

# **Energiebereitstellung durch Erdgas statt Kohle: Ein Energiemodell für den Strom-Markt von Deutschland und Österreich**

## **DIPLOMARBEIT**

zur Erlangung des akademischen Grades

### **Diplom-Ingenieur**

am **Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe**

eingereicht an der Technischen Universität Wien

**Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik**

unter der Betreuung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

und

Mag. Michael Hartner

durch

Gerald Renner, BSc

0726530



**TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN**

Vienna University of Technology

Wien, im Mai 2014

---

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mir beim Erstellen bzw. Verfassen meiner Diplomarbeit mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind und mich dabei unterstützt haben.

Ich möchte diese Gelegenheit nutzen, um mich besonders bei meiner Mama zu bedanken. Sie hat mich vom ersten Tag an bei meinem „Wien-Abenteuer“ unterstützt und mir den nötigen Rückhalt gegeben - vor allem in schwierigen Momenten. Aber auch mein Papa soll nicht unerwähnt bleiben, auch seine jahrelange Vorbildwirkung in Punkto Genauigkeit, Zielstrebigkeit und Durchhaltevermögen hat seinen Teil zur Erreichung meines Zieles - dem Abschluss des Elektrotechnik-Studiums an der TU Wien - beigetragen.

Weiters möchte ich mich bei meiner Freundin Claudia und deren Familie, meinem Bruder Bernhard, meinem guten Freund Karl, meinen Großeltern, meinen Tanten und Onkeln, meiner ganzen Familie und meinen Freunden bedanken. Sie sind mir in vielfältiger Weise mein Leben lang bzw. Teile davon zur Seite gestanden.

Nicht zu vergessen sind meine Freunde, die ich an der TU Wien kennengelernt habe und die ich auch darüber hinaus als solche behalten werde. Durch sie wurde die Vielzahl an Vorlesungen, Übungen, Klausuren, mündlichen oder/und schriftlichen Prüfungen, Einstiegstests, Kreuzerl-Übungen und andere Herausforderungen des Universitätsalltages halbwegs erträglich.

Abschließend gilt mein Dank Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas und Univ. Ass. Mag. Michael Hartner, die die Betreuung meiner Diplomarbeit übernommen haben und mir in zahlreichen Treffen und ausführlichen E-Mail-Konversationen hilfreiche Tipps und konstruktives Feedback gegeben haben.

Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird auf die geschlechterspezifische Differenzierung verzichtet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für beide Geschlechter.

---

## Kurzfassung

In letzter Zeit konnte in Deutschland eine „Renaissance der Kohle-Kraftwerke“ festgestellt werden. Verbunden mit dem nahenden Ausstieg aus der Kernenergie, stellt dies den deutschen Elektrizitätssektor vor große Herausforderungen hinsichtlich der geplanten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zwar werden große Hoffnungen in den Ausbau der regenerativen Technologien gesetzt, allerdings wird in der näheren Zukunft noch ein Großteil der benötigten elektrischen Energie durch die Erzeugung aus fossilen Energieträgern bereitgestellt werden. Außerdem ist für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit weiterhin eine beträchtliche Engpassleistung der kalorischen Kraftwerke bzw. der Pumpspeicherkraftwerke notwendig. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie sich ein verstärkter Ausbau der Erdgas-Kraftwerke, statt der Braun- bzw. Steinkohle-Kraftwerke, auf die Systemkosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen (daraus folgend den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dieser Energieträger-Substitution) von Deutschland und Österreich der nächsten Jahre auswirkt.

Für die Beantwortung dieser Frage wurde ein Optimierungsmodell des Elektrizitätssektors von Deutschland und Österreich entwickelt, das auf der Basis der Kraftwerkseinsatzplanung und vorgegebener Investitionspfade die Berechnung der jährlichen Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen dieses Sektors bis 2030 ermöglicht. Durch die Variation der Schwerpunkte der Ausbaupfade (Basis-Referenz-, Kohle-, Gas- und Uran-Szenario) wird dabei die Betrachtung unterschiedlicher finanzieller und ökologischer Auswirkungen ermöglicht.

Die Modellergebnisse zeigen, dass der verstärkte Einsatz von Erdgas-Kraftwerken, vor allem GuD-Kraftwerken mit KWK, anstatt emissionsreicher Kohle-Kraftwerke bis 2030 aus klimapolitischer Sicht durchaus sinnvoll erscheint. So können insgesamt etwa 275 Mio. t<sub>CO<sub>2</sub></sub> bis zum Jahr 2030 eingespart werden und der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Jahres 2030 um rund 60 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh gesenkt werden. Dabei liegen die errechneten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in der Höhe von 25 EUR/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> teilweise sehr deutlich unter den derzeitigen Vermeidungskosten vieler regenerativer Stromerzeugungsanlagen. Dennoch ist das CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential begrenzt, weshalb langfristig der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen davon unbeeinflusst forciert werden sollte, um substantielle CO<sub>2</sub>-Reduktionen zu erreichen.

Es bleibt jedoch offen, ob die erhöhte Abhängigkeit von Erdgas durch den verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung aus strategischer Sicht wünschenswert ist. Außerdem stellt sich die Frage, wie dies den Einsatz der umstrittenen Schiefergas-Förderung (Fracking - nach dem Vorbild Nordamerikas) in Europa beeinflussen würde und ob diese aus ökologischer Sicht vertretbar ist.

---

## Abstract

### Energy supply by natural gas instead of coal:

#### An energy model of the German and Austrian electricity market

In the last years „dash for coal “ has been observed across Germany. Coupled with the phase-out of nuclear energy, this is a major challenge for German electricity production, with respect to its CO<sub>2</sub>-emission reduction targets. Despite of the deployment of renewable energy generation technology in recent years, the majority of the electrical energy in the near future will still be provided by fossil fuels. In addition, a significant capacity of flexible thermal power plants and pumped storage power plants is also necessary to ensure the security of electricity-supply.

This raises the question how an increased development of natural gas power plants instead of the lignite- or coal-fired power plants effects the system costs and CO<sub>2</sub>-emissions and consequently the CO<sub>2</sub>-abatement-costs.

To answer this question, an optimization model of the electricity sector in Germany and Austria was developed. Based on a dispatch model and various investment scenarios the annual cost and CO<sub>2</sub>-emissions from this sector were estimated until 2030. The variation of the expansion-paths (base-reference-, coal-, gas- and uranium-scenario) lead to different financial and environmental impacts.

Model results suggest that the increased use of natural gas fired power plants, especially combined cycle power plants with cogeneration, rather than emission-intensive coal-fired power plants, appears, by 2030, to be quite reasonable. This shift from coal to natural gas enables lowering the total CO<sub>2</sub>-emissions of about 275 m. t<sub>CO<sub>2</sub></sub> by 2030 and the CO<sub>2</sub>-emission-factor of 2030 will be reduced by around 60 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh. Estimated CO<sub>2</sub>-abatement-costs of around 25 EUR/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> are lower than those of many renewable energy generation facilities. Nevertheless, the CO<sub>2</sub>-abatement-potential is limited. Therefore the development of renewable energy sources should still be pursued to reach emission reduction targets.

However, it is unclear whether the increased use of natural gas power plants and the dependence on this energy source is desirable in Germany and Austria. Additionally the question remains how the increased use of natural gas influences the deployment of the controversial shale gas extraction in Europe.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Gegenstand und Motivation . . . . .	1
1.2	Zielsetzung . . . . .	2
1.3	Gliederung . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Literaturüberblick - Stand der Forschung</b>	<b>3</b>
2.1	CO <sub>2</sub> -Vermeidungsstrategien . . . . .	3
2.2	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten . . . . .	4
2.3	McKinsey-Studien . . . . .	6
2.4	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung (CCS) . . . . .	8
2.5	Flüssigerdgas und Schiefergas . . . . .	10
2.6	Energiepolitische Ziele und Maßnahmen zum Klimaschutz . . . . .	12
2.6.1	Klimaziele der EU . . . . .	12
2.6.2	CO <sub>2</sub> -Zertifikate (EU-ETS) . . . . .	13
2.6.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz und Ökostromgesetz . . . . .	15
2.7	Energieträgerwechsel: „Gas statt Kohle“ . . . . .	16
2.7.1	„Gas statt Kohle“ - USA . . . . .	17
2.7.2	„Gas statt Kohle“ - Europa . . . . .	17
2.7.3	„Gas statt Kohle“ - Deutschland . . . . .	18
2.7.4	„Gas statt Kohle“ - Österreich . . . . .	19
2.8	Forschungsziele . . . . .	19
<b>3</b>	<b>Theoretischer Teil</b>	<b>22</b>
3.1	Modelle . . . . .	22
3.1.1	Überblick . . . . .	22
3.1.2	Optimierungsmodelle . . . . .	24
3.2	Berechnung der CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten . . . . .	25
3.3	Kraftwerkseinsatzplanung . . . . .	26
3.3.1	Stromgestehungskosten und kurzfristige Grenzkosten . . . . .	27
3.3.2	Merit-Order . . . . .	28

3.4	Annuitäten- und Barwertmethode . . . . .	29
<b>4</b>	<b>Methodik</b>	<b>31</b>
4.1	Allgemeines zum erstellten Modell . . . . .	31
4.2	Verwendete Softwarepakete . . . . .	32
4.3	Notation . . . . .	33
4.4	Modellierung . . . . .	36
4.4.1	Energienachfrage . . . . .	36
4.4.1.1	Nachfrage an elektrischer Energie . . . . .	36
4.4.1.2	Nachfrage an thermischer Energie . . . . .	37
4.4.2	Import/Export . . . . .	39
4.4.3	Regenerative Energieträger . . . . .	40
4.4.3.1	Wind und Photovoltaik . . . . .	40
4.4.3.2	Wasser . . . . .	40
4.4.3.3	Biomasse . . . . .	40
4.4.4	Elektrische Leistungsbilanz . . . . .	41
4.4.5	Kalorische Kraftwerke . . . . .	42
4.4.6	Pumpspeicherkraftwerke . . . . .	44
4.4.7	Kurzfristige Grenzkosten (Marginal Costs) . . . . .	46
4.4.8	Implementierung der Startkosten . . . . .	46
4.4.8.1	Startkosten-Variante 1: je gestarteter Kraftwerksklasse . . . . .	47
4.4.8.2	Startkosten-Variante 2: je gestarteter Leistung . . . . .	47
4.4.9	Zielfunktion des (Strom-)Optimierungsmodells . . . . .	48
4.4.10	Berechnung der jährlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen bzw. CO <sub>2</sub> -Kosten . . . . .	49
4.4.11	Berechnung der jährlichen Gesamtkosten . . . . .	51
4.5	Kalibrierung des Grundmodells . . . . .	52
4.5.1	CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	52
4.5.2	Engpassleistung der deutschen und österreichischen Kraftwerke 2012 . . . . .	53
4.5.3	Strombereitstellung nach Energieträgern im Jahr 2012 . . . . .	54
4.5.4	Verwendeter Kraftwerkspark: Einteilung in Kraftwerksklassen . . . . .	55
4.5.5	Verfügbarkeit . . . . .	56
4.5.6	Gesicherte Leistung der regenerativen Energieträger . . . . .	57
4.5.7	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren . . . . .	58
4.5.8	Startkosten bzw. -Verhalten . . . . .	59
4.5.9	KWK . . . . .	60
4.5.10	Netzlast, Exchange, regenerative Einspeisung, Brennstoff- und Zertifikatspreise . . . . .	62

4.6	Erweiterung des Grundmodells - Dynamisierung . . . . .	63
4.6.1	Allgemeine Erweiterung . . . . .	63
4.6.2	Berechnung der jährlichen Investitionskosten . . . . .	65
4.6.3	Berechnung der Gesamtkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2030 . . . . .	66
4.6.4	Berechnung CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten . . . . .	67
4.7	Zukünftige Kraftwerksdaten . . . . .	68
4.7.1	Wirkungsgrad . . . . .	68
4.7.2	Investitionskosten . . . . .	69
4.7.3	Betriebs- und Wartungskosten . . . . .	70
4.8	Szenarien . . . . .	71
4.8.1	Basis-Szenario . . . . .	71
4.8.2	Gas-Szenario . . . . .	74
4.8.3	Kohle-Szenario . . . . .	75
4.8.4	Uran-Szenario . . . . .	75
4.9	Sensitivitätsanalysen - Einfluss wichtiger Parameter . . . . .	76
4.9.1	Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs . . . . .	76
4.9.2	Entwicklung des Exchanges . . . . .	78
4.9.3	Entwicklung des Zertifikatspreises . . . . .	78
4.9.4	Entwicklung der Brennstoffpreise . . . . .	79
4.9.5	Entwicklung der regenerativen Energieträger . . . . .	81
<b>5</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>84</b>
5.1	Modell-Ergebnisse des Jahres 2012 . . . . .	84
5.2	Basis-Szenario . . . . .	87
5.3	Gas-Szenario . . . . .	89
5.4	Kohle-Szenario . . . . .	91
5.5	Uran-Szenario . . . . .	92
5.6	Vergleich der Systemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	94
5.7	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten . . . . .	97
5.8	Sensitivitätsanalysen . . . . .	101
5.8.1	Einfluss des Stromverbrauchs . . . . .	101
5.8.2	Einfluss des Zertifikatspreises . . . . .	103
5.8.3	Einfluss der Brennstoffpreise . . . . .	105
5.8.4	Einfluss der regenerativen Energieträger . . . . .	106
<b>6</b>	<b>Diskussion</b>	<b>109</b>
6.1	Schlussfolgerungen . . . . .	109

6.2 Vergleich mit McKinsey-Studie . . . . .	112
6.3 Limitationen . . . . .	113
6.4 Weiterer Forschungsbedarf . . . . .	114
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>115</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>117</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>118</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>120</b>
<b>Anhang</b>	<b>128</b>
<b>Eidesstattliche Erklärung</b>	<b>141</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Gegenstand und Motivation

Die Erderwärmung durch Treibhausgase (vor allem  $\text{CO}_2$ ) ist ein sehr kritisches und aktuelles Thema. Da der Elektrizitätsbereich für einen bedeutsamen Prozentsatz verantwortlich ist, wird hier, zum Beispiel mit politischer Einflussnahme, versucht, die Emissionen zu reduzieren. Vor allem der Einsatz der erneuerbaren Energien stellt dabei meist den zentralen Diskussionspunkt dar.

Erdgas weist als Brennstoff in Elektrizitäts-Erzeugungsanlagen im Vergleich zu Kohle (sowohl gegenüber Steinkohle, als auch im Verhältnis zu Braunkohle) einen wesentlich geringeren  $\text{CO}_2$ -Emissionsfaktor auf. Außerdem verfügen erdgasbefeuerte Kraftwerke (vor allem GuD) über einen vergleichsweise ähnlichen bzw. höheren Wirkungsgrad. Daher würde sich durch den verstärkten Einsatz von Gas-Kraftwerken statt Kohle-Kraftwerken theoretisch ein Einsparungspotential an  $\text{CO}_2$ -Emissionen ergeben. Zwar wird in der Literatur auch diese Möglichkeit (Ersatz der emissionsreichen Kohle-Kraftwerke durch emissionsärmere Gas-Kraftwerke) behandelt, allerdings werden zu meist nur qualitative (und wenige quantitative) Aussagen getroffen. Genau hier setzt die vorliegende Arbeit an und versucht für einen beschränkten Elektrizitäts-Markt quantitative Aussagen über den Wechsel von Kohle zu Gas treffen zu können.

Da einerseits Deutschland mit einem sehr hohen Anteil an fossil-befeuerten Kraftwerken und dem nahenden Atomausstieg und andererseits Österreich mit seinem hohen Anteil an Wasserkraft, seinen leistungsstarken Pumpspeicherkraftwerken und der guten Vernetzung mit Deutschland für, die in der vorliegenden Arbeit, behandelte Problematik sehr interessant erscheint, wird der Fokus auf diese beiden Länder gelegt. Dementsprechend werden die erforderlichen Informationen bzw. Daten für das zu entwickelnde Modell für Deutschland und Österreich dargestellt. Auf Grund der unterschiedlichen Verhältnisse bzw. Größenordnungen wird je nach Relevanz, unterschiedlich auf diese beiden Länder eingegangen.

## 1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, ein Optimierungsmodell des Elektrizitätssektors zu entwickeln, welches mögliche Entwicklungen des Strommarktes von Deutschland und Österreich abbildet. Aufbauend auf vorgegebenen Ausbaupfaden des gemeinsamen Kraftwerksparks soll der Kraftwerkseinsatz optimiert werden und die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen und Systemkosten bis 2030 ausgegeben werden. Basierend darauf gilt es, die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit den zugehörigen CO<sub>2</sub>-Einsparungspotentialen verschiedener Szenarien zu berechnen und zu vergleichen. Im Speziellen sollen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, die durch den verstärkten Einsatz von Gas-Kraftwerken statt Kohle-Kraftwerken zustande kommen, ermittelt werden.

Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen sollen die Auswirkungen systemrelevanter Einflussfaktoren, Brennstoffpreise, Zertifikatspreise, Stromnachfrage und Ausbau der regenerativen Stromerzeugungsanlagen, untersucht werden.

## 1.3 Gliederung

Nach der beschriebenen Zielsetzung der vorliegenden Arbeit, wird im **zweiten Kapitel** auf das **literarische Umfeld** der behandelten Thematik eingegangen. Dabei wird ein Überblick über die diversen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien und den Stand der Forschung zum Thema „Gas statt Kohle“ gegeben. Im **dritten Kapitel** werden die **theoretischen Grundlagen** zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, der Modellbildung und der Kraftwerkseinsatzplanung dargestellt. Das **vierte Kapitel** befasst sich mit dem, im Zuge dieser Arbeit **erstellten Modell**, dessen Kalibrierung auf das Basisjahr 2012, der Dynamisierung und den Modellkonfigurationen (Basis-Modell und Szenarien). Im **fünften Kapitel** werden die **Ergebnisse** dargestellt bzw. miteinander verglichen. Das abschließende **sechste Kapitel** beinhaltet eine **kritische Diskussion** der Ergebnisse und einen Vergleich mit Ergebnissen der Literatur.

# 2 Literaturüberblick - Stand der Forschung

Es wird der aktuelle Forschungsstand rund um die Thematik angeführt. Dazu werden zu Beginn einige notwendige Definitionen bzw. Begriffe zusammengestellt und anschließend im weiteren Verlauf benötigte Informationen dargestellt. Nachfolgend wird versucht, einen kurzen Überblick über die bisherigen Forschungen zum Thema „CO<sub>2</sub><sup>1</sup>-Vermeidung durch Gas statt Kohle“ zu geben, bevor im letzten Punkt dieses Kapitels die Forschungsfrage bzw. weitere Fragestellungen der vorliegenden Diplomarbeit abgeleitet werden.

## 2.1 CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien

Als solche Strategien werden Maßnahmen bezeichnet, die zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Systems im Vergleich zu einem Referenzsystems führen. Dabei erfolgt keine genauere Einschränkung auf den Energiesektor bzw. innerhalb dieses Sektors, d. h. es werden jegliche Einsparungen so bezeichnet (gilt beispielsweise auch für die Landwirtschaft, den Verkehr und viele andere) (vgl. Beer et al., 2009, S. 5ff.).

In Abb. 2.1 sind die möglichen Einsparungs- bzw. Vermeidungsmaßnahmen im Energiesektor dargestellt. Grundsätzlich können im Elektrizitätssektor (bzw. Energiesektor) an drei Stellen bei der Nutzung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen zur Stromerzeugung<sup>2</sup> CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Der oberste Teil der Abb. 2.1 listet die Möglichkeiten zur Reduktion des Nutzenergiebedarfs auf. Dieser Umstand wird bei der vorliegenden Arbeit nur eingeschränkt, in Form eines Szenarios bezüglich des Stromverbrauchs von Deutschland und Österreich (siehe Kap. 4.9.1), berücksichtigt. Der mittlere Bereich der Grafik betrifft die Umwandlung von Endenergie zu Nutzenergie. Diesem Punkt wird im

---

<sup>1</sup>Richtiger wäre die Bezeichnung als CO<sub>2</sub>-Äquivalent (andere Treibhausgase (THG) die zur globalen Klimaerwärmung beitragen, werden gemäß ihres Treibhausgaspotentials umgerechnet bzw. eingerechnet). Vereinfachend wird im Weiteren lediglich von CO<sub>2</sub>-Emissionen geschrieben, da dies das wichtigste THG im Elektrizitätssektor ist.

<sup>2</sup>Generell kann Energie weder erzeugt, noch verbraucht werden (Energieerhaltungssatz). Umgangsbzw. wirtschaftssprachlich ist es allerdings im Energiesektor üblich, diese Ausdrucksweise zu verwenden.



Abb. 2.1: Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung auf verschiedenen Energieebenen  
(Quelle: Beer et al., 2009, S. 5)

erstellten Modell durch die Erneuerung alter Kraftwerke mit niedrigerem Wirkungsgrad, durch neuere Kraftwerke (mit selbem Brennstofftyp) mit höherem Wirkungsgrad, Rechnung getragen (siehe Kap. 4.8.1 bis Kap. 4.8.4). Die entscheidendste Möglichkeit zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energiesektor liegt, für das im weiteren beschriebene Modell, im Endenergie-Bereich. So ist der Wechsel eines Energieträgers, „Gas statt Kohle“ (siehe Kap. 4.8.2) bzw. „regenerative statt fossile Energien“ (siehe Kap.4.9.5) von großer Bedeutung (vgl. Beer et al., 2009, S. 5ff.).

Damit einhergehend sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, welche im folgenden Kapitel beschrieben werden.

## 2.2 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beschreiben die Mehrkosten einer Maßnahme, die für eine gewisse CO<sub>2</sub>-Einsparung im Vergleich zu einer Referenz sorgen. Dabei sind sowohl die fixen (Investitionskosten,...), als auch die variablen Kosten (Brennstoffkosten,...) mit einzubeziehen. Häufig werden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in EUR/t angegeben (vgl. Beer et al., 2009, S. 12).

Im Folgenden sollen einige **Beispiele für CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten** dargestellt werden. Dabei geht es Mangels näherer Informationen bzw. Referenzen um eine ungefähre Einordnung der Größenordnungen.

## 2.2. CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN

Wie Abb. 2.2 entnommen werden kann, gibt es sehr große Unterschiede zwischen den Kosten der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologien. An der Spitze befinden sich weit abgeschlagen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch Photovoltaikanlagen mit rund 1.000 EUR/t. Deutlich darunter, allerdings mit rund 200 EUR/t immer noch sehr teuer, liegen die Kosten für die Vermeidung durch biogene Brennstoffe. Um den Faktor 16 niedriger sind die Vermeidungskosten durch den Einsatz von Windkraft unter jenen der Photovoltaikanlagen bei 63 EUR/t. Neben den regenerativen Technologien werden auch noch die Vermeidungskosten durch die CCS-Technologie (siehe 2.4) mit 50 EUR/t angegeben.

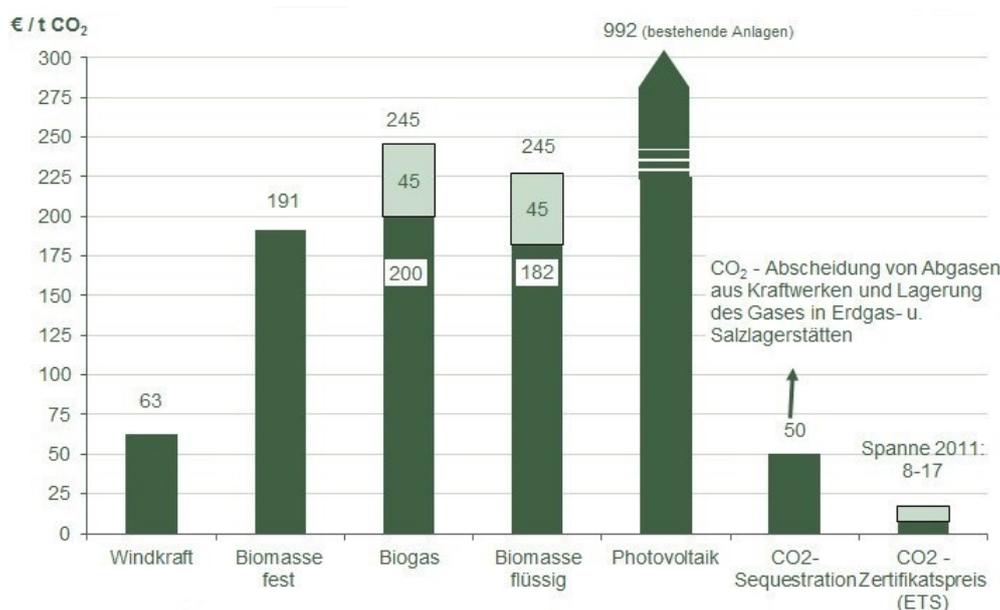


Abb. 2.2: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten diverser Technologien nach E-Control  
(Quelle: E-CONTROL, 2011a)

Wird eine andere Quelle, Herminghaus (2011), betrachtet, so sind deutliche Unterschiede festzustellen (siehe Tab. 2.1). Insgesamt liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bedeutend niedriger. Zwar haben die Photovoltaikanlagen immer noch mit Abstand die höchsten Vermeidungskosten, allerdings nur mehr etwa 800 EUR/t. Groß fallen die Abweichungen bei Wind (63 EUR/t zu 40 EUR/t) und vor allem bei der Biomasse (rund 200 EUR/t zu 40 EUR/t) aus<sup>3</sup>. Die niedrigsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten werden mit 20 EUR/t der Wasserkraft zugewiesen (vgl. Herminghaus, 2011).

<sup>3</sup>Bei diesem Vergleich sollte neben der Tatsache, dass keine Referenzen angegeben wurden, auch beachtet werden, dass es sich bei der ersten Quelle (E-Control) um die österreichische Regulierungsbehörde handelt, bei der zweiten Quelle allerdings Bezug auf Deutschland genommen wird. Welche Rolle die preisliche Entwicklung durch den vermehrten Einsatz der Biomasse-Technologie in den letzten Jahren dabei spielt, kann auf Grund fehlender Informationen zu den Studien nicht näher erörtert werden.

Tab. 2.1: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten diverser Technologien nach Herminghaus  
(Quelle: in enger Anlehnung an Herminghaus, 2011)

Kraftwerkstyp	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten [EUR/t]	CO <sub>2</sub> -Vermeidung [t/10.000 EUR]
Wasserkraft	20	500
Windenergie	40	250
Biomasse	40	250
Photovoltaik	800	12,5

Im Zusammenhang mit diesen beiden Studien<sup>4</sup> muss jedoch beachtet werden, dass es laut Kübler (2013) in den letzten Jahren zu gewaltigen Preisreduktionen im Photovoltaik-Segment gekommen ist. Demnach sind die Preise des Jahres 2009 im Vergleich zum Jahr 2008 um 30 % bzw. im Zeitraum von 2008 bis 2012 um mehr als 50 % gefallen.

Auf der Basis dieser Preisentwicklung ist anzunehmen, dass die aktuellen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Photovoltaik-Technologie deutlich unter den beiden angeführten Werten liegen. Daher müssen diese CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten kritisch betrachtet werden.

Im Folgenden werden einige Studien von McKinsey&Company bzw. deren Ergebnisse, zu den Themen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, betrachtet. Diese Studien sind maßgeblich für den Stand der Forschung der engeren Thematik und den Vergleich mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit.

## 2.3 McKinsey-Studien

Mit der Studie mit dem Titel „Pathways to a Low-Carbon Economy - Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve“ brachte McKinsey&Company eine sehr umfassende Studie zum Thema CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien bzw. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten heraus. Dabei werden zahlreiche Strategien in den größten THG-Emissions-Sektoren (Strom, Petroleum und Gas, Zement, Eisen und Stahl, Chemie, Transport, Forst und Landwirtschaft, Gebäude und Müll) der Welt betrachtet (vgl. McKinsey&Company, 2009b, S. 5ff.).

Bei einer weiteren Studie mit dem Titel „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ (bzw. der im März 2009 erschienenen Erweiterung: „Aktualisierte Energieszenarien und -sensitivitäten“) wurde der Fokus auf CO<sub>2</sub>-

---

<sup>4</sup>Beide Studien wurden im Jahr 2011 veröffentlicht. Mangels genauerer Angaben kann jedoch nicht festgestellt werden aus welchen Jahren die zu Grunde gelegten Daten stammen.

### 2.3. MCKINSEY-STUDIEN

Vermeidungsstrategien bzw. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Sektoren Energie, Industrie, Gebäude und Transport in Deutschland gelegt. Zusammenfassend stellt Abb. 2.3 die Ergebnisse als Vermeidungskostenkurve des deutschen Energiesektors nach McKinsey dar. Dabei sind auf der Ordinate die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in EUR/t aufgetragen. Es muss jedoch beachtet werden, dass auch Förderungen durch das EEG mit eingerechnet sind. So sind beispielsweise die geringen bzw. negativen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Photovoltaikanlagen zu erklären. Auf der Abszisse ist das wirtschaftliche Potential einer THG-emissionsreduzierenden Maßnahme dargestellt (vgl. McKinsey&Company, 2009a, S. 13ff.).

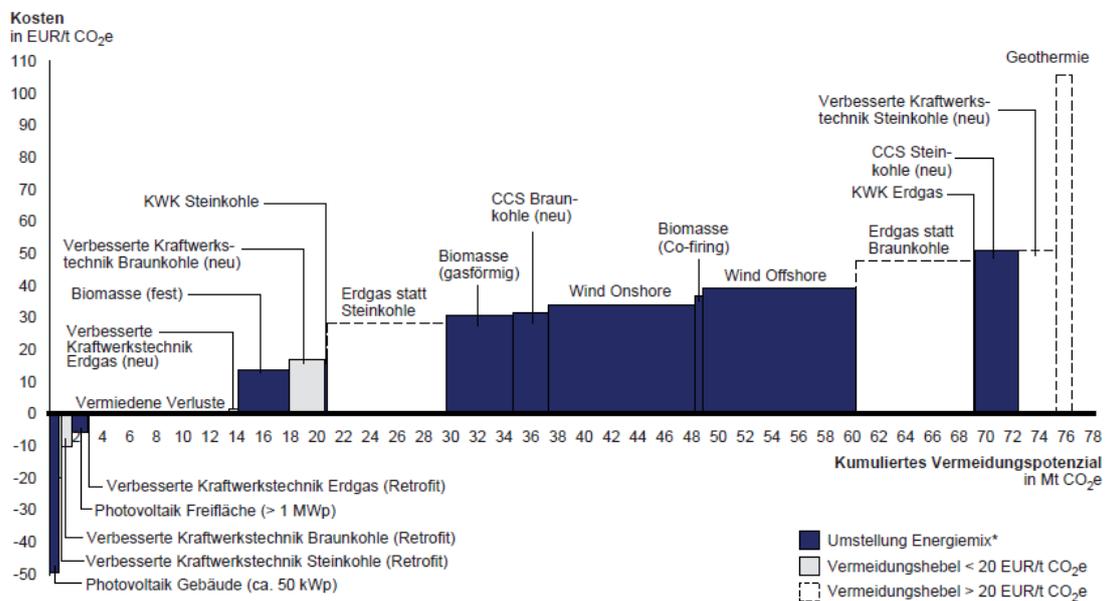


Abb. 2.3: Vermeidungskostenkurve des deutschen Energiesektors 2020 nach McKinsey  
(Quelle: McKinsey&Company, 2009a, S. 5)

In der tiefgehenden Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland - Sektorperspektive Energie“ werden die Ergebnisse für den deutschen Energiesektor ausführlich zusammengestellt bzw. diskutiert. Besonders interessant dabei ist für das vorliegende Werk die **Kohle-Gas-Substitution**, die in der McKinsey-Studie wie folgt umgesetzt wird:

Um die deutsche Stromnachfrage auch nach der schrittweisen Abschaltung der Kernkraftwerke abdecken zu können, muss eine Reihe neuer Kraftwerke gebaut werden. Nach rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten wären zwei Drittel davon Kohle-Kraftwerke und lediglich ein Drittel Erdgas-Kraftwerke. Im Substitutions-Szenario wird unterstellt, dass bis 2020 statt der Hälfte an neu installierten Kohle-Kraftwerken erdgasbetriebene Kraftwerke gebaut werden. Nach 2020 wird wieder das Verhältnis 2:1 zwischen Kohle- und

Erdgas-Kraftwerken bei den Neubauten herangezogen, da ab diesem Zeitpunkt verstärkt auf CCS gesetzt wird (höheres Vermeidungspotential). Die vermehrte Ausnützung bestehender Erdgas-Kraftwerke zu Ungunsten der Kohle-Kraftwerke (also eine Verschiebung von Volllaststunden) würde zwar zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen, allerdings wird dieser Effekt nicht mit eingebunden.

Die wichtigsten **Ergebnisse der Untersuchung** zusammengefasst sind:

- Erdgas statt Steinkohle bis 2020:  
Vermeidungspotential 8,9 Mio. t CO<sub>2</sub>e bei Vermeidungskosten von 28 EUR/t
- Erdgas statt Braunkohle bis 2020:  
Vermeidungspotential 8,8 Mio. t CO<sub>2</sub>e bei Vermeidungskosten von 50 EUR/t
- Erdgas statt Steinkohle bis 2030:  
Vermeidungspotential 8,9 Mio. t CO<sub>2</sub>e bei Vermeidungskosten von 30 EUR/t
- Erdgas statt Braunkohle bis 2030:  
Vermeidungspotential 8,8 Mio. t CO<sub>2</sub>e bei Vermeidungskosten von 57 EUR/t

(vgl. McKinsey&Company, 2007b, S. 57ff.).

Im folgenden Kapitel wird die CCS-Technologie bzw. deren möglicher Einsatz in Deutschland und Österreich beschrieben, da dies für die zukünftigen CO<sub>2</sub>-Emissionen und folgedessen für die vorliegende Arbeit sehr relevant ist.

## 2.4 CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS)

Bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (engl. Abkürzung: CCS) wird das CO<sub>2</sub> vor der Abgabe an die Luft abgeschieden und in geologisch geeigneten, unterirdischen Stätten gelagert. Diese Technologie wird vor allem bei emissionsreichen Kohlekraftwerken angedacht bzw. erprobt. Eine Einführung in größerem Stile ist jedoch erst in zehn bis 15 Jahren zu erwarten (vgl. Grünwald, 2008, S. 7ff.). Kritisch gesehen wird dabei zum einen der zusätzlich notwendige Energieaufwand und zum anderen die Tatsache, dass es sich nicht um eine dauerhafte CO<sub>2</sub>-Verminderung handelt. Dennoch wird diese Technologie oftmals als CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategie angeführt und im Hinblick auf die Erderwärmung teilweise als unerlässliche Übergangslösung beschrieben (vgl. Blohm et al., 2006, S. 1ff.).

### **CCS in Deutschland:**

Die Nutzung der CCS-Technologie in Deutschland wird durch das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726) geregelt. Es muss allerdings beachtet werden, dass die derzeitige gesetzliche Fassung hauptsächlich Anlagen für Demonstrations- bzw. Erprobungszwecke betrifft. Kernpunkt ist dabei die Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Speicher- masse pro Jahr auf 1,3 Mio. t pro CO<sub>2</sub>-Speicher bzw. 4 Mio. t insgesamt. Wichtig ist weiters, dass die einzelnen deutschen Bundesländer Gebiete bestimmen können, in denen die Speicherung zulässig bzw. unzulässig ist (vgl. KSpG vom 17. August 2012 - BGBl. I S. 1726). Wie aus einem Bericht von SpiegelOnline hervorgeht, dürften einige Bundesländer, darunter Schleswig-Holstein und Niedersachsen, davon Gebrauch machen. Außerdem steht ein Großteil der deutschen Bevölkerung dieser Technologie sehr skeptisch gegenüber, weshalb zur Zeit auch keine konkreten CCS-Vorhaben vorhanden sind (vgl. Spiegel Online, 2012).

### **CCS in Österreich:**

Wie dem Bundesgesetzblatt der Republik Österreich vom 28. Dezember 2011 entnommen werden kann, ist die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in Österreich verboten. Lediglich für Forschungszwecke ist eine CO<sub>2</sub>-Speicher- masse von maximal 100.000 t zulässig (vgl. BGBl. I Nr. 144/2011).

### **CCS in der EU:**

Das Europäische Parlament und der Rat der EU haben mit dem Amtsblatt L 140 vom 5. Juni 2009 S. 114-135 ausführlich zur CCS-Technologie Stellung genommen. Dabei wird CCS als Brückentechnologie betrachtet, die es ermöglichen sollte 15 % (bzw. 160 Mio. t CO<sub>2</sub>) der notwendigen CO<sub>2</sub>-Einsparungen abzudecken, um die Klimaziele der EU bis 2030/2050 erreichen zu können (vgl. ABl. L 140 vom 05.06.09 S. 114-135).

### **CCS-Kosten:**

Eine genaue Aussage über die Kosten der CCS-Technologie treffen zu können, ist laut Kuckshinrichs (2012) nach wie vor schwierig, da sie noch am Beginn ihrer Entwicklung steht. Trotzdem muss davon ausgegangen werden, dass sich die Investitionskosten, im Vergleich zum selben Kraftwerkstyp ohne CCS-Vorrichtungen, beinahe verdoppeln werden.

Abhängig vom Kraftwerkstyp ergeben sich folgende **CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten** (siehe auch 2.2):

- Steinkohle-Kraftwerk: 41 bis 48 EUR/t
- Braunkohle-Kraftwerk: 34 bis 38 EUR/t
- Erdgas-Kraftwerk: ca. 67 EUR/t

(vgl. Kuckshinrichs & Hake, 2012, S. 170ff.).

Im folgenden Kapitel werden auf Technologien, betreffend der Erdgas-Förderung (Schiefergas) bzw. den Erdgas-Transport (LNG), eingegangen.

## 2.5 Flüssigerdgas und Schiefergas

In diesem Kapitel werden zwei Technologien beschrieben, welche sich auf den Transport bzw. die Förderung von Erdgas beziehen und deren vermehrter Einsatz in nächster Zukunft zu größeren Veränderungen am weltweiten Gas-Markt führen könnte. Zu Beginn werden einige Informationen bzw. mögliche Konsequenzen einer umfangreicheren Verwendung der LNG-Technologie dargestellt. Anschließend wird die Situation bzw. werden die möglichen Auswirkungen der Schiefergasförderung erörtert.

### **Flüssigerdgas - LNG (Liquefied Natural Gas):**

Der weltweite Erdgasbedarf ist in den letzten zwei Jahrzehnten kontinuierlich angestiegen. Auf Grund der ungleichen Vorkommen auf der Welt spielt der Transport eine zentrale Rolle. Die Verflüssigung von Erdgas nimmt dabei eine wichtige Position ein. Dazu wird das Erdgas auf  $-162\text{ °C}$  gekühlt und der Druck gesenkt, was zu einem wesentlichen Anstieg der Energiedichte führt. Der Transport und die Lagerung in flüssigem Zustand weisen einige Vorteile, im Vergleich zum gasförmigen Zustand bzw. dem herkömmlichen Transport per Pipeline, auf (vgl. Kumar et al., 2011, S. 1ff.).

Zahlreiche europäische Staaten, darunter Deutschland und Österreich, verfügen selbst nicht über ausreichende Erdgas-Förderkapazitäten und importieren daher den Großteil des benötigten Erdgases. Bislang erfolgte die Lieferung dieser Importe hauptsächlich über Pipelines. Zunehmend werden auch größere Mengen an LNG per Schiff (ermöglicht durch die, um den Faktor 600, größere Energiedichte im flüssigen Zustand im Vergleich zum gasförmigen Zustand) angeliefert. Daher entsteht ein weltweiter Gasmarkt, der für

eine größere Konkurrenz im europäischen Gashandel sorgt. Ein weiterer wichtiger Umstand ist der Ausbau der Schiefergas-Förderung in den USA (und weiteren Staaten). Dieser führt zu einem wesentlich geringeren Gasimport der USA bzw. in weiterer Folge zu einem Gasexport der USA nach Europa. Dies wirkt sich doppelt auf den europäischen Gasmarkt bzw. Gaspreis aus, einerseits direkt über die Importe aus den USA und andererseits durch die anderen Gasexporteure, die ihr zusätzlich überschüssiges Erdgas nach Europa exportieren (vgl. Rogers, 2010, S. 1ff.). Resultierend daraus könnte sich der Gaspreis vom Ölpreis in Europa lösen und nach einer A.T. Kearney-Studie (2011) ab 2015 unter großen Preisschwankungen zu sinken beginnen - zu gewissen Zeiten bis auf zwölf EUR/MWh.

### **Schiefergas:**

Wie bereits erwähnt wurde, führt die Erdgas Gewinnung aus Schiefergestein (Fracking) in den USA zu gravierenden Änderungen am weltweiten Erdgas-Markt. Die USA selbst sind in den letzten zehn Jahren von einem der größten Gas-Importeure zu einem Selbstversorger geworden. Der Gaspreis erreichte in den USA somit im Jahr 2012 ein zehnjähriges Rekordtief. Zusätzlich wurde dadurch die Wirtschaft angekurbelt und zahlreiche neue Jobs geschaffen. Konträr dazu stehen die vielen (potentiellen) Probleme, die mit der Schiefergas-Gewinnung einhergehen: Neben dem extremen Wasserverbrauch bei der Schiefergas-Förderung kommt es immer wieder zu Verunreinigungen des Grundwassers. Des Weiteren führen flüchtige Kohlenwasserstoffe zu einer zusätzlichen Anheizung der Diskussionen der Umweltschädlichkeit von Fracking (vgl. Wang et al., 2014, S. 1ff.). Darüber hinaus wird in einer Studie von Wang et. al (2014) darauf hingewiesen, dass die Schiefergas-Förderung die potentielle Erdbebengefahr in manchen Regionen steigern kann.

Die EU bzw. die einzelnen europäischen Staaten verhalten sich beim Thema Fracking äußerst zurückhaltend. In Österreich sind, trotz potentieller Vorkommen, Probebohrungen verboten (vgl. Die Presse, 2013a). Auch in Deutschland wurde ein Gesetz gegen Fracking im Jahr 2013 sehr intensiv diskutiert, allerdings schlussendlich nicht durchgesetzt. Deshalb ist die Schiefergas-Gewinnung durch Fracking weiterhin nicht gesetzlich beschränkt. Die gesellschaftliche, sowie politische Diskussion ist derzeit noch voll im Gange (vgl. Berliner Zeitung, 2013).

Im nachfolgenden Kapitel werden die energiepolitischen Ziele und die entsprechenden Maßnahmen im Elektrizitätssektor der EU bzw. der beiden betrachteten Staaten Deutschland und Österreich dargestellt.

## 2.6 Energiepolitische Ziele und Maßnahmen zum Klimaschutz

In diesem Kapitel werden die Klimaziele der EU, das Emissionshandels-System der EU (ETS) und die gesetzlichen Regelungen von Deutschland und Österreich bezüglich der regenerativen Erzeugungsanlagen erläutert.

### 2.6.1 Klimaziele der EU

Die EU hat sich bezüglich der Reduktion der internen Treibhausgas-Emissionen sehr ehrgeizige Ziele gesteckt. Insgesamt sollen diese bis 2050 um rund 80 %, im Vergleich zum Wert des Jahres 1990, reduziert werden (mögliches Szenario siehe Abb. 2.4).

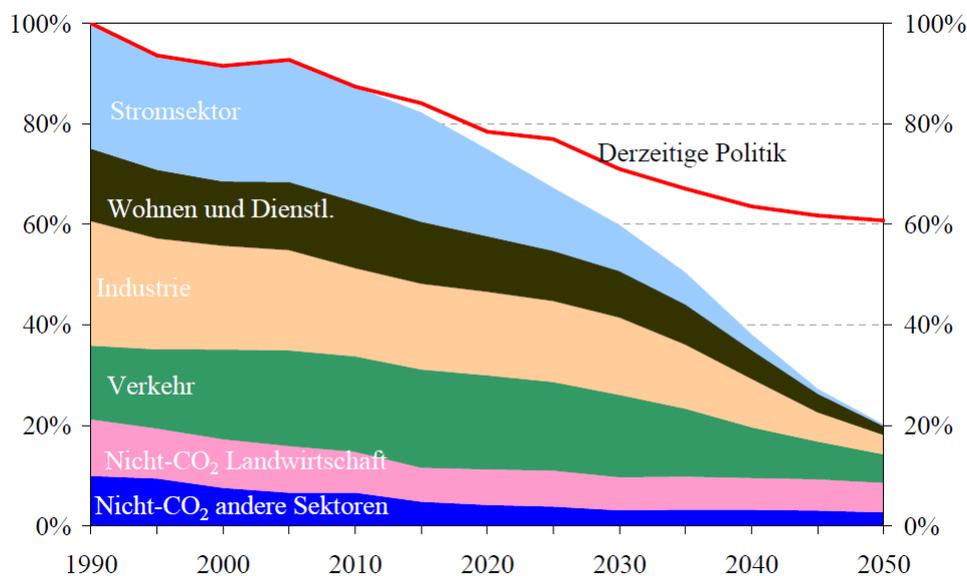


Abb. 2.4: Szenario der Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen der EU  
(Quelle: Europäische Kommission, 2011, S. 5)

Dabei wird von Seiten der EU vor allem im Strom-Sektor eine extreme Senkung der THG anvisiert. Im Jahr 2030 sollen in diesem Sektor 54 % bis 68 % der Emissionen, im Vergleich zu jenen des Jahres 1990, eingespart werden. Bis zum Jahr 2050 sollen sogar 93 % bis 99 % vermieden werden. Langfristig sollten also nach den Vorstellungen der EU beinahe keine THG-Emissionen mehr im Elektrizitäts-Sektor verursacht werden.

Kurzfristige Ziele (bis 2020) der EU werden in der „Europa-2020-Strategie“ festgelegt:

- Reduktion der THG-Emissionen um 20 %
- Steigerung des Anteils der regenerativen Energieträger auf 20 %
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20 %

(vgl. Europäische Kommission, 2011, S. 3ff.).

In zahlreichen Richtlinien (Gebäuderichtlinie, KWK-Richtlinie,...) gibt die EU weitere konkrete Vorgaben zur Reduktion der THG-Emissionen für die einzelnen Mitgliedsstaaten vor. Da die meisten Aspekte für den hier behandelten Schwerpunkt nur eine untergeordnete Rolle spielen, wird jedoch im Folgenden nicht mehr genauer darauf eingegangen.

### 2.6.2 CO<sub>2</sub>-Zertifikate (EU-ETS)

Grundsätzlich verfolgen sowohl CO<sub>2</sub>-Steuern als auch CO<sub>2</sub>-Zertifikate das Ziel, die externen Kosten in den Marktpreis zu internalisieren, um eine bessere Preis-Wahrheit zu erhalten.

In der EU wird dies seit Anfang 2005 mit dem Emissionshandel „European Union Emission Trading System“ (EU-ETS) umgesetzt. Das Grundkonzept ist dabei die Deckelung der Anzahl der ausgegebenen Zertifikate und der mögliche Handel damit (engl. „Cap and Trade“). Insgesamt unterliegen dem EU-ETS 45 % der gesamten Emissionen aller Mitgliedsstaaten, darin enthalten sind auch jene THG-Emissionen des Elektrizitäts-Sektors.

Im Laufe seiner **Entwicklung** durchlief bzw. durchläuft das ETS folgende **Handelsperioden**:

1. **2005 - 2007:** Das ETS wird in einer Testphase eingeführt. Dabei werden zu viele Zertifikate ausgegeben (größtenteils kostenlose nationale Vergabe) und damit einhergehend ergibt sich ein extrem niedriger Marktpreis.
2. **2008 - 2012:** Die Zahl der Zertifikate wird zwar um 6,5 % reduziert, die Wirtschaftskrise und ein erhöhter Anteil an regenerativen/emissionsfreien Energieträgern sorgen abermals für einen sehr tiefen CO<sub>2</sub>-Preis.
3. **2013 - 2020:** Die gesamte Ausgabemenge der Zertifikate wird noch strikter begrenzt und es ist eine jährliche Reduktion von 1,74 % in diesem Zeitraum vorgesehen. Außerdem wird ein zunehmender Zertifikat-Anteil nicht mehr kostenlos verteilt, sondern versteigert.

4. **2021 - 2028:** Es sind noch keine konkreten Veränderungen festgelegt worden, allerdings wird unter anderem eine Erweiterung des ETS um zusätzliche Sektoren angestrebt (vgl. Umweltbundesamt, 2013d, S. 16).

(vgl. Europäische Kommission, 2013, S. 1ff.).

Die **preisliche Entwicklung** wurde von starken Schwankungen durch diverse Einflüsse, wie der Wirtschaftskrise, dem Atomunfall von Fukushima oder dem Vorschlag für eine Effizienz-Richtlinie geprägt (siehe Abb. 2.5). Während der Spot-Preis im Jahr 2009 und 2010 noch durchschnittlich bei 13 EUR/t lag, so bewegte er sich nach einem starken Preisrückgang im Jahr 2011, 2012 nur mehr bei acht EUR/t (vgl. Sandbag, 2013, S. 18ff.).

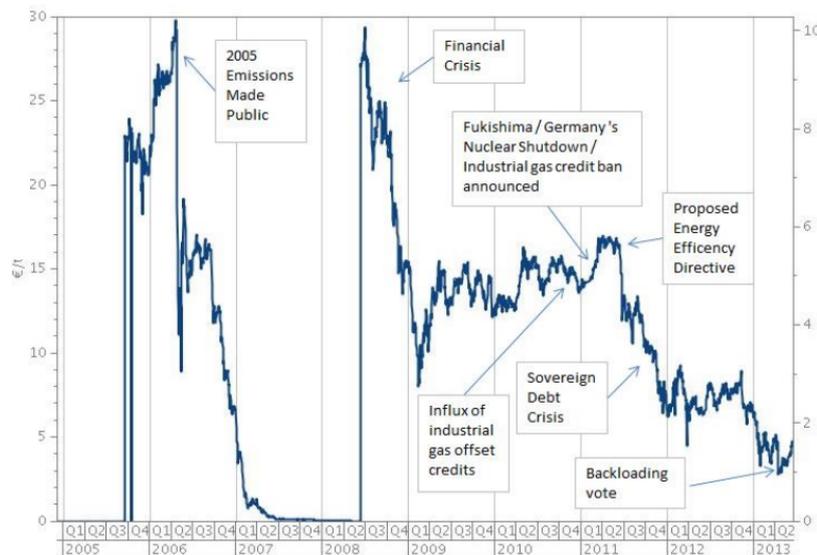


Abb. 2.5: Spot-Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate  
(Quelle: Sandbag, 2013, S. 18)

Auf Grund der Systemkomplexität und der verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Interessen beinhaltet bzw. verursacht das ETS einige kritische Punkte. Das für die hier behandelte Thematik herausragende Problem stellt dabei die „**Renaissance der Kohle-Kraftwerke**“ dar:

Die kostenlose Vergabe in den ersten beiden Handelsperioden hat laut Phale et. al (2011) zu einer größeren Beeinflussung der fossilen Investitionen in Deutschland geführt. Die bereits vor der ETS-Einführung vorhandenen Vorteile der Kohle-Kraftwerke wurden durch erwartete Zusatzgewinne (Windfall-Profit) noch weiter ausgebaut. Eine Veränderung der Vergabemodalitäten hätte dies verhindern bzw. sogar umkehren können (abhängig von den Brennstoff- und Zertifikats-Preisen). Hierzu wäre ein Auktionssystem oder eine

Zuteilung an die beste Technologie notwendig gewesen. Daraus lässt sich erklären, warum zahlreiche neue Steinkohle-Kraftwerke (und einige Braunkohle-Kraftwerke) in Deutschland in den letzten Jahren ans Netz gegangen sind, gebaut werden oder sich in Planung befinden (siehe Kap. 4.8). Die zukünftige Implementierung des Vergabeverfahrens wird maßgeblich für die weitere Entwicklung des Kohle-Aufschwungs sein (vgl. Pahle et al., 2011, S. 1ff.).

### 2.6.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz und Ökostromgesetz

Das in Deutschland gültige **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (kurz EEG) ist Kern der Bestrebungen den regenerativen Anteil an der deutschen Stromversorgung schrittweise bis 2050 auf 80 % (2020: 35 %, 2030: 50 % und 2040: 65 %) anzuheben. Darin wird eine Anschluss- und Abnahmepflicht der regenerativen Stromerzeugnisse und eine entsprechende Einspeisevergütung vorgeschrieben. Gegebenenfalls muss das deutsche Stromnetz ausgebaut werden, um dies zu ermöglichen (vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)).

In den vergangenen Jahren, seit der Einführung des EEG im Jahr 2000, hat sich der regenerative Bruttostromanteil von Deutschland von 6,4 % auf 16,8 % im Jahr 2010 erhöht. Zu Beginn war der stark steigende Wind- und Biomasse-Anteil hauptverantwortlich, während in den nachfolgenden Jahren Photovoltaik die höchste, zugebaute Rate aufwies (vgl. Deutsche Bundesregierung, 2011, S. 3ff.).

Für das erste Halbjahr 2014 ist eine Novelle des EEG vorgesehen, dabei sollen die stark ansteigenden Kosten begrenzt und gerechter verteilt werden. Dazu werden, neben einer besseren Marktintegration, folgende jährlichen Ausbaupläne angestrebt, um speziell die günstigeren Technologien zu forcieren:

- Solarenergie (Photovoltaik): 2.500 MW
- Windenergie onshore: 2.500 MW
- Windenergie offshore: insgesamt 6.000 MW bis 2020 und 15.000 MW bis 2030
- Biomasse: 100 MW
- Wasserkraft und Geothermie: keine Mengenregulierung notwendig

(vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014a).

In **Österreich** wird die Förderung alternativer Energien durch das **Ökostromgesetz** von 2012 geregelt. Dieses sieht allerdings im Unterschied zum deutschen EEG ein gedeckeltes Fördervolumen vor. Das heißt, es werden förderwürdige Energieanlagen mit maximal 50 Mio. EUR jährlich unterstützt. Für diese gibt es Abnahmeverträge für eine bestimmte Laufzeit und, abhängig vom Energieträger, fixe Einspeisevergütungen oder Investitionsförderungen (vgl. E-CONTROL, 2011b, S. 1ff.).

Nachdem in den vorhergehenden Kapiteln, einige Grundlagen aufbereitet wurden, soll im nächsten Kapitel ein Überblick über den Stand der Forschung rund um die Thematik „Gas statt Kohle“ gegeben werden.

## 2.7 Energieträgerwechsel: „Gas statt Kohle“

In diesem Kapitel geht es darum, die Grundidee bzw. den bisherigen Forschungsstand rund um die engere Thematik zusammenzufassen und kurz darzustellen. Daraus ergeben sich die Forschungsfrage bzw. die daraus abgeleiteten Fragestellungen bzw. Szenarien.

Der grundsätzliche Anreiz Stein- bzw. Braunkohle-Kraftwerke durch Erdgas-Kraftwerke zu ersetzen, liegt bei einer umweltmäßigen Betrachtung bei den wesentlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Folgenden wird dies anhand eines kurzen, extrem vereinfachten Vergleichs zwischen einem modernen Kohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46 % und einem modernen GuD-Kraftwerk (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk) mit einem Wirkungsgrad von 60 % demonstriert:

- **Kohlekraftwerk:**  $\approx 400 \frac{g}{kWh_{prim}}$  bei  $\eta = 46 \%$
- **GuD-Kraftwerk:**  $\approx 200 \frac{g}{kWh_{prim}}$  bei  $\eta = 60 \%$

$$\Rightarrow \text{Kohle: } \approx 870 \frac{g}{kWh_{el}} \text{ vs. Erdgas: } \approx 335 \frac{g}{kWh_{el}}$$

Im Hinblick auf die pro Kilowattstunde elektrische Energie entstehenden Emissionen bedeutet dies also einen großen Unterschied. Demnach emittiert ein Kohle-Kraftwerk rund 2,5 mal soviel CO<sub>2</sub>. Dadurch ergibt sich vor allem bei Staaten mit einem hohen Anteil an emissionsreichen Kohle-Kraftwerken ein hohes theoretisches Einsparungspotential an CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### 2.7.1 „Gas statt Kohle“ - USA

Wie bereits in Kap. 2.5 erwähnt wurde, hat der massive Ausbau der Schiefergas-Produktion in den USA weltweite Auswirkungen auf den Energie- bzw. Elektrizitätssektor. Auch in den USA selbst hat die Schiefergas-Revolution große Veränderungen nach sich gezogen. Niedrigere variable Produktionskosten haben die Wirtschaftlichkeit von Erdgas befeuerten Kraftwerken wesentlich verbessert, vor allem im Vergleich zu Kohlekraftwerken.

Im Jahr 2012 waren die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den USA um 23 % niedriger, als sie das mit einem entsprechend höheren Stromanteil aus Kohle-Kraftwerken im Jahr 1997 waren. Zusätzlich verursachen die GuD-Kraftwerke weniger NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen, was zu einer Einsparung von 40 % (NO<sub>x</sub>) bzw. 44 % (SO<sub>2</sub>) geführt hat. Allerdings müssen diesen Vorteilen die zusätzlichen Methan-Emissionen bzw. weiteren flüchtigen Emissionen, die bei der Schiefergas-Gewinnung auftreten, gegenüber gestellt werden. Zukünftig könnte noch eine weitere Reduktion der Emissionen des Elektrizitätssektors der USA erfolgen, wenn weitere Kohlekraftwerke durch moderne GuD-Kraftwerke ersetzt werden (vgl. Gouw et al., 2014, S. 1ff.).

### 2.7.2 „Gas statt Kohle“ - Europa

Ein Teil der Siemens-Studie mit dem Titel „Connecting Possibilities - Scenarios for Optimizing Energy Systems“ befasst sich mit dem Tausch emissionsintensiver, kohlebefuener Kraftwerke durch GuD-Kraftwerke mit wesentlich niedrigeren, spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Abhängig von den Kohle-, Gas- und Zertifikatspreisen kann der Wechsel von Kohle zu Gas kostenneutral für Investoren sein. Die wesentlich niedrigeren Investitionskosten von GuD-Kraftwerken sind darüber hinaus ein Vorteil dieser Technologie. So würde der Wechsel von Kohle zu Gas laut dieser Studie alle Aspekte des Energiedreiecks (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit) positiv beeinflussen.

Konkret wird dieser Energieträger-Wechsel und die daraus entstehenden Emissionsverminderung durch folgendes Szenario dargestellt bzw. berechnet: Es wird ein 100 % Ersatz der Kohlekraftwerke durch GuD-Kraftwerke bis 2030 im EU-Raum angenommen. Wie der Abb. 2.6 entnommen werden kann, wird der aktuelle Energieanteil durch die Erzeugung in Kohlekraftwerken von 485 TWh, nach 2030 in gleicher Höhe, durch Energie aus GuD-Kraftwerken ersetzt.

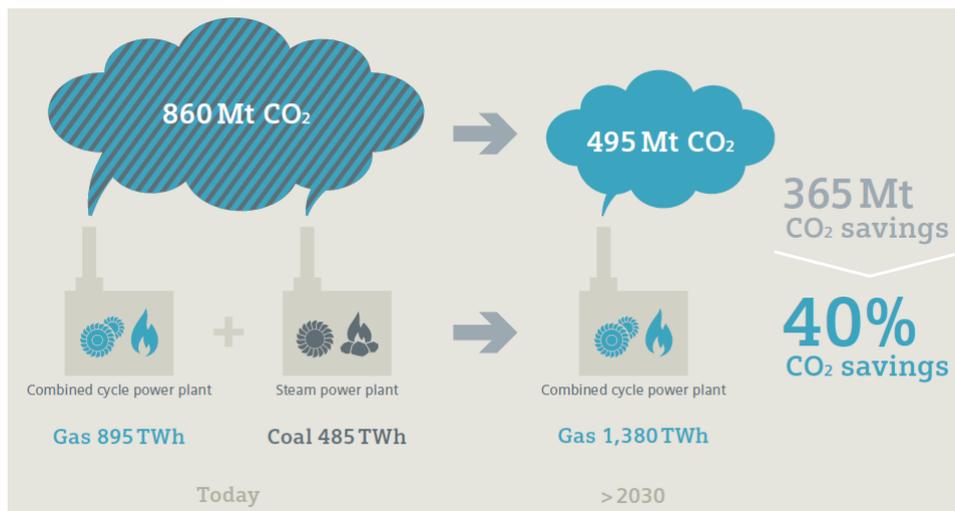


Abb. 2.6: Jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen pro Jahr ab 2030 in Europa  
(Quelle: Stuckenberg, 2013, S. 33)

Dieser Technologiewechsel würde im Jahr 2030 CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 365 Mio. t in der EU einsparen. Dafür wäre eine neu installierte Leistung an GuD-Kraftwerken von 100 GW notwendig, was einem Investitionsvolumen von 90 Mrd. USD entsprechen würde. Ein konservativeres Szenario geht von einem Wechsel von Kohle zu Gas in der Höhe von 50 % aus. Das Einsparungspotential an CO<sub>2</sub>-Emissionen würde dabei 165 Mio. t betragen und ein Investitionsvolumen von rund 40 Mrd. USD erfordern (vgl. Stuckenberg, 2013, S. 32ff.). Über genauere Berechnungen, Modellierungen bzw. Referenzen wurden in der zitierten veröffentlichten Version keine genaueren Angaben gemacht, weshalb eine Angabe der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nicht möglich ist (vgl. Milojcic, 2011, S. 8ff.).

### 2.7.3 „Gas statt Kohle“ - Deutschland

In Deutschland ist der Wechsel von der emissionsreichen Kohleverfeuerung (Betrachtung ohne CCS-Einsatz) zur emissionsärmeren Erdgasverbrennung besonders interessant. Gründe dafür sind einerseits die hohen Anteile an installierter Leistung bzw. jährlich bereitgestellter Energie von Kohle-Kraftwerken und Erdgas-Kraftwerken (vgl. BDEW, 2013a) und andererseits die geplante Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke bis 2023 (vgl. Atomgesetz Deutschland § 7<sup>5</sup>). Der Wechsel von Kohle zu Gas wird in der bereits beschriebenen McKinsey-Studie betrachtet (siehe Kap. 2.3).

<sup>5</sup>Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren: Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. August 2013 (BGBl. I S. 3313) geändert worden ist.

### 2.7.4 „Gas statt Kohle“ - Österreich

Österreich besitzt bei dieser Thematik im Vergleich zu Deutschland auf Grund seiner Kraftwerkspark-Zusammenstellung (siehe Kap. 4.5.2) eine völlig andere Diskussionsgrundlage. So können der geringe prozentuelle Anteil an fossil betriebenen Kraftwerken in Österreich und die verhältnismäßig geringe Gesamtleistung im Vergleich zu Deutschland als gravierendste Unterschiede genannt werden. Dennoch bietet der Energieträgerwechsel von Steinkohle (in Österreich wird derzeit keine Braunkohle zur Stromgewinnung verfeuert) zu Erdgas auch für Österreich ein erhebliches Einsparungspotential bezogen auf die gesamten Emissionen des Elektrizitätssektors. Außerdem ist die Verflechtung des österreichischen und deutschen Strommarktes bzw. Stromnetzes in diesem Zusammenhang wichtig (speziell in Hinblick auf einen weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugungsanlagen, deren Einspeisungen großen Schwankungen unterworfen sind). Vor allem die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke sind für Deutschland von großer Bedeutung (vgl. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2014).

Die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft „Österreichs Energie“ (2014) weist zwar auf die geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken hin, bekräftigt allerdings auch die Wichtigkeit einer Stromversorgung basierend auf verschiedenen Energieträgern.

Die Ausbaupläne der nächsten zehn Jahre für den österreichischen Kraftwerkspark lassen aber einen klaren Trend erkennen: Neben den zahlreichen Kraftwerksprojekten im regenerativen Elektrizitätssektor sind bis 2020 sechs neue thermische Kraftwerke in Österreich geplant, diese sind durchwegs Erdgas-Kraftwerke (vgl. Österreichs Energie, 2012, S. 19). Welche dieser geplanten Erdgas-Kraftwerke, in Anbetracht der Tatsache, dass das 2012 fertiggestellte GuD-Kraftwerk Mellach auf Grund mangelnder Wirtschaftlichkeit derzeit beinahe durchgehend stillsteht (Stilllegung, Verkauf bzw. Einmottung durch den Eigentümer wird angedacht (vgl. Die Presse, 2013b)), wirklich gebaut werden, ist allerdings fraglich.

## 2.8 Forschungsziele

Zwar wurde rund um die Thematik „Gas statt Kohle“ schon einiges geschrieben, allerdings wurde dabei nur sehr eingeschränkt auf den deutschen und österreichischen Strommarkt eingegangen. Im Falle der sehr ausführlichen McKinsey Studie (siehe Kap. 2.3) mit dem Titel „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ (2007 bzw. aktualisierte Version 2009) wird zwar auch auf das CO<sub>2</sub>-Einsparungspotential bzw. die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dieser Energieträger-Substitution

eingegangen, allerdings wurde nicht die gleiche Methodik zu Grunde gelegt. Außerdem wurden die Auswirkungen diverser Einflussfaktoren bzw. diverser Konstellationen in diesem Zusammenhang eher begrenzt betrachtet, weshalb sich noch folgende Forschungsfragen bzw. abgeleitete Fragestellungen formulieren lassen:

### **Forschungsfragen:**

Wie hoch sind die finanziellen Kosten und CO<sub>2</sub>-Einsparungen ( $\Rightarrow$  CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten), die bei einem Ersatz von Kohle-Kraftwerken durch Gas-Kraftwerke (und anderen Kraftwerkstypen) im Strommarkt von Deutschland und Österreich bis 2030 auftreten? Wie sieht der ökologische und ökonomische Vergleich zu anderen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien (Modell und Literatur) aus?

### **Fragestellungen und Szenarien:**

Als Grundlage für die Beantwortung dieser Fragestellung bzw. darauf aufbauend, ergeben sich noch eine Reihe weiterer Fragen:

- Wie entwickeln sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die gesamten Systemkosten für einen erwarteten (wahrscheinlichen) Kraftwerkspark (Basis-Referenz-Szenario) bis 2030 und wie hoch sind diese insgesamt?
- Welche Auswirkungen hätte die Forcierung des Einsatzes von Gas-Kraftwerken auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten des deutschen und österreichischen Elektrizitätssektors (Gas-Szenario)?
- Wie würde sich der Ausbau der Braun- und Steinkohle-Kraftwerke auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten für Deutschland und Österreich auswirken (Kohle-Szenario)?
- Welche Konsequenzen im Hinblick auf die finanziellen Kosten und die CO<sub>2</sub>-Emissionen hätte eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke (Uran-Szenario)?
- Welchen Einfluss hätte eine Veränderung (Anstieg bzw. Reduktion bis 2030) des Strombedarfs von Deutschland und Österreich?
- Welche Folgen hätten diverse Ausbau-Szenarien der alternativen Energieträger?
- Welche Auswirkungen hätte der Zertifikatspreis auf die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien?

## 2.8. FORSCHUNGSZIELE

---

- Wie würden verschiedene Brennstoffpreis-Szenarien die Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen verändern?
- (Wie wirken sich verschiedene Startkosten (Implementierungsvariante und Höhe) der Kraftwerke, im Speziellen auch auf die Ausnutzung der Pumpspeicher-Kraftwerke, aus?)

Im nächsten Abschnitt werden die benötigten, theoretischen Konstrukte bezüglich der Modellbildung, der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, der Kraftwerkseinsatzplanung und der Annuitäten- bzw. Barwertmethode dargestellt.

# 3 Theoretischer Teil

Zu Beginn dieses Kapitels wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Modellarten des Energiesektors bzw. deren Merkmale gegeben. Anschließend werden die für die vorliegende Arbeit benötigten Konstrukte theoretisch beschrieben.

## 3.1 Modelle

### 3.1.1 Überblick

Es gibt eine Vielzahl von verschiedenen Modellen für den Energiesektor. Abhängig von der jeweiligen Zielsetzung bzw. Aufgabenstellung muss ein passender Modelltyp ausgewählt werden. Im Folgenden soll nur ein kurzer Überblick über diverse Modellarten bzw. deren wichtigste Merkmale erfolgen. Lediglich die für die vorliegende Arbeit relevanten Punkte werden etwas ausführlicher behandelt. Die eigentliche Beschreibung des im Zuge dieser Arbeit erstellten Modells erfolgt in Kap. 4.

**Modellarten (nach Haas & Nakicenovic (2012) und Krey (2006)):**

- **Simulationsmodell:** Bei diesem Modelltyp wird versucht, jene Merkmale, die für die wahrheitsgetreue Abbildung der Wirklichkeit notwendig sind, zu integrieren.
- **Analysemodell:** Der Zweck dieser Modellart besteht in der Untersuchung des Einflusses gewisser Modellparameter.
- **Szenarienmodell:** Die Abbildung möglicher zukünftiger Entwicklungen bzw. Bandbreiten dieser Entwicklungen sind Ziel dieses Modelltyps (häufig basieren diese Szenarien auf einem zu Grunde gelegten Simulationsmodell). In den meisten Fällen erfolgt ein Vergleich mit einem Grund-Szenario bzw. zwischen verschiedenen Szenarien.
- **Prognosemodell:** Diese Modelle dienen der Voraussage der Zukunft unter Zuhilfenahme vergangener Datenreihen.

- **Optimierungsmodell:** Unter der Einhaltung gewisser Bedingungen wird jene Parameterkonstellation gesucht, die wahlweise zu einem minimalen oder maximalen Ergebnis einer vorgegebenen Zielfunktion führt.

#### Modellmerkmale:

- Abhängig von der Rolle, die die **Zeit** in einem Modell spielt, wird zwischen „statisch“ (ohne zeitlichen Einfluss) und „dynamisch“ (großer zeitlicher Einfluss) differenziert. Außerdem kann eine Unterscheidung zwischen „Perfekt-Foresight“-Modellen (es wird unterstellt, dass vollständiges Wissen über die Zukunft vorliegt und somit Ergebnisse über die gesamten Zeitschritte möglich sind) und „Time-Step“-Modellen (Ergebnisse nur für einen Zeitschritt verfügbar, da keine zukünftigen Informationen vorhanden sind) erfolgen.
- Hinsichtlich der zu Grunde gelegten **Daten** wird zwischen Querschnitts-Analysen bei der Verwendung von Stichproben und Zeitreihen-Analysen bei der Nutzung von Daten eines bestimmten Zeitraumes unterschieden.
- Eine Modell-Eigenschaft liegt in den verwendeten **Datensätzen**, abhängig ob diese aggregiert (gegeben durch statistische Parameter) oder disaggregiert (vollständige Verteilung bekannt) sind.
- Ein weiteres Merkmal betrifft den Schwerpunkt der **Sichtweise** - technisch. vs. wirtschaftlich. Aggregierte ökonomische Variablen bilden die Grundlage von Energiewirtschaftsmodellen, weshalb diese auch „top-down“-Modelle genannt werden. Anders verhält es sich bei Energiesystemmodellen bzw. Energieprozessmodellen, hier setzt sich das gesamte System aus zahlreichen Einzeltechnologien zusammen, weshalb sie auch als „bottom-up“-Modelle bezeichnet werden. Wird nicht das gesamte Energiesystem betrachtet, sondern nur der Elektrizitätssektor, so werden diese Strommodelle genannt. Angemerkt werden muss an dieser Stelle jedoch, dass die fortschreitende Entwicklung der Modelle eine klare Abgrenzung zwischen dem top-down- und bottom-up-Modell zunehmend erschwert. So wurde der Begriff „Hybridmodell“ eingeführt. Zwar wird ein solches Modell einem der beiden Kategorien zugeordnet, allerdings besitzt es Eigenschaften beider Modell-Ansätze.

(vgl. Haas & Nakicenovic, 2012, S. 2-2ff.) und (vgl. Krey, 2006, S. 5ff.).

### 3.1.2 Optimierungsmodelle

Auf Grund der Wichtigkeit der Optimierungsmodelle für die vorliegende Arbeit, wird im Folgenden noch etwas näher darauf eingegangen.

Das grundsätzliche Ziel einer Optimierung ist die Minimierung oder Maximierung einer Zielfunktion unter der Einhaltung vorgegebener Nebenbedingungen (Restriktionen) in Form von Gleichungen oder Ungleichungen. Abhängig davon, ob lediglich lineare Gleichungen (Zielfunktion und Nebenbedingungen) oder auch nicht-lineare Gleichungen verwendet werden, wird zwischen linearer Programmierung (LP) und nicht-linearer Programmierung (NLP) unterschieden. Die Implementierung gewisser zusätzlicher Funktionen kann die Verwendung gemischt-ganzzahliger Programmierung (MIP) notwendig machen. Trotz des raschen Anstiegs der Computerkapazitäten wird derzeit häufig die lineare Programmierung eingesetzt, weshalb diese in den folgenden Zeilen noch etwas genauer beschrieben wird (vgl. Krey, 2006, S. 11ff.).

Nach Bazaraa (1990) erfolgt die Formulierung der Standardform für ein Maximierungsproblem folgendermaßen:

$$\max G = \max p^T x \quad (3.1)$$

$$Ax = b \quad (3.2)$$

$$x \geq 0 \quad (3.3)$$

Die Gl. 3.1 stellt dabei die Zielfunktion dar, wobei in diesem Fall  $G$  maximiert werden soll. Gl. 3.2 und Gl. 3.3 sind die Restriktionen der Entscheidungsvariablen. Gleichzeitig mit der Lösung des Maximierungsproblems wird auch das duale Minimierungsproblem (siehe Gl. 3.4 bis Gl. 3.6) gelöst (Dualität).

$$\min G = \min b^T y \quad (3.4)$$

$$A^T y = c \quad (3.5)$$

$$y \geq 0 \quad (3.6)$$

Eines der häufigsten Lösungsverfahren ist der „Simplex-Algorithmus“. Für diesen Algorithmus existieren für zahlreiche Programme kommerzielle bzw. nicht kommerzielle LP/MIP-Solver. Beispielsweise gibt es sowohl für MATLAB<sup>6</sup>, als auch für GAMS<sup>7</sup>, die kommerziellen LP/MIP-Solver CPLEX<sup>8</sup> und GUROBI<sup>9</sup>. In beiden Fällen stehen die primale und duale Simplex-Methode und ein Barrier-Verfahren zur Verfügung.

Nach der Beschreibung der wichtigsten Modellarten, Modellmerkmale und Optimierungsmodelle wird im nächsten Kapitel, die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erklärt.

## 3.2 Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten wurden bereits in Kap. 2.2 definiert, wobei für die Berechnung folgende Formel herangezogen wird:

$$k_V = \frac{K_M - K_{ref}}{E_{ref} - E_M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} \quad (3.7)$$

$k_V$  ... CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten [EUR/t]

$K_M$  ... Kosten des CO<sub>2</sub>-reduzierten Systems [EUR]

$K_{ref}$  ... Kosten des Referenzsystems [EUR]

$E_M$  ... CO<sub>2</sub>-Emissionen des CO<sub>2</sub>-reduzierten Systems [t]

$E_{ref}$  ... CO<sub>2</sub>-Emissionen des Referenzsystems [t]

$\Delta K$  ... Differenz der Systemkosten [EUR]

$\Delta E$  ... Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential) [t]

(vgl. Beer et al., 2009, S. 12). und (vgl. Matthes, 1998, S. 4ff.).

Definitionsgemäß ist die Berechnung nach Gl. 3.7 nur gültig, wenn eine bestimmte Maßnahme zu einer Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber der Referenzsituation führt (der Nenner muss immer positiv sein,  $\Delta E > 0$ ). Anders verhält es sich mit den anfallenden Systemkosten. Bei diesen darf das Referenzsystem höhere Kosten aufweisen (der Zähler wird in diesem Fall negativ,  $\Delta K < 0$ ). Der letztgenannte Fall führt zu negativen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, was bedeutet, dass eine CO<sub>2</sub>-einsparende Maßnahme auch zu einer Reduktion der gesamten Systemkosten führt (vgl. Beer et al., 2009, S. 12).

---

<sup>6</sup><http://www.mathworks.de/products/matlab/>

<sup>7</sup><http://www.gams.com/>

<sup>8</sup><http://www-03.ibm.com/software/products/de/ibmilogcplexopti/>

<sup>9</sup><http://www.gurobi.com/>

Wie bereits erwähnt wurde, ist für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ein Referenzsystem notwendig. Die Angabe dieses Referenzsystems ist daher überaus wichtig und für die Vergleichbarkeit verschiedener Konstellationen unumgänglich. Oftmals wird jedoch nichts bzw. nur wenig über ein Referenzsystem bekannt gegeben, weshalb ein Vergleich mit solchen Ergebnissen nicht bzw. nur sehr eingeschränkt möglich ist. Bei einem Vergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten unterschiedlicher Quellen (mit anderen Referenzsystemen) ist äußerste Vorsicht geboten.

Außerdem müssen folgende Punkte in Bezug auf die Größenordnung der Differenzen der Systemkosten bzw. CO<sub>2</sub>-Einsparungen beachtet werden (vgl. Beer et al., 2009, S. 12f.):

- Sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Systems (dessen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berechnet werden sollten) im Vergleich zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Referenzsystems nur unwesentlich kleiner ( $\Rightarrow \Delta E \approx 0$ ), so geht der Nenner der Gl. 3.7 gegen Null. Dies kann auch bei kleinen Kostenabweichungen zu extrem (im Extremfall unendlich) großen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten führen.
- Ähnlich verhält es sich bei einem sehr kleinen Unterschied zwischen den Kosten eines Systems und den Kosten des Referenzsystems ( $\Rightarrow \Delta K \approx 0$ ). In diesem Fall ist der Zähler der Gl. 3.7 sehr klein bzw. geht gegen Null. Dies hat zur Folge, dass die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten unabhängig von den CO<sub>2</sub>-Einsparungen ebenfalls sehr klein werden bzw. gegen Null gehen.

In beiden Fällen können größere Probleme bei der Interpretation der Ergebnisse entstehen. Deshalb empfiehlt Beer et al. (2009), dass sowohl die CO<sub>2</sub>-Differenz ( $\Delta E$ ), als auch die Kostendifferenz ( $\Delta K$ ), mindesten zwei Prozent des Wertes des Referenzsystems beträgt.

Im Zentrum des im Zuge dieser Arbeit erstellten Optimierungsmodells steht die Kraftwerkseinsatzplanung, weshalb im nächsten Kapitel näher auf diese eingegangen wird.

## 3.3 Kraftwerkseinsatzplanung

Um für jede Stunde einen Kraftwerksfahrplan erstellen zu können, findet an der europäischen Strom- bzw. Energiebörse, European Energy Exchange (EEX), am Vortag (Day-Ahead Spotmarkt) eine Versteigerung der Stromlieferungen statt. Grundlage dieser Auktion sind die kurzfristigen Grenzkosten und darauffolgend die Merit-Order (vgl. Roon & Huck, 2010, S. 1ff.).

### 3.3.1 Stromgestehungskosten und kurzfristige Grenzkosten

Nach Haas & Nakicenovic (2012) ermöglicht die Berechnung der **Stromgestehungskosten** (siehe Gl. 3.8) einiger Kraftwerkstypen einen direkten Vergleich ihre Wirtschaftlichkeit. Andere Aspekte (z. B. Verfügbarkeit, jährliche Einsatzdauer,...) werden darin allerdings nicht betrachtet und müssen, abhängig von den jeweiligen Anforderungen, gesondert verglichen bzw. gegeneinander abgewogen werden.

$$k = \frac{K_J + K_{fixO\&M} + K_S}{T} + k_E + k_{varO\&M} + k_{CO_2} \quad (3.8)$$

- $k$  ... Stromgestehungskosten [EUR/MWh]
- $K_J$  ... jährliche Kapitalkosten [EUR/(MW · a)]
- $K_{fixO\&M}$  ... fixe jährliche „Operation and Maintenance“-Kosten [EUR/(MW · a)]
- $K_S$  ... sonstige jährliche Kosten [EUR/(MW · a)]
- $T$  ... Anzahl der jährlichen Volllaststunden [h/a]
- $k_E$  ... Energie- bzw. Brennstoff-Kosten [EUR/MWh]
- $k_{varO\&M}$  ... variable „Operation and Maintenance“-Kosten [EUR/MWh]
- $k_{CO_2}$  ... Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. Zertifikate [EUR/MWh]

Eine detailliertere Betrachtung der Kosten für Brennstoffe bzw. CO<sub>2</sub>-Zertifikate erscheint an dieser Stelle hilfreich, weshalb diese in der Gl. 3.9 bzw. Gl. 3.10 durchgeführt wird.

$$k_E = \frac{c_B}{H_U \cdot \eta} \quad (3.9)$$

$$k_{CO_2} = \frac{c_{CO_2} \cdot e_{CO_2}}{\eta} \quad (3.10)$$

- $c_B$  ... Brennstoffpreis [EUR/kg] bzw. [EUR/m<sup>3</sup>]
- $H_U$  ... unterer Heizwert [MWh/kg] bzw. [MWh/m<sup>3</sup>]
- $\eta$  ... Wirkungsgrad des Kraftwerks [1]
- $e_{CO_2}$  ... CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffs [tCO<sub>2</sub>/MWh]
- $c_{CO_2}$  ... Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate [EUR/tCO<sub>2</sub>]

Die **Grenzkosten (marginal costs)** geben an, wie groß der Kostenanstieg bei der Änderung des Outputs ist, d. h. wie viel eine weitere produzierte Einheit kostet. Unterschieden wird hierbei zwischen kurzfristigen und langfristigen Grenzkosten. Für die Berechnung der kurzfristige Grenzkosten werden nur jene Produktionsfaktoren, die un-

mittelbar an der Herstellung der entsprechenden zusätzlichen Einheit beteiligt sind, betrachtet. Das sind Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten, Übertragungskosten und variable O&M-Kosten. Die langfristigen Grenzkosten beinhalten zusätzlich Kosten für einen etwaigen Kapazitätszubau. Für die Höhe der Preise der Strom-Angebote sind, wie bereits erwähnt, die kurzfristigen Grenzkosten ausschlaggebend, weshalb die Berechnung im Folgenden dargestellt wird (siehe Gl. 3.11).

$$mc = \frac{c_B}{H_U \cdot \eta} + \frac{c_{CO_2} \cdot e_{CO_2}}{\eta} + k_{varO\&M} \quad (3.11)$$

*mc* ... kurzfristige Grenzkosten [EUR/MWh]

(vgl. Haas & Nakicenovic, 2012, S. 2-17ff.).

#### 3.3.2 Merit-Order

Werden die kurzfristigen Grenzkosten nach aufsteigender Höhe sortiert und über die jeweils verfügbare Energie je Stunde aufgetragen<sup>10</sup>, so ergibt dies die Merit-Order des jeweiligen Kraftwerksparks (siehe Abb. 3.1).

Ist die Last bzw. Nachfrage einer bestimmten Stunde bekannt, so können aus dem Schnittpunkt der Merit-Order-Kurve mit der Nachfrage-Kurve der Marktpreis (auch Market Clearing Price genannt) und die benötigte Gesamtenergie bestimmt werden. Der so ermittelte Marktpreis gilt für sämtliche Angebote links des Schnittpunktes (also mit geringeren oder gleichen Angebotspreisen), niedrigere Angebote erzielen einen Deckungsbeitrag. Insgesamt wird dadurch festgelegt, mit welcher Kraftwerkskombination die Nachfrage eines bestimmten Zeitpunktes am günstigsten bedient werden kann. Eine besondere Stellung nehmen jene Energieerzeuger in Deutschland ein, die entweder unter das EEG oder das KWK-Gesetz fallen, da für diese die Abnahmepflicht besteht (vgl. Roon & Huck, 2010, S. 1ff.). In Österreich besteht die Abnahmepflicht lediglich für Strom aus erneuerbaren Energien, nicht für Strom aus KWK-Anlagen (vgl. Europäische Kommission, 2006, S. 3).

---

<sup>10</sup>Da üblicherweise eine stündliche Betrachtungsweise zugrunde gelegt wird, entsprechen diese Energiewerte zahlenmäßig den jeweiligen Leistungen der Kraftwerke, sofern diese als konstant über eine Stunde angenommen werden.

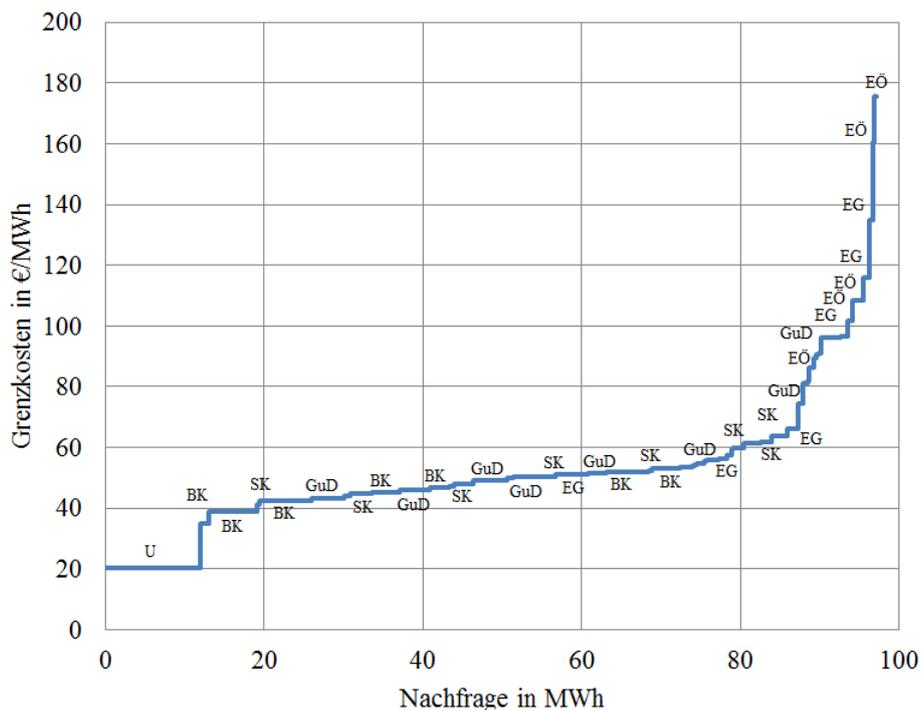


Abb. 3.1: Merit-Order des Kraftwerkspark von Deutschland und Österreich im Jahr 2012  
(Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung - gemäß Modell)

Anmerkungen: EG...Erdgas, GuD...Gas-und-Dampf-Erdgas, U...Uran, SK...Steinkohle, BK...Braunkohle und EÖ...Erdöl

Die abgebildete Merit-Order-Kurve (Daten vom 1.1.2012) beinhaltet zwar keine erneuerbaren Energieanteile (keine Anteil mit kurzfristigen Grenzkosten von Null EUR), allerdings auch Kraftwerke mit KWK. Die KWK-Fähigkeit wird, wie in Kap. 4.5.9 beschrieben, im Modell integriert und führt demnach zu sinkenden kurzfristigen Stromerzeugungskosten der entsprechenden Kraftwerke im Ausmaß der jeweiligen Wärmeauskopplung (erklärt die starke Durchmischung der Kraftwerkstypen in der Merit-Order-Kurve). Außerdem wurden die Kraftwerke zu Kraftwerksklassen gemäß ihren Wirkungsgraden zusammengefasst, weshalb nur eine begrenzte Anzahl an Kraftwerksklassen mit größerer Leistung abgebildet ist.

Da für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedene Szenarien, mit unterschiedlichen Investitionspfaden bis 2030, zu Grunde gelegt werden, ist ein kostenmäßiger Vergleich notwendig. Um diesen wirtschaftlichen Vergleich zu ermöglichen, werden im folgenden Kapitel die Annuitäten- und Barwertmethode erklärt.

## 3.4 Annuitäten- und Barwertmethode

Laut Haas und Nakicenovic (2012) ist die Annuitätenmethode für Probleme bzw. Vergleiche der Energiewirtschaft äußerst wichtig. Grundidee ist die Umlegung von (einmaligen) Investitionen ( $I_0$ ) auf gleich große jährliche Raten (A) für die Dauer der Lebenszeit, beispielsweise jener eines Kraftwerks (siehe Abb. 3.2 links).

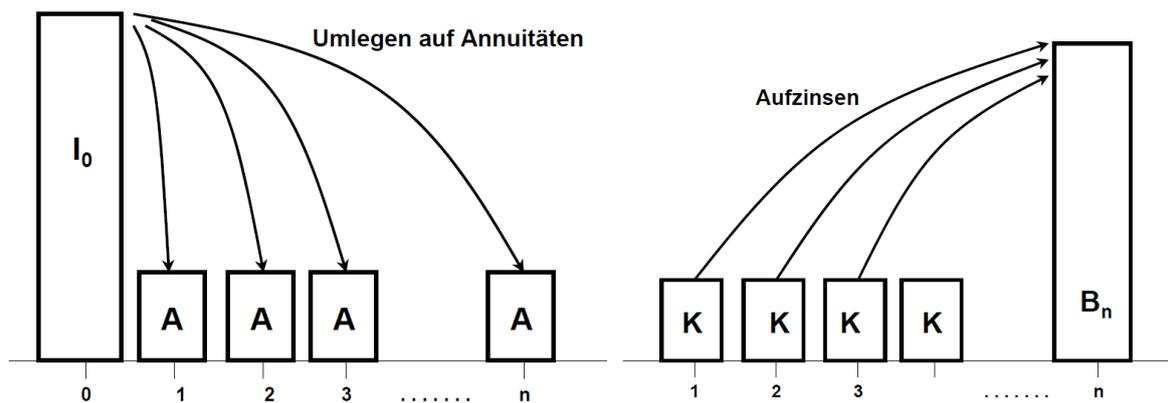


Abb. 3.2: Annuitätenmethode (links) und Barwertmethode (rechts)  
 (Quelle: Haas & Nakicenovic, 2012, S. 3-6f)

Vor allem für den Vergleich verschiedener Technologien mit unterschiedliche Lebensdauer ist diese Methode äußerst hilfreich. Die Umkehrung der Annuitätenmethode ist die Barwertmethode, dabei werden konstante jährliche Ausgaben (K) zu einem Barwert ( $B_n$ ) (zumeist am Anfang oder Ende des Betrachtungszeitraumes) mittels Diskontierung oder Aufzinsung aufgerechnet (siehe Abb. 3.2 rechts).

Für die **Berechnung** des Annuitätenfaktors bzw. der daraus folgenden Annuität werden folgende Formeln herangezogen:

$$\alpha = \frac{z \cdot (1+z)^{LD}}{(1+z)^{LD} - 1} \quad (3.12)$$

$$A = \alpha \cdot I_0 \quad (3.13)$$

$\alpha$  ... Annuitätenfaktor

$I_0$  ... einmalige Investition [EUR]

$A$  ... Annuität [EUR]

$z$  ... Zinssatz [%]

$LD$  ... Lebensdauer [a]

(vgl. Haas & Nakicenovic, 2012, S. 3-5ff.).

Bislang wurden die Literatur und die notwendigen theoretischen Grundlagen dargestellt. Im nächsten Abschnitt wird nun das im Zuge dieser Arbeit erstellte Modell ausführlich beschrieben.

# 4 Methodik

In diesem Kapitel wird das im Zuge dieser Arbeit entworfene Modell vorgestellt. Im ersten Teil werden die allgemeinen Modell-Eigenschaften beschrieben und mit dem theoretischen Teil in Einklang gebracht. Bevor die Beschreibung der Modellierung erfolgt, werden die verwendeten Softwarepakete und Variablen kurz vorgestellt. Anschließend erfolgt die Darstellung der Kalibrierung auf das Basisjahr inklusive den dafür verwendeten Daten und im weiteren Verlauf die Dynamisierung des Modells bis 2030. Dabei wird auch auf die Berechnung der entsprechenden Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. den resultierenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eingegangen. Abschließend werden die verwendeten Szenarien und die für die Sensitivitätsanalysen benötigten Entwicklungen einiger wichtiger Parameter angeführt.

## 4.1 Allgemeines zum erstellten Modell

Um die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit bzw. die Forschungsfragen bedienen zu können, wurde ein Optimierungsmodell des Elektrizitätssektors von Deutschland und Österreich erstellt.

Die Kernaufgabe des Modells ist die Minimierung der Zielfunktion (Minimierungsproblem), welche sich auf die Systemkosten (Kraftwerkseinsatzplanung gemäß Merit-Order der kurzfristigen Grenzkosten) des deutschen und österreichischen Energiesektors bezieht. Insgesamt liegt dem Modell die technische Sichtweise zu Grunde, so sind eine Vielzahl an verschiedenen Kraftwerks-Technologien und einzelnen Kraftwerksklassen integriert. Es wurde somit der bottom-up-Ansatz gewählt und das Strommodell als LP bzw. MILP umgesetzt. Die eigentliche Optimierung des Einsatzes des gemeinsamen Kraftwerksparks von Deutschland und Österreich erfolgt jeweils für ein Jahr, wobei eine stündliche Auflösung (ein Jahr entspricht, unabhängig ob Schaltjahr oder nicht: 8.760 Stunden) der Kraftwerkseinsatzplanung zu Grunde liegt. Die Stromnachfrage bzw. Netzlast wird exogen für jede Stunde festgelegt, womit dem Modell der „Perfekt-Foresight“-Ansatz zugeordnet werden kann. Außerdem werden noch die stündlichen Einspeisungen der regenerativen Anlagen, gemäß EEG-Abnahmepflicht, und die stündlichen Import-

bzw. Export-Mengen exogen vorgegeben. Die zeitliche Erweiterung bis zum Jahr 2030, ausgehend von 2012, erfolgt auf der Basis dieser jährlichen Optimierung, d. h. es wird der Kraftwerkseinsatz für jedes Jahr separat optimiert. Dabei wird mit den entsprechenden Kraftwerken (der Ausbau des Kraftwerksparks bzw. die damit verbundenen Investitionen werden über vordefinierte Investitions-Pfade abhängig vom jeweiligen Szenario vorgegeben) bzw. den sonstigen Daten (auch die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten, O&M-Kosten usw. werden über Entwicklungspfade vordefiniert) des jeweiligen Jahres gerechnet. Lediglich die Speicherinhalte der Pumpspeicherkraftwerke und die Ein-/Aus-Zustände der thermischen Kraftwerke (wegen der Startvorgänge bzw. Startkosten) werden über den Jahreswechsel hinweg übernommen.

## 4.2 Verwendete Softwarepakete

Die Modellerstellung erfolgte in MATLAB, einer auf die schnelle Ausführung von Vektor- und Matrizenberechnungen spezialisierten Software. Auf Grund der zahlreichen kommerziellen und nicht kommerziellen Zusatzpakete bzw. Toolboxen ist MATLAB für viele technische bzw. wissenschaftliche Problemstellungen bestens geeignet.

Für die einfache Eingabe der Nebenbedingungen, der Zielfunktion und der Solver-Auswahl bzw. Vorgabe der Solver-Optionen wurde die MATLAB-Toolbox YALMIP<sup>11</sup> verwendet. Die von J. Löfberg entwickelte Software ermöglicht die einfache Implementierung von Optimierungsaufgaben und Modellen mit dem gewohnten MATLAB-Syntax. YALMIP unterstützt eine Vielzahl an Optimierungsklassen (beispielsweise LP, QP, usw.) und beinhaltet einige interne Solver. Zusätzlich unterstützt die Toolbox auch die Verwendung externer Solver zum effizienten Lösen von Optimierungsproblemen.

Verwendet wurde schließlich der leistungsstarke Solver „GUROBI Optimizer 5.6<sup>12</sup>“. Dieser Solver ist für verschiedene Programme bzw. Programmiersprachen verfügbar, u. a. für C, C++, Java und MATLAB. Neben der im vorliegenden Modell verwendeten LP (bzw. MILP), können auch Probleme des „quadratic“ und „quadratically constraint programming“ (QP und QCP) und „mixed-integer programming“ (MIQP und MIQCP) durch den Einsatz dieses Solvers gelöst werden.

---

<sup>11</sup><http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/pmwiki.php?n=Main.HomePage>

<sup>12</sup>Kostenlose akademische Lizenz verfügbar - <http://www.gurobi.com/> - Stand: 14.3.2014

## 4.3 Notation

In diesem Kapitel erfolgt eine Auflistung aller in diesem Abschnitt verwendeten Variablen. Um die Übersicht zu verbessern werden diese in verschiedene Kategorien eingeteilt.

### Laufindizes

$t$	[1]	Laufindex der Stunden eines Jahres (1...8760)
$i$	[1]	Laufindex der thermischen Kraftwerksklassen (1...„Anzahl der th. Kraftwerksklassen“)
$j$	[1]	Laufindex der Pumpspeicherkraftwerke (1...7)
$x$	[1]	Laufindex aller Kraftwerkstypen (1...12)
$n$	[1]	Laufindex der Jahre 2012 bis 2030 (1...19)

### Wirkungsgrade

$\eta_{ges_i}(t)$	[1]	gesamter Wirkungsgrad K. $i$
$\eta_{el_i}$	[1]	elektrischer Wirkungsgrad K. $i$
$\eta_{KWK_i}(t)$	[1]	KWK-Wirkungsgrad-Zusatz K. $i$
$\eta_{turbine}$	[1]	Turbinen-Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke
$\eta_{pumpe}$	[1]	Pumpen-Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke
$\eta_{biomasse}$	[1]	durchschnittlicher Gesamtwirkungsgrad der Biomassekraftwerke

### Import bzw. Export

$import(t)$	[MW]	gesamte importierte Leistung D und Ö
$import_{D_{ges}}(t)$	[MW]	gesamte importierte Leistung D
$import_{\ddot{O}_{ges}}(t)$	[MW]	gesamte importierte Leistung Ö
$import_{D\ddot{O}}(t)$	[MW]	importierte Leistung D aus Ö
$import_{\ddot{O}D}(t)$	[MW]	importierte Leistung Ö aus D
$export(t)$	[MW]	gesamte exportierte Leistung D und Ö
$export_{D_{ges}}(t)$	[MW]	gesamte exportierte Leistung D
$export_{\ddot{O}_{ges}}(t)$	[MW]	gesamte exportierte Leistung Ö
$export_{D\ddot{O}}(t)$	[MW]	exportierte Leistung D nach Ö
$export_{\ddot{O}D}(t)$	[MW]	exportierte Leistung Ö nach D

### Stromnachfragen

$d_{el_{ges}}(t)$	[MW]	gesamte elektrische Last (korrigiert - kraftwerksausgangsseitig)
$d_{el_D}(t)$	[MW]	elektrischer Stromnachfrage Deutschland (unkorrigiert)
$d_{el_{\ddot{O}}}(t)$	[MW]	elektrischer Stromnachfrage Österreich (unkorrigiert)

### 4.3. NOTATION

---

#### Leistungswerte und Speicherstände

$p_{th_i}(t)$	[MW]	abgegebene el. Leistung K. $i$
$p_{turbine_j}(t)$	[MW]	abgegebene el. Leistung (Turbinen-Betrieb) des Pumpspeicherkraftwerks $j$
$p_{pumpe_j}(t)$	[MW]	aufgenommene el. Leistung (Pump-Betrieb) des Pumpspeicherkraftwerks $j$
$p_{pv}(t)$	[MW]	eingespeiste el. Leistung der Photovoltaikanlagen
$p_{wind}(t)$	[MW]	eingespeiste el. Leistung der Windkraftanlagen (onshore und offshore)
$p_{laufwasser}(t)$	[MW]	eingespeiste el. Leistung der Laufwasserkraftwerke
$p_{biomasse}(t)$	[MW]	eingespeiste el. Leistung der Biomassekraftwerke
$p_{speicherLevel_j}(t)$	[MWh]	Speicherstand Pumpspeicherkraftwerk $j$
$inflow_j(t)$	[MWh]	natürlicher Zufluss Pumpspeicherkraftwerk $j$

#### Kosten und Preise

$mc_i(t)$	[EUR/MWh]	kurzfristige Grenzkosten K. $i$
$k_{varO\&M_i}$	[EUR/MWh]	variable „Operation and Maintenance“-Kosten K. $i$
$k_{fixO\&M_x}$	[EUR/(MW · a)]	fixe „Operation and Maintenance“-Kosten der Kraftwerkstypen $x$
$IK_x$	[EUR/MW]	Investitionspreise des Kraftwerkstyps $x$
$K_{kurzfr.}$	[EUR]	kurzfristige, jährliche Systemkosten (inklusive Startkosten)
$K_{CO_2}$	[EUR]	Gesamtkosten der CO <sub>2</sub> -Zertifikate
$K_{gesJahr}$	[EUR]	jährliche Gesamtkosten
$K_{investitionen}$	[EUR]	Investitionskosten
$K_{fixO\&M}$	[EUR]	fixe jährliche „Operation and Maintenance“-Kosten
$K_{biomasse}$	[EUR]	jährliche Brennstoffkosten der Biomassekraftwerke
$K_{gesvergleichsSzenario}$	[EUR]	Gesamtkosten des CO <sub>2</sub> -reduzierten Systems
$K_{gesreferenzSzenario}$	[EUR]	Gesamtkosten des Referenzsystems
$K_{investitionen}(n)$	[EUR]	Gesamtkosten der Investitionen des Jahres $n$
$K_{ges}$	[EUR]	Gesamtkosten der Jahre 2012 bis 2030
$c_{B_i}(t)$	[EUR/kg]	Brennstoffpreis K. $i$
$c_{CO_2}(t)$	[EUR/t]	Preis der CO <sub>2</sub> -Zertifikate
$c_{start_i}(t)$	[EUR/MW]	Startkosten K. $i$
$c_{startRampe_i}(t)$	[EUR/MW]	„Ramping-Costs“ K. $i$
$c_{biomasse}(t)$	[EUR/MWh]	durchschnittliche Brennstoffpreise für Biomasse
$k_V$	[EUR/t]	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten

### 4.3. NOTATION

---

#### Kapazitäten (bestehend und neu installiert)

$cap_{th_i}(t)$	[MW]	maximale el. Leistungs-Kapazität K. $i$
$cap_{pumpe_j}$	[MW]	Leistungs-Kapazität (Pump-Betrieb) Pumpspeicherkraftwerk $j$
$cap_{turbine_j}$	[MW]	Leistungs-Kapazität (Turbinen-Betrieb) Pumpspeicherkraftwerk $j$
$cap_{speicher_j}$	[MWh]	Speicherkapazität Pumpspeicherkraftwerk $j$
$P_{gesLeistung_x}$	[MW]	gesamte installierte Leistung der Kraftwerkstypen $x$
$P_{neueLeistung_x}(n)$	[MW]	gesamte neu installierte Leistung des Kraftwerkstyps $x$ des Jahres $n$

#### Variablen für die Implementierung der Startvarianten

$on_{th_i}(t)$	[1]	binäre Hilfsvariable für die Startkosten-Implementierung - Zustand: on/off - K. $i$
$on_{th_i}(t)$	[1]	binäre Zustandsvariable: on/off - K. $i$
$up_{th_i}(t)$	[1]	binäre Variable für Einschaltvorgang - K. $i$
$p_{ramp_i}(t)$	[MW]	zugeschaltete Leistung K. $i$
$k_{min_i}$	[1]	Prozentsatz der Mindestleistung K. $i$

#### CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor und CO<sub>2</sub>-Emissionen

$e_{CO_2_i}$	[t/MWh]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffs K. $i$
$m_{CO_2_i}(t)$	[t]	CO <sub>2</sub> -Emissionen K. $i$
$m_{CO_2_{gesJahr}}$	[t]	gesamte jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen - Berechnung mit el. Wirkungsgrad
$m_{CO_2_{gesJahr}}^*$	[t]	gesamte jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen - Berechnung mit ges. Wirkungsgrad
$m_{CO_2_{ges}}$	[t]	gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen - nicht diskontiert
$m_{CO_2_{ges}}^*$	[t]	gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen - diskontiert
$m_{CO_2_{gesreferenzSzenario}}$	[t]	gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen des Referenzsystems
$m_{CO_2_{gesvergleichsSzenario}}$	[t]	gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen des CO <sub>2</sub> -reduzierten Systems

#### Diverse Kraftwerks-, Brennstoff- und Netzparameter

$k_{v_i}$	[1]	Verfügbarkeit K. $i$
$\alpha_x$	[1]	Annuitätenfaktor des Kraftwerkstyps $x$
$LD_x$	[a]	Lebensdauer des Kraftwerkstyps $x$
$H_{U_i}$	[MWh/kg]	unterer Heizwert K. $i$
$k_{netzVerluste}$	[1]	Korrekturfaktor - Netzverluste
$k_{skalierungsFaktor}$	[1]	Skalierungsfaktor - Eigenverbrauch dezentraler bzw. industrieller Kraftwerke

## 4.4 Modellierung

Im Folgenden wird die konkrete Umsetzung des Strom-Modells beschrieben<sup>13</sup>. Dabei werden die zentralen Gleichungen bzw. Ungleichungen des Modells dargestellt und erklärt, wobei nicht näher auf die programmiertechnische Implementierung bzw. Umsetzung eingegangen wird.

### 4.4.1 Energienachfrage

#### 4.4.1.1 Nachfrage an elektrischer Energie

Die Stromnachfrage bzw. die Last von Deutschland und Österreich wird stundenweise vorgegeben (exogene Größen). Da, wie bereits unter Kap. 2.7.4 erwähnt, das deutsche Stromnetz eng mit dem österreichischen Stromnetz verbunden ist, wird ein gemeinsames Netz und folgedessen auch ein gemeinsamer Lastbedarf unterstellt (vgl. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2014).

Häufig wird in diversen Betriebsstatistiken nur jene Leistung angeführt, die in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeist wird (beispielsweise E-Control<sup>14</sup> oder ENTSO<sup>15</sup>). Dabei werden meistens nur die höheren Spannungsebenen betrachtet und einige Stromflüsse in den unteren Netzebenen nicht von der Statistik erfasst. Vor allem jener Energieanteil, der von Industriekraftwerken bzw. dezentralen Kraftwerken erzeugt wird und direkt, ohne Einspeisung in das öffentliche Netz, wieder verbraucht wird (beispielsweise bei privaten Photovoltaik-Anlagen), kann zu meist nicht erfasst werden. Um diese statistische Unzulänglichkeit zu korrigieren, wird ein Skalierungsfaktor verwendet (vgl. Hobohm et al., 2012, S. 19.). Ein weiterer Faktor wird verwendet, um die durchschnittlichen Netzverluste zur gesamten elektrischen Last hinzuzurechnen. Hinzukommen würde noch der Eigenverbrauch der Kraftwerke, auf Grund der verwendeten Kraftwerksdaten wird dieser jedoch nicht betrachtet. Insgesamt erfolgt die Berechnung der gesamten stündlichen elektrischen Last von Deutschland und Österreich gemäß der Gl. 4.1.

---

<sup>13</sup>Das vorliegende Modell basiert auf dem Grund-Modell von André Ortner (Energy Economics Group der TU Wien). Darüber hinaus wurde die Diplomarbeit mit dem Titel „Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom- und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks - Beispielregion Wien“ von Richard Büchele als Referenz verwendet.

<sup>14</sup><http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2014>

<sup>15</sup><https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/>

$$d_{el_{ges}}(t) = k_{netzVerluste} \cdot k_{skalierungsFaktor} \cdot (d_{el_D}(t) + d_{el_O}(t)) \quad (4.1)$$

$d_{el_{ges}}(t)$  ... gesamte elektrische Last (korrigiert - kraftwerksausgangsseitig) [MW]

$k_{netzVerluste}$  ... Korrekturfaktor - Netzverluste [1]

$k_{skalierungsFaktor}$  ... Skalierungsfaktor - Eigenverbrauch dezentraler bzw. industrieller Kraftwerke [1]

$d_{el_D}(t)$  ... elektrischer Stromnachfrage Deutschland (unkorrigiert) [MW]

$d_{el_O}(t)$  ... elektrischer Stromnachfrage Österreich (unkorrigiert) [MW]

$t$  ... Laufindex der Stunden eines Jahres (1...8.760)

#### 4.4.1.2 Nachfrage an thermischer Energie

Grundsätzlich handelt es sich bei dem vorliegenden Optimierungsmodell um ein Strom-Modell, allerdings ergaben sich durch das vollständige Weglassen des Wärme-Sektors bei der Entwicklung bzw. der Kalibrierung des Modells gravierende (nicht akzeptable) Abweichungen beim Vergleich der Modell-Ergebnisse mit den wirklichen Werten. Deshalb wird die KWK-Fähigkeit der thermischen Kraftwerkstechnologien in das Modell integriert (Details der KWK-Verteilung siehe Kap. 4.5.9). Bei der KWK-Technologie wird neben der elektrischen Energie aus einem primären Brennstoff auch noch die Abwärme für Heizzwecke bzw. industrielle Prozesse genutzt. Dies führt zu einer wesentlich höheren Ausnutzung des primären Energieträgers und infolgedessen zu einer relativen Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (vgl. E-CONTROL, 2009).

Insgesamt wird allerdings versucht, das Hauptaugenmerk auf dem Elektrizitätssektor zu belassen, weshalb eine vereinfachte Implementierungs-Variante gewählt wird. Anstatt eine wirkliche Nachfrage an thermischer Energie in das Modell einfließen zu lassen, wird eine reine stromgeführte Betriebsweise unterstellt. Somit richtet sich die Leistungsabgabe rein nach dem Strombedarf und nicht, wie bei der wärmegeführten Betriebsweise, nach dem Wärmebedarf. Die konkrete Implementierung erfolgt mit einem zeitabhängigen Wirkungsgrad-Zusatz (siehe Gl. 4.2), der für einige Kraftwerksklassen verwendet wird.

$$\eta_{ges_i}(t) = \eta_{el_i} + \eta_{KWK_i}(t) \quad (4.2)$$

$\eta_{ges_i}(t)$  ... gesamter Wirkungsgrad K.  $i$  [1]

$\eta_{el_i}$  ... elektrischer Wirkungsgrad K.  $i$  [1]

$\eta_{KWK_i}(t)$  ... KWK-Wirkungsgrad-Zusatz K.  $i$  [1]

$i$  ... Laufindex der thermischen Kraftwerksklassen (1...,Anzahl der th. Kraftwerksklassen“)

#### 4.4. MODELLIERUNG

Dieser Zusatz sorgt indirekt für eine Senkung der Kosten der elektrischen Energie einer Kraftwerksklasse mit KWK, da parallel dazu auch die thermische Energie gehandelt werden kann. Der zeitabhängige Wirkungsgrad-Zusatz (kalte Jahreszeiten höher, warme Jahreszeiten niedriger) wird durch einen cosinusförmigen Verlauf mit Offset modelliert, der dem jährlichen Temperaturverlauf bzw. Heizenergiebedarf angenähert ist (siehe Abb. 4.1).

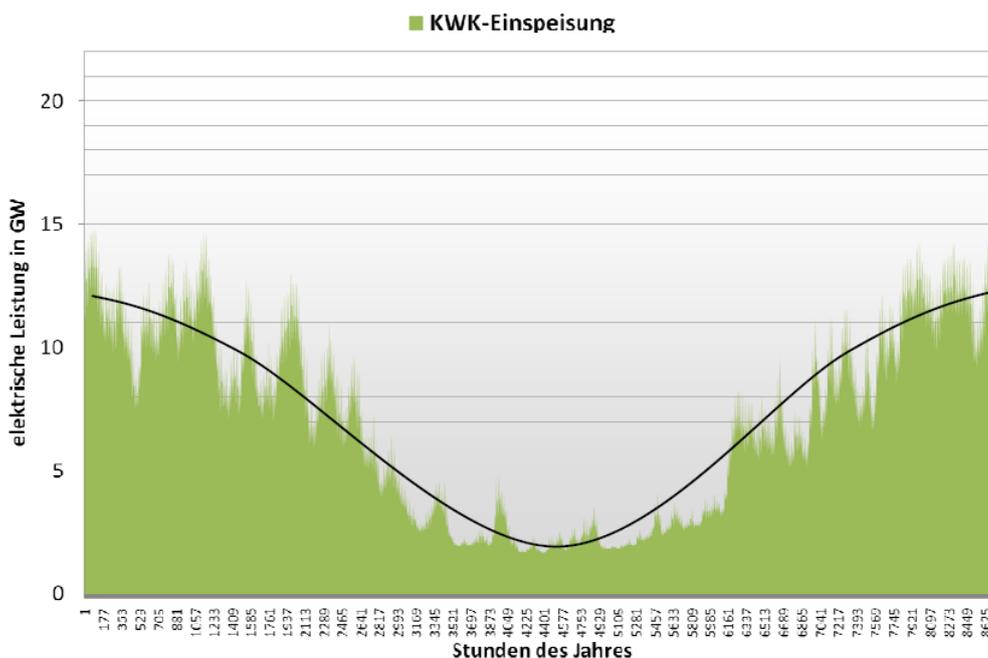


Abb. 4.1: KWK-Einspeisung mit cosinusförmig idealisiertem Verlauf  
 (Quelle: Ziems et al., 2012, S. 70)

Übersteigt der Wärmebedarf einen gewissen Wert, so wird ein maximaler KWK-Wirkungsgrad-Zusatz von 25 % angenommen (maximale Abgabe thermischer Energie). Wird hingegen in den Sommermonaten ein bestimmter Wert unterschritten, so wird ein minimaler KWK-Wirkungsgradzusatz (beispielsweise für Brauchwassererwärmung) von fünf Prozent angesetzt (siehe Abb. 4.2).

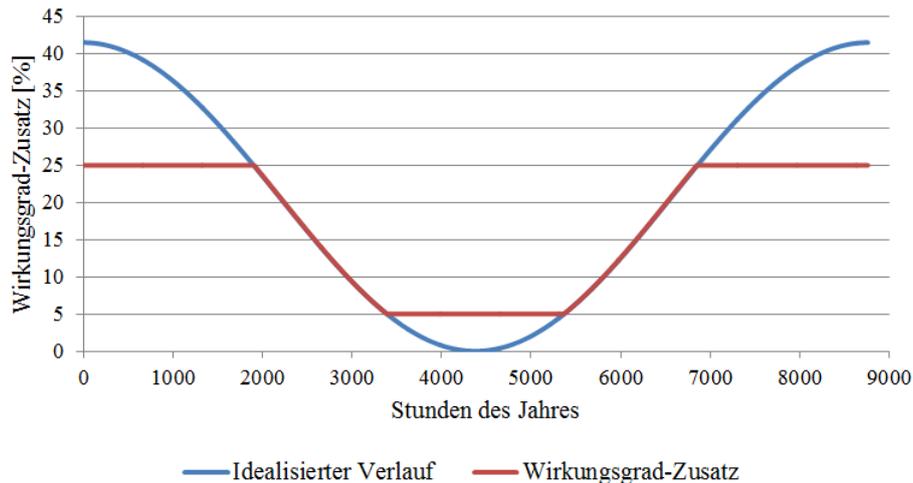


Abb. 4.2: KWK-Wirkungsgrad-Zusatz  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Auf Grund dieser stark vereinfachten Modellierung der KWK-Eigenschaft, wird im Modell keine Abnahmepflicht des KWK-Stromes integriert, obwohl diese in Deutschland gesetzlich geregelt wäre (vgl. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung<sup>16</sup>).

#### 4.4.2 Import/Export

Sowohl die importierte, als auch die exportierte Leistung wird dem Modell exogen vorgegeben. Erfolgt ein Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Österreich, so spielt dieser keine Rolle für das vorliegende Modell, da er im beobachteten Bereich verbleibt. Erst, wenn ein Leistungstransport über die „gemeinsame Grenze“ erfolgt, wird dieser gezählt. Unter der Einführung entsprechender Variablen lässt sich dieses Verhalten für den gemeinsamen Import bzw. Export mathematisch darstellen (siehe Gl. 4.3 und 4.4).

$$import(t) = import_{D_{ges}}(t) + import_{Ö_{ges}}(t) - import_{DÖ}(t) - import_{ÖD}(t) \quad (4.3)$$

$import(t)$  ... gesamte importierte Leistung D und Ö [MW]

$import_{D_{ges}}(t)$  ... gesamte importierte Leistung D [MW]

$import_{Ö_{ges}}(t)$  ... gesamte importierte Leistung Ö [MW]

$import_{DÖ}(t)$  ... importierte Leistung D aus Ö [MW]

$import_{ÖD}(t)$  ... importierte Leistung Ö aus D [MW]

<sup>16</sup>Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist.

$$export(t) = export_{D_{ges}}(t) + export_{\ddot{O}_{ges}}(t) - export_{D\ddot{O}}(t) - export_{\ddot{O}D}(t) \quad (4.4)$$

$export(t)$  ... gesamte exportierte Leistung D und Ö [MW]

$export_{D_{ges}}(t)$  ... gesamte exportierte Leistung D [MW]

$export_{\ddot{O}_{ges}}(t)$  ... gesamte exportierte Leistung Ö [MW]

$export_{D\ddot{O}}(t)$  ... exportierte Leistung D nach Ö [MW]

$export_{\ddot{O}D}(t)$  ... exportierte Leistung Ö nach D [MW]

### 4.4.3 Regenerative Energieträger

#### 4.4.3.1 Wind und Photovoltaik

Die stündlichen Einspeisungen durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden exogen vorgegeben. Dabei werden für Deutschland sowohl Onshore- als auch Offshore-Windanlagen verwendet und mit den Einspeisungen der österreichischen Windanlagen addiert. Wie für das restliche Modell wird auch hier keine räumliche Verteilung beachtet, obwohl eine sehr ungleiche Aufteilung vorliegt. Bei den Einspeisungen durch Photovoltaikanlagen werden sowohl Erzeugungen größerer Solar-Kraftwerke, als auch kleinerer dezentraler Anlagen in Deutschland und Österreich berücksichtigt.

#### 4.4.3.2 Wasser

Beim Energieträger Wasser werden die zwei verschiedenen Kraftwerkstypen Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in das Modell integriert. Bei den Pumpspeicherkraftwerken muss zwischen den natürlichen (wirklich regenerativen) Zuflüssen der Speicher und den künstlichen Zuflüssen durch Pumparbeit unterschieden werden. Für die Ersteren wird, wie für die Laufwasserkraftwerke, ein kumulierter stündlicher Leistungsfluss vorgegeben. Etwas aufwändiger gestaltet sich die Modellierung der Pumpspeicherkraftwerke (siehe Kap. 4.4.6).

#### 4.4.3.3 Biomasse

Für die Biomasse-Kraftwerke wurde auf Grund von Datenmangel eine etwas andere Modellierung vorgenommen. So wurde ausgehend von der gesamten installierten Leistung in Deutschland und Österreich eine Einspeisung generiert (siehe Abb. 4.3). Auf Grund des beträchtlichen KWK-Anteils wurde eine Abhängigkeit vom Temperaturverlauf (siehe Abb. 4.1) angenommen.

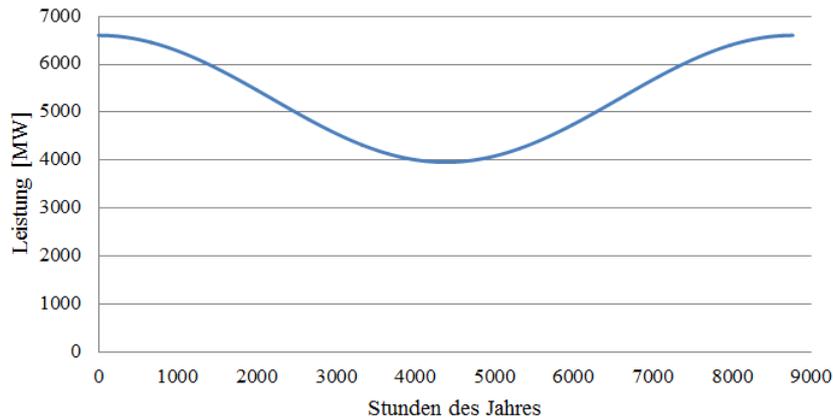


Abb. 4.3: Einspeisung der Biomasse-Kraftwerke  
(Quelle: Eigene Abbildung)

#### 4.4.4 Elektrische Leistungsbilanz

Von zentraler Bedeutung ist die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen der Energiebereitstellung (bzw. der Leistungsbereitstellung) und des Energiebedarfs (bzw. des Leistungsbedarfs) zu jedem betrachteten Zeitpunkt<sup>17</sup>. Wie bereits in Kap. 2.6.3 angeführt wurde, ist die verpflichtende Abnahme der regenerativen Energieträger in Deutschland durch das EEG geregelt. Deshalb werden die Einspeisungen der regenerativen Technologien (Windanlagen, Laufwasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen und Biomasse-Kraftwerke) von der jeweiligen Nachfrage abgezogen. Ähnlich verhält es sich mit dem Strom-Import bzw. Export. Da auch diese beiden Größen exogen vorgegeben werden, wird der importierte Strom von der Nachfrage abgezogen und der exportierte Strom führt zu einem zusätzlichen Bedarf, weshalb dieser addiert wird.

Die so entstehende, restliche Stromnachfrage muss einerseits durch die thermischen Kraftwerke (Steinkohle-, Braunkohle-, Erdgas-, Erdöl- und Kernkraftwerke) und andererseits durch die Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt werden. Letztere können allerdings, abhängig von der Betriebsart, zu einer zusätzlichen Nachfrage (Pump-Betrieb) führen bzw. zur Lastabdeckung herangezogen werden (Turbinen-Betrieb). Exemplarisch ist eine Tageslastkurve für Deutschland vom 19. Oktober 2011 in Abb. 4.4 ersichtlich. Es sind alle genannten Komponenten erkennbar, lediglich der importierte bzw. exportierte Leistungsanteil ist bereits in der Nachfrage bzw. Last enthalten.

<sup>17</sup>Durch die stundenweise Betrachtung der Verhältnisse, unter der Annahme konstanter Leistungen während einer Stunde, muss keine Unterscheidung zwischen Leistung und Energie getroffen werden. Dennoch darf die unterschiedliche Bedeutung dieser beiden physikalischen Größen nicht vermischt werden.

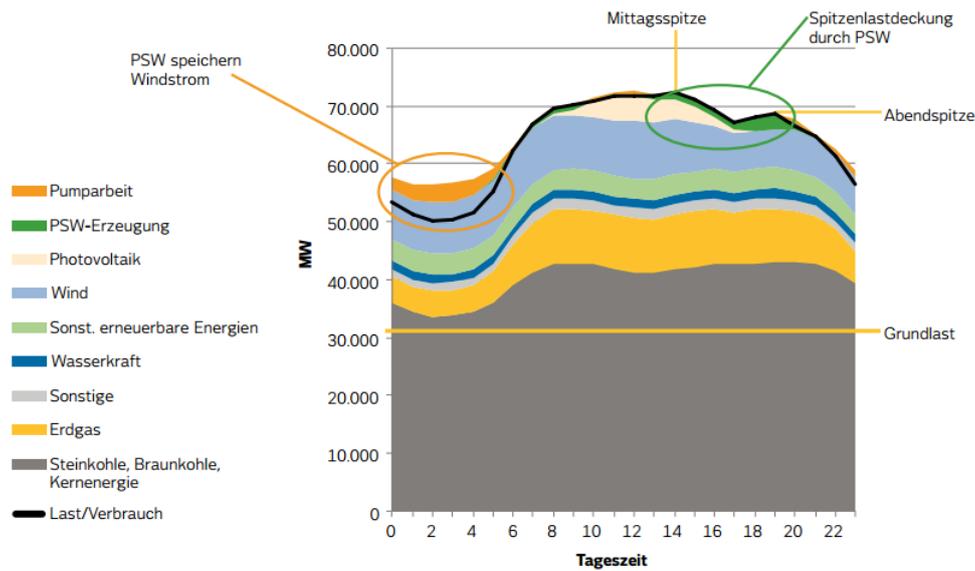


Abb. 4.4: Tageslastkurve vom 19.10.2011 - Deutschland  
(Quelle: Vattenfall, 2012, S. 5)

Mathematisch ergibt sich folgender Zusammenhang für die elektrische Leistungsbilanz:

$$\sum p_{th_i}(t) + \sum p_{turbine_j}(t) - \sum p_{pumpe_j}(t) \quad (4.5)$$

$$= d_{el_{ges}}(t) + export(t) - import(t) - p_{pv}(t) - p_{wind}(t) - p_{laufwasser}(t) - p_{biomasse}(t)$$

$p_{th_i}(t)$  ... abgegebene el. Leistung K.  $i$  [MW]

$p_{turbine_j}(t)$  ... abgegebene el. Leistung (Turbinen-Betrieb) des Pumpspeicherkraftwerks  $j$  [MW]

$p_{pumpe_j}(t)$  ... aufgenommene el. Leistung (Pump-Betrieb) des Pumpspeicherkraftwerks  $j$  [MW]

$p_{pv}(t)$  ... eingespeiste el. Leistung der Photovoltaikanlagen [MW]

$p_{wind}(t)$  ... eingespeiste el. Leistung der Windkraftanlagen (onshore und offshore) [MW]

$p_{laufwasser}(t)$  ... eingespeiste el. Leistung der Laufwasserkraftwerke [MW]

$p_{biomasse}(t)$  ... eingespeiste el. Leistung der Biomassekraftwerke [MW]

$j$  ... Laufindex der Pumpspeicherkraftwerke (1...7)

#### 4.4.5 Kalorische Kraftwerke

Da eine vollständige Modellierung aller thermischen Kraftwerke in Deutschland und Österreich zu umfangreich wäre, wurden diese Kraftwerke zu Kraftwerksklassen zusammengefasst. Als Grundlage für diese Gruppierung wurde der Wirkungsgrad gewählt, d. h. aus Kraftwerken des selben Typs (Brennstoff und Technologie) und des gleichen Wirkungsgrades (ab- bzw. aufgerundet auf eine ganze Zahl) wird eine Kraftwerksklasse gebildet.

Modelliert werden jene thermischen Kraftwerkstypen, die bedeutende Auswirkungen auf den deutschen bzw. österreichischen Elektrizitätssektor haben oder in Zukunft haben werden:

- Steinkohlekraftwerke
- Braunkohlekraftwerke
- Gasturbinenkraftwerke
- Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD)
- Ölkraftwerke
- Kernkraftwerke

Abhängig von der implementierten Variante der Startkosten (siehe Kap. 4.4.8) werden zwei verschiedene Bedingungen zur Leistungsbegrenzung der thermischen Kraftwerksklassen zu Grunde gelegt. Bei der ersten Variante werden die Startkosten für den Start einer Kraftwerksklasse (d. h. eines bestimmten Typs und Wirkungsgrads) veranschlagt. Da diese Betrachtungsweise eine Kraftwerksklasse wie ein „normales“ Kraftwerk behandelt, ist hierfür die Modellierung einer minimalen Leistungsausgabe sinnvoll (siehe Gl. 4.6). Darüber hinaus ist dies notwendig, da eine Kraftwerksklasse ansonsten einmal gestartet wird und auch für den Fall, dass dessen Leistung später nicht mehr benötigt wird, bei einer kleinen Leistung größer Null verbleibt. Bei Variante zwei werden die Kosten für jedes gestartete MW (engl. ramping costs) herangezogen, weshalb keine Mindestleistung und keine binären Hilfsvariablen notwendig sind und sich die Ungleichung zu Gl. 4.7 reduziert. Diese reduzierte Ungleichung ist auch gültig für den Fall, dass die Startkosten völlig vernachlässigt werden.

$$on_{th_i}(t) \cdot k_{min_i} \cdot k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t) \leq p_{th_i}(t) \leq on_{th_i}(t) \cdot k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t) \quad (4.6)$$

$$0 \leq p_{th_i}(t) \leq k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t) \quad (4.7)$$

$on_{th_i}(t)$  ... binäre Hilfsvariable für die Startkosten-Implementierung - Zustand: on/off - K.  $i$  [1]

$k_{min_i}$  ... Prozentsatz der Mindestleistung K.  $i$  [1]

$k_{v_i}$  ... Verfügbarkeit K.  $i$  [1]

$cap_{th_i}(t)$  ... maximale el. Leistungs-Kapazität K.  $i$  [MW]

Unabhängig von der Implementierung der Startkosten wird die abgegebene, elektrische Leistung der thermischen Kraftwerksklassen durch ihre jeweilige Leistungskapazität, welche um einen Faktor reduziert wird, begrenzt. Dieser konstante Faktor stellt die jeweilige Verfügbarkeit dar, welche abhängig vom Typ der jeweiligen Kraftwerksklasse vorgegeben wird. Darin inkludiert sind geplante bzw. ungeplante Stillstandszeiten, welche im Jahresmittel zu einer entsprechenden Leistungsverfügbarkeit führen (vgl. Koeppe et al., 2011, S. 15ff.). Diese Vorgehensweise wird für alle thermischen Kraftwerksklassen, welche mit einem fossilen Brennstoff betrieben werden, verwendet. Für die deutschen Kernkraftwerke werden Wartungszeiträume in jenen Monaten mit niedrigerem elektrischen Bedarf vorgesehen (siehe auch Kap. 4.5.5).

#### 4.4.6 Pumpspeicherkraftwerke

Die (Pump-)Speicherkraftwerke spielen vor allem in Österreich eine wesentliche Rolle. Auch in Deutschland nimmt ihre Bedeutung auf Grund des Anstiegs der Einspeisung durch regenerative Energiequellen, die starken Schwankungen unterliegen, zu. Da die Modellierung bzw. Integration eines umfangreichen Parks an (Pump-)Speicherkraftwerken zu sehr langen Rechenzeiten führt, wird die Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke stark reduziert. Daher werden lediglich drei Speicherkraftwerke (eingeteilt in Tages-, Wochen- und Jahresspeicher) mit natürlichem Zufluss ohne Pumpfunktion und vier Pumpspeicherkraftwerke (eingeteilt in Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher) inkludiert. Dabei wird auf bereits aggregierte Daten zurückgegriffen<sup>18</sup>.

Grundsätzlich werden die unterschiedlichen Typen von Wasser-Speicherkraftwerken (mit bzw. ohne Pumpbetrieb, mit bzw. ohne natürlichem Zufluss) gleich modelliert. Allerdings werden, abhängig von den jeweiligen Eigenschaften, die entsprechenden Größen auf Null gesetzt. Gl 4.8 und analog dazu Gl. 4.9 repräsentieren die Implementierung der verfügbaren Leistung der Speicherkraftwerke. Dabei wird die maximale Pumpleistung bzw. Turbinenleistung des jeweiligen (Pump-)Speicherkraftwerks begrenzt. Auf Grund der guten Regelfähigkeit der Pump- bzw. Turbinenleistung wird keine Mindestleistung implementiert. Zusätzlich muss noch die Speicherkapazität begrenzt werden (siehe Gl. 4.10).

---

<sup>18</sup>Datensammlung des Instituts für Energiewirtschaft und Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Wien - EEG (Energy Economics Group).

$$0 \leq p_{pumpe_j}(t) \leq cap_{pumpe_j} \quad (4.8)$$

$$0 \leq p_{turbine_j}(t) \leq cap_{turbine_j} \quad (4.9)$$

$$0 \leq p_{speicherLevel_j}(t) \leq cap_{speicher_j} \quad (4.10)$$

$cap_{pumpe_j}$  ... Leistungs-Kapazität (Pump-Betrieb) Pumpspeicherkraftwerk  $j$  [MW]

$cap_{turbine_j}$  ... Leistungs-Kapazität (Turbinen-Betrieb) Pumpspeicherkraftwerk  $j$  [MW]

$cap_{speicher_j}$  ... Speicherkapazität Pumpspeicherkraftwerk  $j$  [MWh]

$p_{speicherLevel_j}(t)$  ... Speicherstand Pumpspeicherkraftwerk  $j$  [MWh]

Kern der Modellierung der (Pump-)Speicherkraftwerke ist das Gleichgewicht zwischen der Wasserentnahme, dem Wasserzufluss (natürlich und künstlich) und dem Speicherinhalt (siehe Gl. 4.11). Entscheidend sind dabei die Einflüsse der Wirkungsgrade der Turbine und der Pumpe. So wird im Pumpbetrieb nur die, um den Wirkungsgrad verminderte, zur Leistung äquivalente, Wassermenge nach oben befördert. Wohingegen im Turbinenbetrieb die, um den Kehrwert des Wirkungsgrads gesteigerte, entsprechend der Leistung, umgerechnete Wassermenge dem Speicher entnommen wird. Eine weitere Bedingung betrifft den Speicherinhalt am Ende des Jahres, dieser muss, um eine Entleerung des Speichers zu vermeiden, wieder am gleichen Stand sein als am Beginn desselben Jahres (siehe Gl. 4.12).

$$p_{speicherLevel_j}(t + 1) \quad (4.11)$$

$$= p_{speicherLevel_j}(t) - \frac{p_{turbine_j}(t)}{\eta_{turbine}} \cdot 1h + p_{pumpe_j}(t) \cdot \eta_{pumpe} \cdot 1h + inflow_j(t)$$

$$p_{speicherLevel_j}(t = 8760) = p_{speicherLevel_j}(t = 1) \quad (4.12)$$

$\eta_{turbine}$  ... Turbinen-Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke [1]

$\eta_{pumpe}$  ... Pumpen-Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke [1]

$inflow_j(t)$  ... natürlicher Zufluss Pumpspeicherkraftwerk  $j$  [MWh]

### 4.4.7 Kurzfristige Grenzkosten (Marginal Costs)

Wie bereits erwähnt wurde, sind die kurzfristigen Grenzkosten wichtig für die Kraftwerkseinsatzplanung, da anhand dieser Kosten eine entsprechende Reihung der Kraftwerke bzw. Kraftwerksklassen erfolgt (Merit-Order). Beachtet werden muss, dass es auf Grund der Implementierung der Startkosten zu einer dynamischen Veränderung dieser Reihenfolge kommen kann, da ein bereits gestartetes Kraftwerk Kostenvorteile im Vergleich zu (noch) nicht gestarteten Kraftwerken aufweisen kann. Die Berechnung der kurzfristigen Grenzkosten erfolgt analog zu Gl. 3.11 für jede Kraftwerksklasse (siehe Gl. 4.13).

$$mc_i(t) = \frac{c_{B_i}(t)}{H_{U_i} \cdot \eta_{ges_i}(t)} + \frac{c_{CO_2}(t) \cdot e_{CO_2_i}}{\eta_{ges_i}(t)} + k_{varO\&M_i} \quad (4.13)$$

- $mc_i(t)$  ... kurzfristige Grenzkosten K.  $i$  [ $EUR/MWh$ ]
- $c_{B_i}(t)$  ... Brennstoffpreis K.  $i$  [ $EUR/kg$ ] bzw. [ $EUR/m^3$ ]
- $H_{U_i}$  ... unterer Heizwert K.  $i$  [ $MWh/kg$ ] bzw. [ $MWh/m^3$ ]
- $c_{CO_2}(t)$  ... Preis der  $CO_2$ -Zertifikate [ $EUR/t$ ]
- $e_{CO_2_i}$  ...  $CO_2$ -Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffs K.  $i$  [ $t/MWh$ ]
- $k_{varO\&M_i}$  ... variable „Operation and Maintenance“-Kosten K.  $i$  [ $EUR/MWh$ ]

### 4.4.8 Implementierung der Startkosten

Für die Modellierung der Startkosten gibt es diverse Möglichkeiten bzw. Ansätze. So werden in „Start Me Up - Modeling of Power Plant Start-Up Conditions and their Impact on Prices“ (Abrell & Weigt, 2008, S. 1ff.) einige Möglichkeiten der Implementierung von Startkosten verglichen. Dabei wird ein starker Einfluss, abhängig vom gewählten Ansatz, in Bezug auf die Marktpreise und wirtschaftlichen Profite der Energieerzeuger festgestellt. Zusätzlich spielt diese Wahl eine wesentliche Rolle für die Modellperformance, d. h. bestimmte Ansätze können sehr lange Rechenzeiten nach sich ziehen. Insgesamt ist es notwendig, die Implementierung der Startkosten an die jeweiligen Anforderungen bzw. die wissenschaftliche Fragestellung anzupassen.

Für das vorliegende Modell wurden im Zuge der Modellerstellung zwei verschiedene Ansätze implementiert. Darüber hinaus wurde auch eine Variante ohne die Implementierung der Startkosten erstellt. Auf Grund gravierender Unterschiede bezüglich der Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems und der Vielzahl der zu rechnenden Szenarien und Sensitivitätsanalysen wurde die Art der Startkostenimplementierung, abhängig von der jeweiligen Fragestellung, gewählt. Auf diesen Umstand wird, sofern dies für das Ergebnis bzw. die Interpretation relevant ist, bei den jeweiligen Ergebnissen (siehe Kap. 5) genauer eingegangen.

#### 4.4.8.1 Startkosten-Variante 1: je gestarteter Kraftwerksklasse

Bei dieser Variante fallen die Startkosten durch das Einschalten einer Kraftwerksklasse für die gesamte Leistung dieser Klasse an. Dies führt häufig vor allem bei Kraftwerksklassen, die eine hohe Leistung (d. h. jene, die aus vielen einzelnen Kraftwerken bestehen) aufweisen, zu stark überhöhten Startkosten.

Ein weiteres Problemfeld ist die Unterscheidung zwischen den Startarten (Kaltstart, Warmstart und Heißstart), da hierfür Informationen bezüglich der Ausschaltdauer notwendig sind. Da bereits die grundsätzliche Implementierung dieser Startkosten-Variante zu sehr aufwändigen Berechnungen führt, wird dieser Ansatz nicht weiter verfeinert und deshalb in der einfachsten Form präsentiert. Der Vollständigkeit halber wird hier noch einmal die bereits dargestellte Gleichung zur Begrenzung der Leistungsabgabe der thermischen Kraftwerksklassen dargestellt:

$$on_{th_i}(t) \cdot k_{min_i} \cdot k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t) \leq p_{th_i}(t) \leq on_{th_i}(t) \cdot k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t)$$

Die Umsetzung dieser Variante beruht auf zwei binären Variablen je Kraftwerksklasse (und Stunde), die den Zustand bzw. Einschaltvorgang der jeweiligen Kraftwerksklasse repräsentieren. Für die Implementierung sind folgende Ungleichungen notwendig:

$$on_{th_i}(t + 1) - on_{th_i}(t) \leq up_{th_i}(t) \tag{4.14}$$

$$0 \leq up_{th_i}(t) \tag{4.15}$$

$on_{th_i}(t)$  ... binäre Zustandsvariable: on/off - K.  $i$  [1]

$up_{th_i}(t)$  ... binäre Variable für Einschaltvorgang - K.  $i$  [1]

#### 4.4.8.2 Startkosten-Variante 2: je gestarteter Leistung

Bei dieser Variante werden die Startkosten je gestarteter Leistung (engl. ramping costs) berechnet bzw. veranschlagt. D. h. die Startkosten werden gleichmäßig auf die Leistung eines Kraftwerks bzw. einer Kraftwerksklasse aufgeteilt (Linearisierung der Startkosten). Vor allem in Kombination mit den für das vorliegende Modell verwendeten, leistungsmäßig großen Kraftwerksklassen ergeben sich durch diese Art der Startkosten-Implementierung realistischere Ergebnisse.

Am Beginn des fünften Kapitels wird auf die Auswirkungen der verschiedenen Startkostenimplementierungen und der zu Grunde gelegten Höhe der Startkosten auf die Ergebnisse näher eingegangen.

Diese Implementierung der Startkosten-Variante 2 ermöglicht das Weglassen der binären Hilfsvariablen und daraus folgend einen erheblichen Rückgang der Rechenzeit im Vergleich zur Variante 1 (siehe Kap. 4.4.8.1). Nachfolgend ist auch für diese Variante die (vereinfachte) Ungleichung bezüglich der Leistungsabgabe der thermischen Kraftwerke noch einmal abgebildet:

$$0 \leq p_{th_i}(t) \leq k_{v_i} \cdot cap_{th_i}(t)$$

Im Gegensatz zur vorhergehenden Variante wird hier lediglich eine zusätzliche, kontinuierliche Variable je Stunde und Kraftwerksklasse benötigt. Diese wird durch die folgenden Ungleichungen festgelegt, wobei die Gl. 4.16 dafür sorgt, dass der Ramping-Variable ein Wert, entsprechend der Differenz zwischen der abgegebenen Leistung einer bestimmten Stunde im Vergleich zu vorangegangenen Stunde, zugewiesen wird. Die Gl. 4.17 beschränkt den Wert dieser Variable auf den positiven Zahlenbereich. Dies ist notwendig, um lediglich die Zuschaltung zusätzlicher Leistungen und nicht das Abschalten zu erfassen. Die durch die Abschaltung gewisser Leistungskapazitäten entstehenden Ausschaltkosten werden im vorliegenden Modell auf Grund der verhältnismäßig niederen Kosten, im Vergleich zu den Startkosten bzw. anderen Kosten, nicht berücksichtigt.

$$p_{th_i}(t) - p_{th_i}(t - 1) \leq p_{ramp_i}(t) \tag{4.16}$$

$$0 \leq p_{ramp_i}(t) \tag{4.17}$$

$p_{ramp_i}(t)$  ... zugeschaltete Leistung K.  $i$  [MW]

#### 4.4.9 Zielfunktion des (Strom-)Optimierungsmodells

Bislang wurden mit den Gleichungen bzw. Ungleichungen der Modellierung die Rahmenbedingungen des vorliegenden Optimierungsproblems abgesteckt. Dies sind jene Restriktionen die eingehalten werden müssen. Kern des Optimierungsmodells ist, wie bereits mehrfach erwähnt, die Zielfunktion. Diese wird zur Berechnung der gesamten Systemkosten herangezogen. Durch den Einsatz des Lösungsalgorithmus soll jene Kraftwerkseinsatzplanung gefunden werden, die zu einem Minimum dieser Gesamtkosten führt.

Abhängig von der implementierten Variante der Startkosten ergeben sich die Zielfunktionen in unterschiedlicher Weise:

$$K_{kurz.f.} = \sum_i \sum_t p_{th_i}(t) \cdot mc_i(t) + \sum_i \sum_t up_{th_i}(t) \cdot c_{start_i}(t) \cdot cap_{th_i}(t) \quad (4.18)$$

$$K_{kurz.f.} = \sum_i \sum_t p_{th_i}(t) \cdot mc_i(t) + \sum_i \sum_t p_{ramp_i}(t) \cdot c_{startRampe_i}(t) \quad (4.19)$$

$$K_{kurz.f.} = \sum_i \sum_t p_{th_i}(t) \cdot mc_i(t) \quad (4.20)$$

$K_{kurz.f.}$  ... kurzfristige, jährliche Systemkosten (inklusive Startkosten) [EUR]

$c_{start_i}(t)$  ... Startkosten K.  $i$  [EUR/MW]

$c_{startRampe_i}(t)$  ... „Ramping-Costs“ K.  $i$  [EUR/MW]

Gl. 4.18 stellt die Zielfunktion mit den Startkosten je Kraftwerksklasse (Variante 1) dar. Der erste Term beinhaltet jenen Anteil der Kosten (Summe über alle Kraftwerke und alle Stunden des Jahres), der durch die kurzfristigen Grenzkosten entsteht. Der zweite Term repräsentiert die Startkosten, dabei wird die Summe, über die Startvorgänge multipliziert mit der gesamten Leistung und der Startkosten der jeweiligen Kraftwerksklasse, über alle Stunden des Jahres gebildet (bzw. wiederum alle Kraftwerksklassen summiert). In Gl. 4.19 ist die zu minimierende Zielfunktion mit den Startkosten je Leistung (Variante 2) zu sehen. Im Vergleich zur vorhergehenden Formel hat sich der erste Term nicht verändert, im zweiten Term wird nun die zugeschaltete Leistung mit den „Ramping-Costs“ jeder Kraftwerksklasse multipliziert (und wieder doppelt aufsummiert). In Gl. 4.20 entfällt schließlich der gesamte zweite Term, da keine Startkosten in dieser Modellierung inkludiert sind. Dies führt also zu einer einfacheren Zielfunktion und infolgedessen zu einer wesentlich schnelleren Lösung des Optimierungsproblems (bzw. zu einem wesentlich schnelleren Finden der optimalen Kraftwerkseinsatzplanung) in Bezug auf die Rechenzeit.

#### 4.4.10 Berechnung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. CO<sub>2</sub>-Kosten

Die bei der Verbrennung der fossilen Brennstoffe entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen (bzw. andere THG mit der Umrechnung in CO<sub>2</sub>-Äquivalent) sind essentiell für das vorliegende Modell. Einerseits gilt es die insgesamt im deutschen und österreichischen Elektrizitätssektor entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erfassen und andererseits beeinflussen die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die zusätzlichen Kosten des ETS die Kraftwerkseinsatzplanung.

Für die Berechnung der entstehenden Emissionsmengen sind die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren maßgeblich. Diese geben an, wie viele Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Megawattstunde (thermischer Energie) bei der vollständigen Verbrennung des jeweiligen Brennstoffs emittiert werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Kraftwerksklasse je Stunde lassen sich gemäß Gl. 4.21 berechnen.

$$m_{CO_2i}(t) = \frac{p_{th_i}(t)}{\eta_i(t)} \cdot e_{CO_2i} \quad (4.21)$$

$m_{CO_2i}(t)$  ... CO<sub>2</sub>-Emissionen K.  $i$  [t]

Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen des modellierten Elektrizitätssektors sind neben den gesamten Systemkosten essentiell für die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Unbedingt beachtet werden muss der Einfluss des zu Grunde gelegten Wirkungsgrades. Abhängig davon, ob der reine elektrische Wirkungsgrad verwendet wird (siehe Gl. 4.22) oder der gesamte Wirkungsgrad (gesamte Brennstoffausnutzung inklusive KWK, siehe Gl. 4.23), ergeben sich verschiedene Emissionswerte. Wird der elektrische Wirkungsgrad verwendet, so resultiert das in einen vergleichsweise höheren Wert, da auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen des KWK-Anteils dazugezählt werden. Im anderen Fall werden diese Anteile der Emissionen in den Wärmesektor „ausgelagert“. Im weiteren Verlauf wird, soweit nicht anders angeführt, der erstere Fall (also mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen des KWK-Anteils) verwendet.

$$m_{CO_2gesJahr} = \sum_i \sum_t \frac{p_{th_i}(t)}{\eta_{el_i}(t)} \cdot e_{CO_2i} \quad (4.22)$$

$$m_{CO_2gesJahr}^* = \sum_i \sum_t \frac{p_{th_i}(t)}{\eta_{ges_i}(t)} \cdot e_{CO_2i} \quad (4.23)$$

$m_{CO_2gesJahr}$  ... gesamte jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen - Berechnung mit el. Wirkungsgrad [t]

$m_{CO_2gesJahr}^*$  ... gesamte jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen - Berechnung mit ges. Wirkungsgrad [t]

Die Kosten für den Kauf der notwendigen CO<sub>2</sub>-Zertifikate des ETS lassen sich wie folgt berechnen:

$$K_{CO_2} = \sum_i \sum_t m_{CO_2i}(t) \cdot c_{CO_2}(t) \quad (4.24)$$

$K_{CO_2}$  ... Gesamtkosten der CO<sub>2</sub>-Zertifikate [EUR]

### 4.4.11 Berechnung der jährlichen Gesamtkosten

Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen die gesamten Systemkosten relevant. Hierfür sind nicht nur die kurzfristigen Systemkosten bzw. Startkosten aller Kraftwerksklassen und Stunden notwendig, sondern noch weitere Kosten-Positionen zu beachten (siehe Gl. 4.25). So kommen noch die Investitionskosten bzw. deren Annuitäten (siehe Kap. 4.6.2), die durch den Neubau von Energieerzeugungsanlagen anfallen, hinzu. Außerdem werden die fixen O&M-Kosten (siehe Gl. 4.27) und die Biomasse-Brennstoffkosten (siehe Gl. 4.26, alle anderen Brennstoffkosten sind bereits in den kurzfristigen Systemkosten enthalten) in dieser Gleichung berücksichtigt.

$$K_{gesJahr} = K_{kurzfr.} + K_{investitionen} + K_{fixO\&M} + K_{biomasse}(-K_{CO_2}) \quad (4.25)$$

$K_{gesJahr}$  ... Gesamtkosten [EUR]

$K_{investitionen}$  ... Investitionskosten [EUR]

$K_{fixO\&M}$  ... fixe jährliche „Operation and Maintenance“-Kosten [EUR]

$K_{biomasse}$  ... jährliche Brennstoffkosten der Biomassekraftwerke [EUR]

Ob die Kosten für den Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten des ETS zu den Gesamtkosten gezählt werden oder nicht, wird auch in der Literatur unterschiedlich gehandhabt. Im vorliegenden Modell werden die CO<sub>2</sub>-Kosten im Normalfall nicht berücksichtigt (daher werden sie wieder von den kurzfristigen Kosten abgezogen). Diese Variante wird gewählt, um die Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung berechnen zu können, ohne bereits den Einfluss durch die Bepreisung der CO<sub>2</sub>-Emissionen inkludiert zu haben.

$$K_{biomasse} = \sum_t \frac{p_{biomasse}(t)}{\eta_{biomasse}} \cdot c_{biomasse} \quad (4.26)$$

$$K_{fixO\&M} = \sum_x k_{fixO\&M_x} \cdot P_{gesLeistung_x} \quad (4.27)$$

$\eta_{biomasse}$  ... durchschnittlicher Gesamtwirkungsgrad der Biomassekraftwerke [1]

$c_{biomasse}(t)$  ... durchschnittliche Brennstoffpreise für Biomasse [EUR/MWh]

$k_{fixO\&M_x}$  ... fixe „Operation and Maintenance“-Kosten der Kraftwerkstypen  $x$  [EUR/(MW · a)]

$P_{gesLeistung_x}$  ... gesamte installierte Leistung der Kraftwerkstypen  $x$  [MW]

$x$  ... Laufindex aller Kraftwerkstypen (1...12)

Im nächsten Abschnitt wird die Kalibrierung des Modells auf das Basisjahr 2012 beschrieben. Damit können die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Modells und die Übereinstimmung der Ergebnisse mit den realen Daten überprüft werden.

## 4.5 Kalibrierung des Grundmodells

Bevor genauer auf die verwendeten Modellparameter eingegangen wird, soll ein Überblick über die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Kraftwerksparks des Jahres 2012 der betrachteten Staaten, Deutschland und Österreich, hinsichtlich ihrer installierten Engpassleistung und ihrer erzeugten Energie gegeben werden.

### 4.5.1 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die gesamten Emissionen von Deutschland beliefen sich im Jahr 2012 auf 940 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (822 Mio. t CO<sub>2</sub>). Dies bedeutet einen leichten Anstieg im Vergleich zum Vorjahr, verursacht durch einen erhöhten Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung und der vermehrten Verwendung fossiler Brennstoffe für die Raumheizung (vgl. Umweltbundesamt, 2014). Von den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen entfielen 317 Mio. t CO<sub>2</sub> bzw. rund 38,5 % auf den Elektrizitätssektor (vgl. Umweltbundesamt, 2013c, S. 2). In Abb. 4.5 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen und der dazugehörige Stromverbrauch von Deutschland zu sehen. Trotz leichtem Anstieg des Stromverbrauchs kann ein leichter Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum von 1990 bis 2012 festgestellt werden. Diese Entwicklung ist im CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor, den Emissionen pro Energie, ersichtlich. So sinkt dieser Wert im Zeitraum von 1990 bis 2012 von 744 g/kWh auf 550 g/kWh ab (vgl. Umweltbundesamt, 2014, S. 2).

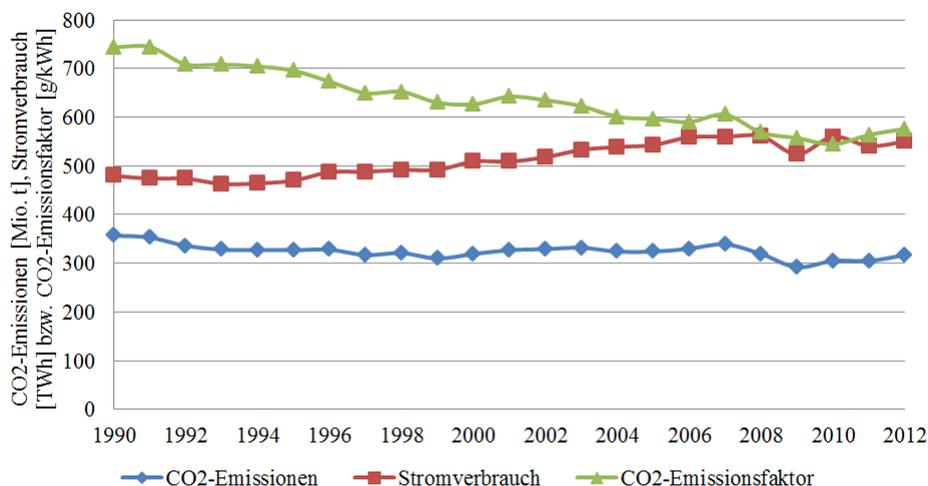


Abb. 4.5: CO<sub>2</sub>-Emissionen, Stromverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von Deutschland der Jahre 1990 bis 2012

(Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an das Umweltbundesamt, 2014)

In Österreich wurden im Jahr 2012 Emissionen in der Höhe von rund 80 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent verursacht. Davon sind 12,4 Mio. t bzw. 15,5 % dem Elektrizitätssektor zuzuschreiben, was einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 157 g/kWh entspricht. Mit diesem Wert liegt Österreich im EU-weiten Vergleich an dritter Stelle hinter Frankreich und Schweden (vgl. Österreichs Energie, 2014b).

### 4.5.2 Engpassleistung der deutschen und österreichischen Kraftwerke 2012

Die Engpassleistung eines Kraftwerks ist jene Leistung, die auf Dauer maximal abgegeben werden kann. Dabei muss zwischen der Brutto-Leistung eines Kraftwerks, welche neben der abgegebenen elektrischen Leistung auch den Eigenverbrauch des Kraftwerks beinhaltet und der Netto-Leistung, bei der dieser Anteil abgezogen wird, unterschieden werden. In Tab. 4.1 sind die Brutto-Engpassleistungen des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks aufgelistet.

Tab. 4.1: Brutto-Engpassleistung des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks 2012  
(Quelle: vgl. BDEW (2013a), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013), E-CONTROL (2014a), IG Windkraft (2013), Österreichischer Biomasse-Verband (2014) und PHOTOVOLTAIC AUSTRIA (2013))

P [MW]	Deutschland	Österreich	Gesamt
Steinkohle	26.667	1.171	27.838
Erdgas	25.640	5.119	30.759
Braunkohle	21.507	0	21.507
Öl	5.300	360	5.660
Kernenergie	12.068	0	12.068
Wind onshore	31.028	1.378	32.406
Wind offshore	280	0	280
PV	32.389	363	32.752
Speicherwasserkraft	5.710	7.841	13.551
Laufwasserkraft	5.650	5.509	11.159
Biomasse	6.000	601	6.601

Obwohl die installierten Leistungen von Windanlagen und PV-Anlagen in Deutschland die größten im Vergleich der einzelnen Erzeugungstypen sind, muss beachtet werden, dass diese Anlagen einen sehr geringen Anteil an gesicherter Leistung aufweisen (siehe Kap. 4.5.6). Somit stehen in Zukunft lediglich fünf Prozent der installierten Leistung bei Windanlagen (Einsatz von Offshore-Wind und Schwach-Wind) bzw. ein Prozent bei PV-Anlagen (Speicherung in Akkus) gesichert abrufbar zur Verfügung (vgl. Hobohm et al., 2012, S. 18).

Konventionelle thermische Kraftwerke weisen eine wesentlich höhere Verfügbarkeit (siehe Kap. 4.5.5) auf und bilden daher nach wie vor die Basis der Kraftwerksparks (vgl. DENA, 2008, S. 5). So verfügt Deutschland über Steinkohle-, Braunkohle- und Ergas-Kraftwerke mit Engpassleistungen von jeweils mehr als 20.000 MW (vgl. BDEW, 2013a), während in Österreich die Erdgas-Kraftwerke mit mehr als 5.000 MW die größte Leistung der fossil-befeuerten Kraftwerke aufweisen (vgl. E-CONTROL, 2014a). Die in Betrieb befindliche Leistung der Kernkraftwerke in Deutschland ist in den vergangenen Jahren schrittweise zurückgegangen und lag im Jahr 2012 noch bei rund 12.000 MW (vgl. BDEW, 2013a). Bemerkenswert sind die installierten Leistungen bei Lauf- und Speicherwasser-Kraftwerken, hier verfügen die beiden Länder, trotz Größen- bzw. Bedarfsunterschied, über ähnliche Kapazitäten (vgl. BDEW, 2013a), wobei Österreich bei der Turbinenleistung der Speicherkraftwerke mit rund 7.800 MW Deutschland klar übertrifft (vgl. E-CONTROL, 2014a).

### 4.5.3 Strombereitstellung nach Energieträgern im Jahr 2012

In Österreich erfolgte die Mehrheit der elektrischen Energieerzeugung im Jahr 2012 durch regenerative Energiequellen (53,5 %) (vgl. E-CONTROL, 2014a).

In Deutschland lag der Anteil der regenerativen Energiebereitstellung im Jahr 2012 bei rund 23 % (siehe Tab. 4.2). Der Großteil der Stromaufbringung wurde jedoch durch den Einsatz von fossilen Energieträgern (rund 58 %) generiert. Immerhin noch rund 100 TWh bzw. knapp 16 % der Elektrizitätserzeugung entfielen auf die Kernkraft (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014b).

Tab. 4.2: Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland und Österreich 2012  
(Quelle: vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014b) und E-CONTROL (2014a))

Energie [TWh]	Österreich	Deutschland	Gesamt
Steinkohle	4,4 (6,1%)	116,1 (18,5%)	120,5 (17,2%)
Braunkohle	0,0 (0,0%)	161,1 (25,6%)	161,1 (23,0%)
Erdgas	9,7 (13,3%)	75,7 (12,0%)	85,4 (12,2%)
Erdöl	0,7 (1,0%)	8,0 (1,3%)	8,7 (1,2%)
Kernenergie	0,0 (0,0%)	99,5 (15,8%)	99,5 (14,2%)
Wasserkraft	31,5 (43,5%)	21,8 (3,5%)	53,3 (7,6%)
Wind	2,5 (3,4%)	50,7 (8,1%)	53,2 (7,6%)
PV	0,1 (0,2%)	26,4 (4,2%)	26,5 (3,8%)
Biomasse	4,6 (6,4%)	38,7 (6,2%)	43,3 (6,2%)
sonstige	2,8 (3,9%)	24,7 (3,9%)	27,5 (3,9%)
Pumpspeicher	16,1 (22,2%)	6,1 (1,0%)	22,2 (3,2%)
<b>GESAMT</b>	<b>72,4</b>	<b>628,8</b>	<b>701,2</b>

Darüber hinaus ist der verhältnismäßig hohe Anteil an elektrischer Energie aus Pumpspeicherkraftwerken in Österreich (auch wenn diese Energie eigentlich größten Teils durch andere Energieträger bereitgestellt wird) für das vorliegende Modell auf Grund der hohen Verfügbarkeit und schnellen Regelfähigkeit sehr wichtig (vgl. E-CONTROL, 2014a). In Deutschland ist die Energiebereitstellung durch die Kernkraftwerke, in Anbetracht der Tatsache, dass der gesetzlich festgeschriebene Atomausstieg in Deutschland bis zum Jahr 2023 umgesetzt werden soll, erwähnenswert. Der hohe Kohle-Anteil an der Stromerzeugung und der Ausstieg aus der Verwendung der Kernenergie in Deutschland bieten ein großes Spannungsfeld im Hinblick auf die THG-Problematik (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014b). Insgesamt wurde durch die diversen Elektrizitätsanlagen elektrische Energie in der Höhe von rund 72 TWh in Österreich (vgl. E-CONTROL, 2014a) bzw. rund 629 TWh in Deutschland bereitgestellt (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014b). Gemeinsam ergab dies eine Stromerzeugung von gut 700 TWh, wobei es sich hierbei um die Bruttostromerzeugung (also inklusive Netzverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke) handelt.

#### 4.5.4 Verwendeter Kraftwerkspark: Einteilung in Kraftwerksklassen

Für die Modellierung des gemeinsamen Kraftwerksparks wurde auf bereits aggregierte Daten (der Energy Economics Group der TU Wien) zurückgegriffen, welche in Summe weitestgehend mit jenen in Tab. 4.1 übereinstimmen. Anstatt also jedes Kraftwerk einzeln abzubilden, wurden Kraftwerksklassen auf Basis der Wirkungsgrade gebildet. In den Originaldaten war eine Kraftwerksklasse je Wirkungsgrad (ganze Prozentzahl), Kraftwerkstyp (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas-Turbine, Erdgas-GuD, Kernkraft und Erdöl) und Staat (Deutschland und Österreich) vorhanden. Im Zuge der Datenaufbereitung bzw. Modellierung wurden diese Daten nochmals zusammengefasst, um eine kleinere Datenbasis zu erhalten. So wurden die Kraftwerksklassen der beiden Staaten entsprechend ihrer Wirkungsgrade und Kraftwerkstypen zu einer gemeinsamen Klasse zusammengeführt. Da es trotz hohem Aggregationsgrad im Basisjahr 2012 immer noch 56 Kraftwerksklassen sind, werden diese im Folgenden nicht näher beschrieben bzw. angeführt.

### 4.5.5 Verfügbarkeit

Abhängig vom jeweiligen Kraftwerkstyp wird jeder Kraftwerksklasse eine bestimmte Verfügbarkeit (siehe Tab. 4.3) zugeteilt.

Tab. 4.3: Verfügbarkeit ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Koepp et al. (2011) und DENA (2008))

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>Verfügbarkeit [%]</b>
Steinkohle-Kraftwerk	86
Braunkohle-Kraftwerk	92
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	86
Erdgas-Kraftwerk - GuD	86
Erdöl-Kraftwerk	86
Kern-Kraftwerk	93

Um jene Zeiten, in denen ein Kraftwerk geplant bzw. ungeplant nicht zur Verfügung steht, modellieren zu können, wird auf eine typische Verfügbarkeit, abhängig von der Erzeugungstechnologie, zurückgegriffen. Der Einsatz dieses Parameters reduziert die in jeder Stunde abrufbare Leistung (siehe Gl. 4.6) um den Verfügbarkeitsfaktor. Die so entstehende Leistung gilt als „gesichert“ (vgl. Koepp et al., 2011, S. 15f).

Generell weisen die kalorischen Kraftwerke eine hohe Verfügbarkeit, jenseits von 85 %, auf. Vor allem Braunkohle-Kraftwerke und Kernkraftwerke sind mit 92 bzw. 93 % beinahe durchgehend verfügbar (vgl. DENA, 2008, S. 5).

Wie bereits erwähnt, wird die maximale Leistungskapazität einer Kraftwerksklasse gemäß ihrer Verfügbarkeit reduziert (siehe Kap. 4.4.5). Diese Vorgehensweise wird für alle fossilen Kraftwerkstypen verwendet. Für die neun Kernkraftwerke, die im Jahr 2012 in Deutschland in Betrieb waren, wird ein anderer Ansatz zu Grunde gelegt. Da Kernkraftwerke laut IWR (2013) üblicherweise in den Monaten von April bis Oktober ihrer jährlichen Revision unterzogen werden und ansonsten relativ kontinuierlich arbeiten, werden Wartungszeiträume vorgegeben. D. h. die Kernkraftwerke werden in zeitlich gestaffelter Form in diesem Zeitraum aus dem verfügbaren Kraftwerkspark genommen, wobei als durchschnittliche Dauer jeweils ein Monat unterstellt wurde. Die so entstehende Verfügbarkeit (91,7 %) stimmt sehr gut mit der in der Literatur gegebenen Verfügbarkeit von 93 % überein (vgl. DENA, 2008, S. 5).

### 4.5.6 Gesicherte Leistung der regenerativen Energieträger

Im Gegensatz zu den konventionellen thermischen Kraftwerken weisen regenerative Energieerzeugungsanlagen, mit Ausnahme von Biomasse-Anlagen, wesentlich geringere gesicherte Leistungsanteile auf (siehe Tab. 4.4).

Tab. 4.4: Anteil der gesicherten Leistung ausgewählter regenerativer Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Hobohm et al. (2012))

Kraftwerkstyp	Anteil der gesicherten Leistung [%]
Wasserkraft	40
Wind (On- und Offshore)	5
Photovoltaik	1
Biomasse	88

Die dargebotsabhängige Einspeisung von elektrischer Energie bzw. dessen starke zeitliche Schwankungen (beispielsweise durch Wetter oder Tageszeit) sind mit zunehmender installierter Leistung vor allem bei Wind- und PV-Anlagen problematisch. So werden bei günstigen Verhältnissen hohe Leistungen durch diese Technologien in Deutschland und Österreich bereitgestellt bzw. ins öffentliche Netz eingespeist. Andererseits sind zu „windschwachen“ Zeiten bzw. in den Nachtstunden niedrige bzw. keine Leistungseinspeisungen möglich (im Extremfall lediglich zwei Prozent der insgesamt installierten Wind- und PV-Leistung). Zukünftig sind durch den Ausbau der Offshore-Wind-Anlagen bzw. Speichertechnologien für PV-Anlagen Anteile der gesicherten Leistung durch Wind-Anlagen von fünf Prozent und für PV-Anlagen in der Höhe von einem Prozent möglich. Etwas besser kann mit den Laufwasserkraftwerken kalkuliert werden, da diese einen gesicherten Leistungsanteil von 40 % aufweisen. Der größte Anteil der gesicherten Leistung unter den regenerativen Energieträgern kann durch Biomasse-Kraftwerke erzielt werden, diese befinden sich mit 88 % am gleichen Niveau wie die konventionellen thermischen Kraftwerke (vgl. Hobohm et al., 2012, S. 18).

Problematisch ist hierbei vor allem, dass bei den regenerativen Energieträgern Wind und PV, also jenen Erzeugungstechnologien mit dem geringsten Anteil der gesicherten Leistung, die größten Leistungszuwächse zu erwarten sind. Hingegen wird bei den Energieträgern Wasser und Biomasse ein eher geringerer Ausbau erwartet bzw. angestrebt (siehe Kap. 2.6.3) (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014a). Deshalb wird die gesicherte Leistung der regenerativen Energieträger in Zukunft zwar ansteigen, allerdings wird sie weiterhin auf einem niedrigen Niveau bleiben. Lag 2012 noch eine gesicherte Leistung von 11.000 MW der erneuerbaren Energien vor, so wird diese 2030 etwa 16.000 MW betragen. Dies wiederum führt zu einem nahezu konstanten, zukünfti-

gen Bedarf an konventionellen Kraftwerken, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können (vgl. Hobohm et al., 2012, S. 17ff). Für das vorliegende Modell wird auf dieser Grundlage eine konstante, gesicherte Leistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke bis 2030 in allen Szenarien angenommen.

### 4.5.7 CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren

Wie bereits erwähnt, sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der vollständigen Verbrennung der Energieträger entstehen, für das vorliegende Modell von zentraler Bedeutung. Die maßgeblichen Kennzahlen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen je eingesetztem Brennstoff sind die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren. Das deutsche Umweltbundesamt gibt im Anhang seiner Publikation „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012“ zahlreiche CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für verschiedene Brennstoffarten bzw. deren Fördersorte an (vgl. Umweltbundesamt, 2013c, S. 1ff).

Aufbauend auf diesen Daten werden für Erdöl, Erdgas und Steinkohle Mittelwerte verwendet. Für Braunkohle wird der Emissionsfaktor aus den gegebenen Faktoren für das Rheinland bzw. der Lausitz berechnet, da die in Deutschland eingesetzte Braunkohle größten Teils aus dem Rheinland (91 Mio. t von insgesamt 170 Mio. t) bzw. der Lausitz (57 Mio. t) stammt (vgl. Kober et al., 2012, S. 5). Demnach werden für Erdgas die niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren in der Höhe von 202  $kg/MWh_{primär}$  angesetzt (siehe Tab. 4.5). Wohingegen sich für die Brennstoffe Steinkohle und Braunkohle Emissionsfaktoren in der Höhe von 345 bzw. 395  $kg/MWh_{primär}$  ergeben.

Tab. 4.5: Emissionsfaktor ausgewählter Brennstoffe  
(Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage des Umweltbundesamtes (2013c))

<b>Brennstoff</b>	<b>Emissionsfaktor</b> [ $kg/MWh_{primär}$ ]
Steinkohle	345
Braunkohle	395
Erdgas	202
Erdöl	281

### 4.5.8 Startkosten bzw. -Verhalten

Bezüglich des Startverhaltens der einzelnen Kraftwerksklassen werden keine besonderen Modellierungen vorgenommen, d. h. es erfolgen keine Begrenzungen der Leistungsgradienten und der Ein- oder der Ausschaltdauer. Abhängig von der implementierten Variante (siehe Kap. 4.4.8) werden jedoch Startkosten und eine Mindestleistung (Variante 1) oder nur die Startkosten (Variante 2) integriert. Üblicherweise wird bei den Startkosten zwischen jenen Kosten eines „Kaltstarts“, eines „Warmstarts“ oder eines „Heißstarts“ unterschieden. Die bei einem Heißstart anfallenden Kosten werden für die üblichen täglichen Schalthandlungen zu Grunde gelegt.

Generell hängt die Startart von dem zeitlichen Abstand seit dem letzten Betrieb ab:

- Kaltstart: mehr als 50 h
- Warmstart: zwischen 8 h und 50 h
- Heißstart: unter 8 h

(vgl. Kober et al., 2012, S. 5).

Im Modell wird die Dauer zwischen dem letzten Betriebszeitpunkt und dem erneuten Startvorgang nicht ausgewertet, daher wird der Einfluss der Höhe der Startkosten auf die Ergebnisse separat betrachtet. Für diesen Zweck werden die Startkosten für alle Starts in einem Szenario variiert (Extremfälle Kalt- und Heißstart), um deren Einfluss auf die gesamte Kraftwerkseinsatzplanung feststellen zu können. Abhängig vom Brennstoff sind extrem große Differenzen zwischen den Kosten je gestartetem MW eines Kaltstarts und eines Heißstarts (ramping-costs) feststellbar (siehe Tab. 4.6).

Tab. 4.6: Startkosten und minimale Leistung ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Boldt et al. (2012) und DENA (2005))

Kraftwerkstyp	Kaltstart [EUR/MW]	Heißstart [EUR/MW]	min. Leistung [%]
Steinkohle-Kraftwerk	205,99	46,96	38
Braunkohle-Kraftwerk	160,03	35,75	40
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	90,00	20,00	20
Erdgas-Kraftwerk - GuD	172,55	32,22	33
Erdöl-Kraftwerk	219,97	25,45	20
Kern-Kraftwerk	491,79	132,94	40

Aber auch zwischen den Kraftwerkstypen sind große Kostenunterschiede erkennbar. So betragen die Startkosten der Erdgas-Turbinen-Kraftwerke lediglich 20 bzw. 90 EUR/MW, wohingegen jene der Kernkraftwerke bei 132,94 bzw. 491,79 EUR/MW liegen (vgl. Boldt et al., 2012, S. 40).

### 4.5.9 KWK

Wie bereits erwähnt, wird die Wärmenachfrage nicht explizit im Modell integriert. Statt dessen werden bestimmte Kraftwerksklassen mit einem KWK-Wirkungsgradzusatz ausgestattet (siehe Kap. 4.4.1.2). Da für den Kraftwerkspark bereits aggregierte Kraftwerksklassen ohne Information bezüglich der thermischen Energieauskopplung verwendet werden, muss die Auswahl der Kraftwerksklassen mit KWK anderweitig erfolgen. Daher wird im Folgenden ein kurzer Überblick über die Situation der KWK in Deutschland und Österreich geschaffen.

#### Deutschland:

Zwar ist der KWK-Stromanteil in Deutschland von 76 TWh (das sind 13,5 % der gesamten Netto-Stromerzeugung) im Jahr 2003 auf 91 TWh (15,9 %) im Jahr 2011 angestiegen (siehe Abb. 4.6), allerdings liegt er damit deutlich unter dem politischen Ziel von 25 % im Jahr 2020. Der überwiegende Anteil des KWK-Stromes (53,9 TWh im Jahr 2011) wird durch Gas-Kraftwerke bereitgestellt (vgl. Umweltbundesamt, 2013a).

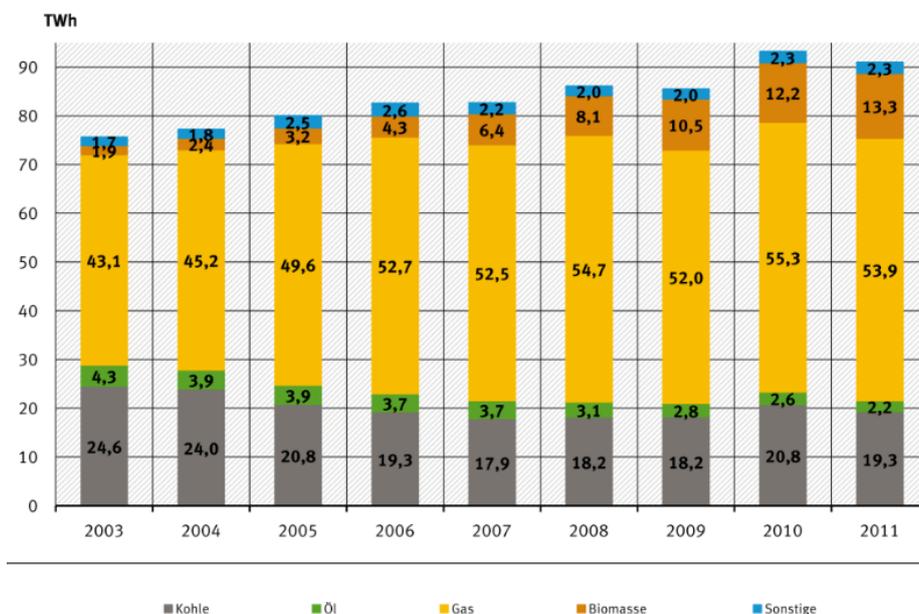


Abb. 4.6: KWK-Stromerzeugung nach Energieträger  
(Quelle: Umweltbundesamt, 2013a)

Werden die im Zeitraum von 2009 bis 2012 in Deutschland neu in Betrieb (bzw. in Probetrieb) gegangenen Kraftwerke mit einer Bruttoleistung, die größer als 10 MW ist, analysiert, so kann folgendes festgestellt werden (vgl. Gores et al., 2014, S. 37ff.):

- 27 der 43 Kraftwerke werden mit Erdgas befeuert (7 Gas- bzw. Dampfturbinen und 20 GuD)
- 9 der 43 Kraftwerke werden mit Kohle befeuert (4 Steinkohle und 5 Braunkohle)
- 10 der 20 GuD-Kraftwerke und 6 der 7 Gas- bzw. Dampfturbinenkraftwerke haben KWK
- 2 der 4 Steinkohle-Kraftwerke und 2 der 5 Braunkohle-Kraftwerke haben KWK

Werden die Kraftwerke in Deutschland mit einer Bruttoleistung, die größer als 10 MW ist, die sich (Stand 31.12.2012) in der Bau- bzw. Planungsphase befinden, analysiert, so ergibt sich folgendes Bild (vgl. Gores et al., 2014, S. 41ff.):

- 25 der 33 Kraftwerke werden mit Erdgas befeuert (3 Gas- bzw. Dampfturbinen und 22 GuD)
- 5 der 33 Kraftwerke werden mit Steinkohle befeuert
- 24 der 25 erdgasbetriebenen Kraftwerke haben KWK
- 4 der 5 Steinkohle-Kraftwerke haben KWK

Angemerkt werden muss, dass vor allem bei den neu in Betrieb gegangenen Kohlekraftwerken, jene mit großer Engpassleistung zu meist keine KWK besitzen (vgl. Gores et al., 2014, S. 37ff.). Deshalb wird bei der konkreten Wahl des KWK-Anteils der einzelnen Kraftwerkstypen auch die jeweilige Leistungs- bzw. Energiebereitstellung berücksichtigt.

#### **Österreich:**

In Österreich liegt der Anteil der KWK-Stromerzeugung an der gesamten Strombereitstellung bei rund 25 %. Wird beachtet, dass der Großteil der österreichischen Stromerzeugung durch regenerative (nicht thermische) Kraftwerksanlagen erfolgt (ca. 70 % inklusive Bereitstellung durch Pumpspeicherkraftwerke), so liegt der KWK-Anteil der thermischen Erzeugung bei rund 83 % (vgl. E-CONTROL, 2014a).

##### **Auswahl der Kraftwerksklassen mit KWK:**

Auf der Grundlage der oben genannten Informationen bezüglich der Verwendung der KWK in deutschen bzw. österreichischen Kraftwerken wird folgende Modellierung der KWK verwendet:

- **Erdgas-GuD:** Sowohl in Deutschland (siehe Abb. 4.6), als auch in Österreich (siehe Tab. 4.2) wird ein hoher Anteil des KWK-Stroms durch den Einsatz von Erdgas erzeugt. Wegen dem hohen Anteil der in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen GuD-Kraftwerken mit KWK, werden **zwei Drittel** aller GuD-Kraftwerksklassen mit KWK modelliert.
- **Erdgas-Gas- bzw. Dampfturbine:** Auf Grund des hohen Anteils dieses Kraftwerkstyps an der KWK-Stromerzeugung wird **jede zweite Kraftwerksklasse** mit KWK versehen.
- **Stein- und Braunkohle:** Zwar kann aus den kürzlich in Betrieb genommenen bzw. in Bau befindlichen Kohlekraftwerken durchaus auf einen gewissen KWK-Anteil geschlossen werden, allerdings liegt dieser in beiden Ländern (sowohl in Deutschland, als auch in Österreich) deutlich unter jenem der Erdgas-Kraftwerke. Daher wird für die Kohlekraftwerke **keine KWK** vorgesehen.
- **Erdöl:** Da die Datenlage bezüglich KWK in Erdöl-Kraftwerken besonders schwierig erscheint, wird **jede zweite Kraftwerksklasse** mit dem KWK-Wirkungsgradzusatz ausgerüstet.
- **Kernkraft:** Da die deutschen Kernkraftwerke keine thermische Energie auskoppeln, ist hier **keine Integration** der KWK-Fähigkeit notwendig.

##### **4.5.10 Netzlast, Exchange, regenerative Einspeisung, Brennstoff- und Zertifikatspreise**

Für eine Reihe exogener Größen werden Daten für jede Stunde des Jahres 2012 verwendet. Als Datenquelle wird wieder auf die Datensammlung der Daten der Energy Economics Group der TU Wien zurückgegriffen. So wird aus den Netzlasten für Deutschland und Österreich eine gemeinsame interne Stromnachfrage gemäß Gl. 4.1 gebildet. Der Skalierungsfaktor der notwendig ist, um den nicht erfassten Verbrauch der untersten Spannungsebene bzw. der dezentralen bzw. industriellen Kraftwerke miteinzubeziehen, wird auf 1,1 festgelegt (vgl. Hobohm et al., 2012, S. 19.). Die durchschnittlichen Netzverluste werden aus den in Deutschland im Jahr 2012 aufgetretenen Verlusten in der Höhe

von 27,5 Mio. MWh berechnet (5,1 %) und für beide Länder verwendet (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014c). In Österreich fielen im Jahr 2012 Verluste in der Höhe von 3,5 Mio. MWh bzw. 5,5 % an (vgl. E-CONTROL, 2014b)). Wie bereits erwähnt, würde noch der Eigenverbrauch der Kraftwerke (37,1 Mio. MWh in Deutschland (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014c) bzw. 2,1 Mio. MWh in Österreich (vgl. E-CONTROL, 2014b)) hinzukommen. Auf Grund der verwendeten Kraftwerksdaten (Nettoleistung der Kraftwerksklassen gegeben) wird dieser jedoch nicht betrachtet.

Vermindert bzw. gesteigert wird diese interne Nachfrage durch den gemeinsamen Exchange, den Stromaustausch mit anderen Staaten, der ebenfalls vorgegeben wird (Import negativ bzw. Export positiv). Die gesamte Nachfrage muss durch den entsprechenden Einsatz des Kraftwerksparks abgedeckt werden, wobei die stündlichen Einspeisungen der regenerativen Energieträger Wind, PV, Laufwasser und die natürlichen Zuflüsse der Pumpspeicherkraftwerke ebenfalls durch Daten aus der Sammlung der Energy Economics Group der TU Wien vorgegeben werden. Im Fall der Stromerzeugung aus Biomasse werden eigene Berechnungen für die stündliche Einspeisung gemäß Abb. 4.3 verwendet (bei einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad (elektrisch und thermisch) von 50 % und Brennstoffpreisen von 25 EUR/MWh).

Wegen der beträchtlichen zeitlichen Schwankungen der Brennstoff- und Zertifikatspreise innerhalb eines Jahres werden (abgesehen vom Biomasse-Brennstoffpreis) stündliche Daten zu Grunde gelegt, anstatt auf Durchschnittswerte zurückzugreifen.

## 4.6 Erweiterung des Grundmodells - Dynamisierung

Das bislang beschriebene Basis-Modell dient zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzplanes für ein Jahr. Um die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit bedienen zu können, muss dieses Modell erweitert werden, sodass eine jährliche Optimierung des Kraftwerkseinsatzplanes bis zum Jahr 2030 möglich ist. Außerdem müssen dementsprechende Erweiterungen der zu Grunde gelegten Daten und eine Aufbereitung der Ergebnisse erfolgen.

### 4.6.1 Allgemeine Erweiterung

Grundsätzlich sind die Gleichungen bzw. Ungleichungen des Kap. 4.4 auch für das erweiterte Modell gültig. Diese bilden wieder den Kern der jährlichen Kraftwerkseinsatzplanung, wobei für jedes Jahr die entsprechenden Daten zu Grunde gelegt werden. Diese Daten werden einerseits vorgegeben (wie beispielsweise der jeweilige Kraftwerkspark) und andererseits entsprechend gewisser Entwicklungsvorgaben (z. B. bei Brennstoff- und

Zertifikatspreise) berechnet. Die eigentliche Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung jedes Jahres erfolgt, abgesehen von Gl. 4.28, völlig unabhängig. Diese Bedingung betrifft den Speicherinhalt der Pumpspeicherkraftwerke und sorgt für einen kontinuierlichen Übergang der Speicherstände über die Jahreswechsel hinweg. D. h. der Speicherinhalt der ersten Stunde eines Jahres wird durch den letzten Stand des Vorjahres festgelegt.

$$p_{\text{speicherLevel}_j}(t = 1, \text{jahr}) = p_{\text{speicherLevel}_j}(t = 8760, \text{jahr} - 1) \quad (4.28)$$

Die für die Jahre 2013 bis 2030 zu Grunde gelegten Daten werden gemäß der folgenden Punkte vorgegeben bzw. berechnet:

- Die jeweiligen Kraftwerksparks bzw. Kraftwerksklassen werden abhängig vom jeweiligen Szenario vorgegeben (siehe Kap. 4.8).
- Die jeweils installierten Leistungen der erneuerbaren Energieträger werden mittels einer jährlichen Zubaurate bzw. einer jährlich zugebauten Leistung modelliert, wobei die Höhe des Ausbaus im Zuge einer Sensitivitätsanalyse verändert wird. Die stündlichen Einspeisungen durch die regenerativen Energieträger werden entsprechend der jeweils installierten Leistung, im Vergleich zum Basisjahr 2012 hochskaliert (siehe Kap. 4.9.5).
- Die Brennstoff- und Zertifikatspreise werden ebenfalls in verschiedenen Ausprägungen mit Hilfe bestimmter Änderungsraten im Vergleich zum Basisjahr variiert (siehe Kap. 4.9.3 und Kap. 4.9.4).
- Die Veränderung des Strombedarfs bis 2030 erfolgt gemäß einem vorgegebenen jährlichen Faktor, der im Zuge einer Sensitivitätsanalyse, sowohl für eine Senkung als auch für eine Steigerung des Strombedarfs sorgt (siehe Kap. 4.9.1).
- Es besteht die Möglichkeit, den jährlichen Exchange von Deutschland und Österreich mit anderen Staaten für die Jahre nach 2012 durch den Einsatz eines entsprechenden Faktors zu verändern. Auf Grund der Argumentation in Kap. 4.9.2 wird jedoch darauf verzichtet und die stündlichen Import- bzw. Exportwerte des Jahres 2012 werden für alle weiteren Jahre übernommen.
- Diverse andere wichtige Parameter (Investitionskosten, fixe bzw. variable O&M-Kosten,...) werden dem Modell für jedes Jahr vorgegeben (siehe Kap. 4.7).

### 4.6.2 Berechnung der jährlichen Investitionskosten

Zwar werden die in den Jahren 2013 bis 2030 neu gebauten Kraftwerkskapazitäten exogen vorgegeben, allerdings erfolgt die Berechnung der dadurch anfallenden Investitionskosten im Modell. Die Basis dafür stellt die Annuitätenmethode (siehe Kap. 3.4) dar. Dabei werden die, als einmalig zu Beginn jedes Jahres anfallend, angenommenen Investitionskosten (engl. Overnight Costs) der diversen Energieerzeugungsanlagen mit Hilfe des Annuitätenfaktors (siehe Gl. 4.29) auf jährliche (gleich große) Raten umgelegt. In diesem Zusammenhang muss beachtet werden, dass die errechnete Annuität auch für alle Folgejahre bis zum Jahr 2030 anfällt und dementsprechend berücksichtigt werden muss. Diese Berechnung ist beispielsweise mit einer doppelten For-Schleife möglich, wie sie in Gl. 4.30 dargestellt wird. Die gesamten jährlichen Investitionskosten lassen sich aus der Summe der Investitionen der einzelnen Erzeugungstechnologien berechnen (siehe Gl. 4.31).

$$\alpha_x = \frac{z \cdot (1+z)^{LD_x}}{(1+z)^{LD_x} - 1} \quad (4.29)$$

**for index=2:1:19**

**for n=index:1:19**

$$K_{investitionen_x}(n) = K_{investitionen_x}(n) + \alpha_x \cdot IK_x(index) \cdot P_{neueLeistung_x}(index) \quad (4.30)$$

**end**

**end**

*Anmerkungen zu Gl. 4.30: Die beiden For-Schleifen sind im MATLAB-Syntax abgebildet. For-Schleifen mit „index“ bzw. „n“ von 2 bis 19 bzw. „index“ bis 19 mit der Schrittweite 1*

$$K_{investitionen}(n) = \sum_x K_{investitionen_x}(n) \quad (4.31)$$

$\alpha_x$  ... Annuitätenfaktor des Kraftwerkstyps  $x$  [1]

$LD_x$  ... Lebensdauer des Kraftwerkstyps  $x$  [a]

$index$  ... Laufvariable der For-Schleifen über die Jahre [1]

$IK_x$  ... Investitionspreise des Kraftwerkstyps  $x$  [EUR/MW]

$P_{neueLeistung_x}(n)$  ... gesamte neu installierte Leistung des Kraftwerkstyps  $x$  des Jahres  $n$  [MW]

$K_{investitionen}(n)$  ... Gesamtkosten der Investitionen des Jahres  $n$  [EUR]

$n$  ... Laufindex der Jahre 2012 bis 2030 [1...19]

### 4.6.3 Berechnung der Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030

Die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten wurde zwar bereits in Kap. 4.4.11 in Gl. 4.25 vorgestellt, allerdings wird diese Gleichung in leicht angepasster Form noch einmal dargestellt. Um die Gesamtkosten des Elektrizitätssektors der Jahre 2012 bis 2030 zu erhalten, werden die einzelnen jährlichen Kosten auf das Basisjahr 2012 abgezinst bzw. diskontiert (siehe Gl. 4.32). Als Diskontzinssatz werden fünf Prozent angesetzt.

$$K_{gesJahr}(n) = K_{kurzfr.}(n) + K_{investitionen}(n) + K_{fixO\&M}(n) + K_{biomasse}(n)(-K_{CO_2}(n))$$

$$K_{ges} = \sum_n \frac{K_{gesJahr}(n)}{(1+z)^n} \quad (4.32)$$

$K_{ges}$  ... Gesamtkosten der Jahre 2012 bis 2030 [EUR]

Etwas komplizierter stellt sich die Situation bei der Berechnung der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen dieses Zeitraumes dar. Grundsätzlich können zwei verschiedene Vorgehensweisen verwendet werden: Einerseits können die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen direkt summiert werden (nicht diskontiert), wie es in Gl. 4.33 gezeigt wird. Andererseits wird in Matthes (1998) analog zur Diskontierung der Kosten, auch eine Diskontierung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet (siehe Gl. 4.34). Vor allem für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ist die Problematik rund um die Diskontierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen entscheidend, weshalb im nächsten Kap. 4.6.4 noch näher darauf eingegangen wird.

$$m_{CO_2_{ges}} = \sum_n m_{CO_2_{gesJahr}}(n) \quad (4.33)$$

$$m_{CO_2_{ges}}^* = \sum_n \frac{m_{CO_2_{gesJahr}}(n)}{(1+z)^n} \quad (4.34)$$

$m_{CO_2_{ges}}$  ... gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen - nicht diskontiert [t]

$m_{CO_2_{ges}}^*$  ... gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen - diskontiert [t]

(vgl. Matthes, 1998, S. 8ff.).

#### 4.6.4 Berechnung CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Um die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eines Szenarios (Vergleichs-Szenario) berechnen zu können, wird ein Referenz-Szenario benötigt (siehe Gl. 4.35). Für die in der vorliegenden Arbeit zu berechnenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bedeutet dies, dass das Modell jeweils für mindestens zwei Szenarien (siehe Kap. 4.8) berechnet werden muss. Um die Kernfrage, nämlich jene nach den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für einen Tausch „Kohle gegen Gas“, beantworten zu können, werden jeweils dieselben Rahmenbedingungen in Bezug auf die in den Sensitivitätsanalysen behandelten Parameter (wie Stromnachfrage, Brennstoffpreise, Ausbau der regenerativen Energieträger und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) verwendet. Um hingegen den Einfluss dieser Parameter, im Zuge einer Sensitivitätsanalyse, herausfinden zu können, wird dasselbe Szenario mit verschiedenen Konstellationen dieser Parameter für den Vergleich herangezogen. Vorsicht muss bei der Wahl des Referenz-Szenarios geboten sein, da dieses definitionsgemäß höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen muss, um die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berechnen zu können. Daher kann nicht immer das Basis-Szenario als Referenz herangezogen werden.

$$k_V = \frac{K_{ges\_vergleichsSzenario} - K_{ges\_referenzSzenario}}{m_{CO_2\_ges\_referenzSzenario} - m_{CO_2\_ges\_vergleichsSzenario}} \quad (4.35)$$

$K_{ges\_vergleichsSzenario}$  ... Gesamtkosten des CO<sub>2</sub>-reduzierten Systems [EUR]

$K_{ges\_referenzSzenario}$  ... Gesamtkosten des Referenzsystems [EUR]

$m_{CO_2\_ges\_referenzSzenario}$  ... gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Referenzsystems [t]

$m_{CO_2\_ges\_vergleichsSzenario}$  ... gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen des CO<sub>2</sub>-reduzierten Systems [t]

Bezüglich der bereits erwähnten Diskontierung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich im Zusammenhang mit der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten folgende Problematik: Erfolgt im Gegensatz zu den jährlichen Systemkosten keine Diskontierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, so werden spätere finanzielle Investitionen niedriger bewertet als früher getätigte, während die zeitliche Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Emissionen in dieser Konstellation nicht berücksichtigt wird. Dies könnte bei freier Wahl des Investitionszeitpunktes dazu führen, dass Investitionen, deren jährliche Kostenzunahmen unter der Diskontrate liegen, erst zu einem späteren Zeitpunkt getätigt werden. Resultierend daraus würden sich für eine Konstellation, in der es eine gewisse Menge an CO<sub>2</sub> in einer vorgegebenen Zeit zu vermeiden gilt, niedrigere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ergeben. Werden jedoch sowohl die Systemkosten als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen gleichermaßen diskontiert, so entfällt dieser zeitliche Effekt (vgl. Matthes, 1998, S. 10ff.). Der Autor weist weiters dar-

auf hin, dass eine Diskontierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Fall einer Vorgabe der Investitionszeitpunkte bzw. einer stetigen Absenkung der Emissionen nicht unbedingt notwendig ist. Allerdings ist eine einheitliche Vorgehensweise bei der Behandlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen essentiell. Bei den Ergebnissen des vorliegenden Modells (siehe Kap. 5) erfolgt zu Beginn eine Gegenüberstellung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten unter der Verwendung der beiden Berechnungsmöglichkeiten der Gesamtemissionen (diskontiert/nicht diskontiert). Im weiteren Verlauf werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Betrachtungen bis zum Jahr 2030 einheitlich, mit der selben Rate wie die finanziellen Kosten, diskontiert. Bei jährlichen Vergleichen bzw. jährlicher Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entfällt diese Problematik ohnehin.

## 4.7 Zukünftige Kraftwerksdaten

Für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks bzw. dessen Ausbau und Betrieb werden die benötigten Werte vorgegeben. Als Grundlage dafür dient die Studie „Current and Prospective Production Costs of Electricity Generation“ von Schröder et al. (2013). Es folgt die Darstellung der benötigten Entwicklungen des Wirkungsgrads, der Investitionskosten und der fixen bzw. variablen Betriebs- und Wartungskosten.

### 4.7.1 Wirkungsgrad

Von zentraler Wichtigkeit für das Modell ist neben den Investitionskosten der Wirkungsgrad für jedes neu gebaute Kraftwerk. Daher wird jedem neuen Kraftwerk jener Wirkungsgrad zugewiesen, der im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme dem Stand der Technik entspricht. In Tab. 4.7 werden die jeweils gültigen Wirkungsgrade der benötigten Erzeugungstechnologien im Fünf-Jahresrhythmus dargestellt. Aus diesen werden die Zwischenwerte durch Linearisierung berechnet.

Tab. 4.7: Wirkungsgrad ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Auszug aus Schröder et al. (2013))

<b>Wirkungsgrad [%]</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Steinkohle-Kraftwerk	46	46,1	46,2	46,3	46,4
Braunkohle-Kraftwerk	43	43,4	43,9	44,3	44,7
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	45	45,1	45,2	45,3	45,4
Erdgas-Kraftwerk - GuD	60	60,2	60,5	60,7	61

Abhängig vom Kraftwerkstyp können unterschiedliche Entwicklungen festgestellt werden. Während bei Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken mit Gas oder Dampfturbine nur mehr leichte Steigerungen des Wirkungsgrades bis zum Jahr 2030 erfolgen, sind bei den Braunkohle-Kraftwerken und den erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken deutlichere Wirkungsgradanstiege zu erkennen (vgl. Schröder et al., 2013, S. 87).

### 4.7.2 Investitionskosten

Einen entscheidenden Einfluss auf die Berechnung der jährlichen Systemkosten haben die Investitionskosten. Vor allem die unterschiedlichen Schwerpunkte (Erdgas oder Kohle) bei den neu gebauten Erzeugungstechnologien sorgen für große Unterschiede dieses Kostenpunktes. Daher werden die Investitionskosten je kW (siehe Tab. 4.8) für jedes Jahr vorgegeben, wobei sehr unterschiedliche Kostenreduktionen bis zum Jahr 2030 feststellbar sind. Während für erdgasbefeuerte Turbinen- und Wasserkraftwerke (sowohl Laufwasser- als auch Pumpspeicher-Kraftwerke) konstante Investitionskosten bis zum Jahr 2030 prognostiziert werden, sinken die Kosten für regenerative Erzeugungstechnologien, vor allem jene für Offshore-Windanlagen und PV-Anlagen, deutlich. Auch bei erprobten fossilen Erzeugungstechnologien (Kohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerke) kann eine Kostenreduktion um insgesamt rund zehn Prozent im Vergleich zum Jahr 2010 festgestellt werden (vgl. Schröder et al., 2013, S. 82).

Tab. 4.8: Investitionskosten ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Auszug aus Schröder et al. (2013))

<b>Investitionskosten [EUR/kW]</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Steinkohle-Kraftwerk	1.300	1.262	1.224	1.188	1.153
Braunkohle-Kraftwerk	1.700	1.650	1.601	1.554	1.508
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	400	400	400	400	400
Erdgas-Kraftwerk - GuD	800	782	764	746	729
Erdöl-Kraftwerk	400	400	400	400	400
Kern-Kraftwerk	6.000	5.916	5.833	5.752	5.671
Windanlage Onshore	1.300	1.269	1.240	1.210	1.182
Windanlage Offshore	3.000	2.868	2.742	2.621	2.506
Photovoltaik	1.800	1.629	1.474	1.334	1.207
Pumpspeicher-Kraftwerk	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Laufwasser-Kraftwerk	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Biomasse-Kraftwerk	2.500	2.424	2.350	2.278	2.209

### 4.7.3 Betriebs- und Wartungskosten

Neben dem Wirkungsgrad und den Investitionskosten sind die Betriebs- und Wartungskosten (engl. Operation- and Maintenance-Costs) charakteristisch für die verschiedenen Erzeugungstechnologien im Modell. Dabei wird zwischen den **variablen O&M-Kosten** (siehe Tab. 4.9) und den **fixen O&M-Kosten** (siehe Tab. 4.10) unterschieden.

Tab. 4.9: Variable O&M-Kosten ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Auszug aus Schröder et al. (2013))

Variable O&M-Kosten [EUR/MWh]	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle-Kraftwerk	6	6	5	5	5
Braunkohle-Kraftwerk	7	7	7	6	6
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	3	3	3	3	3
Erdgas-Kraftwerk - GuD	4	4	4	4	4
Erdöl-Kraftwerk	3	3	3	3	3
Kern-Kraftwerk	5	5	5	5	5

Tab. 4.10: Fixe O&M-Kosten ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: Auszug aus Schröder et al. (2013))

Fixe O&M-Kosten [EUR/kW/a]	2010	2015	2020	2025	2030
Steinkohle-Kraftwerk	25	24	24	23	22
Braunkohle-Kraftwerk	30	29	28	27	27
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	15	15	15	15	15
Erdgas-Kraftwerk - GuD	20	20	19	19	18
Erdöl-Kraftwerk	6	6	6	6	6
Kern-Kraftwerk	12	12	12	12	11
Windanlage Onshore	36	35	34	34	33
Windanlage Offshore	80	76	73	70	67
Photovoltaik	25	21	18	16	13
Pumpspeicher-Kraftwerk	20	20	20	20	20
Laufwasser-Kraftwerk	60	60	60	60	60
Biomasse-Kraftwerk	100	97	94	91	88

Während der variable Kostenanteil je erzeugter elektrischer Energieeinheit anfällt und folgedessen auch für die kurzfristigen Grenzkosten eine entscheidende Rolle spielt (siehe Gl. 4.13), ist der fixe Kostenanteil, unabhängig von der erzeugten Energiemenge, proportional zur installierten Leistung. D. h. dieser Anteil schlägt sich auf die Gesamtkosten, gemäß Gl. 4.25, nieder.

Die variablen O&M-Kosten der meisten Kraftwerkstypen bleiben über die Jahre konstant, lediglich jene Kosten der Kohle-Kraftwerke sinken leicht (vgl. Schröder et al., 2013, S. 85). Bei den fixen O&M-Kosten kann ein sehr ähnliches Verhalten festgestellt werden, wobei es vor allem bei den regenerativen Energieerzeugungsanlagen zu erheblichen Unterschieden bei der Kostenentwicklung kommt. So halbieren sich die O&M-Kosten der Photovoltaikanlagen im Zeitraum von 2010 bis 2030 beinahe. Auch die fixen O&M-Kosten der Offshore Windanlagen und Biomasse-Kraftwerke sinken in diesem Zeitraum, während die Kosten der Wasser-Kraftwerke und Onshore Windanlagen konstant bleiben bzw. nur sehr leicht abnehmen (vgl. Schröder et al., 2013, S. 86).

Im folgenden Kapitel werden die verschiedenen Szenarien und die damit verbundenen Ausbaupfade vorgestellt, die für die vorliegende Arbeit bzw. die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von großer Bedeutung sind.

## 4.8 Szenarien

In diesem Kapitel werden die Modellkonfigurationen, im Hinblick auf den Kraftwerkspark, zusammengefasst und verglichen. Auf Grund der zahlreichen verschiedenen Kraftwerksklassen werden die Kraftwerksparks jedoch nicht explizit dargestellt.

Die Auswahl, der in den jeweiligen Szenarien neu gebauten bzw. in den modellierten Kraftwerkspark aufgenommenen Kraftwerke, erfolgt nicht nach wirtschaftlichen Kriterien. Statt dessen wird die Entwicklung des Kraftwerksparks, abhängig vom jeweiligen Szenario, vorgegeben. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Erstellung verschiedener Entwicklungen und die damit verbundene Vorgabe des Schwerpunktes „Erdgas vs. Kohle“.

### 4.8.1 Basis-Szenario

Das Basis-Szenario dient, neben dem Kohle-Szenario (das im Vergleich zum Basis-Szenario geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist), als Referenz-Szenario auf dessen Grundlage die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berechnet werden. Es soll eine realistische Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 von Deutschland und Österreich darstellen. Bis zum Jahr 2022, also dem Zeitpunkt des Atom-Ausstieges (Details zum deutschen Atomausstieg siehe Tab. 4.11) wird mit konkreten deutschen (und österreichischen) Kraftwerksplänen als Ersatz der AKWs gerechnet.

#### 4.8. SZENARIEN

Tab. 4.11: Außerdienststellung der deutschen Kernkraftwerke  
(Quelle: Atomgesetz Deutschland § 7)

Kernkraftwerk	Nettoleistung [MW]	Abschaltung Ende
Grafenrheinfeld	1.275	2015
Gundremmingen B	1.284	2017
Phillipsburg2	1.402	2019
Grohnde	1.360	2021
Gundremmingen C	1.288	2021
Brokdorf	1.410	2021
Isar 2	1.410	2022
Emsland	1.329	2022
Neckarwestheim 2	1.310	2022
SUMME	12.068	

Dabei erfolgt der Rückbau in Anlehnung an Abb. 4.7, d. h. es werden keine nennenswerten Kapazitäten anderer Energieträger bis 2023 (abgesehen von Steinkohle-Kraftwerken mit einer Leistung von rund 1.000 MW im Jahr 2013) stillgelegt (vgl. BDEW, 2013b, S. 16). Der Zubau neuer Kraftwerke in Deutschland und Österreich erfolgt in diesem Zeitraum auf der Grundlage der Veröffentlichungen: BDEW (2013c), BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2013) und Österreichs Energie (2012).

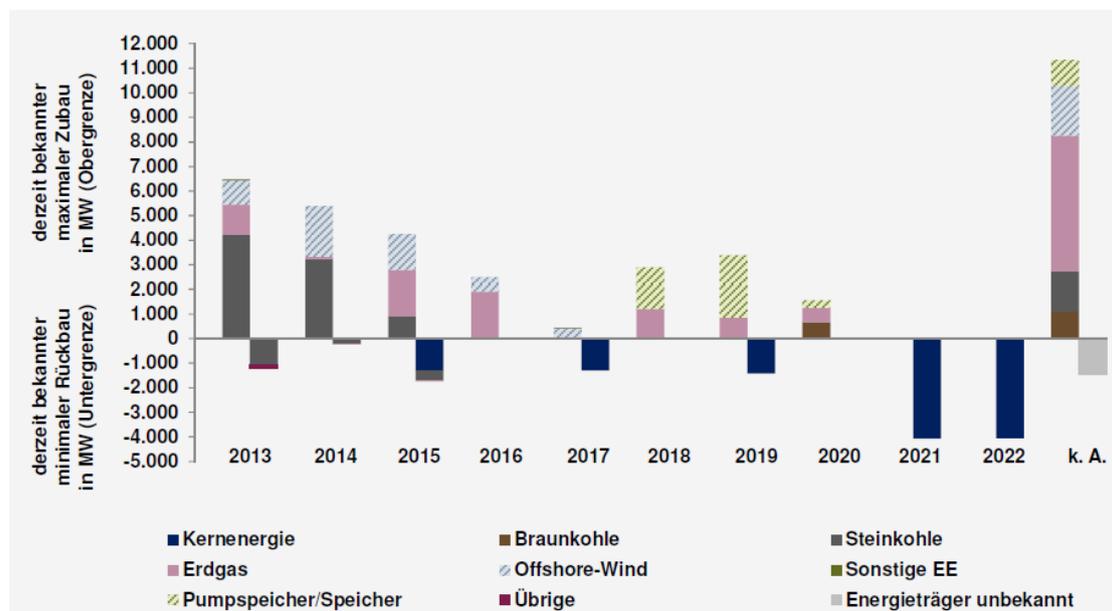


Abb. 4.7: Zu- und Abbau deutscher Kraftwerke mit einer Leistung größer 20 MW  
(Quelle: BDEW, 2013b, S. 16)

Die gesamte installierte Leistung wird dabei im Zeitraum der Jahre 2023 bis 2030 konstant auf dem Niveau des Jahres 2012 gehalten. Bis 2020 wird, wie auch aus Abb. 4.7 ersichtlich ist, ein Anstieg der gesamten verfügbaren Engpassleistung angenommen. Durch die Stilllegung von jeweils drei leistungsstarken Kernkraftwerken in den Jahren 2021 und 2022 fällt die gesamte Leistung wieder auf den Wert des Jahres 2012 ab. Die Tatsache, dass eine Minderung der gesamten Stromnachfrage bzw. ein starker Anstieg der installierten regenerativen Energieanlagen (wie es in den Sensitivitätsanalysen unterstellt wird) zu einem Rückgang der benötigten installierten Leistung führen würde, wird unter anderem auf Grund der Argumentation in Kap. 4.5.6 vernachlässigt.

Nach dem Jahr 2022 wird ein jährlicher Austausch von „alten gegen neue“ Kraftwerke ohne Technologie- bzw. Energieträgerwechsel durchgeführt. Dabei wird unterstellt, dass nach dem Jahr 2022 jährlich jene Leistung erneuert wird, die auf der Grundlage der Lebensdauern (siehe Tab. 4.12) der Kraftwerke notwendig ist, um die installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungstechnologie konstant zu halten.

Tab. 4.12: Lebensdauer ausgewählter Erzeugungstechnologien  
(Quelle: vgl. Kost et al. (2013) und Voß (2005))

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>Lebensdauer [a]</b>
Steinkohle-Kraftwerk	40
Braunkohle-Kraftwerk	40
Erdgas-Kraftwerk - Turbine	30
Erdgas-Kraftwerk - GuD	30
Erdöl-Kraftwerk	30
Kern-Kraftwerk	40
Windanlage Onshore	20
Windanlage Offshore	20
Photovoltaik	25
Pumpspeicher-Kraftwerk	60
Laufwasser-Kraftwerk	60
Biomasse-Kraftwerk	20

Dies bedeutet einen durchschnittlichen Kraftwerkstausch ab dem Jahr 2023 von jährlich:

- 850 MW/a an Steinkohle-Kraftwerken
- 600 MW/a an Braunkohle-Kraftwerken
- 500 MW/a an Erdgas-Kraftwerken (Gas- bzw. Dampfturbine)
- 800 MW/a an Erdgas-GuD-Kombikraftwerken

Auf Grund der hohen Brennstoffkosten und der aus der geringen installierten Leistung resultierenden, mangelnden systembezogenen Wichtigkeit wird angenommen, dass keine neuen erdölbefeuerten Kraftwerkskapazitäten gebaut werden. Darüber hinaus wird in allen Szenarien eine schrittweise Stilllegung der Erdölkraftwerke bis 2030 unterstellt.

Insgesamt ergibt sich, gemäß der oben angeführten Aufstellung, ein jährlicher Neubau an diversen thermischen Kraftwerken mit einer Nettoengpassleistung von 2.750 MW.

Die Auswahl der jährlich zu ersetzenden bzw. wegfallenden Kraftwerke erfolgt mangels genauerer Informationen rein nach dem Wirkungsgrad, d. h. der Wirkungsgrad wird als Alters-Merkmal herangezogen. Die jährlich installierte Leistung wird als Kraftwerksblock angesehen, zwar sind diese in realistischen Größenordnungen, allerdings wird dadurch keine Rücksicht auf kleinere Standorte bzw. Teilungen genommen.

### 4.8.2 Gas-Szenario

Im Gas-Szenario wird eine absolute Präferenz an erdgasbetriebenen Kraftwerken unterstellt: Zwar wird angenommen, dass in Bau befindliche Stein- und Braunkohlekraftwerke noch fertig gestellt bzw. in Betrieb gehen werden, darüber hinaus aber keine weiteren Kohle-Kraftwerke bis zum Jahr 2030 gebaut werden. Bis 2023 werden die Erdgas-Kraftwerke, die sich in Bau bzw. Planung befinden oder denen die Baugenehmigung erteilt wurde, zum vorausgesagten Inbetriebnahmejahr ans Netz geschaltet. Diese ersetzen einerseits die in diesem Zeitraum stillgelegten Kernkraftwerke und andererseits einige alte andere Kraftwerke (mit kleinem Wirkungsgrad, wie im Basis-Szenario). Nach dem Jahr 2022 wird wieder eine Stilllegung alter Kraftwerkskapazitäten aller erdgas- und kohlebefeuerten Anlagen gemäß ihrer Lebensdauer unterstellt. In diesem Szenario werden diese Leistungskapazitäten jedoch rein durch Gas-Kraftwerke ersetzt, was folgenden jährlichen Zubau erforderlich macht:

- 1.050 MW/a an Erdgas-Kraftwerken (Gas- bzw. Dampfturbine)
- 1.800 MW/a an Erdgas-GuD-Kombikraftwerken

Im Vergleich zum Basis-Szenario (2.750 MW/a) erfolgt in diesem Szenario insgesamt ein etwas höherer Leistungsaustausch von 2.850 MW/a. Die Gründe für diesen größeren jährlichen Leistungsaustausch liegen in der kürzeren Lebensdauer und der hohen installierten Leistung an Gas-Kraftwerken im Jahr 2022. Grundsätzlich wird die technische bzw. wirtschaftliche Machbarkeit dieses extremen Zubaus an Erdgas-Kraftwerken nicht näher untersucht, allerdings wird auf Grund der diversen Bauvorhaben in Deutschland (vgl. BDEW, 2013c, S. 1ff.) und Österreich (vgl. Österreichs Energie, 2012, S. 19) bis zum Jahr 2022 auf eine grundsätzliche Umsetzbarkeit geschlossen.

### 4.8.3 Kohle-Szenario

Bei einem weiteren Vergleichs-Szenario (bzw. Referenz-Szenario) wird der Neu- bzw. Ausbau von Kohlekraftwerken, vor allem in Deutschland, forciert. Im Gegensatz zum Gas-Szenario wird hier angenommen, dass nur noch jene erdgasbetriebenen Kraftwerke in Betrieb gehen, welche sich bereits im Bau befinden. Darüber hinaus werden keine weiteren neuen Erdgas-Kraftwerke gebaut. Bis 2023 erfolgt der Ersatz der Kernkraftwerke und einiger weiterer alter Kraftwerke durch die (wenigen) neu gebauten Erdgas-Kraftwerke und durch den Bau zahlreicher neuer Kohle-Kraftwerke. Wieder wird der Ausbau so angenommen, dass die verfügbare Engpassleistung des gesamten Kraftwerksparks konstant um den Wert des Jahres 2012 verbleibt. Für den betrachteten Zeitraum nach 2022 wird wieder eine alters- bzw. wirkungsgradbezogene Stilllegung von Erdgas- und Kohle-Kraftwerken unterstellt, wobei diese in diesem Szenario folgendermaßen ersetzt werden:

- 1.650 *MW/a* an Steinkohle-Kraftwerken
- 1.000 *MW/a* an Braunkohle-Kraftwerken

Insgesamt führt dies zu einem Kraftwerksneubau von jährlich 2.650 MW. Wegen der längeren Lebensdauer der kohlebefeuerten Kraftwerke und des höheren Anteils an Kohle-Kraftwerken im Jahr 2022 liegt dieser Wert unter jenem des Gas-Szenarios. Die technische bzw. wirtschaftliche Machbarkeit dieses enormen Zubaus an Kohle-Kraftwerken wird nicht näher untersucht. Die Annahmen beruhen daher lediglich auf der Spekulation, dass dieser Leistungszubau durch eine Ausschöpfung aller Ausbau- bzw. Neubau-Pläne (vgl. BDEW (2013c) und BUND (2013)) an bestehenden bzw. weiteren neuen Standorten möglich ist (auch wenn diverse Bauvorhaben derzeit gestoppt oder nicht genehmigt sind (vgl. BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland, 2013, S. 1ff.)).

### 4.8.4 Uran-Szenario

Beim Uran-Szenario wird eine politische Kehrtwende, in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland, unterstellt. D. h. die verpflichtende Stilllegung der neun im Jahr 2012 noch in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke muss nicht umgesetzt werden. Statt dessen bleiben diese bis zum Jahr 2030, also dem Laufzeitende des Modells, in Betrieb. Der Bau neuer Kernkraftwerke wird jedoch nicht vorgesehen. Darüber hinaus werden der Einfachheit halber für die bestehenden Atomkraftwerke keine größeren Modernisierungen bzw. daraus resultierende Kosten, die über die O&M-Kosten hinaus gehen, angenommen. Bis 2023 wird unterstellt, dass im Vergleich zum Basis-Szenario, wegen der weiterhin verfügbaren Leistung der Kernkraftwerke, wesentlich weniger neue

Kraftwerke benötigt bzw. gebaut werden. So werden in diesem Szenario jene Kraftwerke in den modellierten Kraftwerkspark aufgenommen, welche sich laut BDEW (2013c) nach dem Stand vom 15. Mai 2013 in der Bauphase befinden bzw. für deren Bau bereits eine Genehmigung erteilt wurde.

Nach 2022 ergibt sich folgender jährlicher Austausch von alten gegen neue Kraftwerke:

- 800 MW/a an Steinkohle-Kraftwerken
- 500 MW/a an Braunkohle-Kraftwerken
- 500 MW/a an Erdgas-Kraftwerken (Gas- bzw. Dampfturbine)
- 700 MW/a an Erdgas-GuD-Kombikraftwerken

Die jährlich zu ersetzende Kraftwerksleistung beträgt im Uran-Szenario auf Grund der weiterhin verfügbaren Leistung der deutschen Kernkraftwerke lediglich 2.500 MW.

Nach der Beschreibung der verwendeten Szenarien werden im folgenden Kapitel die Entwicklungen der Parameter, die für die Sensitivitätsanalysen benötigt werden, aufbereitet.

## 4.9 Sensitivitätsanalysen - Einfluss wichtiger Parameter

Es werden mögliche Entwicklungen des Stromverbrauchs, der Zertifikats- und Brennstoffpreise und des Ausbaus der regenerativen Energieträger dargestellt. Daraus werden konkrete Entwicklungen ausgewählt, die den Sensitivitätsanalysen zu Grunde gelegt werden<sup>19</sup>.

### 4.9.1 Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs

Die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland und Österreich ist eine wichtige Einflussgröße für das vorliegende Modell, weshalb die Auswirkungen einer geänderten Stromnachfrage innerhalb einer Sensitivitätsanalyse untersucht werden. In Abb. 4.8 sind sowohl die historischen Werte der Nachfrage für Deutschland, als auch einige mögliche zukünftige Entwicklungen dargestellt.

---

<sup>19</sup>Abseits dieser Sensitivitätsanalysen werden, sofern nicht anders angegeben, die fett gedruckten Zeilen der Tab. 4.13 bis Tab. 4.16 verwendet.

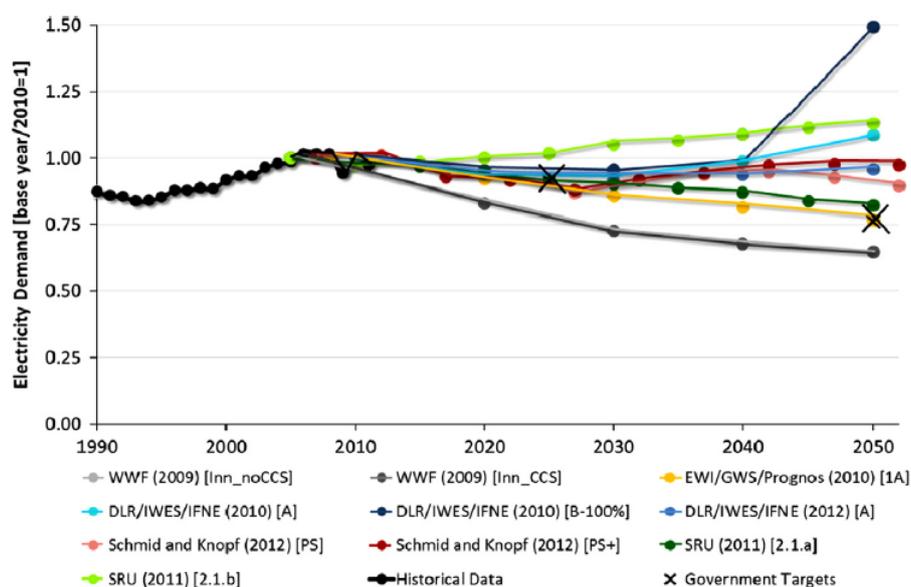


Abb. 4.8: Meta-Analyse - Stromnachfrage in Deutschland - Vergleichsjahr: 2010  
(Quelle: Schmidt et al., 2013, S. 1154)

In der Meta-Analyse von Schmidt et al. (2013) werden die Entwicklungen der Nachfrage einiger Studien miteinander bzw. mit der politischen Zielsetzung verglichen. Von den Ergebnissen einer Studie abgesehen, wird (mit unterschiedlich starker Ausprägung) von einem Absinken der Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 ausgegangen. Auf der Basis dieser Meta-Analyse werden vier verschiedene Entwicklungsverläufe bis zum Jahr 2030 unterstellt bzw. untersucht (siehe Tab. 4.13).

Tab. 4.13: Szenarien der Stromnachfrage für Deutschland und Österreich  
(Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Schmidt et al. (2013))

Bezeichnung	Änderung zum Vorjahr	2030 im Vgl. zu 2012
	[%]	[%]
Starker Rückgang	-1	83
Schwacher Rückgang	-0,5	91
<b>Stabile Nachfrage</b>	<b>0</b>	<b>100</b>
Leichter Anstieg	0,5	109

Da bis 2030 tendenziell von einer sinkenden Stromnachfrage ausgegangen wird, werden Veränderungen in der Höhe von minus einem (Starker Rückgang) bis zu plus einem halben Prozent (Leichter Anstieg) im Vergleich zum Vorjahr angenommen. Als Standard-Annahme wird eine stabile Nachfrage bis 2030 verwendet.

### 4.9.2 Entwicklung des Exchanges

Neben der Entwicklung der internen Stromnachfrage in Deutschland und Österreich ist der Stromaustausch mit den Nachbarländern äußerst wichtig. Zwar wird in einigen Studien der Meta-Analyse von Schmidt et al. (2013) angenommen, dass Deutschland ab 2020 von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur wird (siehe Abb. 4.9), für das vorliegende Modell (bis 2030) wird jedoch unterstellt, dass weiterhin Strom im Umfang des Jahres 2012 von Deutschland und Österreich exportiert wird.

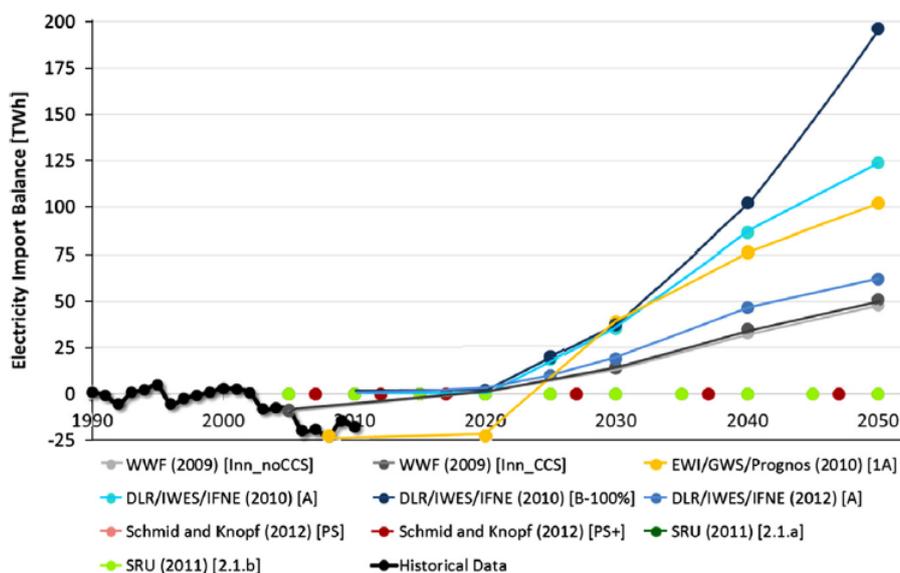


Abb. 4.9: Meta-Analyse - Elektrizitätsimport von Deutschland  
(Quelle: Schmidt et al., 2013, S. 1156)

### 4.9.3 Entwicklung des Zertifikatspreises

Die vergangene Entwicklung der Zertifikatspreise wurde bereits in Abb. 2.5 dargestellt. Ausgehend von den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen von 7,4 EUR/t im Jahr 2012 werden in Anlehnung an Nitsch et al. (2012) verschiedene Entwicklungen des Zertifikatspreises bis zum Jahr 2030 unterstellt. Dazu werden unterschiedliche prozentuelle Anstiege (0/5/9 bzw. 13 %) pro Jahr verwendet, welche zu durchschnittlichen Zertifikatspreisen von 7,4/17,8/34,8 bzw. 66,6 EUR/t führen (siehe Tab. 4.14).

Tab. 4.14: Szenarien der Entwicklung der Zertifikatpreise  
(Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Nitsch et al. (2012))

Bezeichnung	Änderung zum Vorjahr [%]	Ø Preis 2030 [EUR]
Konstanter Preis	0	7,4
<b>Leichter Anstieg</b>	<b>5</b>	<b>17,8</b>
Mittlerer Anstieg	9	34,8
Starker Anstieg	13	66,6
Kosteninternalisierung	-	75

Darüber hinaus wird ein weiteres Preisszenario kreiert, bei dem ab dem Jahr 2013 eine volle Internalisierung der ökologischen Verschmutzungen in der Höhe von 75 EUR/t zu Grunde gelegt wird (vgl. Nitsch et al., 2012, S. 3ff.). Dabei muss beachtet werden, dass die Höhe der externen Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Literatur äußerst umstritten ist. So wird in Mühlenhoff (2011) eine Spanne von 14 EUR/t bis 300 EUR/t angegeben.

#### 4.9.4 Entwicklung der Brennstoffpreise

Von zentraler Wichtigkeit für das vorliegende Modell sind die Brennstoffpreise bzw. deren Entwicklung. Um den Einfluss der Brennstoffpreise analysieren zu können, werden diesbezüglich einige Szenarien verwendet (siehe Tab. 4.15).

Tab. 4.15: Szenarien der Entwicklung der Brennstoffpreise  
(Quelle: Eigene Annahmen)

Szenario-Bezeichnung	Preisänderung der Energieträger	Vorjahr [%]	Ø Preis 2030 [EUR/MWh]
LNG	EG	-5*	15,8
	U/SK/BK/EÖ	-2*	3,9/9,7/6,8/42,6
Schwacher EG-Anstieg	EG	1	34,9
Starker EG-Anstieg	EG	2	41,7
	SK/EÖ	1	14,8/65,0
Konstanter Preis	U/SK/BK/EÖ/EG	0	5,0/12,4/8,7/54,3/29,2
<b>Leichter Anstieg</b>	<b>SK/EÖ/EG</b>	<b>1</b>	<b>14,8/65,0/34,9</b>
Mittlerer Anstieg	SK/EÖ/EG	2	17,7/77,6/41,7
Starker Anstieg	SK/EÖ/EG	3	21,1/92,4/49,7
	U/BK	1,5	6,5/11,4

Anmerkung: EG...Erdgas, U...Uran, SK...Steinkohle, BK...Braunkohle und EÖ...Erdöl  
\* Preisänderungen erst ab 2018.

Im Folgenden sollen diese Preis-Szenarien etwas näher erläutert werden:

- **LNG:** Wie bereits in Kap. 2.5 erwähnt, führt der vermehrte Einsatz von LNG und die Schiefergas-Gewinnung zu einer Veränderung des weltweiten Gasmarkts. Eine Folge davon könnten stark sinkende Erdgas-Preise in Europa sein (vgl. Rogers, 2010, S. 1ff.). Diese Entwicklung wird im LNG-Szenario nachgebildet, dabei wird ab dem Jahr 2018 eine jährliche Preisreduktion von fünf Prozent für Erdgas in Deutschland und Österreich angenommen. Dies führt bis 2030 beinahe zu einer Halbierung des Erdgas-Preises (vgl. Oswald et al., 2011, S. 1ff.) von durchschnittlich 29,2 *EUR/MWh* im Jahr 2012 auf 15,8 *EUR/MWh* im Jahr 2030. Auf Grund möglicher Kopplungseffekte zwischen den einzelnen Brennstoffen wird auch eine Reduktion der Preise für die anderen Brennstoffe angenommen und zwar in der Höhe von jährlich zwei Prozent.
- **Schwacher EG-Anstieg:** In diesem Szenario wird lediglich ein geringer Preisanstieg für Erdgas unterstellt, alle anderen Brennstoffpreise werden als konstant angenommen und verbleiben daher am Stand von 2012.
- **Starker EG-Anstieg:** Der hier unterstellte starke Preisanstieg für Erdgas, um zwei Prozent pro Jahr, führt zu Erdgaspreisen in der Höhe von 41,7 *EUR/MWh* im Jahr 2030. Auch hier wird unterstellt, dass die starke Preisänderung von Erdgas die Preise der anderen Brennstoffe beeinflusst. Allerdings wird auf Grund der großen Braunkohlevorkommen in Deutschland und der daraus folgenden Marktposition für Braunkohle kein Preisanstieg vorgesehen. Obwohl in diversen Quellen (z.B. WirtschaftsBlatt (2013)) von steigenden Uran-Preisen ausgegangen wird, wird auf Grund des Atomausstiegs von Deutschland bis 2023 in diesem Szenario kein Anstieg des Uran-Preises angesetzt.
- **Konstanter Preis:** Es wird unterstellt, dass alle Brennstoffpreise bis zum Jahr 2030 konstant auf dem Niveau des Jahres 2012 verbleiben.
- **Leichter Anstieg:** Für die Preise der Energieträger Steinkohle, Erdöl und Erdgas werden leichte Preisanstiege von einem Prozent pro Jahr angenommen.
- **Mittlerer Anstieg:** In diesem Szenario wird ein mittlerer Anstieg, in der Höhe von jährlich zwei Prozent der Preise für Steinkohle, Erdöl und Erdgas, angesetzt.
- **Starker Anstieg:** Es wird mit einer starken jährlichen Zunahme aller Brennstoffpreise spekuliert, wobei für Steinkohle, Erdöl und Erdgas eine Rate von drei Prozent und wegen möglicher Kopplungseffekte für Uran und Braunkohle eine Rate von eineinhalb Prozent vorgesehen wird.

### 4.9.5 Entwicklung der regenerativen Energieträger

Insgesamt konnte der Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland in den vergangenen Jahren, wie bereits in Kap. 2.6.3 erwähnt, kontinuierlich gesteigert werden. Diese Entwicklung wird nach Ansicht zahlreicher Quellen anhalten, wie aus der Meta-Analyse von Schmidt et al. (2013) hervorgeht (siehe Abb. 4.10). In allen betrachteten Studien kann das politische Ziel eines regenerativen Stromanteils in Deutschland von mehr als 50 % im Jahr 2030 erreicht werden.

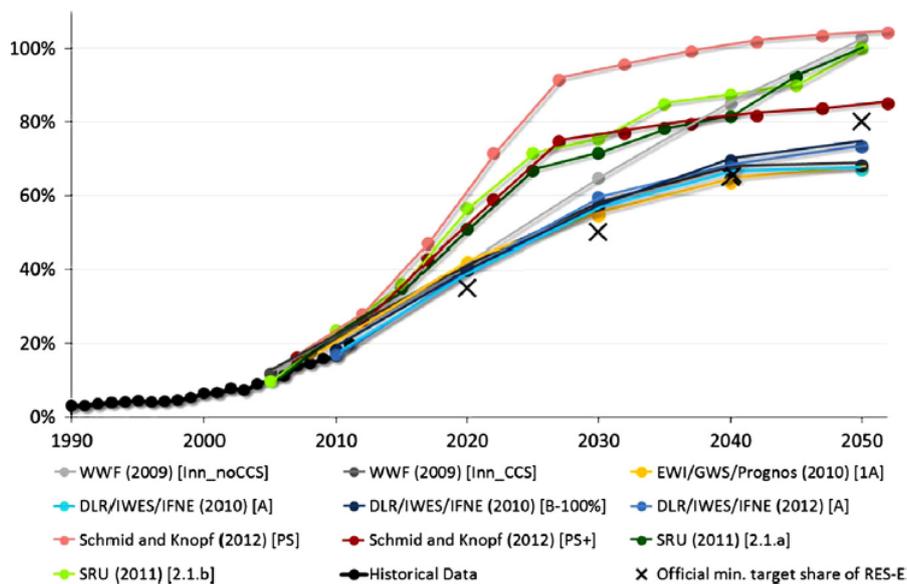


Abb. 4.10: Meta-Analyse - Anteil regenerativer Energieträger an der deutschen Stromproduktion  
(Quelle: Schmidt et al., 2013, S. 1154)

Grundsätzlich sind vier verschiedene Entwicklungs-Szenarien der regenerativen Energieerzeugungsanlagen vorgesehen (siehe Tab. 4.16).

Das Standard-Szenario (Mittlerer Ausbau) richtet sich weitestgehend nach den bereits in Kap. 2.6.3 beschriebenen Ausbauplänen. Diese gelten allerdings nur für Deutschland, weshalb für die Energieträger Biomasse, Wind (onshore) und PV zusätzlich zehn Prozent für Österreich vorgesehen werden. Für den Ausbau der Wasserkraft (Pumpspeicher- und Laufwasser-Kraftwerke) werden auf Grund der hohen Ausbaugrade von Deutschland (vgl. Umweltbundesamt, 2013b) und Österreich (vgl. WWF, 2012) eher geringe Kapazitätswachse angenommen. Neben dem Standard-Szenario wird noch jeweils ein Szenario mit niedrigerem bzw. höherem jährlichen Zubau vorgesehen. Darüber hinaus wird ein Szenario ohne einen weiteren Leistungszubau an regenerativen Stromerzeugungsanlagen verwendet.

Tab. 4.16: Entwicklungs-Szenarien der regenerativen Energieerzeugungsanlagen  
 (Quelle: Eigene Annahmen)

		Erzeugungstechnologie	Jährlicher Zubau [MW]	Leistung 2030 [MW]
<b>Kein Ausbau</b>		Biomasse	0	6.600
		Laufwasser	0	11.100
		Pumpspeicher	0	13.550
		Wind - Onshore	0	32.400
		Wind - Offshore	0	280
		PV	0	33.700
<b>Leichter Ausbau</b>		Biomasse	35	7.200
		Laufwasser	35	11.700
		Pumpspeicher	1*	16.100
		Wind - Onshore	900	48.600
		Wind - Offshore	400	7.500
		PV	900	49.900
<b>Mittlerer Ausbau</b>		<b>Biomasse</b>	<b>70</b>	<b>7.900</b>
		<b>Laufwasser</b>	<b>70</b>	<b>12.400</b>
		<b>Pumpspeicher</b>	<b>2*</b>	<b>19.300</b>
		<b>Wind - Onshore</b>	<b>1.800</b>	<b>64.800</b>
		<b>Wind - Offshore</b>	<b>800</b>	<b>14.700</b>
		<b>PV</b>	<b>1.800</b>	<b>64.800</b>
<b>Starker Ausbau</b>		Biomasse	110	8.600
		Laufwasser	100	12.900
		Pumpspeicher	3*	23.000
		Wind - Onshore	2.750	81.900
		Wind - Offshore	1.200	21.900
		PV	2.750	81.200

Anmerkung: Die Datenbasis für die errechnete installierte Leistung im Jahr 2030 bilden die im Modell verwendeten Werte, daher ergeben sich leichte Abweichungen zu den Werten in Tab. 4.1.

\* [%] - Da neben der Turbinenleistung, auch die Pumpenleistung, der Speicherinhalt und der natürliche Wasserzufluss charakteristisch für jedes Pumpspeicherkraftwerk sind, wird hier ein prozentualer Zubau im Vergleich zum Vorjahr verwendet und alle genannten Eigenschaften werden dementsprechend hochskaliert.

Im Falle der PV-Anlagen liegt die installierte Leistung im Jahr 2030 in den beiden Ausbau-Szenarien, Mittlerer Ausbau und Starker Ausbau, deutlich über der in zahlreichen Studien erwarteten Kapazität (siehe Abb. 4.11 links).

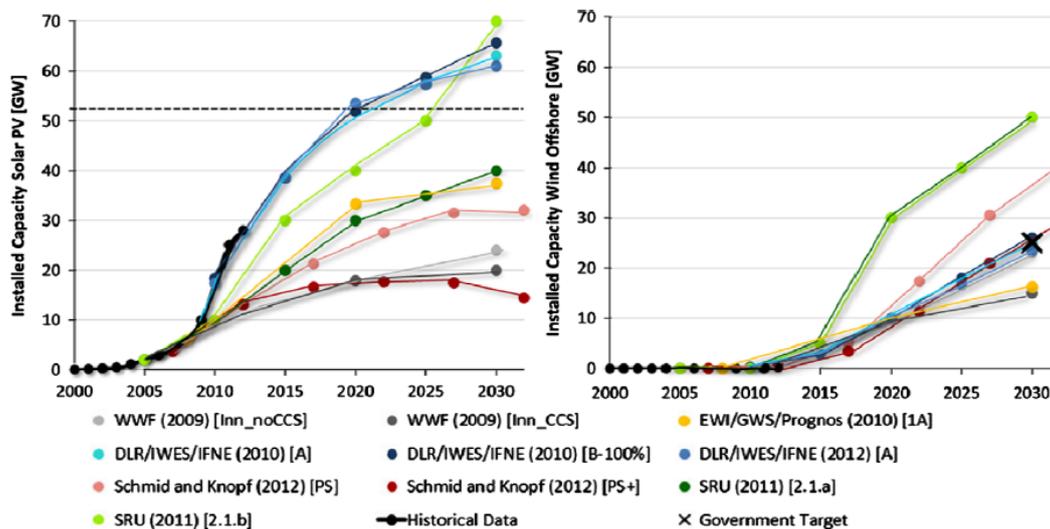


Abb. 4.11: Meta-Analyse - PV-Ausbau (links) und Wind(offshore)-Ausbau (rechts)  
(Quelle: Schmidt et al., 2013, S. 1158)

In der dazugehörigen Meta-Studie von Schmidt et al. (2013) wird explizit auf diese Problematik hingewiesen. So wurde der sehr starke PV-Zubau in den Jahren nach 2007 von beinahe keiner Studie erwartet, wie der Abb. 4.11 (links) entnommen werden kann. Beachtet werden muss in diesem Zusammenhang die maximal geförderte PV-Leistung von 52.000 MW in Deutschland (strichlierte Linie), wobei mögliche Auswirkungen dieser Begrenzung der Fördermittel im vorliegenden Modell nicht berücksichtigt werden. Gegenteilig stellt sich die Lage bei den Offshore-Windenergieanlagen dar. Hier liegt die installierte Leistung der für das vorliegende Modell verwendeten Szenarien im Jahr 2030 unter den prognostizierten Werten zahlreicher Studien (siehe Abb. 4.11 rechts). Allerdings befinden sich (Stand: Mitte 2012) Offshore-Windanlagen von insgesamt etwa 7.500 MW entweder bereits in Betrieb, in Bau, sind genehmigt oder sind in laufenden Genehmigungsverfahren (vgl. Schmidt et al., 2013, S. 1158). Dies ist die Hälfte, der für das Jahr 2030 durch die Deutsche Bundesregierung anvisierten Kapazität in der Höhe von 15.000 MW (siehe Kap. 2.6.3) (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014a).

Im nächsten Abschnitt werden die Ergebnisse des Modells vorgestellt. Dabei werden zu Beginn die Ergebnisse des Jahres 2012, unter der Verwendung der verschiedenen Implementierungen der Startkosten, mit den realen Werten verglichen. Anschließend werden die Ergebnisse der Szenarien, deren Vergleich inkl. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und die Resultate der Sensitivitätsanalysen dargestellt.

# 5 Ergebnisse

Bevor die Ergebnisse der diversen Szenarien im Hinblick auf die Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionen und die daraus folgenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufbereitet, dargestellt und miteinander verglichen werden, werden die Ergebnisse für das Jahr 2012 betrachtet. Anhand dieser soll die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Modells und der Vergleich mit den tatsächlichen Werten des Jahres 2012 gezeigt werden.

Für das Lösen der Optimierungsaufgaben wurde ein Rechner mit folgenden Eigenschaften bzw. Programmen verwendet:

- Windows 7 (64 Bit)
- Matlab R2013a
- Gurobi Optimizer 5.6
- Yalmip
- Intel Core i5-3450 CPU 3,10 GHz
- 4 Gb RAM

## 5.1 Modell-Ergebnisse des Jahres 2012

Da der verwendete Kraftwerkspark (kalorische Kraftwerksklassen und regenerative Erzeugungsanlagen) und die restlichen Parameter für das Jahr 2012 unabhängig vom zu Grunde gelegten Szenario bzw. der Sensitivitätsanalyse sind, sind die Ergebnisse unabhängig von der Entwicklung nach dem Jahr 2012 gültig. Allerdings werden die Ergebnisse abhängig von der implementierten Variante der Startkosten (siehe Kap. 4.4.8) dargestellt bzw. miteinander verglichen. Auf der Basis dieses Vergleichs wird entschieden, mit welcher Variante im weiteren Verlauf gearbeitet wird.

In Tab. 5.1 werden die Daten des Jahres 2012 mit den Modell-Ergebnissen verglichen. Dabei ist feststellbar, dass die prozentuale Aufteilung der Energie-Bereitstellung auf die einzelnen Energieträger gut mit den tatsächlichen Werten des Jahres 2012 übereinstimmt. Abgesehen vom Einsatz der Pumpspeicher-Kraftwerke sind nur geringfügige Abweichungen zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Implementierungsvarianten der Startkosten vorhanden.

Tab. 5.1: Vergleich der Strombereitstellung nach Energieträgern zwischen den Implementierungsvarianten der Heißstartkosten und den realen Werten von 2012  
(Quelle: Eigene Ergebnisse)

<b>Energieträger</b>	<b>2012</b>	<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Ohne</b>
	[%]	[%]	[%]	[%]
Braunkohle	24,73	23,55	23,57	23,57
Steinkohle	18,50	20,33	20,74	20,21
Uran	15,27	15,30	15,25	15,33
Erdgas	13,10	13,15	12,87	13,16
Erdöl	1,34	0,00	0,00	0,00
Wind	8,16	7,54	7,52	7,56
Biomasse	6,65	7,30	7,28	7,32
Wasser excl. PS	8,18	8,37	8,34	8,39
Wasser incl. PS	11,58	9,17	10,04	8,63
PV	4,07	4,46	4,44	4,46

Durch den verstärkten Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergeben sich etwas höhere Treibstoff-, Start-, Zertifikats- und variable O&M-Kosten (siehe Tab. 5.2).

Tab. 5.2: Vergleich der Ergebnisse zwischen den Implementierungsvarianten der Heißstartkosten  
(Quelle: Eigene Ergebnisse)

	<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Ohne</b>	<b>Einheit</b>
Brennstoffkosten	15.523,5	15.521,4	15.464,6	[Mio. EUR]
Startkosten	31,8	159,9	0,0	[Mio. EUR]
Zertifikatskosten	2.392,2	2.406,7	2.380,4	[Mio. EUR]
fixe O&M-Kosten	5.619,6	5.619,6	5.619,6	[Mio. EUR]
variable O&M-Kosten	2.628,6	2.644,8	2.621,5	[Mio. EUR]
Investitionskosten	0,0	0,0	0,0	[Mio. EUR]
Gesamtkosten inkl. Z.K.	26.195,8	26.352,4	26.086,1	[Mio. EUR]
Gesamtkosten exkl. Z.K.	23.803,5	23.945,7	23.705,7	[Mio. EUR]
Gesamte Erzeugung	633,5	635,5	632,2	[Mio. MWh]
CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. KWK	334,3	336,3	332,8	[Mio. t]
CO <sub>2</sub> -Emissionen exkl. KWK	324,4	326,5	322,9	[Mio. t]
Rechendauer	1.243	513	19	[s]

Die damit verbundenen Verluste ziehen leichte Anstiege der Gesamterzeugung, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Gesamtkosten nach sich. Bei den abgebildeten Modellergebnissen wurden Heißstartkosten zu Grunde gelegt, unabhängig davon, wie lange eine Kraftwerksklasse außer Betrieb ist.

In Abb. 5.1 ist die prozentuelle Aufteilung der Gesamtkosten des Jahres 2012 (in der Höhe von 26,4 Mrd. EUR) auf die einzelnen Positionen dargestellt (Startkosten Variante 2). Den größten Anteil machen dabei die Brennstoffkosten mit 59 % (15,5 Mrd. EUR) aus. Mit 21,3 % (5,6 Mrd. EUR) bzw. zehn % (2,6 Mrd. EUR) folgen die fixen bzw. variablen O&M-Kosten. Rund neun Prozent (2,4 Mrd. EUR) entfallen auf die Zertifikatskosten, welche sich durch das ETS ergeben. Mit rund 160 Mio. EUR, das sind lediglich 0,6 % der Gesamtkosten, spielen die Startkosten eine untergeordnete Rolle.

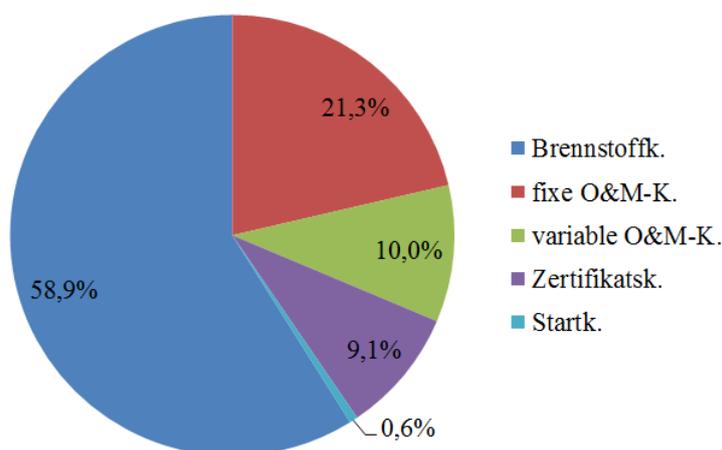


Abb. 5.1: Prozentuelle Aufteilung der Gesamtkosten des Jahres 2012 auf die einzelnen Positionen  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Im Zuge der Modellerstellung wurden die beiden Implementierungsvarianten auch mit Kaltstartkosten getestet (detaillierte Ergebnisse, siehe Anhang). Grundsätzlich ist dabei ein leicht verbessertes Verhalten feststellbar. Einerseits erfolgt eine verstärkte Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke (nahe an der tatsächlichen Verwendung) und andererseits ergibt sich ein etwas kontinuierlicherer Betrieb der thermischen Kraftwerke.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die für die vorliegende Arbeit relevanten Daten (Gesamtkosten, gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen, gesamte Stromerzeugung und Verteilung auf die verschiedenen Energieträger) in Abhängigkeit von der Implementierung und Höhe der Startkosten nur geringfügig variieren. Da sich darüber hinaus der verstärkte Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in allen zu Grunde gelegten Szenarien ähnlich auswirkt und folgedessen für den Schwerpunkt dieser Arbeit, die Berechnung der CO<sub>2</sub>-

Vermeidungskosten, nicht ausschlaggebend ist, können die Einflüsse der Implementierungsvarianten weitestgehend vernachlässigt werden. Durch die Implementierung der Startkosten kommt es zu einem sehr starken Anstieg der Rechendauer zur Lösung des Optimierungsproblems (siehe Tab. 5.2), weshalb für die folgenden Berechnungen des Modells bis zum Jahr 2030 auf die Implementierung der Startkosten verzichtet wird<sup>20</sup>.

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Szenarien dargestellt, welche für den Vergleich bzw. die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Bedeutung sind.

## 5.2 Basis-Szenario

Das Basis-Szenario beinhaltet eine mögliche Entwicklung des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks und dient neben dem Kohle-Szenario als Referenz-Szenario. Wie bereits beschrieben, werden die Kraftwerkskapazitäten der Kernkraftwerke in diesem Szenario durch einen Zubau von Kraftwerken, wie er in BDEW (2013c) angegeben wird, ersetzt (hauptsächlich durch fossile Kraftwerke, da regenerative Energien über kleine Anteile an gesicherter Leistung verfügen). Energetisch betrachtet führt dies zu relativ stabilen Energie-Anteilen der restlichen thermischen Kraftwerkstypen (siehe Abb. 5.2).

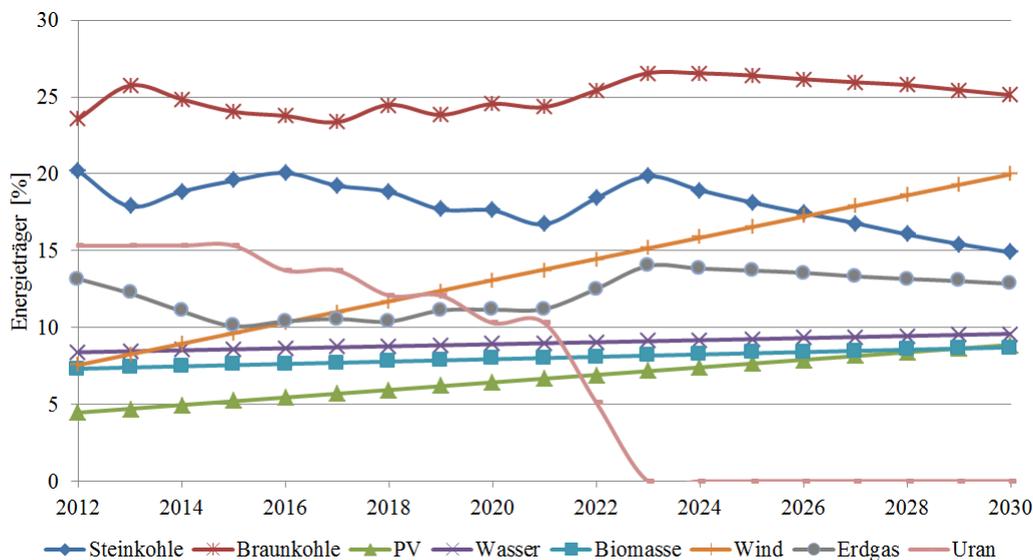


Abb. 5.2: Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Basis-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

<sup>20</sup>Für eine Berechnung des vollständigen Modells bis 2030 (dies entspricht 19 Durchläufen) würden Rechenzeiten in der Höhe von drei bis vier Stunden für die leistungsbezogene Startkosten-Variante 2 und bis zu 15 Stunden für die kraftwerksbezogene Startkosten-Variante 1 anfallen. Vor allem für die Durchführung der Sensitivitätsanalysen würde dies zu inakzeptablen Rechenzeiten führen.

## 5.2. BASIS-SZENARIO

Die ehemals durch die Kernkraft bereitgestellte Energie wird langfristig größtenteils durch die Windenergie bzw. die anderen erneuerbaren Energien ersetzt. Vor allem in den Jahren 2021 und 2022 in denen jeweils drei deutsche Kernkraftwerke abgeschaltet werden, dienen die fossil-befeuerten Kraftwerke als Ersatz<sup>21</sup>. Nach 2022 erfolgt die Erneuerung des Kraftwerksparks gemäß der installierten Leistung bzw. der Lebensdauer der jeweiligen Kraftwerkstypen. Wobei die unterstellten Anstiege der Preise für Erdgas und Steinkohle, bzw. der Zertifikatskosten zu einem leichten Sinken des Erdgas- und Braunkohle-Anteils, bzw. zu einem stärkeren Abfall des Steinkohle-Anteils, zu Gunsten der regenerativen Energien, führen. Der kontinuierliche Anstieg des regenerativen Strom-Anteils sorgt trotz Atomausstieg dafür, dass die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 332,8 Mio. t im Jahr 2012 auf 262,7 Mio. t im Jahr 2030 abfallen. Im selben Zeitraum steigen die jährlichen Systemkosten, wobei hier die Zertifikatskosten nicht miteinberechnet sind, von 23,7 auf 35,8 Mrd. EUR. Insgesamt ergeben sich auf das Basisjahr 2012 diskontierte Kosten in der Höhe von 367,3 Mrd. EUR und CO<sub>2</sub>-Emissionen von 5.702 Mio. t.

Aus den jährlichen Systemkosten (ohne Zertifikatskosten), den jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen und dem jährlichen Bedarf an elektrischer Energie können der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor und die Strombereitstellungskosten berechnet werden (siehe Abb. 5.3).

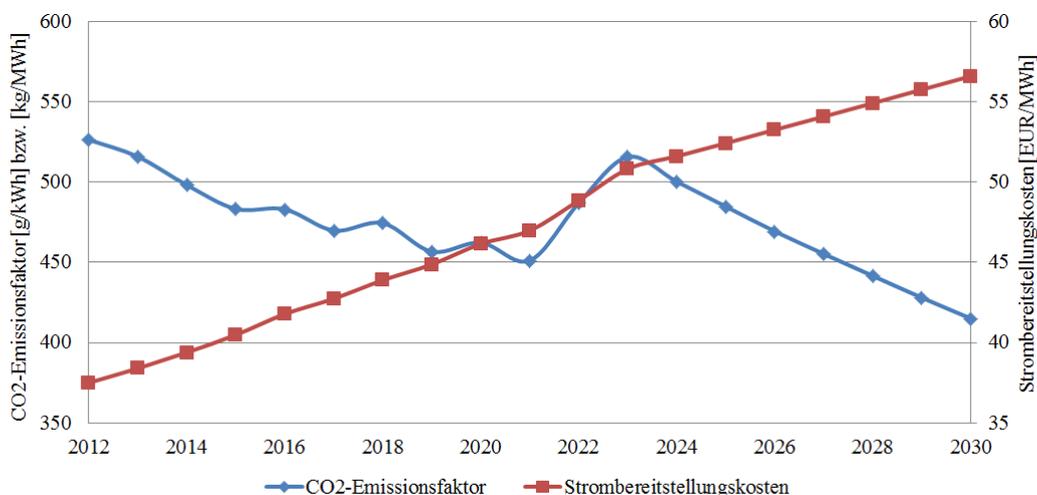


Abb. 5.3: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Basis-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

<sup>21</sup>Beachtet werden muss, dass es sich hierbei um eine reine energetische Betrachtung handelt. Die benötigte gesicherte Leistung wird, wie in Kap. 4.5.6 beschrieben, auch in Zukunft größten Teils von den thermischen (fossilen) Kraftwerken bereitgestellt.

Es ist ein beinahe linearer Anstieg der Strombereitstellungskosten (ohne Diskontierung) bis zum Jahr 2030 feststellbar. Die Hauptgründe hierfür liegen bei den steigenden Brennstoffpreisen, welche den verschiedenen Szenarien zu Grunde gelegt werden. Verstärkt wird der Anstieg der Brennstoffkosten durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland, wie aus dem Vergleich mit Abb. 5.9 (Strombereitstellungskosten ohne Ausstieg aus der Kernenergie) hervorgeht. Zusätzlich führen die zunehmenden Investitionen in die regenerativen Stromerzeugungsanlagen zu einer Verteuerung der Strombereitstellungskosten. Genau gegenteilig wirkt sich der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungstechnologien auf den Marktpreis (kurzfristige Grenzkosten (marginal costs) des Schnittpunktes der Merit-Order-Kurve mit der Nachfrage-Kurve, siehe Kap. 3.3.1) aus, da es durch die regenerativen Einspeisungen zu einer Verschiebung der Merit-Order-Kurve kommt. Der angenommene Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten sorgt für einen sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor. Unterbrochen wird dieser Abfall von kleineren Anstiegen in den Jahren 2016, 2018 und 2020 bzw. einem größeren Anstieg in den Jahren 2021 und 2022, resultierend aus dem Wegfall der Kernkraftwerke. Insgesamt kann dennoch eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 525 kg/MWh im Jahr 2012 auf 415 kg/MWh im Jahr 2030 festgestellt werden.

## 5.3 Gas-Szenario

Der Schwerpunkt des Gas-Szenario liegt beim vermehrten Einsatz emissionsärmerer Erdgas-Kraftwerke. Zwar sorgen die Ausbaupläne (zahlreiche neue Kohle-Kraftwerke gehen in Betrieb) der nächsten Jahre für ein zwischenzeitliches Sinken des Gas-Anteils (siehe Abb. 5.4), allerdings steigt dieser ab dem Jahr 2017 zunehmend an und stellt 2030 den größten Anteil. Bis 2023 bleiben die Energieanteile durch Kohle-Strom (dieser ersetzt mit den regenerativen Energien die Kernenergie) mit einigen Schwankungen auf ähnlichem Niveau. Nach dem vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland im Jahr 2022 fallen die Energieanteile der Stein- und Braunkohle-Kraftwerke kontinuierlich und werden einerseits durch erdgasbefeuerte Kraftwerke und andererseits durch regenerative Erzeugungsanlagen ersetzt. Der verstärkte Einsatz emissionsärmerer Technologien sorgt, trotz Atomausstieg, für eine deutliche Reduktion der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen. So sinken diese um ein Drittel von 332,8 Mio. t im Jahr 2012 auf 224,9 Mio. t im Jahr 2030. Insgesamt ergeben sich CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 5.428,7 Mio. t im betrachteten Zeitraum von 2012 bis 2030. Die jährlichen Kosten steigen jedoch durch den vermehrten Einsatz teurer Technologien auf rund 37 Mrd. EUR im Jahr 2030 und führen so zu (diskontierten) Gesamtkosten in der Höhe von 370,8 Mrd. EUR.

### 5.3. GAS-SZENARIO

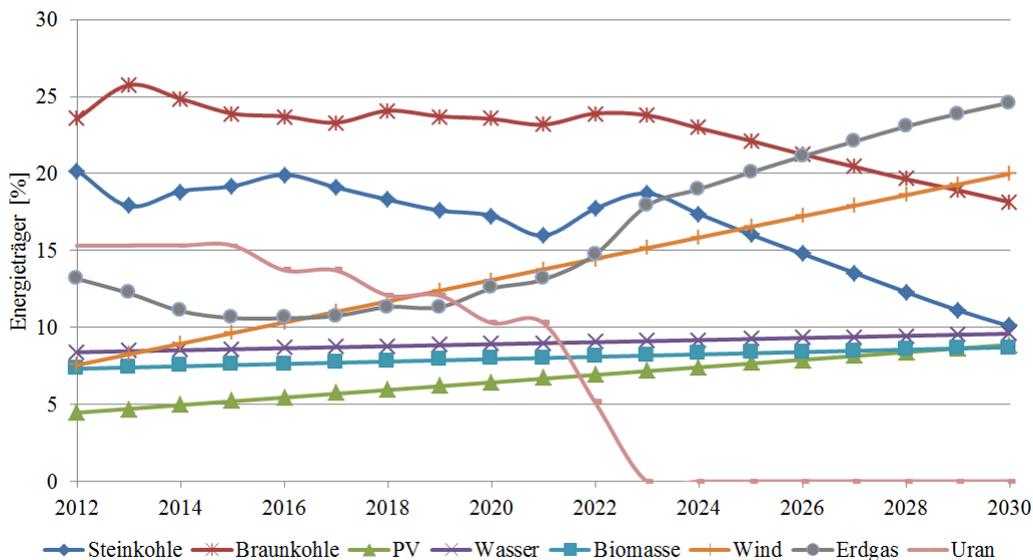


Abb. 5.4: Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Gas-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

In Abb. 5.5 sind wieder der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor und die Strombereitstellungskosten dargestellt. Im Vergleich zum Basis-Szenario ergeben sich nur geringe Unterschiede bei den Strombereitstellungskosten (liegen knapp über jenen des Basis-Szenarios, siehe Abb. 5.3). Interessanter ist der Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren. So führt der vermehrte Einsatz von Erdgas-Kraftwerken im Gas-Szenario zu einer stärkeren Abnahme des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors im Vergleich zu jenem des Basis-Szenarios (355 kg/MWh zu 415 kg/MWh im Jahr 2030).

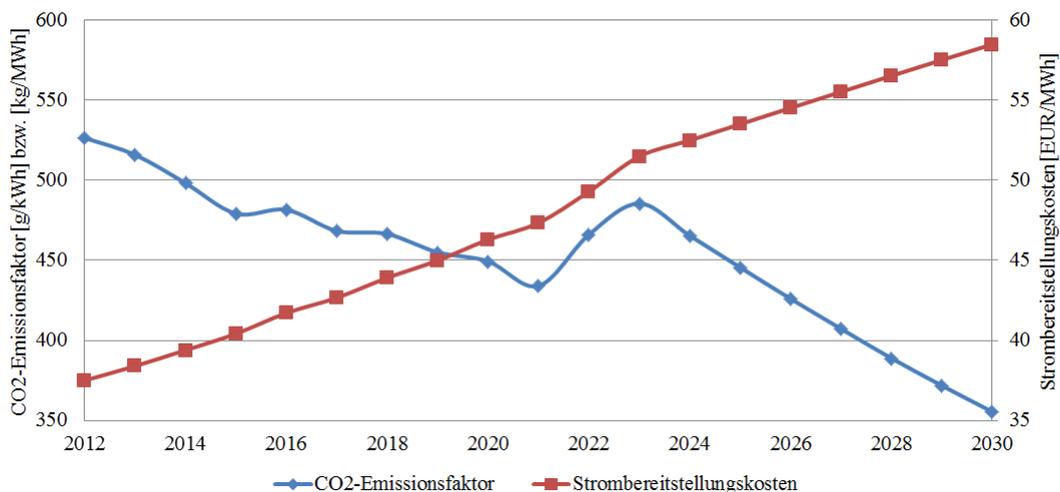


Abb. 5.5: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Gas-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

## 5.4 Kohle-Szenario

In diesem Szenario wird statt auf Erdgas hauptsächlich auf Stein- und Braunkohle gesetzt. Außerdem wird auch in diesem Szenario der Atomausstieg in Deutschland zu Grunde gelegt, wobei die dadurch wegfallende Leistung größtenteils durch den Zubau von Kohle-Kraftwerkskapazitäten ersetzt wird. Die ehemals durch die Kernkraftwerke bereitgestellte elektrische Energie wird einerseits durch die Kohle-Kraftwerke und andererseits durch die regenerativen Erzeugungsanlagen ersetzt (siehe Abb. 5.6).

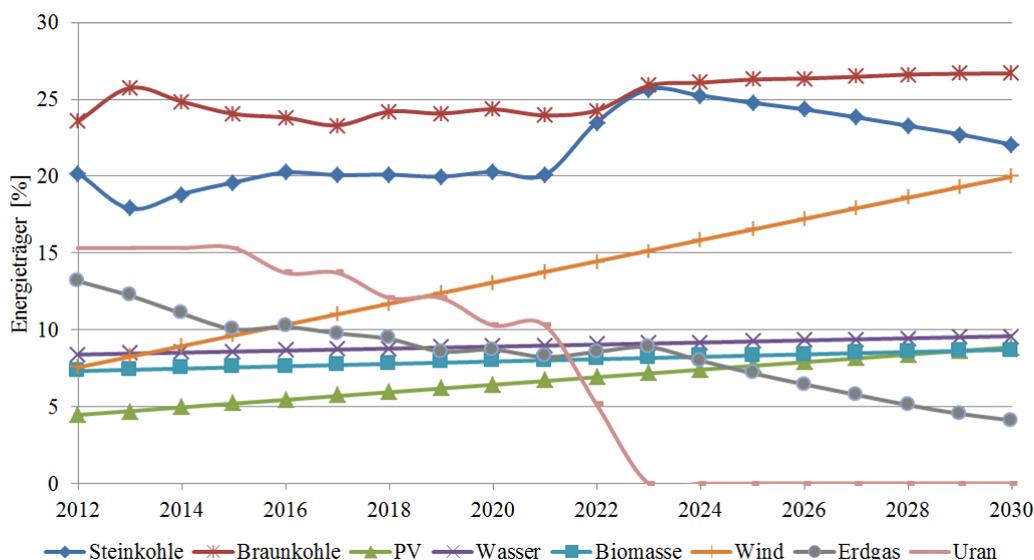


Abb. 5.6: Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Kohle-Szenario

(Quelle: Eigene Abbildung)

Im Gegensatz zu den vorhergehenden Szenarien steigt der Braunkohle-Anteil bis 2030 auf 27 % an. Der Steinkohle-Anteil bleibt bis 2020 in etwa konstant und steigt, in Folge der Außerdienststellung von jeweils drei Kernkraftwerken in Deutschland in den Jahren 2021 und 2022, auf 26 % im Jahr 2023 an. Anschließend sinkt dieser im Gegensatz zum Braunkohle-Anteil wegen des höheren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors (bzw. der steigenden Zertifikatspreise) und der steigenden Steinkohlepreise wieder auf 22 % ab. Der durch erdgasbefeuerte Kraftwerke bereitgestellte Stromanteil fällt von zirka 13 % im Jahr 2013 auf unter fünf Prozent im Jahr 2030. Der Zubau bzw. der höhere Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung sorgt für einen starken Abfall der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030. Allerdings werden Teile davon durch den steigenden Einsatz der emissionsreichen Kohle-Kraftwerke und den gleichzeitige Ausstieg aus der Atomkraft kompensiert. So sinken in diesem Szenario die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Deutschland und Österreich auf 279 Mio. t im Jahr 2030 (gesamt 5.794 Mio. t). Die hohen Investitionskosten

für den Neubau der erforderlichen Kohle-Kraftwerke und die höheren Erzeugungskosten von Strom aus den Kohle-Kraftwerken (im Gegensatz zu Strom aus den Kernkraftwerken), sorgen für einen deutlichen Anstieg der jährlichen Systemkosten auf über 35,6 Mrd. EUR. Insgesamt ergeben sich Systemkosten von 367,3 Mrd. EUR für den betrachteten Zeitraum.

Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und Strombereitstellungskosten des Kohle-Szenarios sind sehr ähnlich zu jenen des Basis-Szenarios. Wobei vergleichsweise etwas geringere Strombereitstellungskosten bzw. etwas höhere CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren festgestellt werden können. Der Vollständigkeit halber sind diese beiden Kenngrößen des Kohle-Szenarios in Abb. 5.7 dargestellt.

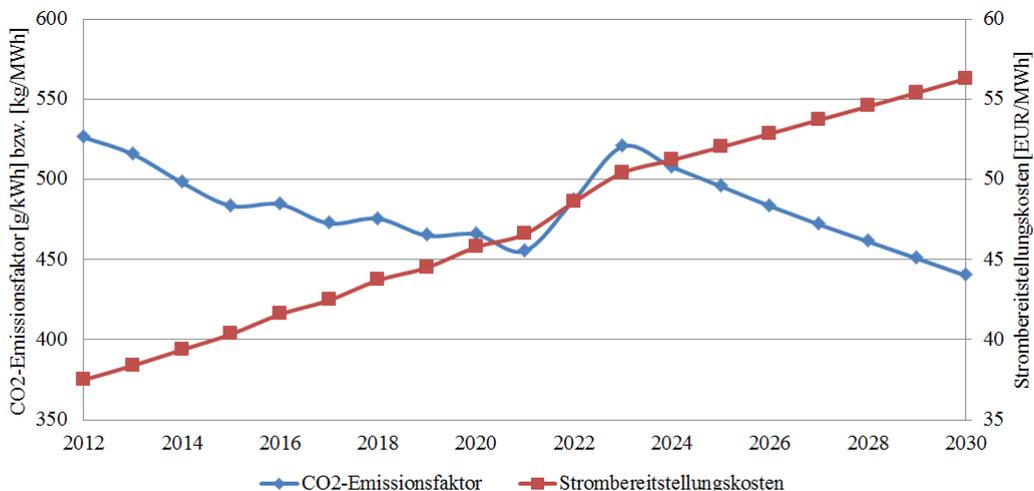


Abb. 5.7: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Kohle-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

## 5.5 Uran-Szenario

Im Gegensatz zu den anderen Szenarien wird hier ein Festhalten an der Kernkraft in Deutschland unterstellt. Daher bleibt beim abgebildeten Szenario mit stabiler Stromnachfrage der durch die Kernkraftwerke bereitgestellte Stromanteil konstant bei rund 15 % (siehe Abb. 5.8).

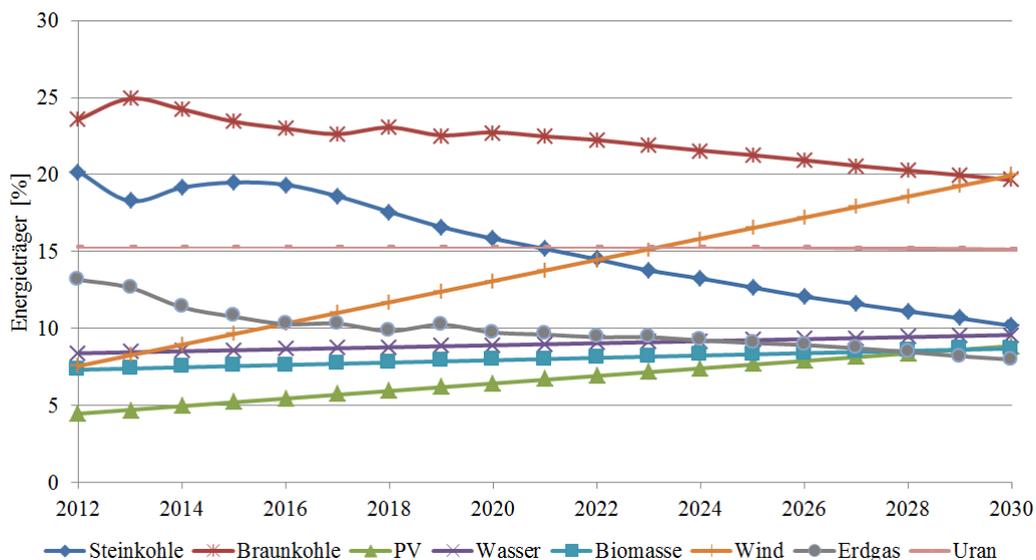


Abb. 5.8: Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Uran-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Als Konsequenz aus dem (mittleren) Ausbau der regenerativen Energieanlagen sinken die restlichen thermischen Erzeugungsanteile deutlich. Vor allem die Anteile von Steinkohle und Erdgas gehen bis zum Jahr 2030 stark zurück und halbieren sich im Vergleich zu ihren Anteilen im Jahr 2012 beinahe. Auch bei den Braunkohle-Kraftwerken ist ein Rückgang von rund 25 % im Jahr 2013 auf unter 20 % im Jahr 2030 feststellbar. Für die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen zieht dies einen kontinuierlichen Rückgang nach sich. So sinken diese von rund 333 Mio. t im Jahr 2012 auf rund 189 Mio. t im Jahr 2030. Insgesamt ergeben sich bis inklusive 2030 deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu den anderen Szenarien, nämlich 4.875 Mio. t. Wie in den anderen Szenarien steigen auch im Uran-Szenario die jährlichen Systemkosten, allerdings fällt dieser Anstieg verhältnismäßig geringer aus. Die Systemkosten betragen im Jahr 2030 rund 33,7 Mrd. EUR (vgl. 2012: 23,7 Mrd. EUR) ohne Zertifikatskosten und insgesamt für den Zeitraum von 2012 bis 2030 rund 389,5 Mrd. EUR (im Bezugsjahr 2012).

Wenngleich es auch im Uran-Szenario zu einem Anstieg der Strombereitstellungskosten von etwa 37,5 EUR/MWh im Jahr 2012 auf über 53 EUR/MWh im Jahr 2030 kommt (siehe Abb. 5.9), so liegen diese damit dennoch deutlich unter jenen der anderen drei Szenarien. Im gleichen Zeitraum sinkt der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Uran-Szenarios annähernd linear auf einen Wert von rund 300 kg/MWh, da ein kontinuierlicher Weiterbetrieb der deutschen Kernkraftwerke unterstellt wird.

## 5.6. VERGLEICH DER SYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

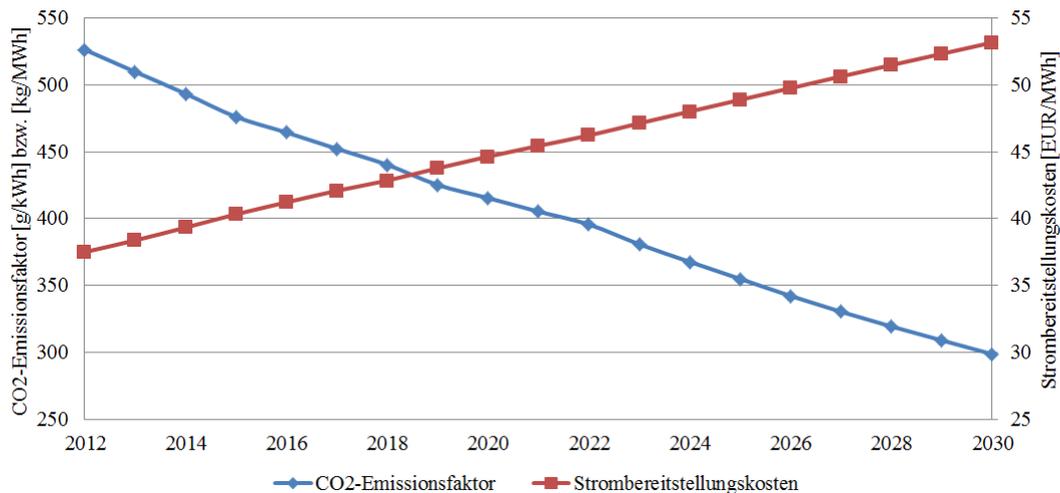


Abb. 5.9: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Uran-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Aufbauend auf diesen Ergebnissen folgt im nächsten Kapitel der Vergleich der Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen, welcher die Grundlage der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bildet.

## 5.6 Vergleich der Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bevor näher auf die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eingegangen wird, sollen im Folgenden die Gesamtergebnisse der Szenarien miteinander verglichen werden. In Tab. 5.3 sind die Gesamtkosten, sowohl mit als auch ohne Zertifikatskosten und die dazugehörigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in diskontierter bzw. nicht-diskontierter Form (gemäß Gl. 4.33 bzw. Gl. 4.34) aller vier Szenarien (von 2012 bis 2030) zu sehen.

Tab. 5.3: Vergleich der Gesamtkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der vier Szenarien  
(Quelle: Eigene Ergebnisse)

	Kohle-S.	Basis-S.	Gas-S.	Uran-S.	Einheit
Gesamtk. exkl. CO <sub>2</sub> -Z.K.	365,38	367,32	370,79	354,57	[Mrd. EUR]
Gesamtk. inkl. CO <sub>2</sub> -Z.K.	407,26	408,15	409,32	389,54	[Mrd. EUR]
CO <sub>2</sub> -Emissionen	5.793,99	5.702,36	5.428,73	4.875,34	[Mio. t]
CO <sub>2</sub> -Emissionen (disk.)	3.896,25	3.849,58	3.708,91	3.399,98	[Mio. t]

Werden die Gesamtkosten ohne den Zertifikatskosten verglichen, so kann festgestellt werden, dass das Gas-Szenario (371 Mrd. EUR) die größten Kosten, gefolgt von jenen des Basis-Szenarios (367 Mrd. EUR) und des Kohle-Szenarios (365 Mrd. EUR), aufweist.

## 5.6. VERGLEICH DER SYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

Das Uran-Szenario zieht sowohl die niedrigsten Gesamtkosten (355 Mrd. EUR) als auch die niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen (4.900 Mio. t) nach sich. Die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden im Kohle-Szenario mit rund 5.800 Mio. t erzeugt, weshalb dieses Szenario, neben dem Basis-Szenario, zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als Referenz herangezogen wird (definitionsgemäß muss das Vergleichs-Szenario im Verhältnis zum Referenz-Szenario niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen). Die zweithöchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen im Basis-Szenario mit rund 5.700 Mio. t, sodass dieses Szenario als Referenz im Vergleich zum Gas- und Uran-Szenario verwendet werden kann. Für die in der vorliegenden Arbeit behandelte Thematik, „Gas statt Kohle“, sind die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gas-Szenarios in der Höhe von 5.430 Mio. t entscheidend. Dies entspricht einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 365 Mio. t gegenüber dem Kohle-Szenario bzw. 273 Mio. t gegenüber dem Basis-Szenario.

Problematisch im Hinblick auf die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ist die Tatsache, dass die jährlichen Systemkosten vor allem jene des Kohle-, Basis- und Gas-Szenarios sehr nahe beieinander liegen (siehe Abb. 5.10).

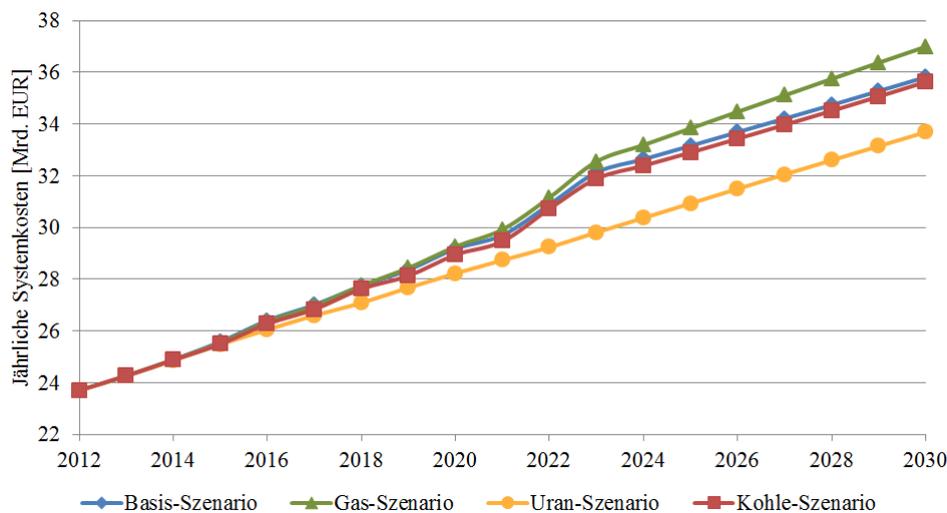


Abb. 5.10: Entwicklung der jährlichen Systemkosten im Vergleich  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Wie in der Literatur und in Kap. 3.2 angeführt wird, sollten sowohl die Differenz zwischen den Systemkosten, als auch die CO<sub>2</sub>-Einsparungen zwischen dem Referenz-Szenario und dem Vergleichs-Szenario mindestens zwei Prozent betragen (vgl. Beer et al., 2009, S. 12f.). Zwar fallen die Unterschiede bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlicher aus, allerdings liegen auch diese teilweise unter der Zwei-Prozent-Grenze (siehe Abb. 5.11).

## 5.6. VERGLEICH DER SYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

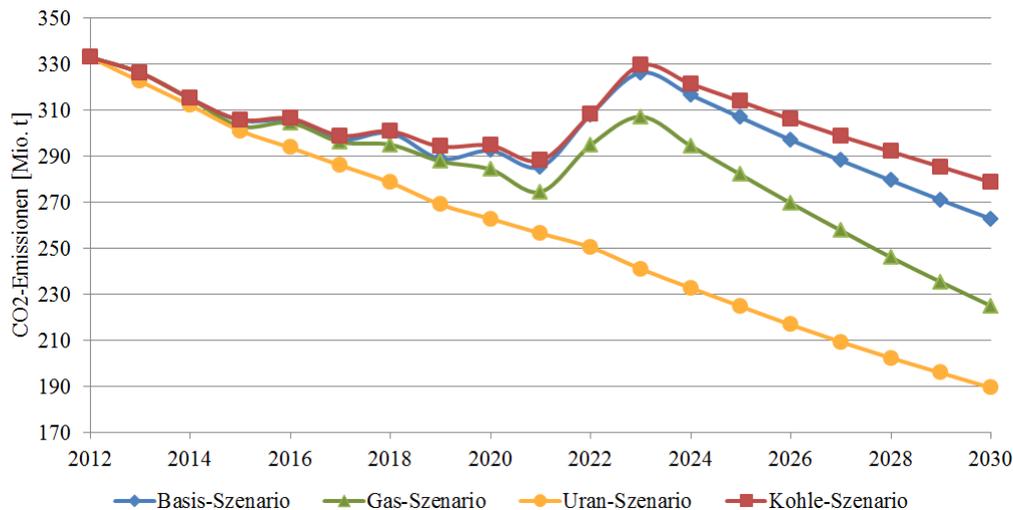


Abb. 5.11: Entwicklung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Verstärkt wird dieser Umstand durch die Diskontierung der Kosten bzw. Emissionen, da dies zu einer geringeren Bewertung der späteren Kosten bzw. Emissionen führt und so die Differenz zwischen zwei Szenarien zusätzlich verringert wird. Außerdem fällt ein Großteil der Systemkosten in allen Szenarien gleichermaßen an, dazu gehören beispielsweise die gesamten Ausgaben für die regenerativen Energieanlagen (Biomasse-Brennstoffkosten, Investitionskosten, fixe O&M-Kosten,...). Diese sorgen für einen sehr großen Sockelbetrag, der den prozentuellen Kosten-Unterschied zwischen den Szenarien deutlich senkt. Werden allerdings nur jene Kosten betrachtet, welche direkt durch die Maßnahme beeinflusst werden, so ergeben sich in den meisten Fällen Abweichungen, welche größer als zwei Prozent sind. Daher wird für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nur bedingt Rücksicht auf die Zwei-Prozent-Mindest-Grenze genommen.

In Abb. 5.10 bzw. Abb. 5.11 ist der (stufenweise) Atomausstieg, insbesondere in den Jahren 2021 und 2022, deutlich erkennbar. So führen die notwendigen Investitionen in den Kraftwerkspark bzw. das Wegfallen des billigen Atomstroms zu einem Anstieg der jährlichen Systemkosten. Während die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2015 (Kernkraftwerk Grafenrheinfeld geht außer Betrieb) in allen vier Szenarien in etwa gleich verlaufen, kann nach 2015 zwischen zwei grundsätzlichen Entwicklungen unterschieden werden. So können im Uran-Szenario stetig sinkende CO<sub>2</sub>-Emissionen festgestellt werden, während die restlichen Szenarien einen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren 2021 und 2022 um jeweils etwa 20 Mio. t und einen nachfolgenden Abfall aufweisen. Deutlich erkennbar sind die unterschiedlichen Reduktionsraten nach 2023, die auf den jeweiligen Kraftwerkstausch der Szenarien zurückzuführen sind. So weist das Kohle-Szenario die ge-

ringsten jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen auf, während das Gas-Szenario hingegen zu einer wesentlich größeren jährlichen CO<sub>2</sub>-Reduktion führt. Da im Basis-Szenario ein Tausch aller Kraftwerkstypen (Kohle und Gas) vorgesehen ist, ergibt sich hier ein Abfall, der zwischen jenem des Kohle-Szenarios und jenem des Gas-Szenarios liegt.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden im folgenden Kapitel die daraus berechneten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dargestellt und die möglichen Konstellationen miteinander verglichen. Die Sensitivität der Vermeidungskosten gegenüber Parameteränderungen wird in Kap. 5.8 untersucht.

## 5.7 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Aus den in Tab. 5.3 angegebenen Kosten (mit/ohne Zertifikatskosten) und den CO<sub>2</sub>-Emissionen (diskontiert/nicht diskontiert) können verschiedene Kombinationen zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (gemäß Gl. 4.35) herangezogen werden. In Tab. 5.4 sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten unter der Verwendung des Kohle-Szenarios als Referenz dargestellt, während in Tab. 5.5 das Basis-Szenario als Referenz zu Grunde gelegt wurde.

Tab. 5.4: Vergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario  
(Quelle: Eigene Ergebnisse)

CO <sub>2</sub> -Vk. Kohle-R.-S.	Basis-S.	Gas-S.	Uran-S.	Einheit
exkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E. disk.	41,46	28,87	-21,79	[EUR/t]
inkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E. disk.	19,14	11,01	-35,69	[EUR/t]
exkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E.	21,12	14,80	-11,77	[EUR/t]
inkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E.	9,75	5,65	-19,28	[EUR/t]
CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential	91,63	365,26	918,66	[Mio. t]

Tab. 5.5: Vergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario  
(Quelle: Eigene Ergebnisse)

CO <sub>2</sub> -Vk. Basis-R.-S.	Gas-S.	Uran-S.	Einheit
exkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E. disk.	24,69	-28,35	[EUR/t]
inkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E. disk.	8,31	-41,38	[EUR/t]
exkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E.	12,69	-15,41	[EUR/t]
inkl. Z.K. - CO <sub>2</sub> -E.	4,27	-22,50	[EUR/t]
CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential	273,63	827,03	[Mio. t]

Werden die Systemkosten inklusive der Kosten der Zertifikate verwendet, so liegen die Kosten der Szenarien näher aneinander, was zu wesentlich niedrigeren Vermeidungskosten führt. Wie bereits in Kap. 4.6.4 erwähnt wurde, kann die Verwendung der nicht-diskontierten Gesamt-Emissionen zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten führen. Da die meisten CO<sub>2</sub>-Einsparungen in den späteren Jahren (nach 2022) auftreten, die jährlichen Kosten jedoch diskontiert werden (was zu einer niedrigeren Bewertung der späteren Kosten führt), ergeben sich tatsächlich nur etwa die halben CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Vergleich zur Berechnung mit diskontierten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dieser Effekt ist für die weitere Betrachtung unerwünscht, weshalb künftig die diskontierten CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet werden. Da die Bepreisung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch das ETS bereits eine Beeinflussung der Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung nach sich zieht, werden die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auch nicht weiter beachtet.

Insgesamt werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in weiterer Folge auf der Grundlage dieser Argumentation ohne die Kosten der Zertifikate und mit den diskontierten CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet.

Die auf Basis dieser Zahlen berechneten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für das Basis-Szenario gegenüber dem Kohle-Szenario belaufen sich auf 41,46 EUR/t. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass sowohl die jährlichen Systemkosten als auch die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser beiden Szenarien (vor allem in den Jahren bis 2023) sehr eng beieinander liegen (siehe Abb. 5.10 und Abb. 5.11). Die Gründe hierfür liegen in Bezug auf die jährlichen Systemkosten unter anderem bei den höheren Investitionskosten von Kohle-Kraftwerken, da diese die Kostenvorteile des Kohle-Szenarios im Vergleich zum Basis-Szenarios teilweise aufheben. Die Ähnlichkeit der CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich dadurch, dass in beiden Szenarien hauptsächlich ältere Gas-Kraftwerke (mit niedrigem Wirkungsgrad) durch neue Kohle- bzw. Gas-Kraftwerke ersetzt werden. Außerdem werden neue Gas-Kraftwerke ohne KWK im Basis-Szenario nur sehr eingeschränkt verwendet, weshalb im Vergleich zum Kohle-Szenario fast keine CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Zwar ergeben sich für die Jahre nach 2022 etwas größere Unterschiede bei den jährlichen Systemkosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen, allerdings werden diese durch die Diskontierung abgeschwächt, sodass die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Basis- und Kohle-Szenarios eng beieinander liegen. Somit ist die Aussagekraft dieser CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beschränkt (siehe Kap. 3.2). Dennoch ist die Tatsache interessant, dass die Vermeidungskosten des Gas-Szenarios mit 28,87 EUR/t um knapp ein Drittel darunter liegen.

## 5.7. CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN

Werden die durch die CO<sub>2</sub>-Reduktion anfallenden Kosten des direkten Vergleichs, Gas-Szenario zu Basis-Szenario, berechnet, so ergeben sich diese in der Höhe von 24,69 EUR/t und liegen damit also etwas niedriger. Definitionsgemäß werden für das Uran-Szenario (sowohl CO<sub>2</sub>-, als auch Kosten-Reduktion im Vergleich zu den Referenz-Szenarien) negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von -21,79 EUR/t gegenüber dem Kohle-Szenario und sogar -28,35 EUR/t gegenüber dem Basis-Szenario berechnet.

Neben den jeweiligen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind auch die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale von großer Bedeutung. Diese geben an, welche CO<sub>2</sub>-Menge im Vergleich zu einem Referenz-Szenario eingespart werden kann. In Tab. 5.4 sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale im Vergleich zum Kohle-Szenario und in Tab. 5.5 im Vergleich zum Basis-Szenario angeführt. Im Basis-Szenario werden bis zum Jahr 2030 knapp 92 Mio. t weniger emittiert als im Kohle-Szenario, während im Gas-Szenario durch den vermehrten Einsatz der emissionsärmeren Erdgas-Kraftwerke 365 Mio. t in dieser Zeitspanne eingespart werden können. Die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke über das Jahr 2030 hinaus würde, laut dem zu Grunde gelegten Uran-Szenario, sogar zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 918 Mio. t führen. Im Vergleich zum Basis-Szenario reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale des Gas-Szenarios bzw. Uran-Szenarios um 92 Mio. t auf 273 bzw. 827 Mio t.

In einer alternativen Auswertung werden die jährlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten anhand der in jedem einzelnen Jahr anfallenden Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet. Auf Grund der teilweise sehr eng beieinander liegenden Werte, vor allem in den anfänglichen Jahren, können die Vermeidungskosten nicht für die gesamte Zeitspanne dargestellt werden (siehe Abb. 5.12 bzw. Abb. 5.13).

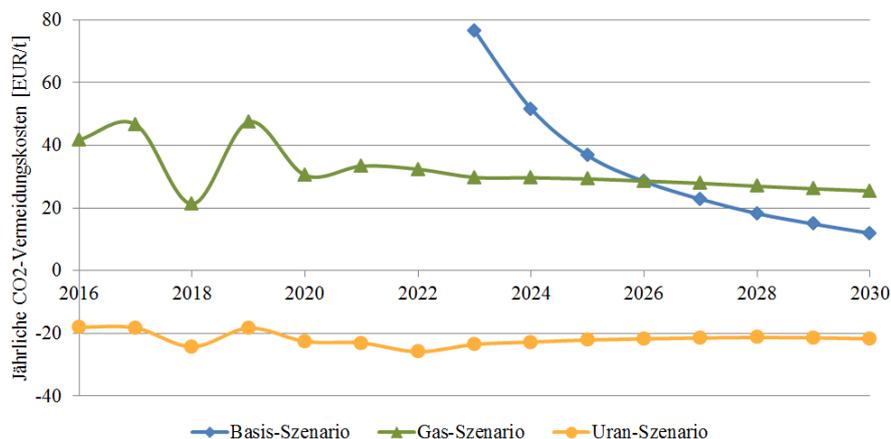


Abb. 5.12: Jährliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

## 5.7. CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN

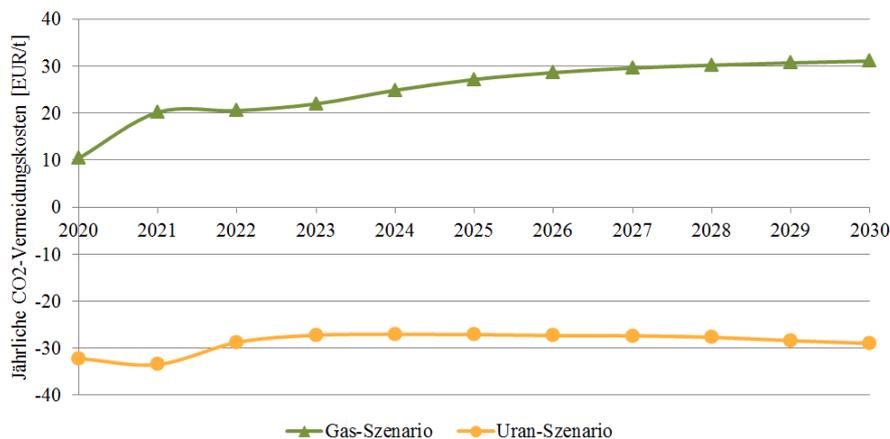


Abb. 5.13: Jährliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Nach anfänglichen starken Schwankungen pendeln sich die Vermeidungskosten des Gas-Szenarios bzw. des Uran-Szenarios bei Verwendung des Kohle-Referenz-Szenarios bei rund 25 EUR/t bzw. -22 EUR/t ein. Begründen lassen sich diese Schwankungen durch die unterschiedlichen (zeitlichen) Ausbaupläne bzw. den damit verbundenen jährlichen Investitionskosten, welche den Szenarien zu Grunde gelegt worden sind. Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Basis-Szenarios sind nur sehr eingeschränkt aussagekräftig, da sich die jährlichen Systemkosten dieses Szenarios auf einem sehr ähnlichen Niveau im Vergleich zum Kohle-Referenz-Szenarios befinden (Problematik siehe Kap. 3.2).

Signifikanter sind die Ergebnisse für das Gas- und Uran-Szenario, wenn das Basis-Szenario als Referenz zu Grunde gelegt wird. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dieser beiden Szenarien nähern sich bis 2030 etwa 30 EUR/t bzw. -30 EUR/t an. Der leichte Anstieg der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Gas-Szenarios bis 2030 ist auf die unterstellte Zunahme des Zertifikatspreises und den unterschiedlichen angenommenen Preisentwicklungen der Brennstoffe zurückzuführen. So führt der steigende Zertifikatspreis zu einem zunehmendem Einsatz von (Gas-Kraftwerken mit niedrigerem Wirkungsgrad), während der steigende Erdgas-Preis (im Vergleich zu den konstant angenommenen Braunkohle-Preisen) zu einer Verteuerung des Betriebs der Gas-Kraftwerke führt.

Im nachfolgenden Kapitel werden die Auswirkungen möglicher zukünftiger Entwicklungen der Stromnachfrage, des Zertifikatspreises, der Brennstoffpreise und dem Ausbau der regenerativen Energieerzeugungsanlagen untersucht.

## 5.8 Sensitivitätsanalysen

Durch die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen soll der Einfluss diverser Parameter auf die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten herausgearbeitet werden<sup>22</sup>.

### 5.8.1 Einfluss des Stromverbrauchs

Grundsätzlich hat die Veränderung des jährlichen Stromverbrauchs einen sehr direkten Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Systemkosten. So führt ein Sinken der Stromnachfrage unmittelbar zu einem Rückgang der Gesamtkosten und prozentuell gesehen zu einer noch deutlicheren Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Ein Anstieg der Stromnachfrage bewirkt, analog dazu, eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Systemkosten. Dies führt, wie in Abb. 5.14 links, unter der Verwendung des Kohle-Referenz-Szenarios, ersichtlich ist, bei steigendem Strombedarf (von a nach d) zu immer größeren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Währenddessen führt ein Anstieg der Stromnachfrage zu leicht sinkenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Gas- bzw. Uran-Szenarios im Vergleich zum Basis-Szenario (siehe Abb. 5.14 rechts).

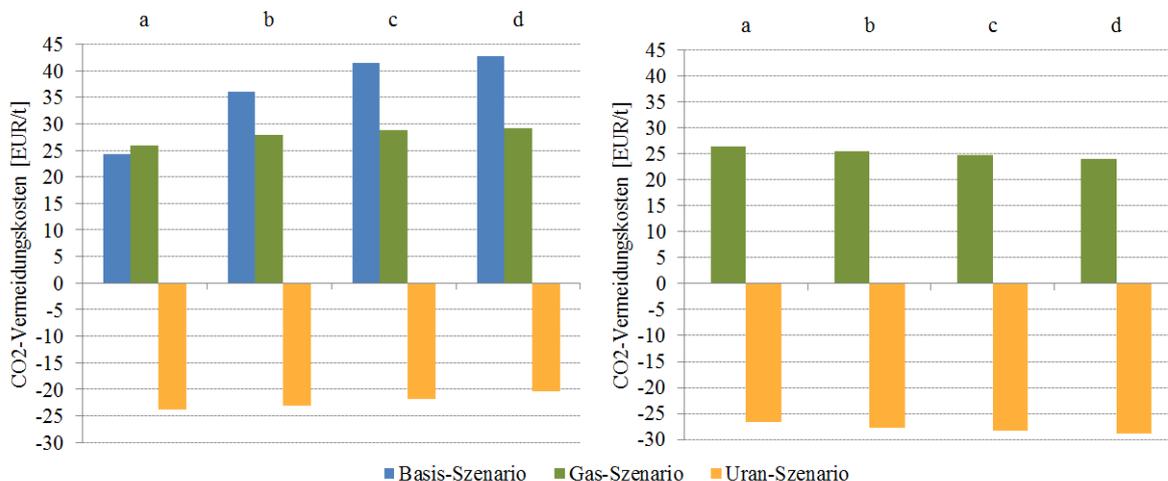


Abb. 5.14: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der Stromnachfrage mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Starker Rückgang, (b) Schwacher Rückgang, (c) **Stabile Nachfrage** und (d) Leichter Anstieg (Quelle: Eigene Abbildung)

In diesem Zusammenhang muss jedoch die unterschiedliche Stärke der Auswirkungen auf die einzelnen Szenarien, im Vergleich zum Kohle-Szenario, betrachtet werden. So bleiben die Vermeidungskosten des Gas- und Uran-Szenarios annähernd konstant, während es bei den Kosten des Basis-Szenarios zu einem wesentlich stärkeren Anstieg kommt.

<sup>22</sup>Detaillierte Ergebnisse bzw. Daten und weitere Abbildungen können im Anhang nachgelesen werden.

Die Gründe dieser Zunahme liegen in der Notwendigkeit die steigende Nachfrage durch einen vermehrten Einsatz teurerer Erdgas-Kraftwerke (und Steinkohle-Kraftwerken mit niedrigem Wirkungsgrad) zu decken. Zwar geschieht dies in allen Szenarien, allerdings auf Grund der unterschiedlichen Kraftwerksparks mit verschiedenen Auswirkungen betreffend der Systemkosten bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Durch eine Änderung der Stromnachfrage werden allerdings nicht nur die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beeinflusst, sondern auch die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale (siehe Abb. 5.15).

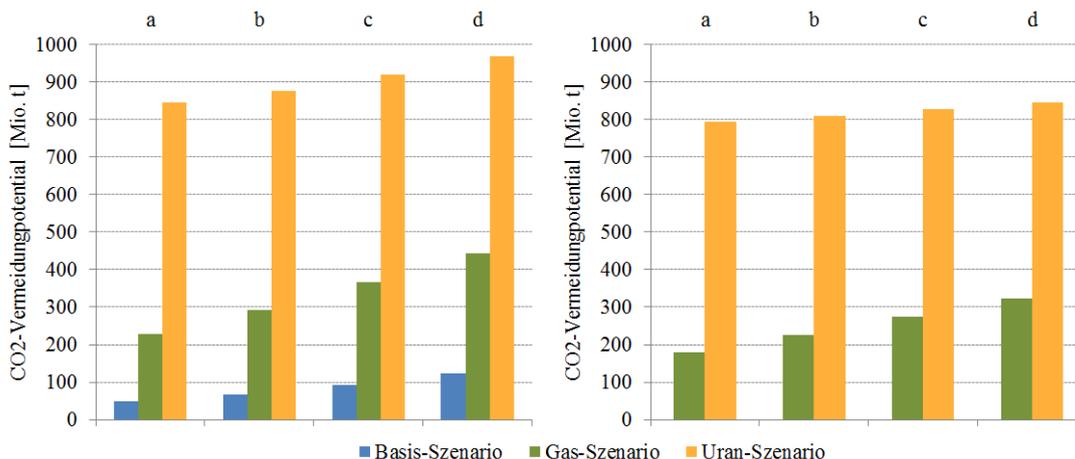


Abb. 5.15: CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der Stromnachfrage mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Starker Rückgang, (b) Schwacher Rückgang, (c) **Stabile Nachfrage** und (d) Leichter Anstieg (Quelle: Eigene Abbildung)

Mit zunehmender Stromnachfrage kann ein Anstieg der Einsparungspotentiale festgestellt werden. Beispielsweise führt ein leichter Anstieg der Stromnachfrage im Gas-Szenario von jährlich 0,5 %, zu einem Anstieg der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 400 Mio. t. Dies zieht eine Zunahme des CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiales um rund 80 Mio. t gegenüber dem Kohle-Referenz-Szenario nach sich. Das Vermeidungspotential des Uran-Szenarios steigt hingegen lediglich um rund 50 Mio. t an.

### 5.8.2 Einfluss des Zertifikatspreises

Zwar werden die Zertifikatskosten nicht direkt zu den gesamten Systemkosten gezählt, allerdings beeinflussen sie diese durch eine Veränderung der Kraftwerkseinsatzplanung (Änderung der Merit-Order, siehe Kap. 3.3.2) sehr stark. Wie aus dem linken Diagramm der Abb. 5.16 hervorgeht, ist eine generelle Aussage bezüglich der Auswirkungen von steigenden Zertifikatspreisen, unter Verwendung des Kohle-Referenz-Szenarios, nur schwer möglich. So führen diese beim Uran-Szenario zu leicht steigenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, während für das Basis- und das Gas-Szenario bis zu einem mittleren Preisanstieg (c) fallende Werte, gefolgt von steigenden Vermeidungskosten, (d) und (e), festgestellt werden können. Der starke Ausreißer im Basis-Szenario bei konstanten Zertifikatspreisen (135,77 EUR/t) ist darauf zurückzuführen, dass dessen Preise sehr nahe bei jenen des Kohle-Szenarios liegen und folgedessen die in Kap. 3.2 beschriebene Problematik zum Tragen kommt.

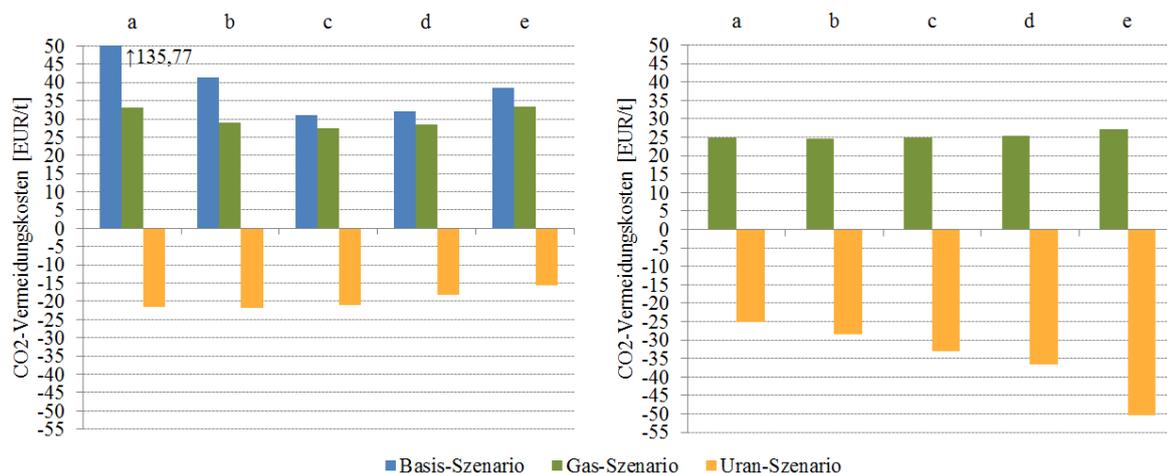


Abb. 5.16: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Konstanter Preis, (b) **Leichter Anstieg**, (c) Mittlerer Anstieg, (d) Starker Anstieg und (e) Vollständige Kosteninternalisierung  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Völlig anders stellt sich der Vergleich des Gas-Szenarios mit dem Basis-Szenario dar (siehe Abb. 5.16 rechts), hier ergeben sich relativ unabhängig vom Zertifikatspreis CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in der Höhe rund 25 EUR/t. Dem gegenüber steht ein starker Abfall der Vermeidungskosten des Uran-Szenarios mit steigenden Zertifikatspreisen, wobei sich unter der vollständigen Internalisierung der Umweltkosten -50 EUR/t ergeben.

Das Vermeidungspotential steigt beim Basis- und Gas-Szenario im Vergleich mit dem Kohle-Szenario mit zunehmenden Zertifikatspreisen deutlich an (siehe Abb. 5.17 links).

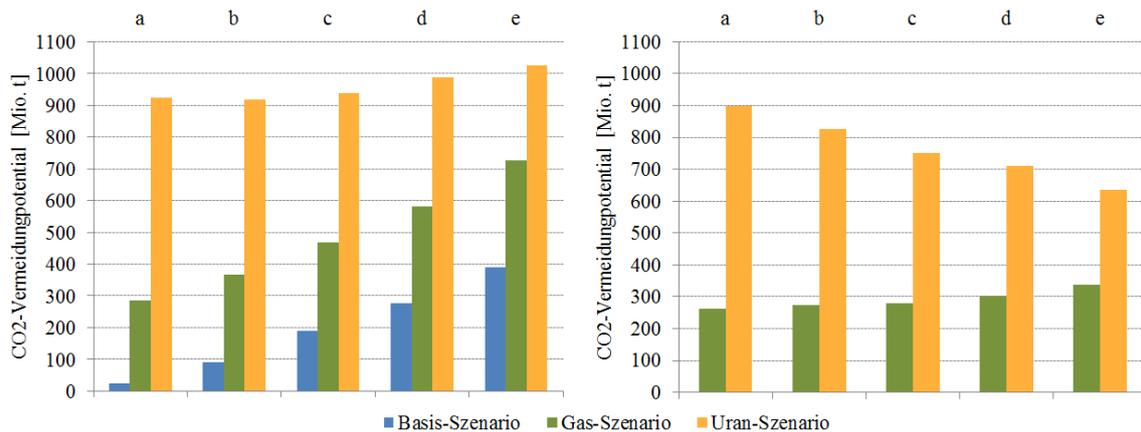


Abb. 5.17: CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Konstanter Preis, (b) **Leichter Anstieg**, (c) Mittlerer Anstieg, (d) Starker Anstieg und (e) Vollständige Kosteninternalisierung  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Das Uran-Szenario verfügt im Vergleich zum Kohle-Szenario zwar über ein sehr großes Einsparungspotential, das jedoch bereits bei keinen bzw. kleinen Anstiegen des Zertifikatspreises nahezu ausgeschöpft wird, weshalb ein größerer Preisanstieg nur noch zu geringen Mehr-Einsparungen führt. Die Gründe hierfür liegen bei den geringeren Einsparungspotentialen des Kohle- und Uran-Szenarios durch den Wechsel von Kohle zu Gas. So gibt es im Vergleich zum Basis- bzw. Gas-Szenario in diesen beiden Szenarien weniger erdgasbefeuerte Kraftwerkskapazitäten, auf welche gewechselt werden könnte. Der verbleibende, zunehmende Austausch von Kohle-Kraftwerken zu Gas-Kraftwerken in der Kraftwerkseinsatzplanung des Uran-Szenarios (in Abhängigkeit von den Zertifikatspreisen) erfolgt in ähnlicher Weise wie beim Kohle-Szenario. Dadurch ergibt sich in dieser Sensitivitätsanalyse ein annähernd stabiles CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential beim Vergleich dieser beiden Szenarien. Wird der Vergleich zum Basis-Szenario herangezogen, so ist ein starker Rückgang des CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentials im Uran-Szenario feststellbar (siehe Abb. 5.17 rechts). Die Differenz zwischen Gas- und Basis-Szenario nimmt währenddessen jedoch nur geringfügig zu.

### 5.8.3 Einfluss der Brennstoffpreise

Da für einige Variationen der Brennstoffpreise extrem kleine Unterschiede bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. Systemkosten im Vergleich zum Kohle-Szenario auftreten und daher eine Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nicht sinnvoll ist, wird im Folgenden nur das Basis-Szenario als Referenz verwendet.

Wie Abb. 5.18 entnommen werden kann, führen die Preisanstiege der Brennstoffe zu steigenden Vermeidungskosten im Gas-Szenario (siehe (b) und (c) bzw. (d) bis (g)). Dies liegt vor allem daran, dass in den meisten Szenarien ein größerer Preisanstieg bei Erdgas im Vergleich zu den anderen Energieträgern angenommen wird (vor allem bei (b) und (c), wobei die Preise für Braunkohle und Uran gar nicht bzw. deutlich geringer ansteigen). Demgegenüber sinken die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Uran-Szenarios mit steigenden Brennstoffpreisen merklich.

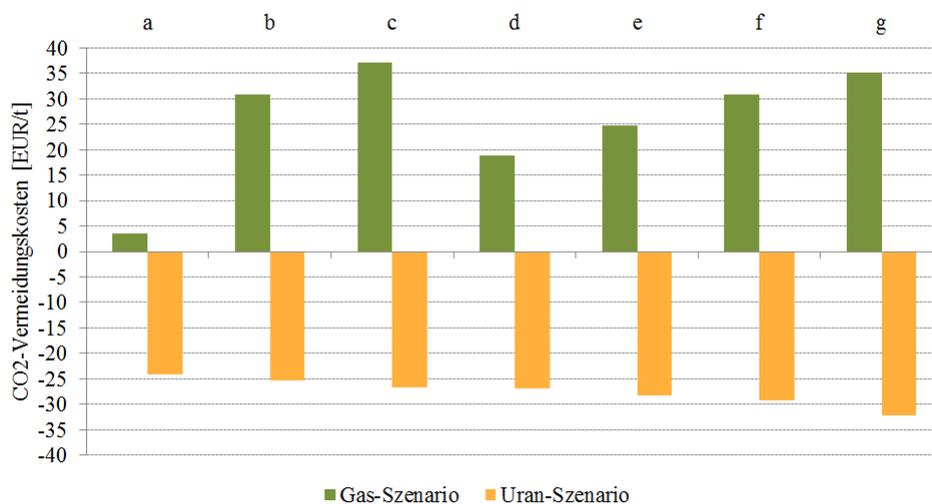


Abb. 5.18: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der Entwicklung der Brennstoffpreise mit Basis-Referenz-Szenario: (a) LNG, (b) Schwacher EG-Anstieg, (c) Starker EG-Anstieg, (d) Konstante Preise, (e) **Leichter Anstieg**, (f) Mittlerer Anstieg und (g) Starker Anstieg  
(Quelle: Eigene Abbildung)

Völlig anders stellt sich die Situation für das LNG-Brennstoffpreis-Szenario dar. Hier sorgt der massive Rückgang des Erdgaspreises für einen verstärkten Einsatz der erdgasbetriebenen Kraftwerke und insgesamt zu einer starken Abnahme der Systemkosten. So kommen die Systemkosten des Gas-Szenarios jenen des Basis-Szenarios sehr nahe, weshalb sich sehr geringe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 3,48 EUR/t ergeben. Für das Uran-Szenario entstehen im LNG-Szenario die größten Vermeidungskosten, wenngleich diese immer noch bei -24,21 EUR/t liegen.

Das Einsparungspotential des Gas-Szenarios bewegt sich für alle Preisentwicklungen zwischen 190 und 310 Mio. t (siehe Abb. 5.19). Dabei können für einen schwachen bzw. starken Anstieg der Erdgaspreise die geringsten Potentiale festgestellt werden, wohingegen bei einem mittleren Anstieg der Brennstoffpreise bzw. beim LNG-Preis-Szenario die größte CO<sub>2</sub>-Reduktion erfolgen kann. Das CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential des Uran-Szenarios liegt, abhängig vom jeweiligen Kosten-Szenario, zwischen 710 und 900 Mio. t, wobei das Potential mit steigenden Brennstoffpreisen ebenfalls zunimmt.

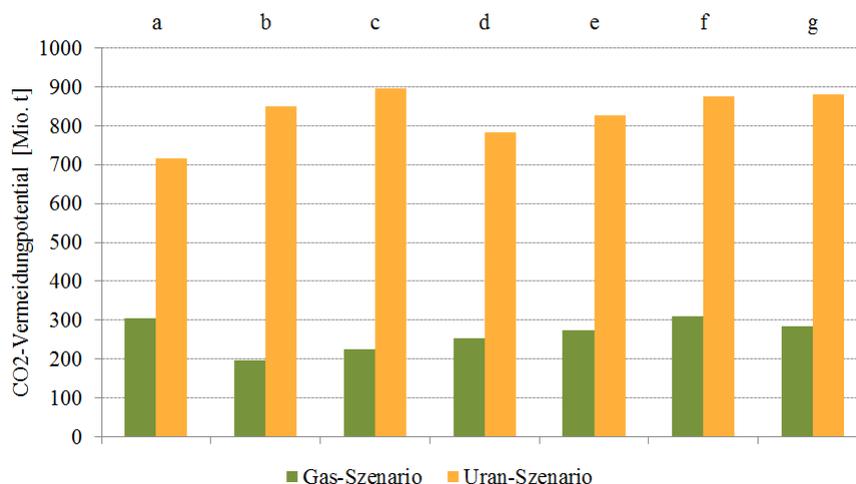


Abb. 5.19: CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der Entwicklung der Brennstoffpreise mit Basis-Referenz-Szenario: (a) LNG, (b) Schwacher EG-Anstieg, (c) Starker EG-Anstieg, (d) Konstante Preise, (e) **Leichter Anstieg**, (f) Mittlerer Anstieg und (g) Starker Anstieg  
(Quelle: Eigene Abbildung)

#### 5.8.4 Einfluss der regenerativen Energieträger

Abhängig von der Stärke des Ausbaus der regenerativen Erzeugungsanlagen führt ihr Einsatz zu einem entsprechenden Sinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Verursacht das Basis-Szenario ohne verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien insgesamt rund 6.660 Mio. t bis zum Jahr 2030, so ergeben sich durch die Ausbaugrade, leichter Ausbau, mittlerer Ausbau und starker Ausbau, nur rund 6.180, 5.700 bzw. 5.210 Mio. t. Es können durch den jeweiligen Ausbau der regenerativen Stromerzeugungsanlagen also 480, 960 bzw. 1.450 Mio. t eingespart werden. Der Anteil der regenerativen Stromerzeugung an der gesamten Bereitstellung für Deutschland und Österreich erhöht sich dadurch auf rund 37 %, 47 % bzw. 57 % im Jahr 2030 (Vergleich mit Modellergebnis für 2012: 28 %). Demgegenüber führt der Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen zu einem starken Anstieg der Systemkosten. Die auf das Basisjahr 2012 bezogenen gesamten Systemkosten belaufen sich beispielsweise für das Basis-Szenario ohne weiteren Ausbau auf

319 Mrd. EUR, während diese für den stärkeren Ausbau 394 Mrd. EUR betragen. Werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der insgesamt eingesetzten regenerativen Erzeugungsanlagen zwischen diesen beiden Ausbau-Szenarien (kein Ausbau und starker Ausbau) des Basis-Szenarios berechnet, so ergeben sich Kosten von 90,5 EUR/t. Im Vergleich zu den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von „Gas statt Kohle“ in der Höhe von 28,87 EUR/t bzw. 24,69 EUR/t (mit Kohle-Referenz-Szenario bzw. Basis-Referenz-Szenario) liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der regenerativen Erzeugungsanlagen also deutlich darüber. Allerdings sollte dabei das höhere CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential dieser Erzeugungsanlagen (480, 960 bzw. 1.450 Mio. t in Abhängigkeit von der Stärke des Ausbaus) im Gegensatz zum CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential der Kohle-Gas-Substitution (365 bzw. 275 Mio. t, abhängig davon welches Referenz-Szenario verwendet wird) nicht vergessen werden.

Werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten wie bei den vorangegangenen Sensitivitätsanalysen berechnet, (also im Vergleich zum Kohle-Szenario bzw. Basis-Szenario mit dem selben zu Grunde gelegten Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen) so ergeben sich jene Werte, die in Abb. 5.20 grafisch dargestellt sind.

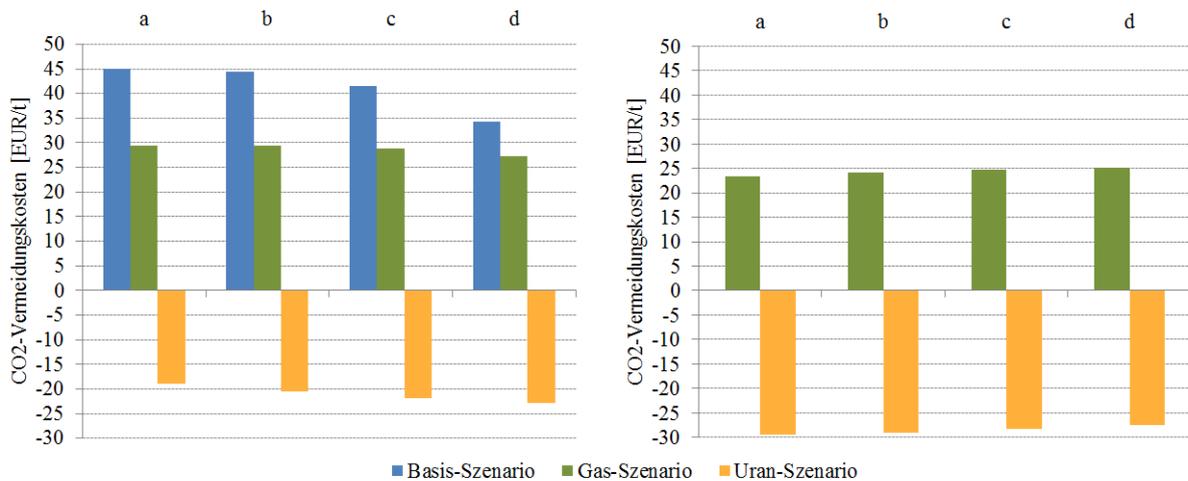


Abb. 5.20: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Abhängigkeit vom Ausbau der regenerativen Energieerzeugungsanlagen mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Kein Ausbau, (b) Leichter Ausbau, (c) **Mittlerer Ausbau** und (d) Starker Ausbau

(Quelle: Eigene Abbildung)

Die Vermeidungskosten des Basis-Szenarios im Vergleich zum Kohle-Referenz-Szenario (siehe Abb. 5.20, linkes Diagramm) gehen mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen von rund 45 EUR/t auf unter 35 EUR/t zurück. Vergleichsweise geringer gestaltet sich die Abnahme der Vermeidungskosten des Gas-Szenarios, diese sinken mit zunehmendem Ausbau nur leicht von 29,5 EUR/t auf 27,5 EUR/t (siehe linkes Diagramm). Werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Vergleich zum Basis-Szenario berechnet, kann ein Anstieg von rund 23 EUR/t auf 25 EUR/t festgestellt werden (siehe rechtes Diagramm). Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Uran-Szenarios sinken mit zunehmendem Ausbau von rund -19 EUR/t auf -23 EUR/t, wenn das Kohle-Referenz-Szenario verwendet wird (siehe linkes Diagramm) und steigen von -29,5 EUR/t auf -27,5 EUR/t an, wenn das Basis-Szenario als Referenz zu Grunde gelegt wird.

Mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Szenarien, was sinkende CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale der CO<sub>2</sub>-ärmeren Szenarien nach sich zieht (siehe Abb. 5.21).

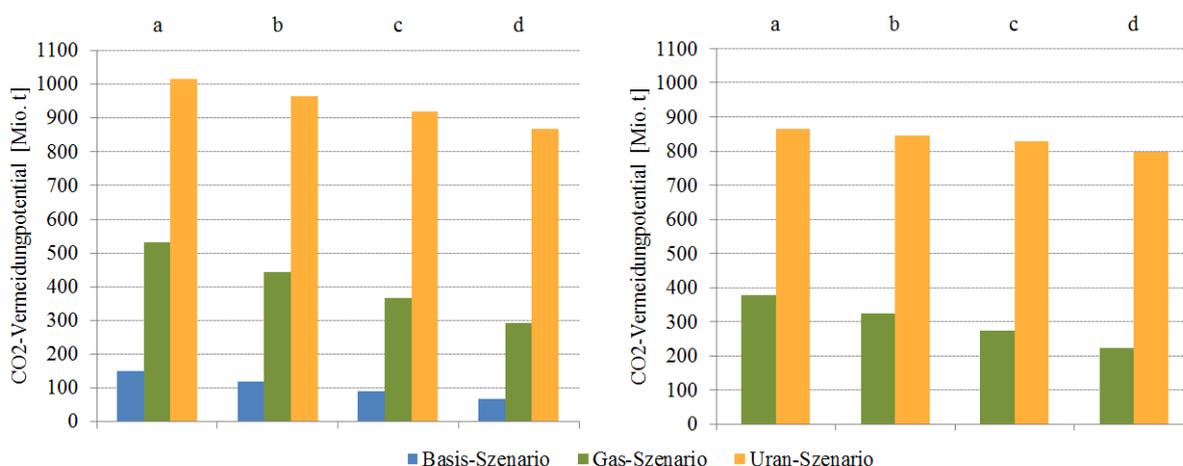


Abb. 5.21: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Kein Ausbau, (b) Leichter Ausbau, (c) **Mittlerer Ausbau** und (d) Starker Ausbau  
(Quelle: Eigene Abbildung)

So sinkt beispielsweise das Vermeidungspotential des Gas-Szenarios mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Energieträger von etwa 530 auf 290 Mio. t im Vergleich zum Kohle-Szenario (siehe linkes Diagramm) bzw. von 380 auf 220 Mio. t verglichen mit dem Basis-Referenz-Szenario (siehe rechtes Diagramm).

Im nächsten Abschnitt werden die Ergebnisse dieses Kapitels diskutiert und Vergleiche mit der Literatur in Kap. 2 gezogen. Anschließend wird noch auf limitierende Faktoren und den zukünftigen Forschungsbedarf in diesem Feld hingewiesen.

# 6 Diskussion

Es folgt eine kritische Auseinandersetzung mit den Ergebnissen und ein Vergleich der Resultate dieser Arbeit mit der aktuellen Literatur.

## 6.1 Schlussfolgerungen

Die aus den Ergebnissen des Optimierungsmodells errechneten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des verstärkten Einsatzes von Erdgas statt Braun- bzw. Steinkohle in Deutschland und Österreich, belaufen sich auf 28,9 EUR/t im Vergleich zu einem Szenario mit verstärktem Kohle-Einsatz bzw. auf 24,7 EUR/t im Vergleich zum Basis-Szenario<sup>23</sup>. Damit liegen diese im Vergleich zu den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, die sich durch den Einsatz diverser anderer Technologien (siehe Abb. 2.2 und Tab. 2.1) ergeben, deutlich darunter bzw. im Fall der Wasserkraft auf ähnlichem Niveau. Insbesondere für einige regenerative Energieerzeugungsanlagen werden in der Literatur hohe Vermeidungskosten angegeben.

Allen voran werden Photovoltaik-Anlagen häufig sehr hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zugewiesen (beispielsweise 800 EUR/t (vgl. Herminghaus, 2011) bzw. 1.000 EUR/t (vgl. E-CONTROL, 2011a)). Allerdings gibt es hierzu auch völlig konträre Angaben, wie sie beispielsweise der McKinsey-Studie (2009a) mit dem Titel „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ entnommen werden können (siehe Abb. 2.3). So werden in dieser Studie sogar negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bis hin zu -50 EUR/t für Photovoltaik-Anlagen ausgewiesen (vgl. McKinsey&Company, 2009a, S. 5). Insgesamt muss vor allem im Zusammenhang mit den Photovoltaik-Anlagen der starke preisliche Rückgang der letzten Jahre (siehe Kap. 2.2) und die zu Grunde gelegte Methodik zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beachtet werden. Mit CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von rund 40 EUR/t (vgl. Herminghaus, 2011) bis 200 EUR/t (vgl. E-CONTROL, 2011a) liegen erneuerbare Erzeugungsanlagen, die zur Stromgewinnung aus biogenen Brennstoffen dienen, über jenen der Kohle-Gas-Substitution. Auch in der Gegenüberstellung mit den Windkraftanlagen, deren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit 40

---

<sup>23</sup>In diesem Abschnitt wird in weiterer Folge nur noch der Vergleich des Gas-Szenarios mit dem Basis-Szenario verwendet, da dies den eigentlich interessanten Wechsel von Kohle zu Erdgas darstellt.

EUR/t (vgl. Herminghaus, 2011) bis 63 EUR/t (vgl. E-CONTROL, 2011a) angegeben werden, schneidet der Wechsel von Kohle zu Erdgas vergleichsweise billiger ab.

Abhängig vom Kraftwerkstyp liegen auch die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der CCS-Technologie mitunter sehr deutlich über den Vermeidungskosten der Kohle-Gas-Substitution. So belaufen sich diese für den CCS-Einsatz in Steinkohle-Kraftwerken auf 41 bis 48 EUR/t bzw. 34 bis 38 EUR/t in Braunkohle-Kraftwerken (vgl. Kuckshinrichs & Hake, 2012, S. 170ff.). Wobei in diesem Zusammenhang erwähnt werden muss, dass durch den Einsatz der CCS-Technologie das CO<sub>2</sub> nicht wirklich vermieden wird, sondern lediglich unterirdisch gelagert wird.

Das jährliche Senken der Stromnachfrage von Deutschland und Österreich um ein Prozent führt, laut den Ergebnissen des Basis-Szenarios, zu einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen von insgesamt 5.700 Mio. t auf 4.860 Mio. t, was einer Abnahme von rund 15 % entspricht. Demgegenüber steht eine Verminderung der Emissionen in der Höhe von lediglich 270 Mio. t (fünf Prozent), wenn verstärkt auf Erdgas-Kraftwerke gesetzt wird. Aus dieser Gegenüberstellung der Einsparungspotentiale kann die Wichtigkeit einer Verminderung des Stromverbrauchs abgelesen werden.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eines verstärkten Wechsels von Kohle zu Erdgas steigen in Folge eines Rückgangs der Stromnachfrage leicht, wobei ein Rückgang des CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentials damit einhergeht. Dennoch würden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des verstärkten Einsatzes von Erdgas-Kraftwerken (Gas-Szenario), auch bei sinkender Stromnachfrage, deutlich unter jenen der meisten regenerativen Technologien liegen.

Ein Anstieg des Zertifikatspreises führt im Zusammenhang mit der Kraftwerkseinsatzplanung zu einem Anstieg des Erdgas-Anteils. Zwar bleiben die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten relativ konstant in Abhängigkeit von der Entwicklung des Zertifikatspreises, allerdings steigt das Vermeidungspotential gleichzeitig leicht an. Insgesamt wirkt sich also ein steigender Zertifikatspreis doppelt auf die Abnahme der Emissionen aus: Einerseits sinken die Emissionen bereits durch die Verteuerung des emissionsreichen Kohlestroms (bei voller Kosteninternalisierung um insgesamt 30 % bis zum Jahr 2030) und andererseits steigen die möglichen Einsparungen durch den Kohle-Gas-Tausch zusätzlich noch an.

Die Höhe der Brennstoffpreise beeinflusst zum einen die Kraftwerkseinsatzplanung, also die Verwendung des bestehenden Kraftwerksparks und zum anderen (auch wenn diese Auswirkungen im erstellten Modell nicht näher beachtet wurden) die Pläne für dessen Aus- bzw. Umbau. Gleichzeitig lassen sich die Entwicklungen der Preise der diversen Energieträger sehr schwer abschätzen. So sind Preis-Szenarien denkbar, die zu

einem Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu zwölf Prozent bzw. einem Anstieg um fünf Prozent führen könnten. Auf Grund der starken Fächerung der Preisentwicklungen der Brennstoffe ergeben sich entsprechend große Unterschiede bei den jeweiligen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Gas-Szenarios. So könnten diese im Falle einer vermehrten Verwendung von LNG in Europa auf 3,5 EUR/t sinken bzw. bei einem starken Anstieg des Erdgas-Preises bis auf 37 EUR/t ansteigen.

Es kann somit festgestellt werden, dass der verstärkte Einsatz von Erdgas-Kraftwerken, vor allem GuD-Kraftwerken mit KWK, anstatt emissionsreicher Kohle-Kraftwerke bis zum Jahr 2030 durchaus sinnvoll erscheint. So liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten nahezu aller Szenarien bzw. Sensitivitätsanalysen unter jenen der regenerativen Stromerzeugungsanlagen (abgesehen von der Wasserkraft, die jedoch in Deutschland und Österreich bereits zu einem hohen Prozentsatz ausgebaut worden ist). Allerdings darf hierbei das beschränkte Vermeidungspotential des Energieträger-Tausches von Kohle zu Erdgas nicht vergessen werden. Ein verstärkter Einsatz von Erdgas, trotz Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland, würde die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Deutschland und Österreich des Jahres 2030 um rund zehn Prozent auf ca. 300 Mio. t absenken. Demgegenüber steht jedoch eine Reduktion auf 217 Mio. t, die im Jahr 2030 bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor emittiert werden. Der dafür notwendige Ausbau würde das politische Ziel eines regenerativen Anteils an der Stromerzeugung von 50 % erfüllen und gleichzeitig zu einer Reduktion der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen um ein Drittel im Vergleich zu jenen des Jahres 2012 führen.

Basierend auf diesen Werten, kann festgestellt werden, dass der verstärkte Ausbau der regenerativen Stromerzeugungsanlagen trotz höherer Vermeidungskosten (rund 90 EUR/t) weiter forciert werden soll. Unterstützt durch einen zusätzlichen Wechsel von Kohle zu Erdgas (dessen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei rund 25 EUR/t liegen würden) könnten auf Dauer die geringsten Emissionen (187 Mio. t im Jahr 2030) erreicht werden.

Für einen vermehrten Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung muss jedoch die gesicherte Versorgung mit Erdgas gewährleistet sein. Ob dabei die Förderung von Schiefergas in Deutschland und Österreich den richtigen Weg darstellt, ohne dabei Gefahr zu laufen, weitere Umweltschäden bzw. Auswirkungen auf die Lebensqualität der Menschen zu verursachen, muss jedoch gesondert betrachtet werden.

Wie bereits in Kap. 2.3 erwähnt, werden in einigen Studien von McKinsey die Kosten und Potentiale einiger Vermeidungsstrategien von Treibhausgasemissionen ausgewiesen. Dabei war bzw. ist vor allem die Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von

Treibhausgasemissionen in Deutschland - Sektorperspektive Energie“ für die vorliegende Arbeit interessant, weshalb nachfolgend ein kurzer Vergleich mit einigen wichtigen Punkten angestellt werden soll.

### 6.2 Vergleich mit McKinsey-Studie

Für den Vergleich mit den Ergebnissen der genannten McKinsey-Studie ist die verwendete Methode von besonderer Bedeutung. Stark zusammengefasst kann sie folgendermaßen beschrieben werden: Das Vermeidungspotential ergibt sich aus dem technischen Potential einer Vermeidungsmaßnahme und der dazugehörigen möglichen Durchdringungsrate, wobei auf die Abhängigkeiten von anderen Vermeidungsmöglichkeiten geachtet wird. Die dadurch anfallenden Kosten ergeben sich aus dem Kostenanstieg, der durch den Einsatz einer CO<sub>2</sub>-reduzierenden Maßnahme, im Vergleich zur dadurch substituierten Technologie entsteht (vgl. McKinsey&Company, 2007b, S. 37ff.). Insgesamt basiert die Methodik dieser Studie also auf dem direkten Tausch einer Maßnahme mit einer bestehenden eingesetzten Technologie. Dieser Ansatz unterscheidet sich damit deutlich von jenem der vorliegenden Arbeit, der auf einem Optimierungsmodell auf der Basis einer Kraftwerkseinsatzplanung beruht.

Ein direkter Vergleich zwischen den in der McKinsey Studie angeführten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und den in dieser Arbeit berechneten, ist auf Grund einiger Differenzen schwierig, so unterscheiden sich die verwendete Methodik und das Basis-Szenario doch beträchtlich voneinander. Außerdem ist die Tatsache, dass das im Zuge dieser Arbeit erstellte Modell Deutschland und Österreich beinhaltet, für einen direkten Vergleich hinderlich. Dennoch stehen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in einer vergleichbaren Größenordnung: Während in der McKinsey-Studie 30 EUR/t für Erdgas statt Steinkohle bzw. 57 EUR/t für Erdgas statt Braunkohle angegeben werden, ergeben sich durch das hier verwendete Energiemodell CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Erdgas statt Kohle in der Höhe von 29 EUR/t bei Verwendung des Kohle-Referenz-Szenarios bzw. 25 EUR/t gegenüber dem Basis-Szenario. Den Vermeidungspotentialen der McKinsey-Studie in der Höhe von 8,9 Mio. t für Erdgas statt Steinkohle bzw. 8,8 Mio. t für Erdgas statt Braunkohle (Quelle: McKinsey&Company, 2009a, S. 5) steht ein durchschnittliches jährliches Einsparungspotential von 19,2 Mio. t mit dem Kohle-Referenz-Szenario bzw. 14,4 Mio. t mit dem Basis-Referenz-Szenario gegenüber.

Bevor im letzten Kapitel dieser Arbeit auf den weiteren Forschungsbedarf rund um die behandelte Thematik eingegangen wird, werden im nächsten Kapitel die wichtigsten Limitationen des erstellten Strommodells angeführt.

## 6.3 Limitationen

Beim Elektrizitätssektor handelt es sich um ein hochkomplexes Gebilde. Für das Energiemodell waren eine Vielzahl weitreichender Vereinfachungen notwendig, wobei die wichtigsten Limitationen nachfolgend genannt werden:

- **Elektrisches Netz und örtliche Betrachtung:** Zwar werden die durchschnittlichen Verluste des elektrischen Verteilnetzes durch einen Korrekturfaktor miteinbezogen, allerdings wird die örtliche Verteilung der Kraftwerke bzw. deren Standort nicht miteinbezogen. Vor allem im Hinblick auf den unterstellten massiven Ausbau der regenerativen Energieerzeugungsanlagen dürfte diese Vereinfachung zu größeren Fehlern führen.
- **Tausch der Kraftwerksklassen:** Schon die Zusammenfassung von einzelnen Kraftwerken zu Kraftwerksklassen, gemäß ihrer Wirkungsgrade, stellt eine starke Vereinfachung der Wirklichkeit dar. Die Auswahl der Kraftwerksklassen, die im Zuge der Ausbaupfade vom Netz genommen werden, erfolgt, mangels genauerer Daten bezüglich des Alters der Kraftwerke, nach dem Wirkungsgrad (d.h. es wird unterstellt: umso niedriger ein Wirkungsgrad, desto älter eine Kraftwerksklasse).
- **Vorgabe der Ausbaupfade:** Es wurde zwar versucht die Ausbaupläne des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks anhand diverser Quellen zu erstellen und damit die grundsätzliche Umsetzbarkeit zu gewährleisten, allerdings wurde keine Rücksicht auf die wirtschaftliche, politische bzw. gesellschaftliche Akzeptanz genommen. Vor allem bei den Sensitivitätsanalysen kommt es dabei zu sehr kontroversen Situationen, da die Ausbaupfade von äußeren Umständen nahezu unberührt bleiben. So wird beispielsweise im Kohle-Szenario unter voller Kosteninternalisierung der Umweltschäden (Zertifikatspreis 75 EUR/t) auf Kohle-Kraftwerke gesetzt, obwohl diese bei der Kraftwerkseinsatzplanung das Nachsehen haben. Für eine qualitative Abschätzung der Auswirkungen ist dies dennoch interessant.
- **Thermisches Netz:** Die Kopplung des elektrischen Systems mit dem Wärme-System wird nur durch die KWK-Fähigkeit der erdöl- bzw. erdgasbefeuerten Kraftwerke integriert. Dabei werden neben der zufälligen Auswahl der Kraftwerksklassen mit KWK, einerseits die thermischen Einspeisungen der Kohlekraftwerke vernachlässigt und andererseits die örtliche Verteilung der thermischen Energiebereitstellung außer Acht gelassen.

- **Verhalten einer Kraftwerksklasse:** Abgesehen von den Startkosten und der Mindestleistung (abhängig von der verwendeten Variante der Startkosten) der Kraftwerksklassen wurden keine Beschränkungen, beispielsweise des maximalen Leistungsgradienten, implementiert.
- **Daten der Jahre 2013 bis 2030:** Die exogen vorgegebenen Werte diverser Parameter (wie die stündliche Stromnachfrage bzw. regenerativen Einspeisungen) werden aus den für das Jahr 2012 vorgegebenen Daten gebildet. Daher wirken sich fehlerhafte Annahmen bzw. stärkere Abweichungen jeglicher Parameter von den durchschnittlichen Jahreswerten auf den gesamten Betrachtungszeitraum aus.

## 6.4 Weiterer Forschungsbedarf

Es stellt sich im Zusammenhang mit dem Thema dieser Arbeit die Frage, ob ein Umstieg von Kohle-Kraftwerken auf Erdgas-Kraftwerke auf Grund der steigenden Abhängigkeit von Erdgas-Importen (zu Lasten von in Deutschland reichlich verfügbarer Braunkohle) auch tatsächlich wünschenswert ist, wenngleich ein solcher Wechsel zu einer Reduktion der Umweltbelastungen führt. Fraglich ist weiters, ob der in den USA ausgebrochene Hype rund um die intensive Gewinnung von Schiefergas auch auf Europa bzw. Deutschland und Österreich übergreift. Dabei könnte hinterfragt werden, zu welchen Veränderungen solch eine Entwicklung, insbesondere auf den Gaspreis, aber auch auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen, führen würde.

Entscheidend könnte auch die zukünftige Rolle der CCS-Technologie für die CO<sub>2</sub>-Emissionen sein, da der Einsatz dieser CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategie (sofern sie als solche bezeichnet werden kann) zu einer völligen Veränderung der kostenmäßigen Verhältnisse führt. Ob diese Technologie jedoch gesellschaftlich bzw. politisch akzeptiert wird, muss nach derzeitigem Stand, zumindest für Deutschland und Österreich, angezweifelt werden. Auf das vorliegende Modell bezogen wäre eine zeitliche Erweiterung der Betrachtung bis zum Jahr 2050 interessant. Hierfür wäre, neben den vorgegebenen Ausbaupfaden, auch ein idealer Ausbaupfad (mit kostenoptimaler Entwicklung des Kraftwerksparks) unter Verwendung einer Modellerweiterung (Stichwort: Investitionsterm) sinnvoll. Abschließend ist festzuhalten, dass auf Grund der Komplexität des Elektrizitätssektors und der damit verbundenen möglichen Erweiterungen bzw. Verfeinerungen des Energiemodells noch zahlreiche interessante Aspekte im Zusammenhang mit der Thematik „Gas statt Kohle“ untersucht werden könnten. So würde beispielsweise die Implementierung des elektrischen und thermischen Netzes samt Betrachtung der jeweiligen Netzeinspeisungen bzw. Energienachfragen eine detailliertere Betrachtung ermöglichen.

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Möglichkeiten der CO <sub>2</sub> -Vermeidung auf verschiedenen Energieebenen . . .	4
2.2	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten diverser Technologien nach E-Control . . . . .	5
2.3	Vermeidungskostenkurve des deutschen Energiesektors 2020 nach McKinsey	7
2.4	Szenario der Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen der EU . . . . .	12
2.5	Spot-Preis der CO <sub>2</sub> -Zertifikate . . . . .	14
2.6	Jährliche CO <sub>2</sub> -Einsparungen pro Jahr ab 2030 in Europa . . . . .	18
3.1	Merit-Order des Kraftwerksparks von Deutschland und Österreich 2012 . .	29
3.2	Annuitätenmethode (links) und Barwertmethode (rechts) . . . . .	30
4.1	KWK-Einspeisung mit cosinusförmig idealisiertem Verlauf . . . . .	38
4.2	KWK-Wirkungsgrad-Zusatz . . . . .	39
4.3	Einspeisung der Biomasse-Kraftwerke . . . . .	41
4.4	Tageslastkurve vom 19.10.2011 - Deutschland . . . . .	42
4.5	CO <sub>2</sub> -Emissionen, Stromverbrauch und CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor von Deutsch- land der Jahre 1990 bis 2012 . . . . .	52
4.6	KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern . . . . .	60
4.7	Zu- und Abbau deutscher Kraftwerke mit einer Leistung größer 20 MW .	72
4.8	Meta-Analyse - Stromnachfrage in Deutschland - Vergleichsjahr: 2010 . .	77
4.9	Meta-Analyse - Elektrizitätsimport von Deutschland . . . . .	78
4.10	Meta-Analyse - Anteil regenerativer Energieträger an der deutschen Strom- produktion . . . . .	81
4.11	Meta-Analyse - PV-Ausbau (links) und Wind(offshore)-Ausbau (rechts) .	83
5.1	Prozentuelle Aufteilung der Gesamtkosten des Jahres 2012 auf die einzel- nen Positionen . . . . .	86
5.2	Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Basis-Szenario . . . . .	87
5.3	Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Basis-Szenario . . . . .	88

5.4	Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Gas-Szenario . . . . .	90
5.5	Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Gas-Szenario . . . . .	90
5.6	Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Kohle-Szenario . . . . .	91
5.7	Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Kohle-Szenario . . . . .	92
5.8	Entwicklung der Stromerzeugung von Deutschland und Österreich nach Energieträgern - Uran-Szenario . . . . .	93
5.9	Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors und der Strombereitstellungskosten von Deutschland und Österreich - Uran-Szenario . . . . .	94
5.10	Entwicklung der jährlichen Systemkosten im Vergleich . . . . .	95
5.11	Entwicklung der jährlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen im Vergleich . . . . .	96
5.12	Jährliche CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario . . . . .	99
5.13	Jährliche CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario . . . . .	100
5.14	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der Stromnachfrage mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . . . . .	101
5.15	CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der Stromnachfrage mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . .	102
5.16	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . . . . .	103
5.17	CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . . . . .	104
5.18	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Abhängigkeit von der Entwicklung der Brennstoffpreise mit Basis-Referenz-Szenario . . . . .	105
5.19	CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der Entwicklung der Brennstoffpreise mit Basis-Referenz-Szenario . . . . .	106
5.20	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Abhängigkeit vom Ausbau der regenerativen Energieerzeugungsanlagen mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . . . . .	107
5.21	CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential in Abhängigkeit von der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis-Entwicklung mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts) . . . . .	108

# Tabellenverzeichnis

2.1	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten diverser Technologien nach Herminghaus . . . . .	6
4.1	Brutto-Engpassleistung des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks	53
4.2	Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland und Österreich 2012 . . . . .	54
4.3	Verfügbarkeit ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	56
4.4	Anteil der gesicherten Leistung ausgewählter regenerativer Erzeugungstechnologien . . . . .	57
4.5	Emissionsfaktor ausgewählter Brennstoffe . . . . .	58
4.6	Startkosten und minimale Leistung ausgewählter Erzeugungstechnologien	59
4.7	Wirkungsgrad ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	68
4.8	Investitionskosten ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	69
4.9	Variable O&M-Kosten ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	70
4.10	Fixe O&M-Kosten ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	70
4.11	Außerdienststellung der deutschen Kernkraftwerke . . . . .	72
4.12	Lebensdauer ausgewählter Erzeugungstechnologien . . . . .	73
4.13	Szenarien der Stromnachfrage für Deutschland und Österreich . . . . .	77
4.14	Szenarien der Entwicklung der Zertifikatspreise . . . . .	79
4.15	Szenarien der Entwicklung der Brennstoffpreise . . . . .	79
4.16	Entwicklungs-Szenarien der regenerativen Energieerzeugungsanlagen . . .	82
5.1	Vergleich der Strombereitstellung nach Energieträgern zwischen den Implementierungsvarianten der Heißstartkosten und den Werten von 2012 .	85
5.2	Vergleich der Ergebnisse zwischen den Implementierungsvarianten der Heißstartkosten . . . . .	85
5.3	Vergleich der Gesamtkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen der vier Szenarien . . .	94
5.4	Vergleich verschiedener CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario . . . . .	97
5.5	Vergleich verschiedener CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario . . . . .	97

# Abkürzungsverzeichnis

<b>ABl</b>	Amtsblatt der Europäischen Union
<b>AKW</b>	Atomkraftwerk
<b>BGBI</b>	Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich
<b>BK</b>	Braunkohle
<b>CCS</b>	Carbon Dioxide Capture and Storage
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EEX</b>	European Energy Exchange
<b>EG</b>	Erdgas
<b>EÖ</b>	Erdöl
<b>ETS</b>	European Trading System
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>GuD</b>	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
<b>KSpG</b>	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>LP</b>	Lineare Programmierung
<b>MILP</b>	Mixed-Integer Linear Programming
<b>MIP</b>	Mixed-Integer Programming

<b>MIQCP</b>	Mixed-Integer Quadratic Constrained Programming
<b>MIQP</b>	Mixed-Integer Quadratic Programming
<b>NLP</b>	Non-Lineare Programming
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stickoxide
<b>OM</b>	Operation and Maintenance
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>QCP</b>	Quadratically Constrained Programming
<b>QP</b>	Quadratic Programming
<b>SK</b>	Steinkohle
<b>SO<sub>2</sub></b>	Schwefeldioxid
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>U</b>	Uran

# Literaturverzeichnis

- Abrell, J. & Weigt, F. KunF. Kunz. *Start Me Up - Modeling of Power Plant Start-Up Conditions and their Impact on Prices*. Dresden University of Technology - Faculty of Business and Economics, 2008.
- Bazaraa, M.S., Jarvie, J.J., & Sherali, H.D. *Linear programming and network flows - second edition*, volume 13/09. John Wiley & Sons, 1990.
- BDEW. Brutto-Stromerzeugung 2012 nach Energieträgern in Deutschland. Online, 2013a. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Brutto-Stromerzeugung\\_2007\\_nach\\_Energietraegern\\_in\\_Deutschland](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland). Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- BDEW. Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Online, 2013b. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4C3344E20C3AD23AC1257BEF002F153E/\\$file/Anlage\\_1\\_Energie\\_Info\\_BDEW\\_Kraftwerksliste\\_2013\\_kommentiert\\_130816\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4C3344E20C3AD23AC1257BEF002F153E/$file/Anlage_1_Energie_Info_BDEW_Kraftwerksliste_2013_kommentiert_130816_final.pdf). Letzter Zugriff: 27.03.2014.
- BDEW. 79 Kraftwerke sind geplant - Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, Aktualisierte Fassung vom 15. Mai 2013. Online, 2013c. URL: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/57AD1C19572834CAC1257B47002D1537/\\$file/130514%20BDEW%20Kraftwerksliste%20final%20aktualisiert.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/57AD1C19572834CAC1257B47002D1537/$file/130514%20BDEW%20Kraftwerksliste%20final%20aktualisiert.pdf). Letzter Zugriff: 27.03.2014.
- Beer, M., Corradini, R., Gobmaier, T., Köll, L., Podhajsky, R., Vogler, G., & Zotz, M. *CO<sub>2</sub>-Verminderung in Deutschland - Teil I - Methodik und Zusammenfassung*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009.
- Berliner Zeitung. Fracking erlaubt. Online, 2013. URL: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/bundesrat-beschliesst-gesetz-zur-unterirdischen-speicherung-von-co2-a-841739.html>. Letzter Zugriff: 05.03.2014.
- Blohm, M., Ginzky, H., Erdmenger, C., Beckers, R., Briem, S., Clausen, U., Lohse, C., Marty, M., Rechenberg, J., Schäfer, L., & Sternkopf, R. *Technische Abscheidung und*

- Speicherung von CO<sub>2</sub> - nur eine Übergangslösung - Mögliche Auswirkungen, Potenziale und Anforderungen - Kurzfassung.* Umweltbundesamt, 2006.
- Boldt, J., Hankel, L., Laurisch, L.C., Lutterbeck, F., Oei, P.-Y., Sander, A., Schröder, A., Schweter, H., Sommer, P., & Sulerz, J. *Renewables in the Grid - Modeling the German Power Market of the Year 2030.* TU Dresden Chair of Energy Economics und TU Berlin Workgroup for Infrastructure Policy, 2012.
- Büchtele, R. *Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom- und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks - Beispielregion Wien.* 2013.
- BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke. Online, 2013. URL: [http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima\\_und\\_energie/121123\\_bund\\_klima\\_energie\\_kokw\\_verfahrensstand\\_liste.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/121123_bund_klima_energie_kokw_verfahrensstand_liste.pdf). Letzter Zugriff: 27.03.2014.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Online, 2013. URL: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf). Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. EEG-Reform. Online, 2014a. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>. Letzter Zugriff: 09.03.2014.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch (excel-file: [energietraeger10-stromerzeugungskapazitaeten-bruttostromerzeugung,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energietraeger10-stromerzeugungskapazitaeten-bruttostromerzeugung,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls)). Online, 2014b. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energietraeger.html>. Letzter Zugriff: 25.03.2014.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stromversorgungssicherheit und Kraftwerke - Zahlen und Fakten. Online, 2014c. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromversorgungssicherheit-und-Kraftwerke/zahlen-fakten.html>. Letzter Zugriff: 3.4.2014.
- DENA. *DENA-Netzstudie - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.* Deutschen Energie-Agentur GmbH, 2005.

- DENA. Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Online, 2008. URL: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Kurzanalyse\\_KuN-Planung\\_D\\_2020\\_2030\\_lang.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Kurzanalyse_KuN-Planung_D_2020_2030_lang.pdf). Letzter Zugriff: 23.04.2014.
- Deutsche Bundesregierung. Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Online, 2011. URL: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_erfahrungsbericht\\_2011\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf). Letzter Zugriff: 08.03.2014.
- Die Presse. Europa reagiert bei Schiefergas falsch. Online, 2013a. URL: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/bundesrat-beschliesst-gesetz-zur-unterirdischen-speicherung-von-co2-a-841739.html>. Letzter Zugriff: 05.03.2014.
- Die Presse. Verbund hält Mellach nun allein. Online, 2013b. URL: <http://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/1503283/Verbund-haelt-Mellach-nun-allein>. Letzter Zugriff: 08.05.2014.
- E-CONTROL. Kraft-Wärme-Kopplung. Online, 2009. URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/kwk>. Letzter Zugriff: 03.03.2014.
- E-CONTROL. CO<sub>2</sub> - Reduktionskosten. Online, 2011a. URL: <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/zahlen-daten-fakten/co2-effekte>. Letzter Zugriff: 06.03.2014.
- E-CONTROL. Was ist Ökostrom? Online, 2011b. URL: <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/>. Letzter Zugriff: 07.03.2014.
- E-CONTROL. Bestandsstatistik (excel-File: BeStGes-2012\_KW2EPLTyp.xls). Online, 2014a. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>. Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- E-CONTROL. Betriebsstatistik (excel-File: BStGes-2012\_JJ1Bilanz.xls). Online, 2014b. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2012>. Letzter Zugriff: 3.04.2014.
- Europäische Kommission. Staatliche Beihilfen NN 162/B/2003 und N 317/B/2006 - Österreich - Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Rahmen des Österreichischen Ökostromgesetzes (Unterstützungstarif). Online, 2006. URL: [http://ec.europa.eu/eu\\_law/state\\_aids/comp-2006/n317-b-06.pdf](http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/comp-2006/n317-b-06.pdf). Letzter Zugriff: 24.04.2014.

- Europäische Kommission. *Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050*. EU, 2011.
- Europäische Kommission. Das Emissionshandelssystem der EU (EU ETS). Online, 2013. URL: [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet\\_ets\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_de.pdf). Letzter Zugriff: 06.03.2014.
- Gores, S., Jörß, W., & Harthan, R. *KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten (Climate Change 02/2014)*. Umweltbundesamt, 2014.
- Gouw, J.A., Parrish, D.D., Frost, G.J., & Trainer, M. Reduced Emissions of CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> from U.S. Power Plants Due to the Switch from Coal to Natural Gas with Combined Cycle Technology. *Earth's Future*, 2014.
- Grünwald, R. *Treibhausgas - ab in die Versenkung? - Möglichkeiten und Risiken der Abscheidung und Lagerung von CO<sub>2</sub>*. edition sigma, 2008.
- Haas, R. & Nakicenovic, N. *Energiemodelle und Analysen - Skriptum zur Vorlesung mit Übung*. TU Wien - EEG, 2012.
- Herminghaus, H. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Wasserkraft, Windenergie, Biomasse, Photovoltaik. Online, 2011. URL: <http://www.co2-emissionen-vergleichen.de/Vermeidungskosten/Vergleich-CO2-Vermeidungskosten.html>. Letzter Zugriff: 06.03.2014.
- Hobohm, J., Klotz, E.M., Peter, F., & Wunsch, M. *Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende - Endbericht*. Prognos AG, 2012.
- IG Windkraft, Austrian Wind Energy Association. Windkraft in Österreich - Die Energie des 21. Jahrhunderts. Online, 2013. URL: <http://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2013.01.15/1358238218.pdf>. Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. Atomenergie: Philippsburg 2 bleibt länger abgeschaltet als geplant. Online, 2013. URL: <http://www.iwr.de/news.php?id=24160>. Letzter Zugriff: 25.03.2014.
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. Neue Pumpspeicher-Kraftwerke in Österreich helfen der Energiewende in Deutschland. Online, 2014. URL: <http://www.iwr.de/news.php?id=25617>. Letzter Zugriff: 11.03.2014.

- Kübler, K. EEG-Förderung der Photovoltaik: Über den Anfang nach dem Ende. *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, 63(9):27–31, 2013.
- Kober, T., Fahl, U., & Voß, A. *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung - Universität Stuttgart, 2012.
- Koepf, M., Mellahn, S., & Peter, F. *Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland*. Prognos AG, 2011.
- Kost, C., Mayer, J.N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., & Schlegl, T. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, 2013.
- Krey, V. *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. 2006.
- Kuckshinrichs, W. & Hake, J.F. *CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive - Advances in Systems Analysis 2*. Forschungszentrum Jülich, 2012.
- Kumar, S., Kwon, H.-T., Choi, K.-H., Lim, W., Cho, J. H., Tak, K., & Moon, I. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied Energy*, 88:4264–4273, 2011.
- Matthes, F.C. *CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten - Konzept, potenziale und Grenzen eines Instruments für politische Entscheidungen*. Institut für angewandte Ökologie - Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Umweltschutz und Technologie Berlin, 1998.
- McKinsey&Company, Inc. *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. 2007a.
- McKinsey&Company, Inc. *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland - Sektorperspektive Energie*. 2007b.
- McKinsey&Company, Inc. *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland - Aktualisierte Energieszenarien und -sensitivitäten, März 2009*. 2009a.

- McKinsey&Company, Inc. *Pathways to a Low-Carbon Economy - Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*. 2009b.
- Milojicic, G. Strom in Europa: Wechsel von der Kohle zum Gas oder Modernisierung der Stromerzeugung? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61:8–14, 2011.
- Mühlenhoff, J. Kosten und Preise für Strom - Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich - Externe Kosten: Die Schäden, die auf der Stromrechnung fehlen. *Renews Spezial*, 52:28–30, 2011.
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., & Wenzel, B. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik (Abt. Systemanalyse und Technikbewertung), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012.
- Österreichischer Biomasse-Verband. Basisdaten 2013 Bioenergie. Online, 2014. URL: [http://www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam\\_frontend\\_push&docID=2019](http://www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam_frontend_push&docID=2019). Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- Österreichs Energie. Zeit zum Handeln - Der Aktionsplan von Österreichs Energie. Online, 2012. URL: <http://oesterreichsenergie.at/branche/stromerzeugung/der-flexible-erzeugungsmix-in-oesterreich.html>. Letzter Zugriff: 10.03.2014.
- Österreichs Energie. Stromversorgung: Der flexible Erzeugungsmix in Österreich. Online, 2014a. URL: <http://oesterreichsenergie.at/branche/stromerzeugung/der-flexible-erzeugungsmix-in-oesterreich.html>. Letzter Zugriff: 10.03.2014.
- Österreichs Energie. Presseinformation: Klimafreundlicher Strom aus Österreich - E-Wirtschaft trug maßgeblich zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Online, 2014b. URL: <http://oesterreichsenergie.at/medien/presse/presseaussendungen-340.html>. Letzter Zugriff: 15.04.2014.
- Oswald, K., Doerler, J., & Seth, A. *The Future of the European Gas Supply - This decade will be a game changer for Europe*. A.T. KEARNY, 2011.
- Pahle, M., Fan, L., & Schill, W. P. *How Emission Certificate Allocation Distort Fossil Investment: The German Example*. Thieme, 2011.

- PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. Die österreichische Photovoltaik Branche in Zahlen. Online, 2013. URL: <http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/2013-06-11-Fact-sheet-PV-Branche.pdf>. Letzter Zugriff: 24.03.2014.
- Rogers, H. V. *LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford Institute for Energy Studies, 2010.
- Roon, S. & Huck, M. *Merit Order des Kraftwerksparks*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010.
- Sandbag. THE EU EMISSIONS TRADING SCHEME (ETS) - A CRITICAL PERSPECTIVE. Online, 2013. URL: [http://gef.eu/uploads/media/Rob\\_Elsworth\\_-\\_ETS\\_-\\_Sandbag.pdf](http://gef.eu/uploads/media/Rob_Elsworth_-_ETS_-_Sandbag.pdf). Letzter Zugriff: 07.03.2014.
- Schmidt, E., Pahle, M., & Knopf, B. Renewable electricity generation in Germany: A meta-analysis of mitigation scenarios. *Energy Policy*, 61:1151–1163, 2013.
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., & von Hirschhausen, C. *Current and Prospective Production Costs of Electricity Generation*. URBAN & FISCHER, 2013.
- Spiegel Online. Umstrittene Technik: Bundesrat beschließt Kohlendioxid-Speicherung. Online, 2012. URL: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/bundesrat-beschliesst-gesetz-zur-unterirdischen-speicherung-von-co2-a-841739.html>. Letzter Zugriff: 04.03.2014.
- Stuckenberger, P. (Hrsg.). *Connecting Possibilities - Scenarios for Optimizing Energy Systems*. Siemens Energy Sector, 2013.
- Umweltbundesamt. Kraft-Wärme-Kopplung: Strom- und Wärmeerzeugung 2003 bis 2011. Online, 2013a. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung>. Letzter Zugriff: 26.03.2014.
- Umweltbundesamt. Energie aus Wasserkraft. Online, 2013b. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/energie-aus-wasserkraft>. Letzter Zugriff: 31.03.2014.
- Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Online, 2013c. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate\\_change\\_07\\_2013\\_icha\\_co2emissionen\\_des\\_dt\\_strommixes\\_webfassung\\_barrierefrei.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf). Letzter Zugriff: 25.03.2014.

- Umweltbundesamt. Treibhausgasausstoß im Jahr 2013 erneut um 1,2 Prozent leicht gestiegen - Kohlestrom erhöht die Emissionen - und gefährdet so das nationale Klimaschutzziel. Online, 2014. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/treibhausgasausstoss-im-jahr-2013-erneut-um-12>. Letzter Zugriff: 15.04.2014.
- Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). Die Reform des europäischen Emissionshandels im Kontext der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele der Europäischen Union. Online, 2013d. URL: [http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Zielpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Zielpapier.pdf?__blob=publicationFile). Letzter Zugriff: 07.03.2014.
- Vattenfall, Europe Generation AG. Pumpspeicherwerke - Baustein der Energiewende - Wissen 05 - Daten, Fakten, Einblicke in die Energiewirtschaft. Online, 2012. URL: [http://corporate.vattenfall.de/Global/Deutschland/Geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke\\_broschure.pdf](http://corporate.vattenfall.de/Global/Deutschland/Geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke_broschure.pdf). Letzter Zugriff: 17.03.2014.
- Voß, A. Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken - Stand 2005. Online, 2005. URL: [http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht\\_01.pdf](http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_01.pdf). Letzter Zugriff: 24.04.2014.
- Wang, Q., Chen, X., N.Jha, A., & Rogers, H. Natural gas from shale formation - The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:1–28, 2014.
- WirtschaftsBlatt Medien GmbH. Preis für Uran dürfte bald steigen. Online, 2013. URL: [http://corporate.vattenfall.de/Global/Deutschland/Geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke\\_broschure.pdf](http://corporate.vattenfall.de/Global/Deutschland/Geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke_broschure.pdf). Letzter Zugriff: 31.03.2014.
- WWF. Mythos Wasserkraft - Glorifizierung und Wirklichkeit. Online, 2012. URL: [http://www.fluessevollerleben.at/fileadmin/user\\_upload/PDF/Broschuere\\_Mythos\\_Wasserkraft-Ansicht.pdf](http://www.fluessevollerleben.at/fileadmin/user_upload/PDF/Broschuere_Mythos_Wasserkraft-Ansicht.pdf). Letzter Zugriff: 31.03.2014.
- Ziems, C., Meinke, S., Nocke, J., Weber, H., & Hassel, E. *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*, volume 13/09. Univerität Rostock - VGB Powertech, 2012.

# Anhang

Hier werden nach der Darstellung der Resultate des Jahres 2012 mit den verschiedenen Implementierungsvarianten der Kaltstartkosten, die detaillierten Ergebnisse der Szenarien bzw. deren Vergleich gezeigt. Anschließend werden die Resultate der Sensitivitätsanalysen gezeigt<sup>24</sup>. Am Ende dieses Kapitels befindet sich die Eidesstattliche Erklärung.

## Modellierung mit Kaltstartkosten

Vergleich der Strombereitstellung nach Energieträgern zwischen den Implementierungsvarianten der Kaltstartkosten und den realen Werten von 2012

Energieträger	2012 [%]	Variante 1 [%]	Variante 2 [%]	Ohne [%]
Braunkohle	24,73	23,50	23,36	23,57
Steinkohle	18,50	20,40	21,06	20,21
Uran	15,27	15,28	15,15	15,33
Erdgas	13,10	13,18	13,02	13,16
Erdöl	1,34	0,00	0,00	0,00
Wind	8,16	7,54	7,47	7,56
Biomasse	6,65	7,30	7,23	7,32
Wasser excl. PS	8,18	8,36	8,29	8,39
Wasser incl. PS	11,58	9,43	11,04	8,63
PV	4,07	4,45	4,41	4,46

Vergleich der Ergebnisse zwischen den Implementierungsvarianten der Kaltstartkosten

	Variante 1	Variante 2	Ohne	Einheit
Brennstoffkosten	15.568,1	15.674,5	15.464,6	[Mio. EUR]
Startkosten	42,5	354,3	0,0	[Mio. EUR]
Zertifikatskosten	2.398,7	2.426,4	2.380,4	[Mio. EUR]
fixe O&M-Kosten	5.619,6	5.619,6	5.619,6	[Mio. EUR]
variable O&M-Kosten	2.631,2	2.663,8	2.621,5	[Mio. EUR]
Investitionskosten	0,0	0,0	0,0	[Mio. EUR]
Gesamtkosten inkl. Z.K.	26.260,1	26.738,6	26.086,1	[Mio. EUR]
Gesamtkosten excl. Z.K.	23.861,4	24.312,2	23.705,7	[Mio. EUR]
Gesamte Erzeugung	634,1	639,5	632,2	[Mio. MWh]
CO <sub>2</sub> -Emissionen inkl. KWK	335,2	339,5	332,8	[Mio. t]
CO <sub>2</sub> -Emissionen excl. KWK	325,2	329,2	322,9	[Mio. t]
Rechendauer	2.291	834	19	[s]

<sup>24</sup>Alle im Anhang dargestellten Abbildungen und Tabellen basieren auf eigenen Daten bzw. Ergebnissen.

## Ergebnisse der Szenarien

Ergebnisse Basis-Szenario

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Einheit
Braunkohle	149,00	162,78	157,10	151,94	150,26	147,69	154,82	150,71	155,25	153,92	160,74	167,93	167,92	167,02	165,51	164,24	163,12	161,11	159,00	[Mio. MWh]
Steinkohle	127,80	113,06	119,14	123,61	126,77	121,59	119,06	111,81	111,41	105,70	116,43	125,46	119,78	114,76	110,34	106,27	101,58	97,69	94,24	[Mio. MWh]
Uran	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	[Mio. MWh]
Erdgas	83,23	77,27	69,93	63,76	65,74	66,73	65,66	70,23	76,35	65,10	65,10	79,09	87,53	86,66	85,80	84,31	83,26	82,40	81,27	[Mio. MWh]
Wind	47,78	52,15	56,51	60,88	65,24	69,61	73,98	78,34	82,71	87,08	91,44	95,81	100,18	104,54	108,91	113,28	117,64	122,01	126,38	[Mio. MWh]
Biomasse	46,26	46,75	47,24	47,73	48,22	48,71	49,20	49,69	50,18	50,67	51,17	51,66	52,15	52,64	53,13	53,62	54,11	54,60	55,09	[Mio. MWh]
Wasser	53,03	53,43	53,84	54,25	54,66	55,07	55,49	55,91	56,33	56,75	57,18	57,60	58,03	58,47	58,90	59,34	59,78	60,23	60,67	[Mio. MWh]
PV	28,22	29,77	31,33	32,88	34,43	35,98	37,53	39,09	40,64	42,19	43,74	45,29	46,85	48,40	49,95	51,50	53,05	54,60	56,16	[Mio. MWh]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Gesamt	632,23	632,12	632,00	631,95	632,00	632,05	632,10	632,13	632,18	632,23	632,28	632,29	632,43	632,49	632,53	632,55	632,55	632,64	632,82	[Mio. MWh]
Braunkohle	23,57	25,75	24,86	24,04	23,78	23,37	24,49	23,84	24,56	24,35	25,42	26,56	26,55	26,41	26,17	25,96	25,79	25,47	25,13	[%]
Steinkohle	20,21	17,89	18,85	19,56	20,06	19,24	18,84	17,69	17,62	16,72	18,41	19,84	18,94	18,14	17,44	16,80	16,06	15,44	14,89	[%]
Uran	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	[%]
Erdgas	13,16	12,22	11,07	10,09	10,40	10,56	11,11	11,16	11,20	12,51	14,00	13,84	13,70	13,56	13,33	13,16	13,02	12,84	12,84	[%]
Wind	7,56	8,25	8,94	9,63	10,32	11,01	11,70	12,39	13,08	13,77	14,46	15,15	15,84	16,53	17,22	17,91	18,60	19,29	19,97	[%]
Biomasse	7,32	7,40	7,47	7,55	7,63	7,71	7,78	7,86	7,94	8,02	8,09	8,17	8,25	8,32	8,40	8,48	8,55	8,63	8,71	[%]
Wasser	8,39	8,45	8,52	8,58	8,65	8,71	8,78	8,84	8,91	8,98	9,04	9,11	9,18	9,24	9,31	9,38	9,45	9,52	9,59	[%]
PV	4,46	4,71	4,96	5,20	5,45	5,69	5,94	6,18	6,43	6,67	6,92	7,16	7,41	7,65	7,90	8,14	8,39	8,63	8,87	[%]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
CO <sub>2</sub> -Emissionen	332,80	326,09	314,87	305,45	305,30	296,98	299,92	288,69	292,27	285,25	307,87	326,08	316,44	306,64	296,89	288,00	279,34	270,79	262,67	[Mio. t]
Systemkosten	23,71	24,27	24,89	25,58	26,41	27,01	27,74	28,37	29,18	29,70	30,89	32,13	32,64	33,16	33,69	34,21	34,74	35,28	35,82	[Mrd. EUR]

Ergebnisse Gas-Szenario

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Einheit
Braunkohle	149,00	162,78	157,10	151,04	149,90	147,34	152,23	149,95	148,95	146,54	151,12	150,45	145,17	139,99	134,42	129,34	124,23	119,70	114,81	[Mio. MWh]
Steinkohle	127,80	113,06	119,14	121,19	125,89	120,74	115,72	111,27	109,15	100,99	112,00	118,30	109,95	101,48	93,57	85,74	77,82	70,33	63,81	[Mio. MWh]
Uran	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	96,90	[Mio. MWh]
Erdgas	83,23	77,27	69,93	63,76	65,74	66,73	65,66	70,23	76,35	65,10	65,10	79,09	87,53	86,66	85,80	84,31	83,26	82,40	81,27	[Mio. MWh]
Wind	47,78	52,15	56,51	60,88	65,24	69,61	73,98	78,34	82,71	87,08	91,44	95,81	100,18	104,54	108,91	113,28	117,64	122,01	126,38	[Mio. MWh]
Biomasse	46,26	46,75	47,24	47,73	48,22	48,71	49,20	49,69	50,18	50,67	51,17	51,66	52,15	52,64	53,13	53,62	54,11	54,60	55,09	[Mio. MWh]
Wasser	53,03	53,43	53,84	54,25	54,66	55,07	55,49	55,91	56,33	56,75	57,18	57,60	58,03	58,47	58,90	59,34	59,78	60,23	60,67	[Mio. MWh]
PV	28,22	29,77	31,33	32,88	34,43	35,98	37,53	39,09	40,64	42,19	43,74	45,29	46,85	48,40	49,95	51,50	53,05	54,60	56,16	[Mio. MWh]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Gesamt	632,23	632,12	632,00	631,95	631,99	632,06	632,10	632,15	632,23	632,21	632,31	632,32	632,39	632,44	632,43	632,47	632,47	632,50	632,57	[Mio. MWh]
Braunkohle	23,57	25,75	24,86	23,90	23,72	23,31	24,08	23,72	23,56	23,18	23,90	23,79	22,96	22,13	21,26	20,45	19,64	18,93	18,15	[%]
Steinkohle	20,21	17,89	18,85	19,18	19,92	19,10	18,31	17,60	17,26	15,97	17,71	18,71	17,39	16,05	14,80	13,56	12,30	11,12	10,09	[%]
Uran	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	[%]
Erdgas	13,16	12,22	11,07	10,61	10,60	10,75	11,33	11,32	12,52	13,11	14,73	17,90	18,99	20,07	21,12	22,08	23,06	23,88	24,61	[%]
Wind	7,56	8,25	8,94	9,63	10,32	11,01	11,70	12,39	13,08	13,77	14,46	15,15	15,84	16,53	17,22	17,91	18,60	19,29	19,98	[%]
Biomasse	7,32	7,40	7,47	7,55	7,63	7,71	7,78	7,86	7,94	8,02	8,09	8,17	8,25	8,32	8,40	8,48	8,56	8,63	8,71	[%]
Wasser	8,39	8,45	8,52	8,58	8,65	8,71	8,78	8,84	8,91	8,98	9,04	9,11	9,18	9,24	9,31	9,38	9,45	9,52	9,59	[%]
PV	4,46	4,71	4,96	5,20	5,45	5,69	5,94	6,18	6,43	6,67	6,92	7,16	7,41	7,65	7,90	8,14	8,39	8,63	8,88	[%]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
CO <sub>2</sub> -Emissionen	332,80	326,09	314,87	302,82	304,32	296,04	294,86	287,64	284,11	274,38	294,60	306,99	294,33	281,83	269,44	257,61	245,95	235,18	224,87	[Mio. t]
Systemkosten	23,71	24,27	24,89	25,54	26,36	26,96	27,75	28,44	29,26	29,92	31,16	32,55	33,19	33,83	34,47	35,11	35,75	36,37	36,99	[Mrd. EUR]

Ergebnisse Kohle-Szenario

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Einheit
Braunkohle	149,00	162,78	157,10	152,02	150,52	147,37	153,02	152,25	154,02	151,52	153,56	163,73	165,01	166,31	166,69	167,41	168,36	168,78	168,96	[Mio. MWh]
Steinkohle	127,80	113,06	119,14	123,85	127,92	126,92	127,07	126,28	128,29	127,02	148,66	162,24	159,72	156,74	154,05	150,80	147,32	143,85	139,63	[Mio. MWh]
Uran	96,90	96,90	96,90	96,90	86,66	86,66	76,35	65,10	65,10	65,10	32,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Erdgas	83,23	77,27	69,93	63,47	64,35	61,78	59,48	54,34	55,06	52,07	54,16	56,14	50,60	45,41	40,86	36,54	32,31	28,69	26,04	[Mio. MWh]
Wind	47,78	52,15	56,51	60,88	65,24	69,61	73,98	78,34	82,71	87,08	91,44	95,81	100,18	104,54	108,91	113,28	117,64	122,01	126,38	[Mio. MWh]
Biomasse	46,26	46,75	47,24	47,73	48,22	48,71	49,20	49,69	50,18	50,67	51,17	51,66	52,15	52,64	53,13	53,62	54,11	54,60	55,09	[Mio. MWh]
Wasser	53,03	53,43	53,84	54,25	54,66	55,07	55,49	55,91	56,33	56,75	57,18	57,60	58,03	58,47	58,90	59,34	59,78	60,23	60,67	[Mio. MWh]
PV	28,22	29,77	31,33	32,88	34,43	35,98	37,53	39,09	40,64	42,19	43,74	45,29	46,85	48,40	49,95	51,50	53,05	54,60	56,16	[Mio. MWh]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Gesamt	632,23	632,12	632,00	631,99	632,01	632,09	632,13	632,25	632,33	632,40	632,42	632,47	632,52	632,51	632,49	632,48	632,58	632,75	632,92	[Mio. MWh]
Braunkohle	23,57	25,75	24,86	24,05	23,82	23,31	24,21	24,08	24,36	23,96	24,28	25,89	26,09	26,29	26,36	26,47	26,62	26,67	26,69	[%]
Steinkohle	20,21	17,89	18,85	19,60	20,24	20,07	20,10	19,97	20,29	20,09	23,51	25,65	25,25	24,78	24,36	23,84	23,29	22,73	22,06	[%]
Uran	15,33	15,33	15,33	15,33	13,71	13,71	12,08	12,08	10,29	10,29	5,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
Erdgas	13,16	12,22	11,07	10,04	10,18	9,77	9,41	8,59	8,71	8,23	8,56	8,88	8,00	7,18	6,46	5,78	5,11	4,53	4,11	[%]
Wind	7,56	8,25	8,94	9,63	10,32	11,01	11,70	12,39	13,08	13,77	14,46	15,15	15,84	16,53	17,22	17,91	18,60	19,28	19,97	[%]
Biomasse	7,32	7,40	7,47	7,55	7,63	7,71	7,78	7,86	7,94	8,01	8,09	8,17	8,24	8,32	8,40	8,48	8,55	8,63	8,70	[%]
Wasser	8,39	8,45	8,52	8,58	8,65	8,71	8,78	8,84	8,91	8,97	9,04	9,11	9,18	9,24	9,31	9,38	9,45	9,52	9,59	[%]
PV	4,46	4,71	4,96	5,20	5,45	5,69	5,94	6,18	6,43	6,67	6,92	7,16	7,41	7,65	7,90	8,14	8,39	8,63	8,87	[%]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
CO <sub>2</sub> -Emissionen	332,80	326,09	314,87	305,67	306,26	298,78	300,66	294,04	294,56	288,04	308,06	329,25	321,27	313,64	305,82	298,55	291,86	285,24	278,54	[Mio. t]
Systemkosten	23,71	24,26	24,88	25,49	26,28	26,83	27,63	28,13	28,95	29,47	30,73	31,89	32,39	32,90	33,43	33,97	34,51	35,07	35,63	[Mrd. EUR]

Ergebnisse Uran-Szenario

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Einheit
Braunkohle	149,00	157,63	153,28	148,17	145,34	143,07	145,80	142,61	143,85	142,19	140,74	138,54	136,44	134,57	132,54	130,31	128,39	126,49	124,49	[Mio. MWh]
Steinkohle	127,80	115,61	121,06	123,16	122,25	117,57	111,18	104,97	100,20	95,99	91,73	87,17	83,84	80,18	76,47	73,43	70,41	67,58	64,49	[Mio. MWh]
Uran	96,90	96,90	96,90	96,90	86,66	86,66	76,35	65,10	65,10	65,10	32,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Erdgas	83,23	79,98	71,96	68,05	65,00	62,21	62,15	64,77	60,73	59,68	59,68	58,38	57,29	56,75	56,65	56,31	56,11	55,89	55,57	[Mio. MWh]
Wind	47,78	52,15	56,51	60,88	65,24	69,61	73,98	78,34	82,71	87,08	91,44	95,81	100,18	104,54	108,91	113,28	117,64	122,01	126,38	[Mio. MWh]
Biomasse	46,26	46,75	47,24	47,73	48,22	48,71	49,20	49,69	50,18	50,67	51,17	51,66	52,15	52,64	53,13	53,62	54,11	54,60	55,09	[Mio. MWh]
Wasser	53,03	53,43	53,84	54,25	54,66	55,07	55,49	55,91	56,33	56,75	57,18	57,60	58,03	58,47	58,90	59,34	59,78	60,23	60,67	[Mio. MWh]
PV	28,22	29,77	31,33	32,88	34,43	35,98	37,53	39,09	40,64	42,19	43,74	45,29	46,85	48,40	49,95	51,50	53,05	54,60	56,16	[Mio. MWh]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[Mio. MWh]
Gesamt	632,23	632,23	632,12	632,02	632,06	632,14	632,24	632,27	632,40	632,49	632,56	632,63	632,69	632,84	633,04	633,18	633,36	633,55	633,73	[Mio. MWh]
Braunkohle	23,57	24,93	24,25	23,44	22,99	22,63	23,06	22,55	22,75	22,48	22,25	21,90	21,57	21,26	20,94	20,58	20,27	19,96	19,64	[%]
Steinkohle	20,21	18,29	19,15	19,49	19,34	18,60	17,59	16,60	15,84	15,18	14,50	13,78	13,25	12,67	12,08	11,60	11,12	10,67	10,18	[%]
Uran	15,33	15,33	15,33	15,33	13,71	13,71	12,08	12,08	10,29	10,29	5,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
Erdgas	13,16	12,65	11,38	10,77	10,28	10,32	9,83	10,24	9,74	9,60	9,43	9,44	9,23	9,05	8,92	8,72	8,47	8,20	7,98	[%]
Wind	7,56	8,25	8,94	9,63	10,32	11,01	11,70	12,39	13,08	13,77	14,46	15,15	15,83	16,52	17,20	17,89	18,57	19,26	19,94	[%]
Biomasse	7,32	7,39	7,47	7,55	7,63	7,71	7,78	7,86	7,94	8,01	8,09	8,17	8,24	8,32	8,39	8,47	8,54	8,62	8,69	[%]
Wasser	8,39	8,45	8,52	8,58	8,65	8,71	8,78	8,84	8,91	8,97	9,04	9,11	9,17	9,24	9,30	9,37	9,44	9,51	9,57	[%]
PV	4,46	4,71	4,96	5,20	5,45	5,69	5,94	6,18	6,43	6,67	6,91	7,16	7,40	7,65	7,89	8,13	8,38	8,62	8,86	[%]
Erdöl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	[%]
CO <sub>2</sub> -Emissionen	332,80	322,31	311,94	300,92	293,57	285,89	278,39	268,87	262,69	256,34	250,29	240,94	232,65	224,61	216,64	209,19	202,26	195,76	189,27	[Mio. t]
Systemkosten	23,71	24,26	24,86	25,48	26,05	26,60	27,09	27,67	28,23	28,74	29,23	29,81	30,37	30,93	31,50	32,05	32,60	33,15	33,69	[Mrd. EUR]

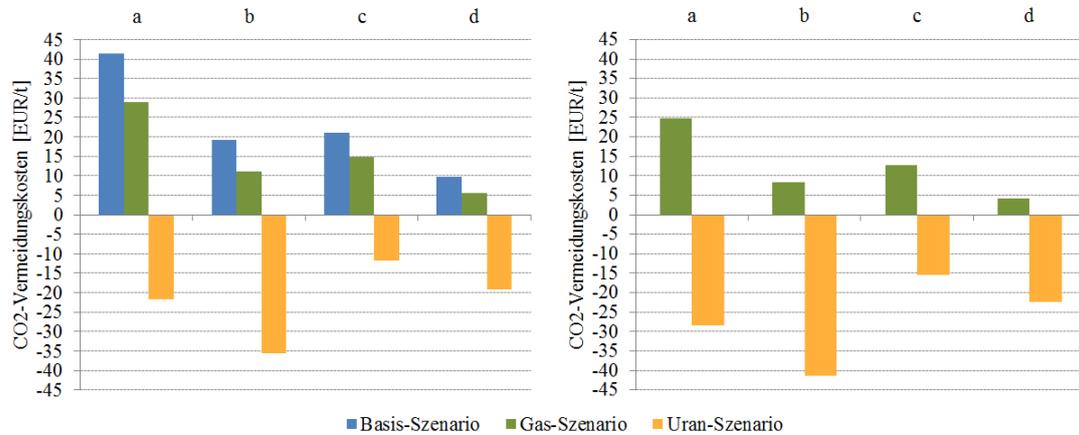
Strombereitstellungskosten der Jahre 2012 bis 2030

Strombereitstellungskosten [EUR/MWh]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Basis-Szenario	37,50	38,39	39,39	40,48	41,78	42,73	43,89	44,87	46,16	46,98	48,86	50,82	51,61	52,43	53,26	54,09	54,92	55,77	56,60
Gas-Szenario	37,50	38,39	39,39	40,41	41,71	42,66	43,90	44,98	46,29	47,33	49,29	51,48	52,48	53,50	54,51	55,52	56,52	57,51	58,48
Kohle-Szenario	37,50	38,38	39,37	40,34	41,58	42,45	43,71	44,50	45,78	46,60	48,59	50,42	51,21	52,02	52,86	53,71	54,56	55,42	56,29
Uran-Szenario	37,50	38,37	39,33	40,32	41,21	42,08	42,84	43,77	44,63	45,43	46,22	47,12	48,00	48,88	49,75	50,63	51,48	52,32	53,16

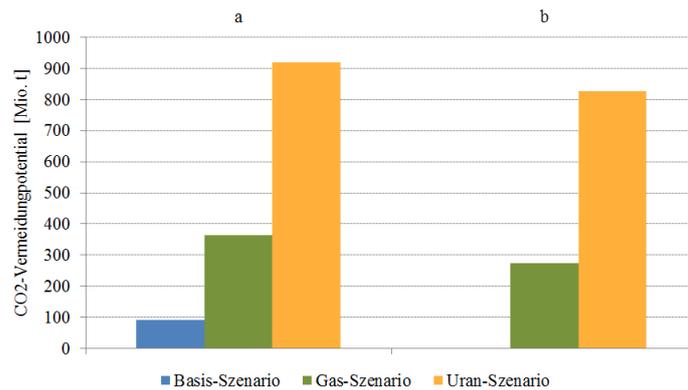
Emissionsfaktoren der Jahre 2012 bis 2030

Emissionsfaktor [g/kWh]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Basis-Szenario	526,39	515,87	498,21	483,35	483,08	469,86	474,47	456,69	462,33	451,18	486,92	515,72	500,37	484,81	469,37	455,30	441,61	428,04	415,08
Gas-Szenario	526,39	515,87	498,21	479,19	481,53	468,38	466,47	455,01	449,38	434,00	465,92	485,49	465,42	445,63	426,04	407,30	388,87	371,83	355,48
Kohle-Szenario	526,39	515,87	498,21	483,67	484,58	472,68	475,62	465,07	465,83	455,47	487,11	520,59	507,92	495,86	483,52	472,03	461,39	450,79	440,08
Uran-Szenario	526,39	509,80	493,48	476,13	464,47	452,26	440,32	425,24	415,39	405,28	395,67	380,86	367,71	354,93	342,23	330,38	319,35	308,99	298,67

## Vergleich der Szenarien



CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener Berechnungen mit Kohle-Referenz-Szenario (links) und Basis-Referenz-Szenario (rechts): (a) Systemkosten ohne Zertifikatskosten und diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen (b) Systemkosten mit Zertifikatskosten und diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen (c) Systemkosten ohne Zertifikatskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen (d) Systemkosten mit Zertifikatskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen



CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale: mit (a) Kohle-Referenz-Szenario und (b) Basis-Referenz-Szenario

Jährliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario

CO <sub>2</sub> -Vk. [EUR/t]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas-Szenario	10,38	20,15	20,50	21,96	24,85	27,15	28,61	29,58	30,18	30,67	31,06
Uran-Szenario	-32,20	-33,48	-28,78	-27,25	-27,08	-27,13	-27,32	-27,38	-27,71	-28,42	-29,01

Jährliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario

CO <sub>2</sub> -Vk. [EUR/t]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Basis-Szenario								76,45	51,55	36,68	28,43	22,78	18,20	14,86	11,90
Gas-Szenario	41,74	46,61	21,31	47,46	30,42	33,37	32,33	29,72	29,64	29,25	28,57	27,83	26,91	26,11	25,40
Uran-Szenario	-18,01	-18,29	-24,28	-18,32	-22,58	-23,07	-25,86	-23,53	-22,80	-22,11	-21,74	-21,46	-21,29	-21,43	-21,73

## Sensitivitätsanalyse: Stromverbrauch

Systemkosten 2012 bis 2030 im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

Gesamtkosten [Mrd. EUR]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Starker Rückgang	342,78	343,40	345,85	331,93
Leichter Rückgang	353,62	354,86	357,83	342,69
Stabile Nachfrage	365,38	367,32	370,79	354,57
Leichter Anstieg	378,22	380,89	384,85	367,60

Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen 2012 bis 2030 in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Starker Rückgang	4.913,42	4.863,98	4.685,28	4.068,96
Leichter Rückgang	5.337,41	5.270,28	5.044,64	4.461,97
Stabile Nachfrage	5.793,99	5.702,36	5.428,73	4.875,34
Leichter Anstieg	6.280,74	6.158,34	5.836,67	5.313,85

Gesamte diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen (disk.) [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Starker Rückgang	3.395,90	3.370,47	3.277,60	2.939,19
Leichter Rückgang	3.637,70	3.603,26	3.486,98	3.164,20
Stabile Nachfrage	3.896,25	3.849,58	3.708,91	3.399,98
Leichter Anstieg	4.170,36	4.107,91	3.942,68	3.648,33

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten Kohle-R.-S. [EUR/t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Starker Rückgang	24,32	25,97	-23,75
Leichter Rückgang	36,00	27,93	-23,07
Stabile Nachfrage	41,46	28,87	-21,79
Leichter Anstieg	42,79	29,10	-20,34

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential Kohle-R.-S. [Mio. t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Starker Rückgang	49,45	228,14	844,46
Leichter Rückgang	67,14	292,78	875,44
Stabile Nachfrage	91,63	365,26	918,66
Leichter Anstieg	122,40	444,08	966,89

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Basis-R.-S. [EUR/t]</b>	<b>Gas-Szenario</b>	<b>Uran-Szenario</b>
Starker Rückgang	26,42	-26,59
Leichter Rückgang	25,54	-27,70
Stabile Nachfrage	24,69	-28,35
Leichter Anstieg	23,93	-28,91

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Stromverbrauchs-Entwicklung

<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential Basis-R.-S. [Mio. t]</b>	<b>Gas-Szenario</b>	<b>Uran-Szenario</b>
Starker Rückgang	178,69	795,01
Leichter Rückgang	225,64	808,31
Stabile Nachfrage	273,63	827,03
Leichter Anstieg	321,68	844,49

## Sensitivitätsanalyse: Zertifikatspreis

Systemkosten 2012 bis 2030 im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

Gesamtkosten [Mrd. EUR]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	364,05	365,53	368,93	353,24
Kleine Steigerung	365,38	367,32	370,79	354,57
Mittlere Steigerung	368,05	371,01	374,55	357,48
Starke Steigerung	372,32	376,84	380,79	362,63
Kosteninternalisierung	394,62	402,87	407,65	385,97

Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen 2012 bis 2030 in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	5.993,50	5.970,52	5.708,51	5.070,76
Kleine Steigerung	5.793,99	5.702,36	5.428,73	4.875,34
Mittlere Steigerung	5.556,61	5.368,09	5.089,66	4.617,33
Starke Steigerung	5.307,72	5.030,48	4.726,54	4.318,52
Kosteninternalisierung	4.560,38	4.170,22	3.833,89	3.534,65

Gesamte diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen (disk.) [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	4.010,55	3.999,68	3.862,62	3.509,68
Kleine Steigerung	3.896,25	3.849,58	3.708,91	3.399,98
Mittlere Steigerung	3.764,83	3.669,14	3.527,15	3.260,54
Starke Steigerung	3.624,10	3.483,05	3.327,10	3.095,49
Kosteninternalisierung	3.070,31	2.855,56	2.679,44	2.519,42

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten Kohle-R.-S. [EUR/t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	135,77	33,02	-21,57
Kleine Steigerung	41,46	28,87	-21,79
Mittlere Steigerung	30,96	27,34	-20,95
Starke Steigerung	32,07	28,51	-18,33
Kosteninternalisierung	38,40	33,34	-15,70

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential Kohle-R.-S. [EUR/t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	22,98	285,00	922,74
Kleine Steigerung	91,63	365,26	918,66
Mittlere Steigerung	188,52	466,95	939,28
Starke Steigerung	277,24	581,18	989,19
Kosteninternalisierung	390,16	726,49	1.025,73

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten Basis-R.-S. [EUR/t]	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	24,87	-25,06
Kleine Steigerung	24,69	-28,35
Mittlere Steigerung	24,90	-33,10
Starke Steigerung	25,28	-36,67
Kosteninternalisierung	27,17	-50,27

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Zertifikatspreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential Basis-R.-S. [Mio. t]	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Keine Steigerung	262,01	899,76
Kleine Steigerung	273,63	827,03
Mittlere Steigerung	278,43	750,76
Starke Steigerung	303,94	711,96
Kosteninternalisierung	336,33	635,57

## Sensitivitätsanalyse: Brennstoffpreise

Systemkosten 2012 bis 2030 im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Brennstoffpreis-Entwicklung

Gesamtkosten [Mrd. EUR]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
LNG	352,81	352,84	353,39	343,40
Schwacher EG-Anstieg	360,83	362,85	366,00	351,16
Starker EG-Anstieg	365,64	367,86	372,23	354,93
Konstanter Preis	360,54	362,30	364,75	350,85
Leichter Anstieg	365,38	367,32	370,79	354,57
Mittlerer Anstieg	370,11	372,51	377,48	358,45
Starker Anstieg	383,91	386,75	391,96	371,33

Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen 2012 bis 2030 in Abhängigkeit von der Brennstoffpreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
LNG	5.334,97	5.055,81	4.750,94	4.340,85
Schwacher EG-Anstieg	5.796,22	5.780,56	5.582,73	4.929,82
Starker EG-Anstieg	5.948,14	5.957,62	5.732,02	5.061,54
Konstanter Preis	5.625,18	5.494,20	5.239,60	4.711,56
Leichter Anstieg	5.793,99	5.702,36	5.428,73	4.875,34
Mittlerer Anstieg	5.980,46	5.896,45	5.587,03	5.020,07
Starker Anstieg	5.967,30	5.910,03	5.625,55	5.030,18

Gesamte diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Brennstoffpreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Emissionen (disk.) [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
LNG	3.648,88	3.508,44	3.352,63	3.118,45
Schwacher EG-Anstieg	3.900,75	3.892,59	3.790,20	3.432,29
Starker EG-Anstieg	3.988,29	3.993,17	3.875,49	3.507,34
Konstanter Preis	3.800,06	3.733,37	3.603,53	3.309,15
Leichter Anstieg	3.896,25	3.849,58	3.708,91	3.399,98
Mittlerer Anstieg	4.001,79	3.960,28	3.799,44	3.480,89
Starker Anstieg	3.994,92	3.966,48	3.818,14	3.486,37

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Brennstoffpreis-Entwicklung

CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten Basis-R.-S. [EUR/t]	Gas-Szenario	Uran-Szenario
LNG	3,48	-24,21
Schwacher EG-Anstieg	30,77	-25,38
Starker EG-Anstieg	37,16	-26,61
Konstanter Preis	18,84	-26,99
Leichter Anstieg	24,69	-28,35
Mittlerer Anstieg	30,86	-29,34
Starker Anstieg	35,14	-32,11

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der  
Brennstoffpreis-Entwicklung

<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential Basis-R.-S. [Mio. t]</b>	<b>Gas-Szenario</b>	<b>Uran-Szenario</b>
LNG	304,88	714,97
Schwacher EG-Anstieg	197,83	850,74
Starker EG-Anstieg	225,59	896,08
Konstanter Preis	254,60	782,64
Leichter Anstieg	273,63	827,03
Mittlerer Anstieg	309,42	876,38
Starker Anstieg	284,48	879,86

## Sensitivitätsanalyse: Regenerative Energien

Systemkosten 2012 bis 2030 im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

Gesamtkosten [Mrd. EUR]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Kein Ausbau	315,63	319,11	323,64	305,23
Leichter Ausbau	340,13	342,83	346,84	329,45
Mittlerer Ausbau	365,38	367,32	370,79	354,57
Starker Ausbau	392,44	393,65	396,56	381,70

Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen 2012 bis 2030 in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

CO <sub>2</sub> -Emissionen [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Kein Ausbau	6.811,22	6.659,86	6.280,84	5.794,18
Leichter Ausbau	6.299,06	6.180,26	5.855,27	5.335,16
Mittlerer Ausbau	5.793,99	5.702,36	5.428,73	4.875,34
Starker Ausbau	5.278,21	5.210,02	4.986,52	4.411,51

Gesamte diskontierte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Basisjahr 2012 in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

CO <sub>2</sub> -Emissionen (disk.) [Mio. t]	Kohle-Szenario	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Kein Ausbau	4.470,44	4.393,12	4.198,81	3.921,50
Leichter Ausbau	4.181,57	4.121,02	3.954,32	3.661,20
Mittlerer Ausbau	3.896,25	3.849,58	3.708,91	3.399,98
Starker Ausbau	3.604,52	3.569,44	3.454,14	3.134,99

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten Kohle-R.-S. [EUR/t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Kein Ausbau	45,06	29,51	-18,94
Leichter Ausbau	44,47	29,51	-20,53
Mittlerer Ausbau	41,46	28,87	-21,79
Starker Ausbau	34,38	27,34	-22,88

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Kohle-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

CO <sub>2</sub> -Vermeidungspotential Kohle-R.-S. [Mio. t]	Basis-Szenario	Gas-Szenario	Uran-Szenario
Kein Ausbau	151,37	530,39	1.017,04
Leichter Ausbau	118,80	443,79	963,90
Mittlerer Ausbau	91,63	365,26	918,66
Starker Ausbau	68,19	291,69	866,70

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Basis-R.-S. [EUR/t]</b>	<b>Gas-Szenario</b>	<b>Uran-Szenario</b>
Kein Ausbau	23,32	-29,43
Leichter Ausbau	24,07	-29,09
Mittlerer Ausbau	24,69	-28,35
Starker Ausbau	25,20	-27,51

CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential mit Basis-Referenz-Szenario in Abhängigkeit von der Entwicklung der regenerativen Energien

<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential Basis-R.-S. [Mio. t]</b>	<b>Gas-Szenario</b>	<b>Uran-Szenario</b>
Kein Ausbau	379,02	865,67
Leichter Ausbau	324,99	845,10
Mittlerer Ausbau	273,63	827,03
Starker Ausbau	223,50	798,51

## **Eidesstattliche Erklärung**

Hiermit versichere ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig verfasst habe und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Die Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch bei keiner anderen Prüferin/ keinem anderen Prüfer als Prüfungsleistung eingereicht.

Diese Arbeit wurde neben der gedruckten Version auch in maschinenlesbarer Form zur Prüfung der oben genannten Erklärung bei dem zuständigen Prüfer hinterlegt.

Wien, im Mai 2014

.....

Gerald Renner