

S. P. Marburger

Analyse der Wirtschaftlichkeit von Kernfusionskraftwerken

ANALYSE DER WIRTSCHAFTLICHKEIT VON KERNFUSIONSKRAFTWERKEN

Freie wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung
des Grades eines Diplom-Kaufmanns

von

Simon Patrick Marburger

erstellt am:

Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft
Fakultät VIII – Wirtschaft und Management
Technische Universität Berlin
Prof. Dr. D. Winje

Januar 2006

Sperrvermerk

- Aufgehoben -

Kurzfassung

Diese Arbeit untersucht die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts aus betriebswirtschaftlicher Perspektive. Die Kernfusion verspricht eine sichere, umweltfreundliche, nachhaltige CO₂-freie Stromversorgung. In dieser Arbeit werden die Stromgestehungskosten von TOKAMAK-Fusionskraftwerken mit anderen Grundlasttechnologien verglichen. In einer Szenarioanalyse werden unterschiedliche Entwicklungen der technischen Performance von Fusionskraftwerken, der Höhe des Zinsniveaus, der Preise für Primärenergieträger, bei CO₂-Emissionsrestriktionen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz von Spaltungskraftwerken betrachtet. Es wird gezeigt, dass Fusionskraftwerke aus Sicht eines gewinnorientierten Investors wirtschaftlich sein werden, wenn deren wissenschaftlich-technische Entwicklung überdurchschnittlich erfolgreich verläuft, die Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionszertifikate deutlich über dem heutigen Niveau liegen und es zu einem gesellschaftlichen Ausstieg aus der Kernspaltung kommt. Zusätzlich muss ein niedriges bis höchstens mittleres Zinsniveau bestehen. Daher ist es gut möglich, dass sich je nach Bedingungen auf den Kapitalmärkten in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts der Bau der ersten kommerziellen Fusionskraftwerke aufgrund zu hoher Zinsen einige Zeit verschiebt. In einer Wild-Cards-Analyse zeigt sich, dass es für die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion von Vorteil ist sich von der Kernspaltung abzugrenzen. Insgesamt betrachtet scheint es wahrscheinlich, dass Kernfusionskraftwerke bei Erfüllung obig genannter ökonomischer und technologischer Rahmenbedingungen sowie bei gesellschaftlichem Willen innerhalb des 21. Jahrhunderts wirtschaftlich gebaut und betrieben werden können.

Key Words: Kernfusion, Fusionskraftwerk, Wirtschaftlichkeit, Stromgestehungskosten, Szenarioanalyse

Abstract

This study examines the economics of nuclear fusion in the second half of the 21st century from an investor's point of view. Nuclear fusion promises to be a safe, ecologically friendly, sustainable CO₂ free source of energy. This work compares the costs of generating electricity of a TOKAMAK type fusion power plant to other base load technologies. A scenario analysis addresses a variety of developments in the technical performance of fusion power plants, interest rates, fossil fuel prices, restrictions on CO₂ emission and public acceptance of fission power. The author will show that fusion power plants will be lucrative from an investors point of view, if their scientific and technical development shows a higher than average rate of success, prices for fossil fuels and CO₂ emissions allowances rise significantly above today's level and power production using fission technologies is discontinued. Additionally interest rates will have to remain on a low to medium level. However, the uncertain level of interest rates at the time when fusion power will be technically available for the first time in the 2nd half of this century could delay the introduction of this new technology. Additionally a Wild Cards analysis shows that it could prove vital for the business success of fusion power plants to distinguish themselves from fission power in the public opinion. Over all it seems likely that fusion power plants will become profitable in the 21st century under the assumption that the technical and economic conditions stated above will prevail and that the public will support power generation in nuclear fusion plants.

Keywords: nuclear fusion, nuclear power plant, economics, costs of generating electricity, scenario analysis

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei denjenigen bedanken, ohne deren Unterstützung diese Arbeit nicht möglich gewesen wäre. Ich danke Professor Dr. D. Winje für die Vergabe dieses hochaktuellen Themas und für seine Betreuung. Mein besonderer Dank gilt Professor Dr. A. M. Bradshaw und Dr. T. Hamacher mit seiner Arbeitsgruppe am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching für die vielfältigen Anregungen und Diskussionen. Großer Dank gebührt auch Dr. D. Ward, der mir seine PPCS-Ergebnisse als Datenbasis für meine Arbeit zur Verfügung gestellt hat. Für Diskussion danke ich O. Brückl, L. Gaidosch, T. Hädeler, Dr. H. W. von Köller, B. Kogelschatz, Dr. A. Reinköster und Dr. A. Rüdell.

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------------------------|---|
| a | Jahre |
| AD 700 | Advanced 700 °C Power Plant, Kraftwerkentwicklungsprojekt |
| AKW | Atomkraftwerk |
| ARIES | Advanced Research Innovation and Evaluation Study |
| ATLAS | Forschungsprogramm des European Network of Energy Agencies |
| a.u. | arbitrary units, generische Einheiten |
| BK | Braunkohle |
| BoA | Kraftwerk auf Braunkohlebasis mit optimierter Anlagentechnik |
| CCS | Carbon Dioxide Capture and Storage |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| CPI | Consumer Price Index, Preisindex der Lebenshaltung |
| D | Deuterium |
| <i>DC</i> | Direkte Kosten |
| DEMO | 1. experimentelles Fusionskraftwerk |
| DKW | Dampfkraftwerk |
| EEX | European Energy Exchange, Strombörse |
| EFDA | European Fusion Development Agreement, Fusionsentwicklungsprogramm |
| <i>EK/GK</i> | Eigenkapitalquote |
| EPR | European Pressurized water Reactor |
| Fe | Eisen |
| F&E | Forschung und Entwicklung |
| <i>FK/GK</i> | Fremdkapitalquote |
| GJ | Gigajoule, Energieeinheit |
| GuD | Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke |
| GW | Gigawatt, Energieeinheit |
| H | Wasserstoff |
| He | Helium |
| H ₂ O | Wasser |
| <i>i</i> | Zinssatz |
| <i>IC</i> | Indirekte Kosten |
| <i>i_{EK}</i> | Eigenkapitalzins |
| <i>i_{FK}</i> | Fremdkapitalzins |
| IFMIF | International Fusion Materials Irradiation Facility |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle |
| ITER | International Thermonuclear Experimental Reactor, Fusionsexperiment |
| <i>i_{WACC}</i> | Weighted Average Cost of Capital |
| JET | Joint European Torus, Fusionsexperiment |

| | |
|------------------------|---|
| K_A | periodische Kosten |
| K_C | Kapitalkosten |
| K_C^0 | Investitionskosten |
| K_D | Rückbaurückstellungen |
| K_D^n | Rückbaukosten |
| K_{SG} | Stromgestehungskosten |
| kWh | Kilowattstunde, Energieeinheit |
| LIBOR | London Inter Bank Offered Rate |
| MAKAL | Energiemodell |
| MeV | Megaelektronenvolt, Energieeinheit |
| MiniCAM | Mini-Climate Assessment Model |
| n | Neutron |
| n | Abschreibungszeitraum |
| ν | Kraftwerksverfügbarkeit |
| NGCC | Natural Gas Combined Cycle |
| NO_x | Stickoxid |
| OTC | Over the Counter, außerbörslicher Handel |
| p.a. | per annum |
| Pb | Blei |
| p_{nenn} | Nennleistung |
| PPCS | Power Plant Conceptual Study |
| PPI | Producer Price Index, Preisindex der industriellen Produktion |
| r | Rente |
| $RBF_{(i,n)}$ | Rentenbarwertfaktor |
| RBW | Rentenbarwert |
| SK | Steinkohle |
| T | Tritium |
| TJ | Terrajoule, Energieeinheit |
| TOKAMAK | Russisches Akronym für: Toroidale Kammer in Magnetspulen |
| U | Uran |
| u | Atomic Mass Units, Masseneinheit |
| U_2O_3 | Uranoxid |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital |

Konventionen

Alle kalorischen Größen beziehen sich auf den unteren Heizwert. Alle Geldeinheiten soweit nicht anders gekennzeichnet in US-Dollar des Basisjahres 2003.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Sperrvermerk | i |
| Kurzfassung | ii |
| Abstract | iii |
| Danksagung | iv |
| Abkürzungsverzeichnis | v |
| Inhaltsverzeichnis | vii |
| Abbildungsverzeichnis | ix |
| Tabellenverzeichnis | x |
| 1 Einleitung | 1 |
| 2 Grundlagen | 4 |
| 2.1 Grundlagen der Kernfusion | 4 |
| 2.2 Technische Realisierungsmöglichkeiten für Fusionskraftwerke | 9 |
| 2.3 Entwicklung der Kernfusion zu einer Kraftwerkstechnologie | 14 |
| 2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse | 16 |
| 2.5 Kraftwerkmarkt für Fusionskraftwerke | 18 |
| 3 Methodisches | 22 |
| 3.1 Zukunftsanalyse | 22 |
| 3.2 Umrechnung von Währungen unterschiedlicher Basisjahre | 24 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4 | Wirtschaftlichkeitsberechnung | 26 |
| 4.1 | Berechnung der Stromgestehungskosten | 26 |
| 4.2 | Stromgestehungskosten von Fusionskraftwerken | 33 |
| 4.3 | Stromgestehungskosten von Spaltungskraftwerken | 37 |
| 4.3.1 | Fortschreibung der Kraftwerkskosten | 39 |
| 4.3.2 | Kosten Kernbrennstoffzyklus | 40 |
| 4.3.3 | Performancesteigerung bei den Spaltungskraftwerken | 40 |
| 4.4 | Stromgestehungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken | 42 |
| 5 | Ergebnisse | 54 |
| 5.1 | Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien | 55 |
| 5.2 | Wirtschaftlichkeit der Kernfusion | 60 |
| 6 | Wild Cards | 64 |
| 6.1 | Tschernobyl II | 64 |
| 6.2 | Dauerhafte globale Rezession | 65 |
| 6.3 | Kalte Fusion | 66 |
| 6.4 | Wandel in der Versorgungswirtschaft | 66 |
| 7 | Diskussion | 68 |
| 7.1 | Vergleich mit der Literatur | 68 |
| 7.2 | Wirtschaftlichkeit der Kernfusion | 74 |
| 7.3 | Ausblick | 75 |
| 8 | Zusammenfassung | 77 |
| | Literaturverzeichnis | 79 |
| | Eidesstattliche Erklärung | 87 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----|---|----|
| 2.1 | Verlauf der Kenbindungsenergie | 6 |
| 2.2 | Fusionskraftwerk | 10 |
| 2.3 | Tokamak | 11 |
| 2.4 | Stellarator | 12 |
| 2.5 | Kraftwerk mit Trägheitseinschluss | 13 |
| 2.6 | Historische Entwicklung des Fusionstripelproduktes | 15 |
| 4.1 | Abhängigkeit $1/RBF$ vom Abschreibungszeitraum | 31 |
| 4.2 | Layout von PPCS-C | 35 |
| 4.3 | Bestandteile der direkten Kraftwerkskosten | 37 |
| 5.1 | Stromgestehungskosten von Fusionskraftwerken | 56 |
| 5.2 | Stromgestehungskosten von Spaltungskraftwerken | 57 |
| 5.3 | Stromgestehungskosten von kohlebefeueten Kraftwerken | 58 |
| 5.4 | Stromgestehungskosten von erdgasbefeueten GuD-Kraftwerken | 60 |
| 5.5 | CO ₂ -Emissionskosten | 61 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|------|---|----|
| 2.1 | Vergleich Kernfusion und Kernspaltung | 8 |
| 4.1 | Ansätze für den Fremdkapitalzins | 29 |
| 4.2 | Weighted Average Cost of Capital Szenarien | 30 |
| 4.3 | PPCS Kraftwerksdesigns | 34 |
| 4.4 | Kosten PPCS-Kraftwerke | 36 |
| 4.5 | Technische und wirtschaftliche Daten des EPRs | 39 |
| 4.6 | Kostendegression bei Leichtwasserreaktoren | 40 |
| 4.7 | Kernbrennstoffkosten | 41 |
| 4.8 | Wirtschaftliche Daten eines zukünftigen Spaltungskraftwerks | 41 |
| 4.9 | Wirkungsgrade bei GuD-Kraftwerken | 45 |
| 4.10 | Technische und wirtschaftliche Daten GuD-Kraftwerk | 45 |
| 4.11 | Technische und wirtschaftliche Daten von Kohlekraftwerken | 46 |
| 4.12 | Wirkungsgrade bei Dampfkraftwerken | 48 |
| 4.13 | Wirkungsgrade IGCC | 50 |
| 4.14 | Kosten Braunkohle | 50 |
| 4.15 | Kosten Steinkohle | 51 |
| 4.16 | Spezifische CO ₂ -Emissionsfaktoren | 53 |
| 5.1 | Wirtschaftlichkeitsbedingungen für Fusionskraftwerke | 63 |

Kapitel 1

Einleitung

Mit der erfolgreichen Standortfestlegung für den neuen Forschungsreaktor ITER Mitte 2005 auf Cadarache in Frankreich wurde ein wichtiger Meilenstein auf dem Wege zur Stromerzeugung aus Fusionsenergie genommen. Aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht ist es als sehr wahrscheinlich einzustufen, dass in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts die Erzeugung von elektrischem Strom in Fusionskraftwerken grundsätzlich möglich sein wird [1]. Die Kernfusion verspricht dabei eine saubere, sichere, unerschöpfliche, nachhaltige CO₂-freie Stromversorgung. Vermutlich werden die allerersten kommerziellen Fusionskraftwerke aufgrund dieser Vorteile noch mit mehr oder weniger großer staatlicher Unterstützung gebaut. Ab einem gewissen Zeitpunkt wird sich die Kernfusion im Strommarkt aber nur etablieren können, wenn sie unter den dann herrschenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. CO₂-Emissionszertifikatehandel ohne staatliche Zuschüsse wirtschaftlich ist.

In der Literatur wird die Wirtschaftlichkeit von Fusionskraftwerken in der Regel mit dem Ziel einer technischen Designoptimierung untersucht [2–6]. Dabei werden für unterschiedliche Typen, Betriebsmodi und Auslegungsparameter von Fusionskraftwerken die Stromgestehungskosten simuliert. Ziel dieser Untersuchungen ist es aus technischer Sicht das wirtschaftlichste Design zu ermitteln. Da dabei meist generische Kostenansätze genutzt werden, sind die hier gewonnenen Ergebnisse zwar in sich konsistent aber nicht unbedingt für einen Kostenvergleich mit anderen Kraftwerkstechnologien geeignet. In den Fällen, in denen die Wirtschaftlichkeit von Fusionskraftwerken in der Literatur im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien diskutiert wird, geschieht dies meist mit Annahmen, die einem gesamtwirtschaftlich-mikroökonomischen Focus entsprechen [7–9]. Die Kernfusion wird sich aber im Energiemarkt nur durchsetzen, wenn sich Kraftwerksbetreiber auf einzelwirtschaftlicher Ebene für den Bau von Fusionskraftwerken entscheiden, d.h. die Kernfusion muss aus Investorensicht wirtschaftlich sein. Da dieser Aspekt in der bisherigen Literatur vernachlässigt wurde, untersucht die vorliegende Arbeit die Kernfusion aus dieser betriebswirtschaftlichen Perspektive. Das Thema dieser Arbeit konkretisiert sich an der Frage: Sind die ersten Kernfusionskraftwerke unter der Voraussetzung, dass die entsprechende Technologie in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhun-

derts vorliegt, aus Sicht eines Investors wirtschaftlich? Bei der Beantwortung dieser Frage weichen einige Annahmen und Vorgehensweisen von den meisten Untersuchungen in der bisherigen Literatur ab: Ein Investor ist bestrebt nur solche Projekte zu finanzieren, deren Renditen deutlich oberhalb der jeweils üblichen Zinssätze für Fremdkapital liegen. Deshalb werden in dieser Arbeit Zinssätze zugrunde gelegt, die eine branchenübliche Eigenkapitalrendite widerspiegeln. Die kalkulatorischen Abschreibungszeiträume werden branchenüblich geringer als die technischen Lebensdauern der untersuchten Kraftwerke angesetzt. In der vorliegenden Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit von Fusionskraftwerken nicht im Vergleich zu allen möglichen zukünftigen Energiesystemen beurteilt, sondern es werden nur solche Kraftwerkskonzepte berücksichtigt, die aus Sicht eines in der Energiewirtschaft tätigen Investors in die selbe Kategorie fallen. Da Fusionskraftwerke tendenziell in den Grundlastbereich fallen, werden sie nur an Grundlastkraftwerken gemessen. Als Kostenbasis für diese Untersuchung dienen die Ergebnisse des EFDA-PPCS-Programms [7]. Die EFDA-Studie ist die erste Studie, die auf Industriekostenschätzungen von ITER beruht. Nach dem heutigen Kenntnisstand stellen diese die verlässlichste Kostenbasis für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit der ersten Fusionskraftwerke dar.

Von welchen Determinanten wird nun die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion in Zukunft abhängen und wie können diese im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfasst werden? Die zukünftige technologischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion. Dabei kann heute nicht vorhergesagt werden, wie diese Entwicklungen in Zukunft ausfallen werden. Um dennoch konsistente Aussagen zu treffen, werden mit Hilfe der Szenariotechnik [10] alternative Zukunftsentwicklungen untersucht. Aus technologischer Sicht spielen insbesondere die wissenschaftlichen Fortschritte bei der Entwicklung der Kernfusion und zu ihr im Wettbewerb stehender Kraftwerkstechnologien eine wesentliche Rolle. Die erheblichen technologischen Unsicherheiten bei der Kernfusion werden durch Berücksichtigung von vier verschiedenen fortgeschrittenen Kraftwerksmodellen aus der bereits angesprochenen EFDA-Studie erfasst. Aus gesellschaftlicher Sicht beeinflussen die öffentliche Bewertung der Sicherheit und die allgemeine Akzeptanz von Kernfusion und Kernspaltung auf der einen und die des Klimaschutzes auf der anderen Seite die Wirtschaftlichkeit der hier untersuchten Kraftwerkstechnologien. Daher werden Fälle untersucht, bei denen die Kernfusion zugelassen, der Neubau von Spaltungskraftwerken aber abgelehnt wird. Das Gewicht des Klimaschutzes wird über unterschiedlich hohe CO₂-Emissionszertifikatspreise erfasst. Aus wirtschaftlicher Sicht hat das am Kapitalmarkt herrschende Zinsniveau wesentlichen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen bei Kraftwerken. Aus diesem Grund werden unterschiedliche Zinsszenarien betrachtet. Darüber hinaus wirken sich auch die Preise von fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen auf die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerkstypen aus. Bei den Energieträgern mit der ungewissesten Preisentwicklung werden verschiedene Preisszenarien betrachtet.

Des Weiteren werden für die Untersuchungen dieser Arbeit einige vereinfachende Annahmen getroffen: Die ersten Fusionskraftwerke werden wahrscheinlich ein magnetisches Einschluss-

konzept nach dem TOKAMAK-Prinzip aufweisen (Auf diesem Design beruht ITER) [11]. Diese Arbeit berücksichtigt nur so aufgebaute Fusionskraftwerke. Für die Realisierung von kommerziellen Fusionskraftwerken müssen spezielle Wandmaterialien aus völlig neuen Werkstoffen entwickelt werden [1]. In der vorliegenden Arbeit wird vorausgesetzt, dass dies innerhalb der nächsten fünfzig Jahre gelingt. Da die ersten Fusionskraftwerke vermutlich noch mit staatlicher Unterstützung realisiert werden, wird für diese Arbeit angenommen, dass es sich bei dem untersuchten Kraftwerk um das zehnte Kraftwerk einer Baureihe handelt, das ohne diese Unterstützung auskommen muss. Konkret bedeutet dies, dass erste lernkurvenbedingte Kostenvorteile beim Übergang von der Prototypen- zur Serienfertigung angenommen werden [7]. Weiter wird vorausgesetzt, dass es in der Versorgungsstruktur der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts überhaupt eine Nachfrage für Fusionskraftwerke gibt. In diesem Zusammenhang wird festgelegt, dass die elektrische Leistung der untersuchten Anlagen etwa 1,5 GW betragen soll. Bei Fusionskraftwerken gibt es ausgeprägte Größenvorteile. Die Stromgestehungskosten von 4-GW-Fusionskraftwerken fallen erheblich geringer als die von 1,5-GW-Anlagen aus [12]. Es ist jedoch fraglich, ob sich so große Anlagen gut in eine zukünftige Versorgungsstruktur integrieren lassen. Darüber hinaus wird angenommen, dass der potentielle Kraftwerksinvestor ein großes finanzkräftiges Energieversorgungsunternehmen ist. Ein großes Energieversorgungsunternehmen wird bei der Fremdkapitalvergabe mit einem geringeren Risikoaufschlag als etwa ein Independent Power Producer belegt [13]. Darüber hinaus wird angenommen, dass die unterschiedlichen Kraftwerkstypen mit gleichem Risiko bewertet werden: Die Länge des Abschreibungszeitraumes soll, soweit sie branchenüblichen Gegebenheiten entspricht, keinen Einfluss auf die Investitionsentscheidung haben und es soll für den Investor auch keinen Unterscheid machen, ob er beispielsweise zwei 750-MW-Kohleblöcke oder ein 1,5-GW-Fusionskraftwerk baut, solange bei beiden dieselben Stromgestehungskosten anfallen. Als Standort der untersuchten Kraftwerke wird Deutschland festgelegt.

Folgender Aufbau wurde für die Arbeit gewählt: Im ersten Kapitel werden zunächst technologische und energiewirtschaftliche Grundlagen für das Verständnis der weiteren Arbeit gelegt. Im Anschluss erfolgt die Erläuterung der eingesetzten methodischen Konzepte. Dann werden die Berechnungsgrundlagen und Kostenbestandteile für die Bestimmung der Stromgestehungskosten von Kernfusions-, Kernspaltungs- und fossil befeuerten Kraftwerken diskutiert. Danach erfolgt die Berechnung und Darstellung der Stromgestehungskosten für die zuvor genannten Technologien. Dabei wird ermittelt, unter welchen Umständen die Kernfusion wettbewerbsfähig ist. Im Kapitel Wild Cards wird untersucht, wie die so gewonnenen Aussagen bei plötzlich eintretenden Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und impliziten Basisannahmen verändern. Anschließend wird die Bedeutung der gefundenen Ergebnisse diskutiert. Am Ende der Arbeit steht eine Zusammenfassung.

Kapitel 2

Grundlagen

In diesem Kapitel sollen die theoretischen Grundlagen und Hintergründe für die weitere Diskussion in dieser Arbeit gelegt werden. Dazu sollen zunächst mit einem technologischen Fokus allgemein die Grundidee der Kernfusion sowie deren Vor- und Nachteile dargestellt werden. Im Anschluss wird aufgezeigt, wie zukünftige Fusionskraftwerke aufgebaut sein könnten und was der gegenwärtige Forschungsstand im Hinblick auf die Realisierung eines Fusionskraftwerks ist. Dann wird erläutert, was unter Wirtschaftlichkeit zu verstehen ist und wie man sie mit Investitionsrechenverfahren beurteilen kann. Im letzten Teil des Kapitels wird diskutiert, mit welchen anderen Kraftwerkstechnologien die Kernfusion zukünftig im Wettbewerb stehen wird.

2.1 Grundlagen der Kernfusion

Im Folgenden sollen die physikalischen Grundlagen der Kernfusion dargestellt werden. Im Anschluss erfolgt ein Vergleich mit der Kernspaltung. Dabei zeigt sich, dass die Kernfusion genauso wie die Kernspaltung das Potential einer zuverlässigen, CO₂-freien Energieversorgung besitzt, dabei aber die wesentlichen Nachteile der Kernspaltung, einer möglichen unkontrollierten Kettenreaktion, einem begrenzten Zugang zu Kernbrennstoffen und einer Produktion von endlagerpflichtigem radioaktiven Abfällen vermeiden kann.

Physikalische Grundlagen

Quelle der bei der Kernfusion wie auch bei der Kernspaltung genutzten Energie ist die Bindungsenergie zwischen den Bausteinen der Atomkerne. Diese Bindungsenergie ist nicht für

alle chemischen Elemente gleich, sondern zeigt die in Abbildung 2.1 dargestellte Abhängigkeit vom Atomgewicht. Die Bindungsenergie pro Kernbaustein nimmt vom Wasserstoff kommend mit steigendem Atomgewicht bis zum Eisen fast stetig zu und fällt dann aber mit weiterem Anstieg des Atomgewichts Richtung Blei und Uran wieder ab. Überführt ein Umwandlungsprozess Materie von einem Zustand geringer zu einem Zustand höherer Bindungsenergie, d.h. in einen stärker gebundenen Zustand, dann kann dabei die jeweilige Energiedifferenz an die Umwelt abgegeben werden. Dies ist sowohl bei der Kernfusion als auch bei der Kernspaltung der Fall. Bei der Kernfusion entstehen durch Vereinigung von Atomkernen mit geringem Atomgewicht wie Wasserstoff, Deuterium, Tritium und Helium Atome mittleren Gewichts. Bei der Kernspaltung zerfallen einzelne schwere Atomkerne in mehrere Kerne mittleren Gewichts. In beiden Fällen erfolgt die Überführung in stärker gebundene Zustände mittleren Atomgewichts, d.h. sowohl bei Kernfusion wie -spaltung wird Energie frei. Die freiwerdende Energie ist dabei um mehrere Größenordnungen größer als die bei chemischen Reaktionen wie der Verbrennung fossiler Kohlenwasserstoffe. Zusätzlich fällt hier kein CO_2 an. Daher ist es grundsätzlich attraktiv Kernfusion und -spaltung als Energiesysteme zur Stromerzeugung einzusetzen.[14, 15]

In Kernspaltungskraftwerken wird die Kernbindungsenergie durch eine kontrollierte Kettenreaktion freigesetzt. Bei der Kernfusion sind die Rahmenbedingungen grundlegend verschieden. Da Atomkerne positiv geladen sind, verhindert die gegenseitige Abstoßung eine Fusion zweier Atomkerne bei normalen Umweltbedingungen. Erst bei extrem hohen Temperaturen von einigen 100 Millionen Grad Celsius kommen sich die Atomkerne so nah, dass eine Fusion möglich wird. Bei diesen Temperaturen liegt Materie als Plasma vor, d.h. die Atomkerne und die zugehörigen Elektronen sind voneinander getrennt. Für den Betrieb eines Fusionskraftwerkes ist nicht nur die Temperatur alleine sondern das Fusionstripelprodukt aus Temperatur, Dichte und Einschlusszeit des Plasmas entscheidend. Dabei gibt die Einschlusszeit die Güte der Wärmeisolierung des Plasmas von seiner Umwelt an. Aufgrund der extremen Bedingungen bei der Fusion ist kein Material zum Einschluss des Plasmas geeignet. Auf der Sonne erfolgt der nötige Plasmaeinschluss durch das dort herrschende Gravitationsfeld. Ein solcher Gravitationseinschluss ist auf der Erde nicht möglich. Es gibt jedoch zwei andere Einschlusskonzepte, die für den Bau von Fusionskraftwerken genutzt werden könnten:[1, 11, 14]

1. Magnetischer Einschluss: Da im Plasma Elektronen und Atomkerne getrennt voneinander vorliegen sind alle Teilchen elektrisch geladen. Durch geeignete Magnetfelder ist daher ein Einschluss des Plasmas möglich.
2. Trägheitseinschluss: Beim Trägheitseinschluss wird ein wenige Millimeter großes Brennstoffkugelchen einem sehr starken Lichtblitz ausgesetzt, der es in extrem kurzer Zeit verdampft. Die Massenträgheit sorgt dann dafür, dass dabei im Brennstoffkugelchen kurzzeitig Fusionsbedingungen herrschen.

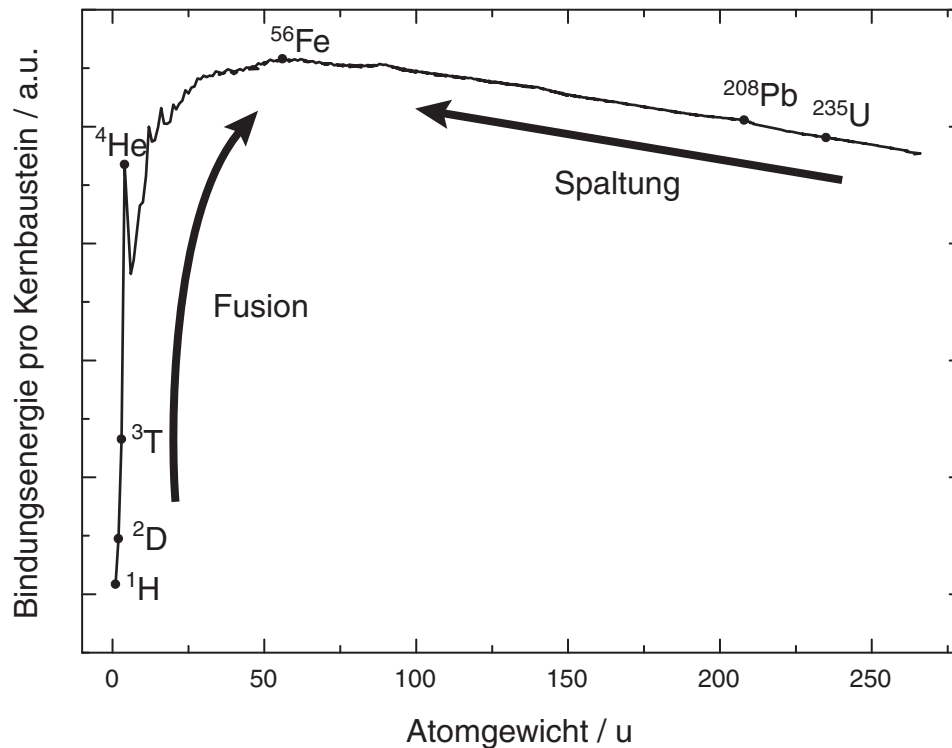
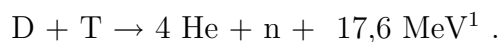


Abbildung 2.1: Verlauf der Kernbindungsenergie. Bei der Kernfusion wie auch bei der Kernspaltung wird die Bindungsenergie zwischen den Bausteinen der Atomkerne genutzt. Diese Bindungsenergie pro Kernbaustein nimmt mit steigendem Atomgewicht bis zum Eisen zu und fällt dann wieder ab. Deshalb kann sowohl bei der Kernfusion durch Verschmelzung von leichten Atomkernen zu solchen mit mittlerem Gewicht als auch bei der Kernspaltung schwerer Atomkerne in solche mittleren Gewichts Energie freigesetzt werden. Eigene Darstellung, Kernbindungsenergien [16].

Von allen möglichen Fusionsreaktionen ist die Verschmelzung von je einem Deuterium- und einem Tritiumkern zu einem Heliumkern und einem Neutronen die aussichtsreichste für den Einsatz in einem zukünftigen Fusionskraftwerk:



Diese Reaktion liefert die größte Energieausbeute bei kleinsten Plasmatemperaturen. Deuterium ist in größeren Mengen im Meerwasser vorhanden. Das im Meerwasser enthaltene Deuterium reicht theoretisch aus, um den weltweiten Strombedarf auf dem Niveau von 1995

¹Elektronenvolt (eV) ist eine in der Kernphysik gebräuchliche Energieeinheit. $1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$.

für 150 Milliarden Jahre zu decken [17]. Tritium kann in einem Fusionsreaktor durch Kernreaktion aus Lithium erbrütet werden. Lithium ist sowohl in verschiedenen Erzen in der Erdkruste als auch im Meerwasser vorhanden. Das in Erzen lagernde Lithium könnte unter den zuvor genannten Bedingungen für 3000 Jahre, das im Meerwasser enthaltende für 60 Millionen Jahre die globale Energieversorgung sicherstellen [17].

Neben der zuvor diskutierten thermonuklearen, heißen Fusion wird auch immer wieder die Möglichkeit einer kalten Fusion diskutiert. Die Idee dahinter ist einfach: Sollte es gelingen durch einen geeigneten Mechanismus eine Fusionsreaktion ähnlich wie eine Katalyse für chemischen Reaktionen bei niedrigen Temperaturen durchzuführen, könnte man daraus höchstwahrscheinlich ein ökonomisch in jeglicher Hinsicht überlegenes Energiesystem entwickeln. Im Jahre 1989 verkündeten Pons und Fleischmann, dass ihnen eine solche Fusionsreaktion im Reagenzglas gelungen sei. Die entsprechenden Experimente ließen sich nachfolgend allerdings nicht reproduzieren. Heute geht die große Mehrheit der Wissenschaftler davon aus, dass es keine Möglichkeit gibt mit kalter Fusion Energie zu erzeugen. Mit Hilfe von Myonen ist allerdings möglich eine Deuterium-Tritium-Fusion bei niedrigen Temperaturen ablaufen zu lassen. Myonen sind besondere, kurzlebige Elementarteilchen, die künstlich hergestellt werden müssen. Da die Energie, die benötigt wird um sie herzustellen, größer ist als die Energie, die bei der entsprechenden Fusionsreaktion frei wird, kann die Myonenfusion nicht zur Energieherstellung eingesetzt werden. Grundsätzlich ist es jedoch nicht unmöglich, dass es in den nächsten Jahrzehnten zu Durchbrüchen bei der kalten Fusion oder zu anderen revolutionären Energietechniken kommt. Die Auswirkungen derartiger Entwicklungen werden im Abschnitt Wild Cards dieser Arbeit diskutiert.[11, 14, 18–20]

Vergleich Fusion und Spaltung

Insbesondere die physikalisch-technischen Herausforderungen eines geeigneten Plasmaeinschlusses führten in der Vergangenheit dazu, dass sich die Entwicklung eines Fusionskraftwerkes sehr aufwendig und langwierig gestaltete. Eben diese hohen Anforderungen an einen geeigneten Plasmaeinschluss bedeuten für die Fusion jedoch auch Vorteile im Hinblick auf die Sicherheit möglicher Kraftwerke. Bei Spaltungskraftwerken besteht grundsätzlich immer die Gefahr einer unkontrollierten Kettenreaktion. Bei Fusionsreaktoren ist dies anders. Bei der kleinsten Fehlfunktion oder Beschädigung des Plasmagefäßes oder anderer am Plasmaeinschluss beteiligter Komponenten kommt die Fusion sofort zum Erliegen. Fusionskraftwerke sind aufgrund dieser Betriebsbedingungen erheblich sicherer als Spaltungskraftwerke.[18]

Auch im Hinblick auf den beim Reaktorbetrieb anfallenden radioaktiven Abfall ist die Kernfusion der Kernspaltung überlegen. Bei der Kernspaltung entstehen betriebsbedingt größere Mengen sehr langlebiger radioaktiver Spaltprodukte. Diese müssen unter besonderen Sicherheitsvorkehrungen für etwa eine Millionen Jahre endgelagert werden. Bei der Kernfusion ist

dies anders. Hier gibt es Fusionsreaktionen deren Endprodukte wie z.B. Helium stabil, d.h. nicht radioaktiv und ungefährlich sind. Dies stellt einen enormen Vorteil der Kernfusion dar. Allerdings können sich im Fusionsreaktor während des Betriebs Ablagerungen radioaktiven Tritiums bilden, sowie eine Aktivierung der Reaktorwandmaterialien stattfinden. Geeignete Reaktorteile müssen daher für 50 bis 100 Jahre eingelagert werden. Nach dieser Zeit, die etwa dem Doppelten einer normalen Kraftwerkslebensdauer entspricht geht von den Materialien keine Gefahr mehr aus.[18]

Die globale Ungleichverteilung von begrenzten Rohstoffen hat bereits in der Vergangenheit zu internationalen Krisen und Konflikten geführt. Bei den Kernbrennstoffen für Spaltungsreaktoren liegt eine solche Ungleichverteilung vor. Im Gegensatz dazu können die Ausgangsstoffe für viele Fusionsreaktionen wie z.B. Deuterium und Lithium aus Meerwasser gewonnen werden [17]. Die Kernfusion hat somit zumindest langfristig das Potential Konflikte beim Zugang zu Energieressourcen zu vermindern.

Obgleich die bei der Kernfusion und der Kernspaltung frei werdende Energie auf denselben physikalischen Ursprung zurückzuführen ist, unterscheiden sich die physikalischen und technischen Bedingungen bei denen die Energie genutzt werden kann und deren Auswirkung insbesondere auf die Umwelt deutlich. Aus Sicht einer generationengerechten, nachhaltigen, CO₂-ausstofffreien Energieversorgung ist die Kernfusion deutlich attraktiver als die Kernspaltung. Tabelle 2.1 fasst diese Unterschiede noch einmal zusammen.

Tabelle 2.1: Vergleich zwischen der Kernfusion und der Kernspaltung. Die Kernfusion hat gegenüber der Kernspaltung viele Vorteile. Eigene Darstellung, Quellen s. Haupttext.

| | Kernspaltung | Kernfusion |
|---|--|---|
| Emission | CO ₂ -freier Betrieb | CO ₂ -freier Betrieb |
| Radioaktive Abfälle | Umwandlungsprodukte der Brennstoffe und Reaktormaterialien | nur Reaktormaterialien |
| Abfallbehandlung | Endlagerung notwendig | nur Zwischenlagerung (50-100 Jahre) |
| Sicherheit | unkontrollierte Kettenreaktion muss verhindert werden | Beschädigung oder Fehlfunktion führt zum Erlöschen der Fusion |
| Kernbrennstoffe Realisierbarkeit | Zugang begrenzt vorhanden | im Meerwasser enthalten schwierig |

2.2 Technische Realisierungsmöglichkeiten für Fusionskraftwerke

Wie zuvor dargestellt gibt es zwei unterschiedliche Konzepte für den Einschluss des Plasmas: den Trägheitseinschluss und den magnetischen Einschluss. Der Aufbau eines Fusionskraftwerkes hängt entscheidend von der Wahl des Einschlusskonzeptes ab. In den nachfolgenden Teilen dieser Arbeit wird ein Fusionskraftwerk, das auf dem magnetischen Einschlussprinzip basiert aus ökonomischer Sicht diskutiert. Dieses Konzept ist das zur Zeit am weitesten entwickelte und wird nach dem gegenwärtigen Stand der Forschung in den ersten Fusionskraftwerken eingesetzt werden [1, 11]. Um die wirtschaftlich relevanten Annahmen im weiteren Verlauf dieser Arbeit zu verstehen, ist es zwingend notwendig den im Folgenden dargestellten grundsätzlichen Aufbau und Betriebsablauf einer solchen Anlage nachzuvollziehen. Im Anschluss wird der Aufbau eines Kraftwerks mit Trägheitseinschluss dargestellt. Hierbei werden insbesondere die wirtschaftlich relevanten Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu Kraftwerken mit magnetischem Einschluss hervorgehoben.

Fusionskraftwerke mit magnetischem Einschluss

Herzstück der Anlage ist ein ringförmiges Plasmagefäß. Es ist von einer Anordnung supraleitender Magnetfeldspulen umgeben, deren Feld das Plasma so einschließt, dass es keinen Kontakt zu den Gefäßwänden hat. Die während der Fusionsreaktion entstehenden Neutronen enthalten den größten Teil der bei der Fusion frei werdenden Energie als Bewegungsenergie. Da sie im Gegensatz zu den anderen Bestandteilen des Plasmas elektrisch ungeladen sind, können sie das magnetische Einschlussfeld ungehindert verlassen und treffen auf die Wand des Plasmagefäßes. Einerseits enthält die Wand Lithium, das mit den Neutronen durch Brutreaktion in Tritium, und Helium umgewandelt wird. So entsteht neues Tritium um die Fusionsreaktion am Laufen zu erhalten (Blanket-Konzept). Andererseits erwärmt sich die Wand durch den Beschuss mit schnellen Neutronen. Durch ein geeignetes Kühlsystem wird die Wärme abgeführt und außerhalb des Reaktors zur Dampferzeugung eingesetzt. Mit einer entsprechenden Turbinen-Generator-Kombination erfolgt die Umwandlung in elektrischen Strom. Ein weiterer wichtiger Bestandteil im Fusionsreaktor ist der Divertor. Er hilft das bei der Fusion als ‚Abfallprodukt‘ anfallende Helium abzutrennen und begrenzt das Plasma. Der Divertor ist großen thermischen Lasten ausgesetzt und muss regelmäßig gewechselt werden. Abbildung 2.2 zeigt eine schematische Übersicht eines Fusionskraftwerks mit magnetischem Einschluss. Bei Betrachtung der einzelnen Komponenten wird klar, dass es sich nur bei einigen der installierten Anlagen, im Wesentlichen bei Teilen des Fusionsreaktors selbst, um neue fusionsspezifische Technologien handelt. Nur bei diesen Teilen bestehen größere

technologische und ökonomische Unsicherheiten. Für das Design eines Fusionsreaktors mit magnetischem Einschluss gibt es zwei verschiedene Konzepte, die sich in unterschiedlichen Formen des Plasmagefäßes und der Magnetfeldspulen äußern. In beiden Fällen bildet sich ein torusförmiges Plasma. Im Fall des Tokamaks hat der Torus eine sehr regelmäßige Form ähnlich eines Donuts, beim Stellarator hingegen nimmt er eine sehr komplexe amorphe Form an.[1, 7, 11, 14]

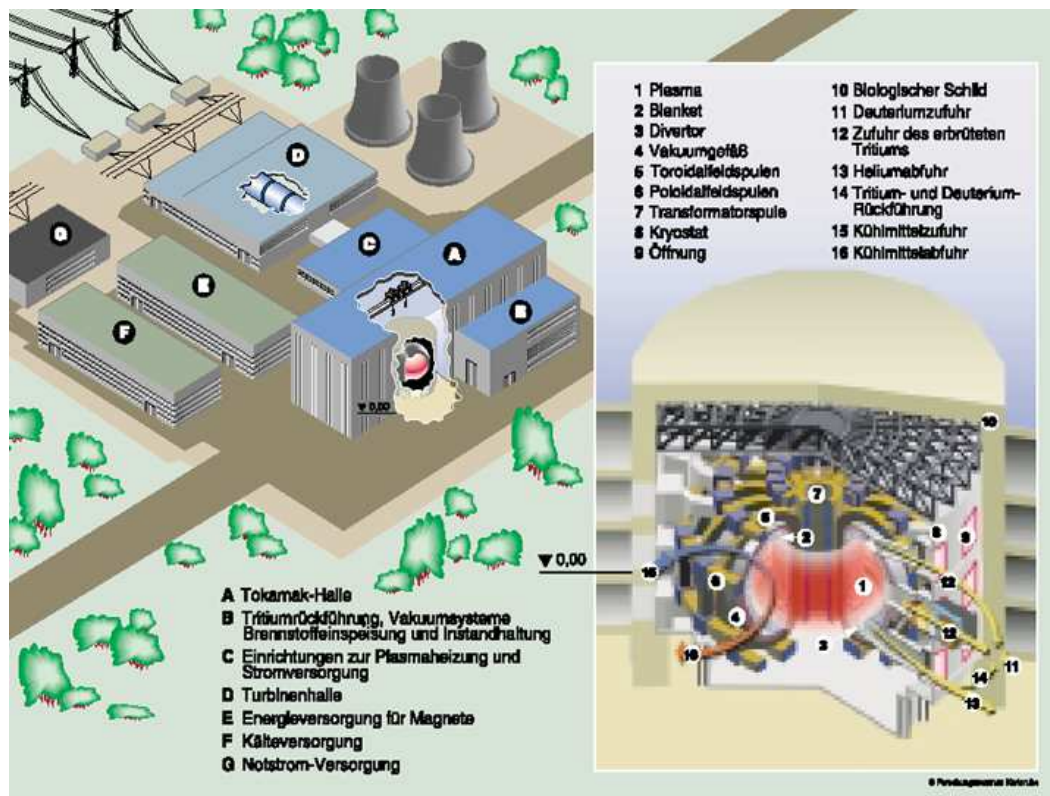


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung eines Fusionskraftwerks mit magnetischem Einschluss. Abbildung mit freundlicher Genehmigung des Forschungszentrums Karlsruhe [21].

Tokamak Die Grundlage des Tokamak-Designs (russisches Akronym für toroidale Kammer mit magnetischer Spule) wurde in den fünfziger Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts in der Sowjetunion entwickelt. Der Einschluss des Plasmas erfolgt mit der in Abbildung 2.3 dargestellten Anordnung. Durch Überlagerung des durch die toroidalen Spulen erzeugten Feldes mit dem Feld eines im Plasma fließenden Ringstroms entsteht eine geeignete den Einschluss des Plasmas hervorrufende Verdrillung der magnetischen Feldlinien. Zusätzliche vertikale Spulen fixieren die Lage des Stroms im Plasmagefäß. Um den für den Einschluss nötigen

Ringstrom im Plasma zu induzieren, muss sich die Feldstärke in der Transformatorspule im Zeitverlauf verändern. Dies ist technisch nur für eine begrenzte Zeit möglich. Deshalb kann der Tokamak in seiner Grundform nicht kontinuierlich sondern nur gepulst betrieben werden. Das Design und die Fertigung der Anlage ist beim Tokamak vergleichsweise einfach.[11, 14]

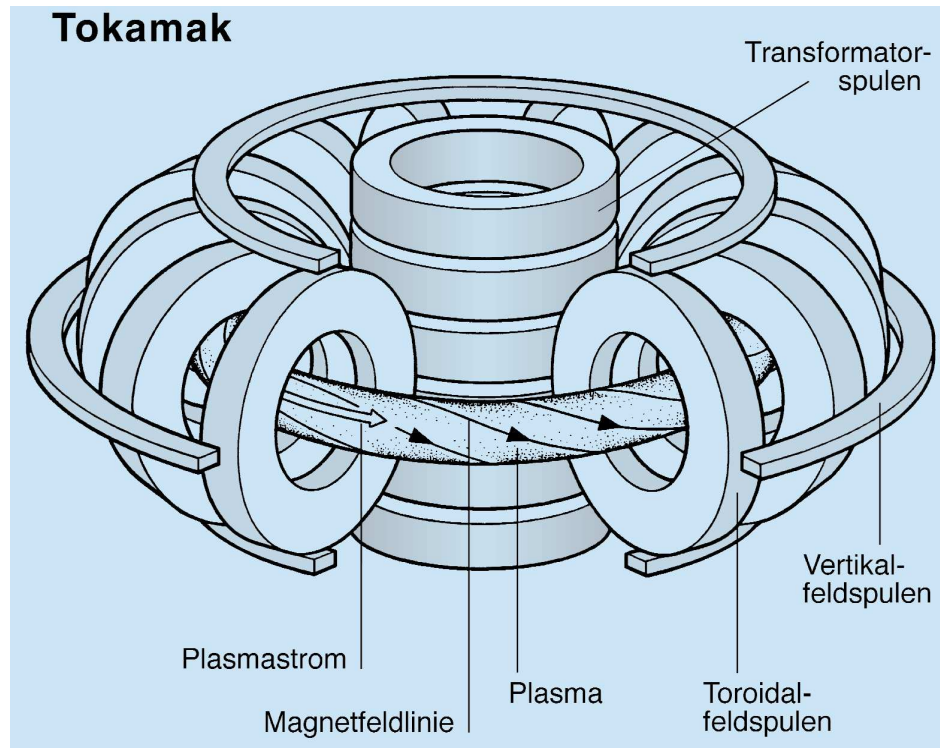


Abbildung 2.3: Beim TOKAMAK erfolgt der magnetische Einschluss durch Überlagerung eines durch die toroidalen Spulen erzeugten Feldes mit dem Feld eines im Plasma fließenden Ringstroms. In seiner Grundform kann der TOKAMAK nicht kontinuierlich betrieben werden. Abbildung mit freundlicher Genehmigung des Max-Planck-Instituts für Plasmaphysik [14].

Stellarator Das in Abbildung 2.4 dargestellte Design zeigt den Aufbau eines Stellarators. Der Stellarator ist für den kontinuierlichen Betrieb ausgelegt. Das zum Plasmaeinschluss benötigte Magnetfeld wird ohne einen Plasmaplastrom allein durch die komplexe Anordnung externer Spulen erzeugt. Die Berechnung und Fertigung der Bauteile für einen Stellarator ist erheblich aufwendiger als beim Tokamak. Für den Einsatz in Fusionskraftwerken ist der Stellarator aber möglicherweise besser geeignet, da er im kontinuierlichen Betrieb arbeiten kann.[1, 11, 14]

Da mit Tokamaks früh sehr erfolgreiche Experimente realisiert wurden, wurde dieses Design in der Vergangenheit häufig angewandt. Daher sind die Erkenntnisse in der Tokamak-Forschung denen bei den Stellaratoren deutlich voraus. Heute geht man davon aus, dass die ersten kommerziellen Reaktoren auf dem Tokamak-Design beruhen werden. Es gibt Konzepte den Plasmastrom bei Tokamaks mit Mikrowellenheizung oder Partikelstrahlinjektion anzutreiben und so einen kontinuierlichen Betrieb zu ermöglichen.[1, 11, 14]

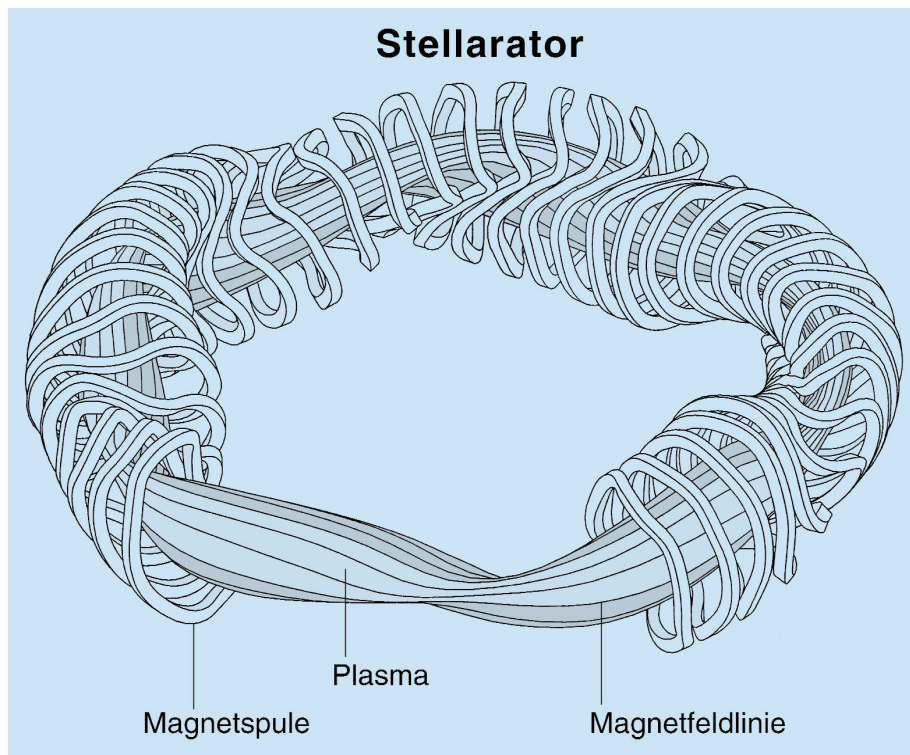


Abbildung 2.4: Beim Stellarator ermöglicht ein komplexer Aufbau von externen Magnetfeldspulen den magnetischen Einschluss ohne einen Plasmastrom. Dies ermöglicht einen kontinuierlichen Betrieb. Abbildung mit freundlicher Genehmigung des Max-Planck-Instituts für Plasmaphysik [14].

Fusionskraftwerke mit Trägheitseinschluss

Wie bereits angesprochen werden beim Trägheitseinschluss die zur Fusion notwendigen Temperaturen durch Beschuss der Brennstoffpellets mit sehr intensiver elektromagnetischer Strahlung erzeugt. Bei entsprechenden Bedingungen kommt es dann in den Pellets zur Kernfusion und die frei werdende Energie wird an eine die Pellets umgebende Target-Kammer

abgegeben. Von dort wird die Energie über einen herkömmlichen Dampf-Kraft-Prozess wie in heutigen Spaltungskraftwerken in elektrischen Strom umgewandelt. Der Hauptaufwand beim Bau eines so arbeitenden Kraftwerks besteht in der Erzeugung geeigneter elektromagnetischer Strahlung. Sie kann entweder von Hochleistungslasern oder mit Hilfe eines Schwereionenbeschleunigers erzeugt werden. Insbesondere letzterer ist für den Betrieb eines Kraftwerks besonders gut geeignet. Eine derartige Anlage ist sehr aufwendig und kostenintensiv und macht ungefähr die Hälfte der Investitionskosten des Fusionskraftwerks aus. Abbildung 2.5 zeigt schematisch den Aufbau eines Fusionskraftwerks mit Trägheitseinschluss.[22, 23]

Die Investitionskosten von Fusionskraftwerken mit Trägheitseinschluss sind zu denen in die-



Abbildung 2.5: Übersicht über ein Kraftwerk mit Trägheitseinschluss. Mit Hilfe eines Schwereionenbeschleunigers wird sehr intensive elektromagnetische Strahlung erzeugt, die in den Brennstoffkugelchen Bedingungen für eine Kernfusion erzeugt. Die Kosten für ein solches Kraftwerk werden durch die Kosten für den Beschleuniger bestimmt. Abbildung mit freundlicher Genehmigung des Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory [24].

ser Arbeit diskutierten Kosten von Kraftwerken mit magnetischem Einschluss vergleichbar. Allerdings ist die zivile Forschung im Bereich des Trägheitseinschlusses noch nicht so weit fortgeschritten wie die beim magnetischen Einschluss. Daher ist kein valider Kostenvergleich möglich. Beim Trägheitseinschluss dominieren hingegen geheime militärische Forschungsprogramme, da sich mit Experimenten zum Trägheitseinschluss Prozesse bei der Explosion

von Wasserstoffbomben untersuchen und weiterentwickeln lassen, ohne gegen entsprechende Atomwaffensperrverträge zu verstoßen. Diese Programme sind insbesondere in den USA und Frankreich sehr stark gefördert. Erkenntnisse aus diesen Programmen könnten möglicherweise der zivilen Forschung zugute kommen und dort für Durchbrüche beim Bau von Fusionskraftwerken mit Trägheitseinschluss sorgen. Aus ökonomischer Sicht liegt der Hauptunterschied zwischen möglichen Fusionskraftwerken mit Trägheits- und magnetischem Einschluss in der besonderen Skalierbarkeit bei Anlagen mit Trägheitseinschluss. Der Hauptkostenträger bei einem Kraftwerk mit Trägheitseinschluss ist der Schwerionenbeschleuniger. Mit einem geeigneten Beschleuniger lassen sich technisch mehrere Fusionskraftwerksblöcke gleichzeitig betreiben. So sind für den Trägheitseinschluss sehr große Kraftwerkseinheiten mit mehreren GW Leistung denkbar, bei denen sich mehrere Fusionsblöcke einen Beschleuniger und die gesamte sonstige Infrastruktur teilen. Eine derartige Anlage könnte durch abwechselnde Wartung der Fusionsblöcke zusätzlich eine sehr hohe Netzverfügbarkeit haben.[18, 22, 23]

2.3 Entwicklung der Kernfusion zu einer Kraftwerkstechnologie

An dieser Stelle soll der gegenwärtige Stand der Fusionstechnologie, deren historische Entwicklung und die Projektion bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Kraftwerke dargestellt werden.

Die ersten Experimente für eine kontrollierte, thermonukleare Kernfusion begannen in den vierziger Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts in den USA, Russland und Großbritannien. In den folgenden Jahren war nicht abzusehen, wie schwierig sich die Entwicklungen auf dem Weg zu einem Fusionskraftwerk gestalten sollten. Dies lag unter anderem daran, dass über den für die Fusion wichtigen Aggregatzustand des Plasmas lange Zeit wenig bekannt war. Erst die breit angelegte Untersuchung der Plasmaphysik und Erfolge bei Schlüsseltechnologien wie bei supraleitenden Magneten und Hochleistungscomputern brachten den Durchbruch. Abbildung 2.6 zeigt die Entwicklung der Fusionstechnologie der letzten 40 Jahre. Wie bereits angesprochen stellt das Fusionstripelprodukt aus Plasmadichte, -temperatur und -einschlusszeit das zentrale Gütekriterium für die Nutzung der Kernfusion in einem Kraftwerk dar. Der mit dem Wort Zündung markierte Bereich oben rechts in Abbildung 2.6 stellt das Gebiet dar, in dem ein Fusionsplasma nicht nur mehr Energie liefert als für seine Aufrechterhaltung benötigt wird, sondern bei dem im Plasma auch ohne externe Energiezufuhr die Kernfusion abläuft. Dies ist der Bereich, in dem ein Fusionskraftwerk betrieben werden muss. Abbildung 2.6 zeigt, dass sich in den vergangenen drei Dekaden die experimentell erreichten Werte des Fusionstripelproduktes um vier Zehnerpotenzen vergrößert haben. Zum Erreichen des Zündgebietes ist noch eine weitere Verbesserung um den Faktor

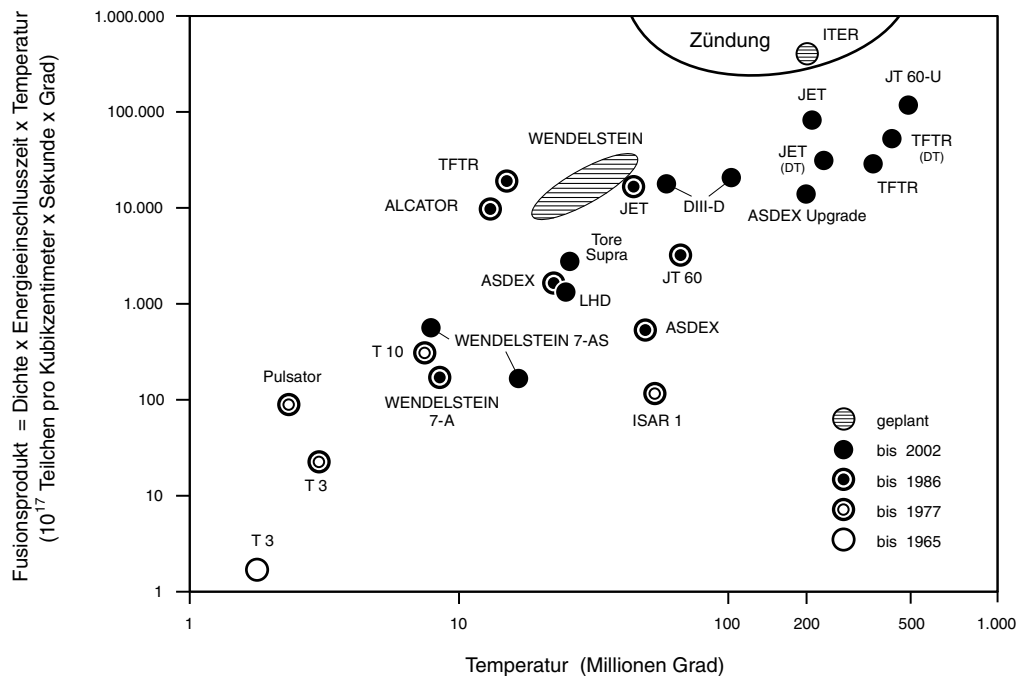


Abbildung 2.6: Entwicklung der Fusionstechnologie der letzten 40 Jahre. In den vergangenen drei Dekaden haben sich die experimentell erreichten Werte des zentralen Gütekriteriums für die Fusion, des Fusionstripelproduktes, um vier Zehnerpotenzen vergrößert. Zum Erreichen des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Zündgebietes ist noch eine weitere Verbesserung um den Faktor 5 bis 6 nötig. Abbildung mit freundlicher Genehmigung des Max-Planck-Instituts für Plasmaphysik [14].

5 bis 6 nötig. Gegenwärtig ist die Anlage JET (Joint European Torus) in Culham, England das Experiment, welches einer Zündung am nächsten kommt. Für den Erfolg der Kernfusion als Kraftwerkstechnologie müssen jedoch sowohl im Bereich der Forschung als auch der Entwicklung deutliche Fortschritte gemacht werden. Von zentraler Bedeutung sind dabei Fortschritte in der Entwicklung von Materialien für das Plasmagefäß und den Divertor, der Supraleitertechnologie, im Tritiumkreislauf, bei der Verbesserung der Plasmaeinschlusszeit und -stabilität, beim Material- und Energieaustausch mit dem Plasma und der Selbstheizung des Plasmas. Die Entwicklung bei diesen Technologien hat unmittelbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Fusionskraftwerke und wird in dieser Arbeit mit einer Spannweite an Technologieszenarien berücksichtigt. Bei den Materialien für Plasmagefäß und Divertor ist dies anders. Sollte es trotz sehr umfangreicher Forschungsprogramme in den nächsten Jahrzehnten nicht gelingen geeignete Wandmaterialien aus schlecht radioaktiv aktivierbaren Werkstoffen, die dem Beschuss mit Fusionsneutronen hinreichend lange standhalten zu entwickeln, würde dies einer Markteinführung der Kernfusion entgegenstehen. Eine zu

geringe Standzeit der Reaktorwand würde einerseits erhebliche Kosten für deren häufigen Austausch bedeuten, andererseits würde die daraus entstehenden Betriebsunterbrechungen die Leistungsverfügbarkeit eines Fusionskraftwerks stark verringern. Die Kombination dieser beiden Effekte würde dazu führen, dass die Stromgestehungskosten des Kraftwerks in einen in keinen Fällen wettbewerbsfähigen Bereich fallen würden. Die entscheidende Bedeutung dieses Forschungssektors wurde erkannt und es gibt bereits internationale Anstrengungen, um diesen besonders zu fördern. Speziell ist die Großforschungsanlage International Fusion Materials Irradiation Facility (IFMIF) geplant, deren Aufgabe es ist entsprechende Materialien unter Neutronenbeschuss zu testen.[11, 14, 25]

Aus heutiger Sicht geht man davon aus, dass in etwa zehn Jahren ITER seinen Betrieb aufnehmen wird. Die Erfahrungen, die beim Bau und Betrieb von ITER gesammelt werden könnten dann anschließend in das Design seines Nachfolgereaktors DEMO eingehen. DEMO soll der erste Fusionsreaktor sein, der tatsächlich elektrischen Strom produziert und diesen ins Versorgungsnetz einspeist. Bei DEMO werden daher alle Komponenten, wie sie in späteren Fusionskraftwerken vorhanden sein müssen, gemeinsam getestet. Der Baubeginn von DEMO könnte etwa zehn Jahre nach Inbetriebnahme von ITER liegen. Nach weiteren zehn Jahren rechnet man mit der Inbetriebnahme von DEMO. Je nach Performance von DEMO kann dieser selbst als Prototyp für kommerzielle Reaktoren eingesetzt werden oder die Informationen zur Entwicklung solcher liefern. Beim Festhalten an dieser Entwicklungsstrategie könnten dann Anfang der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts die ersten kommerziellen Fusionskraftwerke in Betrieb gehen.[25]

2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

In der Betriebswirtschaftslehre stellt die Wirtschaftlichkeit ein zentrales Optimierungs- und Entscheidungskriterium dar [26, 27]. An dieser Stelle soll erläutert werden, was unter Wirtschaftlichkeit verstanden wird und wie man sie mit Hilfe von Investitionsrechenverfahren beurteilen kann.

Die Wirtschaftlichkeit ist eine von drei zentralen Anforderungen, die an ein Energiesystem gestellt werden [28]: Ein Energiesystem muss sich am Bedarf seiner Nutzer orientieren, es muss wirtschaftlich sein und es sollte den sonstigen gesellschaftlichen Anforderungen wie z.B. dem Umweltschutzgedanken entsprechen. Beim Umgang mit knappen Ressourcen definiert sich Wirtschaftlichkeit allgemein als das Verhältnis aus Ressourceneinsatz zum Grad der damit ermöglichten Zielerreichung [29]. In konkreterer Form unterscheidet man das Minimal- und das Maximalprinzip. Ziel des Maximalprinzips ist es bei gegebenem Mitteleinsatz, d.h. meist zu festen Kosten das bestmögliche Ergebnis zu erzielen. Beim Minimalprinzip soll ein vorher definiertes Ziel mit möglichst geringem Einsatz von Mitteln, d.h. zu gering-

sten Kosten angestrebt werden [27, 29]. Wirtschaftlichkeit stellt in der Regel keine absolute Kenngröße dar, sondern besitzt Vergleichscharakter. So sind Wirtschaftlichkeitsvergleiche zwischen unterschiedlichen Betrieben, unterschiedlichen Entscheidungsalternativen, im Zeitlängs- und -querschnitt sowie als Soll-Ist-Abweichungsvergleich in der Praxis verbreitete Analysemethoden.[26, 27, 30]

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit verschiedener betriebswirtschaftlicher Entscheidungsalternativen werden die Methoden der Investitionsrechnung eingesetzt [28]. Ziel ist es, nicht für jede Alternative eine absolutes Maß der Wirtschaftlichkeit zu bestimmen, sondern die wirtschaftlichste Alternative zu ermitteln. Dazu setzt man in der klassischen Investitionsrechnung dynamische oder statische Berechnungsverfahren ein [31]. Statische Verfahren sind für die Beurteilung von langfristigen Kraftwerksinvestitionen nicht gut geeignet, da sie nicht oder nur eingeschränkt Verzinsungseffekte berücksichtigen [28]. Die am weitesten verbreiteten Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung sind die Kapitalwertmethode, die Barwertmethode, die Annuitätenmethode und die Methode des internen Zinsfußes [28, 31]. Bei der Kapitalwertmethode werden für alle Alternativen zur Berechnung der Kapitalwerte die erwarteten Ausgaben und Einnahmen auf einen Zeitpunkt direkt vor der Investition abgezinst. Die Alternative mit dem höchsten Kapitalwert ist die wirtschaftlichste. Die Barwertmethode entspricht der Kapitalwertmethode wobei nur die Ausgaben betrachtet werden. Sie unterstellt konstante Einnahmen. Bei der Annuitätenmethode wird der durchschnittliche Überschuss der Einnahmen über die Ausgaben unter Berücksichtigung der Verzinsung als Annuität bestimmt. Die Alternative mit der höchsten Annuität ist die wirtschaftlichste. Bei der Methode des internen Zinsfußes wird aus den erwarteten Einnahmen und Ausgaben die Verzinsung des eingesetzten Kapitals berechnet. Die Alternative mit der höchsten Verzinsung ist die wirtschaftlichste. Die zuvor dargestellten Methoden sind sich mathematisch sehr ähnlich. Es hängt vom Wirtschaftssektor und der jeweiligen Fragestellung ab, welche Methode eingesetzt wird.

In der Energiewirtschaft ist die Kapitalwertmethode weit verbreitet [32]. Dies würde dafür sprechen sie in der vorliegenden Arbeit einzusetzen. Jedoch soll in dieser Arbeit die Wirtschaftlichkeit von Kernfusionskraftwerken in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts diskutiert werden. Für die Anwendung der Kapitalwertmethode müssten daher die Einnahmen in Form von Strommarktpreisen für die zweite Hälfte des 21. Jahrhunderts herangezogen werden. Das langfristige Verhalten von Energiepreisen ist im Gegensatz zu reinen Energiekosten so gut wie nicht antizipierbar [33]. Daher sind alle einnahmenbasierten Methoden, also die Kapitalwert-, die Annuitäten- und die Methode des internen Zinsfußes für die Berechnungen der vorliegenden Arbeit nicht geeignet. Darüber hinaus ist die Kapitalwertmethode genauso wie die noch mögliche Barwertmethode beim Vergleich von Kraftwerken, die sich in Leistung, Verfügbarkeit und Lebensdauer unterscheiden, sehr unanschaulich. Bei der Barwertmethode bedeutet dies, dass bei einem Kostenvergleich beispielsweise nicht berücksichtigt wird, ob

es sich um ein 1,5-GW-Kraftwerk mit einer Lebensdauer von 40 Jahren oder um ein 600-MW-Kraftwerk mit einer Lebensdauer von 20 Jahren handelt. Auch die Barwertmethode ist damit für die Berechnungen der vorliegenden Arbeit nicht geeignet. Daher kommt keine der zuvor angesprochenen klassischen Investitionsrechenmethoden für die in dieser Arbeit durchzuführende Wirtschaftlichkeitsanalyse in Frage.

In der Stromwirtschaft stellen die Stromgestehungskosten, d.h. die Kosten pro erzeugter kWh das zentrale Aufwandskriterium dar. Sie sind für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in der vorliegenden Arbeit gut geeignet und werden in den folgenden Kapiteln eingesetzt. Unter der Annahme, dass bei vergleichbaren Kraftwerkstechnologien die Ertragsstrukturen, d.h. die pro kWh erzielbaren Marktpreise, sehr ähnlich ausfallen, reduziert sich der Wirtschaftlichkeitsvergleich auf den Vergleich der Stromgestehungskosten. Eine Kraftwerkstechnologie ist nach dem Minimalprinzip wirtschaftlicher als eine andere, wenn sie geringere Stromgestehungskosten aufweist. Wie an späterer Stelle dargestellt, werden die Stromgestehungskosten mit der Rentenbarwertmethode bestimmt [34]. Diese entspricht der zuvor dargestellten Annuitätenmethode bei Vernachlässigung der Einnahmen. Es wird davon ausgegangen, dass sich ein Investor bei sonst vergleichbaren Bedingungen für die Technologie mit den geringsten Stromgestehungskosten entscheidet.

2.5 Kraftwerksmarkt für Fusionskraftwerke

An dieser Stelle soll diskutiert werden, welche anderen Erzeugungstechnologien mit zukünftigen Kernfusionskraftwerken wahrscheinlich im Wettbewerb stehen werden und damit entsprechend den vorangehenden Ausführungen ihre Wirtschaftlichkeit bestimmen. Zu diesem Zweck wird zunächst der heutige Strommarkt in Deutschland dargestellt. Anschließend werden mögliche Zukunftsentwicklungen diskutiert.

Strommarkt heute

Grundsätzlich ist die Stromwirtschaft von zwei technischen Eigenschaften der Stromversorgung geprägt: Die Stromversorgung muss netzgebunden erfolgen und Strom muss zeitgleich zu seinem Verbrauch erzeugt werden. Vor Beginn der Liberalisierungsentwicklung in den 90er Jahren erfolgte die Stromversorgung in Deutschland durch weitgehend lokal orientierte Staatsbetriebe. Im einfachsten Fall bedeutete dies, dass Strom in einem Kraftwerk eines regional agierenden Unternehmens erzeugt und dann über das Stromnetz dieses Unternehmens an die regionalen Verbraucher verteilt wurde. Alle hierbei anfallenden Kosten wurden dann auf diesen Kreis an Verbrauchern umgelegt. Mit Beginn der Liberalisierung der

Energiemärkte wandelte sich das Bild grundsätzlich. Es kam zu einer Öffnung der Märkte für verschiedene Anbieter, die Energieversorgungsunternehmen wurden privatisiert und grenzübergreifender Stromhandel wurde ermöglicht. Eine wesentliche Maßnahme in diesem Zusammenhang stellt das Unbundling dar, bei dem die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Stromwirtschaft voneinander getrennt wurden. Auf allen Wertschöpfungsstufen mit Ausnahme des Netzbetriebes bedeutet dies einen Wandel vom kostendeckenden Wirtschaften zur Gewinnerorientierung. Je nach Ausgestaltung des Unbundlings liegen die Geschäftsbereiche Stromerzeugung, Netzbetrieb, Stromhandel und Vertrieb an Endkunden mehr oder weniger stark voneinander getrennt vor. Auf erzeugungsseitiger Ebene wurde die Möglichkeit geschaffen Strom deutschlandweit und in gewissen Grenzen europaweit zu handeln. Dies geschieht einerseits in standardisierter Form an so genannten Strombörsen, z.B. an der EEX in Leipzig, andererseits durch direkten (OTC) Handel zwischen Kraftwerksbetreibern und Energieversorgern sowie Großkunden. Die Preisbildung orientiert sich hier meist an den Börsenpreisen. Dabei bildet die Angebotskurve am Spotmarkt die Grenzkosten der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien ab. Der Marktmechanismus sorgt dafür, dass Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten häufiger eingesetzt werden als solche mit höheren Grenzkosten. Auf diese Weise ergeben sich unterschiedliche Lastbereiche: Grundlastkraftwerke haben die geringsten Grenz- und hohe Investitionskosten und sind fast dauerhaft am Netz. Zu ihnen zählen Kernspaltungs-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke. Mittellastkraftwerke weisen höhere Grenz- und geringere Investitionskosten auf und sind nur teilweise in Betrieb. Zu ihnen zählen insbesondere Steinkohlekraftwerke. Spitzenlastkraftwerke haben die höchsten Grenz- und die geringsten Investitionskosten und damit die wenigsten Betriebsstunden. Zu ihnen zählen Speicherwasser-, Gas- und Heizölkraftwerke. Der Einsatzbereich von modernen erdgasbetriebenen GuD-Anlagen fällt abhängig vom Gaspreis weiter aus. Viele erneuerbare Energien, speziell Windkraftkonverter weichen von diesem Schema ab. Sie speisen grundsätzlich nur bei günstigen Bedingungen, d.h. wenn der Wind geeignet weht, in das Netz ein.[35] Bei einer Kraftwerksinvestitionsentscheidung bestimmt die akute Marktsituation in Verbindung mit der Lage des jeweiligen Unternehmens den Lastbereich des neu zu errichtenden Kraftwerks und schränkt damit die Auswahl an möglichen Technologien ein. So wird etwa eine Ersatzinvestition für ein Kernspaltungskraftwerk höchstwahrscheinlich nicht in einer Spitzenlasttechnologie bestehen. Allerdings decken einige Technologien, wie die oben angesprochenen GuD-Kraftwerke unterschiedliche Lastbereiche ab. Wirtschaftlich bedeuten die Unterscheidung zwischen den Lastbereichen, dass sich neue Kraftwerkskonzepte nur mit solchen Technologien messen müssen, die grob demselben Lastbereich zuzuordnen sind. Die in dieser Arbeit diskutierten Kernfusionskraftwerke sind heutigen Spaltungskraftwerken aus wirtschaftlicher Perspektive sehr ähnlich. Sollte heute ein Fusionskraftwerk gebaut werden, würde es wie die Spaltungskraftwerke in den Grundlastbereich fallen und müsste wirtschaftlich mit den anderen Grundlasttechnologien verglichen werden. Aus physikalisch-technischer

Sicht besteht zwischen Fusions- und Spaltungskraftwerken ein wesentlicher Unterschied in der Teillastfähigkeit. Fusionskraftwerke sollen ein deutlich günstigeres Teillastverhalten als Spaltungskraftwerke aufweisen. Beim Teillastbetrieb von Fusionskraftwerken soll es möglich sein die Standzeit der Reaktorwandmaterialien erheblich zu erhöhen. Wie dies genau geschehen soll und welcher Einfluss sich daraus auf die Stromgestehungskosten ergibt ist noch nicht untersucht [36]. Ein derartiger Betriebsmodus würde jedoch den Einsatzbereich von Fusionskraftwerken erweitern.

Strommarkt ab 2050

Welche Rolle die Stromwirtschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts spielen und wie zu dieser Zeit die Versorgungsstruktur aussehen wird, kann heute nicht vorhergesagt werden. Es sind jedoch zwei Basistrends erkennbar, die möglicherweise eine Veränderung in der Versorgungsstruktur hervorrufen:

1. Verstärkter Einsatz von erneuerbaren Energien: Durch erheblichen Ausbau von erneuerbaren Energien mit zeitlich fluktuierendem Angebot, wie z.B. der Windkraft, verändern sich die Anforderungen an die hierzu komplementären Energiesysteme. Diese müssen dann in der Lage sein die entsprechenden Lastschwankungen zu kompensieren. Es gibt auch Visionen, die eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien beschreiben [37]. Entsprechende Ansätze werden im Wild Cards Teil dieser Arbeit angesprochen.
2. Trend zur dezentralen Energieversorgung: Speziell in Verbindung mit dem Einsatz von erneuerbaren Energien wird auch eine stärker dezentrale Versorgungsstruktur diskutiert. Eine derartige Struktur hätte möglicherweise neben ökologischen auch beschäftigungspolitische Effekte [38]. Eine starke Ausgestaltung dieses Trends wird ebenfalls im Wild Cards Teil dieser Arbeit berücksichtigt.

Selbst wenn die zuvor genannten oder ähnliche Trends nicht gänzlich, sondern nur partiell Einzug in die Stromwirtschaft erhalten, verändert dies die Struktur der Stromwirtschaft erheblich. Dabei wird die Differenzierung der Lastbereiche in Grund-, Mittel- und Spitzenlast um eine zusätzliche Dimension erweitert. Diese muss zwischen möglicherweise dezentralen Anlagen mit fluktuierendem Stromangebot und Anlagen, die sowohl eine ständige Leistungsverfügbarkeit bieten, als auch mögliche Lastschwankungen kompensieren können, unterscheiden. Die heute übliche Differenzierung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast würde so teilweise an Bedeutung verlieren. Für die Kernfusion bedeutet dies, dass sie sich sowohl mit Anlagen messen lassen muss, die heute in den Grund- als auch in den Mittellastbereich fallen. Ein Kostenvergleich mit erneuerbaren Energien mit fluktuierendem Stromangebot wie Windkraft

oder Photovoltaik erscheint als nicht sinnvoll, da diese ein komplementäres Marktsegment besetzen. Da das Teillastverhalten der Kernfusion noch nicht genau untersucht wurde, ist eine differenzierte Diskussion dieses Aspektes in der vorliegenden Arbeit nicht möglich. Daher erfolgt der Kostenvergleich aller Kraftwerke unter Vollastbedingungen.

In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts bilden möglicherweise verschiedene Braun- und Steinkohlekraftwerke, Kernspaltungskraftwerke, erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke sowie Laufwasserkraftwerke so ein Marktsegment mit Kernfusionskraftwerken. Eventuell kommen noch andere heute nicht etablierte Technologien hinzu. Da die Kostenstrukturen bei diesen Technologien nur schwer einzuschätzen sind, beschränkt sich die Betrachtung auf die zuvor genannten Technologien. Wasserkraftwerke werden in dieser Arbeit nicht weiter untersucht, da davon ausgegangen wird, dass bis zum Jahre 2050 alle möglichen Standorte für Wasserkraftwerke in Europa belegt sind und hier nur vorhandene Anlagen bei Bedarf erneuert werden.

Kapitel 3

Methodisches

An dieser Stelle sollen spezielle methodische Konzepte der vorliegenden Arbeit erläutert werden. Ziel dieser Arbeit ist es heute Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie zu treffen, die es zum gegenwärtigen Zeitpunkt überhaupt noch nicht gibt und die nach dem heutigen Wissensstand erst in einem halben Jahrhundert verfügbar sein wird. Deshalb ist es von zentraler Bedeutung, mit welchen Methoden ungewisse in der Zukunft liegende Entwicklungen wissenschaftlich diskutiert werden können. Die für die vorliegende Arbeit relevanten Methoden werden im Abschnitt Zukunftsanalyse diskutiert.

In dieser Arbeit ist der Vergleich von Kosten Kernpunkt der Diskussion. Dabei ist es unvermeidlich Geldbeträge unterschiedlicher Währungen und Basisjahre zu berücksichtigen. Wie dies erfolgen kann und wo dabei Quellen für erhebliche Ungenauigkeiten liegen, wird im zweiten Teil des Kapitels erläutert.

3.1 Zukunftsanalyse

Um heute den zukünftigen Wert von bestimmten gesuchten Variablen, etwa den Zinssätzen im Jahr 2050 zu bestimmen, müsste man eigentlich ausgehend von allen verfügbaren Gegenwartsdaten und deren Verknüpfung die zukünftige Entwicklung prognostizieren. Solche Langzeitprognosen sind nicht nur aus praktischen, sondern auch aus theoretischen Gründen nicht machbar [10]. Beispielsweise ist es grundsätzlich nicht möglich, heute einen Strompreis für das Jahr 2050 anzugeben. Für richtungweisende Entscheidungen in Politik und Wirtschaft werden aber genau solche zukunftsrelevante Informationen sehr wohl benötigt. Um dieser Nachfrage zu begegnen, wurde daher die Szenariotechnik entwickelt [10].

Einzelne Szenarien stellen dabei in sich konsistente, systematisch abgeleitete Bilder der Zukunft dar. Die in die Szenarien eingehenden Parameter beruhen nicht auf willkürlichen ad

hoc getroffenen Annahmen, sondern auf der Datenbasis der Gegenwart. Ein Einzelszenario ist am besten mit einer unter bestimmten expliziten Annahmen getroffenen Prognose zu vergleichen. Im Gegensatz zur Prognose wird bei der Szenariotechnik die Zukunft jedoch nicht durch ein singuläres Bild, sondern durch ein Bündel von Szenarien beschrieben. Die explizit getroffenen Annahmen werden dabei innerhalb des Bündels in einem als wahrscheinlich geltendem Band variiert. Dabei kann die Wirkung von Störereignissen mitberücksichtigt werden. Die der Szenariotechnik zugrunde liegende Theorie geht davon aus, dass der durch das Szenariobündel abgedeckte Szenarioraum im Gegensatz zur Einzelprognose mit hoher Wahrscheinlichkeit die tatsächliche Zukunft abbildet. Der Aufbau von Szenarioanalysen reicht von sehr einfach strukturierten Prozessen bis zu komplexen, mehrstufigen Ansätzen, bei denen die einzelnen Parameter durch dependente und interdependente Kausalstrukturen verknüpft werden.[10, 39]

In dieser Arbeit wird nach einem einfach strukturierten Modell vorgegangen. Der Wertebereich der in der Regel metrischen Parameter (z.B. des Fremdkapitalzinses) wird direkt bestimmt. Die Verknüpfung mit den anderen Modellgrößen erfolgt über etablierte finanzmathematische Konzepte. Bei metrischen Parametern stehen zur Bestimmung des Wertebereiches folgende Methoden zur Verfügung [10, 39]:

- Fortschreiben der Basisdaten durch Zeitreihenanalyse
- Expertenbefragung
- Simulation mit einem Optimierungsmodell auf der Basis von Gegenwartsdaten
- Bildung von historischen Analogien

Die Auswahl der geeigneten Methode erfolgt in dieser Arbeit situativ unterschiedlich. Die gewählte Methode wird im Text vermerkt. Der Begrenzung des Arbeitsaufwandes kommt dabei erhebliche Bedeutung zu. Wenn möglich wird daher auf Sekundärliteratur zurückgegriffen.

Grundlegendes Merkmal der klassischen Szenarioanalyse ist, dass sich das Szenariobündel auf Ereignisse mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit beschränkt. Damit werden die möglichen Auswirkungen von unwahrscheinlichen aber folgenschweren Ereignissen, wie z.B. den Terroranschlägen vom 11. September 2001 übersehen. Gerade solche Trendbrüche und Unstetigkeiten prägen aber nachhaltig den Verlauf der Geschichte. Bei dem langfristigen dieser Arbeit zugrunde liegenden Untersuchungshorizont müssen diese Effekte mit berücksichtigt werden. Mit Hilfe der Wild-Cards-Technik ist dies möglich. Unter Wild Cards versteht man dabei in der Regel singuläre, unwahrscheinliche Ereignisse mit hohem Veränderungspotential, also z.B. ein schwerer Terroranschlag auf einen Finanzdistrikt einer amerikanischen

Großstadt. Bei der Wild-Cards-Analyse müssen solche Ereignisse identifiziert und bewertet werden, die eine große Auswirkung auf das Untersuchungsobjekt haben. Im Falle dieser Arbeit wären eine entsprechende Wild Card etwa die Entdeckung der kalten Kernfusion. Die einzelnen Wild Cards fließen dann in die Bildung von Szenarien ein. Als Methoden zur Identifikation geeigneter Wild Cards dienen:

- Expertenbefragung
- Literaturrecherche
- Bildung von historischen Analogien
- Auswertung von Science-Fiction Literatur
- Diverse Kreativitätstechniken

Dabei liegt es in der Natur der Sache, dass nur eine kleine Auswahl an Trendbrüchen und Unstetigkeiten als Wild Cards berücksichtigt werden kann.[40]

3.2 Umrechnung von Währungen unterschiedlicher Basisjahre

Die internen Berechnungen in dieser Arbeit erfolgen in realen Größen, d.h. inflationsfrei. Darüber hinaus werden auch keine Wechselkursrisiken betrachtet. Bei den heranzuziehenden Ausgangsdaten für die Berechnung der Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerke ist es jedoch nicht zu vermeiden, dass die dabei auftretenden Geldbeträge in verschiedenen Währungen und mit unterschiedlichen Basisjahren vorliegen. Grundsätzlich müssen daher eine Währungsumrechnung und eine Inflationsbereinigung vorgenommen werden. Für sich genommen stellen diese beiden Umrechnungen keine besonderen Schwierigkeiten dar: Die Währungsumrechnung erfolgt zeitpunktbezogen mit einem geeigneten Umrechnungskurs. Die Inflationsbereinigung erfolgt unter Berücksichtigung der zeit- und währungsraumbezogenen Inflationsraten [41]. Der in der Praxis auftretende Fall einer Konvertierung eines Geldbetrages in eine andere Währung und gleichzeitig ein anderes Bezugsjahr fällt jedoch komplizierter aus. Hier können die Ergebnisse der Konvertierung erheblich voneinander abweichen, je nachdem, ob zuerst die Inflationsbereinigung oder die Währungsumrechnung erfolgt. Beispielsweise unterscheiden sich die Ergebnisse bei einer US-Dollar zu Euro Konvertierung in den Basisjahren 2002 und 2005 je nach Vorgehensweise um bis zu 50 % [42].

Unabhängig davon nach welcher Konvention vorgegangen wird, bleibt das Ergebnis stark von Willkür beeinflusst. Bei den Untersuchungen der vorliegenden Arbeit müssen solche Effekte aber außeracht gelassen werden. In der Praxis spielen zwar auch beim Kraftwerksbau Währungsrisiken eine Rolle, wenn z.B. ein amerikanischer Kraftwerksbauer Gasturbinen ohne Absicherung des Währungsrisikos in Deutschland zu Europreisen bestellt, hängen die Stromgestehungskosten seines Kraftwerks von zum Zahlungszeitpunkt gültigen Wechselkurs US-Dollar zu Euro ab. Für die grundsätzliche Frage, ob die Kernfusion Mitte des 21. Jahrhunderts wirtschaftlich sein wird oder nicht, dürfen solche kurzfristigen Schwankungen aber keine Rolle spielen.

Das Zahlenmaterial für die Kostenschätzung von Fusionskraftwerken in dieser Arbeit stammt aus dem EFDA-PPCS-Programm [7]. Da es sich bei dieser Studie um ein europäisches Projekt handelt, erfolgen die Kostenangaben in den offiziellen Veröffentlichungen in Euro. Intern wurde jedoch basierend auf US \$ (1990) gerechnet [36]. In der vorliegenden Arbeit werden diese internen US-\$-Kosten verwendet. Für den Kostenvergleich mit anderen Kraftwerkstypen im Hauptteil der Arbeit stammen die Daten aus [43]. Hier erfolgt die Kostenangabe in US \$ (2003), wobei nationale Angaben zu einem festen Berichtstag (01.07.2003) in US \$ konvertiert werden. Im Hauptteil der vorliegenden Arbeit wird zur Vermeidung von Ungenauigkeiten durch Währungsumrechnungen nur in US \$ gerechnet. Dabei dient 2003 als Basisjahr. Die Daten des PPCS-Programms müssen mit Hilfe einer geeigneten amerikanischen Inflationsrate auf 2003 als Basisjahr umgerechnet werden. Für die Berechnung von Inflationsraten sind zwei Preisindices gebräuchlich: der Preisindex der Lebenshaltung (Consumer Price Index - CPI) und der Erzeugerpreisindex (Producer Price Index - PPI). Der erste basiert auf einem Warenkorb mit vom Endverbraucher typischerweise bezogenen Waren und Dienstleistungen, letzterer hingegen enthält eher von Unternehmen als von privaten Haushalten eingesetzte Waren und Dienstleistungen [41]. Für die Inflationsbereinigung von Kraftwerkskosten, d.h. industriellen Kosten, ist die auf dem Producer Price Index basierende Inflationsrate maßgeblich. Die Umrechnung der Kosten des PPCS-Programms erfolgt mit der in [44] für den Producer Price Index verzeichneten Inflationsrate. Da die Umrechnung von 1990 auf 2003 (Berichtstag 01.07.2003) erfolgt, werden die Inflationsraten von 1990 und 2003 jeweils nur mit der Hälfte des Jahreswertes berücksichtigt.

Kapitel 4

Wirtschaftlichkeitsberechnung

In diesem Kapitel erfolgt die eigentliche Berechnung der Stromgestehungskosten der Kernfusion und der zu ihr im Wettbewerb stehenden Technologien. Da die Kernfusion tendenziell im Grundlastbereich angesiedelt ist, muss sie sich mit vergleichbaren Technologien messen. Wie weiter vorne in dieser Arbeit dargestellt, kommen hier insbesondere Spaltungs-, Gas- und Kohlekraftwerke in Betracht. Die CO₂-Emissionen müssen dabei mit berücksichtigt werden. Zu Anfang werden die in dieser Arbeit in Ansatz gebrachten Berechnungsgrundlagen für die Stromgestehungskosten dargestellt. Im Anschluss erfolgt die Diskussion der Kostenbestandteile von Kernfusions-, Kernspaltungs- und fossilbefeuerten Kraftwerken.

4.1 Berechnung der Stromgestehungskosten

Kostenbestandteile

Die Stromgestehungskosten K_{SG} werden im Jahresdurchschnitt auf Vollkostenbasis berechnet. Alle einer Jahresperiode zuzurechnenden Kosten werden zu den in dieser Periode erzeugten Kilowattstunden ins Verhältnis gesetzt. Die pro Jahr erzeugten Kilowattstunden ergeben sich aus der Nennleistung des Kraftwerkes p_{nenn} und den jährlichen Volllaststunden. Die Volllaststunden sind das Produkt aus Kraftwerksverfügbarkeit ν und der Stundenanzahl eines Normaljahres (8760 h). Der Jahresperiode zuzurechnen sind die direkt in der Periode anfallenden Kosten K_A , die Kapitalkosten für den Bau des Kraftwerkes K_C und Rückstellungen für den Rückbau des Kraftwerkes nach Betriebsende K_D :

$$K_{SG} = \frac{K_A + K_C + K_D}{8760 \nu p_{nenn}} . \quad (4.1)$$

Die in der Periode anfallenden Kosten können direkt berücksichtigt werden, die gesamten Kapitalkosten und Rückbaurückstellungen müssen hingegen unter Einbeziehung der Verzinsung gleichmäßig auf die Abschreibungszeit n verteilt werden. Die Berechnung ist anschaulich durch Einführung des Rentenbarwertfaktors möglich.[34, 36]

Rentenbarwert

Durch Abzinsen kann der Gegenwartswert (Barwert) RBW einer regelmäßigen gleich bleibenden zukünftigen am Ende jeder von n Perioden fälligen Zahlung (Rente) r berechnet werden:

$$RBW = r(1+i)^{-1} + r(1+i)^{-2} + r(1+i)^{-3} + \dots + r(1+i)^{-n} = r \sum_{t=1,n} (1+i)^{-t} . \quad (4.2)$$

Hier steht i für den periodenbezogenen Zinssatz, dabei entspricht z.B. $i=0,10$ einem Zinssatz von 10 %. Mit Hilfe der Summenformel für die geometrische Reihe lässt sich der Rentenbarwertfaktor $RBF_{(i,n)}$ definieren [34, 45]:

$$RBF_{(i,n)} = \sum_{t=1,n} (1+i)^{-t} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} . \quad (4.3)$$

Damit gilt:

$$RBW = rRBF_{(i,n)} . \quad (4.4)$$

Bei einer Kraftwerksinvestition entspricht der Rentenbarwert RBW den Investitionskosten beim Bau des Kraftwerks K_C^0 vor dessen Inbetriebnahme und die periodische Zahlung r den jährlich über n Jahre anfallenden Kapitalkosten K_C . Daher sind die Kapitalkosten proportional zum Kehrwert des Rentenbarwertfaktors $RBF_{(i,n)}$:

$$K_C = \frac{1}{RBF_{(i,n)}} K_C^0 . \quad (4.5)$$

Die Rückstellungen für den Rückbau des Kraftwerks nach Betriebsende K_D berechnen sich analog zu den Kapitalkosten aus den Rückbaukosten K_D^n . Da die Kosten erst nach dem Betriebsende anfallen, müssen sie zusätzlich diskontiert werden:

$$K_D = \frac{1}{RBF_{(i,n)}(1+i)^n} K_D^n . \quad (4.6)$$

Da der Kapitalbedarf bei Bau und Rückbau des Kraftwerks nicht punktuell anfällt, sondern sich über einen gewissen Zeitraum erstreckt, werden die in die hier dargestellten Formeln eingesetzten Größen bei der Diskussion der konkreten Kraftwerksmodelle entsprechend angepasst.

Zins-Szenarien

Damit die Stromgestehungskosten zur Beurteilung einer Investorenentscheidung geeignet sind, muss der in ihre Berechnung eingesetzte Zinssatz den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten entsprechen. Die Weighted Average Cost of Capital i_{WACC} errechnen sich aus den mit der Eigenkapital- EK/GK bzw. Fremdkapitalquote FK/GK gewichteten Zinssätzen für das Eigenkapital i_{EK} und das Fremdkapital i_{FK} . Ohne Berücksichtigung von steuerlichen Aspekten gilt [46]:

$$i_{WACC} = EK/GK \cdot i_{EK} + FK/GK \cdot i_{FK} . \quad (4.7)$$

In der gesamten Arbeit spielen steuerliche Aspekte mit Ausnahme des Emissionshandels keine Rolle. Die konkrete Ausgestaltung von fiskalischen Maßnahmen in mehreren Jahrzehnten ist heute noch völlig ungewiss. Daher werden alle Größen in dieser Arbeit vor Steuer angegeben. Zu den Weighted Average Cost of Capital ist kurz anzumerken, dass die mit diesem Zinssatz bestimmten Stromgestehungskosten einen eingeplanten Gewinnanteil enthalten und im strengen Sinne daher keine reinen Kosten sind.

Eigenkapitalquote Bei Kraftwerksinvestitionen sind je nach Projekt Eigenkapitalquoten von 10 % bis 30 % üblich. [47] Bei einem 10th-of-a-kind Fusionskraftwerk scheint eine angemessene Eigenkapitalquote zwischen 25 % [48] und 30 % [49] zu liegen. Übliche Abweichungen von diesen Werten haben nur einen geringen Einfluss auf die Weighted Average Cost of Capital, da der Leverage-Effekt und der unten beschriebene Risikoaufschlag beim Fremdkapital einen Zinseffekt bei einer Verschiebung der Eigenkapitalquote kompensieren. Für die Berechnung der Zinsszenarien wird in dieser Arbeit von einem konservativen Verhältnis Eigenkapital zu Fremdkapital von 30/70 ausgegangen.

Fremdkapitalzins Der von einer Bank gewährte Fremdkapitalzinssatz basiert auf dem risikolosen Interbankenzinssatz, z.B. dem LIBOR und einem projektbezogenen Risikoaufschlag. Wenn man von einem 10th-of-a-kind Fusionskraftwerk, das mit einer Eigenkapitalquote von 30 % von einem großen Energieversorgungsunternehmen betrieben werden soll ausgeht, fällt das Risiko für eine finanzierende Bank relativ gering aus. Der übliche Risikoaufschlag liegt dann bei 0,5 % p.a. über dem Interbankenzinssatz.[13]

Der risikolose Interbankenzinssatz basiert auf dem Spotmarkthandel. Wenn eine Bank ein Großprojekt wie ein Kraftwerk über mehrere Jahrzehnte finanziert, sichert sie sich gegenüber Schwankungen am Spotmarkt mit geeigneten Hedgingprodukten für einen Teil des Finanzierungszeitraumes ab.[13] Die Kosten dieser Rückfinanzierung beruhen im Wesentlichen auf den Erwartungen über die zukünftige Entwicklung am Spotmarkt. Eine heutige Prognose der Zinsentwicklung in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts ist grundsätzlich nicht möglich.

Die historischen Schwankungen des am Spotmarkt gehandelten Interbankzinssatzes kann aber als Basis zur Entwicklung plausibler Zinsszenarien genutzt werden. Schaut man sich die Entwicklung des Interbankzinssatzes am Spotmarkt für ein breites Spektrum an Industrienationen in den vergangenen 30 Jahren an, lag dieser zwischen minimal 0 % und maximal 15 % p.a. [50] Durch ein entsprechendes längerfristiges Hedging und durch Bereinigung von Inflation und Deflation nimmt diese Schwankungsbreite ab.

In dieser Arbeit werden vier Szenarien für den mittelfristig abgesicherten Interbankzinssatz angenommen: Ein Niedrigzinsszenario mit 2,0 % p.a., ein Mittelzinsszenario mit 5,0 % p.a.¹, ein Hochzinsszenario mit 8,0 % p.a. und ein Szenario mit einem sehr hohen Zinssatz von 11,0 % p.a.. Die zur Projektfinanzierung gewährten Fremdkapitalzinsen liegen entsprechend 0,5 % höher.

Eigenkapitalzins Die anzusetzende Eigenkapitalrendite hängt unter anderem von dem zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung auf den Kapitalmärkten herrschenden Rahmenbedingungen ab. Bei einem niedrigen Fremdkapitalzinsniveau werden die Ansprüche an die Eigenkapitalrendite niedrig ausfallen, wohingegen bei hohen Fremdkapitalzinsen auch eine hohe Eigenkapitalrendite angenommen werden muss. Als einfachstes Modell wird hier ein Eigenkapitalzins, der um einen festen prozentualen Betrag höher liegt als der Fremdkapitalzins angesetzt. Typische Eigenkapitalrenditen liegen bei 10 % p.a., real vor Steuer [48] oder 15 % p.a. nominal vor Steuer [49]. In dieser Arbeit wird ein 8 % p.a. real über dem Fremdkapitalzinssatz liegender Eigenkapitalzins angenommen. Tabelle 4.1 stellt typische Eigenkapitalrenditen aus der Praxis dar. Tabelle 4.2 fasst die Annahmen der Zinsszenarien zusammen und stellt die resultierenden Weighted Average Cost of Capital dar.

Tabelle 4.1: Ansätze für den Fremdkapitalzins bei Kraftwerksinvestitionen aus verschiedenen Quellen. Eigene Darstellung, Quellen s. Tabelle.

| Ansatz für die jährliche EK-Rendite | Quelle |
|--|--------------------|
| WACC 8,5 % nominal bei 2,5 % - 2,8 % Inflation | Hillebrand [51] |
| WACC 8,0 % real | Pfaffenberger [52] |
| EK-Rendite 10 % real | von Köller [48] |
| EK-Rendite 15 % nominal | Winje [49] |
| EK-Rendite 7 % über Interbankzinss | EIA [43] |

¹Von Köller von der STEAG und Reimers von der HSH Nordbank halten unabhängig voneinander dieses Szenario für am wahrscheinlichsten.

Tabelle 4.2: Weighted Average Cost of Capital für vier Zinsszenarien bei einer Eigenkapitalquote von 30 %. Eigene Berechnungen.

| Zinsszenario | niedrig | mittel | hoch | sehr hoch |
|-----------------------|---------|--------|--------|-----------|
| Fremdkapitalzins p.a. | 2,5 % | 5,5 % | 8,5 % | 11,5 % |
| Eigenkapitalzins p.a. | 10,5 % | 13,5% | 16,5% | 19,5 % |
| WACC | 4,9 % | 7,9 % | 10,9 % | 13,9 % |

Kalkulatorische Abschreibungszeit

In vielen Designstudien für Fusionskraftwerke werden die Stromgestehungskosten mit einer Abschreibungszeit berechnet, die der geschätzten Lebensdauer einer solchen Anlage entspricht [7]. Ein derartiges Vorgehen widerspricht der Praxis realer Investitionsentscheidungen unter den Bedingungen einer liberalisierten Energiewirtschaft [32]. Häufig ist die kalkulatorische Abschreibungsdauer wesentlich kürzer als die geschätzte Lebensdauer einer entsprechenden Anlage. Auf der einen Seite bestimmen steuerliche, hier nicht beachtete Faktoren, auf der anderen Seite die mangelnde Planbarkeit über mehrere Jahrzehnte die Begrenzung der Abschreibungszeit. Die technische Lebensdauer der in dieser Arbeit diskutierten Fusionskraftwerke wird auf 40 Jahre geschätzt [7]. Was ist nun der richtige Ansatz für die Abschreibungszeit einer solchen Anlage?

GuD Anlagen werden in 10 bis 12 Jahren abgeschrieben; ihre Lebensdauer variiert stark einsatzbedingt und beträgt maximal 30 Jahre. Kohlekraftwerke werden über 20 Jahre bei einer Lebensdauer zwischen 30 und 40 Jahren abgeschrieben.[32] Moderne Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen und im Vergleich zu den zuvor genannten Kraftwerken eine kurze technische Lebensdauer aufweisen, werden teilweise auch über ihre gesamte Lebensdauer abgeschrieben [53]. In Analogie wären Abschreibungszeiten zwischen 20 und 40 Jahren für die hier diskutierten Fusionskraftwerke plausibel. Ein Abschreibungszeitraum von mehr als 30 Jahren gilt aber als unüblich [48].

Zur weiteren Diskussion soll dargestellt werden, welchen Einfluss die Länge des Abschreibungszeitraumes auf die Stromgestehungskosten hat. Die Stromgestehungskosten eines Fusionskraftwerks werden von den Kraftwerkskapitalkosten dominiert. Dabei gibt der Kehrwert des Rentenbarwertfaktors, zu dem nach Gleichung 4.1 und 4.5 die Stromgestehungskosten proportional verlaufen, die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Abschreibungsdauer an. In Abbildung 4.1 ist dieser Kehrwert in Abhängigkeit von der Abschreibungsdauer für die oben beschriebenen Zinsszenarien dargestellt. Zwischen 20 und 40 Jahren hat der Kehrwert einen sehr flachen Verlauf, d.h. die Wahl des Abschreibungszeitraumes ist grundsätzlich unkritisch. Der steilste Verlauf tritt bei dem niedrigsten Zinssatz von $i_{WACC}=0,049$ zwischen 20 und 30 Jahren auf. Dieser niedrige Zinssatz begünstigt grundsätz-

lich die kapitalintensive Fusion. Daher ist die Wahl des Abschreibungszeitraums in dieser Arbeit nicht als kritischer Faktor zu sehen. Der Abschreibungszeitraum für die in dieser Arbeit untersuchten Kraftwerke wird mit 30 Jahren in der Mitte des Intervalls sinnvoller Abschreibungszeiten angesetzt. Eine Varianz von 5 Jahren hätte bei dem Szenario mit $i_{WACC}=0,049$ einen maximalen Einfluss von 5 % und bei dem Szenario mit $i_{WACC}=0,139$ einen maximalen Einfluss von 2 % auf die Stromgestehungskosten.

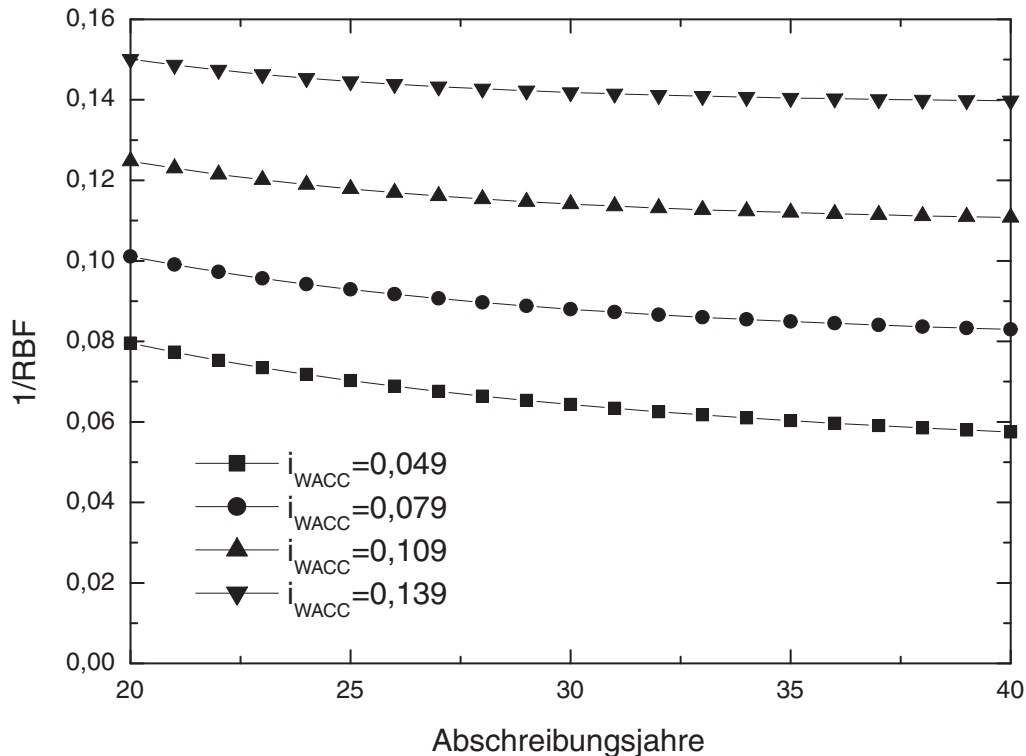


Abbildung 4.1: Abhängigkeit des Kehrwertes des Rentenbarwertfaktors von der Wahl des Abschreibungszeitraumes für unterschiedliche Zinsszenarien. Der flache Verlauf des Kehrwertes des Rentenbarwertfaktors gibt an, dass die Stromgestehungskosten sich bei leichter Modifikation des gewählten Abschreibungszeitraumes von 30 Jahren kaum verändern werden. Eigene Darstellung und Berechnung.

Kostendegression durch technologisches Lernen

In der Betriebswirtschaftslehre ist die Existenz eines Lernkurveneffektes für Produktionskosten auf breiter Basis anerkannt [54, 55]. Er bietet einerseits die Kalkulationsgrundlage

für die industrielle Fertigung [56], andererseits bildet er die theoretische Fundierung für generische Handlungsempfehlungen im strategischen Management [57]. Da sich der Lernkurveneffekt gerade im Übergangsbereich von der Prototypenfertigung zur Serienproduktion besonders stark auf die Kosten auswirkt, muss er auch bei der Kostenschätzung für die ersten Fusionskraftwerke berücksichtigt werden [7]. Der Lernkurveneffekt besagt, dass sich mit Ansteigen der kumulierten Ausbringungsmenge die Wertschöpfungsstückkosten, gemessen z.B. in Arbeitsstunden pro Stück, verringern. Zum ersten Mal wurde dieser Effekt von Wright vor dem zweiten Weltkrieg bei der Flugzeugfertigung beobachtet. Wright beobachtete, dass die benötigten Arbeitsstunden bei der Flugzeugmontage für ein neues Modell bei jeder Verdoppelung der Anzahl an montierten Flugzeugen eines Typs um einen fixen prozentualen Anteil abfielen. Dieser prozentuale Anteil war dabei unabhängig vom Flugzeugtyp immer gleich. Mit anderen Worten fiel der Arbeitseinsatz mit einem festen Potenzfaktor [58]. Spätere Untersuchungen zeigten, dass der Wert dieser Potenz industrieabhängig ist und auch sonst starken Schwankungen unterliegt. Technologische und organisationelle Rahmenbedingungen des jeweiligen Einzelfalls beeinflussen dabei die Lernrate [54–56]. Es ist heutzutage unmöglich die entsprechenden organisationellen Rahmenbedingungen in der Zuliefererindustrie des Fusionsreaktorbaus in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts zu schätzen. Für die technologischen Rahmenbedingungen ist dies anders. Hier steht bereits heute fest, dass es sich bei den fusionsspezifischen Teilen eines Fusionskraftwerks um neue Spitzentechnologien handeln muss. Wenn diese Technologien zum ersten Mal in der Produktion eingesetzt werden, scheint es mehr als plausibel bei ihrer Anwendung von überdurchschnittlichen Lernraten auszugehen.

Dutton und Thomas untersuchten in einer branchenübergreifenden Metastudie aus dem Jahre 1984 die Lernraten von über 100 Einzelfällen aus 22 verschiedenen Feldstudien. Der Mittelwert der Stückkosten bei Verdoppelung der Ausbringungsmenge lag beim 0,81-fachen des Ausgangswertes, die Standardabweichung betrug 0,08 [59]. Auf vergleichbare Werte kommt eine Untersuchung zur Kostendegression bei der Herstellung von supraleitenden Magneten in Magnetic-Resonance-Imaging-Topographen für die medizinische Diagnostik [36]. Da supraleitende Magnete für Fusionskraftwerke mit magnetischem Einschluss den Hauptkostenfaktor darstellen, haben diese Werte hohe Relevanz für die Lernrate bei fusionsspezifischen Baugruppen eines Fusionskraftwerks. Als konservative Abschätzung für die durchschnittliche Lernrate aller fusionsspezifischen Baugruppen eines Tokamak-Kraftwerks setzt Ward bei Verdoppelung der Ausbringungsmenge ein Abfallen der Stückkosten auf das 0,88-fache des ursprünglichen Wertes an [7]. Bei Dutton und Thomas entspricht dieser Wert dem ein- σ -Wert für eine unterdurchschnittlich geringe Lernrate, d.h. die Abschätzung von Ward ist hier absolut konservativ. Für ein 10th-of-a-kind Kraftwerk bedeutet die Annahme von Ward, dass die Kosten der fusionsspezifischen Baugruppen das 0,65-fache der Kosten des ersten Kraftwerks betragen. Dieser Faktor wird bei den nachfolgenden Berechnungen angenommen.

4.2 Stromgestehungskosten von Fusionskraftwerken

Im Folgenden werden vier Reaktorkonzepte des europäischen PPCS-Programms präsentiert. Diese Konzeptstudien bilden, obwohl sie primär nicht dafür entwickelt wurden, zur Zeit die beste Grundlage für Szenarien zur Beschreibung der möglichen Kostenstrukturen der ersten Fusionskraftwerke. Die vier Reaktorkonzepte des PPCS-Programms decken dabei ein breites Spektrum möglicher technisch-wissenschaftlicher Zukunftsentwicklungen bei der Entwicklung von Fusionskraftwerken ab. Technisch handelt es sich dabei um Weiterentwicklungen des ITER-Konzeptes. Aus Sicht der europäischen Fusionsforschung sind sie deshalb besonders relevant zur Beschreibung der ersten kommerziellen Kraftwerke. Zusätzlich zeichnet die Studien des PPCS-Programms aus, dass einerseits in die Studien die neusten wissenschaftlichen und technologischen Entwicklungen eingeflossen sind und dass andererseits zum ersten Mal Industriekostenschätzungen des ITER-Programms verwendet wurden.

Das EFDA-PPCS Programm

Ziel der dreijährigen von Mitte 2001 bis Mitte 2004 im Rahmen des European Fusion Development Agreement (EFDA) Programms durchgeführten European Power Plant Conceptual Study (PPCS) war die Entwicklung von vier verschiedenen kommerziellen Fusionsreaktor-konzepten. Die vier Kraftwerkskonzepte mit den Namen PPCS-A bis PPCS-D sollten ein breites Spektrum an wahrscheinlichen wissenschaftlichen und technologischen Entwicklungen der Fusionsreaktorentwicklung abdecken. Alle Kraftwerksentwürfe basierten dabei auf dem TOKAMAK-Konzept und wurden als zeitnahe kommerzielle Nachfolger des ITER- bzw. DEMO-Programms geplant. Der Detaillierungsgrad der Studien sollte dabei Aussagen zu allen grundlegenden physikalischen, technologischen, wirtschaftlichen, sicherheits- und umweltrelevanten Aspekten der jeweiligen Kraftwerkkonzepte ermöglichen.[7]

PPCS-A ist das Reaktorkonzept, welches die geringsten Anforderungen an eine wissenschaftlich-technische Weiterentwicklung des ITER-Konzeptes voraussetzt. PPCS-A ist damit ein Kraftwerk, welches sich mit höchster Wahrscheinlichkeit nach ITER realisieren lassen wird. Tabelle 4.3 zeigt wie von PPCS-A zu PPCS-D die Erwartung an die Höhe der wissenschaftlich-technischen Zukunftsentwicklung stetig ansteigt. PPCS-A basiert auf einer linearen Fortschreibung der Plasmaphysik und Reaktortechnologie von ITER. Da der Gesamtwirkungsgrad von PPCS-A relativ niedrig ist, wird für ein 1,5-GW-Kraftwerk eine sehr große Fusionsleistung benötigt. Dies führt dazu, dass das gesamte Fusionskraftwerk sehr groß und kostenintensiv wird. PPCS-B geht gegenüber PPCS-A von deutlichen Fortschritten bei der Reaktortechnologie aus. Bei der Plasmaphysik werden ähnliche Annahmen wie bei PPCS-A getroffen. Durch einen verbesserten Wirkungsgrad gegenüber PPCS-A fällt das Kraftwerk

Tabelle 4.3: Übersicht über die vier Kraftwerkstypen der European Power Plant Conceptual Study. Von PPCS-A zu PPCS-D steigen die Anforderungen an die wissenschaftlich-technische Zukunftsentwicklung stetig an. Eigene Darstellung nach [7].

| Modell | PPCS-A | PPCS-B | PPCS-C | PPCS-D |
|--------------------------------|------------------|--------|---------|--------|
| Fusionsleistung / GW | 5,00 | 3,60 | 3,41 | 2,53 |
| Kühlmittel | H ₂ O | He | LiPb/He | LiPb |
| zugrunde gelegte Entwicklungen | | | | |
| - Plasmaphysik | klein | klein | groß | groß |
| - Reaktortechnologie | klein | groß | mäßig | groß |
| gesamt Wirkungsgrad | 0,31 | 0,37 | 0,42 | 0,60 |
| elektrische Leistung / GW | 1,55 | 1,33 | 1,45 | 1,53 |

kleiner und weniger kostenintensiv aus. Bei PPCS-C werden nur leichte Fortschritte bei der Reaktortechnologie aber eine wesentliche Weiterentwicklung der Plasmaphysik gegenüber PPCS-A angenommen. Diese erhöhen den Wirkungsgrad von PPCS-C gegenüber PPCS-A und PPCS-B deutlich und sorgen so für eine Kostenreduktion. PPCS-D ist ein gegenüber dem heutigen Stand der Reaktortechnologie und Plasmaphysik sehr stark weiterentwickeltes Kraftwerkskonzept. Da der Wirkungsgrad von PPCS-D fast doppelt so hoch liegt wie bei PPCS-A, ist PPCS-D aus ökonomischer Sicht das absolut überlegene Kraftwerksdesign. David Maisonnier, der Projektleiter des PPCS-Programms, hält es für am wahrscheinlichsten, dass die ersten kommerziellen Fusionskraftwerke eine Performance zwischen dem Typ PPCS-B und PPCS-C aufweisen werden [60]. Abbildung 4.2 zeigt das Layout von PPCS-C. Es ist gut zu erkennen, dass große Teile der gesamten Anlage von konventioneller Kraftwerkstechnologie geprägt sind.

Alle vier Kraftwerksmodelle sind für eine Betriebsdauer von 40 Jahren ausgelegt, die Verfügbarkeit liegt bei 75 %. Der im Vergleich zu Spaltungskraftwerken niedrige Wert bei der Verfügbarkeit liegt in dem regelmäßigen Austausch von Reaktorwand und Divertor begründet.[7]

Kosten der PPCS-Kraftwerke

Im Folgenden wird die Kostenstruktur der PPCS-Kraftwerksmodelle beruhend auf den Studien von Ward dargestellt [7, 36]. Die in dieser Arbeit angegebenen Kostenschätzungen beziehen sich auf ein 10th-of-a-kind Fusionskraftwerk. Aufgrund des oben dargestellten Lernkurveneffektes kann man gegenüber den ersten Kraftwerksprototypen bei den fusions-spezifischen Bauteilen mit einer drastischen Kostenreduktion rechnen. Bei den Investitionskosten

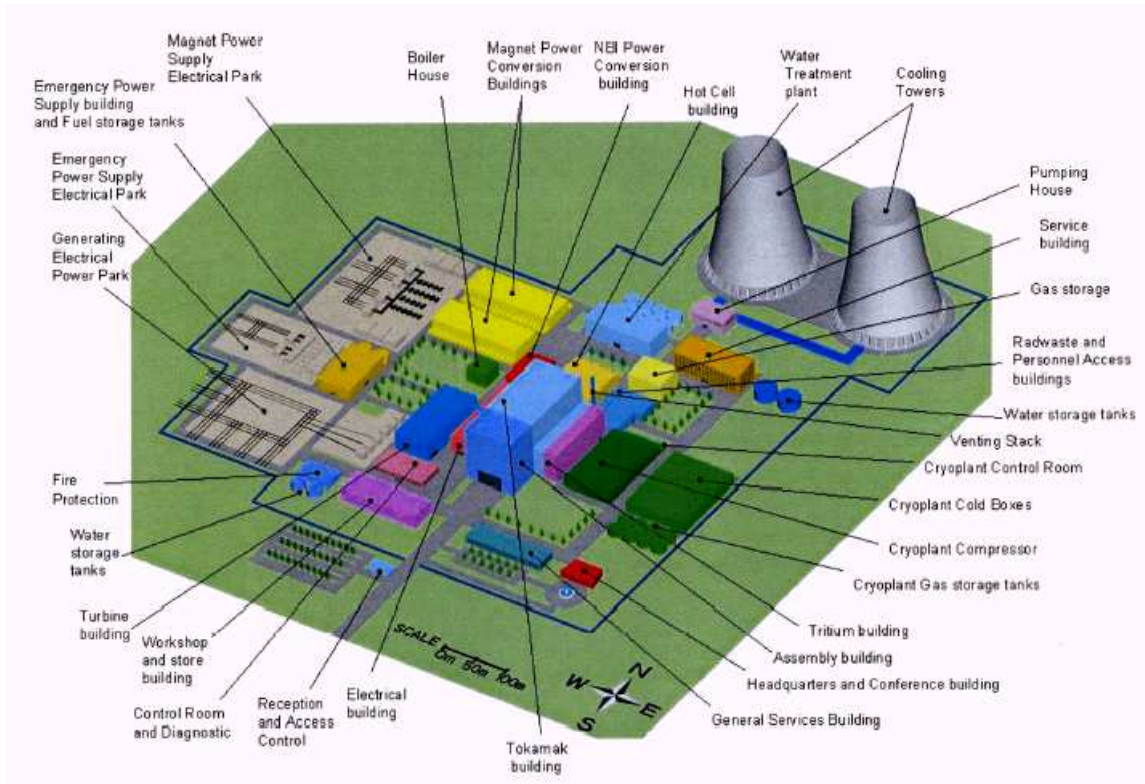


Abbildung 4.2: Gesamtlayout eines Kraftwerks der PPC-Studie (PPCS-C). Große Teile der gesamten Anlage basieren auf konventioneller Kraftwerkstechnologie. Abbildung mit freundlicher Genehmigung der EFDA.

für die fusionsspezifischen Bauteile des Kraftwerks sowie die regelmäßig anfallenden Kosten für Austauschteile von Reaktorwand und Divertor wurden nach Ward lernkurvenbedingt 65 % der Kosten eines Prototypkraftwerks angesetzt. Tabelle 4.4 führt die einzelnen Kosten untergliedert nach periodisch anfallenden Kosten, Investitionskosten und Rückbaukosten für PPCS-A bis PPCS-D auf.

Periodisch anfallende Kosten Die jährlich anfallenden Kosten K_A setzen sich im Einzelnen aus den Kosten für Betrieb und Instandhaltung, Austausch von Reaktorwand und Divertor, den Kosten für den Fusionsbrennstoff und die Entsorgung radioaktiver Materialien zusammen. Alle Kosten für Löhne und Gehälter, Versicherungen etc. sind im Posten Betriebs- und Instandhaltungskosten bereits enthalten. Die regelmäßig anfallenden Kosten sind von den Kosten für den Austausch von Reaktorwand- und Divertormaterialien dominiert. Im Gegensatz dazu machen die Kosten für den Fusionsbrennstoff nur einen sehr kleinen Teil der gesamten periodischen Kosten aus.

Tabelle 4.4: Kostenschätzungen für alle vier Kraftwerkstypen des PPCS-Programs. Die Kosten beruhen auf Industriekosten von ITER und beziehen sich auf ein 10th-of-a-kind Kraftwerk. Eigene Darstellung nach [7, 36].

| Kosten / Millionen US \$ (1990) | PPCS-A | PPCS-B | PPCS-C | PPCS-D |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Periodisch anfallende Kosten K_A | | | | |
| Betrieb & Instandhaltung | 76,9 | 76,9 | 76,9 | 76,9 |
| Austauschteile | 143,2 | 134,6 | 79,4 | 58,5 |
| Fusionsbrennstoff | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Entsorgung | 4,4 | 4,4 | 4,4 | 4,4 |
| Investitionskosten K_C^0 | | | | |
| Direkte Kosten (DC) | 5415 | 5006 | 3939 | 3036 |
| Zuschlag Indirekte Kosten (IC) | 47 % | 47 % | 47 % | 47 % |
| Effektive Baufinanzierungszeit / Jahren | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Rückbaukosten K_D^n | | | | |
| Im Bezug auf DC + IC | 10 % | 10 % | 10 % | 10 % |

Investitionskosten Die Summe der Einzelkosten aller Reaktor- und Kraftwerksbauteile, Gebäude, Grundstücke und Serviceeinrichtungen ergeben die direkten Kosten (DC). Aus Erfahrungswerten schätzt Ward, dass auf diesen Wert noch ein Aufschlag von 47 % für indirekte Kosten (IC) wie Konstruktion, Profite etc. und Rückstellungen für zu niedrig gepreiste oder vergessene Kostenträger entfällt. Die so ermittelten Kosten müssen in der Bauphase finanziert werden. Das von Ward zugrunde gelegte Auszahlungsprofil kann man auf eine effektive Baufinanzierungszeit reduzieren. Die Zinslast ist dann beim Auszahlungsprofil und einer Finanzierung der vollen Summe über die effektive Baufinanzierungszeit gleich. Die effektive Baufinanzierungszeit beträgt bei allen PPCS-Kraftwerken 2,4 Jahre. Wenn die Weighted Average Cost of Capital auch als Zinssatz während der Bauphase angesetzt werden, betragen die Investitionskosten:

$$K_C^0 = 1,47 (DC) (1 + i_{WACC})^{2,4} . \quad (4.8)$$

Abbildung 4.3 zeigt wie sich die direkten Kosten auf die einzelnen Teile der vier PPCS-Kraftwerke verteilen. Bei allen Designs entfällt ein großer Teil der Kosten auf die von einem Kraftwerk benötigten Grundstücke und Gebäude. Bei PPCS-A ist das für den magnetischen Einschluss zuständige System aus supraleitenden Magneten und dazugehörigem Cryostat für mehr als 40 % der Gesamtkosten verantwortlich. Dieser Anteil fällt mit zunehmendem Kraftwerkswirkungsgrad Richtung PPCS-D auf etwa 16 % ab, wobei die anderen Kostenträger an Bedeutung gewinnen. Die technologisch-wissenschaftlich fortgeschritteneren Designs kommen bei gleicher elektrischer Leistung mit einem kleineren Plasma aus. Daher entfällt hier auf

das magnetische Einschlussystem ein geringerer Kostenanteil. Supraleitende Magnete und zugehörige Cryostaten, das Plasmaheizsystem, Reaktorwand und Divertor sowie Teile der unter sonstige Anlagen aufgeführten Kostenträger sind fusionsspezifische Bauteile. Sie unterliegen dem oben erläuterten Lernkurveneffekt. Die konventionelle Kraftwerkstechnologie mit Turbinen, Generatoren etc. ist Teil des Postens sonstige Anlagen.

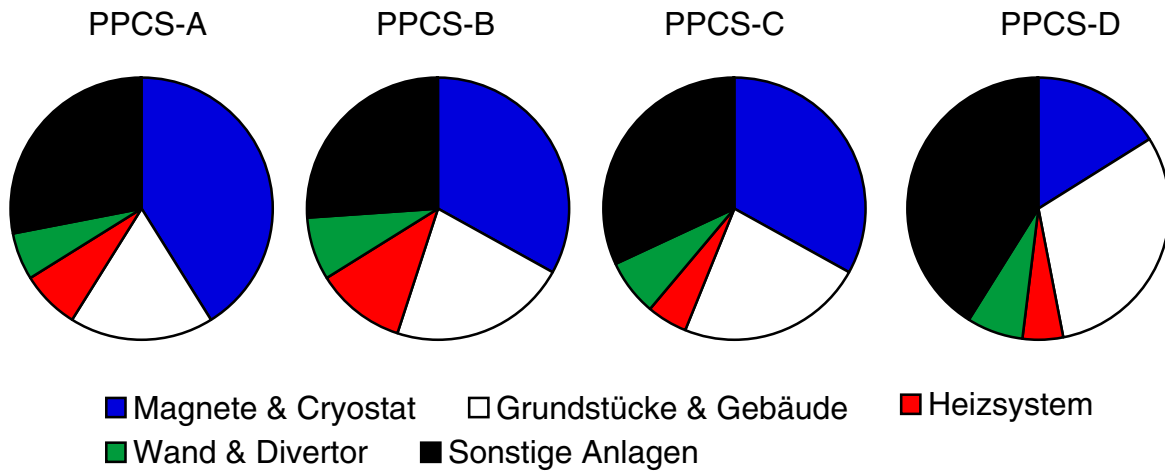


Abbildung 4.3: Kostenbestandteile der direkten Kosten für ein 10th-of-a-kind Fusionskraftwerk. Bei PPCS-A entfällt ein wesentlicher Teil der Kosten auf das magnetische Einschlussystem. Dieser Anteil fällt mit zunehmendem Kraftwerkswirkungsgrad Richtung PPCS-D ab. Die anderen Kostenträger gewinnen relativ hierzu an Bedeutung. Eigene Darstellung nach [7].

Rückbaukosten Als Rückbaukosten wird jeweils 10 % der Summe aus direkten und indirekten Kosten unter Rückgriff auf Erfahrungswerte von Ward angesetzt [36]:

$$K_D^n = 0,10 (1,47 (\text{DirekteKosten})) . \quad (4.9)$$

4.3 Stromgestehungskosten von Spaltungskraftwerken

Gegenwärtig dominieren unterschiedliche Ausführungen von uranbetriebenen Leichtwasserreaktoren den Markt bei Spaltungskraftwerken. Die im Leichtwasserreaktor eingesetzten Technologien sind im Wesentlichen ausgereift und haben gegenüber anderen Reaktordesigns sicherheitsrelevante Vorteile [61]. Zukünftige Entwicklungen bei Spaltungskraftwerken werden vermutlich von zwei Hauptmotiven gelenkt sein:

1. Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades: Bei gegenwärtigen Leichtwasserreaktoren begrenzt die maximal zulässige Reaktortemperatur den Gesamtwirkungsgrad. Dabei fallen die Kraftwerkswirkungsgrade von typischen Spaltungsreaktoren deutlich niedriger als bei konventionellen Kraftwerken aus. Sicherheitserwägungen verhindern bei Leichtwasserreaktoren eine Erhöhung der Reaktortemperatur und dadurch bedingt des Kraftwerkswirkungsgrades. Eine erhebliche Erhöhung des Wirkungsgrades ist vermutlich nur durch Wechsel der Bauform, z.B. zu Hochtemperaturreaktoren möglich.[61]
2. Erschließung von anderen Kernbrennstoffen: Wird in den kommenden Jahrzehnten ein erheblicher Teil der Weltenergienachfrage durch uranbetriebene Kraftwerke gedeckt, kommt es in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts zu einer Verknappung beim Uran. Wirtschaftlich würden dann die Nutzung von anderen Brennstoffkonzepten wie der Brutertechnologie oder der Einsatz von Thorium an Bedeutung gewinnen.[43, 62]

Gegenwärtig gibt es bereits zukunftsweisende Designs, die die beiden oben dargestellten Punkte verbinden [43, 62]. Möglicherweise werden auf solchen Konzepten beruhende Reaktoren in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts den Markt für neue Spaltungskraftwerke dominieren. Die technologische Unsicherheit, die mit der Entwicklung neuer Kraftwerke verbunden ist, führt zur Entstehung eines breiten Spektrums möglicher zukünftiger Kostenstrukturen. Dabei fallen die sozio-technologischen Rahmenbedingungen wie Sicherheitsaspekte, Endlagerfragen, Emissionen etc. bei heutigen und zukünftigen Spaltungskraftwerken dennoch ähnlich aus. Zukünftige Konzepte von Spaltungskraftwerken müssen sich der gleichen, möglicherweise mangelnden gesellschaftliche Akzeptanz wie heutige Leichtwasserreaktoren stellen. Darüber hinaus müssen sie sich wirtschaftlich an Weiterentwicklungen heutiger Leichtwasserreaktoren messen. Daher stellen gut prognostizierbare kontinuierliche Weiterentwicklungen heutiger Leichtwasserreaktoren einen einfach zugänglichen Benchmark für Spaltungskraftwerke in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts dar. Lako et al. beschreiben die Stromgestehungskosten von zukünftigen Spaltungskraftwerken durch Fortschreibung der Kosten von gegenwärtigen uranbetriebenen Leichtwasserreaktoren [62]. Die dabei angenommene Performanceverbesserung bleibt aber hinter den später veröffentlichten Solldaten [63, 64] des von Siemens und Framatome konstruierten European Pressurized water Reactors (EPR) zurück. Der EPR stellt heute das modernste auf dem Markt verfügbare Kernkraftwerk dar. Bei seiner Entwicklung wurden neben sicherheitstechnischen insbesondere auch wirtschaftlich relevante Designparameter optimiert. Die angestrebten Daten für Verfügbarkeit und Wirkungsgrad des EPRs übertreffen gegenwärtige Leichtwasserreaktoren bei weitem. Die elektrische Netzleistung des EPRs von 1,6 GW entspricht dabei der den in dieser Arbeit untersuchten Fusionskraftwerken.[63, 64] Tabelle 4.5 fasst die technischen und wirtschaftlichen Daten des EPRs zusammen. In Anlehnung an die Vorgehensweise von Lako et al. [62] sollen in dieser Arbeit die Stromgestehungskosten von zukünftigen Spaltungskraft-

Tabelle 4.5: Technische und wirtschaftliche Daten des von Siemens und Framatome konstruierten European Pressurized water Reactors (EPR). Eigene Darstellung. Kosten gemäß Angaben bei [43] von Euro in US \$ umgerechnet. Quellen s. Tabelle.

| Technische Daten | | Quelle |
|---------------------------------|----------------------|--------|
| Netzleistung | 1590 MW _e | [43] |
| Wirkungsgrad | 37 % | [43] |
| Kraftwerksverfügbarkeit | 92 % | [64] |
| Geplante Betriebsdauer | 60 Jahre | [63] |
| Bauzeit | 48 Monate | [63] |
| Kosten / Millionen US \$ (2003) | | |
| Investitionskosten (DC+IC) | 2819 | [43] |
| Rückbaukosten K_D^n | 282 | [43] |
| Betriebs & Instandhaltung / a | 107 | [43] |

werken durch Fortschreibung der Kosten des heutigen EPRs modelliert werden. Dabei wird nur von einer geringen, stetig ablaufenden Weiterentwicklung der EPR-Technologie ausgegangen. Eine mögliche Unterschätzung der Technologiefortentwicklung wird dabei analog zu Lako et al. durch einen nur gering ansteigenden Uranpreis kompensiert. Nachfolgend werden die wirtschaftlichen Annahmen bei dieser Fortschreibung dargestellt.

4.3.1 Fortschreibung der Kraftwerkskosten

Bei der Fortschreibung der Kosten des EPRs wird aus Kontingenzgründen dieselbe Lernrate von 0,88 bei Verdoppelung der Ausbringungsmenge wie bei den Fusionskraftwerken angesetzt. Im Gegensatz zu den Fusionskraftwerken beruht der EPR zu großen Teilen auf etablierter und erprobter Technik [64]. Siemens und Framatome besitzen nach eigenen Angaben 40 Jahre Erfahrung bei Bau und Ausrüstung von Spaltungskraftwerken und haben in dieser Zeit etwa 30 % weltweit aller Kernkraftwerke gebaut [65]. Als Basis zur Modellierung der Lernkurve des EPRs wird statt der Ausbringungsmenge vereinfachend die Zeit angesetzt. Das Jahr 2005 entspricht damit der Basis von 40 Zeit-Mengeneinheiten. Tabelle 4.6 stellt die Abnahme der Kosten unter dieser Lernrate dar. In dieser späten Lernkurvenphase unterliegen fast alle Komponenten des Kraftwerks mit Ausnahme von Grundstücken, Rohstoffe, fixen Lohnkosten etc. dem Lernprozess. Dieser Aufteilung folgend wird angesetzt, dass 80 % der Investitions- und Rückbau- sowie jeweils 50 % der Betriebs- und Brennstoffzykluskosten dem Lernkurvenprozess unterliegen. Die vorhergesagte Kraftwerkslebensdauer ist mit 60 Jahren deutlich größer als bei den untersuchten Fusionskraftwerken. In Analogie zu den

Tabelle 4.6: Erwartete Kostendegression von Leichtwasserreaktoren bei Siemens und Framatome durch technologisches Lernen. Kostendegression auf 88 % bei Verdoppelung der Ausbringungsmenge. Das Jahr 2005 repräsentiert bereits eine Erfahrung von 40 Jahren. Eigene Darstellung und Berechnung.

| Jahr | 2005 | 2010 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kostendegression | 1,000 | 0,9785 | 0,8702 | 0,8526 | 0,8370 | 0,8231 | 0,8105 | 0,7991 |

Fusionskraftwerken könnte eine Abschreibungszeit von bis zu 45 Jahren angesetzt werden. Mögliche Volatilitäten bei den Kernbrennstoffen stehen dem entgegen. Daher wird die kalkulatorische Abschreibungsdauer genauso wie bei den untersuchten Fusionskraftwerken auf 30 Jahre begrenzt. Die Baufinanzierungszeit wird auf die Hälfte der Bauzeit von 4 Jahren, d.h. auf 2 Jahre angesetzt.

4.3.2 Kosten Kernbrennstoffzyklus

In Projected Costs of Generating Electricity [43] werden die Kosten für den Kernbrennstoff Uran im Bezug auf den gesamten Brennstoffzyklus, d.h. mit Aufbereitung und Entsorgung angegeben. Die geschätzten Kosten für Deutschland im Jahre 2010 liegen bei 4,78 US \$ (2003) / MW_eh. Davon entfällt etwa ein Viertel auf das rohe Uranoxid (U₂O₃) [66]. Einerseits wirken auf die Brennstoffzykluskosten die oben angesprochenen Lernkurveneffekte. Dabei fallen annahmegemäß 50 % der Brennstoffzykluskosten mit dem in Tabelle 4.6 dargestellten Faktor ab, 25 % der Kosten steigen aufgrund einer stetigen Rohstoffverknappung beim rohen Uranoxid an und 25 % bleiben unverändert. Lako et al. nehmen eine jährliche Verteuerung für das rohe Uranoxid an, die von 2,0 % in dem nächsten Jahrzehnte auf 1,0 % gegen Ende des Jahrhunderts abfällt [8]. Angaben über den genauen Abfall der Verteuerungsrate machen Lako et al. nicht. In dieser Arbeit wird eine konstante jährliche Verteuerungsrate von 1,5 % für das rohe Uranoxid angesetzt. Dies führt zu denselben Kosten gegen Ende des Jahrhunderts wie bei Lako et al.. Da bei sich verknappenden Reserven aus theoretischer Sicht mit einem Anstieg des Reservenpreises mit dem Marktzins zu rechnen ist [34], ist dies eine bewusst gering gewählte Verteuerungsrate. Tabelle 4.7 stellt die Entwicklung der Brennstoffzykluskosten dar.

4.3.3 Performancesteigerung bei den Spaltungskraftwerken

Annahmegemäß wird im Gegenzug für einen nur mäßigen Anstieg des Uranpreises auf die Einbeziehung neuer Reaktorkonzepte verzichtet. Trotzdem ist bei einer stetigen Weiterent-

Tabelle 4.7: Kosten für den Uran-Brennstoffzyklus incl. Aufbereitung und Entsorgung. Zahlenwert für das Jahr 2010 aus [43]. Fortschreibung bei Verteuerungsrate von 1,5 % pro Jahr für das rohe Uranoxid und einer Lernrate von 0,88 für 50 % der sonstigen Zykluskosten. Eigene Darstellung und Berechnung.

| Jahr | 2010 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|
| Kosten / US \$(2003)/MW _e h | 4,78 | 5,49 | 5,79 | 6,16 | 6,59 | 7,11 | 7,71 |

wicklung des EPRs mit einer Verbesserung dessen Leistungsdaten zu rechnen. Die angegebene durchschnittliche Verfügbarkeit von 92 % ist dabei schon so hoch, dass eine deutliche Steigerung dieser Zahl wenig realistisch erscheint. Beim Kraftwerkswirkungsgrad ist dies anders. Der für den EPR projektierte Wert ist zwar mit 37 % sehr hoch, hier ist aber eine stetige Verbesserung möglich. Durch den Einsatz verbesserter Werkstoffe könnte die Reaktortemperatur und damit der Kraftwerkswirkungsgrad bei sonst unverändertem Design erhöht werden. Gleichzeitig könnte auch der Eigenverbrauch des Kraftwerks sinken. In der Summe könnte dies zu einer Erhöhung der Netzleistung bis zum Ende des 21. Jahrhunderts um 20 % ohne Erhöhung der Kosten für Kraftwerk, Betrieb und Brennstoff führen. Dies entspricht einer Wirkungsgradsteigerung von ungefähr 7 %. Verglichen mit historischen Daten ist dies ein geringer Wert [67]. Tabelle 4.8 fasst diese Erhöhung der Netzleistung und die Verteilung der Kosten für das hier erstellte Modell eines Spaltungskraftwerks zusammen.

Tabelle 4.8: Wirtschaftliche Daten des in dieser Arbeit zugrunde gelegten Modells eines zukünftigen Spaltungskraftwerks. Im Gegenzug für einen nur mäßigen Anstieg beim Uranpreis wird auf die Einbeziehung neuer Reaktorkonzepte verzichtet. Alle Kosten in M US \$ (2003). Eigene Darstellung und Berechnung, Quellen für Kostenansätze s. Haupttext.

| Jahr | 2005 | 2010 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Investitionskosten (DC+IC) | 2819 | 2771 | 2526 | 2487 | 2451 | 2420 | 2392 | 2366 |
| Rückbaukosten K_D^n | 282 | 277 | 253 | 249 | 245 | 242 | 239 | 237 |
| Betrieb und Instandhaltung | 107 | 106 | 100 | 99 | 98 | 98 | 97 | 96 |
| Netzleistung / MW | 1590 | 1607 | 1741 | 1774 | 1808 | 1841 | 1875 | 1908 |

4.4 Stromgestehungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken

An dieser Stelle sollen die Stromgestehungskosten von vier Typen zukünftiger fossil befeuerten Kraftwerke abgeschätzt werden. Dabei stellen das untersuchte erdgasbetriebene GuD-Kraftwerk, das mit Steinkohle betriebene Dampfkraftwerk, das mit Braunkohle betriebene Dampfkraftwerk und das mit Steinkohlevergasung arbeitende GuD-Kraftwerk Weiterentwicklungen heutiger Kraftwerkstypen dar. Die Methoden zur Berechnung der Stromgestehungskosten entsprechen den bei den Fusions- und Spaltungskraftwerken. Bei den hier untersuchten fossil befeuerten Kraftwerken kommt einer Abschätzung der Brennstoffpreise sowie möglicher Kosten einer CO₂-Emission bzw. deren Vermeidung ein besonderes Gewicht zu. Lako et al. [62] bestimmen die Stromgestehungskosten von zukünftigen fossil befeuerten Kraftwerken bis ins Jahr 2100 indem sie die wirtschaftlichen und technischen Parameter aktueller Kraftwerke zugrunde legen und dann im Zeitverlauf die Parameter extrapolieren. Im Wesentlichen erhöhen Lako et al. bei den hier untersuchten fossil befeuerten Kraftwerken im Zeitverlauf nur die Wirkungsgrade und halten alle anderen wirtschaftlichen und technischen Parameter konstant. Dieser Vorgehensweise schließt sich auch die vorliegende Arbeit weitestgehend an. Der Anstieg des Wirkungsgrades stellt die wichtigste kraftwerksspezifische Größe für die Entwicklung der Stromgestehungskosten bei den hier untersuchten Anlagen dar. Mit einer Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades fallen ceteris paribus die Investitionskosten pro erzeugter Kilowattstunde, zusätzlich sinken auch der Brennstoffverbrauch und die spezifische pro Kilowattstunde emittierte CO₂-Menge. Bei Lako et al. verharret der technische Fortschritt bei fossil befeuerten Kraftwerken etwa auf der heute geplanten Weiterentwicklung. Faktisch bedeutet dies, dass bei Lako et al. die Kraftwerke ab ca. 2050 technisch nicht mehr besser werden. Diese Annahmen sind im Rahmen der vorliegenden Untersuchung inkonsistent. In dieser Arbeit werden durchaus optimistische Annahmen an die Technologieentwicklung für den Einsatz in Fusionskraftwerken gemacht. Beispielsweise wird die erfolgreiche Entwicklung neuer Materialien mit besonderen thermischen Eigenschaften angenommen. In einem dazu passenden Gesamtmodell müssen deshalb auch Weiterentwicklungen für andere Kraftwerkskonzepte nach 2050 zugelassen werden. Daher wird die zeitliche Entwicklung der Wirkungsgrade für jeden Kraftwerkstyp einzeln im Anschluss diskutiert. In der vorliegenden Arbeit stammen die wirtschaftlichen und technischen Parameter heute aktueller fossil befeuerter Kraftwerke aus dem deutschen Teil von [43]. Ward [36] setzt bei seinen Untersuchungen der Kosten von Fusionsstrom vergleichbare Methoden wie [43] an. Die Angaben bei [43] bilden die am Besten mit den Untersuchungen von Ward vergleichbare Datenbasis. Der allgemeinen in dieser Arbeit bestehenden Vorgehensweise folgend werden die aus [43] entnommenen Kosten mit einem zeitabhängigen Lernkurven-Kostenreduktionsfaktor

gewichtet. Dabei ist zunächst nicht klar wie dieser anzusetzen ist: Die hier angenommenen Wirkungsgradsteigerungen sind nur durch den Einsatz stetig weiterentwickelter Werkstoffe möglich. Diese Werkstoffe stellen wahrscheinlich neue Anforderungen an ihre Verarbeitung. Daher könnte es bei jeder neuen Kraftwerksgeneration zu einem eigenen Lernkurvenprozess kommen. Auf der makroskopischen Zeitskala dieser Arbeit ist nicht sicher, ob es dadurch zu einer Kostendegression kommt. Ein hoher CO₂-Zertifikatspreis könnte beispielsweise zu stark verkürzten Technologielebenszyklen bei aufeinander folgenden Kraftwerksgenerationen führen. Die Kosten für neue Kraftwerke könnten im Zeitverlauf unter Umständen sogar steigen, wenn durch höhere Wirkungsgrade bei Beachtung der CO₂-Emission insgesamt Einsparungen erzielt werden. Deutliche Kostenreduktionen sind aber auch denkbar. Bei vielen der nicht so stark beanspruchten Kraftwerkskomponenten werden sie mit Sicherheit zu beobachten sein. Wie sich dies im Gesamtbild auswirkt, bleibt unklar. Um an dieser Stelle im Gesamtkontext der vorliegenden Arbeit konsistent vorzugehen, wird angenommen, dass die Kosten bei allen hier dargestellten fossilen Kraftwerken genauso wie die bei Kernspaltungskraftwerken abfallen. Daher fallen 80 % der Investitions- und Rückbau- sowie jeweils 50 % der Betriebskosten mit dem in Tabelle 4.6 dargestelltem Faktor. Im Folgenden werden die spezifischen Besonderheiten der einzelnen Kraftwerkstypen, die Brennstoffpreise sowie die Kosten einer CO₂-Emission bzw. deren Vermeidung im Einzelnen dargestellt.

Stromgestehungskosten bei GuD-Erdgaskraftwerken

In den letzten Jahren traten mit Erdgas betriebene GuD-Kraftwerke bei Kraftwerksneubauten sehr häufig auf. Sie zeichnen sich gegenüber anderen Kraftwerken durch einen besonders hohen Wirkungsgrad und geringe Investitionskosten aus. Bedingt durch den hohen Kraftwerkswirkungsgrad und die damit verbundene Brennstoffausnutzung haben sie in einem vom CO₂-Emissionszertifikatehandel geprägten Markt einen Wettbewerbsvorteil. Der Hauptnachteil beim Betrieb von GuD-Kraftwerken liegt in der Abhängigkeit von niedrigen Erdgaspreisen. GuD-Kraftwerke erreichen von allen verbreiteten fossil befeuerten Kraftwerken die höchsten Wirkungsgrade, da sie zwei Erzeugungstechnologien kombinieren. Erdgas wird in einer Gasturbine verbrannt und die dabei freigesetzte mechanische Energie in Strom umgewandelt. Die heißen Abgase der Gasturbine erzeugen anschließend Wasserdampf, der eine Dampfturbine, die ihrerseits Strom erzeugt antreibt. Durch diesen Aufbau kann der Brennstoff besonders effizient genutzt werden. Aktuell sind bei GuD-Anlagen Gesamtwirkungsgrade von etwa 60 % möglich.[43]

Für eine weitere Verbesserung der GuD-Technologie wird insbesondere auf die nachfolgenden Punkte gesetzt:

1. Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades durch den Einsatz neuer Materialien,

Kühlungstechniken und Prozessführungskonzepte, die eine Erhöhung der Arbeitstemperatur ermöglichen [68].

2. Verbesserung der Zuverlässigkeit der GuD-Technologie [69].
3. Weiterentwicklung der Prozessführung zur Reduktion von Schadstoffemissionen, z.B. NO_x [68].
4. Kombination mit einer Vergasungsanlage zum Einsatz fester Brennstoffe [68].
5. Betrieb mit anschließender CO_2 -Abscheidung [68].

Die letzten beiden Aspekte werden später in diesem Kapitel diskutiert. Für die Bestimmung der zukünftigen Stromgestehungskosten von gasbefeuerten GuD-Kraftwerken ist besonders Punkt eins von Bedeutung. In der Arbeit von Lako et al. ist die Steigerung auf einen Wirkungsgrad von 60 % begrenzt [62]. Dieser Wert ist vermutlich zu niedrig angesetzt. Grundsätzlich ist das Verbesserungspotential für den Kraftwerkswirkungsgrad bei GuD-Kraftwerken ohne den Einsatz zusätzlicher Technologien wie z.B. Brennstoffzellen etc. stärker als bei allen anderen hier diskutierten Kraftwerken nach oben begrenzt. Einerseits ist der Wirkungsgrad bei GuD-Anlagen bereits heute sehr hoch, andererseits setzt er sich durch Addition der Beiträge aus dem Gas- und Dampfprozess zusammen. Der Beitrag aus dem Dampfprozess muss dabei mit dem Komplement des Gasturbinenwirkungsgrades gewichtet werden. Durch die resultierende Trade-Off-Beziehung lässt sich der Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerks ab einem bestimmten Punkt nur mit ganz erheblichem Aufwand erhöhen. Wo dieser Punkt genau liegt, ist unklar. Arbeiten zum europäischen ATLAS-Projekt gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2010 eine Wirkungsgradsteigerung auf 63 % erreicht wird [68]. Span schreibt, dass die Industrie bis zum Jahre 2010 Wirkungsgrade größer 64 % und bis 2020 größer 70 % anstrebe. Dabei hält Span Wirkungsgrade von mehr als 70 % nur bei der Einbeziehung zusätzlicher Technologien wie der Brennstoffzelle für realistisch. [69] In dieser Arbeit wird in Konsistenz zu den Annahmen über den technischen Fortschritt bei den anderen hier untersuchten Technologien davon ausgegangen, dass es der Industrie gelingt bei GuD-Anlagen ohne die Einbeziehung anderer Komponenten wie Brennstoffzellen bis zum Jahre 2030 einen Wirkungsgrad von 70 % zu realisieren. Danach wird bis 2050 eine weitere Steigerung um 5 % angenommen. Bis 2100 verharrt der Wirkungsgrad dann bei 75 %, da eine weitere Wirkungsgradsteigerung aus der oben angesprochenen Trade-Off-Beziehung im Verhältnis zu den Entwicklungen der anderen Technologien in dieser Arbeit unwahrscheinlich erscheint. Tabelle 4.9 stellt die in dieser Arbeit angenommene zeitliche Entwicklung des Wirkungsgrades bei GuD-Anlagen dar. Bei der Bestimmung der Stromgestehungskosten von zukünftigen GuD-Kraftwerken werden analog zum Vorgehen von Lako et al. [62] die wirtschaftlichen Parameter eines heute aktuellen GuD-Kraftwerks zugrunde gelegt. Tabelle 4.10

Tabelle 4.9: Angenommene Entwicklung des Kraftwerkswirkungsgrades in Prozent bei GuD-Kraftwerken. Eigene Darstellung, Quellen für einzelne Werte s. Haupttext.

| Jahr | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 60 | 63 | 66,5 | 70 | 72,5 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |

stellt die wirtschaftlichen und technischen Parameter dieses aus dem deutschen Teil von [43] stammenden Kraftwerks dar.

Tabelle 4.10: Technische und wirtschaftliche Daten eines aktuellen GuD-Kraftwerks. Eigene Darstellung. Kosten gemäß Angaben bei [43] von Euro in US \$ umgerechnet. Quellen s. Tabelle.

| Technische Daten | | Quelle |
|---------------------------------|----------------------|--------|
| Netzleistung | 1000 MW _e | [43] |
| Wirkungsgrad | 60 % | [43] |
| Kraftwerksverfügbarkeit | 90 % | [68] |
| Geplante Betriebsdauer | 25 Jahre | [68] |
| Kalkulatorische Abschreibung | 12 Jahre | [32] |
| Bauzeit | 3 Jahre | [68] |
| Baufinanzierungszeit | 1,5 Jahre | [43] |
| Kosten / Millionen US \$ (2003) | | |
| Investitionskosten (DC+IC) | 503 | [43] |
| Rückbaukosten K_D^n | 18 | [43] |
| Betrieb & Instandhaltung / a | 36 | [43] |

Stromgestehungskosten bei Kohlekraftwerken

Gegenwärtig wird etwa die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms mit Stein- und Braunkohlekraftwerken erzeugt. Dabei stellen Stein- und Braunkohle die fossilen Energieträger dar, die in der Zukunft am weitesten verfügbar sein werden [70]. Wie bei allen fossilen Energieträgern fällt bei der Verstromung von Stein- und Braunkohle CO₂ an. Die Vermeidung von CO₂-Emissionen prägt dabei die Richtung der aktuellen Forschungsanstrengungen für moderne Kohlekraftwerke. Hier gibt es zwei Ansätze [67]:

1. Maßnahmen zur Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades: Bei einem verbesserten Kraftwerkswirkungsgrad erhöht sich die bei Verbrennung einer festen Menge Kohle

erzeugte Strommenge. Dies senkt einerseits den CO₂-Anfall, andererseits kann eine Verbesserung des Kraftwerkswirkungsgrades auch zur Senkung der Stromgestehungskosten beitragen.

2. Kohlendioxidabscheidung: Kohlekraftwerke werden so ausgelegt, dass eine besonders effiziente CO₂-Abtrennung ermöglicht wird. Die damit verbundenen Kosten werden weiter unten dargestellt.

An dieser Stelle werden drei Kraftwerkskonzepte diskutiert: ein konventionelles steinkohlebefeuertes Dampfkraftwerk, ein konventionelles braunkohlebefeuertes Dampfkraftwerk sowie ein Kombikraftwerk mit Steinkohlevergasung. Letzteres Kraftwerk ist besonders gut für die CO₂-Abtrennung geeignet. Analog zu der Vorgehensweise von Lako et al. werden die Stromgestehungskosten zukünftiger Kraftwerke durch Zukunftsprojektion der ökonomischen und technischen Parameter heutiger Kraftwerke bestimmt [62]. Tabelle 4.11 stellt die in dieser Arbeit zugrunde gelegten Daten aus dem deutschen Teil von [43] für ein aktuelles steinkohlebefeuertes Dampfkraftwerk mit Wirbelschichtverbrennung, ein aktuelles braunkohlebefeuertes Dampfkraftwerk mit Wirbelschichtverbrennung und Wirbelschichttrocknung sowie ein aktuelles Kombikraftwerk mit Steinkohlevergasung (IGCC) dar.

Tabelle 4.11: Technische und wirtschaftliche Daten von aktuellen Stein- und Braunkohlekraftwerken. Eigene Darstellung. Kosten gemäß Angaben bei [43] von Euro in US \$ umgerechnet. Quellen s. Tabelle.

| Technische Daten | Dampfkraftwerke | | IGCC | Quelle |
|---------------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|--------------|
| | Steinkohle | Braunkohle | Steinkohle | |
| Primärenergieträger | | | | |
| Netzleistung | 800 MW _e | 1050 MW _e | 450MW _e | [43] |
| Wirkungsgrad | 46 % | 45 % | 51 % | [43] |
| Kraftwerksverfügbarkeit | 95 % | 95 % | 75 % | [62, 68, 71] |
| Geplante Betriebsdauer | 40 Jahre | 40 Jahre | 25 Jahre | [32, 68] |
| Kalkulatorische Abschreibung | 20 Jahre | 20 Jahre | 12 Jahre | [32] |
| Bauzeit | 3 Jahre | 3 Jahre | 3 Jahre | [43, 68] |
| Baufinanzierungszeit | 2 Jahre | 2 Jahre | 1,5 Jahre | [43] |
| Kosten / Millionen US \$ (2003) | | | | |
| Investitionskosten (DC+IC) | 750 | 1381 | 618 | [43] |
| Rückbaukosten K_D^n | 32 | 39 | 27 | [43] |
| Betrieb & Instandhaltung / a | 54 | 53 | 40 | [43] |

Steinkohledampfkraftwerk Beim Steinkohledampfkraftwerk wird durch Verbrennung von Steinkohle über einen Dampfprozess Strom erzeugt. Typische Wirkungsgrade von neu errichteten Steinkohlekraftwerken liegen bei bis zu 47 %. Der Wirkungsgrad steigt bei Erhöhung der Maximaltemperatur des Dampfprozesses an. Bei modernen Dampfkraftwerken liegt dieser Zustand bereits oberhalb des kritischen Punktes. Eine weitere Erhöhung der Temperatur und damit des Kraftwerkswirkungsgrades ist nur über den Einsatz neuer Materialien möglich. Als weitere Herausforderung, die einer Erhöhung der Temperatur und damit des Kraftwerkswirkungsgrades entgegensteht gilt die Beschränkung von Stickoxidemissionen. Mit Erhöhung der Verbrennungstemperatur steigt ihre Bildung an. Heutzutage stellt die Wirbelschichtverbrennung eine effektive Methode dar, um Stickoxidemissionen zu begrenzen. Zusätzlich kann eine begrenzte Erhöhung des Wirkungsgrades durch eine immer bessere Annäherung der Kraftwerksprozesse an den Carnotprozess etwa durch vielfache Zwischenüberhitzung und Speisewasservorwärmung erfolgen. Bei kontinuierlichem F&E Aufwand ist eine Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades auf bis zu 65 % möglich.[67]

Bei Lako et al. [62] wird von einer Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades auf 50 % bis zum Jahre 2030 bei anschließender Stagnation bis 2100 ausgegangen. Ziel des aktuellen dänischen Kraftwerksentwicklungsprojektes AD 700 hingegen soll es sein, bereits bis zum Jahre 2013 die technologischen Voraussetzungen für ein Kohledampfkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von bis zu 55 % zu schaffen [72]. Abweichend zu Lako et al. wird in dieser Arbeit deshalb davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2020 bereits Wirkungsgrade von 55 % möglich sein werden. Darüber hinaus wird ab dem Jahr 2020 eine Wirkungsgradsteigerung von 1,5 % pro Dekade bis 2100 angenommen. Diese Annahme führt im Jahr 2100 zu einem Wirkungsgrad von 67 %. Dieser Wert entspricht mit nur 2 % Abweichung der langfristigen Abschätzung bei Schilling [67]. Tabelle 4.12 stellt die in dieser Arbeit angenommen Entwicklung der Wirkungsgrade dar.

Braunkohledampfkraftwerk Braunkohledampfkraftwerke sind aus technischer Sicht Steinkohledampfkraftwerken sehr ähnlich. Dabei fallen die Wirkungsgrade von Braunkohledampfkraftwerken in der Regel etwas niedriger aus als bei Steinkohledampfkraftwerken. Dies liegt einerseits an der Tatsache, dass Braunkohle einen höheren Wassergehalt als Steinkohle aufweist, d.h. die für die Trocknung aufgewandte Energie geht den Braunkohlekraftwerken verloren. Andererseits fallen bei der Verbrennung von Braunkohle deutlich höhere Volumenströme als bei Steinkohle an, die im Vergleich zu zusätzlichen Verlusten führen. Aktuelle Braunkohledampfkraftwerke setzen genauso wie moderne Steinkohlekraftwerke auf Wirbelschichtbefeuerung. Alle oben genannten Konzepte für eine technische Weiterentwicklung von Steinkohledampfkraftwerken gelten auch für Braunkohledampfkraftwerke. Zusätzlich bieten die Besonderheiten bei der Verbrennung von Braunkohle weitere Optimierungsansätze. Ak-

tuelle Forschungsprogramme setzen dabei auf eine Wirbelschichttrocknung der Braunkohle mit exergiearmer Abwärme anstatt mit Rauchgas.[67]

Der gegenwärtige Wirkungsgrad bei Dampfkraftwerken liegt zur Zeit bei etwas 43 % (BoA-Technologie) [73]. Diesen Wert setzen auch Lako et al. [62] an. Bis zum Jahr 2010 wird der Wirkungsgrad wahrscheinlich durch den Einsatz der Wirbelschichttrocknung (BoAplus-Technologie) auf 47 % ansteigen [74, 75] (Lako et al. 46 %). Bis zum Jahre 2030 gehen Lako et al. von einer Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades auf 49 % bei anschließender Stagnation bis 2100 aus. RWE rechnet damit bis zum Jahre 2020 durch weitere Verbesserung der BoA-Technologie Wirkungsgrade von 50 % zu erreichen [76]. Langfristig geht RWE davon aus, dass Wirkungsgrade deutlich über 50 % möglich sein werden [71]. In dieser Arbeit wird ein Wirkungsgrad von 50 % bei Braunkohlekraftwerken im Jahr 2020 und eine Wirkungsgradsteigerung von 1,0 % pro Dekade bis 2100 angenommen. Diese Annahme führt im Jahr 2100 zu einem Wirkungsgrad von 58 %. Die gegenüber der Steinkohle niedrigeren Zuwachsraten sollen der Tatsache Rechnung tragen, dass die Verstromung der Braunkohle gegenüber der Steinkohle durch höhere Volumenströme und Wasseranteile benachteiligt ist. Tabelle 4.12 fasst die in dieser Arbeit angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade bei Dampfkraftwerken zusammen.

Tabelle 4.12: Angenommene Entwicklung der Kraftwerkswirkungsgrade bei Stein- (SK) und Braunkohledampfkraftwerken (BK). Eigene Darstellung. Quellen für einzelne Werte s. Haupttext.

| Jahr | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| SK / % | 46,0 | 48,0 | 55,0 | 56,5 | 58,0 | 59,5 | 61,0 | 62,5 | 64,0 | 65,5 | 67,0 |
| BK / % | 43,0 | 47,0 | 50,0 | 51,0 | 52,0 | 53,0 | 54,0 | 55,0 | 56,0 | 57,0 | 58,0 |

GuD-Kraftwerk mit integrierter Steinkohlevergasung Die Idee, Kohle durch Vergasungsreaktion in einen besser einsetzbaren Energieträger zu verwandeln, ist nicht neu. Bereits Anfang des 20. Jahrhunderts war der Einsatz von so gewonnenem Stadtgas sehr verbreitet. Anfang der 90er Jahre des 20. Jahrhunderts wurden mit staatlicher Unterstützung die ersten kommerziellen GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC) gebaut. Ziel bei der Kombination von GuD-Kraftwerk mit Kohlevergasung ist es den preiswerten und gut verfügbaren Energieträger Kohle in einem Kraftwerk mit sehr hohem Wirkungsgrad zu nutzen. Ein Einsatz von fester Kohle ist im Gasturbinenprozess nicht möglich. Durch den vorgeschalteten Vergasungsprozess haben GuD-Kraftwerke gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken bei vielen Emissionsarten günstigere Werte und eignen sich besonders gut zur anschließenden CO₂-Abscheidung. Ein

entsprechendes Kraftwerk besteht aus vier Einzelbausteinen: einer Einheit zur Lufttrennung, einer Vergasungsanlage, einer Einheit zur Reinigung des Synthesegases und dem eigentlichen GuD-Kraftwerk. Die Technologien dieser Einzelkomponenten werden schon relativ lange in unterschiedlichen Industriezweigen eingesetzt, ihre Kombination in einem Kraftwerk ist jedoch verhältnismäßig neu.[77]

Gegenwärtig stellt insbesondere die mangelnde zeitliche Verfügbarkeit von GuD-Kraftwerken mit integrierter Vergasung aus wirtschaftlicher Sicht ein Investitionshindernis dar. Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprogramme zielen insbesondere darauf ab, die Funktion der oben genannten Einzelkomponenten besser aufeinander abzustimmen und die Einheit zur Lufttrennung durch den Einsatz neuer Membranmaterialien zu verbessern. Dies soll langfristig die Performance von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung an die von erdgasbetriebenen GuD-Anlagen angleichen. Beim GuD-Teil können hier die Erfahrungen aus erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken voll genutzt werden. [69]

Heute liegt die Verfügbarkeit von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung bei 75 % [62]. Langfristig gibt es keinen Grund anzunehmen, warum sie nicht die Verfügbarkeit von erdgasbetriebenen GuD-Anlagen von 90 % erreichen sollte. In dieser Arbeit wird angenommen, dass dies linear bis zum Jahr 2020 geschieht. Lako et al. gehen in ihrer Arbeit davon aus, dass der Kraftwerkswirkungsgrad von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung bis zum Jahre 2100 nicht größer als 52 % wird [43]. Diese Abschätzung ist im Rahmen dieser Arbeit als zu konservativ anzusehen. Aktuelle Wirkungsgrade von neu zu errichtenden GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung liegen bei 51 % [43]. Span geht davon aus, dass die Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung beim Einsatz von Kryotechnik zur Lufttrennung 8 % bis 10 % geringer ausfallen als die von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken. Dieser Wert ließe sich auf weniger als 5 % durch den Einsatz ab 2020 verfügbarer Membrantechnologie senken [69]. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Wirkungsgrad bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung bis zum Jahre 2020 um 9 % geringer ausfällt als der in Tabelle 4.9 angesetzte Wert von erdgasbefeuerten Anlagen. Ab 2030 stehen dann zu gleichen Kosten Membrantechnologien zur Verfügung, die die Differenz auf 5 % schrumpfen lassen. Ab 2050 beträgt die Differenz durch weiteren technischen Fortschritt nur noch 3 %. Tabelle 4.13 stellt die hier angenommene Entwicklung der Kraftwerksverfügbarkeit und des Wirkungsgrades von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung dar.

Brennstoffkosten

Bei den Brennstoffkosten muss zwischen Braun- und Steinkohle sowie Erdgas unterschieden werden. Braunkohle wird aufgrund des geringen Heizwertes lokal abgebaut, d.h. hier entscheiden die Kosten vor Ort. Steinkohle und Erdgas hingegen werden international gehandelt. Bei

Tabelle 4.13: Angenommene Entwicklung der Kraftwerkswirkungsgrade in Prozent bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung. Eigene Darstellung. Quellen für einzelne Werte s. Haupttext.

| Jahr | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Verfügbarkeit | 75 | 80 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Wirkungsgrad | 51 | 54 | 57,5 | 65 | 67,5 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |

[43] sind die Kosten für Braunkohle in Deutschland bis zum Jahre 2050 prognostiziert. Sie steigen linear an. Tabelle 4.14 stellt die in dieser Arbeit zugrunde gelegte Entwicklung der Braunkohlekosten dar. Die Werte schließen die Kosten für die Lieferung zum Kraftwerk mit ein. Die Werte für die Jahre 2060 bis 2100 wurden durch lineare Fortschreibung der Daten von 2010 bis 2050 aus [43] bestimmt.

Die Kosten für Steinkohle wurden analog zu der Vorgehensweise bei der Braunkohle er-

Tabelle 4.14: Kosten für Braunkohle in Deutschland inklusive Transport in US \$ (2003) / GJ. Werte für 2010 bis 2050 aus [43], danach lineare Fortschreibung. Kosten gemäß Angaben bei [43] von Euro in US \$ umgerechnet. Eigene Darstellung und Berechnung.

| Jahr | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1,14 | 1,37 | 1,60 | 1,72 | 1,94 | 2,14 | 2,33 | 2,53 | 2,72 | 2,92 |

mittelt und in Tabelle 4.14 dargestellt. Da Steinkohle gehandelt wird, wurden nicht nur die deutschen sondern alle europäischen Kostenprognosen aus [43] mit in die Betrachtung einbezogen. Als Szenarien für die mögliche Kostenentwicklung dienen der minimale und der maximale Wert in Europa. Die minimalen Werte lagen durchgängig bei der Prognose von Frankreich, die maximalen Werte durchgängig bei der Slowakischen Republik. Die Werte für Deutschland liegen im oberen Bereich der Prognosen etwas unterhalb der Werte der Slowakischen Republik. Die Spannweite der Angaben bildet unter anderem auch Transportkosten mit ab. Da heute die Lieferwege für Steinkohle in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts nicht genau bekannt sind, kann dieser Effekt Teil des Kostenszenarios bleiben. Tabelle 4.15 stellt die in dieser Arbeit zugrunde gelegte Entwicklung der Steinkohlekosten dar.

Die zukünftige Entwicklung bei den Erdgaspreisen ist im Vergleich zu den Kohlepreisen von großen Unsicherheiten geprägt. Gegenwärtig beträgt die statische Reichweite von Erdgas, d.h. die Zeit bis die gegenwärtigen Reserven beim gegenwärtigen Verbrauch aufgezehrt wären, gut 60 Jahre. Die statische Reichweite von Kohle ist im Vergleich hierzu mehr als

Tabelle 4.15: Kosten für Steinkohle in Europa inklusive Transport in US \$ (2003) / GJ. Werte für 2010 bis 2050 aus [43], danach lineare Fortschreibung. Angegeben sind der minimale (Frankreich) und der maximale Wert (Slowakische Republik). Eigene Darstellung und Berechnung.

| Jahr | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 | 2060 | 2070 | 2080 | 2090 | 2100 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Max | 2,13 | 2,35 | 2,60 | 2,90 | 3,17 | 3,42 | 3,68 | 3,95 | 4,21 | 4,47 |
| Min | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 1,70 |

drei Mal so groß. Die Erdgasressourcen und nichtkonventionelle Vorkommen würden für eine deutlich längere Versorgung ausreichen. [70] Wie lange Erdgas tatsächlich genutzt werden kann und wie sich damit auch sein Marktpreis verändert, hängt von vielen Faktoren ab. So führen technischer Fortschritt bei der Förderung, steigende Preise und Explorationsbemühungen der Energiekonzerne zu einer Ausweitung der Reservenbasis und damit der Reichweite. Eine steigende Nachfrage und Förderung setzen sie hingegen herab. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht davon aus, dass insbesondere aufgrund des technischen Fortschritts selbst bei einem steigenden Bedarf die Erdgasnachfrage über die Mitte des 21. Jahrhunderts hinaus gedeckt werden kann [70]. Erdgas ist ein sehr hochwertiger Energieträger, der potentiell in sehr vielen Energiesystemen einsetzbar ist und dort andere Energieträger ersetzen kann. Erdgas wird heute beispielsweise bereits im Verkehrssektor, beim Hausbrand und zur Verstromung mit speziellen Brennstoffzellen eingesetzt. Unter den Ausgangsbedingungen von eingeschränkten CO₂-Emissionen ist Erdgas ein vergleichsweise günstiger Energieträger (s. Tabelle 4.16). Die daraus resultierende potentiell breite Nachfragebasis in Verbindung mit den zuvor erläuterten Unsicherheiten beim Erdgasangebot erschwert eine langfristige Prognose der Erdgaspreise erheblich. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass heutzutage die Erdgaspreise meist an die Rohölpreise gekoppelt sind. Ob diese Kopplung langfristig erhalten bleibt, ist unklar. Betrachtet man die historische Entwicklung der Erdgaspreise in den letzten 15 Jahren, stellt man eine erhebliche Volatilität in Verbindung mit einem drastischen Anstieg in den vergangenen 5 Jahren fest [78]. Bei [43] wird in den meisten europäischen Ländern von einem Gaspreis frei Kraftwerkszaun ausgegangen, der bis Mitte des Jahrhunderts nur leicht ansteigt. Die dabei angesetzten Preise liegen erheblich unter den aktuellen Börsenpreisen von 2005 [78]. Aufgrund der großen Unsicherheiten bei der Entwicklung der zukünftigen Gaspreise werden in dieser Arbeit vier diskrete temporär fixe Szenarien für den Gaspreis frei Kraftwerkszaun angenommen: 4, 8, 16 und 20 US \$ (2003) pro GJ.

Kosten für CO₂-Emission und Abscheidung

Für die Bestimmung der zukünftigen Stromgestehungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken spielt die Beachtung der CO₂-Emissionen eine wesentliche Rolle. Einerseits fällt für die Freisetzung von CO₂ bei einem in der Zukunft bestehenden Emissionszertifikatehandel ein entsprechender Aufschlag auf die Stromgestehungskosten an. Auf der anderen Seite gibt es die Möglichkeit, durch die Nutzung von CO₂-Abscheidungstechniken die Freisetzung von CO₂ an die Atmosphäre zu verhindern. Der hierfür anfallende Aufwand erhöht seinerseits die Stromgestehungskosten. Sollte der breite Einsatz von CO₂-Abscheidungstechniken in der Zukunft allgemeine gesellschaftliche Anerkennung finden, begrenzen die Kosten hierfür langfristig den CO₂-Emissionszertifikatspreis nach oben. Im Folgenden wird zuerst die CO₂-Abscheidung diskutiert und dann im Anschluss fünf Szenarien für die Höhe des CO₂-Emissionszertifikatspreises entwickelt. Die dabei auftretenden Preise sollen in dieser Arbeit gleichzeitig die Kosten für Emissionszertifikate als auch den Einsatz von Abscheidungstechniken abbilden.

Alle im Englischen als Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) bekannten Techniken beruhen auf dem Prinzip, das bei der Verbrennung von fossilen Rohstoffen anfallende CO₂ abzutrennen und dauerhaft von der Atmosphäre getrennt zu lagern. Technisch und auch wirtschaftlich gliedert sich der Prozess in drei Teilschritte: Die Abscheidung und Verdichtung, den Transport und die Speicherung von CO₂. In fossilen Kraftwerken kann die CO₂-Abscheidung nach und vor der Verbrennung erfolgen. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit einer Verbrennung mit reinem Sauerstoff, so dass die Abgase im Wesentlichen aus reinem CO₂ bestehen. Für alle diese Verfahren bestehen gegenwärtig zwar nicht in der Kraftwerkstechnik aber in der chemischen Industrie vergleichbare großtechnisch etablierte Prozesse, die entsprechend anpassbar sind. Der Transport des aufgefangenen Kohlenstoffdioxids kann über Pipelines oder in verflüssigter Form per Schiff erfolgen. Für beide Methoden sind die Technologien vorhanden. Der Faktor mit der größten Unsicherheit beim CO₂-Abscheidungskonzept ist die dauerhafte sichere Speicherung. Hierfür bieten sich insbesondere die Speicherung in geologischen Formationen z.B. in stillgelegten Öl- und Gasfeldern und im Meer an. Dabei stellen sich zwei Fragen: 1. Wie können Leckagen verhindert und dauerhaft sichergestellt werden, dass das CO₂ am ausgewählten Speicherort verbleibt? 2. Welche langfristigen Auswirkungen hat die Speicherung des CO₂ auf die Umwelt des Speicherortes? Beide Fragen sind bis heute ungelöst. Obgleich das akute Gefährdungspotential von CO₂ im Gegensatz zu radioaktiven Abfällen der Kernspaltung viel geringer ist, verändern die großen Mengen an potentiell einzulagerndem CO₂ diese Bewertung. Bis die zuvor gestellten Fragen hinreichend beantwortet werden, ist eine Bewertung der CO₂-Abscheidung nicht möglich.[79, 80]

Die Kosten der CO₂-Abscheidung unterliegen einerseits den oben erläuterten Unsicherheitsfaktoren, andererseits hängen sie stark von den jeweiligen technologischen Rahmenbedin-

gungen ab. So bestimmen die gewählte Kraftwerkstechnologie, die Länge der Transportstrecke zur Speicheranlage und die Art der Speicherung maßgeblich die Kosten der CO₂-Abscheidung. Da durch die CO₂-Abscheidung der Kraftwerkseigenverbrauch teilweise erheblich erhöht wird, bestimmen auch die aktuellen Brennstoffpreise die Kosten der CO₂-Abscheidung. In der Literatur werden für die CO₂-Abscheidung bei den in dieser Arbeit untersuchten Kraftwerken Kosten zwischen 50 und 80 US \$ (2000) pro Tonne vermiedenes CO₂ vorhergesagt. [81–83]

In dieser Arbeit werden für das bei der Verfeuerung von fossilen Energieträgern anfallende CO₂ sechs Preisszenarien angesetzt: 0, 20, 40, 60, 80 und 100 US \$ (2003) pro Tonne CO₂. Diese sollen gleichermaßen die Kosten für Emissionszertifikate als auch den Einsatz von Abscheidungstechniken bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern abdecken. Andere Quellen für CO₂-Emissionen, beispielsweise bei der Errichtung und dem Rückbau von Kraftwerken werden nicht betrachtet. Mit den in Tabelle 4.16 dargestellten spezifischen Emissionsfaktoren werden für alle Kraftwerke die emittierten CO₂-Mengen und Preise bestimmt.

Tabelle 4.16: Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern. Eigene Darstellung, Quelle [84].

| Energieträger | Emitierte CO ₂ -Menge in t/TJ |
|---------------|--|
| Braunkohle | 111 |
| Steinkohle | 93 |
| Erdgas | 56 |

Kapitel 5

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Stromgestehungskosten der in dieser Arbeit untersuchten Kernfusionskraftwerke und der mit ihnen im Wettbewerb stehenden Technologien dargestellt und verglichen. Dabei wird angenommen, dass ein Investor in den Bau eines Kernfusionskraftwerks investieren wird, wenn das Fusionskraftwerk unter den jeweiligen Marktbedingungen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme die geringsten Stromgestehungskosten aufweist oder seine Kosten die des Kraftwerks mit den geringsten Stromgestehungskosten um nicht mehr als 5 % überschreiten. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass sich der Investor für das Kraftwerk mit den geringsten Stromgestehungskosten entscheiden wird. Verschiedene nachgelagerte Entscheidungsregeln sowie Informationsdefizite können jedoch dazu führen, dass auch Kraftwerke mit etwas (hier 5 %) höheren Stromgestehungskosten gebaut werden. An dieser Stelle müssten eigentlich nicht nur die Stromgestehungskosten bei Inbetriebnahme, sondern während des ganzen Verlaufs des Abschreibungszeitraums betrachtet werden. Nach der in dieser Arbeit gewählten Berechnungsmethode verändern sich die Stromgestehungskosten bei Preisänderungen von Brennstoffen oder CO₂-Zertifikaten. Jedoch haben bei entsprechender Berücksichtigung von Zinseffekten Preisänderungen am Anfang des Abschreibungszeitraums den größten Einfluss auf die Investitionsentscheidung. Die in den vorherigen Kapiteln angesetzten Anstiege der Brennstoffpreise beschreiben einen langfristigen Trend. Zur Beschreibung der Preisentwicklung über kurze bis mittelfristige Zeiträume sind sie nicht geeignet. Es gibt keine Möglichkeit heute Aussagen darüber zu treffen, wie sich die Preise in Zeiträumen in der Größenordnung eines Jahrzehnts in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts verhalten werden. An dieser Stelle wird angenommen, dass die Spannbreite der zuvor dargestellten Preisszenarien den Effekt einer Veränderung der Brennstoffpreise während der Abschreibungszeit bereits mit abdeckt.

Nachfolgend werden zuerst die Stromgestehungskosten der einzelnen Kraftwerkstechnologien diskutiert, anschließend wird ermittelt, unter welchen Rahmenbedingungen ein Investor sich

für den Bau eines Fusionskraftwerkes entscheiden wird. Die eigentliche Diskussion der Ergebnisse erfolgt im anschließenden Kapitel.

5.1 Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien

Fusionskraftwerke

Abbildung 5.1 stellt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten für PPCS-A bis PPCS-D in Abhängigkeit von den unterschiedlichen WACC-Szenarien dar. Für jeden Fall ist die Aufteilung der Kosten in die einer Jahresperiode zuzurechnenden periodisch anfallenden Kosten K_A , die Kapitalkosten K_C und der Rückbaurückstellung K_D dargestellt. Es fällt auf, dass die Rückbaurückstellungen, obgleich die eigentlichen Kosten hierfür mit 10 % der Baukosten des Kraftwerks angesetzt sind, so gut wie überhaupt nicht zu den Stromgestehungskosten beitragen. Der Grund hierfür liegt an der Tatsache, dass die Kosten erst nach Betriebsende anfallen und entsprechend abgezinst werden müssen. Bei dem niedrigsten WACC-Szenario mit 4,9 % können sie noch gut als Kostenbestandteile am oberen Ende der Stromgestehungskosten-Säule identifiziert werden. Bei größeren Zinssätzen sind sie durch stärkere Auswirkung des Zinseffektes kaum noch zu erkennen. Mit Ansteigen des Zinssatzes steigen die Stromgestehungskosten erwartungsgemäß an. Beim Übergang von einem Zinssatz von 4,9 % auf 10,9 %, also gut einer Verdoppelung, steigen die Stromgestehungskosten um etwa 70 % an. D.h. die Kapitalkosten dominieren die Stromgestehungskosten von Fusionskraftwerken. Die periodischen Kosten, die sich im Wesentlichen aus den Kosten für Austauschteile sowie Instandhaltung und Betriebskosten zusammensetzen, liegen hingegen stets zwischen 1,7 und 3,0 ct/kWh.

Bei Betrachtung der Stromgestehungskosten für die unterschiedlichen Designs fällt auf, dass die Kosten bei PPCS-B höher ausfallen als bei PPCS-A. Dies scheint paradox, da PPCS-B höhere Anforderungen an die technologische Zukunftsentwicklung setzt als PPCS-A. Tatsächlich sind die reinen Kosten bei PPCS-B auch geringer als bei PPCS-A, jedoch stellte sich gegen Endes des PPCS-Programms heraus, dass PPCS-B einen deutlich höheren Kraftwerkseigenverbrauch aufweist als ursprünglich geplant. Dies führt dazu, dass PPCS-B eine Netzleistung von 1,33 GW im Gegensatz zu PPCS-A mit 1,55 GW liefert und daher höhere Stromgestehungskosten erzeugt. In einer auf das vergangene PPCS-Programm folgenden Studie könnten die Kraftwerksdesigns erneut optimiert werden, und dann würden wahrscheinlich die Stromgestehungskosten von Typ A über B und C bis D abfallen. Ward rechnet in seinem Teil der PPCS- Studie mit einer ursprünglich für alle Kraftwerke an-

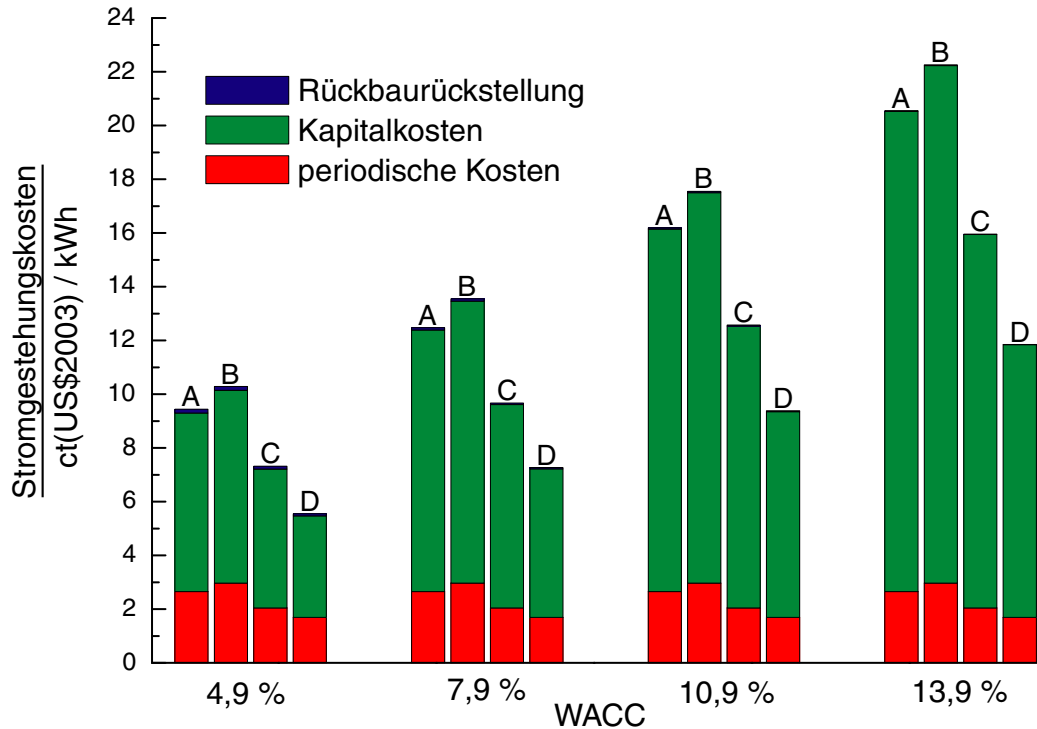


Abbildung 5.1: Stromgestehungskosten von 10th-of-a-kind Fusionskraftwerken PPCS-A bis PPCS-D bei unterschiedlichen WACC-Szenarien. Mit Ansteigen des Zinssatzes steigen die Stromgestehungskosten. Die Rückbaurückstellungen tragen so gut wie überhaupt nicht zu den Stromgestehungskosten bei. Bei PPCS-B fallen die Stromgestehungskosten höher als bei PPCS-A aus, da PPCS-B einen höheren Kraftwerkseigenverbrauch aufweist. Eigene Darstellung und Berechnung, Daten aus dem PPCS-Projekt [36].

gesetzten Netzleistung von 1,5 GW. Dies führt zu entsprechenden Unterschieden bei den Stromgestehungskosten.[7, 36]

Spaltungskraftwerke

Abbildung 5.2 stellt die Stromgestehungskosten von zukünftigen Spaltungskraftwerken für die unterschiedlichen WACC-Szenarien im Zeitverlauf dar. Der technische Fortschritt in Verbindung mit Lernkurveneffekten sorgt dafür, dass die Stromgestehungskosten trotz steigender Uranpreise im Zeitverlauf leicht abfallen. Erwartungsgemäß steigen mit ansteigenden Zinsen auch die Stromgestehungskosten. Wie bei den Fusionskraftwerken dominieren auch bei den Spaltungskraftwerken die Kapitalkosten die Stromgestehungskosten. Allerdings fällt die Abhängigkeit weniger stark aus. Beim Übergang von einem Zinssatz von 4,9 % auf 10,9

% steigen die Stromgestehungskosten nur um ca. 50 % an. Insgesamt fallen die Stromgestehungskosten bei Spaltungskraftwerken deutlich niedriger als bei Fusionskraftwerken aus.

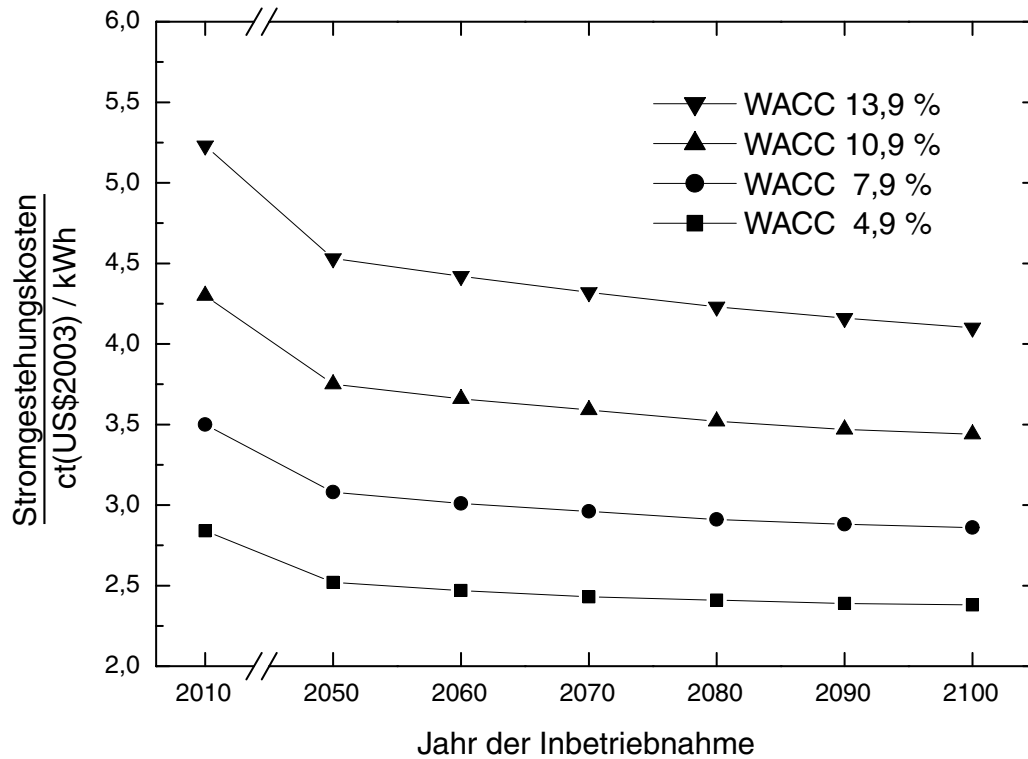


Abbildung 5.2: Stromgestehungskosten von zukünftigen Spaltungskraftwerken bei unterschiedlichen WACC-Szenarien. Technischer Fortschritt und Lernkurveneffekte lassen die Stromgestehungskosten im Zeitverlauf abfallen. Mit Ansteigen des Zinssatzes steigen auch die Stromgestehungskosten. Eigene Darstellung und Berechnung, Berechnungsgrundlagen s. Haupttext.

Fossil befeuerte Kraftwerke

Bei der Diskussion der Stromgestehungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken werden zuerst Kohle- und anschließend Erdgaskraftwerke behandelt. Die Darstellung erfolgt dabei ohne Berücksichtigung von CO₂-Emissionsrestriktionen. Im Anschluss wird der Einfluss verschiedener CO₂-Zertifikatspreise diskutiert.

Abbildung 5.3 stellt den zeitlichen Verlauf der Stromgestehungskosten der in dieser Studie

untersuchten Kohlekraftwerke dar. Exemplarisch wurden die WACC-Szenarien von 4,9 % und 10,9 % ausgewählt. Bei Steinkohle werden die Stromgestehungskosten für die zwei in

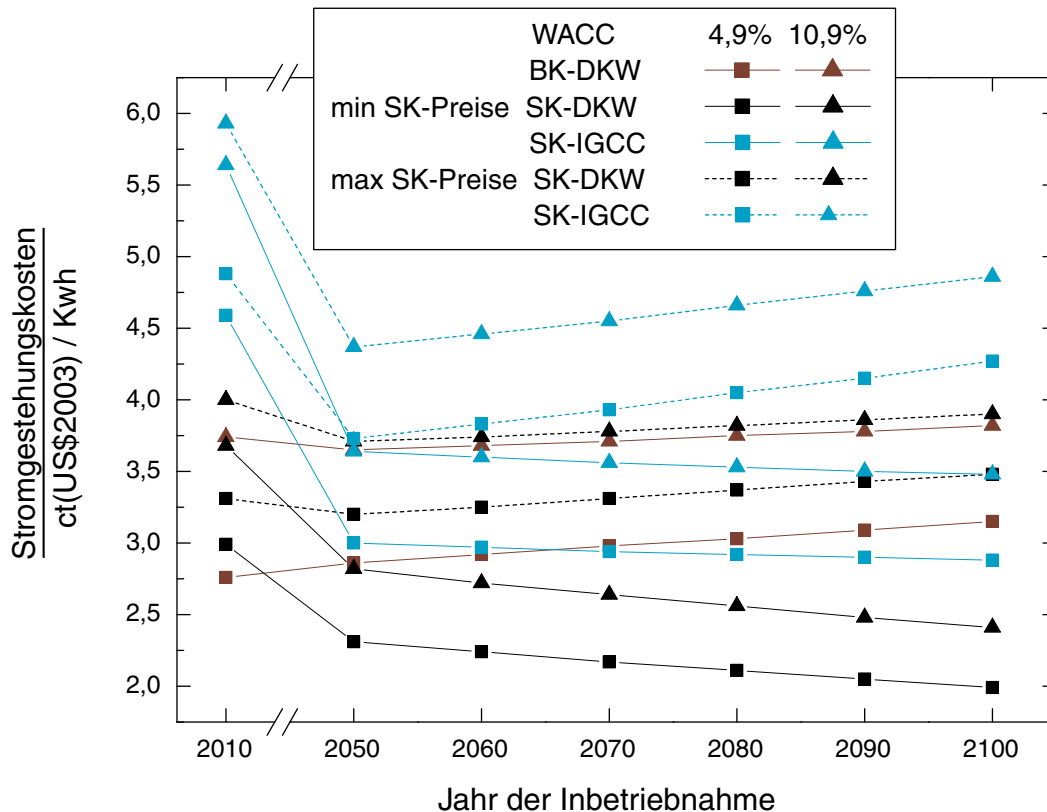


Abbildung 5.3: Stromgestehungskosten von kohlebefeierten Kraftwerken bei WACC von 4,9 % und 10,9 %. Bei Braunkohle (BK) wird ein, bei Steinkohle (SK) werden zwei Preis-Szenarien (min / max) dargestellt. Bei Braunkohledampfkraftwerken (BK-DKW) verändern sich die Stromgestehungskosten gegenüber heute aktuellen Kraftwerken kaum. Bei Steinkohledampfkraftwerken (SK-DKW) und GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung (SK-IGCC) hängt die Kostenentwicklung wesentlich vom gewählten Steinkohlepreis-Szenario ab. Eigene Darstellung und Berechnung. Berechnungsgrundlagen s. Haupttext.

der vorliegenden Arbeit festgelegten Preis-Szenarien dargestellt. Bei Braunkohledampfkraftwerken (BK-DKW) ist gut zu erkennen, dass die Stromgestehungskosten sich gegenüber heute aktuellen Kraftwerken nur wenig verändern. Im Modell dieser Arbeit kompensieren die Wirkungsgradsteigerungen bei Braunkohledampfkraftwerken weitestgehend die steigenden Braunkohlepreise. Bei den steinkohlebefeierten Kraftwerken hängt die Kostenentwicklung wesentlich von dem gewählten Steinkohlepreis-Szenario ab. Wird die als Minimum in Tabelle 4.15 dargestellte Entwicklung der Steinkohlepreise zugrunde gelegt, fallen die Stromgestehungskosten bei Steinkohledampfkraftwerken (SK-DKW) und GuD-Kraftwerken mit in-

tegrierter Steinkohlevergasung (SK-IGCC) bedingt durch den technischen Fortschritt stetig ab. Wird hingegen die als Maximum bezeichnete Entwicklung der Steinkohlepreise angesetzt, fallen die Stromgestehungskosten zwar bis 2050 ab, steigen dann aber in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhundert wieder an. Die Investitionskosten haben einen viel geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken als auf Spaltungs- und Fusionskraftwerke. Beim Übergang von einem Zinssatz von 4,9 % auf 10,9 % steigen die Stromgestehungskosten in den Jahren 2050 bis 2100 der hier untersuchten fossil befeuerten Kraftwerke um weniger als 20 % an.

Abbildung 5.4 stellt den zeitlichen Verlauf der Stromgestehungskosten von zukünftigen erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken für zwei WACC-Szenarien mit Zinssätzen von 4,9 % und 10,9 % dar. Dabei sind die Stromgestehungskosten für Erdgaspreise von 4, 8, 16 und 20 US \$ (2003) pro GJ dargestellt. Die hier untersuchte Spannbreite der Erdgaspreise dominiert die Stromgestehungskosten. Technischer Fortschritt in Verbindung mit Lernkurveneffekten sorgen dafür, dass die Stromgestehungskosten in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts gegenüber heutigen Maßstäben bei gleichen Gaspreisen deutlich geringer ausfallen. In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts ist aus zwei Gründen ein nur sehr geringer Abfall der Stromgestehungskosten zu beobachten: 1. Annahmegemäß findet in dieser Zeit keine deutliche Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken mehr statt. 2. Lernkurveneffekte wirken sich aufgrund des geringen Anteils der Kapitalkosten an den Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken kaum aus. Mit letzterem Punkt kann auch erklärt werden, dass die Stromgestehungskosten nur gering von der Wahl des WACC-Szenarios abhängen.

Abbildung 5.5 stellt die Auswirkung unterschiedlicher Preise bei CO₂-Emissionszertifikaten auf die Stromgestehungskosten der in dieser Arbeit untersuchten fossil befeuerten Kraftwerkstechnologien dar. Die Darstellung ist exemplarisch für das Jahr 2070 bei WACC von 4,9 %, dem als Maximum für 2070 in Tabelle 4.15 dargestellten Steinkohlepreis und einen Erdgaspreis von 8 US \$ (2003) pro GJ gewählt. Unter diesen Bedingungen steigen die Stromgestehungskosten von Braunkohledampfkraftwerken (BK-DKW) über die von Steinkohledampfkraftwerken (SK-DKW) und GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung (SK-IGCC) zu denen von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken (NGCC) stetig an. Der Anstieg der spezifischen pro kWh emittierten CO₂-Menge verläuft hingegen genau entgegengesetzt. Dies führt dazu, dass sich bei CO₂-Zertifikatspreisen zwischen 20 und 80 US \$ (2003) die zuvor dargestellte Reihenfolge der Stromgestehungskosten umkehrt.

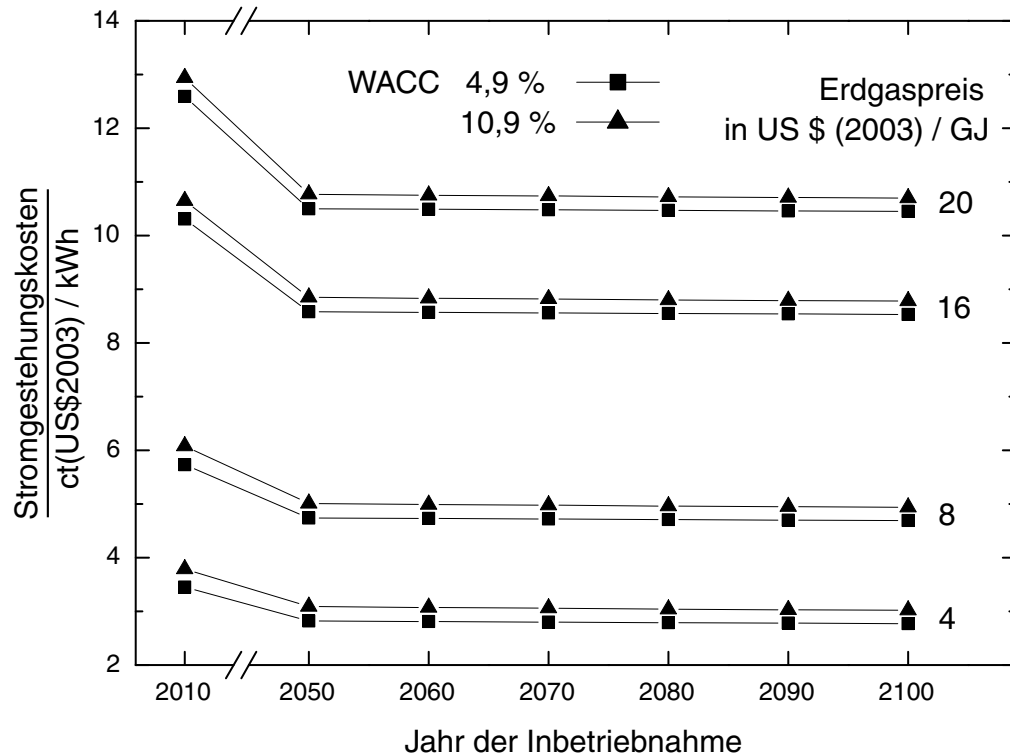


Abbildung 5.4: Stromgestehungskosten von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken für zwei WACC-Szenarien und vier verschiedene Erdgaspreise. Die hier untersuchte Spannbreite der Erdgaspreise dominiert die Stromgestehungskosten bei GuD-Kraftwerken. Eigene Darstellung und Berechnung. Berechnungsgrundlagen s. Haupttext.

5.2 Wirtschaftlichkeit der Kernfusion

Für alle vier in dieser Arbeit untersuchten WACC-Szenarien wird für die zuvor dargestellten Kraftwerkstechnologien der Verlauf der Stromgestehungskosten in den Jahre 2050, 2060, 2070, 2080, 2090 und 2100 bestimmt. Dabei werden alle zuvor festgelegten Szenarien für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise beachtet. Anschließend wird bei allen vier WACC-Szenarien zu jedem Zeitpunkt unter Berücksichtigung der alternativen Preisszenarien die Kraftwerkstechnologie mit den geringsten Stromgestehungskosten bestimmt. Die Stromgestehungskosten dieser Kraftwerke werden mit den in der vorliegenden Arbeit ermittelten Kosten der PPCS-Fusionskraftwerke verglichen.

Bei allen angenommenen WACC-Szenarien fallen die Stromgestehungskosten der untersuchten Spaltungskraftwerke zu allen Zeitpunkten deutlich geringer als bei den PPCS-Fusionskraftwerken aus. Dabei haben die hier untersuchten Fusions- und Spaltungskraftwerke sehr ähnliche Kostenstrukturen, mit dem Unterschied, dass das Kostenniveau bei

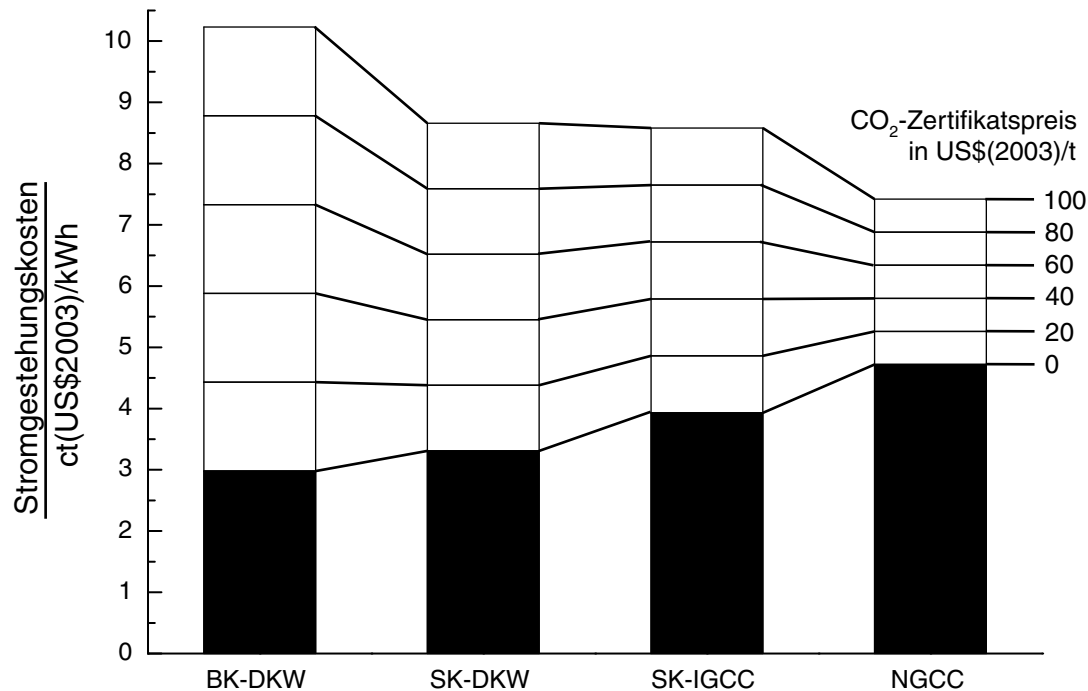


Abbildung 5.5: Auswirkung von CO₂-Emissionszertifikatspreisen auf die Stromgestehungskosten bei Braunkohledampfkraftwerken (BK-DKW), Steinkohledampfkraftwerken (SK-DKW), GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung (SK-IGCC) und erdgasbeheizten GuD-Kraftwerken (NGCC). Darstellung für 2070 bei WACC von 4,9 %, max. Steinkohlepreisen, Erdgaspreis von 8 US \$ (2003) pro GJ. Eigene Darstellung und Berechnung. Berechnungsgrundlagen s. Haupttext.

den Spaltungskraftwerken wesentlich geringer ausfällt. Bei einer reinen Kostenbetrachtung sind die hier untersuchten Fusionskraftwerke den hier untersuchten Spaltungskraftwerken grundsätzlich unterlegen. An diesem Ergebnis ändert sich auch dann nichts, wenn der technische Fortschritt bei den Spaltungskraftwerken in gewissen plausiblen Grenzen geringer und die Rohstoffpreise für Spaltungskernbrennstoff höher als in dieser Arbeit angesetzt ausfallen. In der nachfolgenden Diskussion wird davon ausgegangen, dass Kernspaltung nicht zur Verfügung steht. Unter diesen Umständen wird die Kernfusion nur mit fossilen Kraftwerkstechnologien verglichen. Daher müssen die Kosten eines möglichen CO₂-Zertifikatehandels mit betrachtet werden. Bei steinkohle- und erdgasbetriebenen Kraftwerken werden darüber hinaus verschiedene Rohstoffpreisszenarien betrachtet. Für eine einfachere Diskussion wird ein Szenario mit geringen Rohstoffpreisen definiert, bei dem die Steinkohlepreise die minimalen Werte in Tabelle 4.15 und die Erdgaspreise einen Wert von 4 US \$ (2003) pro GJ

annehmen. Alle anderen Fälle werden als hohe Rohstoffpreise bezeichnet. Die weitere Darstellung erfolgt getrennt nach WACC-Szenarien.

WACC 4,9 %

Bei CO₂-Zertifikatspreisen von 20 US \$ (2003) pro Tonne emittiertes CO₂ oder weniger wird keines der hier untersuchten Kraftwerksmodelle von einem gewinnorientierten Investor realisiert. Bei geringen Rohstoffpreisen ändert sich an dieser Situation bis einschließlich 80 US \$ (2003) pro Tonne CO₂ nichts. Bei 100 US \$ (2003) pro Tonne CO₂ wird dann aber PPCS-D gebaut. Bei hohen Rohstoffpreisen tritt diese Situation entsprechend früher ein. Ab 40 US \$ (2003) pro Tonne CO₂ wird in PPCS-D und ab 80 US \$ (2003) und Gaspreisen etwas höher als 8 US \$ (2003) pro GJ zusätzlich in PPCS-C investiert. PPCS-A und PPCS-B werden nicht realisiert.

WACC 7,9 %

Bei geringen Rohstoffpreisen wird von einem gewinnorientierten Kraftwerksbauer nicht in die Kernfusion investiert. Bei hohen Rohstoffpreisen wird jedoch ab 80 US \$ (2003) pro Tonne CO₂ PPCS-D realisiert. Die anderen Kraftwerkstypen sind bei WACC von 7,9 % nicht wirtschaftlich.

WACC 10,9 %

Selbst bei WACC von 10,9 % wird bei hohen Rohstoffpreisen, speziell Gaspreisen deutlich höher als 8 US \$ (2003) pro GJ und 100 US \$ (2003) pro Tonne CO₂ PPCS-D aus gewinnorientierten Motiven realisiert.

WACC 13,9 %

Erst bei einem sehr hohen WACC-Zinssatz von 13,9 % wird von einem Investor unter den hier betrachteten Umständen nicht mehr in die Kernfusion investiert.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es speziell bei einem niedrigen (WACC 4,9 %) bis höchstens mittleren (WACC 7,9 %) Zinsniveau und für die Fusion günstigen Bedingungen wie hohe Brennstoff- und CO₂-Emissionszertifikatspreise einen Bereich gibt, indem ein gewinnorientierter Kraftwerksinvestor Fusionskraftwerke bauen wird. Dabei

kommen allerdings nur die Typen PPCS-D und eingeschränkt PPCS-C aus wirtschaftlicher Sicht in Frage. Möglicherweise würde auch PPCS-B nach einer weiter oben beschriebenen Optimierung bei manchen Bedingungen die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreichen. In den hier untersuchten Fällen spielte die zeitliche Änderung der Stromgestehungskosten bei fossilen und Spaltungskraftwerken keine Rolle. Darüber hinaus verändern Variationen in plausiblen Grenzen der hier angenommenen Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten und Preise nicht das Bild, dass sich die Fusion aus rein wirtschaftlicher Sicht bei niedrigen bis höchstens mittleren Zinssätzen sowie hohen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen am Markt behaupten kann. Tabelle 5.1 stellt die Bedingungen, unter denen in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts Fusionskraftwerke wirtschaftlich betrieben werden können, zusammengefasst dar.

Tabelle 5.1: Bedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Fusionskraftwerken in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts. Die jeweiligen wirtschaftlichen Kraftwerkstypen des PPCS-Programms sind mit Buchstaben vermerkt. Nach den Berechnungen dieser Arbeit können nur PPCS-C und PPCS-D wirtschaftlich betrieben werden. * bei Erdgaspreise größer 8 US \$ (2003) pro GJ. Eigene Darstellung und Berechnung, Quellen s. Haupttext.

| K | S | WACC | Rohstoffpreise | Zertifikatspreis \$ (2003) / t CO ₂ | | | | | |
|---|---|--------|----------------|--|----|----|----|------|-----|
| | | | | 0 | 20 | 40 | 60 | 80 | 100 |
| E | P | 4,9 % | niedrig | / | / | / | / | / | D |
| | | | hoch | / | / | D | D | D,C* | D,C |
| N | L | 7,9 % | niedrig | / | / | / | / | / | / |
| | | | hoch | / | / | / | / | D | D |
| U | N | 10,9 % | niedrig | / | / | / | / | / | / |
| | | | hoch | / | / | / | / | / | D* |
| G | | 13,9 % | niedrig | / | / | / | / | / | / |
| | | | hoch | / | / | / | / | / | / |

Kapitel 6

Wild Cards

In diesem Kapitel soll untersucht werden, wie sich die zuvor gewonnenen Aussagen bei Modifikationen von Basisannahmen, die mit Anwendung der Szenariotechnik unweigerlich getroffen wurden verändern. Wie im Methodenteil dargestellt bietet sich hierfür die Wild-Cards-Technik an. Zur Gewinnung geeigneter Wild Cards wurden aus der Zusammenstellung bei A. und K. Steinmüller [40] solche Ereignisse ausgewählt, die einen besonders großen Einfluss auf die Energiewirtschaft haben würden. Darüber hinaus wurden noch weitere Ereignisse berücksichtigt, die für Wild Cards verhältnismäßig wahrscheinlich erscheinen und deren Eintritt in der Energiewirtschaft auch erhebliche Veränderungen auslösen würde. Es liegt in der Natur der Wild-Cards-Technik, dass die dabei getroffene Auswahl nicht abschließend sein kann, sondern nur einen Eindruck von möglichen Alternativentwicklungen zu den zuvor dargestellten Szenarien bietet. Die im Anschluss dargestellten Wild Cards beginnen mit einer Beschreibung eines Zukunftsbildes, danach wird ihre Wirkung auf die Energiewirtschaft diskutiert.

6.1 Tschernobyl II

Mitte des 21. Jahrhunderts sind Spaltungskraftwerke global sehr weit verbreitet. Sie sind gesellschaftlich voll akzeptiert, da sie eine kostengünstige und nahezu CO₂-freie Stromversorgung erlauben. Sicherheitstechnisch sind alle Anlagen auf einem sehr hohen Niveau. So sind alle Kraftwerke wie der heutige EPR dafür ausgelegt bei einem Unfall im Zweifel einer Kernschmelze standzuhalten. In der Bevölkerung gilt die Kernspaltung mittlerweile als sicher. Dennoch kommt es ohne vorherige Anzeichen in einem europäischen Land durch eine Kombination aus menschlichem und technischem Versagen zu einem katastrophalen Unfall bei einem bis dato als völlig sicher geltenden Reaktortyp. Da sich das betroffene Kraftwerk in

einer urbanen Region befindet, kommt es zu vielen Todesfällen und einer Massenpanik. Von der freigesetzten Radioaktivität ist ganz Europa betroffen. Als Folge des Unfalles formiert sich europaweit eine neue Anti-AKW-Bewegung. Bevölkerung und Medien diskutieren den Kernenergieausstieg.

Nach einem solchen Ereignis bestimmt die Positionierung der Kernfusion maßgeblich deren zukünftiges wirtschaftliches Potential. Sind die tatsächlich realisierbaren Fusionskraftwerke erheblich sicherer als vergleichbare Spaltungsanlagen und wird dies von der Bevölkerung auch so wahrgenommen, könnten Fusionskraftwerke durch staatlichen Eingriff von einem nicht wirtschaftlichen in einen wirtschaftlichen Bereich gelangen. Gibt es in der öffentlichen Meinung hingegen keine Differenzierung zwischen Kernfusion und Kernspaltung könnte ein derartiger Unfall dazu führen, dass selbst unter Bedingungen, bei denen die Kernfusion wirtschaftlich ist staatliche Maßnahmen oder Proteste der Bevölkerung den Neubau von Fusionskraftwerken verhindern. Noch ungünstiger für die Fusion wäre es, wenn sich ein Unfall in einem Fusionskraftwerk ereignen würde. Mit Zunahme der globalen Verbreitung der Kerntechnologie und deren Einsatz auch in Schwellenländern ist es durchaus nicht unplausibel auf lange Sicht mit einem ernsthaften Unfall in einem Spaltungskraftwerk zu rechnen. Das Ausmaß eines solchen Unfalls hängt allerdings von vielen Parametern ab und kann nicht vorhergesagt werden.

6.2 Dauerhafte globale Rezession

Ein lang anhaltendes Schrumpfen der Weltwirtschaft könnte unter Umständen zu dauerhaften Einbrüchen der Energienachfrage führen. Eine derartige Rezession könnte beispielsweise durch kriegerische Handlungen auf globaler Ebene [40], das Erreichen der physikalischen Grenze bei den Leistungszuwächsen in der Computer- und Elektronikindustrie (Ende von Moors Gesetz) [40] oder dem Ausbruch einer Seuche, von der ein erheblicher Teil der Menschheit betroffen ist, ausgelöst werden. Ein langfristiges Nachlassen der industriellen Produktion und damit auch der Kaufkraft der Konsumenten könnte zu einer Reduktion des globalen Energiebedarfs führen. Dies könnte mittelfristig eine Preissenkung bei den Primärenergieträgern und Wegfall der CO₂-Emissionsrestriktionen bedeuten. Unter Bedingungen einer schrumpfenden Weltwirtschaft wäre daher die Kernfusion fossilen Kraftwerkstechnologien unterlegen. Es ist allerdings fraglich, wie lange eine derartige Entwicklung anhält. Nur wenn es zu einer Abnahme der Weltbevölkerung, etwa durch die Auswirkung von globalen Seuchen oder zu einem nachhaltigen Einstellungswandel bei den Verbrauchern kommt, ist mit einem dauerhaften Rückgang der Energienachfrage zu rechnen.

6.3 Kalte Fusion

Würde ein Energiesystem, welches wie die 1989 irrtümlicherweise von Pons und Fleischmann vorgestellte kalte Fusion, das mit sehr geringem Aufwand emissionsfrei und ohne ernsthaften Verbrauch von Rohstoffen Energie liefert, tatsächlich entdeckt, dann würde dies vermutlich nicht nur den Energiesektor, sondern die ganze Weltwirtschaft revolutionieren [40]. Energie würde so fast zu einem freien Gut. Die Einführung einer derartigen Technologie könnte vermutlich nicht nur die in dieser Arbeit diskutierte heiße Kernfusion, die Kernspaltung und fossile Kraftwerkstechnologien, sondern auch alle heute bekannten erneuerbaren Energien vom Markt verdrängen. Eine derartige Entwicklung ist zwar unwahrscheinlich aber nicht unmöglich [19]. Wahrscheinlicher scheint es hingegen, dass im Zeitverlauf neue Energiesysteme entwickelt werden, die im Vergleich zu Weiterentwicklungen von heute bekannten Energiesystemen Vor- aber auch Nachteile besitzen. Dabei werden Wirtschaftlichkeitsargumente in Verbindung mit anderen Faktoren zeigen, ob sich diese neuen Energiesysteme durchsetzen oder nicht.

6.4 Wandel in der Versorgungswirtschaft

Eine Häufung von Naturkatastrophen Anfang des 21. Jahrhunderts führt zu einem Wertewandel in den großen Industrienationen. Angesichts überdurchschnittlich häufig auftretender Überschwemmungen, Waldbrände, Wirbelstürme und sonstiger Wetterphänomene finden Umweltbewegungen, teilweise mit religiösem Hintergrund, regen Zulauf [40]. Die akuten Klimaveränderungen werden auf die durch Treibhausgasemissionen verursachte Erderwärmung zurückgeführt. In den Industrienationen führt dies dazu, dass sich einerseits ein energiesparender Lebensstil durchsetzt und dass andererseits der Ausbau erneuerbarer Energien stark gefördert wird. Ziel wird es eine annähernde Vollversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen [37]. Dabei setzen sich im größeren Maße dezentrale Versorgungskonzepte durch, bei denen die Energieversorgung lokal auch mit einem Beschäftigungseffekt verbunden ist [38].

Angesichts einer derartigen Entwicklung müssen, bevor die Frage nach der Wirtschaftlichkeit der Kernfusion beantwortet werden kann, zwei andere Fragen geklärt sein. Zuerst muss untersucht werden, welche Einstellung die Bevölkerung gegenüber der Kernfusion vertritt. An dieser Stelle gleicht die Diskussion der bei der Wild Card „Tschernobyl II“. Zusätzlich stellt sich noch die Frage, ob Fusionskraftwerke überhaupt in die hier beschriebene Versorgungsstruktur passen. Hier wird es vermutlich Regionen geben, die wesentlich durch dezentrale Energieversorgung versorgt werden und bei denen sich große Fusionskraftwerke nicht in die Versorgungsstruktur integrieren lassen. In urbanen Gegenden mit industrieller

Produktion könnte jedoch eine Nachfrage nach Fusionskraftwerken bestehen. In diesen Regionen unterscheidet sich die Wettbewerbssituation der Kernfusion nicht grundsätzlich von den im Hauptteil dieser Arbeit dargestellten Bedingungen. D.h. auch in einer von dezentraler Energieversorgung mit erneuerbaren Energien geprägten Gesellschaft können Fusionskraftwerke in urbanen Regionen wirtschaftlich sein, wenn bei der Bevölkerung eine Akzeptanz der Kernfusion bei gleichzeitiger Ablehnung der Kernspaltung besteht.

Bei Betrachtung der zuvor dargestellten Ereignisse stellt man fest, dass es zwei Gruppen von Wild Cards gibt. Ereignisse aus der einen Gruppe verändern direkt den Energiebedarf für alle Kraftwerkstechnologien. Die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion hängt dann von den sich einstellenden Preisen für Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate ab. Ereignisse aus der anderen Gruppe verändern das Verhalten der Menschen. Die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion hängt hierbei davon ab, ob die Kernfusion als umweltverträgliche Technologie wahrgenommen wird, oder nicht.

Kapitel 7

Diskussion

Zu Beginn dieses Diskussionskapitels werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen der vorliegenden Arbeit mit denen anderer Arbeiten aus der Literatur verglichen. Danach wird das Zukunftsbild aufgezeigt, unter dem die ersten Kernfusionskraftwerke aus Sicht eines gewinnorientierten Investors wirtschaftlich sind. Abschließend erfolgt ein Ausblick.

7.1 Vergleich mit der Literatur

An dieser Stelle sollen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit mit neueren Studien aus der Literatur verglichen werden.

Projected Costs of Generating Electricity

In Projected Costs of Generating Electricity [43] werden Stromgestehungskosten für Gas-, Kohle- und Kernspaltungskraftwerke bei jährlichen Zinssätze von 5 % und 10 % berechnet. Da die vorliegende Arbeit auf den Kostenangaben des deutschen Teils von Projected Costs of Generating Electricity beruht, sollten die Stromgestehungskosten aus Projected Costs of Generating Electricity mit denen dieser Arbeit für das Jahr 2010 und WACC von 4,9 % sowie 10,9 % nahezu übereinstimmen. Grundsätzlich ist dies der Fall. Es gibt jedoch einige Unterschiede aufgrund von abweichenden Annahmen bei Projected Costs of Generating Electricity. Um die unterschiedlichen Kraftwerke besser vergleichen zu können, wird dort eine Verfügbarkeit von 85 % für alle Kraftwerke angenommen. Kohle und Spaltungskraftwerke werden über 40 Jahre, Erdgaskraftwerke über 20 Jahre abgeschrieben. In der

vorliegenden Arbeit sind bei Stein- und Braunkohledampfkraftwerken sowie bei Spaltungskraftwerken die Abschreibungszeiten kürzer, dafür aber die Verfügbarkeiten größer. Diese Abweichungen haben einen gegenläufigen Effekt auf die Stromgestehungskosten. Daher fallen diese in der vorliegenden Arbeit und bei Projected Costs of Generating Electricity sehr ähnlich aus. Die Abweichungen liegen bei Braun- und Steinkohlekraftwerken um 6 % und bei Spaltungskraftwerken um 2 %. Größere Abweichungen liegen nur bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung und Erdgas-GuD-Kraftwerken vor. GuD-Kraftwerke mit integrierter Steinkohlevergasung werden bei Projected Costs of Generating Electricity analog zu Kohlekraftwerken in 40 Jahren abgeschrieben und besitzen eine Verfügbarkeit von 85 %. In der vorliegenden Arbeit werden GuD-Kraftwerke mit integrierter Steinkohlevergasung analog zu GuD-Kraftwerken in 12 Jahren abgeschrieben, die Verfügbarkeit im Jahr 2010 liegt bei 80 %. Daher fallen in dieser Arbeit die Stromgestehungskosten für GuD-Kraftwerke mit integrierter Steinkohlevergasung 16 % größer aus als bei Projected Costs of Generating Electricity. Bei erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken spielen die Brennstoffpreise eine wesentliche Rolle. Im deutschen Teil von Projected Costs of Generating Electricity wird mit Erdgaspreisen von 5 US \$ pro GJ gerechnet. Die damit bestimmten Stromgestehungskosten liegen daher zwischen den Werten für 4 US \$ und 8 US \$ pro GJ der vorliegenden Arbeit.

Ward

Da die vorliegende Arbeit auf die PPCS-Daten von Ward [7, 36] zurückgreift, sollten die hier berechneten Stromgestehungskosten mit denen von Ward übereinstimmen. Wie bereits angesprochen gibt es jedoch einige Abweichungen. Ward rechnet bei allen Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von 1,5 GW, diese Arbeit hingegen beruht auf den Endergebnissen des PPCS-Programms [7], die für jedes Kraftwerksmodell unterschiedliche elektrische Leistungen angeben. Ward setzt eine jährliche Verzinsung von 6 % über die gesamte Lebensdauer der Kraftwerks von 40 Jahren an. Die Berechnungen beziehen sich auf US \$ 1990. In dieser Arbeit wird das Kraftwerk in 30 Jahren bei vier verschiedenen Zinsszenarien abgeschrieben. Die Berechnungen beziehen sich auf US \$ 2003. Erfolgen die Berechnungen in dieser Arbeit mit Zinssätzen, Abschreibungszeiträumen, Kraftwerksleistungen und im Bezug auf dasselbe Basisjahre wie bei Ward, so stimmen die Ergebnisse auf 2 %, die durch marginale Abweichungen in der Berechnungsmethode und durch Rundungsfehler verursacht werden, überein.

Eherer

Eherer et al. untersuchen mit Hilfe eines partiellen Gleichgewichtsmodells welche Rolle die Kernfusion in einer zukünftigen Erzeugungsstruktur spielen könnte [9]. Als Eingangsgrößen für die Kostenstrukturen der untersuchten Kraftwerkstechnologien verwenden sie die Werte von Lako und Seebregts [62]. Eherer et al. berechnen aus diesen Daten mit der Annuitätenmethode bei einem jährlichen Zinssatz von 5 % und einer Abschreibungsdauer, die der gesamten Kraftwerkslebensdauer entspricht die Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien für die Gegenwart. Da die Werte in ECU 1995 angegeben sind, wurden sie zum Vergleich mit den Stromgestehungskosten der vorliegenden Arbeit in US \$ 2003 konvertiert. Zuerst erfolgte die Umrechnung von ECU in US \$ nach [85], anschließend die Inflationsbereinigung analog zum Methodenteil dieser Arbeit. Die so konvertierten Werte werden mit den Stromgestehungskosten dieser Arbeit auf der Basis von ähnlichen Zinsen und Brennstoffpreisen verglichen. Die Stromgestehungskosten fallen bei Eherer et al. niedriger als in der vorliegenden Arbeit aus. Die Abweichungen betragen 19 % bei der Kernspaltung, 7 % bei steinkohlebefeueten Dampfkraftwerken, 31 % bei erdgasbefeueten GuD-Kraftwerken und 39 % bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung. Die Unterschiede sind unter anderem auf längere Abschreibungszeiträume bei Eherer et al. zurückzuführen. Besonders stark wirkt sich dies bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Steinkohlevergasung aus. Hier wird in der vorliegenden Arbeit das Kraftwerk in 12 und bei Eherer et al. in 30 Jahren abgeschrieben. Der Abschreibungseffekt wird partiell durch bessere Kraftwerksperformance in der vorliegenden Arbeit kompensiert. Die große Abweichung bei erdgasbefeueten GuD-Kraftwerken kann durch unterschiedliche Erdgaspreise erklärt werden. Eherer et al. berechnen auch die Stromgestehungskosten eines Fusionsreaktors, der PPCS-C sehr ähnlich ist. Die Stromgestehungskosten hierfür fallen bei Eherer et al. 16 % geringer als in der vorliegenden Arbeit aus. Wie im Methodenteil dargelegt schränkt die zuvor vorgenommene Währungskonvertierung eine Vergleichbarkeit der Preise ein. Ein weitergehender Kostenvergleich ist daher nicht sinnvoll.

Darüber hinaus zeigen Eherer et al. in ihrer Arbeit, dass mit einer ernsthaften Verbreitung von Kernfusionskraftwerken nur zu rechnen ist, wenn Spaltungskraftwerke an Bedeutung verlieren und sich eine von CO₂-Emissionsrestriktionen geprägte Energiepolitik durchsetzt. Dies entspricht den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit. Darüber hinaus wird bei Eherer et al. sichtbar, dass die Kernfusion tendenziell mit Spaltungs-, Kohle- und Erdgaskraftwerken und nicht mit erneuerbaren Energien konkurriert. Dieses Ergebnis findet sich im Annahmenteil der vorliegenden Arbeit wieder.

ARIES-Programm

An dieser Stelle sollen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit mit den neueren Studien aus dem amerikanischen Fusionserforschungsprogramm ARIES verglichen werden. Delene et al. [86] untersuchen in ihrer Arbeit die Stromgestehungskosten von zwei Fusionsreaktormodellen, ARIES-RS und ARIES-ST im Vergleich zu verschiedenen anderen Kraftwerkstechnologien. Die Studie von Delene et al. gleichen im Ansatz und der Vorgehensweise in wesentlichen Punkten der vorliegenden Arbeit. Der Hauptunterschied besteht darin, dass die Arbeit von Delene et al. nur einen Zinssatz und ein Jahr (2050) untersucht. Der kalkulatorische Zinssatz bei Delene et al. wird stärker differenziert als in dieser Arbeit getrennt nach Mittelherkunft und Finanzierungsperiode sowie unter Einbeziehung von steuerlichen Aspekten bestimmt. Er entspricht der Höhe nach den WACC von 7,9 % der vorliegenden Arbeit. Delene et al. schreiben alle Kraftwerke in 30 Jahren ab. Es werden unterschiedliche Entwicklungen bei den eingesetzten Technologien, Primärenergieträgern und CO₂-Emissionsrestriktionen betrachtet. Delene et al. geben unter der Berücksichtigung dieser Entwicklungen Kostenintervalle für verschiedene Kraftwerkstechnologien an. Da die Angaben in US \$ 1999 erfolgten, wurden sie analog zu den Ausführungen im Methodenteil in US \$ 2003 konvertiert. Die Bandbreite der Kostenangaben von Delene et al. und der vorliegenden Arbeit stimmen gut überein. Bei Steinkohledampfkraftwerken liegen die niedrigsten Kosten in der vorliegenden Arbeit um 35 % niedriger als bei Delene et al.. Ansonsten fällt die Bandbreite der Stromgestehungskosten fast gleich aus. Bei der Steinkohlevergasung deckt sich die Bandbreite der Stromgestehungskosten fast gänzlich. Bei erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken fällt der Kostenbereich in der vorliegenden Arbeit nach oben weiter aus, da in den hier untersuchten Szenarien auch höhere Gaspreise berücksichtigt werden. Bei der Kernspaltung liegen die Stromgestehungskosten der vorliegenden Arbeit am unteren Rand der Angaben bei Delene et al.. Die Stromgestehungskosten von ARIES-RS und ARIES-ST decken genau den Kostenbereich von PPCS-A, PPCS-C und PPCS-D ab. PPCS-B liegt etwas darüber. Delene et al. stellen in ihrer Arbeit fest, dass die von ihnen untersuchten Fusionskraftwerke nur im Ausnahmefall wettbewerbsfähig sein werden und folgern, dass die Reaktordesigns weiter verbesserten werden müssen. Die Auswirkung niedrigerer Zinssätze, wie in dieser Arbeit untersuchen sie nicht.

Die aktuellste amerikanische Fusionsreaktorstudie ARIES-AT [87] erfüllt die von Delene et al. geforderte Designverbesserung und weist deutlich geringere Stromgestehungskosten als die Kraftwerke des PPCS-Programms auf. Unter vergleichbaren Bedingungen liegen die Stromgestehungskosten bei ARIES-AT bis zu 37 % unter den in der vorliegenden Arbeit berechneten Stromgestehungskosten von PPCS-D. Es ist jedoch sehr ungewiss, ob in diesem Jahrhundert Fusionskraftwerke die technologischen Parameter von ARIES-AT erreichen können. Die bei der Konstruktion getroffenen Annahmen verletzen zwar keine Naturgesetze, setzen jedoch einen ganz massiven technologischen Fortschritt voraus [11]. In der vorliegenden Arbeit wird

davon ausgegangen, dass die ersten Fusionskraftwerke eine Performance von ARIES-AT nicht erreichen können.

MiniCAM

An der University of Maryland werden mit Hilfe des partiellen Gleichgewichtsmodells MiniCAM langfristige Entwicklungen auf globalen und regionalen Energiemärkten untersucht [88]. Dabei können Strompreise inklusive Netznutzungsentgelte bis ins Jahr 2095 simuliert werden. Nachfolgend wird eine optimierte Lösung aus MiniCAM für Westeuropa [89] mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit verglichen. Im untersuchten Basisszenario wird von einem jährlichen Zinssatz von 5 % bei keinen CO₂-Emissionsrestriktionen ausgegangen. Die Strompreise bei MiniCAM liegen bei vergleichbaren Bedingungen deutlich höher als die Stromgestehungskosten der Kohle-, Gas- und Spaltungskraftwerke der vorliegenden Arbeit. Sie sind auch größer als bei PPCS-C und PPCS-D. Da die Ergebnisse von MiniCAM Netznutzungsentgelte beinhalten ist ein genauere Vergleich jedoch nicht sinnvoll. Vielmehr fällt auf, dass die Strompreise bei MiniCAM unter den untersuchten Bedingungen zwischen 2005 und 2095 um 27 % abfallen. Dies bestätigt die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit, in der es ohne CO₂-Emissionsrestriktionen bei vielen fossilen Kraftwerkstechnologien zu einem ähnlichen Abfall der Stromgestehungskosten kommt.

Lako

Lako et al. untersuchen in ihrer Arbeit mit Hilfe des technologieorientierten Optimierungsmodells MARKAL-EUROPE welche Rolle die Kernfusion im zukünftigen Energiemix bis ins Jahr 2100 in Europa spielen wird [8]. Es werden die Auswirkungen einer Vielzahl an Variationen der Energienachfrage, verschiedener Kraftwerkstechnologien, CO₂-Emissionsrestriktionen sowie Preisentwicklungen und Verfügbarkeiten von Primärenergieträgern untersucht. Die einzelnen Kraftwerke werden über ihre technische Lebensdauer bei Zinssätzen von 5 %, 8 % und 10 % abgeschrieben. Dabei werden die Kostenstrukturen von Lako und Seebregts zugrunde gelegt [62]. Wie im Hauptteil der vorliegenden Arbeit dargestellt, fallen die technologischen Weiterentwicklungen bei Lako und Seebregts sehr konservativ aus. Da dies auch für die Fusionskraftwerke bei Lako und Seebregts zutrifft, ist das Vorgehen in sich konsistent. Ziel des Algorithmus ist es, den Energiemix mit den geringsten Gesamtkosten zu bestimmen. Insofern unterscheiden sich das Optimierungsziel und zentrale Ansätze von der vorliegenden Arbeit. Die Ergebnisse fallen jedoch in vielen Punkten recht ähnlich aus. Lako et al. stellen fest, dass erneuerbare Energien wie Windkraft und Solarenergie auch in Zukunft nicht in der Lage sein werden Grundlasttechnologien, zu denen auch die Kernfusion

zählt, zu ersetzen. Allerdings finden ohne CO₂-Emissionsrestriktionen Kernfusionskraftwerke keinen Einzug in den zukünftigen europäischen Energiemix. Ab 30 bis 70 ECU (1995) pro Tonne emittiertes CO₂ ändert sich dies. Dabei kann die Kernfusion nur einen größeren Marktanteil gewinnen, wenn es keine Neubauten von Spaltungskraftwerken gibt. Insofern stimmen die Folgerungen der gesamtwirtschaftlich orientierten Studie von Lako et al. mit den Ergebnissen dieser Arbeit aus Investorensicht überein. Weiter zeigen Lako et al., dass die Wahl des Zinsniveaus kaum eine Auswirkung auf den Marktanteil der Kernfusion hat. Dies widerspricht den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit. In der vorliegenden Arbeit wurde die Höhe des Zinsniveaus als zentrale Größe für die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion identifiziert. Auf welche Ursache dieses Teilergebnis bei Lako et al. zurückzuführen ist, ist ohne genauere Untersuchung des MARKAL-Modells nicht zu ermitteln. Es widerspricht jedoch der Erwartung, dass der Marktanteil einer kapitalintensiven Technologie wie der Kernfusion nicht erheblich vom Zinsniveau abhängt.

Trägheitsfusion

Obwohl die ersten Fusionskraftwerke nach heutigem Wissensstand auf dem magnetischen Einschlussprinzip beruhen werden, sollen an dieser Stelle kurz neuere Arbeiten zum Trägheitseinschluss vorgestellt werden. Moir diskutiert in seinen Arbeiten verschiedene Ausführungen solcher Kraftwerkskonzepte und bestimmt dabei die Stromgestehungskosten [90–93]. Unter vergleichbaren ökonomischen Bedingungen fallen die Stromgestehungskosten der von Moir untersuchten Kraftwerkskonzepte zwischen 20 % und 40 % niedriger aus als die Stromgestehungskosten von PPCS-D in der vorliegenden Arbeit. Da die Kraftwerksentwicklung beim Trägheitseinschluss jedoch noch nicht soweit fortgeschritten ist wie beim magnetischen Einschluss, kann nicht beurteilt werden, wie realistisch die technischen und wirtschaftlichen Annahmen von Moir sind.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass einerseits die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung der Kernfusion aus Investorensicht die Untersuchungen in der bestehenden Literatur bereichert. Andererseits stimmen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit in vielen Punkten mit denen anderer Arbeiten, die einen verwandten Untersuchungsansatz verfolgen überein. Auftretende Abweichungen können in fast allen Fällen auf Unterschiede in den Basisannahmen zurückgeführt werden. Dies spricht für die Güte der vorliegenden Arbeit.

7.2 Wirtschaftlichkeit der Kernfusion

Bei Betrachtung der vorangegangenen Kapitel zeigt sich, dass es in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts Bedingungen geben wird, unter denen Kernfusionskraftwerke aus Sicht eines Investors wirtschaftlich sind. Diese Bedingungen sind klar begrenzt. So müssen die wissenschaftlich-technische Entwicklung der Kernfusion überdurchschnittlich erfolgreich verlaufen, der Klimaschutz gesellschaftlich hoch bewertet werden, ein Ausstieg aus der Stromerzeugung mit Kernspaltung stattfinden und gleichzeitig die Kosten für fossile Energieträger im Vergleich zum heutigen Niveau deutlich ansteigen. Damit ein gewinnorientierter Investor dann in den Bau von kapitalintensiven Fusionskraftwerken investiert, bedarf es zusätzlich eines niedrigen bis höchstens mittleren Zinsniveaus.

Wie sind nun diese einzelnen Anforderungen zu bewerten? Aus naturwissenschaftlicher Sicht ist nicht gesichert, ob die ersten Fusionskraftwerke technologisch die Performance von PPCS-D erreichen [60]. Jedoch lässt sich aufgrund der weiter oben dargestellten Unstimmigkeiten bei den Stromgestehungskosten von PPCS-B vermuten, dass bei den kostenbestimmenden Parametern des PPCS-Programms insgesamt noch Raum für weitere wirtschaftliche Optimierungen besteht. Stromgestehungskosten auf dem Kostenniveau von PPCS-C scheinen als wahrscheinlichstes Szenario unter diesen Bedingungen gut möglich. Dies würde bei niedrigen Zinssätzen und unter ansonsten günstigen Bedingungen dazu führen, dass sich ein Investor für die Kernfusion entscheidet. Angesichts der global ansteigenden Energienachfrage [33] ist es nicht unplausibel, mit einem Kostenanstieg bei Steinkohle und Erdgas zu rechnen. Welchen Stellenwert der Klimaschutz in Zukunft haben wird und ob Kernspaltungskraftwerke langfristig zur Stromerzeugung eingesetzt werden, hängt wesentlich von der Einstellung der Bevölkerung und politischen Erwägungen ab und kann daher nicht vorhergesagt werden. Aus der Untersuchung der Wild Cards geht jedoch hervor, dass es Einzelereignisse gibt, die einen Einstellungswandel zu Gunsten des Klimaschutzes und zu Ungunsten der Kernspaltung bewirken können. Die Kernfusion kann dabei einen komparativen Konkurrenzvorteil [94] erlangen, wenn sie sich auf geeignete Weise von der Kernspaltung abgrenzt. Dies wäre möglich, wenn die Fusionsforschung das natürliche Potential der Fusion nutzt und Fusionskraftwerke erheblich sicherer und umweltverträglicher als Spaltungskraftwerke ausfallen und dies auch in der Öffentlichkeit so wahrgenommen wird. Daher bleibt als einziger nicht zu beeinflussender Parameter das Zinsniveau.

Bereits hier wird deutlich, dass der Höhe des Zinsniveaus aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine ganz entscheidende Bedeutung zukommt. Wirklich günstige Bedingungen für die Kernfusion liegen nur bei einem niedrigen Zinsniveau vor. Was bedeutet dies für die Praxis? In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts werden Fusionskraftwerke von einem gewinnorientierten Investor vermutlich nur bei einem niedrigen Zinsniveau gebaut. Dabei ist keineswegs gesichert, dass gerade dann, wenn die wissenschaftlich-technische Entwicklung den Bau

der ersten kommerziellen Fusionskraftwerke zulassen würde, ein geeignet niedriges Zinsniveau vorliegt. Jedoch unterliegt das Niveau von Kapitalmarktzinsen natürlichen zeitlichen Schwankungen [50]. Verhindern hohe Zinsen beispielsweise 2050, dass ein gewinnorientierter Investor ein Fusionskraftwerk baut, kann dies 2060 ganz anders aussehen. Wurden einmal Bedingungen erreicht, unter denen Fusionskraftwerke gebaut werden, dann führen Lernkurveneffekte zu einer Kostenreduktion bei weiteren Kraftwerken. Gerade am Anfang der Entwicklung fallen diese erheblich aus. Zusätzlich könnte die kommerzielle Nachfrage dazu führen, dass industrielle Anbieter ohne oder mit nur geringer staatlicher Unterstützung die technische Leistungsfähigkeit bestehender Kraftwerksdesigns erheblich verbessern. Die Summe dieser beiden Effekte senkt die Stromgestehungskosten von neuen Fusionskraftwerken und erweitert so die Bedingungen, unter denen Fusionskraftwerke wirtschaftlich gebaut werden können. Daher scheint es plausibel anzunehmen, dass wenn die heutigen Fusionsforschungsprogramme erfolgreich weitergeführt werden und der gesellschaftliche Wille zur Nutzung der Kernfusion besteht, innerhalb der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts Kernfusionskraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsgründen realisiert werden.

7.3 Ausblick

Die in dieser Arbeit getroffenen Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Kernfusionskraftwerken beruhen auf heute aktuellem Wissenstand zu technischen und ökonomischen Parametern der Kernfusion und mit ihr im Wettbewerb stehender Technologien. Auf dem Zeithorizont für die Entwicklung von Fusionskraftwerken entspricht dies einer Momentaufnahme. Mit fortschreitender technologischer Entwicklung konkretisieren sich die angesetzten Parameter und die Aussagen der vorliegenden Arbeit verlieren möglicherweise an Gültigkeit. Daher müssen Untersuchungen zu ökonomischen Fragestellungen während der Entwicklung der Kernfusion zu regelmäßigen Zeitpunkten, insbesondere wenn sich die Erkenntnislage verändert, wiederholt werden. Aus Sicht der Fusionsforschung stellen die Fertigstellung und Rechnungslegung sowie der Abschluss erster Forschungsprogramme bei ITER solche Zeitpunkte in naher Zukunft dar.

In zukünftigen Studien zur Wirtschaftlichkeit und zum möglichen Marktanteil von Kernfusionskraftwerken sollte die Situation auf den Märkten für Primärenergieträger mit besonderer Sorgfalt untersucht werden, da ihre Verfügbarkeit und Preise wesentlich die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion beeinflussen. Bei der Berechnung von Stromgestehungskosten sollten, wie in der vorliegenden Arbeit Zinssätze angesetzt werden, die eine aus Investorensicht angemessene Eigenkapitalrendite zulassen. Die Dauer der Abschreibungszeiträume sollte branchenüblichen Gegebenheiten entsprechen. Ein Hauptergebnis der vorliegenden Arbeit ist, dass die Kernfusion im Wesentlichen nur bei einem niedrigen Zinsniveau für Investoren wirt-

schaftlich ist. Daher wurde gefolgert, dass mit dem Bau von Fusionskraftwerken auf einen Zeitraum mit niedrigen Zinsen gewartet wird. Zukünftige Arbeiten könnten die natürliche Dynamik auf den Kapitalmärkten untersuchen und so einen zeitlich veränderlichen Zinssatz in neue Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit und zum Marktanteil der Kernfusion implementieren. Dem Autor sind keine Studien bekannt, die ein zeitlich variierendes Zinsniveau betrachten. Möglicherweise bedingen aber gerade derartige Effekte die Verbreitung von Fusionskraftwerken im 21. Jahrhundert.

Kapitel 8

Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit der ersten Kernfusionskraftwerke aus Investorenperspektive untersucht. Technologisch betrachtet gilt es als sehr wahrscheinlich, dass es in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts möglich sein wird elektrischen Strom in Kernfusionskraftwerken zu erzeugen. Die Kernfusion verspricht genauso wie die Kernspaltung eine CO₂-freie Stromversorgung. Im Gegensatz zur Spaltung hat die Fusion das Potential erheblich sicherer zu sein und keine endzulagernden radioaktiven Abfälle zu produzieren. Nachteilig für die Kernfusion wirken sich insbesondere sehr hohe Investitionskosten aus. In dieser Arbeit wurde daher die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion durch Vergleich der Stromgestehungskosten von Fusions-, Spaltungs- und fossil befeuerten Grundlastkraftwerken in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts untersucht. Dabei wurde im Gegensatz zu den meisten in der Literatur vorhandenen Arbeiten ausdrücklich Sichtweise und ökonomische Annahmen eines gewinnorientierten Kraftwerksinvestors zugrunde gelegt. Aufgrund der erheblichen zeitlich bedingten Unsicherheit bei allen wirtschaftlich relevanten Parametern wurde eine Szenarioanalyse durchgeführt. Es wurden unterschiedliche Entwicklungen für die technische Performance von Fusionskraftwerken, die Höhe des Zinsniveaus, der Preise für Primärenergieträger und mögliche CO₂-Emissionszertifikate sowie die gesellschaftliche Akzeptanz von Spaltungskraftwerken mit in die Untersuchung einbezogen.

Es konnte gezeigt werden, dass Fusionskraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Perspektive wirtschaftlich sein werden, wenn deren wissenschaftlich-technische Entwicklung überdurchschnittlich erfolgreich verläuft, die Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionszertifikate deutlich über dem heutigen Niveau liegen und es zu einem gesellschaftlichen Ausstieg aus der Kernspaltung kommt. Zusätzlich darf das Zinsniveau niedrige bis mittlere Werte nicht überschreiten, damit ein gewinnorientierter Kraftwerksinvestor Kernfusionskraftwerke baut. Daher ist es gut möglich, dass sich je nach Bedingungen auf den Kapitalmärkten in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts der Bau der ersten kommerziel-

len Fusionskraftwerke aufgrund zu hoher Zinsen einige Zeit verschiebt. In der Wild-Cards-Analyse zeigte sich, dass sich die hier gefundenen Ergebnisse bei Eintritt von besonderen Störereignissen grundlegend verändern können. Es gibt Zukunftsereignisse, die dazu führen, dass die Fusion sofort ohne die zuvor genannten Bedingungen auf breiter Basis wirtschaftlich wird und solche, die die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion langfristig verhindern. In diesem Zusammenhang wurde dargestellt, dass es für die Wirtschaftlichkeit der Kernfusion von Vorteil ist, sich von der Kernspaltung abzugrenzen. Insgesamt betrachtet scheint es wahrscheinlich, dass Kernfusionskraftwerke bei Erfüllung obiger ökonomischer und technologischer Rahmenbedingungen sowie bei gesellschaftlichem Willen innerhalb des 21. Jahrhunderts wirtschaftlich gebaut und betrieben werden können.

Literaturverzeichnis

- [1] BOSCH, H. S. ; BRADSHAW, A. M.: Kernfusion als Energiequelle der Zukunft. In: *Physikalische Blätter* 57 (2001), Nr. 11, S. 55–60
- [2] BATHKE, C. G. ; ARIES TEAM: System Analysis in Support of the ARIES-RS Design Point. In: *Fusion Engineering and Design* 38 (1997), S. 59–86
- [3] SHEFFIELD, J. ; DORY, R. A. ; COHN, S. M. ; DELENE, J. G. ; ASHBY, D. E. T. F. ; REIERSEN, W. T.: Cost Assessment of A Generic Magnetic Fusion Reactor. In: *Fusion Technology* 9 (1986), S. 199–249
- [4] NAJMABADI, F. ; CONN, R. R. ; ARIES TEAM: The ARIES-I TOKAMAK Reactor Study. In: *Fusion Technology* 19 (1991), S. 783–790
- [5] A.KRAKOWSKI, R. ; BATHKE, G. G. ; MILLER, R. L. ; WERLEY, K. A.: Lessons Learned from the TOKAMAK Advanced Reactor Innovation and Evaluation Study ARIES. In: *Fusion Technology* 26 (1994), S. 1111–1118
- [6] ZUCKERMAN, D. S. ; DRIEMEYER, D. E. ; WAGANER, L. M. ; DUDZIAK, D. J.: An Induction Linac Driven Heavy-Ion Fusion System Modell. In: *Fusion Technology* 13 (1988), S. 217–254
- [7] MAISONNIER, D. ; ET AL.: *A Conceptual Study of Commercial Fusion Power Plants, Final Report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study (PPCS), EFDA(05)-27/4.10 revision 1 (revision 0: STAC 10/4.1)*. Europa : EFDA, 2005. – <http://www.efda.org/>, Zugriff 28.04.05
- [8] LAKO, P. ; YBEMA, J. R. ; SEEBREGTS, A. J.: *The Long Term Potential of Fusion Power in Western Europe - MARKAL Scenarios Until 2100*. Petten : ECN-C-98-071, 1998
- [9] EHERER, C. ; BAUMANN, M. ; DÜWEKE, J. ; HAMACHER, T.: Nuclear Fusion as New Energy Option in a Global Single-Regional Energy System Model. In: *20th IAEA*

- Fusion Energy Conference Proceedings, Vilamoura, 01.-06.11.04, SE/P3-30.* Wien : International Atomic Energy Agency, 2005
- [10] GESCHKA, H. ; HAMMER, R.: Die Szenariotechnik in der strategischen Unternehmensplanung. In: HAHN, D. (Hrsg.) ; TAYLOR, B. (Hrsg.): *Strategische Unternehmensplanung, Strategische Unternehmensführung.* 6. Auflage
- [11] HAMACHER, T. ; BRADSHAW, A. M.: Fusion as a Future Power Source: Recent Achievements and Prospects. In: *18th World Energy Congress, Rio de Janeiro, 2001*
- [12] SHEFFIELD, J. (Hrsg.) ; ET AL. (Hrsg.): *A Study of Options for the Deployment of Large Fusion Power Plants.* Knoxville Tennessee : Joint Institute for Energy and Environment, 2000
- [13] REIMERS, HSH NORDBANK AG, PROJEKTFINANZIERUNGEN - ENERGIE: *private Korrespondenz*
- [14] MAX-PLANCK-INSTITUT FÜR PLASMAPHYSIK: *Kernfusion - Berichte aus der Forschung Folge 2.* Garching, 2002
- [15] RIEDEL, E.: *Anorganische Chemie, 3. Aufl.* Berlin : de Gruyter, 1994
- [16] COURSEY, J. S. ; SCHWAB, D. J. ; DRAGOSET, R. A.: *Atomic Weights and Isotopic Compositions for All Elements.* Gaithersburg : National Institute of Standards and Technology, 2005. – <http://physics.nist.gov/PhysRefData/Compositions/index.html>, Zugriff 11.10.2005
- [17] ONGENA, J. ; OOST, G. V.: Energy for Future Centuries: Will fusion be an inexhaustible, safe and clean energy source? In: *Transaction of Fusion Technology* 37 (2002), S. 3–15
- [18] AUSSCHUSS FÜR BILDUNG, FORSCHUNG UND TECHNIKFOLGENABSCHÄTZUNG: *Monitoring Kernfusion, Drucksache 14/8959.* Berlin : Deutscher Bundestag 14. Wahlperiode, 2002
- [19] ENERGY RESEARCH ADVISORY BOARD: *Cold Fusion Research, A Report of the Energy Research Advisory Board to the United States Department of Energy, DOE/S-0073 DE90 005611.* Washington, D.C. : United States Department of Energy, 1989
- [20] VOGEL, H. ; GERTHSEN, C.: *Gerthsen Physik, 20. Aufl.* Berlin : Springer, 1999
- [21] FORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE, PRESSESTELLE: *private Korrespondenz*

- [22] DRACH, V.: Amerikanisches Großprojekt mit verteidigungspolitischem Hintergrund: Laserfusion als zukünftige Energiequelle? Alternativer Ansatz zur Fusion mit magnetischem Einschluss. In: *Stromthemen* (1998), Nr. 3, S. 4-5
- [23] PETERSON, P. F.: *Inertial Fusion Energy: A Tutorial on the Technology and Economics*. Berkeley : University of California, 1998. – <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/IFE.html>, http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/DT_fusion.html, <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/target.html>, <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/driver.html>, <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/chamber.html>, <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/economics.html>, <http://www.nuc.berkeley.edu/thyd/icf/refs.html>, Zugriff 07.12.05
- [24] ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY: Components of Inertial-Confinement-Fusion Power Plant. In: *LBL Research Review* 17 (1992), Nr. 2, S. 31
- [25] ITER ENGINEERING DESIGN ACTIVITIES AGREEMENT: *ITER Development Program*. 2005. – <http://www.iter.org/lawson.htm>, http://www.iter.org/achie_text.htm, <http://www.iter.org/experiments.htm>, <http://www.iter.org/Challenges.htm>, <http://www.iter.org/Strategy.htm>, <http://www.iter.org/ITERdo.htm>, <http://www.iter.org/Reactors.htm>, Zugriff 11.12.05
- [26] WÖHE, G. ; DÖRING, U.: *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 19. Aufl.* München : Vahlen, 1996
- [27] EICHHORN, P.: *Das Prinzip der Wirtschaftlichkeit, 2. Aufl.* Wiebaden : Gabler, 2000
- [28] WINJE, D. ; WITT, D. ; WINJE, D. (Hrsg.) ; HANITSCH, R. (Hrsg.): *Band II Energiewirtschaft*. Berlin : Springer-Verlag, 1991 (Handbuchreihe Energieberatung / Energiemanagement)
- [29] ALISCH, K. ; WINTER, E. ; ARENTZEN, U.: *GABLER Wirtschaftslexikon. CD-ROM für Microsoft Windows*. Wiesbaden : Gabler-Verlag, 1997
- [30] *Kapitel Produktion*. In: J.KLOCK: *Vahlens Kompendium der Betriebswirtschaftslehre Band 1*. München : Vahlen, 1998, S. 274-328
- [31] HERBERT, J. (Hrsg.): *Investitionsrechnung 4. Aufl.* Wiesbaden : Gabler, 1994
- [32] RÜDEL, A., ALSTOM POWER AG: *private Korrespondenz*
- [33] NAKICENOVIC, N. (Hrsg.) ; GRÜBLER, A. (Hrsg.) ; MCDONALD, A. (Hrsg.): *Global Energy Perspectives*. Cambridge : IASA, WEC, Cambridge University Press, 1998

- [34] ERDMANN, G.: *Energieökonomik - Theorie und Anwendung*. Stuttgart : B. G. Teubner, 1992
- [35] SCHIFFER, H. W.: *Energiemarkt Deutschland, 9. Aufl.* Köln : TÜV-Verlag, 2005
- [36] WARD, D. J., CULHAM SCIENCE CENTER: *private Korrespondenz*
- [37] LTI-RESEARCH GROUP: *Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System*. Heidelberg : Physica-Verlag, 1998
- [38] INDUSTRIEGEWERKSCHAFT METALL: *Energiearbeitsplätze der Zukunft*. Frankfurt am Main, 1999. – <http://www.berlin-brandenburg.dgb.de/filemanager/download/508/energiearbeitsplaetze.pdf>, Zugriff 13.12.05
- [39] MISSLER-BEHR, M.: *Methoden der Szenarioanalyse*. Wiesbaden : Deutscher Universitäts-Verlag, 1993
- [40] STEINMÜLLER, A. ; STEINMÜLLER, K.: *Ungezügelmte Zukunft*. München : Gerling Akademie Verlag, 2003
- [41] MANKIW, N. G.: *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*. 3. Aufl. Stuttgart : Schäffer-Poeschel Verlag, 2004
- [42] ARIVA.DE AG: *Euro / US Dollar Charts*. Kiel, 2005. – http://www.ariva.de/chart/index.m?secu=4633&ind_volume=ON&save_presets=0&zoom.x=0&zeitvon=0&zeitraum=8&go=upper, Zugriff: 25.11.05
- [43] NUCLEAR ENERGY AGENCY ; ORGANISATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update*. Paris : IEA Publication Service, 2005
- [44] GREATER PHOENIX ECONOMIC COUNCIL: *U.S. Inflation Rate*. Phoenix, Arizona, 2005. – <http://www.gpec.org/InfoCenter/Topics/Economy/USInflation.html>, Zugriff 24.11.05
- [45] BRONSTEIN, I. N. ; SEMENDJAJEW, K. A. ; MUSIOL, G. ; MÜHLIG, H.: *Taschenbuch der Mathematik*. Frankfurt a. M. : Harri Deutsch, 1997
- [46] WESTON, J. F. ; COPELAND, T. E.: *Managerial Finance*. 9. Aufl. Ford Worth, Texas : Dryden Press, 1993
- [47] HOWE, S., STEAG AG, UNTERNEHMENSKOMMUNIKATION: *private Korrespondenz*

- [48] v. KÖLLER, H. W., STEAG AG, PROJEKTLEITER NEUE PROJEKTE, ENERGIEWIRTSCHAFT & UNTERNEHMENSENTWICKLUNG: *private Korrespondenz*
- [49] WINJE, D., TU-BERLIN: *private Korrespondenz*
- [50] LIBOR TEAM, BRITISH BANKER'S ASSOCIATION: *private Korrespondenz*
- [51] HILLEBRAND, B.: *Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke, RWI-Papiere Nr. 47*. Essen : Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, 1997. – [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Strompreise% 20- %20Energiepreise/Studie_rwi_stromerzeugungskosten.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Strompreise%20-%20Energiepreise/Studie_rwi_stromerzeugungskosten.pdf), Zugriff 27.11.05
- [52] PFAFFENBERGER, W. ; HILLE, M.: *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt - Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*. Bremen : Bremer Energie Institut, 2004. – [http://www.competence-site.de/energie.nsf/C1451E437C0F8CEFC1256ECF00357258/ \\$File/langfassung_studie.pdf](http://www.competence-site.de/energie.nsf/C1451E437C0F8CEFC1256ECF00357258/$File/langfassung_studie.pdf), Zugriff 27.11.05
- [53] BRÜCKL, O., TU-MÜNCHEN: *private Korrespondenz*
- [54] KRAKEWSKI, L. J. ; RITZMAN, L. P.: *Operations Management - Strategy and Analysis*. 3. Aufl. Reading, Massachusetts : Addison-Wesley, 1993
- [55] *Kapitel Lernkurve*. In: GRUNDOW, M.: *Management Lexikon*. München : Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2001, S. 449–450
- [56] ARGOTE, L. ; EPPLE, D.: Learning Curves in Manufacturing. In: *Science* 247 (1990), S. 920–924
- [57] *Kapitel The Product Portfolio*. In: HENDERSON, B. D.: *Perspectives on Strategy from The Boston Consulting Group*. New York : Wiley, 1998, S. 35–37
- [58] WRIGHT, T. P.: Factors Affecting the Costs of Airplanes. In: *Journal of Aeronautical Science* 3 (1936), S. 122–128
- [59] DUTTON, J. M. ; THOMAS, A.: In: *Academy of Management Review* 9 (1984), S. 235
- [60] MAISONNIER, D., PROJEKTLEITER PPCS, EFDA: *private Korrespondenz*
- [61] VOLKMER, M.: *Basiswissen zum Thema Kernenergie*. Berlin : Informationskreis Kernenergie, 2002
- [62] LAKO, P. ; SEEBREGTS, A. J.: *Characterization of Power Generation options for the 21st Century - Report on behalf of Macro task E1*. Petten : ECN-C–98-085, 1998. – <http://www.ecn.nl/docs/library/report/1998/c98085.pdf>, Zugriff 07.11.05

- [63] GIESE, U. ; LEVERENZ, J.: The EPR Becomes Reality at Finnlands Olkiluoto 3. In: *ATS Ydintekniikka* 34 (2005), S. 6–11
- [64] FRAMATOME ANP: *EPR*. Paris, 2005
- [65] FRAMATOME ANP: *40 years of experience*. Paris, 2005. – <http://www.de.framatome-anp.com/anp/e/foa/anp/about/s1.htm>, Zugriff 13.11.05
- [66] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION ; URANIUM INFORMATION CENTER: *The Economics of Nuclear Power - Briefing Paper No. 8*. London, 2005. – <http://www.uic.com.au/08%20Economics%20of%20NP.pdf>, Zugriff 09.11.05
- [67] SCHILLING, H. D.: *Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten ?* Stuttgart : Technologie-Transfer-Initiative GmbH, 2004. – <http://www.energie-fakten.de/pdf/wirkungsgrade.pdf>, Zugriff 13.11.05
- [68] 4TH FRAMEWORK PROGRAMME FOR RESEARCH AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT: *ATLAS-Program - Heat and Power*. Europa : Energy Research and Technological Development, European Network of Energy Agencies on behalf of Directorate General XVII of the European Commission, 2005. – http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/ngccintro.html, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/ngcctech.html, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/ngccfrtd.html, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/igccintro.html, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/igccrtd.html, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/igccfrtd.html, Zugriff 17.11.05
- [69] SPAN, R.: *Technische Perspektiven für die Energiebereitstellung im Jahr 2030*. Hofheim, Taunus : Workshop: Energiebezogene Technologieentwicklung 19.-20. April 2004, 2004. – <http://thet.uni-paderborn.de/chronik/prognos/Energiebereitstellung2030.pdf>, Zugriff 18.11.05
- [70] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: *Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Heft XXVIII: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*. Stuttgart : Schweizerbart Science Publishers, 2003
- [71] LANG, RWE-POWER: *private Korrespondenz*
- [72] VGB POWERTECH E.V.: *Advanced 700 °C PF Power Plant (AD700-2)*. Essen, 2004. – http://www.vgb.org/fue_projekt220.html, Zugriff 15.11.05
- [73] RWE POWER: *BoA Neurath*. Essen, 2005. – <http://www.rwe.com/generator.aspx?property=Data/id=213668/download20.pdf>, Zugriff 13.11.05

- [74] RWE POWER: *Wirkungsgrad um 10 Prozent steigern*. Essen, 2005. – <http://www.rwe.com/generator.aspx/templateId=renderPage/id=76858?pmid=4000552>, Zugriff 13.11.05
- [75] RWE POWER: *Demonstrationsprojekt zur weiteren Effizienzsteigerung bei der Braunkohleverstromung geplant*. Essen, 2005. – <http://www.rwe.com/generator.aspx/templateId=renderPage/id=76858?pmid=4000551>, Zugriff 13.11.05
- [76] WESTDEUTSCHER RUNDFUNK: *Hoffnungsträger Niederaußem - Wie wirtschaftlich sind Braunkohlekraftwerke?* Köln, 2004. – http://www.wdr.de/themen/wirtschaft/wirtschaftsbranche/energie/kohleland_nrw/wirtschaft/niederaussem_kraftwerk/index.jhtml?rubrikenstyle=kohleland_wirtschaft, Zugriff 16.11.05
- [77] TONDU CORPORATION: *IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle*. Houston, Texas, 2005. – <http://www.tonducorp.com/IGCC.htm>, Zugriff 19.11.05
- [78] FUTURESOURCE: *New York Mercantile Exchange Natural Gas Composite*. Hayward, California : eSignal, 2005. – [http://charts.futuresource.com/cis/fsspon?cont=NG&period=M&size=800x550&bartype=bar&bardensity=medium&headerbackground=\(221,221,221\)&headerforeground=\(102,102,102\)&headerdatacolor=\(0,1,125\)&studyheaderbackground=\(221,221,221\)&showextendednames=true&random=6529](http://charts.futuresource.com/cis/fsspon?cont=NG&period=M&size=800x550&bartype=bar&bardensity=medium&headerbackground=(221,221,221)&headerforeground=(102,102,102)&headerdatacolor=(0,1,125)&studyheaderbackground=(221,221,221)&showextendednames=true&random=6529), Zugriff 23.11.05
- [79] DUCKAT, R. ; TREBER, M. ; G. KIER, C. B.: *Diskussionpapier Abscheidung und Lagerung als Beitrag zum Klimaschutz? Ergebnisse des Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch*. Bonn : Germanwatch, 2004. – www.germanwatch.org/rio/ccs04.htm, Zugriff 05.11.05
- [80] TAMBINUTHU, K. ; DAVISON, J. ; GUPTA, M.: CO₂ Capture and Reuse. In: IPCC (Hrsg.): *Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina, Canada, 18-21 November 2002*
- [81] WILLIAMS, R. H.: Decarbonized fossil energy carriers and their energy technology competitors. In: IPCC (Hrsg.): *Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina, Canada, 18-21 November 2002*
- [82] DOOLEY, J. J. ; EDMONDS, J. A. ; DAHOWSKI, R. T. ; WISE, M. A.: Modelling Carbon Capture and Storage Technologies in Energy and Economic Models. In: IPCC (Hrsg.): *Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina, Canada, 18-21 November 2002*

- [83] FREUND, P. ; DAVISON, J.: General overview of costs. In: IPCC (Hrsg.): *Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina, Canada, 18-21 November 2002*
- [84] UMWELTBUNDESAMT: *Kohlendioxidemissionen*. Dessau, 2003. – <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten/daten/kohlendioxidemissionen.htm>, Zugriff 22.11.05
- [85] FUTURESOURCE: *Euro / US Dollar Crossrate*. Hayward, California : eSignal, 2005. – <http://www.futuresource.com/charts/charts.jsp?s=FXEUUSMUL&o=&a=M&z=610x300&d=medium&b=bar&st=>, Zugriff 18.12.05
- [86] DELENE, J. G. (Hrsg.) ; SHEFFIELD, J. (Hrsg.) ; WILLIAMS, K. A. (Hrsg.) ; REID, R. L. (Hrsg.) ; HADLEY, S. (Hrsg.): *An Assessment of the Economics of Future Electric Power Generation Options and the Implication for Fusion - Revision 1 ORNL/TM-1999/243/R1*. Oak Ridge, Tennessee : Oak Ridge National Laboratory, 2000
- [87] MILLER, R. L. ; ARIES TEAM: Systems Context of the ARIES-AT Conceptual Fusion Power Plant. In: *14th ANS Topical Meeting on Technology of Fusion Energy*. Park City Utah : University of California, San Diego, October 15-19 2000. – <http://www-ferp.ucsd.edu/LIB/REPORT/CONF/ANS00/miller.pdf>, Zugriff 20.12.05
- [88] BRENKERT, A. L. (Hrsg.) ; SMITH, S. J. (Hrsg.) ; KIM, S. H. (Hrsg.) ; PITCHER, H. M. (Hrsg.): *Model Documentation for the MiniCAM PNNL-14337*. College Park, Maryland : Joint Global Change Research Institute, Pacific Northwest National Laboratory Operated by Battelle for the U.S. Department of Energy, 2003. – <http://www.globalchange.umd.edu/models/MiniCAM.pdf>, Zugriff 21.12.05
- [89] DÜWEKE, J., MAX-PLANCK-INSTITUT FÜR PLASMAPHYSIK: *private Korrespondenz*
- [90] MOIR, R. W. ; ET AL.: HYLIFE-II: A Molten-Salt Inertial Fusion Energy Power Plant Design - Final Report. In: *Fusion Technology* 20 (1994), S. 5–25
- [91] MOIR, R. W.: Improvements to the HYLIFE-II Inertial Fusion Energy Power Plant Design. In: *Fusion Technology* 26 (1994), S. 1169–1177
- [92] MOIR, R. W.: IFE Power Plant Design Strategy. In: *Fusion Technology* 30 (1996), S. 1613–1623
- [93] MOIR, R. W.: Inertial Fusion Energy Power Plants Based on Laser or Ion Beams. In: *Proceeding of the Ninth International Conference on Emerging Nuclear Energy Systems IGENES98*. Herzliya, Israel : Israel Nuclear Society, 28.06.-02.07.1998 1998
- [94] SIMON, H. (Hrsg.): *Wettbewerbsvorteile und Wettbewerbsfähigkeit*. Stuttgart : Fachverlag für Wirtschaft und Steuern Schäffer, 1988

Anhang zur Diplomarbeit

von Simon P. Marburger

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbständig und ohne unerlaubte fremde Hilfe angefertigt, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Berlin, den 20.01.2006

Dr. Simon Patrick Marburger

