

Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Stromerzeugungsarten im liberalisierten Markt^{*)}

A. Voß

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Universität Stuttgart

1. Einleitung

Mit dem Inkrafttreten der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes am 29. April 1998, als nationale Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie, ist die deutsche Elektrizitätswirtschaft in den Wettbewerb entlassen worden. Die geschlossenen Versorgungsgebiete wurden beseitigt und der deutsche Strommarkt für ausländische Anbieter vollständig geöffnet. Damit wurde ein Prozeß des Wandels und struktureller Veränderungen eingeleitet, der in seiner Dynamik und Reichweite wohl nur von wenigen vorausgesehen worden ist.

Der einsetzende Preis- und Verdrängungswettbewerb hat zu Strompreiseinbrüchen auf breiter Front geführt. Dem auch durch neue Marktteilnehmer härter gewordenen Wettbewerb sowie dem drohenden Margenverfall und Umsatzeinbußen versuchen die traditionellen Stromanbieter durch radikale Kostensenkungsprogramme, Umorganisationen, neue Produkte und Dienstleistungen, eine neue Kundenorientierung aber auch durch Übernahmen, Fusionen und Allianzen zu begegnen.

Die Strompreise für Industriekunden sind je nach Abnahmeart um bis zu 40 % gesunken und kommunale EVU's konnten Preisnachlässe bis zu 60 % realisieren. Seit Mitte 1998 wurden die jährlichen Stromrechnungen der Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden durch den Wettbewerb um rd. 15 Mrd. DM entlastet. Der Staat ist allerdings dabei, einen erheblichen Teil dieser Liberalisierungsgewinne durch die Ökosteuern, das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung wieder abzuschöpfen.

Bei realisierbaren Strompreisen für Sondervertragskunden und Weiterverteiler bei Belieferung auf der Hochspannungsebene von 5 Pf/kWh und weniger, bleiben nach Abzug der Transportentgelte lediglich 2,5 Pf/kWh für die Erzeugung, den Vertrieb und die Verwaltungskosten übrig. Auch bei der Versorgung von Haushaltskunden stehen für die Stromerzeugung bzw. Strombeschaffung unter Berücksichtigung aller Entgelte für die Netznutzung, Konzessionsabgabe, Öko- und Mehrwertsteuer sowie der Vertriebskosten nur Beträge in der gleichen Größenordnung zur Verfügung.

Diese Zahlen sowie auch die Preise im börslichen Stromhandel machen deutlich, daß der größte Druck der Liberalisierung und Deregulierung auf der Stromerzeugung lastet. Es ist offenkundig, daß der die jetzige Phase der Marktentwicklung charakterisierende Verdrängungswettbewerb die Erzeugung besonders tangiert, zumal aus Unternehmenssicht die eigenen Erzeugungsanlagen in Konkurrenz mit dem Fremdbezug stehen. Angesichts dieser Situation stellt sich natürlich auch die Frage, wo stehen die verschiedenen Erzeugungsanlagen im Beschaffungswettbewerb oder wie ist die Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Stromerzeugungstechniken im liberalisierten Markt zu beurteilen? Will man diesen Fragen nachgehen so ist es notwendig, zwischen bestehenden und neu zu errichtenden Anlagen zu differenzieren.

^{*)} Vortrag gehalten anlässlich des VGB-Kongresses "Kraftwerke 2000", Düsseldorf, 10. - 12.10.2000, veranstaltet von VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V.

2. Wettbewerbssituation bestehender Anlagen

Liberalisierte und wettbewerblich organisierte Strommärkte ohne Gebietsmonopole konfrontieren die Energieversorgungsunternehmen nicht nur mit neuen Chancen sondern auch mit neuen Risiken, von denen die Preis- und Absatzrisiken wohl die bedeutendsten sind.

Obwohl die Stromhandelsmärkte in Deutschland und Europa nicht voll entwickelt sind, ist die Preisvolatilität auf allen Handelsplätzen deutlich erkennbar. Abb. 1 veranschaulicht dies anhand der Entwicklung des Central European Power Index (CEPI) für Grundlast- und Spitzenstrom. Die durch eine zeitvariable Stromnachfrage wesentlich mitbestimmte Volatilität der Strommarktpreise kann dabei durch besondere Ereignisse, wie z.B. den Ausfall von Kraftwerksleistung oder auftretende Leitungsengpässe noch verstärkt werden.

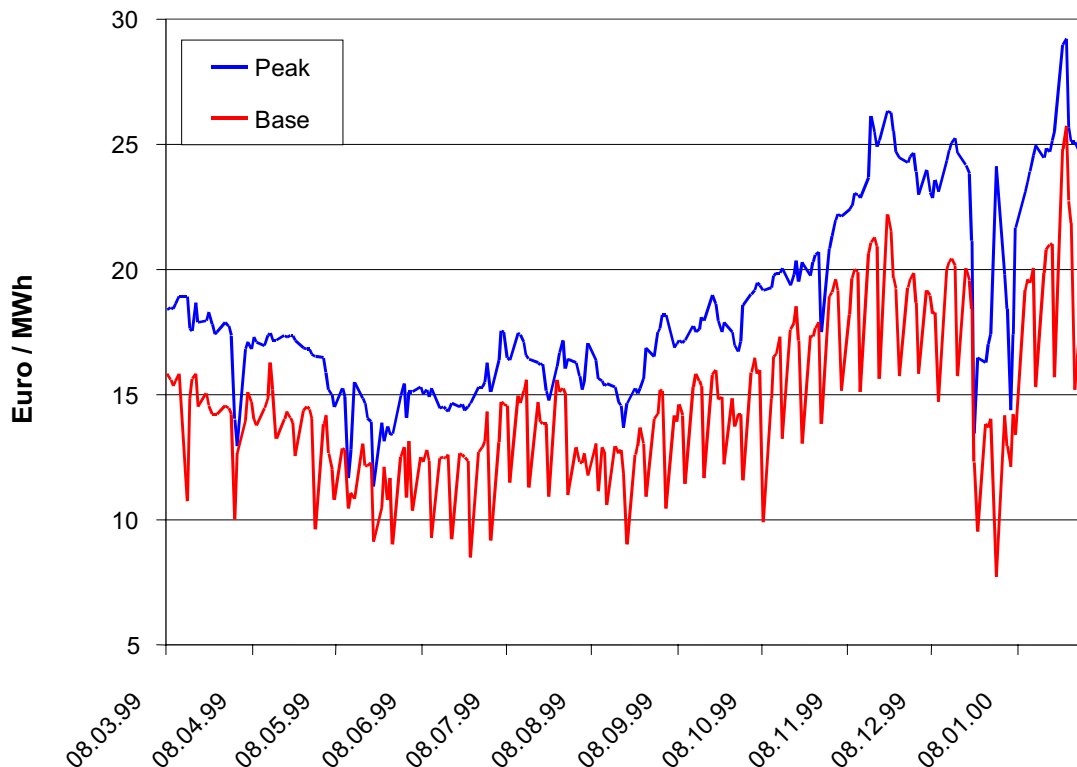


Abbildung 1: Entwicklung des Central European Power Index (CEPI)

Im Portfolio eines Energieversorgungsunternehmens stellen Kraftwerke nur eine von verschiedenen Positionen dar. Kraftwerke weisen dabei einen Optionscharakter auf, da der Betreiber die Möglichkeit, aber nicht die Pflicht hat, Strom mit der Anlage zu produzieren. Er hat somit die Möglichkeit, Preisdifferenzen zwischen den variablen Erzeugungskosten seines Kraftwerkes und den Strompreisen am Spotmarkt abzuschöpfen. Das bedeutet aber auch, daß in einem transparenten Wettbewerbsmarkt die Erzeugungsanlagen in Konkurrenz mit allen anderen Erzeugungsoptionen stehen. Eine dauerhafte Bevorzugung der Eigenerzeugung gegenüber dem Zukauf können sich die Unternehmen nicht leisten.

In einem durch Überkapazitäten gekennzeichneten Wettbewerbsmarkt werden die Marktpreise weitestgehend determiniert durch die spezifischen Grenzkosten der letzten noch benötigten Erzeugungseinheit. Alle anderen Erzeuger mit geringeren Grenzerzeugungskosten erhalten diesen Preis für ihre Lieferungen. Die Marktpreise determinieren damit die für die einzelnen Kraftwerke verbleibenden Deckungsbeiträge zur Finanzierung der festen Kosten, d.h. der fixen Betriebskosten und der Kapitalkosten. Über den Einsatz und die Einsatzdauer bestehender Kraftwerke entscheiden also deren kurzfristige Erzeugungsgrenzkosten, d.h. im wesentlichen deren variable Betriebskosten, nicht jedoch ihre Vollkosten. Die einmal getätigten Investitionen sind als „sunk-cost“ zu

betrachten, sie sind – da nicht mehr rückgängig zu machen – für die Entscheidung zu produzieren oder nicht als irrelevant anzusehen. Insofern sind die Kostenstrukturen der verschiedenen Kraftwerke für ihre Wettbewerbsfähigkeit von großer Bedeutung.

Abbildung 2 gibt eine Orientierung über die Anteile der verschiedenen Kostenpositionen bei verschiedenen thermischen Kraftwerken für eine Grundlastherzeugung. Bei Kernkraftwerken sind die kapitalabhängigen Kosten mit rd. 50 % besonders hoch. Die Brennstoffkreislaufkosten machen dagegen nur 16 % der Gesamtkosten aus. Bei steinkohlegefeuerten Kraftwerken sind die Brennstoffkosten anteilig deutlich höher und bei erdgasgefeuerten Anlagen machen sie rd. 75 % der Gesamtkosten aus.

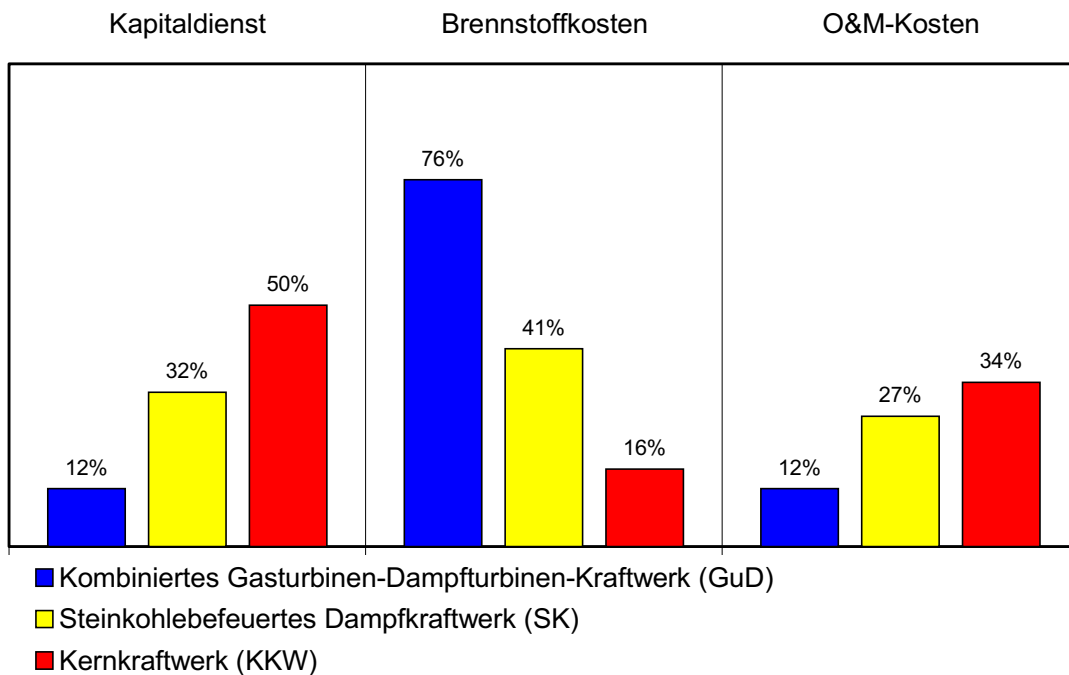


Abbildung 2: Vergleich von Kostenpositionen verschiedener thermischer Kraftwerke

Natürlich sind im Konkurrenzettbewerb die anlagenindividuellen variablen Kosten die entscheidende Größe. Für die existierenden fossilen Kraftwerke werden sie wesentlich durch die Anlagenwirkungsgrade mitbestimmt. Kostensenkungspotentiale sind hier wohl nur bei den sonstigen variablen Betriebskosten vorhanden. Auch die betriebsbedingten Kosten der bestehenden Kernkraftwerke weisen eine anlagenspezifische Bandbreite auf. Aber im Vergleich zu den fossilen Kraftwerken existieren hier noch deutliche Kostensenkungspotentiale durch Anreicherungs- und Abbrand erhöhungen, optimierte Brennelementeeinsatzstrategien und den Übergang zur direkten Endlagerung der abgebrannten Brennelemente, die die spezifischen Brennstoffkosten fast halbieren können.

Mit variablen Kosten, die wie auch die gesamten betriebsbedingten Erzeugungskosten niedriger sind als die von Stein-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken, weisen die bestehenden Kernkraftwerke nicht nur eine günstige Wettbewerbsposition auf, sondern sie sind auch eine wesentliche Stütze für eine preisgünstige Stromversorgung.

Die Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Erzeugungsanlagen lässt sich auch ermitteln, in dem man sie entsprechend ihrer variablen Kosten in einer aufsteigenden Reihe anordnet und mit der geordneten Lastkurve, also der Häufigkeitsverteilung der nachgefragten Last in Verbindung bringt (Abbildung 3). Aufgrund der geringen variablen Betriebskosten liegen die Kernkraftwerke in der „Merit Order“, d.h. im Block-Ranking ganz links, und haben entsprechend der Lastkurve einen Einsatzfaktor von 100 Prozent. Anlagen mit hohen variablen Betriebskosten, wie z.B. mit Erdgas und Öl befeuerte Dampfkraftwerke und Gasturbinenanlagen liegen sehr weit rechts im Block-Ranking, d.h. sie kommen nahezu nicht zum Einsatz. Auch wenn diese Darstellung einige Aspekte, wie das

An- und Abfahren von Kraftwerken unberücksichtigt läßt, veranschaulicht sie doch die Markt- und Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Anlagen des derzeit bestehenden Kraftwerksparks in einem wettbewerblichen Ordnungsrahmen. Es ist noch zu erwähnen, daß die Wasserkraftwerke in Abbildung 3 nicht erfaßt sind.

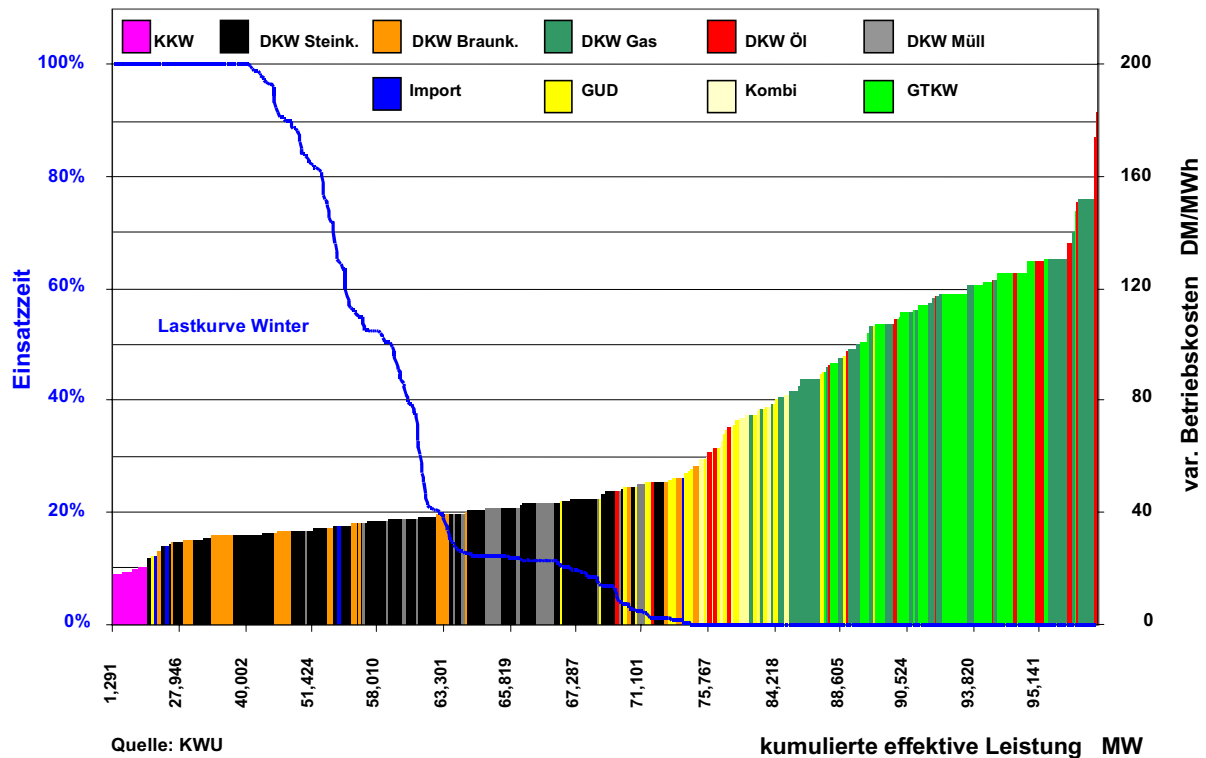


Abbildung 3: „Merit Order“ der Kraftwerke und Winterlastkurve (Deutschland)

Die betriebswirtschaftliche Attraktivität der bestehenden Kernkraftwerke aufgrund ihrer niedrigen variablen Stromerzeugungskosten stellt dabei kein unverrückbares Datum dar. Auch angesichts der noch bestehenden Kostensenkungsmöglichkeiten können z.B. durch politische Sonderlasten einer ausstiegsorientierten Energiepolitik, die Kosten der Kernenergie derart steigen, daß der derzeit bestehende Wettbewerbsvorteil verlorengeht.

3. Perspektiven neuer Kraftwerke im liberalisierten Strommarkt

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit neuer Anlagen im liberalisierten Strommarkt sind naturgemäß sehr viel schwieriger. Das hängt zum einen mit der Unsicherheit über die längerfristige Entwicklung der im Markt erzielbaren Strompreise sowie ihrer Volatilität, aber auch mit den erheblichen Unsicherheiten über die langfristige Entwicklung der Brennstoffpreise zusammen. Hierzu kommen noch politische Investitionsrisiken und Unsicherheitsfaktoren, wie z.B. hinsichtlich der Besteuerung von Energieträgern oder der Subventionierung von Stromerzeugungstechniken. Als dritter aus Unternehmenssicht wichtiger Bereich sind die zukünftigen Anforderungen des Umwelt- und Klimaschutzes zu sehen, die in ihrer konkreten Ausprägung heute keineswegs absehbar sind.

Vor diesem Hintergrund wird, auch wenn man die politischen Risiken veränderter Rahmenbedingungen einmal ausklammert, von Vertretern der Energieversorgungsunternehmen häufig die Auffassung vertreten, daß in einem liberalisierten Strommarkt kapitalintensive Erzeugungstechnologien auf Grund der hohen Kapitalbindung und der langen Amortisationszeiten keine Chancen haben. Im Hinblick auf die Marktpreisrisiken seien wenig kapitalintensive Kraftwerke, die zudem noch

schnell errichtet werden können, zu bevorzugen, was für den Zubau von Gaskraftwerken spricht. Ich denke, daß dies eine zu vordergründige Schlußfolgerung ist, die den wettbewerblichen Bedingungen in funktionierenden Märkten nicht ausreichend Rechnung trägt.

Ich will den Versuch machen, dies im weiteren zu begründen. Dabei werde ich den Neubau von Kernkraftwerken, als eine typische kapitalintensive Option, exemplarisch in die Überlegungen mit einbeziehen, unbeachtet der politischen Absicht der jetzigen Bundesregierung, den Zubau weiterer Kernkraftwerke auszuschließen.

Betrachten wir zunächst einmal die traditionell zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von neuen Kraftwerken verwendeten Stromerzeugungskosten. In diese als „Life-Cycle-Kosten“, d.h. über die angenommene Betriebsdauer des Kraftwerkes ermittelten mittleren Stromgestehungskosten fließen neben den jeweiligen Anlagenpreisen insbesondere auch die Brennstoffpreise und ihre Entwicklung ein.

Ausgehend von repräsentativen technischen und ökonomischen Daten für neu zu errichtende Großkraftwerke ergeben sich für eine fiktive Inbetriebnahme im Jahr 2005, einen realen Kalkulationszinssatz von 6 %/a und eine Anlagennutzungsdauer von 35 Jahren die in Abbildung 4 dargestellten Stromerzeugungskosten für eine Grundlaststromerzeugung mit 7.500 h/a.

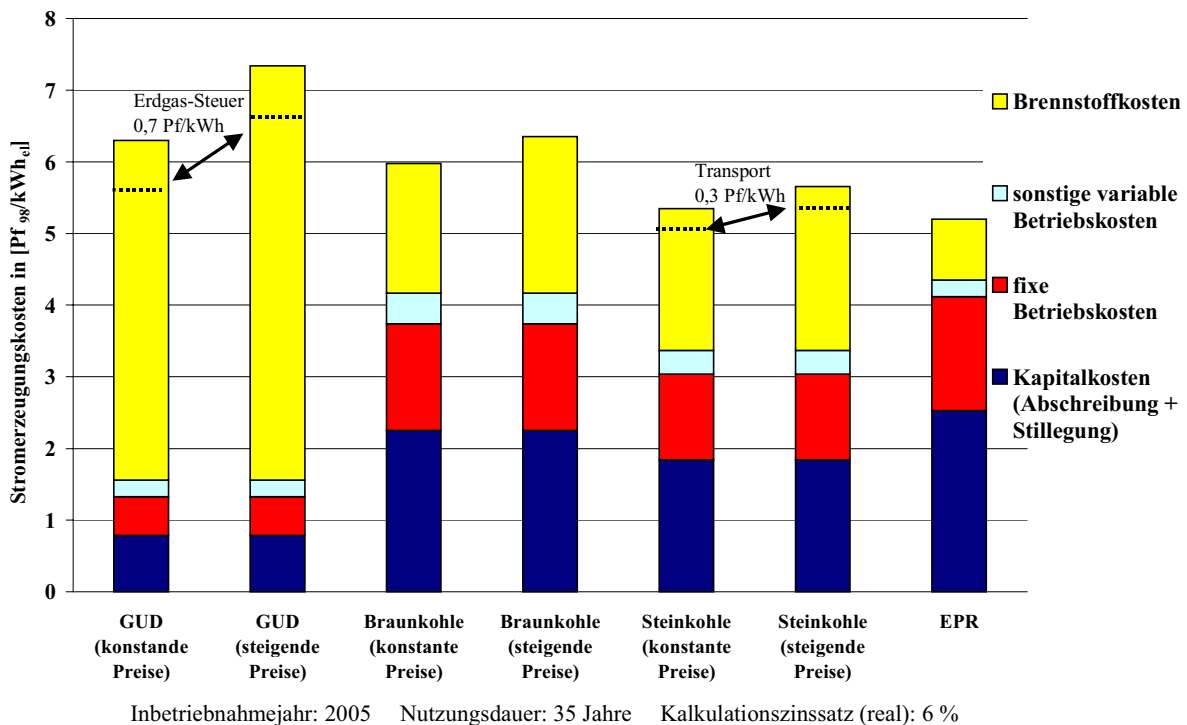


Abbildung 4: Stromerzeugungskosten (Life Cycle Cost) für verschiedene Kraftwerke

Für die mit fossilen Brennstoffen befeuerten Anlagen sind dabei jeweils die Stromerzeugungskosten für auf dem heutigen Preisniveau real konstante Brennstoffpreise sowie für zukünftig steigende Brennstoffpreise angegeben. In diesem Fall nehmen die Preise für Stein- und Braunkohle über die nächsten 30 Jahre um 20 % und die des Erdgases um 40 % zu.

Für die hier zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich für die Kernenergie (EPR) und die Steinkohlekraftwerke die günstigsten Stromerzeugungskosten. Die Kosten der Braunkohlestromerzeugung sowie die der Erdgas-GuD-Kraftwerke liegen darüber, auch wenn man die Erdgassteuer nicht einrechnet. Deutlich erkennbar sind auch die unterschiedlichen Beiträge der verschiedenen Kostenpositionen zu den Stromerzeugungskosten. Im Falle des Erdgaskraftwerkes machen die Brennstoffkosten 75 bis 80 % der Stromerzeugungskosten aus.

Variiert man im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse einige die Stromgestehungskosten bestimmenden Parameter und Annahmen, wie z.B. den Kalkulationszinssatz, die spezifischen Investitionen oder die Nutzungsdauer der Anlagen, so erhält man eine Bandbreite der Stromerzeugungskosten für die verschiedenen Erzeugungsoptionen.

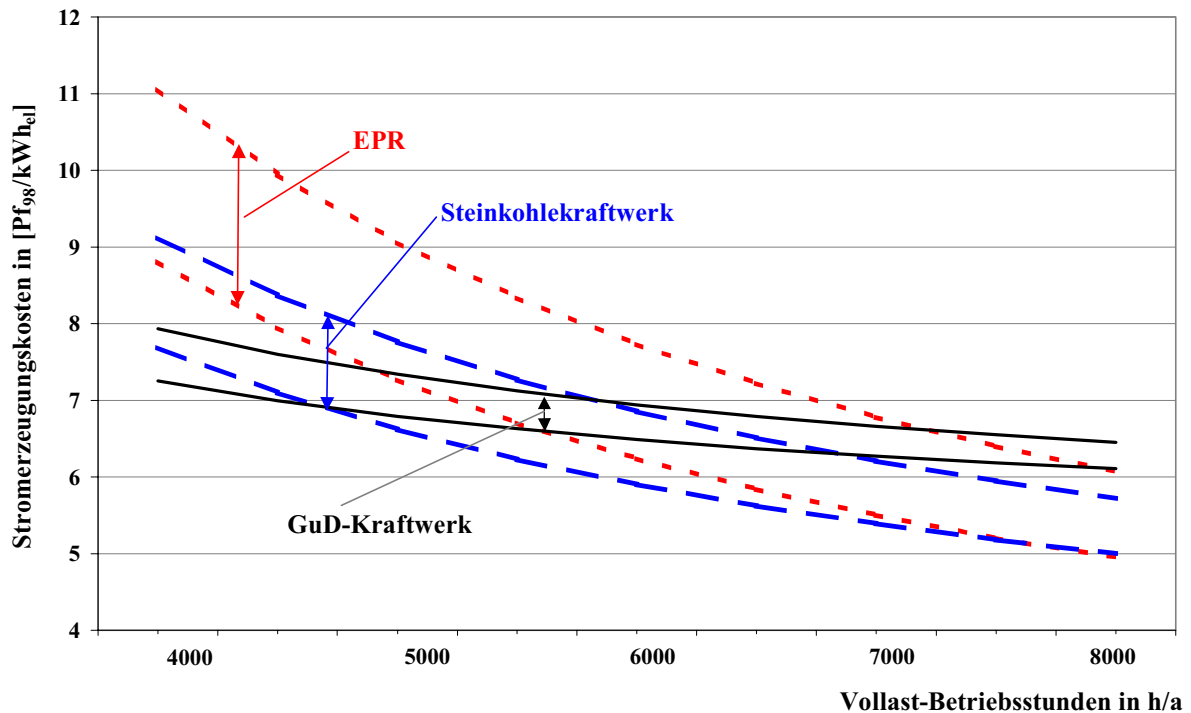


Abbildung 5: Bandbreite der Stromerzeugungskosten (Life Cycle Cost) für verschiedene Kraftwerke bei konstanten Brennstoffpreisen

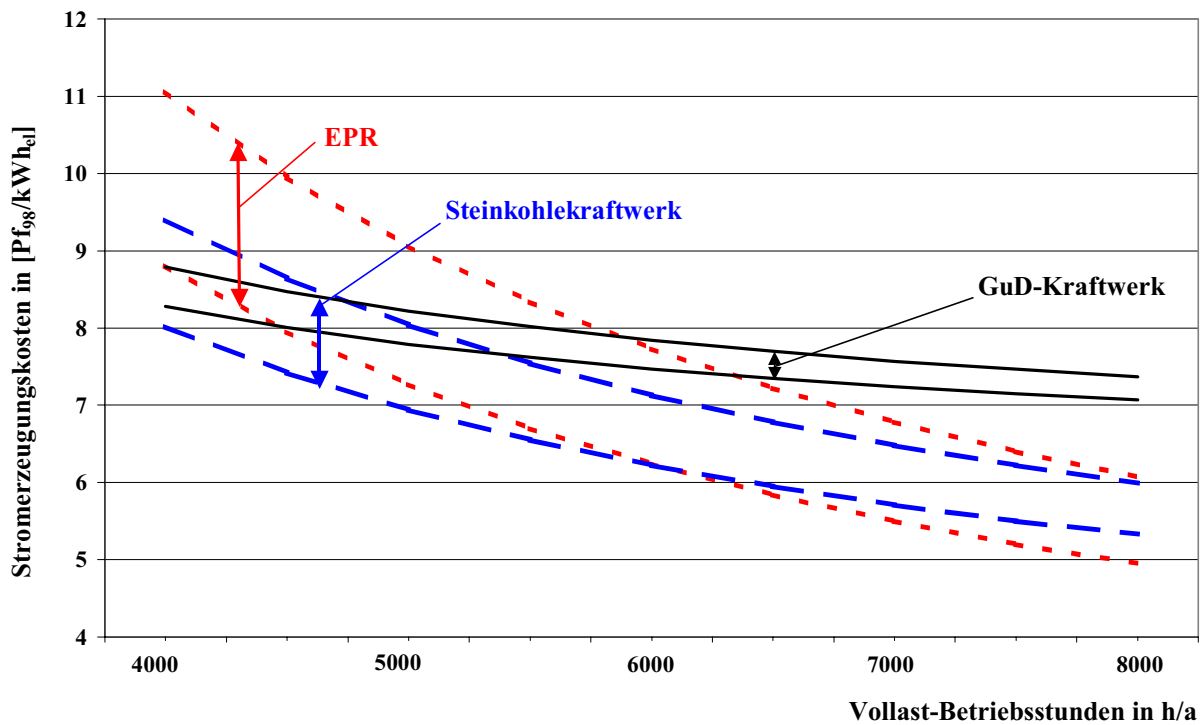
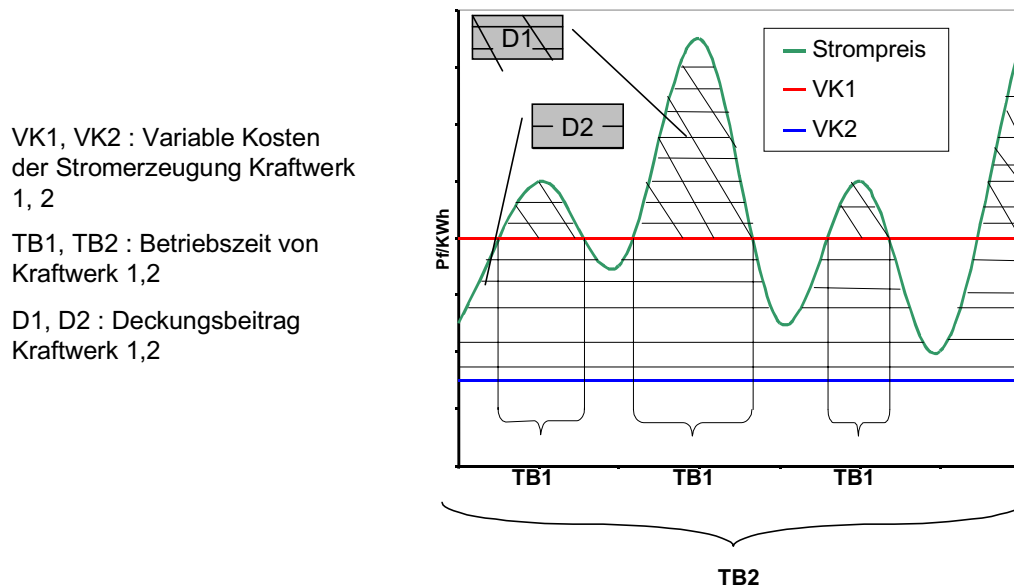


Abbildung 6: Bandbreite der Stromerzeugungskosten (Life Cycle Cost) für verschiedene Kraftwerke bei steigenden Brennstoffpreisen

In den Abbildungen 5 und 6 sind die Bandbreiten der Stromerzeugungskosten der hier betrachteten Neubaukraftwerke in Abhängigkeit von der jährlichen Auslastung einmal für konstante und für

steigende Brennstoffpreise dargestellt. Die Kostenbänder der Anlagen überlappen sich im Grundlastbereich im Fall konstanter Brennstoffpreise weitgehend. Bei den hier unterstellten Brennstoffpreiserhöhungen liegen die Kosten des Erdgas-GuD-Kraftwerkes bei hohen Vollastbenutzungsstunden über denen der anderen Kraftwerke.



⇒ **Betriebszeit (Ausnutzungsdauer) und Deckungsbeitrag sind abhängig vom Strompreis und den variablen Kosten**

Abbildung 7: Was bedeutet ein volatiler Strompreis für die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes?

Diese Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen unterstellen zum einen, daß die Anlagen die jeweiligen Vollastbenutzungsstunden auch erreichen und sie sagen noch nichts über die erzielbare Rendite und die Amortisationsdauer des eingesetzten Kapitals aus.

In Wettbewerbsmärkten mit volatilen Strompreisen wird aber, wie zuvor schon erläutert, die Auslastung der Kraftwerke von ihren variablen Grenzerzeugungskosten mit bestimmt. Dies gilt natürlich auch für neue Kraftwerke, deren Investitionen nach der Inbetriebnahme als „sunk-cost“ zu betrachten sind, die keinen Einfluß mehr darauf haben, in welchem Umfang die Anlage zur Stromerzeugung genutzt wird. Abbildung 7 verdeutlicht noch einmal, daß abgesehen von technischen Randbedingungen, die Betriebszeit und damit die Stromerzeugung von den variablen Erzeugungskosten und der Höhe sowie dem zeitlichen Verlauf des am Markt erzielbaren Strompreises bestimmt wird. Die Deckungsbeiträge für die kapitalabhängigen und die fixen Betriebskosten sind ebenfalls abhängig von der Betriebszeit und der Differenz zwischen dem Strompreis und den variablen Erzeugungskosten. Die Abbildung verdeutlicht, daß für Kraftwerke mit geringen variablen Kosten deutlich höhere Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, die durchaus zu einer schnelleren Amortisation des eingesetzten höheren Kapitals führen können.

Will man die Rendite auf das eingesetzte Kapital oder die Kapitalrückflußdauer als Maß für die Vorteilhaftigkeit verschiedener Kraftwerksinvestitionen verwenden, so wäre dazu die Kenntnis der zeitlichen Entwicklung der sich im Wettbewerbsmarkt ergebenden Strompreise erforderlich. Verlässliche Strompreisprognosen, insbesondere über die notwendigen langen Zeiträume sind aber wohl nicht möglich.

Deshalb soll der Sachverhalt um den es hier geht, nämlich, daß die Kapitalintensität einer Stromerzeugungsanlage nicht notwendigerweise ein Nachteil im Wettbewerbsmarkt ist, an einer verein-

fachten Betrachtung erläutert werden, die auf die Kapitalrückflußzeit einer Investition als Maß für die wirtschaftliche Attraktivität abstellt.

In Tabelle 1 sind die Kapitalrückflußzeiten der hier betrachteten Erzeugungsalternativen für unterschiedliche fiktive Stromerlöse zwischen 6,5 und 8 Pf/kWh dargestellt.

Tabelle 1: Kapitalrückflußdauern in Jahren für den Basisfall, 7.500 h/a

Hypothese zu Brennstoffpreisen	Stromerlöse [Pf/kWh]	Steinkohle	Erdgas-GuD	Kernenergie EPR
Steigende fossile Brennstoffpreise	6,5	18	∞	16
	7	13	∞	14
	8	7	9	10
Konstante fossile Brennstoffpreise	6,5	17	12	16
	7	12	9	14
	8	8	7	10

Aufgrund des hohen Brennstoffkosten- und niedrigen Kapitalkostenanteils an den Erzeugungskosten sind die Kapitalrückflußzeiten beim Erdgaskraftwerk stark abhängig von den unterstellten Stromerlösen. Im Fall steigender Brennstoffpreise wird bei niedrigen Stromerlösen kein vollständiger Kapitalrückfluß erreicht. Bei hohen Stromerlösen weisen die Erdgaskraftwerke die günstigsten Kapitalrückflußzeiten auf. Diese günstigen Kapitalrückflußdauern, die aus Sicht eines Investors attraktiv sind, werden aber nur erreicht, wenn sich die hier unterstellte hohe Auslastung (7.500 h/a) erzielen läßt.

Die Tabelle 2 zeigt nun, daß wenn aufgrund der hohen variablen Kosten im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken nur geringere Benutzungsstunden zu realisieren wären, die Kapitalrückflußdauern entsprechend zunehmen. Für vergleichbare Fälle sind sie deutlich länger, als bei den kapitalintensiveren Steinkohle- und Kernkraftwerken.

Tabelle 2: Kapitalrückflußdauern in Jahren für ein Erdgas-GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit von der Auslastung, Basisfall

Hypothese zu Brennstoffpreisen	Stromerlöse [Pf/kWh]	7500 h/a	6000 h/a	5000 h/a
Steigende fossile Brennstoffpreise	6,5	∞	∞	∞
	7	∞	∞	∞
	8	9	12	19
Konstante fossile Brennstoffpreise	6,5	12	∞	∞
	7	9	14	21
	8	7	9	11

4. Umwelt- und Klimaschutz: Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition

Bei den bisherigen Überlegungen zur Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Stromerzeugungsarten im liberalisierten Strommarkt sind die potentiellen Auswirkungen verschärfter Umwelt- und Klimaschutzanforderungen außen vor geblieben. Sie sind aber angesichts der langen Lebensdauern von Stromerzeugungsanlagen in Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit mit einzubeziehen. Ohne die zukünftigen umwelt- und klimapolitischen Anforderungen und Maßnahmen im einzelnen zu kennen, können die externen Kosten, die unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken zuzurechnen sind, eine erste Orientierung bezüglich der Verschiebungen der relativen Wettbewerbsposition geben, die von verschärften Umwelt- und Klimaschutzanforderungen ausgehen können.

Externe Kosten sind der Versuch, die Umweltinanspruchnahme zu ermitteln und in monetären Einheiten zu bewerten. Hinsichtlich der Quantifizierung der umweltseitigen externen Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme sind in den letzten Jahren deutliche Fortschritte gemacht worden, ohne daß alle externen Effekte bereits genau abgeschätzt werden können. Die nach derzeitigem Wissensstand quantifizierbaren externen Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme sind für Deutschland in Tabelle 3 dargestellt. Hierbei sind insbesondere die externen Kosten möglicher Klimaveränderungen durch die Freisetzung von Treibhausgasen noch mit einer großen Unsicherheit behaftet. Eine Internalisierung dieser externen Kosten würde insbesondere die Stromerzeugung mittels Kohle wirtschaftlich belasten und ihre Wettbewerbssituation verschlechtern.

Tabelle 3: Externe Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme in Pf/kWh

	Steinkohle	Braunkohle	Gas GuD	Kernenergie	PV	Wind
Gesundheitsschäden	1,6	2,0	0,6	0,4	0,8	0,1
Ernteverluste	- 0,06	- 0,06	- 0,02	0,002	- 0,006	0,001
Materialschäden	0,04	0,04	0,01	0,004	0,02	0,002
Versauerung/ Eutrophierung¹⁾	0,4	1,6	0,08	0	0,08	0
Lärm	n. q.	n. q.	n. q.	n. q.	n. q.	0,01
Treibhauseffekt²⁾	0,4 – 3,1	0,5 – 3,9	0,2 – 1,6	0,007 – 0,06	0,07 – 0,6	0,007 – 0,06
„Zwischensumme“	2,4 – 5,1	4,1 – 7,5	0,9 – 2,3	0,4 – 0,5	1,0 – 1,5	0,1 – 0,2

1) Bewertung mit marginalen Minderungskosten, die zum Erreichen der „50%-Gap Closure“ Ziels der EU zur Vermeidung von Versauerung in Europa aufzuwenden sind.

2) Bandbreite durch Bewertung Schadenskosten nach ExternE (2,4 Euro/t CO₂) und alternativ mit marginalen CO₂-Minderungskosten zur Reduktion der CO₂-Emissionen in Deutschland um 25% bis zum Jahr 2010 (19 Euro/tCO₂)

5. Schlußbemerkung

Auf die Stromerzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien bin ich nicht eingegangen, weil sie sich, bis auf die Stromerzeugung aus Wasserkraft, im Wettbewerb derzeit und sicher auch in der mittelfristigen Zukunft nicht werden behaupten können. Dies ist ja auch der tiefere Grund für die massive Subventionierung dieser Techniken im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Womit keineswegs gesagt ist, daß diese Art der Förderung geeignet ist, die Marktfähigkeit der Techniken zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schnell und effizient zu erreichen.

Die Einführung von Wettbewerb und die Liberalisierung der Energiewirtschaft sind natürlich kein Selbstzweck, sondern nur Mittel zum Zweck. Ihre Nutzung im Rahmen unseres Wirtschaftens legt sich nicht nur aus wirtschaftstheoretischen Überlegungen, sondern insbesondere aus der praktischen Erfahrung, daß effizientes Wirtschaften, daß der haushälterische Umgang mit knappen Ressourcen nicht durch staatliche Planung und Regulierung sondern durch die Allokationseffizienz von Märkten erreicht wird. Insofern ist die Einführung wettbewerblicher Strommärkte auch ein Schritt zur effizienten Strombereitstellung.

Die Liberalisierung der Strommärkte hat die Erzeugungsanlagen über Nacht einem zuvor nicht gekannten Beschaffungswettbewerb ausgesetzt. Angesichts der gesunkenen, aber hoch volatilen Strompreise haben Kraftwerke mit geringen variablen Erzeugungskosten Vorteile im Beschaffungswettbewerb. Sie sind für die Unternehmen ein zentrales Asset um im Wettbewerb bestehen zu können.

Was nun die Wettbewerbsfähigkeit von neuen Kraftwerken anbetrifft, so ist es keineswegs so, daß liberalisierte Märkte wenig kapitalintensive Energiewandlungssysteme begünstigen und kapitalintensive Techniken pönalisieren. Die Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit bedarf hier einer differenzierteren Betrachtung.

Literatur

- [1] A. Voß: Umweltschutz im liberalisierten Energiemarkt, VGB KraftwerksTechnik 9/2000, S. 45-48
- [2] K. Voges: Anforderungen an die Kraftwerksindustrie im weltweiten Wettbewerb, atw 45 Jg. (2000) Heft 3
- [3] U. Fahl et al.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg – Auswirkungen einer Kernenergieausstiegs, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER-Forschungsbericht Band 62, Stuttgart, November 1999