



**Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln**

## **Kurzexpertise**

**Auswirkungen der Emissionshandelsrichtlinie  
gemäß EU-Kommissionsvorschlag vom 23.01.2008  
auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft**

**im Auftrag des  
Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME)  
des Landes Nordrhein-Westfalen**

**Köln, 3. September 2008**

**Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)**

Albertus-Magnus-Platz

50923 Köln

Tel.: 0049-(0)221- 470 2258

<http://www.ewi.uni-koeln.de>

Christiane Golling

PD Dr. Dietmar Lindenberger

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....</b>	<b>2</b>
<b>1. Hintergrund und Aufbau der Untersuchung .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Methodik.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Rahmenannahmen der Szenarien .....</b>	<b>5</b>
<b>4. Anreizwirkung der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung .....</b>	<b>7</b>
<b>5. Szenarienergebnisse.....</b>	<b>9</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk 2005–2020, EUR(2005)/GJ.....	7
Tabelle 2: Annahmen zur Benchmark-Zuteilung gem. NAP II.....	8

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Investitionskosteneffekt der Benchmark-Allokation von Neuanlagen .	8
Abbildung 2: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Preise in den Szenarien .....	10
Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in den Szenarien ....	11
Abbildung 4: Kraftwerkszubauten und Stilllegungen in den Szenarien.....	11
Abbildung 5: Entwicklung der Stromerzeugung in den Szenarien .....	13

## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

- (1) Die vorliegende Kurzexpertise untersucht die Auswirkungen der Emissionshandelsrichtlinie gemäß EU-Kommissionsvorschlag vom 23.01.2008 auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. Es werden zwei Szenarien des deutschen Stromsektors für die post-Kyoto-Periode 2013-2020 berechnet: i) Ein Szenario mit der vorgesehenen Vollauktionierung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten und ii) ein Szenario mit Fortschreibung der kostenfreien CO<sub>2</sub>-Zuteilung auf Basis brennstoffspezifischer BAT-Benchmarks. Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen.
- (2) Ein Übergang zur CO<sub>2</sub>-Auktionierung begünstigt CO<sub>2</sub>-arme Energieträger. Die Stromerzeugung auf Basis Braunkohle und Steinkohle geht unter Vollauktionierung zurück. Der Rückgang der Kohlenverstromung wird durch die absehbaren Neubauten von Kohlekraftwerken nur vorübergehend gedämpft. Im betrachteten Szenario werden nach 2015 unter Vollauktionierung keine konventionellen Kohlekraftwerke (ohne CCS) mehr gebaut. Langfristig kann es unter CO<sub>2</sub>-Vollauktionierung zu einem marktgetriebenen Ausstieg aus der Kohlenverstromung kommen.
- (3) Mit dem Rückgang der Kohlenverstromung geht EU-weit eine zunehmende Erdgasimportabhängigkeit des Elektrizitätssektors einher. Dies könnte sich in Bezug auf Kraftwerksgas und Strom – gegenüber den Szenarien zusätzlich – Preis erhöhend auswirken. Im Szenario mit kostenfreier CO<sub>2</sub>-Zuteilung steigt der (nominale) Basepreis für Strom ausgehend vom Preisniveau 2005 bis 2020 um 15%, im Szenario mit CO<sub>2</sub>-Auktionierung steigt er um knapp 50%.
- (4) Die Art der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung beeinflusst insbesondere Entscheidungen über den Kraftwerksbau. Kostenfreie CO<sub>2</sub>-Zuteilungen wirken wie eine Reduzierung kapazitätsbezogener Kosten und begünstigen somit den Neubau von Kraftwerken.
- (5) Die Art der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung hat nur geringen Einfluss auf den Einsatz der bestehenden Kraftwerke. Der Grund ist, dass mit dem Kraftwerkeinsatz CO<sub>2</sub>- (Opportunitäts-) Kosten verbunden sind, die bei der Einsatzentscheidung unabhängig von der CO<sub>2</sub>-Zuteilung berücksichtigt werden.

- (6) Eine kostenfreie CO<sub>2</sub>-Zuteilung auf Basis brennstoffspezifischer Benchmarks weist im Vergleich zur Auktionierung von CO<sub>2</sub>-Rechten Vorteile und Nachteile auf. Zu den Nachteilen zählt, dass durch kostenfreie Zuteilung vermehrt CO<sub>2</sub>-intensive Erzeugungskapazität errichtet wird, die dann unter hohen CO<sub>2</sub>-Preisen im Markt nur vergleichsweise wenige Benutzungsstunden realisiert. Die kostenfreie Zuteilung unterstützt tendenziell die Errichtung von Überkapazität.
- (7) Zu den Vorteilen der kostenfreien Zuteilung zählt, dass durch die verstärkten Investitionsanreize die Modernisierung des Kraftwerksparks mit höheren Wirkungsgraden gefördert wird. Dies führt zu einer effizienteren Primärenergieverwendung und wirkt Strompreis entlastend. Ferner wird durch eine kostenfreie Zuteilung auf Basis brennstoffspezifischer Benchmarks die Aufrechterhaltung eines breiten Energiemix in der Stromerzeugung unterstützt.
- (8) Unabhängig von der Art der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung bleibt es von zentraler Bedeutung, verstärkt auf eine Internationalisierung des CO<sub>2</sub>-Regimes hinzuwirken, zunächst durch eine möglichst breite Anwendung der Flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls (JI/CDM). Hierdurch können die Kosten der CO<sub>2</sub>-Minderung und CO<sub>2</sub>-Preise gedämpft und ein Schritt zu einem global wirksamen Klimaschutzregime unternommen werden.

## 1. Hintergrund und Aufbau der Untersuchung

Die EU-Kommission hat am 23. Januar 2008 einen Vorschlag zur Änderung der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgelegt. Der Vorschlag sieht vor, dass bis 2020 die Treibhausgasemissionen in der EU-27 um mindestens 20% und bei vergleichbaren Reduktionsverpflichtungen anderer Industrieländer um 30% gegenüber 1990 verringert werden sollen. Im Falle einer 20%-igen Minderung bedeutet das für Anlagen, die dem Emissionshandelsystem unterliegen, eine Reduktion von 21% ggü. dem Emissionsniveau 2005. Ein weiterer wichtiger Aspekt des Änderungsvorschlags betrifft die Zuteilung der Emissionsberechtigungen, die bisher größtenteils kostenfrei, teilweise auf Basis eines Grandfatheringansatzes und teilweise nach einem Benchmarkingansatz zugeteilt wurden. Im Unterschied hierzu sollen die Emissionsberechtigungen ab 2013 an die Anlagenbetreiber im Stromsektor in vollem Umfang versteigert werden. Die Analyse der Marktmechanismen und Auswirkungen dieses Vorschlags der Kommission auf die deutsche Stromwirtschaft ist Ziel der vorliegenden Kurzexpertise.

Der folgende Abschnitt 2 skizziert die Methodik der Untersuchung. Abschnitt 3 charakterisiert wesentliche energiewirtschaftliche Rahmenannahmen. Abschnitt 4 diskutiert die Anreizwirkungen der unterschiedlichen Verfahren der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung. Abschnitt 5 schließlich behandelt die Ergebnisse der untersuchten elektrizitätswirtschaftlichen Szenarien.

## 2. Methodik

Um die Auswirkungen der vorgesehenen Änderung des Emissionshandelssystems zu untersuchen, werden zwei Szenarien der deutschen Elektrizitätswirtschaft im internationalen Kontext für die post-Kyoto-Periode 2013-2020 untersucht: i) ein Szenario mit der vorgesehenen Vollauktionierung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten nach 2012 (Szenario AUK) und ii) ein Szenario mit Fortschreibung der kostenfreien CO<sub>2</sub>-Zuteilung gemäß brennstoffspezifischer BAT-Benchmarks (Szenario BAU).

Die Szenarienrechnungen werden mit Hilfe des langfristigen Mehrregionen- Optimierungsmodells CEEM (**C**entral **E**uropean **E**lectricity **M**arkets) und des Marktmodells GEMS (**G**erman **E**lectricity **M**arket **S**imulation) durchgeführt, welche die Investitions- und Betriebsentscheidung auf wettbewerblichen Strommärkten abbilden. Die Verwendung zweier Modelle erfolgt, um sowohl die Einbettung des deutschen in den europäischen Markt (CEEM) als auch den deutschen Markt mit höherer Auflösung möglichst realitätsnah abzubilden. Ausgehend von gegebenen energiewirtschaftlichen, -politischen und technischen Rahmenbedingungen ermitteln die Strommarktmodelle die kostenminimale Entwicklung des Stromsystems. Zu den Modellergebnissen zählen Zubauten und Stilllegungen der Kraftwerke,

Stromerzeugung nach Technologie und Brennstoff, Kosten und Preise für Elektrizität. Detaillierte Modellbeschreibungen finden sich unter [www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de).

Einige methodische Vorbemerkungen seien vorangestellt. Die Entwicklung des Kraftwerksparks erfolgt im Modell kostenminimal unter vollkommener Voraussicht. Insbesondere werden energiewirtschaftliche Parameter wie die Entwicklung von Brennstoffpreisen oder die Ausgestaltung Nationaler Allokationspläne (CO<sub>2</sub>-Zuteilungsreglement) von den Akteuren annahmegemäß antizipiert. Es wird also von Unsicherheiten auf realen Märkten abstrahiert und ein vollständiger Erwartungsabgleich der Akteure unterstellt. In der Realität besteht dagegen natürlich immer einige Unsicherheit. Auch findet in der Realität kein vollständiger Erwartungsabgleich der Akteure statt, und die Investitionsentscheidungen weichen in der Summe von einer gleichgewichtigen Entwicklung mehr oder weniger stark ab. So kommt es auf den Energiemärkten – wie auf anderen Märkten auch – zu mehr oder weniger stark ausgeprägten Boom-and-Bust-Zyklen. Zeitweise wird mehr, zeitweise weniger investiert als gemäß langfristig optimalem Gleichgewichtspfad. Die modellierte Entwicklung mittelt durch derartige Zyklen, indem sie eine langfristig gleichgewichtige, d.h. optimale Kraftwerksparkentwicklung beschreibt.

### **3. Rahmenannahmen der Szenarien**

Im Folgenden werden wesentliche Eingangsparameter der beiden untersuchten Szenarien: „Vollauktionierung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten nach 2012“ (Szenario AUK) und „Fort-schreibung der kostenfreien CO<sub>2</sub>-Zuteilung gemäß brennstoffspezifischer BAT-Benchmarks“ (Szenario BAU) dargestellt. Wir fokussieren auf die Annahmen zur CO<sub>2</sub>-Allokation und Brennstoffpreise, die für unsere Fragestellung von besonderer Bedeutung sind.

#### **Klimaschutzpolitik**

Für die Zuteilungsperiode 2008-2012 (NAP II) gelten annahmegemäß die Zuteilungsregeln gemäß des BMU-Entwurfs vom Februar 2007. Nach 2012 wird der NAP im BAU-Szenario (Business-as-usual) fortgeschrieben. Im AUK-Szenario (Vollauktionierung) hingegen werden nach 2012 alle Emissionsrechte für den Stromsektor vollständig versteigert. Den Vorgaben der EU-Kommission entsprechend wird davon ausgegangen, dass es zukünftig keine *ex post* Anpassung der Zertifikateausstattung geben wird (vgl. Abschnitt 4, Anreizwirkungen der Allokationsmethoden).

Die Abbildung des NAP II und dessen Fortschreibung berücksichtigt Anreize zur Kraftwerksmodernisierung durch technologie-/brennstoffspezifische Benchmarks. Diese ergeben sich sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen aus dem Emissionsrechtebedarf von

Neuanlagen nach BAT-Benchmarks. Für die Periode 2008-2012 werden *ex ante* die im NAP II definierten Benutzungsstunden zugrunde gelegt. Für die NAP III-Periode 2013-2020 werden diejenigen Benutzungsstunden zugrunde gelegt, die sich im Modell für die Periode 2008-2012 ergeben. Um eine Einhaltung der zur Verfügung stehenden Zuteilungsmenge zu gewährleisten, wird eine anteilige Kürzung für die bestehenden Kraftwerke berücksichtigt.

Neben Maßnahmen der Emissionsminderung innerhalb der EU können Minderungen in anderen Annex-I-Staaten<sup>1</sup> des Kyoto-Protokolls (Joint Implementation) oder in Entwicklungs- und Schwellenländern im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) erbracht werden. Diese können zur Entlastung der nationalen Minderungsverpflichtungen beitragen. Die Nutzung dieser Mechanismen ist allerdings durch den politischen Willen zur heimischen Emissionsminderung und die begrenzte Verfügbarkeit zertifizierter JI/CDM-Projekte beschränkt.

### **Brennstoffpreise**

Die unterstellte Entwicklung der Brennstoffpreise entspricht den Annahmen der Studie „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“ (Prognos/EWI 2007). Die Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Steinkohle, Erdgas und Erdöl sind aus den jeweiligen Importpreisen unter Berücksichtigung von Transportkosten abgeleitet. Die Braunkohlepreise werden bis 2020 konstant mit 0,36 EUR(2005)/GJ angenommen (Tabelle 3.1).<sup>2</sup> Die Erdgaspreise frei Kraftwerk, welche Transport-, Strukturierungs- und Umschlagskosten berücksichtigen, steigen bis 2020 auf 5,23 EUR(2005)/GJ.<sup>3</sup> Für Erdgas wird davon ausgegangen, dass das derzeit hohe Preisniveau auf den Terminmärkten nicht auf Fundamentalfaktoren sondern auf momentane Unsicherheiten zurückzuführen ist, und es mittelfristig zu einem Preisrückgang kommt. Auch bei Steinkohle ist das derzeit vergleichsweise hohe Preisniveau vorwiegend durch Kapazitätsengpässe in Hochseetransport und Steinkohlegruben bedingt, die absehbar durch Investitionen behoben werden.

---

<sup>1</sup> Annex-I-Staaten haben sich unter dem Kyoto-Protokoll zu Emissionsminderungen verpflichtet.

<sup>2</sup> Für den Kraftwerkseinsatz sind die kurzfristigen variablen Kosten der Braunkohleförderung relevant. Diese betragen rund 30% der Braunkohle Vollkosten. Weitere 30–40% (abhängig vom Braunkohlen-Kraftwerks-zubau) der Braunkohle-Vollkosten sind langfristige Grenzkosten des Betriebes der bereits aufgeschlossenen Gruben. Sie werden im Kraftwerksmodell als fixe Betriebskosten erfasst. Die Kosten des Aufschlusses der bestehenden Gruben sind versunken. Bis 2020 werden keine neuen Braunkohlegruben aufgeschlossen, die Braunkohleförderkapazität in Deutschland ist auf 50 Mio tSKE jährlich beschränkt.

<sup>3</sup> Der Erdgasbezugspreis wird zu 80% als Arbeitspreis (variabel) und 20% als Leistungspreis (fest) gezahlt. Der Arbeitspreis ist für den Kraftwerkseinsatz relevant, der Leistungspreis wird im Kraftwerksmodell unter den fixen Betriebskosten erfasst.

Tabelle 1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk 2005–2020, EUR(2005)/GJ

	2005	2015	2020
Nuklear	1,02	0,93	0,88
Braunkohle	0,36	0,36	0,36
Steinkohle	2,35	2,11	2,14
Erdgas	5,03	4,95	5,23
Heizöl, schwer	6,59	5,98	6,32

Quelle: EWI

In den untersuchten Szenarien wird unterstellt, dass in Deutschland Kernkraftwerke im Einklang mit der Atomgesetznovelle vom April 2002 stillgelegt werden (Kernenergieausstiegsgesetz).

#### 4. Anreizwirkung der CO<sub>2</sub>-Zuteilungsverfahren

Der Szenarienanalyse vorgeschaltet betrachten wir Anreizwirkungen der untersuchten Zuteilungsverfahren für CO<sub>2</sub>-Rechte: i) kostenfreie Zuteilung auf Basis brennstoffspezifischer Benchmarks und ii) CO<sub>2</sub>-Rechte-Auktionierung.

##### Kostenfreie Zuteilung

Da die Menge der kostenfrei zugeteilten CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte an die Kapazität der jeweiligen Anlagen gebunden sind, wirkt diese Art der CO<sub>2</sub>-Zuteilung wie eine Absenkung kapazitätsbezogener Kosten. Hierdurch wird Kraftwerksneubau begünstigt. Der Einsatz bestehender Kraftwerke wird von der kostenfreien Zuteilung dagegen kaum beeinflusst. Der Grund hierfür ist, dass die kostenfrei zugeteilten CO<sub>2</sub>-Rechte in Bezug auf die Entscheidung des Kraftwerkseinsatzes „versunkene Erlöse“ darstellen, mit dem Kraftwerkseinsatz also CO<sub>2</sub>-(Opportunitäts-)Kosten verbunden sind, die bei der Einsatzentscheidung berücksichtigt werden. Kraftwerksstilllegungen werden durch die Aussicht auf fortgesetzte kostenfreie CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung verzögert. Insgesamt aber wird unter dem Regelwerk des NAP II die Attraktivität von Kraftwerksneubau verstärkt<sup>4</sup>. Die Absenkung der Investitions- bzw. Betriebskosten fällt umso größer aus, je höher der Barwert der kostenfrei zugeteilten Zertifikate ist. Für die Höhe des Barwertes der kostenfrei zugeteilten Zertifikate ist neben dem Zertifikatspreis und dem Diskontierungssatz die Anzahl der Zertifikate je Kapazitätseinheit entscheidend. Der aktuelle deutsche NAP für die Periode 2008-2012 sieht eine Allokation auf

<sup>4</sup> Dies ist auf zwei Gründe zurückzuführen: Zum einen erhalten Neuanlagen einen größeren Anteil der benötigten Zertifikate kostenfrei, da sich der BAT-Benchmark an den Emissionswerten je erzeugter Produktionseinheit von Neuanlagen orientiert, welche infolge höherer Wirkungsgrade absolut weniger CO<sub>2</sub> emittieren. Zum zweiten wird gemäß NAP II die kostenfrei zugeteilte Zertifikatsmenge für Bestandsanlagen anteilmäßig gekürzt, sofern die Gesamtmenge an zugeteilten Zertifikaten das Emissionsbudget für die Stromwirtschaft überschreitet.

Basis eines festgelegten brennstoff-/technologiespezifischen Benchmarks vor. Dieser orientiert sich am Wirkungsgrad der besten verfügbaren Technologie (BAT). Zudem werden technologiespezifische Volllaststunden unterstellt, für welche die Zertifikate zugeteilt werden. In Tabelle 2 sind die relevanten Benchmark-Faktoren für ausgewählte Neuanlagen aufgeführt.

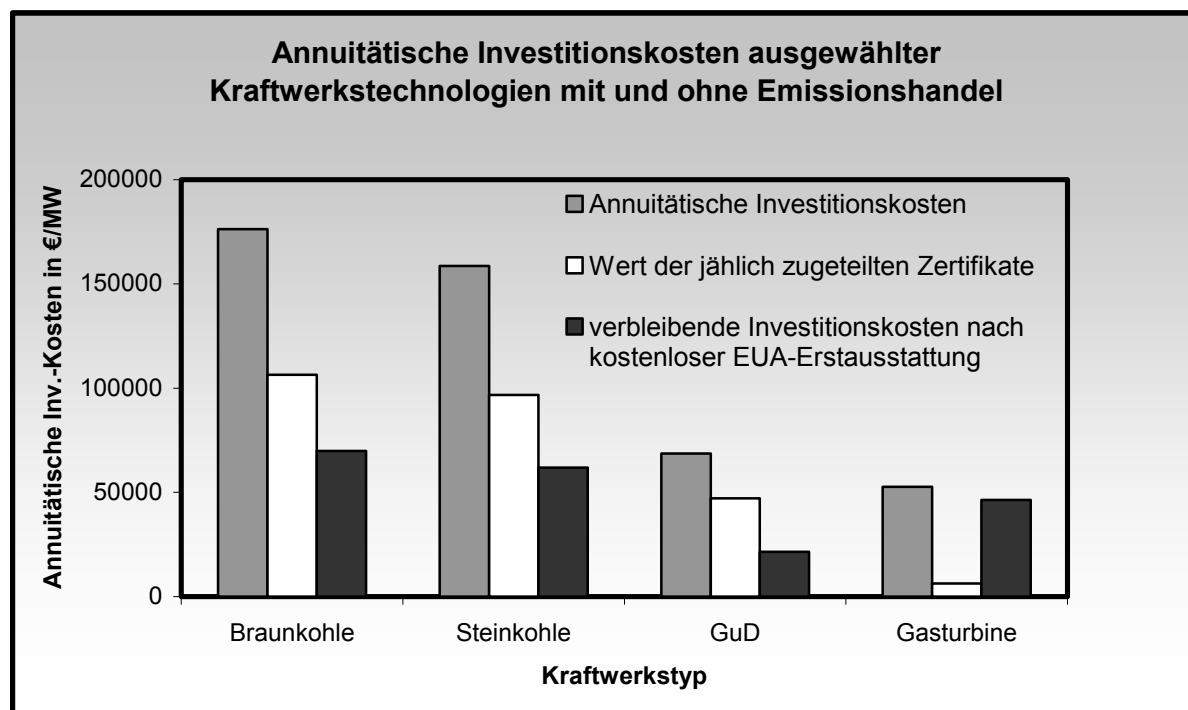
*Tabelle 2: Annahmen zur Benchmark-Zuteilung gem. NAP II*

Technologie	typische Volllaststunden [h/a]	spez. ann. Inv.-Kosten [€/MW]*	Wirkungsgrad (Stand der Technik)	Wirkungsgrad (BAT nach NAP II)	spezifischer Emissionsfaktor [g/kWh_th]	BAT nach NAP II [g/MWh_el]
Braunkohle	8.250	176.189	43%	54%	0,4065	750
Steinkohle	7.500	158.570	45%	45%	0,3345	750
Erdgas GuD	7.500	68.565	58%	55%	0,2014	365
Gasturbine	1.000	52.590	41%	55%	0,2014	365

\* spezifische annuitätische Investitionskosten, Quelle: EWI.

Unter Verwendung dieser Parameter lässt sich beispielhaft für einen konstanten Zertifikatspreis von 20€/t und einem Zinssatz von 10% die Absenkung von kapazitätsbezogenen Kosten bzw. von Investitionskosten für neue Kraftwerke berechnen. Die verbleibenden Investitionskosten ergeben sich aus der Differenz der tatsächlichen Investitionskosten und dem Barwert der kostenlos zugeteilten Zertifikate gemäß Benchmark.

*Abbildung 1: Investitionskosteneffekt der Benchmark-Allokation von Neuanlagen*



Quelle: EWI

Es zeigt sich, dass alle Kraftwerkstypen durch die Zuteilung gemäß unterstellten Zuteilungsregeln abgesenkte resultierende Investitionskosten aufweisen. Die Absenkung ist umso höher, je niedriger der angesetzte BAT-Wirkungsgrad, einhergehend mit höherem spezifischem Emissionsrechtebedarf, und je höher die unterstellte Auslastung des Kraftwerks. Braun- und Steinkohlekraftwerke weisen den höchsten Barwert kostenfrei zugeteilter Zertifikate auf. Die nach Berücksichtigung des erwarteten Wertes der kostenfreien Allokation verbleibenden Investitionskosten liegen für Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie für GuD-Anlagen bei rund 70% der ursprünglichen Investitionskosten. Lediglich Gasturbinen können aufgrund ihrer (Brennstoffpreis bedingt) geringeren Auslastung nur vergleichsweise wenig von der kostenlosen Zuteilung profitieren.

### **Auktionierung der CO<sub>2</sub>-Rechte**

Im Falle der kostenpflichtigen Vergabe oder Auktionierung von Emissionsrechten geht der Preis für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate analog den Brennstoffkosten in die variablen Kosten des Kraftwerksbetriebes ein. Im Kraftwerkseinsatz werden CO<sub>2</sub>-Preis bedingt CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger relativ begünstigt. Investitionsentscheidungen werden auf Vollkostenbasis ebenfalls zugunsten weniger CO<sub>2</sub>-intensiver Kraftwerke beeinflusst.

## **5. Szenarienergebnisse**

Im Folgenden werden die wesentlichen elektrizitätswirtschaftlichen Ergebnisse der untersuchten Szenarien i) Fortschreibung der kostenfreien CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung nach 2012 und ii) Übergang zur Vollauktionierung aufgezeigt. Im Einzelnen werden jeweils behandelt: Entwicklung der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, installierte Stromerzeugungskapazitäten, Stromerzeugung, Strompreise.

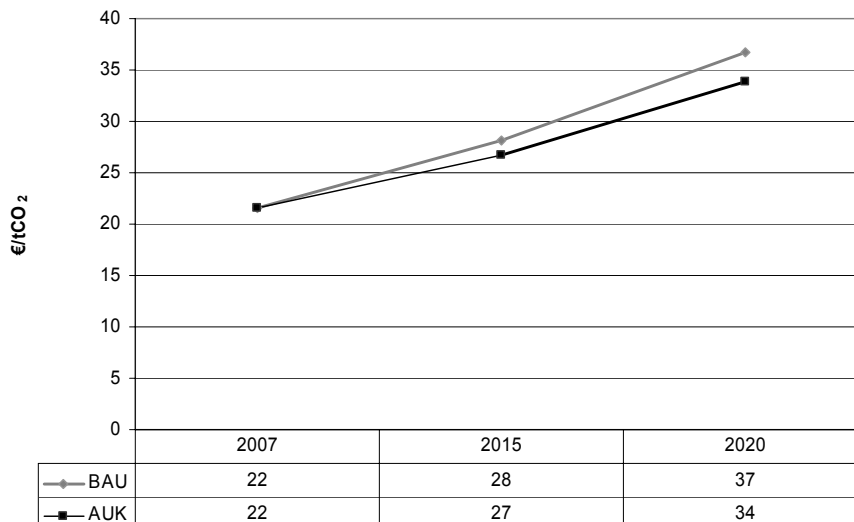
### **Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate**

Die Preisbildung für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte erfolgt auf dem europaweiten Zertifikatsmarkt. Während die Höhe der EU-weiten Gesamtzertifikatsmenge für den Emissionshandelsbereich den wichtigsten angebotsbestimmenden Faktor darstellt, wird die Nachfrageseite durch den installierten Kraftwerkspark, die zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen und die Zuteilungsregeln für CO<sub>2</sub>-Rechte bestimmt. Ferner üben energie- und umweltpolitische Maßnahmen wie die Flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Förderung der erneuerbaren Energien, Atomausstieg und ökonomische Parameter, insbesondere Brennstoffpreise, Einfluss auf den Zertifikatspreis aus.

Gemäß Abbildung 2 steigen die (nominalen) CO<sub>2</sub>-Preise in den Szenarien bis 2020 auf 34 bzw. 37 €/t. Im BAU-Szenario liegen die CO<sub>2</sub>-Preise etwas über denen des AUK-Szenarios,

da die kostenfreie CO<sub>2</sub>-Zuteilung Kraftwerke mit höherer CO<sub>2</sub>-Intensität begünstigt, wodurch sich CO<sub>2</sub>-Grenzvermeidungskosten etwas erhöhen.

Abbildung 2: Entwicklung der nominalen CO<sub>2</sub>-Preise in den Szenarien



Für 2007 Durchschnittswerte der EUA Futures nach ECX.

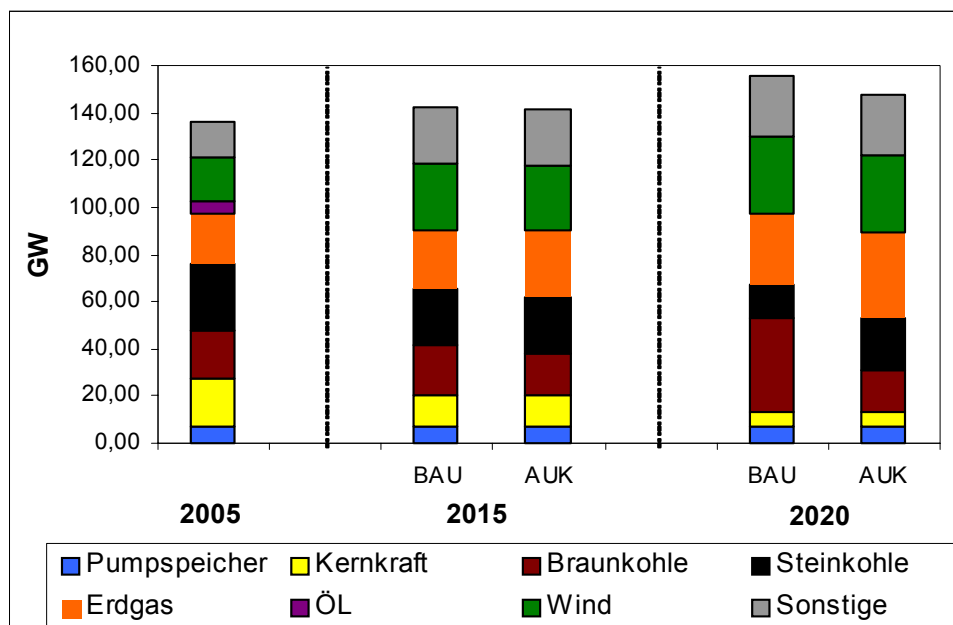
Quelle: EWl

### Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten

Durch die unterschiedlichen Arten der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung in den Szenarien ergeben sich bis 2020 erhebliche Änderungen im deutschen Kraftwerkspark (Abb. 3). Unterschiede ergeben sich sowohl in der absoluten installierten Kapazität als auch der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. (Das szenarienunabhängige Kapazitätswachstum ist insb. auf den Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energieressourcen zurückzuführen, die eine höhere vorgehaltene Reserveleistung erfordern.)

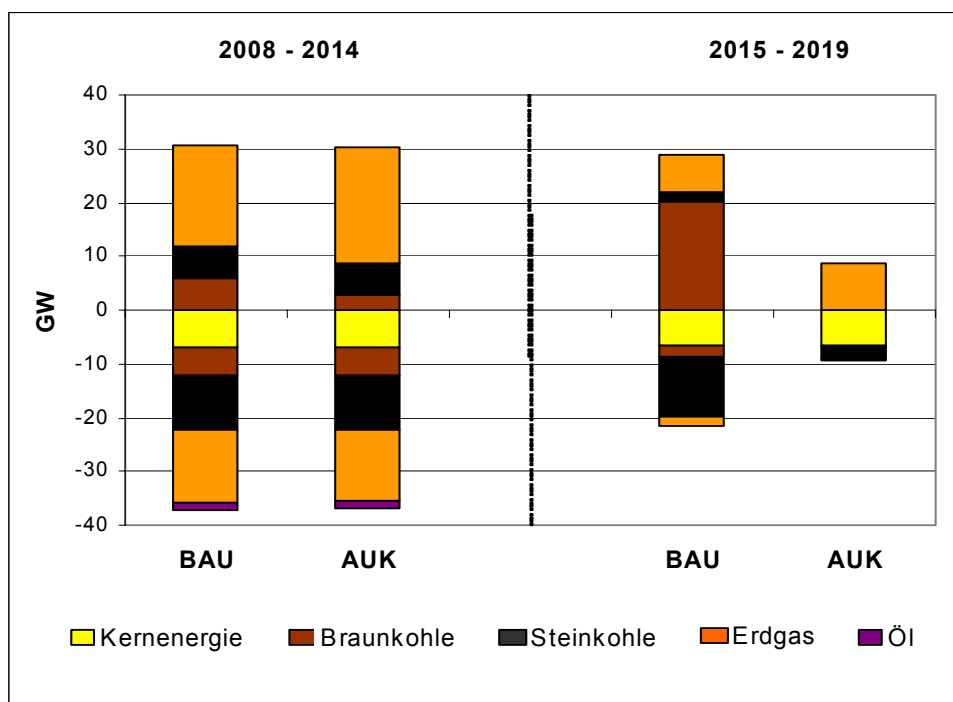
Eine kostenfreie Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wirkt wie eine Verminderung von Investitionskosten. Investitionen werden lukrativer und können schneller und bei geringerer Auslastung amortisiert werden. Im Vergleich zum AUK-Szenario werden im BAU-Szenario bis 2020 deutschlandweit 8 GW mehr Kraftwerksleistung zugebaut (Abb. 3).

Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in den Szenarien



Quelle: EWI

Abbildung 4: Kraftwerkszubauten und Stilllegungen in den Szenarien



Quelle: EWI

Ein erhöhter Kapitalumschlag wird auch aus Abbildung 4 ersichtlich, die die kumulierten Zubauten und Stilllegungen in den Szenarien für die Zeiträume 2008-2014 und 2015-2019 zeigt. In der ersten Periode dienen die Zubauten größtenteils dem Ersatz stillgelegter Anlagen. Bis 2020 werden im BAU-Szenario Stilllegungen bei Weitem von Zubauten übertroffen. Gründe sind die CO<sub>2</sub>-zuteilungsbedingt vermehrten Zubauten neuer und teils spätere Stilllegung älterer Kohlekraftwerke.

Im Falle der Vollauktionierung gewinnen emissionsärmere gasbefeuerte Kraftwerke stärker an Bedeutung. Während das Wachstum gasgefeuerter Erzeugungskapazität bis 2020 im BAU-Szenario rd. 8 GW beträgt, liegt es im AUK-Szenario bei ca. 15 GW. Die installierte Leistung der Steinkohle verringert sich im Zeitverlauf in allen Szenarien, im BAU-Szenario stärker als unter Auktionierung. Generell begünstigt der steigende CO<sub>2</sub>-Preis Erdgas gegenüber Steinkohlekraftwerken.

### **Entwicklung der Stromerzeugung**

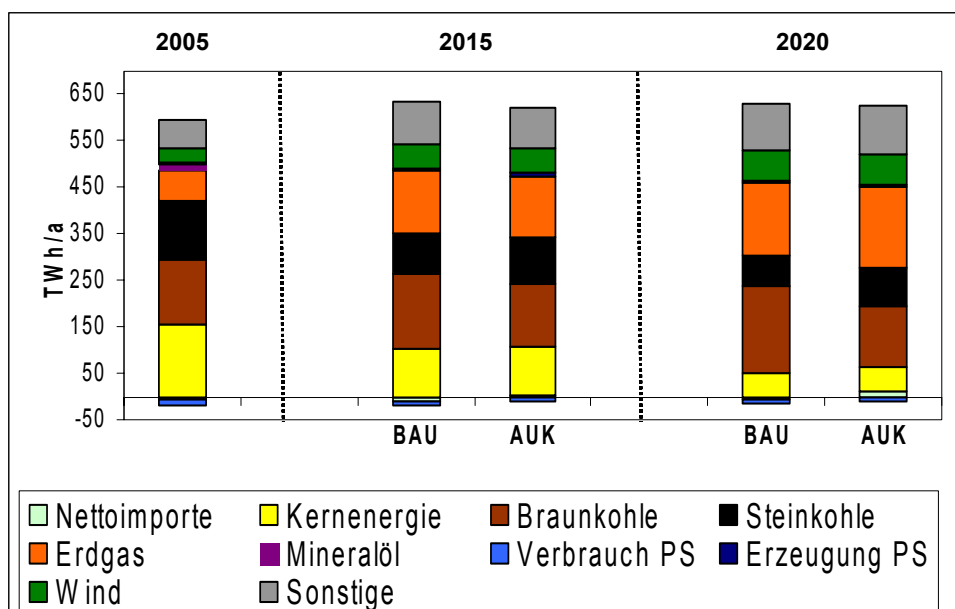
Die Entwicklung der Stromerzeugung folgt i.W. aus der oben skizzierten Kraftwerksparkentwicklung bis 2020 und der zunehmenden Auslastung der Gas- und abnehmenden Auslastung der Kohlekraftwerke. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, hauptsächlich auf Basis von Windkraft und Biomasse, steigt im Rahmen der Szenarien annahm gemäß deutschlandweit auf über 120 TWh in 2020. Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sinkt bis 2020 auf rd. 50 TWh/a. Die Stromerzeugung folgt den erläuterten Veränderungen der installierten Kapazitäten unter Berücksichtigung der sich verschiebenden Einsatzbereiche in Grund-, Mittel- und Spitzenlast.

Die Braunkohle basierte Stromerzeugung steigt im BAU-Szenario bis 2020 um gut 45 TWh/a und ersetzt damit im BAU-Szenario maßgeblich Kernenergie. Bei einer Vollauktionierung kommt es bis 2020 zu einem leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle um 10 TWh/a. Dieser Rückgang ist aufgrund der heute absehbaren Kraftwerksneubauten moderat, setzt sich jedoch nach 2020 fort, da sich die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen zunehmend verschlechtert. Die Stromerzeugung aus Steinkohle ist unabhängig von der Art der CO<sub>2</sub>-Rechtezuteilung rückläufig, während die Stromerzeugung aus Erdgas deutlich zunimmt. Die Ausprägung der Zu- und Abnahme variiert zwischen den Szenarien. Analog zur Kapazitätsentwicklung ist die Abnahme der Steinkohleverstromung im BAU-Szenario größer als im AUK-Szenario. Umgekehrt ist die Zunahme der Erdgasverstromung im BAU-Szenario geringer als im AUK-Szenario. Der Zuwachs der Erdgasverstromung stammt vor allem aus vermehrter Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung an großen Fernwärme- und Industriestandorten, wobei alte kohlegefeuerte Anlagen im Zuge

von Ersatzinvestitionen durch neue gasgefeuerte Anlagen mit deutlich höherer Stromkennziffer (Verhältnis von Strom zu Wärmeerzeugung) ersetzt werden. Dieser Anstieg der Erdgasverstromung könnte in der Realität auch geringer ausfallen, da die erhöhte Gasnachfrage den Gasbezugspreis stärker in die Höhe treiben könnte als im Rahmen des AUK-Szenarios abgebildet.

Im BAU-Szenario bleibt es bis 2020 bei Nettostromexporten (7 TWh in 2020). Der Grund liegt in den reichlich vorhandenen kostengünstig erzeugenden Grundlastkapazitäten. Im AUK-Szenario kommt es dagegen 2020 zu moderaten Nettostromimporten.

Abbildung 5: Entwicklung der Stromerzeugung in den Szenarien



Quelle: EWI

### Erzeugerpreise für Strom

Im Weiteren werden die Auswirkungen der Zuteilungsverfahren auf die Strompreise dargestellt, die sich bei (vollkommenem) Erzeugerwettbewerb auf dem Großhandelsmarkt bilden. Auf wettbewerblichen Strommärkten bilden sich Preise in Höhe der sog. Systemgrenzkosten (SMC). Die SMC sind in Zeiten schwacher Last und reichlich verfügbarer Kapazität (Offpeak) i.W. durch die variablen Kosten des teuersten zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks bestimmt. In Zeiten starker Last und knapper Kapazität (Peak) enthalten die SMC eine zusätzliche Kostenkomponente, die Kapazitätsknappheit signalisiert und Kraftwerkszubau anreizt.

Ausgehend vom Preisniveau 2005 steigt der (nominale) Basepreis, d.h. der Erzeugerpreis im zeitlichen Mittel, im Szenario mit CO<sub>2</sub>-Auktionierung bis 2020 um knapp 50%, im BAU-Szenario um 15%. Der Grund für den verminderten Preisanstieg im BAU-Szenario liegt in der kostenfreien Zuteilung, die mit vermehrtem Zubau neuer Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden verbunden ist.