

## Klimaschutz im deutschen Strommarkt: Chancen für Kohletechnologien durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung?

72. Jahrgang/20. April 2005

### 1. Bericht

Klimaschutz im deutschen Strommarkt: Chancen für Kohletechnologien durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung?  
Seite 243

Claudia Kemfert  
ckemfert@diw.de

Katja Schumacher  
kschumacher@diw.de

*Der deutsche Strommarkt steht vor zwei großen Herausforderungen: Wettbewerb und Klimaschutz. Die Liberalisierung des Stromsektors in Europa gemäß den Richtlinien zum Binnenmarkt führt zu verstärktem Wettbewerb zwischen den Stromanbietern, und der Anfang 2005 begonnene Handel mit Emissionsrechten zielt auf die Verringerung des Ausstoßes von Kohlendioxid. Damit haben diejenigen Stromanbieter einen Wettbewerbsvorteil, die kosteneffizient und zugleich umwelt- bzw. klimaschonend Strom produzieren. Für die Stromerzeugung in Deutschland kommt hinzu, dass aufgrund des altersbedingten Ausscheidens konventioneller Kraftwerke in den nächsten Jahrzehnten ein hoher Ersatzbedarf an Stromerzeugungskapazitäten besteht.*

*Durch die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung könnte längerfristig auch die Kohle klimaverträglich zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Bei einem Zertifikatspreis von über 30 Euro pro Tonne Kohlendioxid dürfte die Erzeugung von Strom sowohl in Kohlekraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung als auch auf der Basis erneuerbarer Energien – insbesondere in fortgeschrittenen Windenergieanlagen – wirtschaftlich werden. Beide Technologielinien sind deshalb für eine nachhaltige Energiezukunft wichtig.*

### Kann die Liberalisierung nachhaltige Technologien fördern?

Deutschland hat bereits im Jahre 1998 eine vollständige Liberalisierung des Strommarkts eingeleitet. Ob die Liberalisierung des Strommarkts auch eine nachhaltige, umweltfreundliche Entwicklung nach sich zieht, bleibt abzuwarten. Sofern der Ausstieg aus der Kernenergie zu höheren Stromproduktionskosten führt, könnte dies im liberalisierten europäischen Binnenmarkt einen zunehmenden Import von vergleichsweise preisgünstigem Strom beispielsweise aus Frankreich und Polen nach sich ziehen. Dies ist aus umweltökonomischer Sicht nicht unbedingt vorteilhaft. Denn der relativ günstige Strom aus Frankreich wird fast ausschließlich aus Kernenergie durch bereits abgeschriebene Anlagen gewonnen. Strom aus Nuklearenergie hat zwar aus klimapolitischer Sicht den Vorteil, dass er nur wenig Treibhausgas wie Kohlendioxid freisetzt. Jedoch birgt die Kernenergie andere Gefahren und Risiken für die Umwelt, die nicht in die Kalkulation der Produktionskosten einbezogen werden. In Polen wird ein großer Teil der Stromerzeugung aus Kohle in Kraftwerken mit vergleichsweise niedrigem Wirkungsgrad gewonnen, wodurch in großem Maße Kohlendioxid emittiert wird.

Aus umweltpolitischer Sicht bleibt damit das Problem, dass die Liberalisierung des Strommarkts zwar große Vorteile und mehr Flexibilität in den Markt bringt, was auch für die Stromverbraucher vorteilhaft sein kann. Jedoch wird die Gewährleistung einer nachhaltigen Entwicklung mit Blick auf eine umweltfreundliche Stromproduktion zusätzlicher Regulierungen und Anreize bedürfen. In Deutschland beispielsweise fördert das Erneuerbare-Energien-Gesetz durch Vorrangregeln und Mindestvergütungen den Anstieg der Stromproduktion aus „grüner“ Energie. Ob es bei diesem Gesetz und vergleichbaren Regelungen in anderen Ländern unter den Bedingungen eines vollständig liberalisierten europäischen Strommarkts längerfristig zu einer stärkeren Harmonisierung in Europa kommt, ist noch offen.

Der seit 1998 schärfere Wettbewerb im Strommarkt in Deutschland führte zunächst zu einem starken Rückgang der Strompreise in erster Linie für Industriekunden.<sup>1</sup> Tendenziell haben sich dadurch die Nachfrage und damit die Emissionen erhöht. Deutschland hat sich zur Erfüllung der Ziele des Kyoto-Protokolls dazu verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen um 21 % im Vergleich zu den Emissionen im Jahre 1990 zu senken, was insbesondere auch im Strombereich Emissionsminderungen erfordert. Außerdem werden in den kommenden zehn bis zwanzig Jahren in Deutschland in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerksanlagen altersbedingt stillgelegt.<sup>2</sup> Der gesetzlich verankerte Ausstieg aus der Kernenergie erfordert zusätzlich umfangreiche Ersatzinvestitionen. Die in naher Zukunft anstehenden Entscheidungen für Investitionen in neue Kraftwerkstechnologien hängen jedoch ganz wesentlich von den Entwicklungen auf dem liberalisierten Strommarkt in Europa und der Klimapolitik ab: Wenn der Emissionsrecht handel zu einem sehr hohen Preis für Emissionszertifikate führt, könnten Kraftwerke mit hohen Emissionen unter Umständen unwirtschaftlich werden.<sup>3</sup> Dies hängt entscheidend davon ab, welche längerfristigen Klimaschutzziele verfolgt und welche Zuteilungsverfahren bei den Emissionsrechten gewählt werden.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Kraftwerke sind vornehmlich vom eingesetzten Brennstoff und von den erreichbaren Wirkungsgraden bei der Energieumwandlung abhängig. Die Stromerzeugung in Deutschland hat sich von 1990 bis 2003 um 10 % erhöht. Dennoch sank der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Stromerzeugung in dieser Periode um rund 6 %, und die spezifischen Emissionen (pro erzeugter Kilowattstunde) sind im gleichen Zeitraum sogar um rund 15 % zurückgegangen.<sup>4</sup> Dies ist in erster Linie auf das Vordringen der Stromerzeugung auf Basis von Gas und Kernenergie sowie Windener-

gie zurückzuführen. Dazu hat auch die effizienzsteigernde Erneuerung des Kraftwerksparks in Ostdeutschland beigetragen.

In Deutschland beruht die Stromerzeugung gegenwärtig überwiegend auf Kernenergie sowie Braun- und Steinkohle.<sup>5</sup> Die Verbrennung von Braunkohle verursacht die vergleichsweise höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Erdgaskraftwerke, die derzeit nur mit rund 10 % zur Stromerzeugung in Deutschland beitragen, verursachen erheblich weniger klimaschädliche Treibhausgase. Die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weist einen hohen Gesamtnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs auf, da neben Strom zugleich Wärme erzeugt wird. Hingegen verursacht die Stromerzeugung aus Kernenergie unmittelbar keine klimagefährlichen Treibhausgase, birgt jedoch viele andere Umweltrisiken bei Betrieb und Endlagerung. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerks können verringert werden, indem der Wirkungsgrad, d. h. die Effizienz der Umwandlung des fossilen Energieträgers in Wärme oder Strom, erhöht wird. Dafür wird eine Reihe neuer Kraftwerkstechnologien entwickelt.

Besonders interessant könnte in diesem Zusammenhang aber das technische Kohlenstoffmanagement werden, bei dem Kohlendioxid abgeschieden und auf Dauer gespeichert wird. Mithilfe solcher Technologien wird Kohlendioxid direkt am Kraftwerk (oder einer Industrieanlage) vor oder nach dem Verbrennungsprozess zurückgehalten und somit verhindert, dass es in die Atmosphäre gelangen kann. Das abgefangene Kohlendioxid wird dann gegebenenfalls in flüssige oder feste Bestandteile umgewandelt und dauerhaft in geeigneten geologischen Lagerstätten oder in der Tiefsee eingelagert.<sup>6</sup> Die Option, CO<sub>2</sub> an Kraftwerken oder Industrieanlagen einzufangen und einzulagern, bietet grundsätzlich die Möglichkeit, fossile Energieträ-

<sup>1</sup> Vgl. Hans-Joachim Ziesing: Nach wie vor keine sichtbaren Erfolge der weltweiten Klimaschutzpolitik. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 37/2004; Jochen Diekmann, Manfred Horn, Claudia Kemfert und Uwe Kunert: Energiepreise in Bewegung. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 44/2004.

<sup>2</sup> Vgl. auch Hans-Joachim Ziesing und Felix-Christian Matthes: Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 48/2003.

<sup>3</sup> Vgl. Claudia Kemfert: Der Strommarkt in Europa: Zwischen Liberalisierung und Klimaschutz. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 31/2004.

<sup>4</sup> Allerdings sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung seit 1999 wieder spürbar gestiegen; im Jahre 2003 waren sie um 9,5 % höher als 1999 bei einer gleichzeitigen Zunahme der Stromerzeugung um 8,5 %. Somit haben sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Bereich zuletzt sogar wieder etwas erhöht. Vgl. Hans-Joachim Ziesing: Stagnation der Kohlendioxidemissionen in Deutschland im Jahre 2004. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 9/2005.

<sup>5</sup> Vgl. dazu Franz Wittke und Hans-Joachim Ziesing: Primärenergieverbrauch in Deutschland von hohen Energiepreiserhöhungen und konjunktureller Belebung geprägt. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 7/2005.

<sup>6</sup> Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin 2003, S. 94–98.

ger besonders klimaverträglich zu nutzen. Bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung können etwa 90 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückgehalten werden.

Für die künftige Bedeutung dieser Technologieoption wird entscheidend sein, welche Emissionsminderungsziele in Europa vorgegeben werden. Je höher die Reduktionsziele sind, desto höher werden auch der Preis für Emissionszertifikate und damit die variablen Kosten der emissionsintensiven Stromerzeugungstechnologien sein. Gerade die Steinkohle- und Braunkohleverstromung wird infolgedessen vergleichsweise teuer. Umgekehrt begünstigt ein hoher Zertifikatspreis sowohl CO<sub>2</sub>-arme fossile Kohletechnologien als auch erneuerbare Energien.

### Technologien der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung

Eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann grundsätzlich mit hoher Ausbeute an allen punktförmigen Emissionsquellen wie Kohle- und Gaskraftwerken, Zementfabriken, Stahlwerken und Ö Raffinerien erfolgen. Hierfür stehen drei Verfahren zur Verfügung, die allerdings noch wesentlicher Anstrengungen in Forschung und Entwicklung bedürfen. Keines der drei Verfahren hat den Praxistest bisher bestanden und steht kommerziell für einen wirtschaftlichen Einsatz zur Verfügung.

- Verfahren 1 setzt nach dem Verbrennungsprozess in Form einer Rauchgaswäsche an, ähnlich wie derzeit schon Schwefeldioxid mittels Ab- oder Adsorption, Membranen oder Destillationsverfahren aus dem Rauchgasstrom entfernt wird („end of pipe“- oder Schornstein-Technologie).
- Bei Verfahren 2 wird zusätzlich bereits bei der Verbrennung des fossilen Brennstoffs angesetzt, indem im Verbrennungsprozess statt gewöhnlicher Luft reiner Sauerstoff als Oxidationsmittel verwendet wird („oxy-fuel“-Prozess). Dadurch wird das CO<sub>2</sub> im Abgas angereichert und kann leicht abgeschieden werden.
- Bei Verfahren 3 geschieht die Abscheidung bereits vor der Verbrennung. Zunächst wird aus Kohle oder Erdgas durch Kohlevergasung bzw. Dampfreformierung ein wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt, aus dem das CO<sub>2</sub> vor der Verbrennung entfernt wird. Diesem Verfahren werden derzeit die besten Chancen zugesprochen. Bisher ist es aber noch am wenigsten verfügbar. Im Vergleich zu Verfahren 1 und 2 hat Verfahren 3 einen geringeren Anlagenaufwand für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Allerdings steht dem eine vergleichsweise aufwendige Kraftwerkstechno-

logie gegenüber, die in vielen industriellen Komponenten noch nicht erprobt ist.

Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> kann über Pipelines oder auf andere Art zur Verwertungs- oder Lagerstätte transportiert werden. Eine Verwertung oder Lagerung ist auf verschiedene Weise möglich. CO<sub>2</sub> kann z. B. in geringen Mengen in der Lebensmittelindustrie oder für den Biomasseanbau verwertet werden. Der bei weitem größte Teil müsste so gespeichert werden, dass es für möglichst lange Zeit der Atmosphäre entzogen ist. Als Speicheroptionen kommen tiefe geologische Formationen wie Salzstöcke, tiefe Kohleflöze, ausgeförderte und aktive Gas- und Ölfelder sowie tiefe saline Aquifere und die Tiefsee infrage. Nicht alle dieser Speicheroptionen eignen sich dabei als Langzeitspeicher. So wird CO<sub>2</sub> bei der Ölförderung eingesetzt, da es die Zähflüssigkeit des Öls reduziert, oder es wird in tiefe, nicht abbaubare Kohleflöze injiziert, um Methan zu gewinnen. Dabei ist die durchschnittliche Verweildauer des gespeicherten CO<sub>2</sub> mit einigen Monaten bis Jahren vergleichsweise gering.<sup>7</sup>

Wichtig im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung ist das Risiko von Leckagen, d. h. das Risiko, dass CO<sub>2</sub> aus dem Speicher entweicht.<sup>8</sup> Dies würde die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre erhöhen und könnte bei großen Leckagen u. U. zu Erstickengefahren führen. Die Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt dieser Gefahren sind noch nicht hinreichend bekannt. Als sichere permanente Speicher sind bisher erschöpfte Gas- und Ölfelder anzusehen, in kleinerem Umfang auch Salzkavernen.

Das Potential zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung richtet sich nach der kommerziellen Verfügbarkeit der entsprechenden Technologien und der Speicherkapazität. Dies ist nicht nur eine Frage der großtechnischen Machbarkeit sowie der gesellschaftlichen wie auch politischen Akzeptanz, sondern vor allem auch eine Frage der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung ist mit erhöhten Kosten verbunden. Dies liegt in der Hauptsache an einem verminderten Wirkungsgrad des erforderlichen Gesamtsystems. Die Abscheidungstechnologien sowie der Transport und die Lagerung bedeuten einen zusätzlichen Energieaufwand von bis zu 20%.<sup>9</sup> Die Stromkosten für den Endverbraucher könnten sich um 40 bis 100 % erhöhen.<sup>10</sup> Dies kann in Kosten pro vermiedener

<sup>7</sup> Stefan Bach: Sequestration of CO<sub>2</sub> in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection in Response to Climate Change. Energy Conversion and Management, No. 41, 2000, S. 953–970.

<sup>8</sup> Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen, a. a. O.

<sup>9</sup> www.powernews.org, Stand 17. 12. 2004.

<sup>10</sup> Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen, a. a. O.

Tonne CO<sub>2</sub> umgerechnet und einem Zertifikatspreis gegenübergestellt werden. Wenn der Zertifikatspreis höher ist als die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, dann lohnt sich aus wirtschaftlicher Sicht eine Investition in CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung.

Weltweit sind Forschungsprogramme ins Leben gerufen worden, um die Entwicklung der Abscheidungsverfahren und der Speichertechnologien zu beschleunigen. In Deutschland hat das Wirtschaftsministerium dafür das Entwicklungsprogramm COORETEC gestartet; in der EU werden Großprojekte und Netzwerke gefördert, und in den USA wurde bereits vor einigen Jahren das Programm Vision 21 eingeführt. Nach Angaben des amerikanischen Federal Energy Technology Centers (FETC) sollen die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung bis zum Jahr 2015 um den Faktor 10 bis 30 gesenkt werden. Erst wenn neben der Entwicklung des CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerks auch die damit verbundenen Probleme der Wirkungsgradminderung, der erhöhten Stromgestehungskosten und der Langzeitspeicherung des CO<sub>2</sub> befriedigend gelöst sind, kann genauer beurteilt werden, wann CO<sub>2</sub>-arme Kohlekraftwerke in Deutschland Bedeutung erlangen könnten. Nach Expertenmeinungen dürfte dies zwischen 2015 und 2020 der Fall sein.<sup>11</sup>

### Möglichkeiten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung in Deutschland

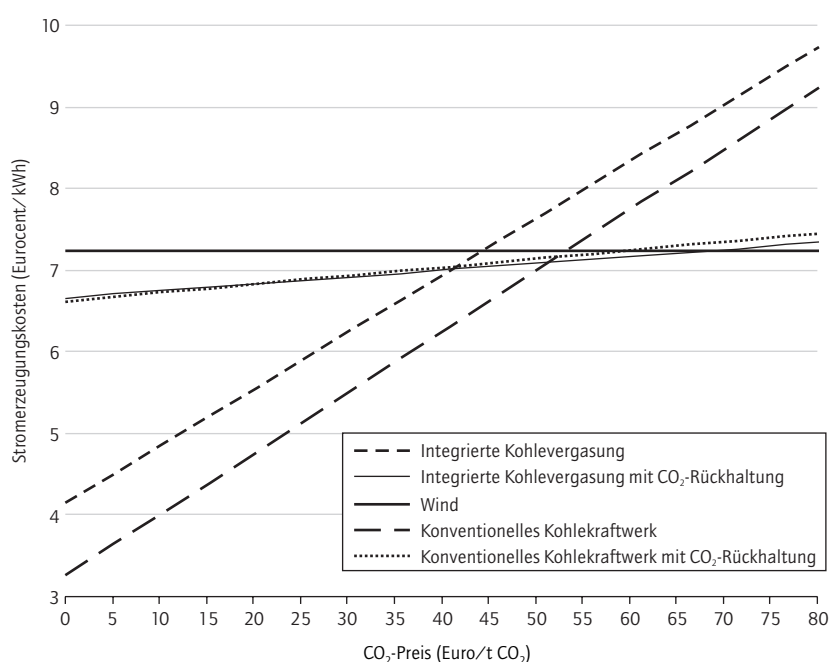
Angesichts der Liberalisierung des Strommarkts und der Klimaschutzpolitischen Ziele stehen Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung künftig in Konkurrenz sowohl zu konventionellen fossilen Kraftwerken als auch zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die anstehenden nötigen Ersatzinvestitionen könnten eine Chance bieten, in emissionsarme Stromerzeugungstechnologien zu investieren. In diesem Zusammenhang gewinnt die Frage an Bedeutung, welche Technologien die Option zu einer auch langfristigen CO<sub>2</sub>-Minderung besitzen. So gewähren erneuerbare Energien langfristig die Möglichkeit emissionsfreier Stromerzeugung, die allerdings durch die jeweilige Verfügbarkeit (Windgeschwindigkeit, Sonnenscheindauer etc.) sowie die Netzintegration begrenzt sein kann. Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken ist dagegen nur so lange möglich, wie ausreichende Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Danach würden die Emissionen wieder uneingeschränkt in die Atmosphäre entweichen. Auch Leckagen mindern das Vermeidungspotential dieser Option.

Die Wirtschaftlichkeit und damit der Einsatz von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung hängen im Vergleich zu erneuerbaren Energien und anderen Emissionsvermeidungsoptionen entscheidend von drei Größen ab: 1. dem in der Investitionsrechnung zugrunde gelegten Zinssatz, 2. den Brennstoffpreisen von Gas und Kohle und 3. dem Emissionszertifikatspreis. Da „grüner“ Strom in der Regel kapitalintensiver ist als fossiler Strom, bedeutet ein geringes Zinsniveau einen relativen Vorteil in den Stromproduktionskosten für grünen Strom. Ebenso bieten höhere Brennstoffpreise und ein höherer Emissionszertifikatspreis einen relativen Vorteil für erneuerbare Energien. Ähnlich gestaltet sich die Situation für die Entscheidung zwischen fossilen Kraftwerken mit und ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung. Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Rückhaltung sind kapitalintensiver, aber emissionsärmer. Ein höherer Emissionszertifikatspreis verbessert damit die relative Wirtschaftlichkeit dieser Technologien.

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten vom Zertifikatspreis (bei gegebenem Zinssatz und Brennstoffpreis). Die Stromerzeugungskosten für Windenergie sind unabhängig vom Zertifikatspreis, da keine CO<sub>2</sub>-Emissionen

Abbildung

#### Stromerzeugungskosten ausgewählter Technologien in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Preis<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Zinssatz von 7 %, Kohlepreis für 2010 von 1,76 Euro/GJ, Transport- und Speicherkosten von 11 Euro/t CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-Rückhaltung bei konventionellem Kohlekraftwerk durch nachgeschaltete chemische Absorption. Windkraftanlage auf See (30 km Küstenentfernung).

Quellen: Fachinformationszentrum Karlsruhe 2003; IEA 2004.

<sup>11</sup> Vgl. z. B. Dolf Gielen und Jacek Podkanski: The Future Role of CO<sub>2</sub> Capture in the Electricity Sector. 7<sup>th</sup> Conference of Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver 2004 ([www.ghgt7.ca](http://www.ghgt7.ca)).

entstehen.<sup>12</sup> In der gewählten Datenbasis<sup>13</sup> (Tabelle) sind die Stromerzeugungskosten für integrierte Kohlevergasung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Verfahren 3) etwa so hoch wie die für herkömmliche Kohlekraftwerke mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Verfahren 1). Diese Kosten liegen zugleich ungefähr in der Größenordnung der Kosten von Windstrom. Bei diesem Kostenvergleich sind die unterschiedliche Verfügbarkeit und Backup-Kosten für die Windenergie nicht berücksichtigt.

Von Bedeutung sind die Schnittpunkte der Linien. Sie geben an, bei welchem Zertifikatspreis eine jeweilige Technologie die gleichen Produktionskosten hat (Break-even-Point) wie eine andere.

Zur Illustration betrachte man die Stromgestehungskosten von Windkraft und integrierter Kohlevergasung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung. Der Break-even-Point liegt bei 68 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Dies bedeutet, dass bei gegebenem Zinssatz und Kohlepreis ein Zertifikatspreis in Höhe von rund 68 Euro die auf Windkraft basierende Stromerzeugung günstiger stellen würde als die Stromerzeugung mittels integrierter Kohlevergasung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung. Bei der konventionellen Kohleverstromung mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Rückhaltung liegt der Break-even-Zertifikatspreis im Vergleich zu modernen Windkraftanlagen mit rund 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> noch etwas niedriger.

Ein Vergleich der kohlebasierten Stromerzeugung mit und ohne CO<sub>2</sub>-Rückhaltung zeigt, dass sich eine Rückhaltetechnik aus wirtschaftlicher Sicht bereits ab einem Zertifikatspreis von etwas über 40 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> lohnen kann (integrierte

Tabelle

**Kosten- und Effizienzannahmen für Wind- und Kohletechnologien<sup>1</sup>**

	Windkraftanlage	Konventionelles Kohlekraftwerk	Integrierte Kohlevergasung
<b>Ohne CO<sub>2</sub>-Rückhaltung</b>			
Wirkungsgrad (%)		43	46
Auslastung (%)	36	75	75
Emissionskoeffizient (kg CO <sub>2</sub> /kWh)		0,746	0,697
Spezifische Investitionskosten (Euro/kW)	1 908	1 075	1 455
Kapitalkosten (Eurocent/kWh)	5,71	1,26	1,78
Betriebskosten (Eurocent/kWh)	1,52	0,52	0,98
Brennstoffkosten (Eurocent/kWh)		1,47	1,38
<b>Stromerzeugungskosten (Eurocent/kWh)</b>	<b>7,23</b>	<b>3,26</b>	<b>4,14</b>
<b>Mit CO<sub>2</sub>-Rückhaltung</b>			
Wirkungsgrad (%)		31	38
Emissionskoeffizient (kg CO <sub>2</sub> /kWh)		0,103	0,084
Spezifische Investitionskosten (Euro/kW)		1 850	2 100
Kapitalkosten (Eurocent/kWh)		2,17	2,58
Betriebskosten (Eurocent/kWh)		1,39	1,59
Brennstoffkosten (Eurocent/kWh)		2,04	1,67
Transport- und Speicherkosten (Eurocent/kWh)		1,02	0,83
<b>Stromerzeugungskosten (Eurocent/kWh)</b>		<b>6,62</b>	<b>6,66</b>
Kostendifferenz (Eurocent/kWh)		3,36	2,52
Emissionsdifferenz (kg CO <sub>2</sub> /kWh)		0,64	0,61
Kosten pro vermiedener Tonne CO <sub>2</sub> (Euro/t CO <sub>2</sub> )		52	41

<sup>1</sup> Zinssatz von 7 %, Kohlepreis für 2010 von 1,76 Euro/GJ, Transport- und Speicherkosten von 11 Euro/t CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-Rückhaltung bei konventionellem Kohlekraftwerk durch nachgeschaltete chemische Absorption. Windkraftanlage auf See (30 km Küstenentfernung).

Quellen: Fachinformationszentrum Karlsruhe 2003; IEA 2004.

DIW Berlin 2005

<sup>12</sup> Dargestellt ist hier eine moderne Windkraftanlage auf See (30 km Küstenentfernung), die im Jahre 2010 zur Verfügung stehen wird. Vgl. Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): IKARUS Datenbank. Version 4.1 (CD-ROM). Karlsruhe 2003.

<sup>13</sup> International Energy Agency (IEA): Prospects for CO<sub>2</sub> Capture and Storage. Paris 2004, S. 56–57. Zu beachten ist, dass eine weite Spanne an Kosten- und Effizienzannahmen existiert. Einen Überblick bieten die gewählten Quellen sowie für CO<sub>2</sub>-Rückhaltung auch Edward S. Rubin, Anand B. Rao und Chao Chen: Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants with CO<sub>2</sub> Capture and Storage. 7<sup>th</sup> Conference of Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver 2004 ([www.ghgt7.ca](http://www.ghgt7.ca)).

Kasten

**Untersuchungsmethode**

Das Simulationsmodell SGM Germany ist ein allgemeines Gleichgewichtsmodell der deutschen Wirtschaft mit Schwerpunkt auf energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Fragestellungen. Es handelt sich um eine auf Deutschland übertragene Version des „Second Generation Model“, das vom Pacific Northwest Laboratory für die USA entwickelt wurde.<sup>1</sup> Das Modell ist speziell konzipiert, um die Kosten des Klimaschutzes und die Wirkungen verschiedener Politikmaßnahmen wie einen Emissionshandel zu analysieren. Mit diesem Modell kann die volkswirtschaftliche Entwicklung über einen Zeitraum von 50 Jahren untersucht werden.

Das Modell weist die Besonderheit auf, dass konkrete Stromerzeugungstechnologien im Rahmen eines gesamtwirtschaftlichen Modells bewertet werden können. Es berechnet den künftigen Anteil verschiedener Stromerzeugungstechnologien und Brennstoffe an der gesamten Stromerzeugung und die damit verbundenen Kosten. Darüber hinaus ermöglicht es Berechnungen zu volkswirtschaftlichen Wachstumseffekten und Strukturveränderungen sowie Grenzvermeidungskosten.

<sup>1</sup> Ronald Sands: Dynamics of Carbon Abatement in the Second Generation Model. In: Energy Economics, Vol. 26, 2004, S. 721–738.

Kohlevergasung mit Rückhalteverfahren 3). Für die etwas teurere nachgeschaltete Rückhaltung nach Verfahren 1 liegt die Rentabilitätsgrenze bei einem Zertifikatspreis von knapp 52 Euro/t CO<sub>2</sub>.<sup>14</sup>

Modellrechnungen mit dem Simulationsmodell SGM Germany (Kasten) zeigen, dass – unter der Annahme einer entsprechenden Verfügbarkeit – fortgeschrittene Windkraftanlagen und Kohleerzeugung mit CO<sub>2</sub>-Rückhaltung von 2015 an ab einem Zertifikatspreis von ungefähr 30 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> zum Einsatz kommen könnten.<sup>15</sup> Mit zunehmendem Zertifikatspreis erhöht sich dieser Anteil, so dass bis Mitte des Jahrhunderts bei einem CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis von etwa 50 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> schon ungefähr 50 % der deutschen Stromerzeugung auf diesen Technologien beruhen könnten. Der Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung ist dann wirtschaftlich und kann wesentlich zu Emissionsminderungen in Deutschland beitragen. Es zeigt sich ebenso, dass Windkraftanlagen und CO<sub>2</sub>-arme Kohlekraftwerke nicht notwendigerweise in Konkurrenz stehen müssen, sondern sich ergänzen können.<sup>16</sup>

## Fazit

Der deutsche Strommarkt steht gegenwärtig im Zeichen von erhöhtem Wettbewerb und zunehmenden Anforderungen des Klimaschutzes. Der große Bedarf an Ersatzinvestitionen im Kraftwerksbereich könnte genutzt werden, um zugleich die Versorgungssicherheit, die ökonomische Effizienz und die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

zu verbessern. In diesem Zusammenhang könnte eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung von großer Bedeutung werden, da hierdurch künftig auch fossile Brennstoffe wie Kohle klimaverträglich zur Stromversorgung eingesetzt werden könnten. Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Rückhaltung sind erfolgversprechend, wenn die Probleme der Wirkungsgradminderung der Kraftwerke und der Langzeitspeicherung des Kohlendioxids großtechnisch befriedigend gelöst werden können. Ab einem Zertifikatspreis von ungefähr 30 bis 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> lohnen sich solche Rückhalteverfahren aus wirtschaftlicher Sicht. Allerdings ist diese Technologie bisher noch nicht marktreif. Mit einer konkurrenzfähigen Nutzung könnte ab 2015 bis 2020 gerechnet werden.

Mit Blick auf eine nachhaltige Energieversorgung könnten sich die Möglichkeiten einer kohlebasiereten Stromerzeugung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung auf der einen Seite und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien auf der anderen Seite ergänzen, um auf Dauer eine klimaverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten.

<sup>14</sup> Vgl. Ottmar Edenhofer, Hermann Held und Nico Bauer: A Regulatory Framework for Carbon Capturing and Sequestration within the Post-Kyoto Process. Accepted for publication in: E. S. Rubin, D. W. Keith and C. F. Gilboy (Hrsg.): Proceedings of 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vol. 1: Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations. IEA Greenhouse Gas Programme. Cheltenham, UK, 2005.

<sup>15</sup> Im Vergleich zur Abbildung ist zu berücksichtigen, dass die Kosten der Technologien nicht einheitlich sind. Ein gewisser Einsatz ist daher schon bei einem geringeren Zertifikatspreis wirtschaftlich.

<sup>16</sup> Vgl. auch Ottmar Edenhofer: Strategien und Instrumente einer nachhaltigen Klima- und Energiepolitik. In: Aus Politik und Zeitgeschichte, B27/2003.

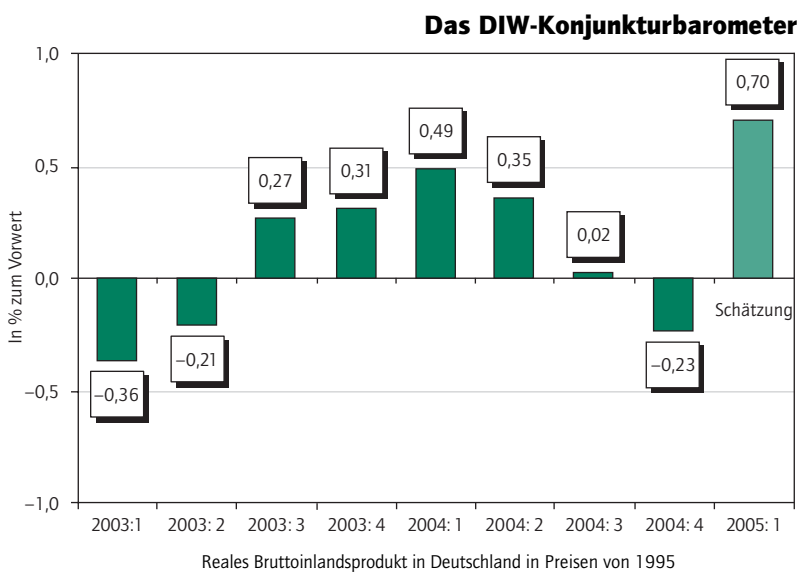


## Das DIW-Konjunkturbarometer

Stand: 11. April 2005

### Deutsche Wirtschaft auf Erholungskurs

Die Abkühlung der gesamtwirtschaftlichen Produktion nach der Jahresmitte 2004 hat sich bis zum Jahresende fortgesetzt. Im letzten Quartal des vergangenen Jahres sank das arbeitstäglich- und saisonbereinigte Bruttoinlandsprodukt um real 0,2 %. Seit Beginn dieses Jahres scheint sich die Gesamtwirtschaft zu erholen. Gestützt wurde das gesamtwirtschaftliche Wachstum von der Produktion im verarbeitendem Gewerbe und vom Einzelhandel. Besonders stark wuchs die Leistung im Energiebereich, während die Entwicklung im Baugewerbe und in den Vorleistungsgüter produzierenden Sektoren merklich ruhiger als zuvor verlief. Für das erste Quartal des laufenden Jahres ist mit einem saison- und arbeitstäglich bereinigten Zuwachs des Bruttoinlandsprodukts um real etwa 0,7 % zu rechnen.



DIW Berlin 2005

Das DIW Berlin präsentiert monatlich das DIW-Konjunkturbarometer als einen Indikator für die aktuelle Konjunkturtendenz in Deutschland. Es zeigt die Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts für das abgelaufene bzw. laufende Quartal und stellt damit die gesamtwirtschaftliche Entwicklung dar. Die Berechnung des DIW-Konjunkturbarometers basiert auf monatlichen Indikatoren, die – abhängig vom Zeitpunkt der Berechnungen – mehr oder weniger Schätzelemente enthält. Dem hier vorgestellten Konjunkturbarometer liegen für die Mehrzahl der verwendeten Indikatoren offizielle Werte des Statistischen Bundesamtes zugrunde.

Das DIW-Konjunkturbarometer wird regelmäßig auch auf der Homepage des DIW Berlin veröffentlicht ([www.diw.de/produkte/konjunkturbarometer](http://www.diw.de/produkte/konjunkturbarometer)).

#### Impressum

DIW Berlin  
Königin-Luise-Str. 5  
14195 Berlin

#### Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann (Präsident)  
Prof. Dr. Georg Meran (Vizepräsident)  
Dr. Tilman Brück  
Dörte Höppner  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Dr. Bernhard Seidel  
Prof. Dr. Viktor Steiner  
Prof. Dr. Alfred Steinherr  
Prof. Dr. Gert G. Wagner  
Prof. Dr. Axel Werwatz, Ph. D.  
Prof. Dr. Christian Wey

#### Redaktion

Dr. habil. Björn Frank  
Dr. Elke Holst  
Jochen Schmidt  
Dr. Mechthild Schrooten

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49 - 30 - 897 89-249  
presse@diw.de

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. 01 805 - 19 88 88 \*dtms/12 Cent/min.

#### Bezugspreis

Jahrgang Euro 180,-  
Einzelheft Euro 7,-  
(jeweils inkl. Mehrwertsteuer und Versandkosten)  
Abbestellungen von Abonnements  
spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)

#### Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

#### Satz

Wissenschaftlicher Text-Dienst (WTD), Berlin

#### Druck

Druckerei Conrad GmbH  
Oranienburger Str. 172  
13437 Berlin