

Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Prof. Dr. Ing. A. Voß

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy · Institut d'Economie Énergétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie

Arbeitsbericht/Working Paper

**Stromerzeugungs-
kosten
im Vergleich**

S. Wissel, S. Rath-Nagel,
M. Blesl, U. Fahl, A. Voß

Bericht Nr. 4

Februar 2008

Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Charakterisierung der Stromerzeugungsoptionen	2
2.1	Heute verfügbare Kraftwerkstechnologien	2
	Fossile Dampfkraftwerke	3
	Kernkraftwerke	4
	Kraftwerke mit Erneuerbaren Energiequellen	4
2.2	Zukünftige Fossile Kraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung.....	5
	CO ₂ -Abscheidetechniken	6
	Vergleich der Verfahren.....	8
	CO ₂ -Transport.....	9
	CO ₂ -Speicherung.....	10
2.3	Entwicklung der Energieträgerpreise	10
3	Stromerzeugungskosten im Vergleich.....	13
3.1	Kostenstruktur	13
3.2	Stromerzeugungskosten	13
3.3	Variation der Diskontrate	15
3.4	Variation der Brennstoffpreise	16
3.5	Veränderung der Auslastung.....	17
3.6	CO ₂ -Emissionskosten.....	17
3.7	Einführung von CCS-Kraftwerken im Jahr 2025.....	19
4	Sensitivitätsanalysen.....	22
4.1	Sensitivitätsanalyse für fossile/nukleare Kraftwerke	22
4.2	Sensitivitätsanalyse für Erneuerbare Energieträger	26
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	30
6	Literaturverzeichnis	32
7	Anhang.....	37
7.1	Methodik zur Ermittlung der mittleren spezifischen Stromgestehungskosten.....	37
7.2	Methodik zur Ermittlung der Back-up Kosten.....	38

1 Einleitung

Eine moderne leistungsfähige Volkswirtschaft braucht ein Energiesystem, das Wärme, Licht, Kraft sowie Kommunikations- und Informationsdienstleistungen zuverlässig, zu wirtschaftlich tragfähigen Bedingungen und umwelt- sowie klimapolitisch im Einklang mit den natürlichen Lebensgrundlagen bereitstellt. Ein wichtiges Stichwort in diesem Zusammenhang lautet „Nachhaltigkeit“, d. h., die genannten Bedingungen müssen dauerhaft erfüllt und das System der Energieversorgung in ökonomischer, ökologischer und sozialer Hinsicht zukunftsfähig sein /Voß, A. et al., 1998/, /PSI, 2004/. Eine herausragende Bedeutung für die Energieversorgung hat die Stromerzeugung, denn Strom ist ein besonders wertvoller Sekundärenergieträger, physikalisch ausgedrückt besteht er aus reiner Arbeitsfähigkeit, er ist in alle anderen Energiearten umwandelbar und somit universell einsetzbar.

Aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten der Stromerzeugung werden technische, ökonomische sowie ökologische Konsequenzen sowie Vor- und Nachteile der Optionen intensiv diskutiert. Diese Diskussion betrifft alle gesellschaftlichen Ebenen: die Politik als Gestalter von Rahmenbedingungen, die Versorgungsunternehmen als Investoren und Betreiber von Anlagen und die Verbraucher als Nutzer des Systems. Auswirkungen von Entscheidungen für eine bestimmte Kraftwerks- und Netzinfrastruktur sind aufgrund der technischen Nutzungsdauer der Anlagen langfristig zu spüren.

Rationale Entscheidungen setzen eine angemessene Informationsgrundlage und geeignete Bewertungsmethoden voraus. Die relevante Messgröße beim Vergleich von Optionen sind gesamtgesellschaftliche Kosten, die mit der jeweiligen Alternative verbunden sind. Sie sind ein Maß für die Inanspruchnahme knapper volkswirtschaftlicher Ressourcen und somit geeignet, die relative Nachhaltigkeit verschiedener Möglichkeiten aufzuzeigen. Bei einem Vergleich gesamtgesellschaftlicher Kosten von Kraftwerksanlagen sind grundsätzlich alle Kostenbestandteile, die während des gesamten Lebenszyklus, also der Bau-, Nutzungs- und Abbauphase, anfallen, zu erfassen. Man spricht daher von Lebenszykluskosten /IER, 2005/.

Mit diesem Bericht werden Daten und Analysen vorgelegt, die eine Aussage zu den direkten (oder privaten) Lebenszykluskosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen unter Berücksichtigung der langfristigen Unsicherheiten ermöglichen.

2 Charakterisierung der Stromerzeugungsoptionen

Der Ausbau des Kraftwerksparks unterliegt langfristigen Überlegungen, in denen der jeweils optimale Kraftwerkstyp unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen standortbezogen ausgewählt wird. Dabei ist zunächst abzuwägen, welche Optionen für den erwarteten Ersatz- und Zuwachsbedarf überhaupt zur Verfügung stehen. Diese werden im Folgenden durch ihre wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter zusammenfassend charakterisiert.

2.1 Heute verfügbare Kraftwerkstechnologien

Die Investitionskosten für neue Kraftwerke resultieren zu einem erheblichen Teil aus zyklischen Trends des Kraftwerkmarktes. Die Marktentwicklung für Kraftwerke wird einerseits vom Bedarf, wie z. B. dem Wirtschaftswachstum und der Bevölkerung, getrieben. Mit dem Anstieg des Strombedarfs wächst auch der Bedarf für neue Kraftwerke. Andererseits prägen jedoch auch energiepolitische Faktoren, wie die Liberalisierung der Strommärkte, die Bewertung ökologischer Aspekte, die Verfügbarkeit unterschiedlicher Technologien, die Marktstruktur bei den Anbietern und bei den Kraftwerksherstellern, die Preisentwicklung auf den Rohstoffmärkten (z. B. Energieträgerpreise, Stahlpreise) oder der Erneuerungsbedarf des Kraftwerksparks die Investitionszyklen in nationalen und internationalen Kraftwerksmärkten. Die Überlagerung dieser zeitlich und regional unterschiedlichen Faktoren bestimmt die Dynamik der Gesamtentwicklung und Struktur des Kraftwerkmarktes.

Wegen der Komplexität der Wirkungsmechanismen zwischen den vielschichtigen marktbeeinflussenden Faktoren ist schon alleine von der Marktseite, unabhängig von der Technologieentwicklung, jede Annahme für zukünftige Investitionskosten von Kraftwerken mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Für Inbetriebnahmezeiträume ab dem Jahre 2010 stehen gemäß dem derzeitigen Stand der Technik die in Tabelle 2-1 aufgeführten Kraftwerkstechniken als Referenzanlagen zur Verfügung. Die zusammengestellten technischen und ökonomischen Daten beziehen sich auf den Informationsstand Juli 2007 und sind Ergebnis eines informellen Austauschs mit Betreibern, Investoren und Herstellern /EUSUSTEL, 2007/. Naturgemäß gibt es für zukünftig zu errichtende Anlagen eine Bandbreite der Abschätzungen für einzelne Parameter. Ausgewählt wurden die aus den verschiedenen Quellen abgeleiteten Mittelwerte.

Tabelle 2-1: Technische und ökonomische Parameter der Referenzkraftwerke, Inbetriebnahmejahr ab 2010

Energie-träger	Kraftwerkstyp	Elektrische Netto-Leistung	Elektrischer Netto-Wirkungs-grad	Tech-nische Nutzungs-dauer	Spezifische Inves-titions-kosten ¹⁾	Auslast-ung
		[MW _{el}]	[%]	[a]	[€kW]	[%]
Erdgas	GuD-KW	1000	60	30	480	85
Steinkohle	Dampf-KW	1020	46	35	1000	85
Braunkohle	Dampf-KW	1050	44	35	1150	85
Kernenergie	Druckwasserreaktor	1600	36	60	1850	85
Wasser	Laufwasser-KW	3,1		60	4982	57
Wind	Wind-KW onshore	2		20	1050	15-25
Wind	Wind-KW offshore	5		20	1950	25-40
Solar	PV-Anlage Freifläche	0,5		25	4275	10
Solar	PV-Anlage Dach	0,002		25	5200	10
Biomasse	Holz-KW Wirbelschicht	20	35	20	2100	85

¹⁾ Anlagenabschlusskosten und Baunebenkosten ohne Zinsen während der Bauzeit

Aktuelle Entwicklungen auf dem konventionellen Kraftwerkmarkt führen zu 30 bis 50 % höheren Investitionskosten, bedingt u. a. durch erhöhte Rohstoffpreise und einer zunehmenden Tendenz zum Verkäufermarkt, was die Rücknahme von Baubeschlüssen bei den Stadtwerken Bremen und Bielefeld sowie der Rhein Energie AG zur Folge hatte /ZfK, 2007/. Auch im Rahmen des Entwurfs für das neue Erneuerbare Energien-Gesetz wird über eine Erhöhung der Einspeisevergütung für Windkraftanlagen diskutiert, da die Investitionskosten um mehr als 10 % angestiegen sind /neue energie, 2007/. Über einen längeren Zeitraum betrachtet wird sich die Überzeichnung des Kraftwerkmarktes entsprechend der Zyklensbildung jedoch wieder „normalisieren“.

Fossile Dampfkraftwerke

Erdgas-Gas- und -Dampfturbinenkraftwerke sowie Stein- und Braunkohle-gefeuerte Dampfkraftwerke sind in den letzten Jahren ständig weiter entwickelt und in Bezug auf die Brennstoffausnutzung optimiert worden. Referenzanlagen dieser im Grundlastbereich mit hoher Verfügbarkeit eingesetzten Kraftwerke sind:

- Erdgas-Gas- und -Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) mit 1000 MW_{el,netto} und einem elektrischen Nettowirkungsgrad von 60 %,
- Steinkohledampfkraftwerk 1020 MW_{el,netto} mit Kohlenstaubfeuerung, überkritischen Frischdampfparametern (285 bar/ 600 °C) sowie einem Nettowirkungsgrad von 46 %,

- Braunkohledampfkraftwerk 1050 MW_{el,netto} mit Kohlenstaubfeuerung und überkritischen Frischdampfparametern sowie optimierter Anlagentechnik zur Kohletrocknung (BoA+) (elektrischer Nettowirkungsgrad 44 %).

Kernkraftwerke

Anlagen der dritten Generation wurden in den 1990er Jahren entwickelt und zeichnen sich durch ein höheres Maß an Sicherheit sowie einer höheren Verfügbarkeit gegenüber den Anlagen der zweiten Generation aus.

Als Referenzanlage wird der Europäische Druckwasserreaktor betrachtet; ein Reaktor dieser Bauart ist gegenwärtig in Finnland und ein weiterer in Frankreich im Bau. Die für die Brennstoffausnutzung unterschiedlichen Wege der direkten Endlagerung und der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente finden in der Konzeption zukünftiger Energiesysteme grundsätzlich gleiche Berücksichtigung, da keine technisch sinnvolle Option in der Planungsphase ausgeschlossen werden soll.

- Europäischer Druckwasserreaktor 1600 MW_{el,netto}, ausgelegt für eine Brennstoffanreicherung von 4,2 %, mit direkter Endlagerung oder Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente

Kraftwerke mit Erneuerbaren Energiequellen

Aus der Vielzahl der Kraftwerkstypen, die die natürlichen Ressourcen Wasser, Wind, Solare Strahlung und Biomassen unterschiedlicher Art und Herkunft nutzen, sind die folgenden Referenzanlagen ausgewählt worden:

- Laufwasserkraftwerk 3100 kW_{el,netto} mit einer durchschnittlichen Auslastung von 57 %; dies entspricht einer Volllaststundenzahl von 5000 h/a und wird in Deutschland im langjährigen Durchschnitt an hydrologisch geeigneten Standorten erreicht. Allerdings gilt das hydrologische Potenzial in Deutschland als weitgehend erschlossen.
- Onshore-Windkraftkonverter 2000 kW_{el,netto} als Anlage eines Windparks, betrieben an einem Standort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 50 m über Grund von mindestens 5,5 m/s bzw. 6,5 m/s. Die Volllastbenutzungstunden liegen damit bei 1300 bis 2200 h/a. Diese Anlagen sind ausgereift und dürften im Allgemeinen im Zuge eines Windpark-Repowerings Altanlagen kleinerer Leistung ersetzen.

- Offshore-Windkraftkonverter 5000 kW_{el,netto} als Anlage eines Windparks, betrieben an einem Standort mit Volllaststunden von 2200 h/a bis 3500 h/a. Offshore-Windkraftanlagen benötigen noch weitere Entwicklung und Erprobung, damit sie auch in den vorgesehenen Gebieten mit Meerestiefen von 40 m installiert und instand gehalten werden können.
- Photovoltaikanlage 2 kW_{el,netto}, polykristallines Silizium, ausgeführt als Dachanlage, mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 900 h/a.
- Photovoltaikanlage 500 kW_{el,netto}, polykristallines Silizium, aufgeständert auf freier Fläche mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 950 h/a.
- Biomasse-Heizkraftwerk 20 MW_{el,netto}, Verbrennung von Holzhackschnitzeln in der Wirbelschicht. Anlagen dieser Art sind Stand der Technik und werden kommerziell eingesetzt.

Als weitere Stromerzeugungsoption mit erneuerbaren Energiequellen ist grundsätzlich auch ein Geothermie-Kraftwerk vorstellbar, allerdings sind dafür die geologischen Randbedingungen in Deutschland nur an ganz wenigen ausgewählten Standorten erfüllt, wie eingehende Untersuchungen belegen /Frick et al., 2007/. Wegen dieser die meisten Standorte ausschließenden Besonderheit wird die Option Geothermie-Kraftwerk hier nicht berücksichtigt.

Alle Kraftwerkstypen haben Entwicklungspotenziale, die zum Teil erhebliche Auswirkungen auf ihre Einsatzchancen in den nachfolgenden Jahrzehnten haben werden. Bei den Kernkraftwerken zielen die Entwicklungen auf eine weitere Senkung der Kapitalkosten, bei den Kraftwerken mit Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf eine Senkung der Investitionskosten sowie zusätzlich auf eine Verbesserung der Wirkungsgrade und bei den fossil befeuerten Kraftwerken auf eine wesentliche Reduzierung der Umwelt- und Klimagasemissionen.

2.2 Zukünftige fossile Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung

Im Mittelpunkt der Entwicklung zukunftsfähiger Kohlekraftwerke stehen heutzutage Verfahren zur CO₂-Abtrennung. Wenn es gelingt, beim Verbrennungsprozess CO₂-Abscheidungsgraden von bis zu 90 % zu erreichen, eröffnen sich weitgehend klimaverträgliche Einsatzmöglichkeiten für kohlebefeuerte Kraftwerksanlagen. Die technische Möglichkeit der CO₂-Abtrennung wird in anderen Bereichen seit längerem genutzt. So wird CO₂ z. B. bei der Erdölförderung abgetrennt und im Rahmen des so genannten Enhanced Oil Recovery (EOR) zur Steigerung der Ausbeute in die Bohrformationen zurück gepresst; oder CO₂ wird bei der Aufbereitung von Erdgas als unerwünschtes Begleitgas abgetrennt. Im Zusammenhang mit der großtechnischen Abtrennung von CO₂ im Kraftwerk sind jedoch noch viele Einzelheiten

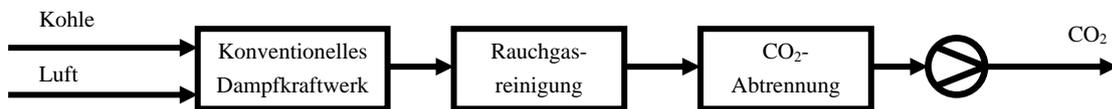
zu klären. Dies betrifft einerseits die Entwicklung der geeigneten Abtrenntechnik. Dies gilt aber auch für den Aufbau der erforderlichen Entsorgungsinfrastruktur für das abgetrennte CO_2 , die geeignete Transportsysteme und Speichereinrichtungen, in denen das Gas langfristig stabil eingelagert werden kann, bereithalten muss.

Auch wenn in Demonstrationsanlagen (z. B. Vattenfall 30 MW_{th} -Pilotanlage Schwarze Pumpe auf Basis des Oxyfuel Prozesses: geplante Inbetriebnahme 2008) und ersten halbkommerziellen Testanlagen (Planungen der RWE Power AG, bis zum Jahr 2014 ein Kohlekraftwerk mit integrierter Vergasung, CO_2 -Abscheidung und Speicherung mit einer Netto-Leistung von 360 MW_{el} zu errichten) maßgebliche Fortschritte bei der Weiterentwicklung der Technologie im Kraftwerksmaßstab erreicht werden, dürfte die großtechnische Einsatzfähigkeit der gesamten CCS-Technik kaum vor 2020 /WI, 2007/, bei vorsichtiger Bewertung nicht vor 2025 gegeben sein.

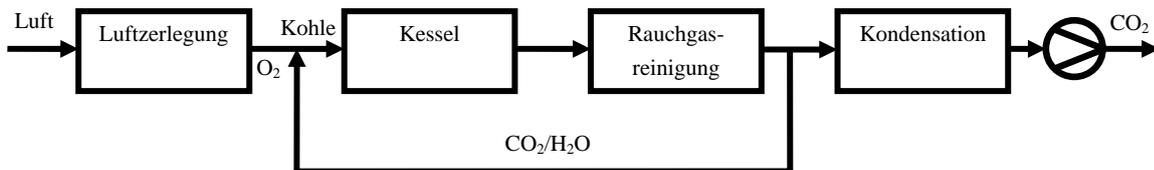
CO_2 -Abscheidetechniken

In technischer Hinsicht kommen nach dem derzeitigen Stand der Forschung grundsätzlich die drei in Abbildung 2-1 veranschaulichten Optionen zur CO_2 -Abtrennung in Betracht (vgl. auch /FZJ STE, 2006/).

1. Post-Combustion



2. Oxyfuel



3. Pre-Combustion

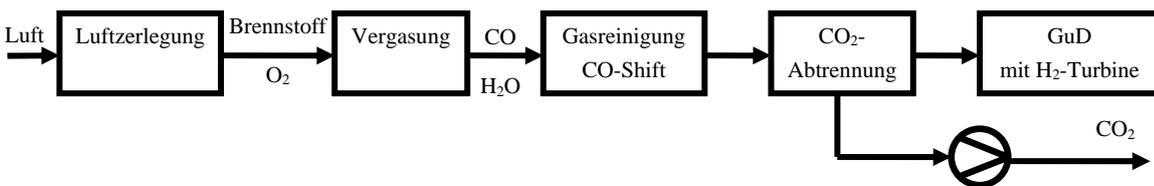


Abbildung 2-1: Verfahren der CO_2 -Abtrennung

Post-Combustion-Verfahren werden für staubgefeuerte Kohle- oder Gaskraftwerke mit überkritischen Dampfparametern entwickelt. CO₂ wird aus den Rauchgasen ausgewaschen, indem chemische Absorber zur Bindung des Gases eingesetzt werden. Bei der anschließenden Erhitzung wird das CO₂ wieder ausgetrieben. Gegenwärtig werden Amine als Absorber verwendet, es gibt jedoch Zweifel an der chemischen Stabilität des Lösungsmittels in oxidierender Atmosphäre und in Gegenwart von Verunreinigungen durch SO₂. Verbesserte Lösungsmittel mit höherer SO₂-Toleranz sind derzeit in der Entwicklung. Ein wesentlicher Aspekt ist der hohe Energiebedarf für die Regenerierung des Lösungsmittels und die Verdichtung des CO₂: So sind Einbußen von bis zu 8 bis 12 %-Punkten bei den Kraftwerkswirkungsgraden zu erwarten. Neuere Trennverfahren, die allerdings noch am Anfang ihrer Entwicklung stehen, zielen auf die Verwendung von Membranen statt Absorbieren ab /OECD, IEA, 2006/.

Das Verfahren gilt auch als Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel oder Membranverfahren den Energieaufwand zu verringern.

Auch beim **Oxyfuel-Verfahren** wird CO₂ nach der Verbrennung abgetrennt. Kohle wird im Verbrennungskessel in einem Gemisch aus reinem Sauerstoff und einem aus der Rauchgaswäsche zurückgeführten CO₂/H₂O-Teilstrom verbrannt. Das durch dieses Recyceln aufkonzentrierte CO₂ kann nach der Rauchgasreinigung auf einfachem Wege durch Abkühlung auf Kondensationstemperaturen entfernt werden. Beim Oxyfuel-Verfahren entfallen kostspielige CO₂-Abtrennprozesse; allerdings entsteht zusätzlicher Aufwand für die Luftzerlegungsanlage. Schätzungen zufolge dürfte der Wirkungsgradverlust zu herkömmlichen Kohlekraftwerken damit ähnlich wie bei den Post-Combustion-Verfahren sein /OECD, IEA, 2006/.

Es gibt jedoch ein großes Entwicklungspotenzial beim Oxyfuel-Verfahren. Ionen leitende Membranen für die Rauchgaswäsche und neue Sauerstofferzeugungs-Verfahren dürften in den nächsten 5 bis 10 Jahren verfügbar sein. Mit dem Oxyfuel-Verfahren könnten gleichzeitig auch die NO_x-Emissionen in Abhängigkeit vom jeweiligen Verbrennungs-Temperaturniveau reduziert werden, ein Thema, das noch weiterer Gegenstand der Forschung ist. Auch die Qualität der CO₂-Abtrennung ist noch weiter zu optimieren. Unter Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften dieses Verfahrens wird eine Wirkungsgradeinbuße von 7 bis 8 % erwartet /Hendriks, 2007/.

Beim **Pre-Combustion-Verfahren** wird CO₂ vor der Verbrennung aus einem CO₂-reichen Stoffgemisch abgetrennt und in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess Strom erzeugt. Als Brennstoffe kommen entweder Kohle im Verbund mit einer vorgeschalteten Vergasungsanlage (Integrierte Kohlevergasung bzw. IGCC-Technik) oder Erdgas mit

entsprechender Gasaufbereitung zum Einsatz. In der Vergasungs- bzw. Aufbereitungsanlage wird der Brennstoff in ein wasserstoffreiches Synthesegas, das hauptsächlich aus H_2 , CO und CO_2 besteht, umgewandelt. Im Shift-Reaktor wird die Umwandlung von CO in CO_2 und damit die weitere Erzeugung von H_2 befördert. Durch das Verfahren wird hochkonzentriertes CO_2 erzeugt, das durch Absorber physikalisch einfach zu entfernen ist. Das wasserstoffreiche Synthesegas wird in einer Gasturbine verbrannt. Die heißen Abgase aus der Gasturbine werden anschließend einem Dampfturbinenprozess zugeführt. Vor Eintritt in die Gasturbine ist allerdings eine intensive Gasreinigung des Synthesegases erforderlich, um die Schadstofffracht zu mindern und zu verhindern, dass die Turbine Schaden durch Abtragung und Korrosion nimmt. Die Wirkungsgradeinbußen von 5 bis 8 % und die Zusatzkosten des Verfahrens sind vergleichsweise gering.

Vergleich der Verfahren

Die CO_2 -Abtrennung vor der Verbrennung in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (Pre-Combustion) ist im Vergleich zur CO_2 -Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Prinzipieller Vorteil dieser Technologie ist - neben höheren Wirkungsgraden - die Flexibilität sowohl auf der Brennstoffseite (Input von Kohle, Biomasse, Ersatzbrennstoffe) als auch auf der Produktseite (Output von Strom, Wasserstoff, synthetischen Gase bzw. Kraftstoffen). Hier ist die großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO_2 -Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt (z. B. Buggenum in den Niederlanden und Puertollano in Spanien). Zur Implementierung der CO_2 -Abtrennung besteht noch weiterer Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf. Im Falle einer Nachrüstung eines konventionellen Kohlekraftwerks zu einem „Oxyfuel“-Kraftwerk sind eine Luftzerlegungseinheit und erhebliche Umbauten am Feuerungsraum notwendig. Wesentlich einfacher erscheint nach heutigem Kenntnisstand das Post-Combustion-Verfahren für Nachrüstungen. In wie weit ein Kraftwerk für eine Nachrüstung geeignet ist, muss im Einzelfall geprüft werden, da u. a. ein erheblicher Platzbedarf besteht.

Auch wenn aus heutiger Sicht verschiedene verfahrenstechnische Einzelheiten der CCS-Kraftwerke noch offen sind, so wird in dieser Studie von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Im Jahre 2025 werden die ersten großtechnischen CCS-Kraftwerke kommerziell eingesetzt;
- Als Referenzanlagen dienen IGCC-Kraftwerke; die Blockgrößen sind aufgrund des Ausmaßes der Vergasungsanlage fertigungsbedingt etwa 400 MW;
- Für das Jahr 2025 wird der voraussichtliche Wirkungsgrad in konventionellen Kohlekraftwerken etwa 50 % und für CCS-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 43 % um bis zu 7 % geringer sein (ohne CO_2 -Aufbereitung);

- Bei den Investitionskosten der Kraftwerke kommt es im Wesentlichen aufgrund der zusätzlichen Prozesse für Vergasung und Gasaufbereitung zu einer deutlichen Kostenzunahme gegenüber herkömmlichen Kraftwerken; die spezifischen Investitionskosten werden für Braunkohle etwa bei 1610 €/kW und für Erdgas etwa bei 870 €/kW ohne Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von Kohlendioxid geschätzt.

Tabelle 2-2 fasst die Mittelwerte der Schätzungen zusammen.

Tabelle 2-2: Technische und ökonomische Parameter der CCS-Kraftwerke, Inbetriebnahmejahr 2025

Energie-träger	Kraftwerkstyp	Elektrische Netto-Leistung	Elektrischer Netto-Wirkungs-grad	Technische Lebens-dauer	Auslast-ung	Spezifische Investitions-kosten ¹⁾
		[MW _{el}]	[%]	[a]	[%]	[/€/kW _{el}]
Erdgas	CCS-KW	475	55	25	85	870
Steinkohle	CCS-KW	425	45	30	85	1610
Braunkohle	CCS-KW	425	43	30	85	1610

¹⁾ Anlagenabschlusskosten und Baunebenkosten ohne Zinsen während der Bauzeit

CO₂-Transport

Bei einem großtechnischen Einsatz von CCS-Kraftwerken fallen große Mengen an abgetrenntem CO₂ an. Für ein Steinkohlekraftwerk von 425 MW_{el} Nettoleistung, das mit einer Auslastung von 85 % betrieben wird und auf einen Abtrennanteil von 90 % kommt, sind das z. B. 2,1 Millionen t/a. Daher kommen aus technischen und ökonomischen Gründen nur Transporte des Kohlenstoffdioxids mit Pipelines oder großen Schiffen in Frage /Mayer-Spohn et al., 2006/. Für beide Transportoptionen ist eine Gaskonditionierung erforderlich, um CO₂ in möglichst kompakter Form transportieren zu können. Bei Pipelines ist eine Konditionierung auf hohen Druck (80 bis 120 bar), bei Tankern auf Tieftemperaturen bei Umgebungsdruck erforderlich.

Sowohl Gaskonditionierung als auch CO₂-Transport benötigen einen erheblichen Energieaufwand, in der Regel Strom als Kompressions- bzw. Kühlenergie. Für die CO₂-Verdichtung sind beim gegenwärtigen Stand als Äquivalent dafür rund 2,0 %-Punkte (bei Gaskraftwerken) bis 3,5 %-Punkte (bei Kohlekraftwerken) an Wirkungsgradverlusten im Kraftwerk anzusetzen. Die Kostenabschätzungen für den CO₂-Transport per Pipeline oder Schiff schwanken in erheblichen Bandbreiten. Bei einem Literaturvergleich (/Ecofys, 2004/, /FZJ STE, 2006/, /IPCC, 2005/, VGB, 2004/) ist zu berücksichtigen, dass neben den technischen Daten z. B. Auslastung und Rohrleitungsdurchmesser auch länderspezifische Charakteristika eine Rolle spielen. Für den CO₂-Transport im fluiden Zustand schwanken die

Kostenangaben in Abhängigkeit von Transportentfernung und Transportkapazität von 2 bis 7 €/t CO₂.

CO₂-Speicherung

Prinzipiell kann die Speicherung von CO₂ in geologischen Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie bei der Deponierung flüssiger Abfallstoffe angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Als Speicher innerhalb Deutschlands in Frage kommen sowohl ausgeförderte Gas- und Ölfelder, stillgelegte Kohlebergwerke als auch bisher ungenutzte tiefe Kohleflöze, Salzkavernen und tiefe saline Aquifere. Das Potenzial dieser Speicher wird in Deutschland auf 19 bis 48 Gt CO₂ geschätzt /WI, 2007/. Offene Fragen gibt es vor allem hinsichtlich der Langzeitstabilität. Im Vergleich zu den Transportkosten sind die Kosten für die Speicherung von CO₂ mit weitaus größeren Unsicherheiten verbunden. Hauptursachen sind die unterschiedlichen geologischen Rahmenbedingungen (z. B. Einbringtiefe, Speichermenge, technische Aspekte). Grundsätzlich gilt, dass die Speicherung von CO₂ onshore günstiger ist als die Offshore-Lagerung. Ein Vergleich von Literaturangaben (/WI, 2007, /FZJ STE, 2006/, IPCC, 2005/) unter der Berücksichtigung potentieller Standorte in Deutschland (vorwiegend saline Aquifere) führt zu Speicherkosten von 1 bis 8 €/t CO₂. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Speicherkosten sehr standortspezifisch sind und mitunter sogar noch höher ausfallen können als die für durchschnittliche Bedingungen angeführten Zahlenwerte dies anzeigen.

Die Gesamtkosten für Transport und Speicherung des Kohlenstoffdioxids belaufen sich damit auf 3 bis 15 €/t CO₂.

2.3 Entwicklung der Energieträgerpreise

Mit der Entscheidung für einen bestimmten Kraftwerkstyp ist i. d. R. auch die Festlegung auf einen spezifischen Brennstoff verbunden. Daher kommt neben der Einschätzung der Investitionskosten der zukünftigen Preisentwicklung auf den Primärenergiemärkten eine besondere Bedeutung im Rahmen der Entscheidungsfindung zu. Diese Abschätzungen sind naturgemäß mit großen Unsicherheiten verbunden, da es keine gesicherte Methode gibt, Preise, die sich aus Angebot und Nachfrage von Gütern auf Weltmärkten ergeben, über Jahre oder Jahrzehnte vorherzusagen.

Wegen der Unsicherheiten in der Projektion werden zwei Brennstoffpreisentwicklungen unterstellt: ein als Basis bezeichneter Referenzfall und eine Hochpreis-Variante mit einem gegenüber der Basis höheren Verlauf. Der Preisverlauf folgt in der Basisprojektion dem Energiereport IV /EWI PROGNOSES, 2005/ mit einem Weltölpreis von 48 US-\$₂₀₀₆/bbl im

Jahre 2030. Im Hochpreisszenario folgt die Preisentwicklung dem PRIMES-Szenario mit hohen Energiepreisen /EU, 2004/ mit einem weltweiten Rohölpreis im Jahre 2030 von 68 US-\$₂₀₀₆/bbl. Im aktuellen Annual Energy Outlook der US-amerikanischen EIA (Energy Information Administration) werden vergleichbare Rohölpreisentwicklungen bis 2030 zugrunde gelegt /EIA, 2008/. Mit Rohölpreisen um die 100 US-\$/bbl wird die gegenwärtige Situation als eine temporäre Hochpreisphase angesehen

Die Erdgaspreise der Produzenten sind in der Regel durch eine Indexierung zeitversetzt an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt. Dies hat historische Gründe, in der Anfangszeit des aufkommenden Erdgashandels der 60'er Jahre wollte man mit dieser Bindung einen fairen Wettbewerb zwischen den für die Wärmeerzeugung eingesetzten voll substituierbaren Energieträgern ermöglichen. Es gab und gibt allerdings regionale Unterschiede bei den Erdgas-Preisnotierungen. In der Vergangenheit waren die für Asien eingekauften Erdgasmengen etwa 20 bis 30 % teurer als die für Europa, welche etwa 10 bis 20 % teurer als die für den amerikanischen Markt waren. Wegen des zunehmenden weltweiten Wettbewerbs um Gaslieferverträge und angesichts des verstärkten interkontinentalen LNG-Handels werden die regionalen Unterschiede an den weltweiten Handelsplätzen längerfristig weitgehend bedeutungslos werden, es kristallisiert sich immer mehr ein global geltender Preis heraus.

Die Notierungen der Preise für Steinkohle auf den Weltmärkten sind frei von jeder Ölpreisbindung. Allerdings ist auch hier aufgrund der weltweit anziehenden Nachfrage mit einem Anstieg der Preise zu rechnen. Die Projektionen der Preise für Steinkohle sind für das Hochpreisszenario dem World Energy Outlook 2006 /WEO, 2006/ entnommen.

Zu den jeweiligen Welt-Primärenergiepreisen wurden die jeweiligen Transportkosten für Steinkohle und Erdgas addiert, die den durchschnittlichen Transportentfernungen von Handelsplätzen am Weltmarkt zu deutschen Kraftwerksstandorten entsprechen.

Braunkohle und Biomasse (Holzpellets) sind lokale Energieträger, die nicht einem internationalen Handel und den dort üblichen Preisbildungsmechanismen unterliegen. Für beide Energieträger wird (inflationsbereinigte) Preiskonstanz angenommen.

Bei der Kernenergie ist als Besonderheit zu beachten, dass die gesamten Brennstoffkreislaufkosten in die Bildung der Primärenergiepreise eingehen, d. h. Kosten für Natururan, Konversion, Anreicherung, Zwischen- und Endlagerung. Nur die Preisbildung für Natururan hängt von der internationalen Marktentwicklung ab, die übrigen Bestandteile der Brennstoffkreislaufkosten sind weitgehend von internationalen Entwicklungen entkoppelt. Trotz weltweit genügend gesicherten Uranreserven im Niedrigkostenbereich < 130 US-\$/kg Uran unterliegt dieser Markt seit 2000 starken Schwankungen /Kwasny 2007/. Begründet werden

3 Stromerzeugungskosten im Vergleich

Die Stromerzeugungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten während des Anlagenbetriebs zusammen. Die Kostenbestandteile werden üblicherweise über die gesamte technische Nutzungsdauer kumuliert, auf den Gegenwartswert abdiskontiert und auf die erzeugte Strommenge bezogen, um vergleichbare Werte in [€/MWh] zu erhalten. Die Methodik zur Ermittlung dieser mittleren spezifischen Stromgestehungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Costs, abgekürzt: ALLGC) ist im Anhang beschrieben.

Für den Kostenvergleich der Referenzkraftwerke - deren ökonomische und technische Parameter in Tabelle 2-1 zusammengestellt sind - wird als einheitlicher Inbetriebnahmezeitpunkt das Jahr 2010 gewählt. Es wird ferner den Kostenrechnungen zugrunde gelegt, dass der Zeitraum für die Abschreibung der Anlagen deren technischer Nutzungsdauer entspricht. Darüber hinaus werden für fossil gefeuerte Kraftwerke und das Kernkraftwerk eine Nutzung über 7500 Vollbenutzungsstunden, d. h. ein durchschnittlicher Lastfaktor von rund 85 % pro Jahr, unterstellt. Für die Kraftwerke mit Erneuerbaren Energiequellen werden die in Tabelle 2-1 angegebenen jahresdurchschnittlichen Mittelwerte der Auslastung für deutsche Standorte angenommen.

3.1 Kostenstruktur

Kapitalkosten enthalten neben den Kosten für die Anlage, die beim Abschluss eines Liefervertrages mit dem Hersteller vereinbart werden, eine Reihe weiterer Bestandteile. Zu den Anlagenabschlusskosten (auf Englisch: Overnight Investment Cost - OIC) kommen vor Baubeginn normalerweise die als Bauherrneigenleistungen bezeichneten Kosten für Erwerb des Grundstücks, Erschließung, Gutachten u. ä.; nach Betriebseinstellung fallen Kosten für Abbau und Überwachung während der Demontage an.

Ein wesentlicher Bestandteil der Kosten während der Bauzeit entfällt auf Zinszahlungen. Dieser kann insbesondere bei Kohle- und Kernkraftwerken mit hohen Investitionskosten und langen Bauzeiten beispielsweise bis zu 20 % der Herstellkosten ausmachen.

3.2 Stromerzeugungskosten

Mit einer angenommenen Diskontrate von 7,5 % ergeben sich die in Abbildung 3-1 dargestellten spezifischen Stromgestehungskosten, entsprechend der Brennstoffpreisentwicklung „Basis“ (vgl. Tabelle 2-3), für die Referenzkraftwerke. Dargestellt ist auch die jeweilige Aufteilung der Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten der Kraftwerke. Bei Kraftwerken mit Erneuerbaren Energieträgern mit Ausnahme des Biomasse-Kraftwerkes werden zusätzlich so

genannte Back-up-Kosten ausgewiesen. Diese Kosten fallen aufgrund des stochastischen Angebots der Windleistung, solaren Einstrahlung und des Wasserdargebots durch die Kosten der Vorhaltung von Reserveleistung in Form von so genannten Back-up-Kraftwerken an. Als Back-up-Kraftwerke werden hier Steinkohle- oder Erdgas-Kraftwerke betrachtet, was aufgrund der jeweiligen Kostenstruktur dieser beiden fossilen Kraftwerkstypen zu einer Bandbreite bei den Back-up-Kosten führt. Die Methodik zur Berechnung der Back-up-Kosten wird im Anhang beschrieben.

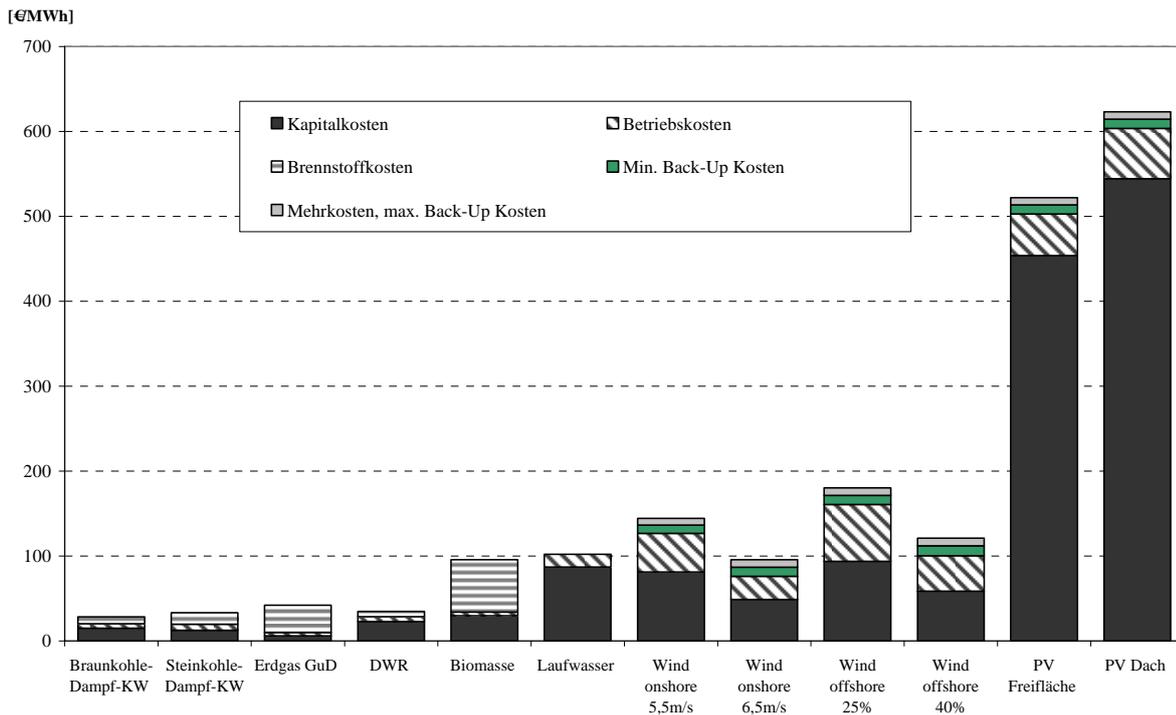


Abbildung 3-1: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

Bei einer Diskontrate von 7,5 % ergeben sich für die Auslastung von 7500 h/a die niedrigsten Stromgestehungskosten für das Braunkohle-Dampfkraftwerk mit rund 29 €/MWh, gefolgt vom Steinkohle-Dampfkraftwerk mit rund 33 €/MWh, vom Druckwasserreaktor (EPR) mit rund 35 €/MWh und mit einigem Abstand vom Erdgas-GuD-Kraftwerk mit rund 42 €/MWh. Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlagen sind mit diesen Niveaus nicht zu vergleichen; sie liegen um mehr als einen Faktor 10 höher. So betragen die Stromgestehungskosten für eine Freiflächenanlage 520 €/MWh und für eine Dachanlage 620 €/MWh.

Die übrigen Kraftwerke mit Erneuerbaren Energiequellen liegen beim Vergleich der Stromerzeugungskosten im mittleren Bereich: Für das Wasserkraftwerk ergeben sich 102 €/MWh, für das Windkraftwerk, onshore 96 bis 144 €/MWh und für das Biomasse-

Holz hackschnitzelkraftwerk 96 €/MWh. Für das Offshore-Windkraftwerk liegen die Stromerzeugungskosten mit 121 bis 180 €/MWh aufgrund der höheren Kapital- und Betriebskosten deutlich über den vergleichbaren Werten für die Binnenlandanlagen. Die große Bandbreite bei den Stromerzeugungskosten der Windkraftanlagen, onshore und offshore, geht auf die unterschiedlichen Einsatzkonfigurationen der Maschinen bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten und somit die unterschiedlichen Jahreserträge der Stromerzeugung zurück.

3.3 Variation der Diskontrate

Bei einer angenommenen Diskontrate von 5 % verschieben sich die Kostenrelationen zugunsten der kapitalintensiven Technologien, wie Abbildung 3-2 veranschaulicht: der EPR nimmt nun mit Stromerzeugungskosten von 27 €/MWh den zweiten Platz hinter dem Braunkohle-Dampfkraftwerk ein, das mit 24 €/MWh um rund 5 €/MWh günstiger produziert als im Referenzfall (Diskontrate 7,5 %). Das Steinkohle-Dampfkraftwerk erzeugt Strom zu Kosten von 30 €/MWh, das Erdgas-GuD-Kraftwerk zu 41 €/MWh. Bei den Kraftwerken mit regenerativen Energien ändert sich an der Kostenordnung nichts.

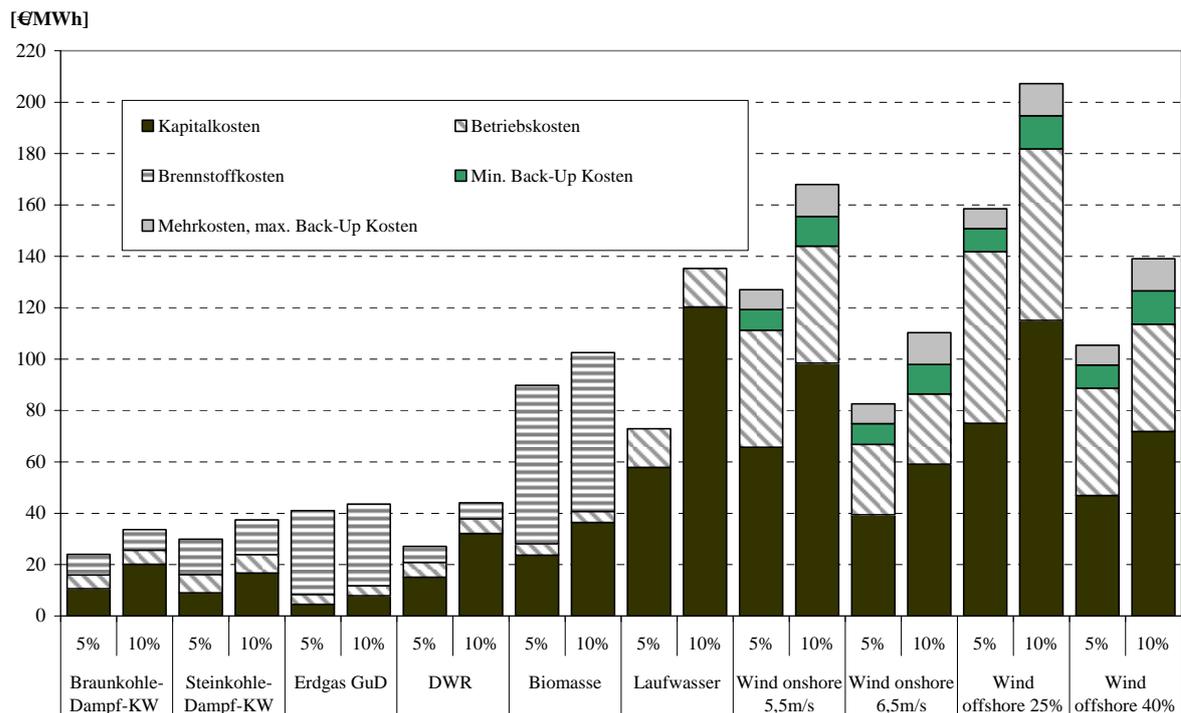


Abbildung 3-2: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke (ohne PV) bei Variation der Diskontrate, Inbetriebnahmejahr ab 2010

Bei einer Diskontrate von 10 % ändert sich die Kostenordnung so, dass der vergleichsweise kapitalintensive Druckwasserreaktor nun mit Erzeugungskosten von 44 €/MWh auf gleicher

Kostenhöhe mit dem Erdgas-GuD-Kraftwerk produziert. Auf Platz eins und zwei bei den Stromerzeugungskosten sind das Braunkohle- (34 €/MWh) und Steinkohlekraftwerk (38 €/MWh). Bei den Kraftwerken mit Erneuerbaren Energien ändert sich die relative Kostenfolge bei einer angenommenen Erhöhung der Diskontrate nicht, allerdings reagieren auch hier die relativ kapitalintensiven Anlagen, insbesondere Wasser-, Wind- und PV-Kraftwerke, deutlich sensibler als weniger kapitalintensive Technologien, wie das Biomassekraftwerk, mit entsprechend großen Zuwächsen in den Stromerzeugungskosten (aus Skalierungsgründen sind die Stromerzeugungskosten für PV nicht in Abbildung 3-2 eingetragen).

3.4 Variation der Brennstoffpreise

Bei höheren Brennstoffpreisen, die den Annahmen zufolge lediglich Steinkohle und Erdgas betreffen (vgl. Tabelle 2-3), zeigen sich folgende Veränderungen gegenüber dem Ausgangsfall. Im Hochpreisszenario sind nun die Kosten des Steinkohlekraftwerks gleich mit denjenigen vom Kernkraftwerk¹. Weiterhin steigen die Stromerzeugungskosten für Erdgas deutlich und entfernen sich somit von denen der Kohlekraftwerke und des Kernkraftwerks.

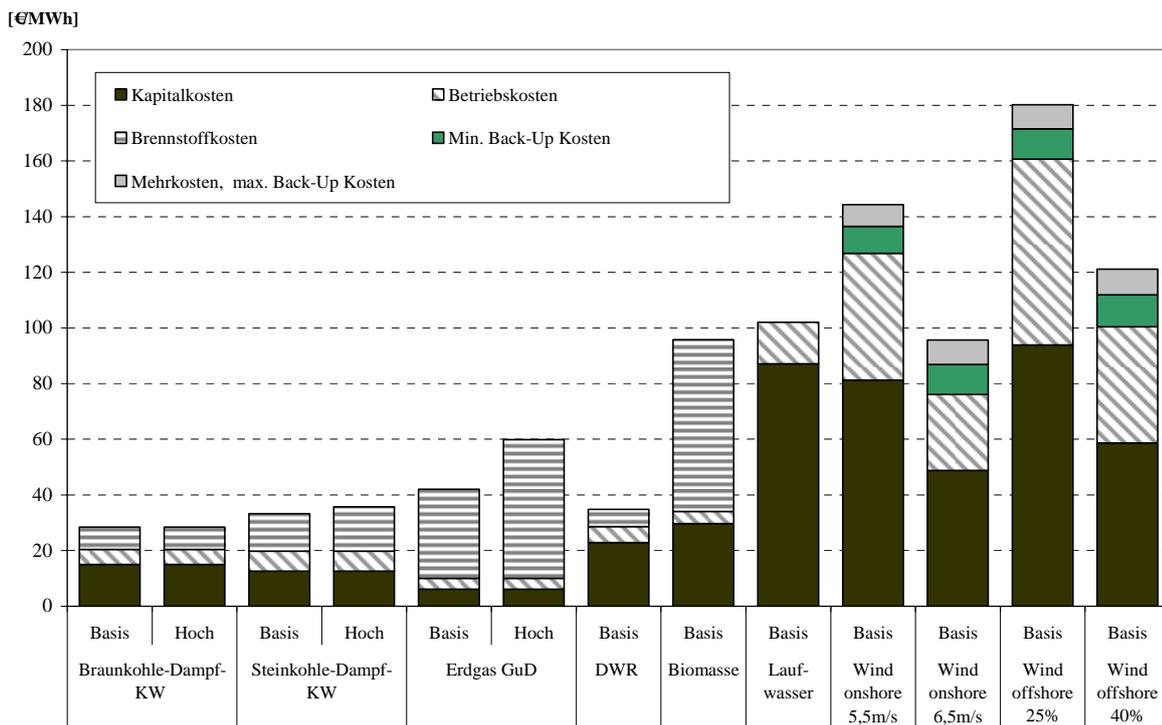


Abbildung 3-3: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke (ohne PV), Preisentwicklung „Basis“ und „Hoch“, Inbetriebnahmejahr ab 2010

¹ Werden die sehr hohen Uranpreise, die im Juni 2007 bis auf 138 US-\$/lb U₃O₈ angestiegen waren /Kwasny, 2007/, zur Ermittlung der Brennstoffkreislaufkosten zugrunde gelegt, so führt dies zu Stromgestehungskosten ohne Wiederaufarbeitung von 39 €/MWh. Jedoch beträgt das Handelsvolumen des Spotmarkts in Europa lediglich zwei Prozent des Marktvolumens /ESA 2007/; von daher wurde in den vorhergehenden Annahmen, sowie insbesondere in Abbildung 3-3 auf eine Variation der Brennstoffkreislaufkosten verzichtet.

3.5 Veränderung der Auslastung

Aufgrund der zuvor erläuterten Kostenvorteile werden Braunkohle- und Steinkohle-Dampfkraftwerke sowie Kernkraftwerke im Grundlastbereich eingesetzt, danach folgen im Mittel- bis Spitzenlastbereich Erdgas-GuD-Anlagen. Wie der in Abbildung 3-4 dargestellte Zusammenhang der Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von der Kraftwerks-Auslastung zeigt, ist das Kernkraftwerk bei hohen Volllaststunden kostengleich mit einem Steinkohle-kraftwerk. Die Brennstoffpreisentwicklung in Abbildung 3-4 folgt der Basisprojektion in Tabelle 2-3. Unter 5500 Benutzungsstunden ergeben sich Kostenvorteile für das Erdgas-GuD-Kraftwerk gegenüber dem Kernkraftwerk.

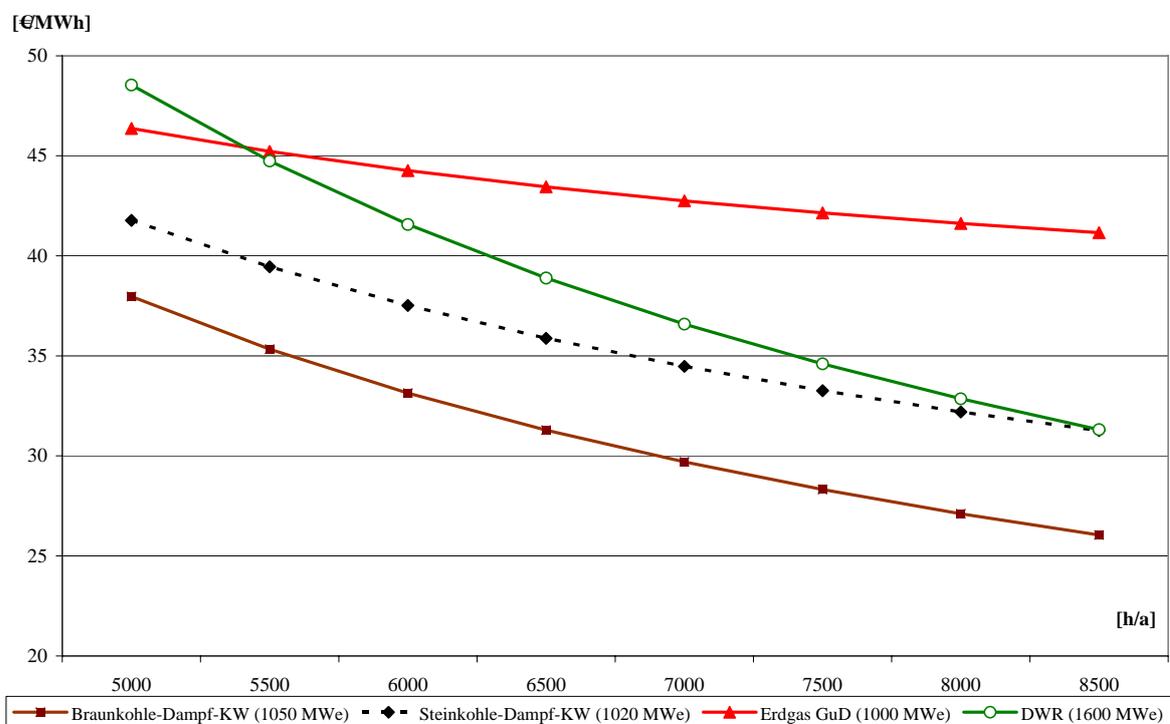


Abbildung 3-4: Stromgestehungskosten der Referenzkraftwerke in Abhängigkeit von der Auslastung, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

3.6 CO₂-Emissionskosten

Die Höhe der direkten und indirekten Folgekosten, die durch Emissionen von CO₂ in die Atmosphäre verursacht werden, ist aus heutiger Sicht mit wissenschaftlichen Analysen nicht hinreichend zu bestimmen. Dies trifft genauso auch auf die Kosten der Vermeidung von CO₂-Emissionen zu. Um solche Kosten zu quantifizieren, bedarf es noch weitergehender grundlegender Untersuchungen und Erkenntnisse über die Ursache-Wirkungsmechanismen.

In Deutschland wie in anderen Ländern der Europäischen Union werden CO₂-Emissionsberechtigungen der Industrie und Energiewirtschaft durch den Handel von Zertifikaten mit einem Preis versehen. Dieser Zertifikatspreis, der an der Energiebörse in Leipzig z. B. am 18.12.2007 bei 0,01 €/EUA (EU Emission Allowances) notierte, zwei Jahre zuvor jedoch noch rund 23 €/EUA ausmachte, dürfte bei einem aus Klimaschutzgründen angestrebten knapperen Verteilungsmodus von Emissionsberechtigungen gegenüber dem jetzigen Stand deutlich zulegen. Für die zweite Zertifikats-Handelsperiode, von 2008 bis 2012, werden zur Zeit Emissionsberechtigungen zu einem Wert von rund 22 bis 25 €/t CO₂ gehandelt. Allerdings ist eine genaue Vorhersage der Zertifikatspreisentwicklung unmöglich, da sehr viele Einflussgrößen diesen Preis beeinflussen, zu denen nicht zuletzt auch die politischen Randbedingungen gehören. Dazu zählen z. B. die Anzahl der erfassten Anlagen, das angestrebte Minderungsregime, die Ausstattung der Verbraucher mit Zertifikaten, der Ausgabepreis, um nur einige Faktoren zu benennen.

Um Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen auf die Kosten der Stromerzeugung der Referenzkraftwerke zu simulieren, werden in den Projektionen dieser Analyse zwei unterschiedliche Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen angenommen: 8 €/t CO₂ und zusätzlich 38 €/t CO₂ /Zürn u. a. 2005/, /Ellersdorfer und Fahl 2006/.

Durch Einbeziehung von Zertifikatskosten verteuert sich die Stromerzeugung der fossilen Kraftwerke deutlich, die eindeutige Kostenführerschaft unter den Referenzkraftwerken fällt nun dem Kernkraftwerk zu, wie Abbildung 3-5 veranschaulicht, wobei zu den Regenerativkraftwerken weiterhin ein großer Kostenabstand bestehen bleibt.

Die Kostenerhöhung durch Zertifikatspreise von 8 bzw. 38 €/t CO₂ trifft die fossilen Kraftwerke ungleich. Bei einem moderaten Zertifikatspreis von 8 €/t CO₂ bleibt die Reihenfolge der Erzeugungskosten von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken trotz unterschiedlicher Verteuerung um 7, 6 bzw. 3 €/MWh gegenüber dem Ausgangsfall unverändert. Dagegen kehrt sich bei einem hohen zusätzlichen Zertifikatspreis von 38 €/t CO₂ das Ranking vollständig um: die Erzeugungskosten liegen nun bei 55, 61 und 63 €/MWh für das Erdgas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerk.

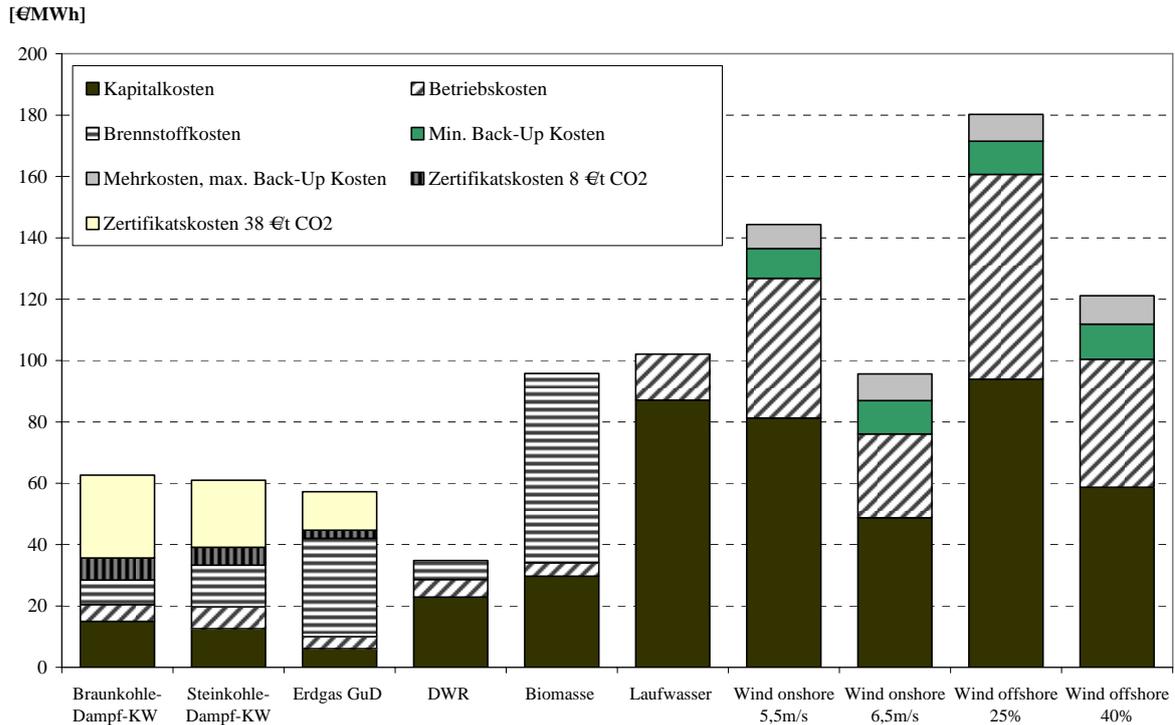


Abbildung 3-5: Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung unterschiedlicher CO₂-Zertifikatskosten, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %), ohne PV

3.7 Einführung von CCS-Kraftwerken im Jahr 2025

Die Entwicklung von CO₂-armen fossilen Kraftwerkstechniken, also Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle und Erdgas, bei denen das im Betrieb entstehende Klimagas durch geeignete Verfahren abgetrennt und anschließend sicher eingeschlossen werden kann, wird noch einen längeren Zeitraum für Systemtests und Demonstration der technischen Funktionsfähigkeiten erfordern, wie in Abschnitt 2.2 erläutert wurde. Für die Analyse der Stromerzeugungsoptionen und –kosten wird nachfolgend die Annahme getroffen, dass die Einführung kommerzieller CCS-Kraftwerke im Jahre 2025 erfolgen kann.

Verglichen werden kohlebefeuerte IGCC-Kraftwerke und das Erdgaskraftwerk mit Gasaufbereitung, wobei die CO₂-Abtrennung jeweils vor der Verbrennung erfolgt, d. h., diese Anlagen zählen verfahrenstechnisch zu den so genannten „Pre-Combustion-Power-Plants“ mit CCS-Technik. Aufgrund des für Vergasung, Gasaufbereitung und Abtrennung erforderlichen zusätzlichen Aufwands erhöhen sich die Kapital- und Betriebskosten, wegen des verringerten Wirkungsgrades vergrößern sich die Brennstoffkosten der CCS-Kraftwerke gegenüber herkömmlichen fossilen Kraftwerken. Dieser Kostenzuwachs ist für alle Kraftwerke mit 43 % bis 49 % je nach Energieträger in etwa gleich hoch und führt bei einer

einheitlichen Einführung der CCS-Kraftwerke zu keiner Änderung der Reihenfolge im Hinblick auf die Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke. Entscheidend für die Kostenunterschiede zwischen CCS- und herkömmlichen fossilen Kraftwerken für 2010 sind die Zertifikatspreise sowie die Kosten für Transport und Speicherung von CO₂. Zur Speicherung und Transport von CO₂ werden entsprechend Abschnitt 2.2 minimal 3 €/t CO₂ und maximal 15 €/t CO₂ angenommen. Die CCS-Technik ist bei niedrigen Zertifikatspreisen von 8 €/t CO₂ nicht wettbewerbsfähig, wohl aber bei höheren Zertifikatspreisen von 38 €/t CO₂. Unter der Prämisse eines hohen Zertifikatspreises produzieren Braunkohle-IGCC-Kraftwerke inkl. CO₂-Abtrennung mit 49 €/MWh am kostengünstigsten, gefolgt von Steinkohle-IGCC-Kraftwerken inkl. CO₂-Abtrennung mit 53 €/MWh und am Ende den Erdgaskraftwerken mit 58 €/MWh. Die Kosten der herkömmlichen Kraftwerke ohne CO₂-Abscheidung stehen bei einem Zertifikatspreis von 38 €/t CO₂ diesen Ergebnissen mit 55 €/MWh für Erdgas, 61 €/MWh für Steinkohle und 63 €/MWh für Braunkohle gegenüber.

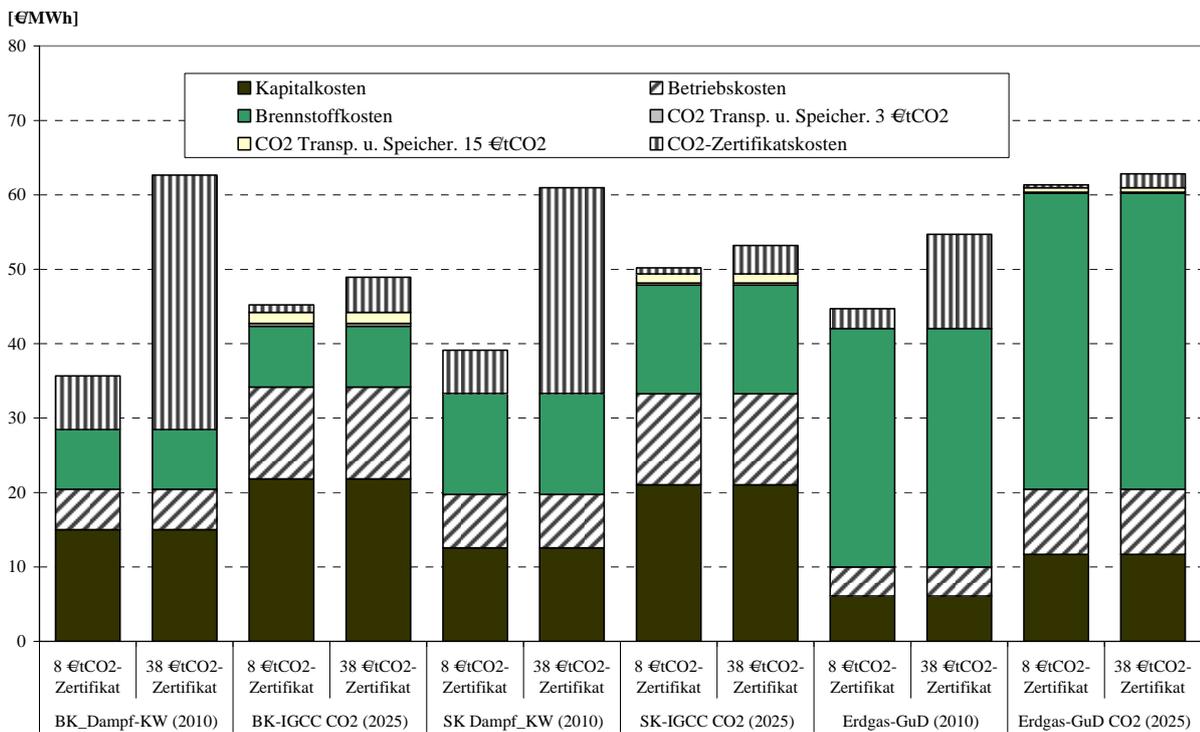


Abbildung 3-6: Stromgestehungskosten der fossilen Referenzkraftwerke mit und ohne CO₂-Abtrennung (Diskontrate 7,5 %)

Abbildung 3-7 veranschaulicht, ab welchem CO₂-Zertifikatspreis sich der Einsatz von Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abscheidung lohnt. Die Stromerzeugung auf Braunkohle-basis verursacht bei weitem die größten CO₂-Emissionen. Daraus lässt sich ableiten, dass bereits bei einem CO₂-Zertifikatspreis von rund 19 €/t CO₂ die Kraftwerkstechnologie für Braunkohle mit CO₂-Abscheidung die kostengünstigere Alternative auf Basis dieses

Energieträgers darstellt. Für den Energieträger Steinkohle liegt der Schnittpunkt bei 24 €/t CO₂, während der Einsatz von Gaskraftwerken mit CO₂-Abscheidung im brennstoffspezifischen Vergleich erst ab einem Zertifikatspreis von weit über 40 €/t CO₂ in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommt. Generell ist in der hier betrachteten Bandbreite der CO₂-Zertifikatskosten Braunkohle die günstigste Alternative. Bis zu einem Zertifikatspreis von 19 €/t CO₂ ist die Stromerzeugung auf der Basis von Braunkohle ohne und danach mit CO₂-Abscheidung am günstigsten. Lässt man die Braunkohle außen vor, so stellt die Steinkohle bis 22 €/t CO₂ die wirtschaftlich vorteilhafteste Lösung dar, anschließend folgt das Erdgas-GuD ohne CO₂-Abscheidung bis 28 €/t CO₂. Bei einem weiteren Anstieg der Zertifikatskosten stellt dann wieder die Steinkohle mit CO₂-Abscheidung die kostengünstigste Stromerzeugungsoption dar.

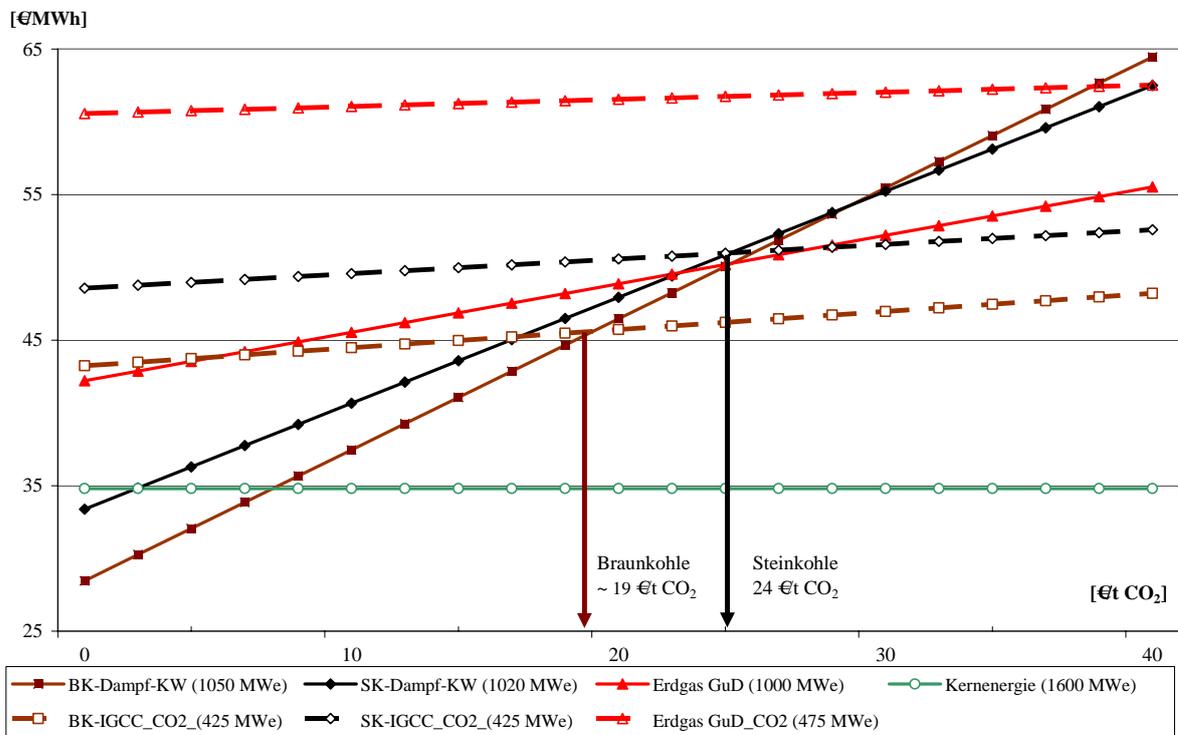


Abbildung 3-7: Stromgestehungskosten der fossilen Referenzkraftwerke mit und ohne CO₂-Abtrennung in Abhängigkeit vom CO₂-Zertifikatspreis (Diskontrate 7,5 %)

4 Sensitivitätsanalysen

Zur Durchführung von Sensitivitätsanalysen gegenüber den Basisparametern (vgl. auch Tabelle 2-1) werden verschiedene Variationen für die Stromgestehungskosten der jeweiligen Anlagen durchgeführt. Ausgehend von den Basisparametern wird mit den Sensitivitätsanalysen untersucht, wie sich Abweichungen von den Basiswerten der wichtigen Parameter technische Nutzungsdauer, Investitionskosten und Wirkungsgrad auswirken. Bereits in Kapitel 3 wurden die Auswirkungen der Energieträgerpreisvarianten „Basis“ und „Hochpreis“ sowie der unterschiedlichen Auslastung (z.B. für fossile/nukleare Kraftwerke von 5000 bis 8500 h/a) und der Veränderung der Diskontrate auf die Stromgestehungskosten untersucht. Die Erneuerbaren Energieträger werden aus Skalierungsgründen und im Hinblick auf ein differenziertes Sensitivitätsverhalten separat betrachtet.

Exemplarisch werden nachfolgend die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für das Steinkohlekraftwerk, das Erdgas-GuD-Kraftwerk, die Onshore-Windkraft- und die PV-Freiflächenanlage dargestellt. Die für alle anderen Stromerzeugungsoptionen ebenfalls durchgeführten Parametervariationen werden summarisch behandelt.

4.1 Sensitivitätsanalyse für fossile/nukleare Kraftwerke

Beim Steinkohle-Kondensationskraftwerk wirkt sich die Änderung der Investitionskosten, wie Abbildung 4-1 illustriert, am stärksten aus. Bei einer Steigerung der Investitionskosten auf 1300 €/kW (Basis: 1000 €/kW) nehmen die Stromerzeugungskosten des Steinkohle-Kondensationskraftwerks um 4 €/MWh zu und betragen 37 €/MWh. Die beiden übrigen Parameter, Wirkungsgrad und technische Nutzungsdauer, sind relativ unempfindlich gegenüber Veränderungen der Basiswerte. Aufgrund der geringen Bandbreite von 32 €/MWh bis 37 €/MWh ist aus Abbildung 4-1 abzuleiten, dass auch die Überlagerung der Parameter nur zu sehr moderaten Änderungen der Stromgestehungskosten der Steinkohle-Kondensationskraftwerken führt.

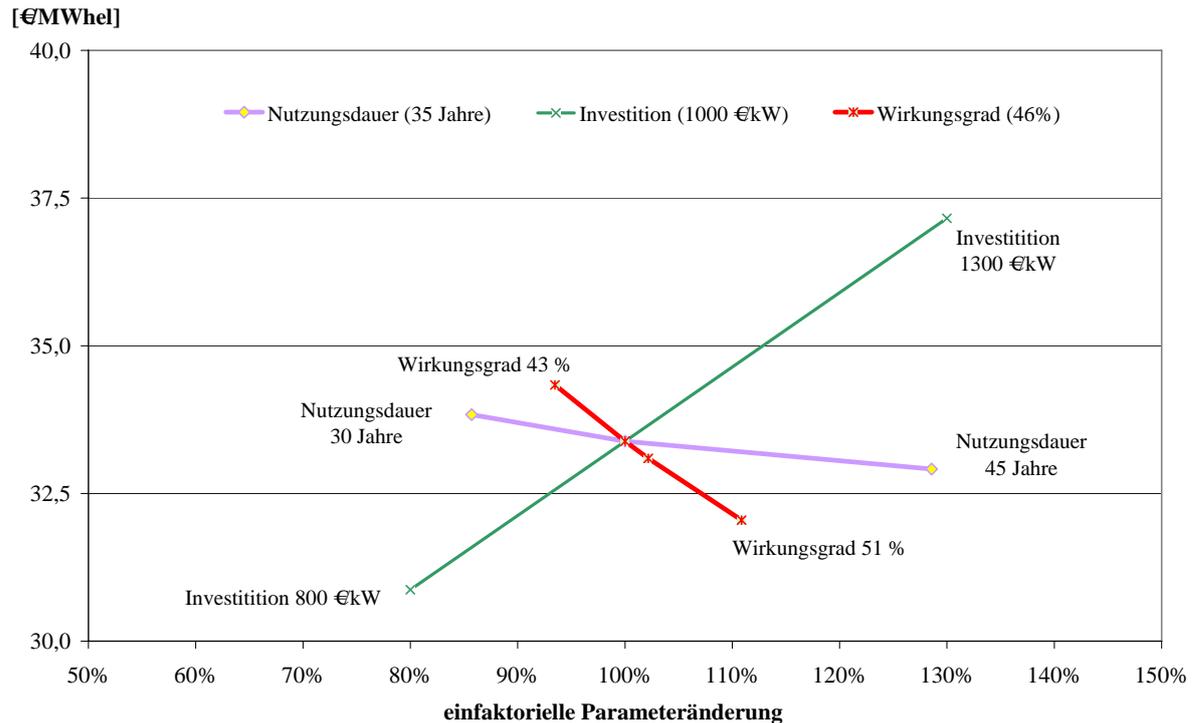


Abbildung 4-1: Sensitivitätsanalyse für das Steinkohle-Kondensationskraftwerk, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

Die Stromgestehungskosten des Erdgas-GuD-Kraftwerks zeichnen sich dadurch aus, dass sie überaus empfindlich auf Änderungen des Wirkungsgrads reagieren, weil eine unmittelbare Korrelation zu den Brennstoffkosten vorhanden ist. Verglichen mit den anderen Kraftwerken ergibt sich daher aus der Erhöhung (bzw. Absenkung) des Wirkungsgrades eine relative starke Kostendegression (-zunahme). Die spezifischen Investitionskosten sind geringer als für Dampfkraftwerke und für Anlagen mit Erneuerbaren Energieträgern und führen somit zu einem bedeutend schwächeren Sensitivitätsverhalten. Abbildung 4-2 zeigt, dass bei Investitionskosten von 650 €/kW (Basis: 480 €/kW) die Stromgestehungskosten sich um 2 €/MWh auf etwa 44 €/MWh erhöhen. Die Variation der technischen Nutzungsdauer hat auf die Stromgestehungskosten marginale Auswirkungen und führt zu vernachlässigbaren Abweichungen in der Bandbreite von weniger als 0,5 €/MWh.

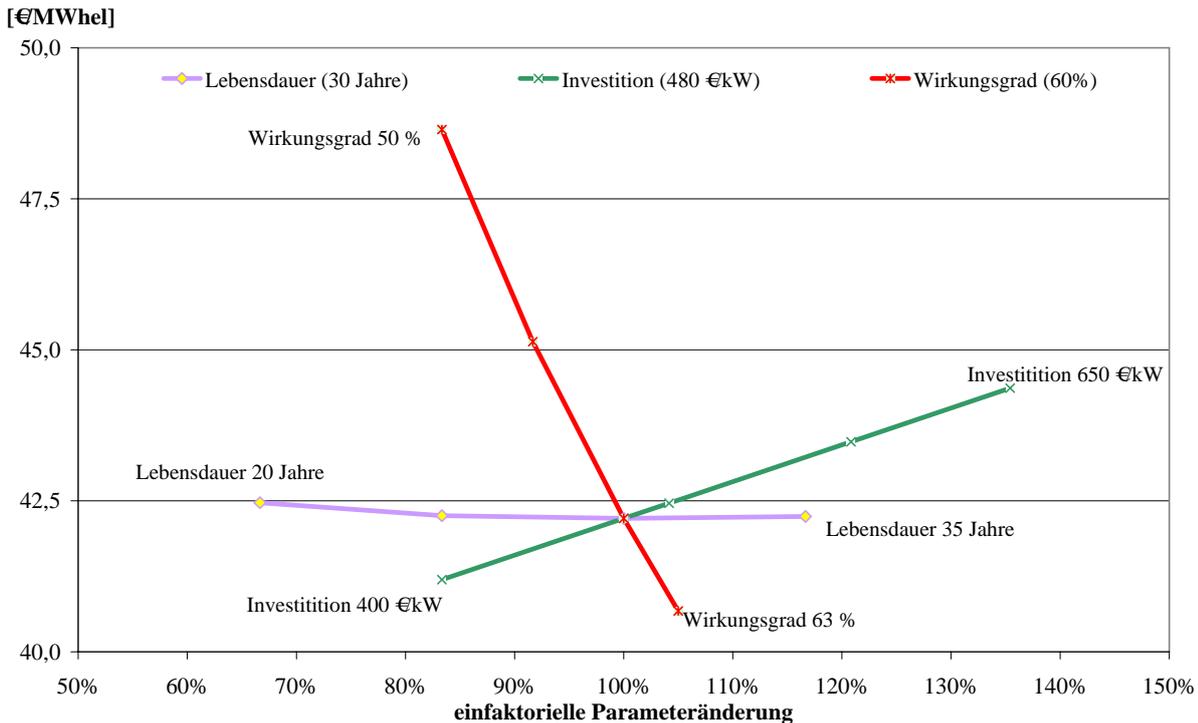


Abbildung 4-2: Sensitivitätsanalyse für das Erdgas GuD-Anlage, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

Aus Abbildung 4-3 ist ersichtlich, wie empfindlich weitere Kraftwerkstypen in Bezug auf Parametervariationen im Vergleich zu ihrem Basiswert reagieren. Dabei wird das Sensitivitätsverhalten unter Berücksichtigung minimaler und maximaler Werte für folgende drei Parameter entsprechend den Bandbreiten aus einem Literaturvergleich untersucht:

- **Wirkungsgrad** heutiger und in naher Zukunft verfügbarer Kraftwerke nach einem Literaturvergleich von /DTI, 2006/, /DTI, 2007a/, /DTI, 2007b/, EWI/EEFA, 2007/, /VGB, RoE, 2006/, VGB ZEP, 2006/, /WEC, 2007/
- **Technische Nutzungsdauer**
- **Investitionskosten**, die Bandbreite für die Investitionskosten wird aus einem Literaturvergleich gewonnen: /DTI, 2006/, /DTI, 2007a/, /DTI, 2007b/, EWI/EEFA, 2007/, /Handelsblatt, 2007/, /VGB, RoE, 2006/, VGB ZEP, 2006/, /WEC, 2007/

So zeichnet sich das Kernkraftwerk dadurch aus, dass die Erzeugungskosten in Abhängigkeit von Wirkungsgrad, technischer Nutzungsdauer und den Investitionskosten auf einem Niveau von maximal 37 €/MWh gehalten werden können.

Das Braunkohle-Kondensationskraftwerk zeigt ein nahezu gleiches Sensitivitätsverhalten wie das zuvor exemplarisch erläuterte Steinkohle-Kondensationskraftwerk. Beim Braunkohle-

kraftwerk mit CO₂-Abtrennung haben genau wie beim herkömmlichen Braunkohle-Kondensationskraftwerk die Parameter Auslastung und Investitionskosten den größten Einfluss auf die Stromerzeugungskosten. Mit Ausnahme des Erdgas-GuD-Kraftwerks sind die Investitionskosten der entscheidende Parameter für das Sensitivitätsverhalten der jeweiligen Kraftwerke: diese beeinflussen im Wesentlichen in welcher Kostenbandbreite die einzelnen Stromerzeugungsoptionen Elektrizität bereitstellen können.

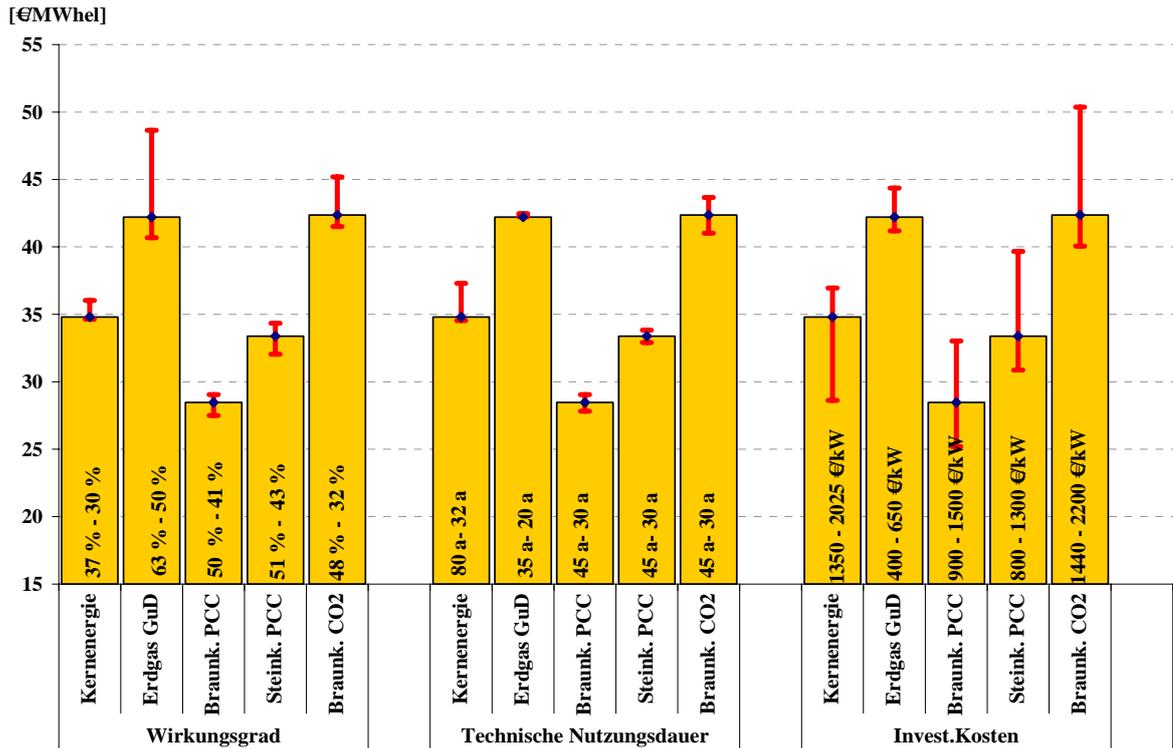


Abbildung 4-3: Sensitivitätsanalysen für fünf Referenzkraftwerke bei maximaler und minimaler Abweichung vom Basiswert, Inbetriebnahmejahr ab 2010 bzw. 2025 bei CO₂-Abtrennung (Diskontrate 7,5 %)

4.2 Sensitivitätsanalyse für Erneuerbare Energieträger

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse für die Erneuerbaren Energieträger werden die Back-up-Kosten, die im Bereich von etwa 10 bis 20 €/MWh liegen, nicht berücksichtigt, sondern es werden die reinen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Parameter Vollbenutzungsstunden, technische Nutzungsdauer, Investition, Betriebskosten und für die Biomasse zusätzlich der Brennstoffkosten analysiert.

Die Berechnungen der Stromgestehungskosten der Windkraftanlage onshore, ergeben bei Vollbenutzungsstunden von 1600 h/a einen Basiswert von 104 €/MWh. Die Variation der Vollbenutzungsstunden erfolgt für die untere Grenze von 1000 h/a, entsprechend dem Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007 /Jahrbuch EE, 2007/ und für die obere Grenze mit 2190 h/a gemäß Tabelle 2-1, was in etwa den maximalen Werten des Windenergie Report Deutschland 2006 /ISET, 2006/ für küstennahe Standorte in Deutschland entspricht. Diese Variationsbreite lässt einzelne Anlagen, die stark von den Mittelwerten abweichen, außen vor, da es Anlagen mit Vollbenutzungsstunden von weniger als 500 h/a bzw. mehr als 3000 h/a gibt /ISET, 2006/. Geringe Vollbenutzungsstunden sind im Binnenland, hohe Vollbenutzungsstunden an der Küste zu erwarten. Anhand der Sensitivitätsanalyse ist zu erkennen (vgl. Abbildung 4-4), dass die erreichbaren Vollbenutzungsstunden entscheidend für die Stromgestehungskosten der Windenergie sind. Vollbenutzungsstunden von 1000 h/a lassen die Stromgestehungskosten auf über 165 €/MWh ansteigen, während für deutsche Verhältnisse sehr hohe Vollbenutzungsstunden von 2190 h/a die Stromgestehungskosten auf 76 €/MWh sinken lassen.

Die beiden Parameter technische Nutzungsdauer und Investitionskosten reagieren ähnlich sensitiv. Wird im Beispiel kalkulatorisch mit einer technischen Nutzungsdauer von 12 Jahren /BMU, 2007/ gerechnet, so erhöhen sich die Kosten, vergleichbar wie bei Investitionskosten von 1400 €/kW, auf etwa 125 €/MWh. Bei den Betriebskosten ist für Windkraftanlagen üblich, dass diese in Abhängigkeit von den Investitionskosten angenommen werden. In der Literatur wird für sie eine Bandbreite von 3 % /BMU, 2007/ bis 6,5 % /BMWI, 2006/ genannt.

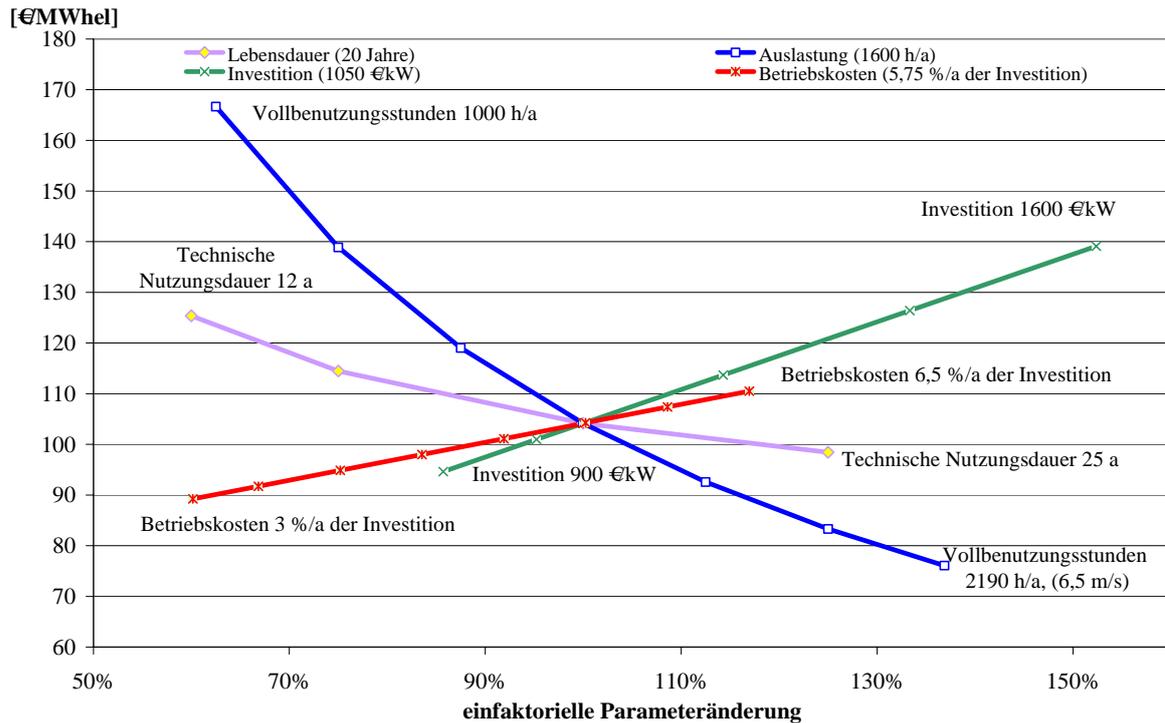


Abbildung 4-4: Sensitivitätsanalyse für die Onshore-Windkraftanlage, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

Die in Abbildung 4-5 dargestellte Sensitivitätsanalyse weist aus, dass die Stromgestehungskosten für die Photovoltaik-Freiflächenanlage mit einer Leistung von 0,5 MW deutlich höher liegen als für die anderen Erneuerbaren Energieträger. Auch unter für Deutschland sehr guten Einstrahlungsbedingungen, die zu maximalen 1100 Volllaststunden /BMWi, 2006/ führen, ist die Photovoltaik mit Stromgestehungskosten in Höhe von etwa 400 €/MWh noch sehr weit von der Wirtschaftlichkeit gegenüber allen anderen Technologien entfernt. Die Untergrenze für die Investitionskosten dürfte nach dem Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007 /Jahrbuch EE, 2007/ bei 4000 €/kW liegen, so dass sich daraus minimale Stromgestehungskosten von 436 €/MWh berechnen lassen. Die Betriebskosten für Photovoltaikanlagen sind im Allgemeinen gering und tragen zu den Stromgestehungskosten etwa 10 % bei. Signifikante Veränderungen bei den Stromgestehungskosten ergeben sich erst bei einer vielfachen Reduzierung oder Erhöhung der spezifischen Betriebskosten.

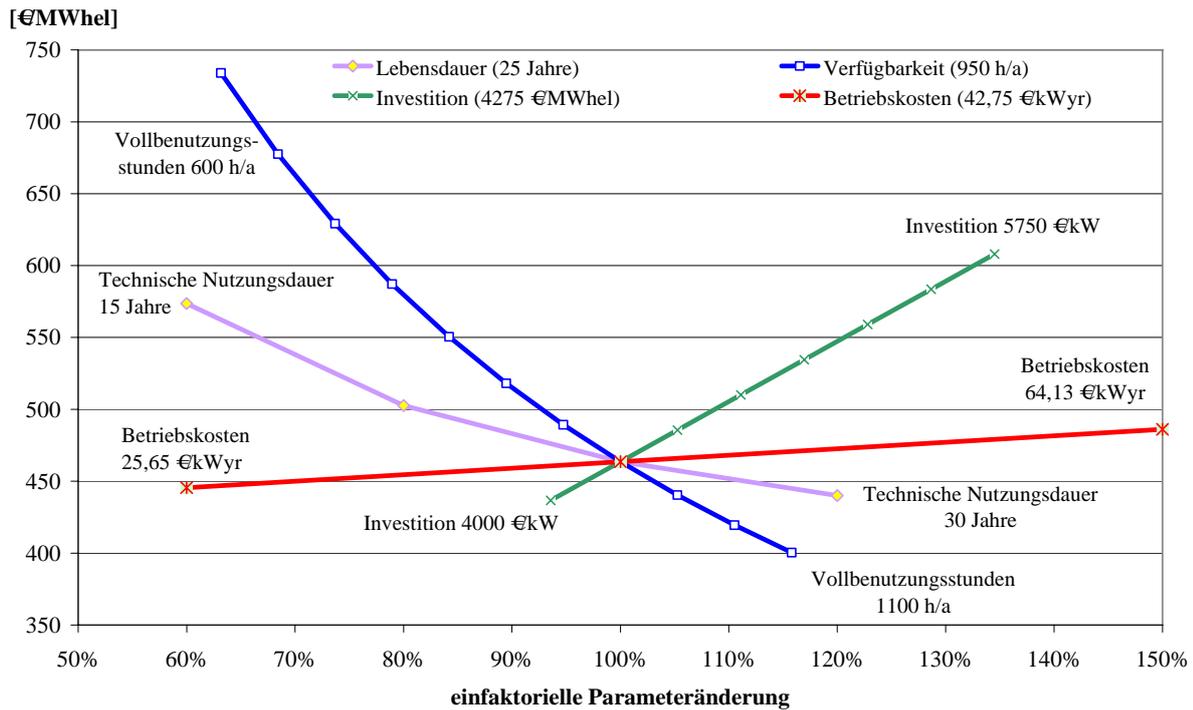


Abbildung 4-5: Sensitivitätsanalyse für die PV-Freiflächenanlage, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

In Abbildung 4-6 wird für die Stromerzeugungsoptionen auf der Basis der Erneuerbaren Energieträger Wind (onshore/offshore), Wasser und Biomasse das Sensitivitätsverhalten hinsichtlich der Parameter Auslastung (natürliches Angebot), technische Nutzungsdauer, Investitionskosten und Brennstoffkosten gegenübergestellt.

Für die Stromgestehungskosten fluktuierender erneuerbarer Energiequellen stellt die Auslastung, hier in Volllaststunden je Jahr ausgedrückt, den wesentlichen Parameter bei der wirtschaftlichen Sensitivitätsanalyse dar. Betragen die Vollbenutzungsstunden von Offshore-Windkraftanlagen statt 3500 h/a nur 2200 h/a, so erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf 160 €/MWh und sind somit um 60 % höher als bei der Referenzannahme. Auch bei Onshore-Windkraftanlagen variieren die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Auslastung sehr stark (siehe Abbildung 4-4). Einen weiteren wichtigen Einfluss stellen für Windkraftanlagen, insbesondere für Offshore-Anlagen, die laufenden Betriebskosten dar. Hierzu liegen für die Offshore-Anlagen noch keine definitiven Erfahrungen vor. Daraus leitet sich auch die große Varianz der Werte von 4 %/a bis 10 %/a /BMWI 2006/ der Investitionskosten ab. Die Projektion der Minimalwerte der Betriebskosten führt für die Stromgestehungskosten von Offshore-Anlagen zu 81 €/MWh statt 100 €/MWh, d. h., sie sind um 19 % geringer, und von Onshore-Anlagen zu 65 €/MWh statt 76 €/MWh, d. h., sie sind um

14 % kleiner. Bei der Annahme der Maximalwerte erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 14 % bei den Offshore-Anlagen und um 6 % bei den Onshore-Anlagen.

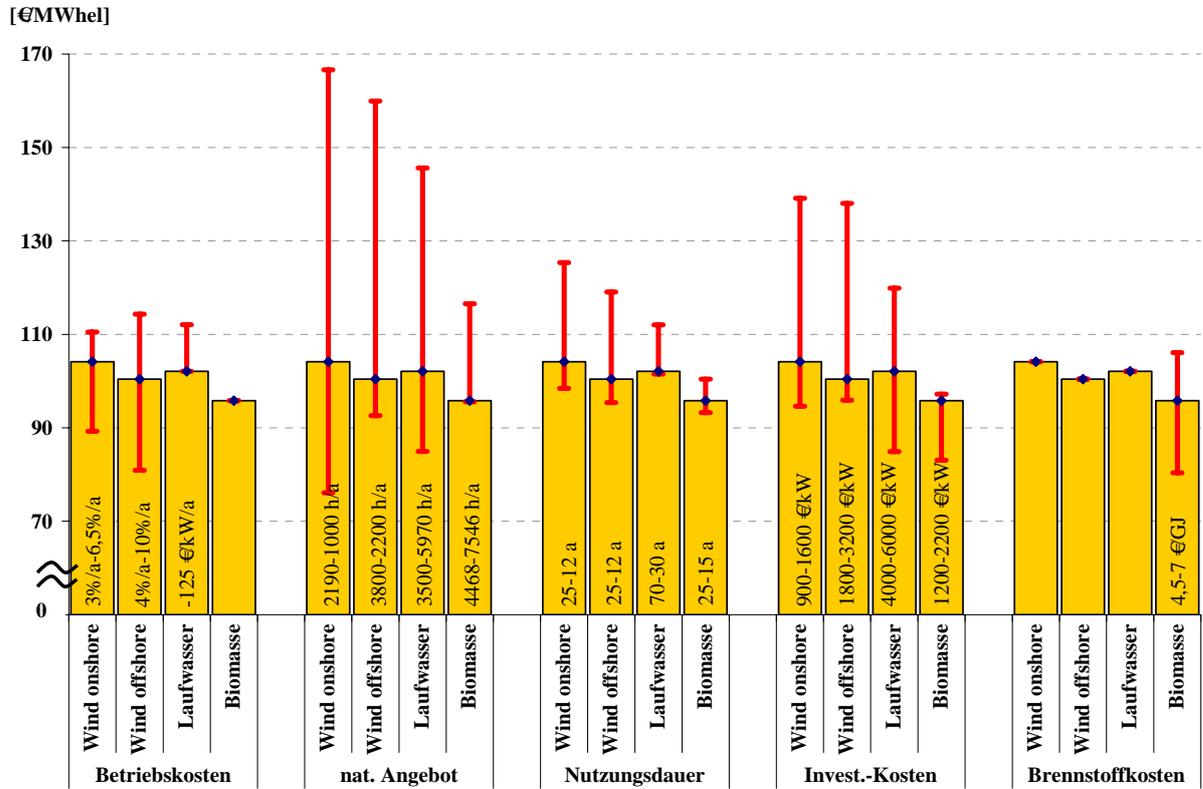


Abbildung 4-6: Sensitivitätsanalysen für Erneuerbare Energien bei maximaler und minimaler Abweichung vom Basiswert, Inbetriebnahmejahr ab 2010 (Diskontrate 7,5 %)

Der Einfluss der Kapitalkosten ist für die Erneuerbaren Energieträger sehr hoch. Besonders entscheidend verändern sich bei Variation der Investitionskosten die Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen. Führt man die im Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren Energien-Gesetz /BMU, 2007/ aufgeführten Investitionskosten von 3200 €/kW für Offshore-Windkraftanlagen in die Kalkulation ein, so erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 38 % auf 138 €/MWh.

Für die Biomasse wird in Abbildung 4-6 von einem Biomassepreis von 4,5 €/GJ (minimal) und von 7 €/GJ (maximal) für die Holzhackschnitzel ausgegangen. In der Hochpreisannahme für die Biomasse erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf 106 €/MWh und für die Tiefpreisannahme reduzieren sich die Stromgestehungskosten um 15 €/MWh auf 91 €/MWh.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Für die wichtigsten zukünftigen Kraftwerkstypen mit fossiler, nuklearer und regenerativer Energienutzung wurden Stromerzeugungskosten analysiert, indem die aus Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten während der technischen Nutzungsdauer dieser Anlagen berechneten und auf die Erzeugungsmenge bezogenen mittleren spezifischen Kosten („Average Levelized Lifetime Cost“) verglichen wurden. Berücksichtigt wurden dabei aktuelle Erhebungen von Herstellern, Betreibern und wissenschaftlichen Einrichtungen zu Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgraden, technischer Verfügbarkeit und Nutzungsdauer der Anlagen. Verglichen wurden die Verhältnisse für den Inbetriebnahmezeitpunkt 2010. Zusätzlich wurde für das Jahr 2025 auch der Einsatz fossiler Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung ökonomisch untersucht. Für die Analysen wurden zwei verschiedene Kostenannahmen für CO₂-Transport und Speicherung (3 bzw. 15 €/t CO₂) angenommen. Die reinen Stromerzeugungskosten unter der Annahme einer Diskontrate von 7,5 % sind für ein Braunkohlekraftwerk mit CCS-Technologie bei 3 €/t CO₂ um 14 €/MWh, bzw. bei 15 €/t CO₂ um 15 €/MWh, teurer als ohne CO₂-Abscheidung.

Für die Kosten der CO₂-Emissionen wurden Schätzungen der Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen mit einer Bandbreite von 8 bis 38 €/t CO₂ vorgenommen. Zur weiteren Absicherung der Unsicherheiten bei den Ergebnissen wurde in einer Reihe von Sensitivitätsanalysen überprüft, wie empfindlich bzw. unempfindlich die Stromerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerkstypen auf Änderungen bei den Inputwerten reagieren.

Als Ergebnis zeigt sich, dass die Stromerzeugung in neu errichteten, nach Jahre 2010 in Betrieb gehenden, nuklearen und fossilen Kraftwerken deutlich kostengünstiger ist als in Anlagen, die regenerative Energieträger nutzen. Dies umfasst die gesamte Bandbreite der möglichen Verwendung erneuerbarer Energiequellen, sei es Biomasse, Laufwasser, Wind- oder Solarenergie. Während die Wärmekraftwerke Stromgestehungskosten von 28 bis 42 €/MWh aufweisen, liegen die Kraftwerke mit erneuerbaren Energien zwischen 76 und 604 €/MWh.

Die mit Berechtigungen zur CO₂-Emission verknüpften CO₂-Emissionszertifikate haben eine starke Kostenprogression für die fossilen Kraftwerke zur Folge. Bereits bei einem Zertifikatspreis von 8 €/tCO₂ stellt die Kernenergie die Stromerzeugungsoption mit den geringsten Stromgestehungskosten (35 €/MWh) dar. Ab einem CO₂-Zertifikatspreise von rund 22 €/t CO₂ ist die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas kostengünstiger als Braunkohle und Steinkohle.

Die in Entwicklung befindlichen CCS-Kraftwerke werden Strom zu deutlich höheren Kosten erzeugen. Aufgrund des für Vergasung, Gasaufbereitung und Abtrennung erforderlichen zusätzlichen Aufwands erhöhen sich die Kapital- und Betriebskosten sowie wegen des geringeren Wirkungsgrades die Brennstoffkosten der CCS-Kraftwerke gegenüber herkömmlichen fossilen Kraftwerken. Dieser Kostenzuwachs ist mit 43 bis 49 % je nach Energieträger erheblich. Entscheidend für die Kostenunterschiede zwischen CCS- und herkömmlichen fossilen Kraftwerken sind die Zertifikatspreise. So ist die CCS-Technik bei niedrigen Zertifikatspreisen von 8 €/t CO₂ nicht wettbewerbsfähig, wohl aber bei höheren Zertifikatspreisen als 19 €/t CO₂ (Braunkohle) bzw. 28 €/t CO₂ (Steinkohle).

Weiterhin stellt die Sensitivitätsanalyse heraus, dass die Regenerativen Energien auch bei wirtschaftlich günstigen Parameterannahmen immer noch um den Faktor zwei bis drei höhere Stromgestehungskosten als fossile/nukleare Kraftwerke aufweisen.

6 Literaturverzeichnis

/BMU, 2007/

Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), gemäß § 20 EEG vorzulegen dem Deutschen Bundestag, 7. November 2007.

/BMWi, 2006/

Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten - Endbericht, Prognos und Institut für Enegetik und Umwelt, 14. November 2006

/Datf, 2007/

Deutsches Atomforum, Kernenergie-Bilanz 2006, Erfolgreiches Jahr für deutsche Kernkraftwerke, März 2007

/DTI, 2006/

Department of Trade and Industry, Overview of Modelling of the Relative Electricity Generating Costs of Different Technologies, 2006

/DTI, 2007a/

Department of Trade and Industry, Meeting the Energy Challenge, A White Paper on Energy, May 2007

/DTI, 2007b/

Department of Trade and Industry, Consultation Document, The Role of Nuclear Power in a Low Carbon UK Economy, May 2007

/Ecofys, 2004/

Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofysy Utrecht 2004

/EIA, 2008/

Energy Information Administration, Official statistics from the U.S. Government, Annual Energy Outlook 2008 with Projection to 2030 (Early Release) http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/aeoref_tab.html, Februar 2008

/Ellersdorfer, 2006/

Ellersdorfer, I., Fahl, U.: Report on Nuclear Case for Newage-W, The contribution of nuclear energy to a sustainable energy system, CASCADE MINTS project Volume 3.

/ESA, 2007/

Euratom Supply Agency, Annual Report 2007

/EU, 2004/

European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, European Energy and Transport Scenarios on key drivers, September 2004

/EUSUSTEL, 2007/

Reference Data Set for Electricity Generation Technologies, Data Compilation for EU Project EUSUSTEL (“European Sustainable Electricity Generation”), 2007.

/EWI PROGNOSES, 2005/

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2005, Energiereport IV, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, PROGNOSES AG Basel, Mai 2005

/FZJ STE, 2006/

Forschungszentrum Jülich, Systemforschung und Technologische Entwicklung, Linßen J., Markewitz P., Martinsen D., Walbeck M., Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung, April 2006

/Frick 2007/

Frick, S.; Huenges, E.; Jung, R.; Kaltschmitt, M.: Ökonomische Analyse einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. VGB Power Tech, 4/2007, S. 67 ff.

/Friedrich et al. 1989/

Friedrich, R.; Kallenbach, U.; Thöne, E.; Voß, A.; Rogner, H.-H.; Karl, H.-D.: Externe Kosten der Stromerzeugung, Schlussbericht zum Projekt im Auftrag von VDEW, VWEW Energieverlag, Frankfurt 1989

/Handelsblatt, 2007/

Handelsblatt, Kraftwerke droht das Aus, 4. September 2007

/Hendriks, 2007/

Hendriks, C: Draft August 2007, Carbon Capture and Storage, UNFCCC Secretariat Financial and Technical Support Programme, Utrecht, August 2007

/IER, 2005/

IER (2005): Mayer-Spohn O., Wissel S. Voß A., Fahl U., Blesl M.: IER-Arbeitsbericht, Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechnologien – Stand 2005 -, aktualisiert: Juni 2007, Stuttgart 2005

/IPCC, 2005/

Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Carbon dioxide capture and storage, Summary for policymakers and technical summary, Nairobi 2005

/ISET, 2006/

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Windenergie Report Deutschland 2006, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Kassel 2006

/Jahrbuch EE, 2007/

Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007: Frithjof Staiß, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, 2007

/Kruck et al. 2004/

Kruck, C.; Eltrop, L.; Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland, Schlussbericht zum Projekt des Zentrums Energieforschung Stuttgart e.V. (ZES), Stuttgart 2004

/Kwasny, 2007/

Kwasny R., Aul F., Lohrey K.: Recent Activities and Trends in the Uranium Market, atw International Journal for Nuclear Power, Seiten: 696-710, 11/2007

/Mayer-Spohn et al., 2006/

Mayer-Spohn O. Blesl M., Fahl U., Voß A., Logistik der CO₂-Sequestrierung – Optionen für den CO₂-Transport, in: Chemie Ingenieur Technik, Vol. 78, No. 4, 2006, S. 435 - 444, Hrsg. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2006

/OECD, IEA, 2006/

IEA Energy Technology Essentials, CO₂ Capture and Storage, December 2006

/neue energie, 2007/

May Hanne, Knüppel aus dem Sack, neue energie, 2007

<http://www.neueenergie.net/index.php?id=1597>

/PSI, 2004/

PSI (2004): Hirschberg, S.; Dones, R.; Heck, T.; Burgherr, P.; Schenler, W; Bauer, C.: Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation, PSI-Report No. 04-15. Paul Scherrer Institut, Villingen, Switzerland. <http://gabe.web.psi.ch/pubs/>

/VDEW, 2007/

Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke – differenziert nach Jahr der voraussichtlichen Inbetriebnahme, Stand: Juli 2007

/VGB, 2004/

VGB Report, CO₂ Capture and Storage, report on the state of the art, Essen 2004

/VGB RoE, 2006/

VGB Printout of technology data set (October, 23rd 2006): EURELECTRIC Study “Role of Electricity – Supply Block”

/VGB ZEP, 2006/

VGB Printout of technology data set (October, 2006) applied in the European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants “ZEP” with amendments

/Voß, A. et al., 1998/

Voß, A.; Greßmann, A. (1998): Leitbild „Nachhaltige Entwicklung“ - Bedeutung für die Energieversorgung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg. (1998), Heft 8, S. 486 – 491

/WEC, 2007/

World Energy Council, The Role of Nuclear Power in Europe, January 2007

/WEO, 2007/

World Energy Outlook 2006, International Energy Agency IEA, 2006

/WI, 2007/

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH, DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), Wuppertal, 2007

/ZfK, 2007/

ZfK, Kraftwerksprojekte gestoppt, Oktober 2007

/Zürn u. a. 2005/

Zürn, M., Ellersdorfer, I., Fahl, U.: Modellierung von technischem Fortschritt in NEWAGE-W, in: I. Ellersdorfer and U. Fahl: Ansätze zur Modellierung von Innovation in der Energiewirtschaft, Methodenworkshop des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland am 13.10.2004 im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit - Proceedings, Berlin, 221-235.

7 Anhang

7.1 Methodik zur Ermittlung der mittleren spezifischen Stromgestehungskosten

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten erfolgt auf der Grundlage eines dynamischen Verfahrens, das die nivellierten mittleren Stromgestehungskosten über einen Betriebszeitraum berechnet. Der Ausgangspunkt ist eine jährliche Kostenbetrachtung, in der die Kosten jedes Betriebsjahres differenziert betrachtet werden.

Die Kostenbestandteile Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten während des Anlagenbetriebs werden für jedes Jahr aufsummiert. Dabei sinken über die Zeit die kapitalgebundenen Kosten, und die Brennstoffpreise entwickeln sich entsprechend des gewählten Energiepreisträgerszenarios meist nach oben. Somit ergeben sich jedes Jahr unterschiedliche Gesamtkosten.

Aus den jährlichen Gesamtkosten würden sich für jedes Betriebsjahr unterschiedliche Stromgestehungskosten ergeben. Für den Vergleich verschiedener Kraftwerkstechnologien ist dieser Ansatz jedoch nicht hilfreich, deshalb werden die Kostenbestandteile über die gesamte technische Nutzungsdauer kumuliert, auf den Gegenwartswert abdiskontiert und auf die Netto-Stromerzeugung bezogen. Dadurch werden finanzmathematisch durchschnittliche jährliche Kosten während des Betriebs gebildet.

Der gewählte Diskontsatz beeinflusst die Stromgestehungskosten erheblich. Ausgehend von einem Referenzsatz von 7,5 % erfolgt auch eine Betrachtung der Stromgestehungskosten bei 5 und 10 %.

Die folgende Gleichung zeigt, dass die Summe der Ausgaben gleich dem Gesamtertrag ist.

$$\sum_{t=0}^T \frac{\bar{p} \cdot E}{1 + r_t} - \sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1 + r)^t} = 0$$

Daraus lassen sich die mittleren Stromgestehungskosten \bar{p} wie folgt ableiten:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{[I_t + M_t + F_t]}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{[E_t]}{(1+r)^t}}$$

I_t = Kapitalausgaben im Jahr t
 M_t = Betriebs- und Instandhaltungskosten im Jahr t
 F_t = Brennstoffpreisausgaben im Jahr t
 E_t = Netto-Stromerzeugung im Jahr t
 r = Diskontsatz
 \bar{p} = mittlere Stromgestehungskosten

7.2 Methodik zur Ermittlung der Back-up Kosten

Aufgrund des stochastischen Angebots der Windleistung und der solaren Einstrahlung sind bei der Kostenermittlung entsprechende Kosten für Reserveleistung in Form von Back-up Kraftwerken zu berücksichtigen. Diese Back-up Kosten für die nicht gesicherte Leistung der Wind- und Solarkraftwerke lassen sich nach /Friedrich et al. 1989/ bzw. /Kruck et al. 2004/ wie folgt bestimmen:

$$K_{BU} = \frac{A_K}{h_V} - \frac{A_K \cdot L}{h_W} = A_K \cdot \left(\frac{1}{h_V} - \frac{L}{h_W} \right)$$

mit A_K Annuität (incl. der jährlichen Fixkosten) des Back-up Kraftwerks pro kW
 h_V Vollbenutzungsstundenzahl der Versorgungsaufgabe
 h_W Vollbenutzungsstundenzahl des Kraftwerks mit regenerativen Energieträgern (WEA, PV-Anlage, etc.)
 L Leistungskredit des Kraftwerks mit regenerativen Energieträgern

Für die Berechnung der Back-up Kosten werden somit die Kosten für die Bereitstellung von Back-up Leistung (erster Term der rechten Seite) um die Kosten der durch das Kraftwerk mit regenerativen Energieträgern auf Grund des Kapazitätseffekts eingesparten Kapazität (zweiter Term) vermindert.