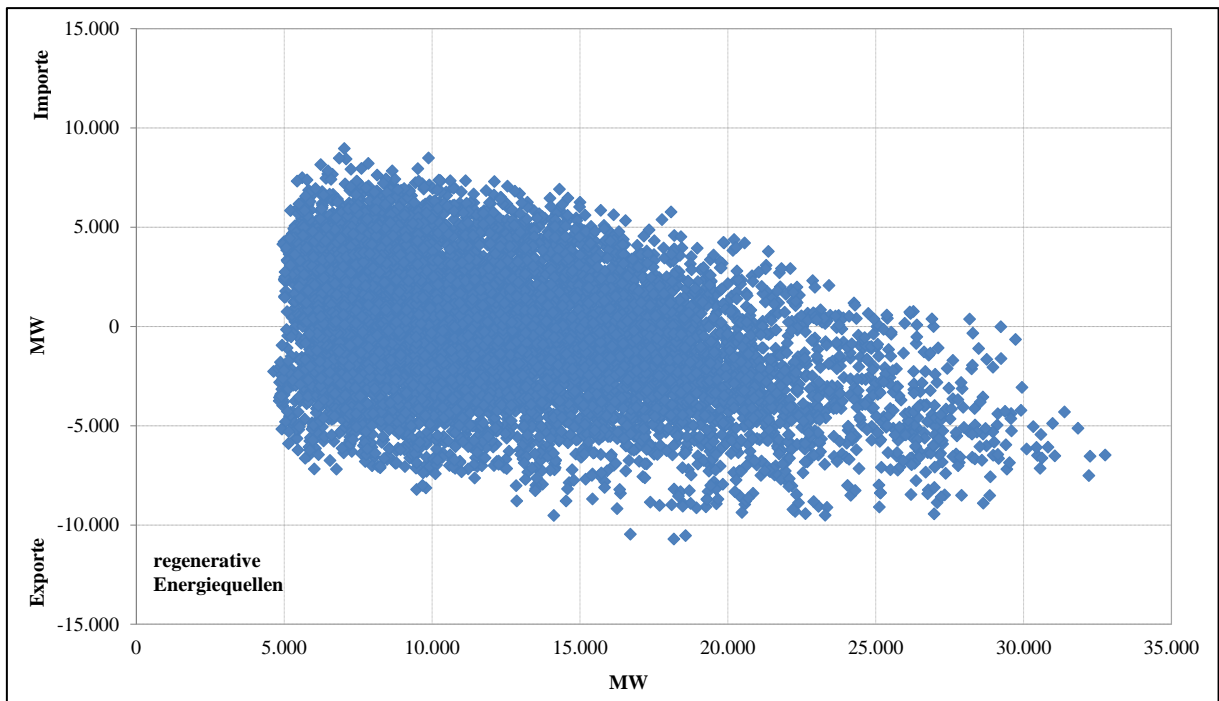
Die Abbildungen zeigen deutlich die Abhängigkeit der Exporte von der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.

Abbildung 22 Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2010



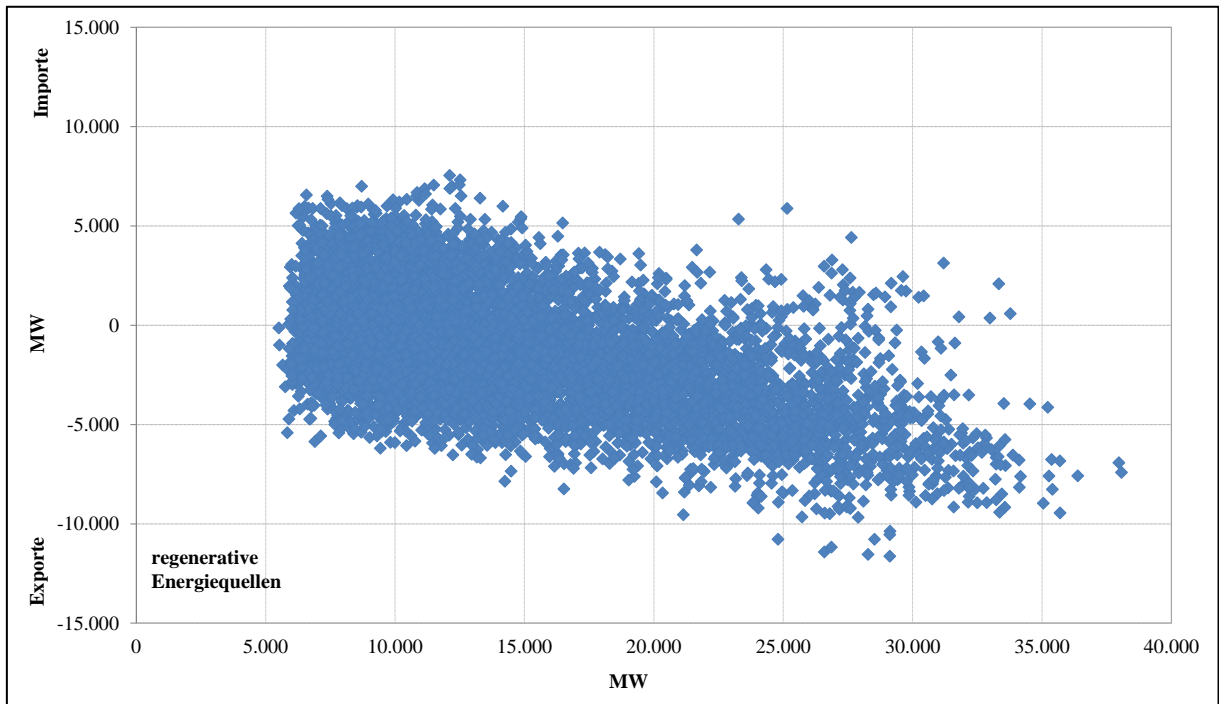
Quelle: EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, ENTSO-E b, BSW-Solar 2012, Bundesnetzagentur 2013a, Bundesnetzagentur 2013b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Darstellung

Abbildung 23 Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2011



Quelle: EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, ENTSO-E b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Darstellung

Abbildung 24 Zusammenhang der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und den Netto-Exporten im Jahr 2012 (Januar-November)



Quelle: EEX b, EEX f, AG Energiebilanzen, ENTSO-E b, Statistisches Bundesamt 2012, eigene Darstellung

Die Abbildungen zeigen, dass mit steigender Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen die Exporte Deutschlands steigen. Besonders deutlich wird dieser Zusammenhang bei Betrachtung von Abbildung 22 und Abbildung 24. Hier zeigt sich, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und der Höhe der Netto-Exporte besteht. Im Jahr 2011 ist dieser Zusammenhang nicht ganz so ausgeprägt, was durch die etwas andere Import-/Exportstruktur aufgrund der veränderten Stromerzeugungsstruktur (maßgeblich entstanden durch das Moratorium) im Jahr 2011 zurückzuführen ist. So waren beispielsweise die Importe im Jahr 2011 in den Monaten Mai, Juni und Juli im Vergleich zu den Jahren 2010 und 2012 besonders hoch, obwohl nicht außergewöhnlich wenig Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt wurde (vgl. Abbildung 2; EEX b; EEX f).

Das Ergebnis dieser Analyse lautet demnach, dass bei einer hohen Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen tendenziell viel Strom exportiert wird, und dass im Gegenzug bei geringer Erzeugung aus regenerativen Energiequellen die Exporte sinken und teilweise Strom importiert wird. Außergewöhnliche Vorkommnisse können jedoch zu Abweichungen von dieser Regel führen.

A.4 Exkurs: Auswirkungen des Zubaus regenerativer Energiequellen auf die Importe - Analyse der Kraftwerksparks von Polen, Tschechien und den Niederlanden

Zur Abschätzung, inwiefern die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland den Import von CO₂-intensivem Braunkohle- und Steinkohlestrom aus dem Ausland verhindert hat, wird in diesem Kapitel, als Ergänzung zum Kapitel 2.3, eine Analyse des Kraftwerksparks folgender Länder vorgenommen: Tschechien, Polen und der Niederlande. Diese Länder wurden ausgewählt, da die Zusammensetzung der Kraftwerksparks und die Höhe der Importe Deutschlands aus diesen Ländern stark variieren.

Für die Analyse der CO₂-Emissionen der Importe wird zunächst die Zusammensetzung der Kraftwerksparks der ausgewählten Länder analysiert. Anhand dieser Daten und der Emissionen der Kraftwerke soll für jedes Land ein mittlerer spezifischer CO₂-Emissionswert festgelegt werden. Die Zusammensetzung der Kraftwerksparks der zu analysierenden Länder ist in Form der Bruttostromerzeugung nach Energiequellen im Jahr 2010 in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20 Bruttostromerzeugung nach Energiequellen im Jahr 2010 in Tschechien, Polen und den Niederlanden

gross production 2010	Czech Republic	Poland	The Netherlands	Czech Republic	Poland	The Netherlands
	TWh			%		
Nuclear	28,0	0,0	4,0	32,6	0,0	3,4
Coal and peat	50,2	138,3	25,8	58,4	87,7	21,8
Gas	1,1	4,8	74,2	1,3	3,0	62,7
Oil	0,2	2,9	1,3	0,2	1,8	1,1
Waste	2,2	6,5	8,6	2,6	4,1	7,3
Biofuels						
Hydro	3,4	3,5	0,1	4,0	2,2	0,1
Geothermal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar PV	0,6	0,0	0,1	0,7	0,0	0,1
Solar thermal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind	0,3	1,7	4,0	0,3	1,1	3,4
Tide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other sources	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
Total Renewables	4,3	5,2	4,2	5,0	3,3	3,6
Total Production	86,0	157,7	118,3	100,0	100,0	100,0

Quelle: OECD/IEA 2012, S. 373, S. 697, S. 645, eigene Darstellung

Ergänzend sind auch die prozentualen Anteile der Kraftwerke an der Gesamterzeugung in der Tabelle angegeben. Während in Tschechien und Polen der Großteil des Stroms aus Kohle erzeugt wird, wird in den Niederlanden der Großteil des Stroms durch Gas erzeugt. Zusätzlich

wurde in Tschechien etwa ein Drittel des Stromes aus Kernenergie erzeugt. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ist in allen betrachteten Ländern mit etwa 3-5% der Bruttostromerzeugung sehr gering, wobei Biomasse bei diesem Wert nicht berücksichtigt wird, da die Stromerzeugung aus Biomasse nicht getrennt vom Müll ausgegeben wird. Aufgrund der verschiedenen spezifischen Emissionen der Energiequellen ergeben sich die insgesamt stark unterschiedlichen spezifischen Emissionswerte der untersuchten Länder.

Im Folgenden sollen die Kraftwerkparcs bezüglich der Wirkungsgrade und des Erzeugungsverhaltens der einzelnen Kraftwerke genauer betrachtet werden, da die Festlegung der CO₂-Emissionswerte maßgeblich hiervon beeinflusst wird. Anhand der Verteilung der Erzeugung kann jedoch schon eine vorläufige Einschätzung der spezifischen CO₂-Emissionen gegeben werden, da die spezifischen CO₂-Emissionen von Steinkohlekraftwerken mit etwa 800 g CO₂/kWh_{el} etwa 2-mal so hoch sind die die spezifischen CO₂-Emissionen von Erdgaskraftwerken (vgl. UBA 2012, Anhang 2 S.1). Der mittlere spezifische Emissionswert Polens müsste demnach deutlich höher sein als der spezifische Emissionswert der Niederlande. Die spezifischen Emissionswerte von Tschechien und Polen sollten sich in einem ähnlichen Bereich befinden.

Da keine belastbaren Daten zur stündlichen oder täglichen Stromerzeugung der Kraftwerke für Tschechien, Polen und die Niederlande vorhanden sind, wird als vereinfachender Ansatz angenommen, dass die Stromerzeugung konstant ist, was bedeutet, dass der Strommix in jeder Stunde identisch ist. Dieser Ansatz wird für Tschechien zumindest teilweise durch die Transparenzdaten der EEX unterstützt, die zeigen, dass der Strommix in Tschechien nur geringen tageszeitlichen Schwankungen unterliegt (EEX b).

Zur Analyse der Wirkungsgrade der Kraftwerke wurden die Daten einer Studie der IEA entnommen. Ausgehend von dieser Datenbasis wurden ungefähre Werte der spezifischen Emissionen der Kraftwerke ermittelt. Diese Daten sind in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21 Durchschnittliche Effizienz unterschiedlicher Kraftwerkstypen in Tschechien, Polen und den Niederlanden in den Jahren 2000-2005

	Czech Republic	Poland	Netherlands	Czech Republic	Poland	Netherlands
	Wirkungsgrad in %			g CO ₂ /kWh _{el}		
Nuclear				27,19	27,19	27,19
Coal	32,0	36,0	39,0	1060,5	1060,5	1000,5
Gas	34,0	34,0	47,0	544,0	544,0	533,0
Oil	24,0	36,0	43,0	698,2	698,2	698,2

Quelle: OECD/IEA 2008 S.11, S.13, S.15, Burkhardt et al. 2007 S.46, UBA 2012 Anhang 2 S.1, Öko-Institut 2011

Die verwendeten Daten der spezifischen CO₂-Emissionen für Kohle und Gas beinhalten sowohl die direkten Emissionen, als auch teilweise die indirekten Emissionen. Aus diesem Grund wurden für die Stromerzeugung aus Kernenergie und Öl auch die Emissionen der Vorkette berücksichtigt. Die spezifischen Emissionen der regenerativen Energiequellen sind nicht in der Tabelle aufgeführt, da sie den Emissionen entsprechen, die für Deutschland ermittelt wurden (vgl. Kapitel 5.2.4).

Insgesamt ergeben sich anhand der Daten der Erzeugung und der spezifischen CO₂-Emissionen der Kraftwerkstypen mittlere spezifische CO₂-Emissionen von etwa 699 g CO₂/kWh_{el} für Tschechien, von etwa 960 g CO₂/kWh_{el} für Polen und von etwa 562 g CO₂/kWh_{el} für die Niederlande. Dies bestätigt die Vermutung, dass der spezifische Emissionswert von Polen etwa doppelt so hoch ist wie der Wert von den Niederlanden, während der Wert von Tschechien zwischen den Werten von den Niederlanden und Polen liegt.

Die Analyse der Importe und Exporte (siehe Kapitel 2.3) zeigt, dass mit dem jetzigen deutschen Kraftwerkpark tendenziell Strom aus dem Osten (Tschechien, Polen, u.a...) nach Deutschland importiert und nach Westen (Niederlande) tendenziell Strom exportiert wird. Bei einer Betrachtung Deutschlands ohne die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen dürfte sich dieser Trend noch verstärken, da die Kraftwerkparke in östlich von Deutschland gelegenen Ländern (Tschechien und Polen), siehe Tabelle 20, stärker auf Kernenergie und Kohle basieren als der deutsche Kraftwerkpark, und der Kraftwerkpark in den Niederlanden mehr auf Erdgas basiert. Bei einer Stromerzeugung in Deutschland ohne regenerative Energiequellen müsste sich, aufgrund der höheren Grenzkosten der benötigten Kraftwerke (vermehrter Einsatz von Erdgas und Heizöl) und dem Wegfall der preissenkenden Wirkung durch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, ein höherer Strompreis ergeben. Unter der Annahme, dass der Strompreis in Polen und Tschechien etwa konstant geblieben

wäre (hier wird nur ein sehr geringer Teil des Stroms aus regenerativen Energiequellen erzeugt), müssten die Importe aus diesen Ländern (Polen und Tschechien) steigen, da die Importe und Exporte marktgetrieben und somit preisabhängig sind. So könnte es bei einer Stromerzeugung ohne regenerative Energiequellen wirtschaftlicher für Kraftwerksbetreiber in Deutschland sein, günstigen Braunkohle- und Steinkohlestrom im Ausland einzukaufen, als Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Erdgas, Heizöl) hochzufahren, um die Nachfrage zu decken. Im Gegenzug kann angenommen werden, dass die Exporte in die Niederlande aufgrund des gestiegenen deutschen Strompreises (im Vergleich zu einem Kraftwerkpark mit regenerativen Energiequellen) und der Marktsituation tendenziell sinken würden, da so die Stromerzeugung des benötigten Stroms in den Niederlanden durch die eigenen Kraftwerke wirtschaftlicher sein könnte als der Import deutschen Stroms.

Aufgrund dieser Annahmen kann geschlussfolgert werden, dass die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen tendenziell den Import von Braunkohle-, und Steinkohlestrom aus Polen und Tschechien mindert. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland führt daher auch im Ausland aufgrund der niedrigen Strompreise und der daraus resultierenden niedrigeren Nachfrage Deutschlands nach Strom aus dem Ausland eher zu CO₂-Emissionsreduktionen. Inwiefern die geringen Stromimporte Deutschlands durch die Nachfrage anderer Länder substituiert werden, kann in dieser Arbeit nicht beantwortet werden.