



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken anhand von ausgewählten Beispielen

Diplomarbeit

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Univ. Prof. Dr. Dipl.-Ing. Reinhard Haas

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Albert Hiesl

Matr. Nr.: 0326665

Wien, im November 2012

Danksagung

Als erstes möchte ich mich bei den besten Eltern der Welt, meinen Eltern, bedanken. Sie haben mich zu jeder Zeit unterstützt, an mich geglaubt und mir immer die beste Ausbildung ermöglicht.

Ein ganz besonderer Dank gilt auch meinen Freunden und Wegbegleitern, die mir mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind und mit denen ich unzählige wunderbare Momente erleben durfte.

Großer Dank gebührt auch Lisa Limberger, Nina Prettenhofer und Daniel Neubacher für das Korrekturlesen dieser Arbeit.

Zu guter Letzt möchte ich mich noch bei Univ. Prof. Dr. Dipl.-Ing. Reinhard Haas und bei Mag. Michael Hartner für die kompetente Betreuung bedanken.

Kurzfassung

„Too cheap to meter“: Dieser Ausspruch hat den Beginn der zivilen Nutzung der Kernenergie geprägt. Man ging davon aus, dass Atomkraftwerke beinahe zum Nulltarif Strom produzieren können. Es war von Skaleneffekten und technologischem Lernen die Rede. Die Geschichte zeigte jedoch, dass beinahe überall auf der Welt die Investitionskosten von Atomkraftwerken während der letzten 50 Jahre gestiegen sind.

Im Zuge dieser Diplomarbeit wird analysiert, wie hoch die Stromgestehungskosten der fünf Atomkraftwerke Olkiluoto 3, Flamanville 3, Shin Kori 3, Sanmen 1 und Leningrad II/1 sind, und wovon sie abhängen. Im ersten Schritt wird ein Basismodell untersucht, welches Investitionskosten, Brennstoffkosten, O&M Kosten sowie Stilllegungskosten berücksichtigt. Für die Investitionskosten werden „Overnight Costs“ herangezogen und Zinsen und Preiserhöhungen, die während der Bauzeit anfallen, berücksichtigt. Die Stilllegungskosten werden in einen jährlich einzuzahlenden Rentenwert umgerechnet und für die Brennstoffkosten werden Erzeugungs- sowie Entsorgungskosten berücksichtigt. Zudem wird untersucht, wie sich standardisierte externe Kosten nach ExternE sowie CO_2 Zertifikatskosten, die auf Radioaktivität beziehungsweise CO_2 -Emissionen in der Bereitstellungskette zurückzuführen sind, auf die Höhe der Stromgestehungskosten auswirken. Die Frage nach der Versicherung eines nuklearen Unfalls wird ebenfalls untersucht und auch die Höhe der Uranpreise und die Endlagerungskosten fließen in die Analyse ein. Im letzten Schritt werden Strommarktpreise den zu erwirtschaftenden Erlösen gegenübergestellt.

Die Stromgestehungskosten liegen bei den untersuchten Kraftwerken zwischen 2,53 c/kWh und 6,6 c/kWh. Standardisierte externe Kosten nach ExternE, sowie CO_2 Zertifikatskosten haben kaum Einfluss auf die Höhe der Gestehungskosten. Auch bei großen Variationen des Uranpreises bleibt die Höhe der Stromgestehungskosten relativ stabil. Die Stilllegungskosten haben aufgrund der langen Laufzeit der Kraftwerke lediglich geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Würde man allerdings die Versicherung eines nuklearen Unfalls in das Modell mit einbeziehen, würden die Gestehungskosten explodieren und jede Wirtschaftlichkeitsbewertung ad absurdum führen. Da die durchschnittlichen Spotmarktpreise für Elektrizität teilweise sehr niedrig sind, kann es durchaus schwierig sein, die hohen fixen Kosten abzudecken.

Schlagwörter: Atomkraftwerk, Wirtschaftlichkeit, Stromgestehungskosten, Strompreise

Abstract

„Too cheap to meter“: A statement which marked the beginning of the civil nuclear power era. It describes a concept, in which nuclear power-plants can produce electricity at near zero cost to the consumer. Scaling effects and the increase of technological know-how were expected to decrease the costs over time. History dictates however, that on an almost worldwide scale, the investment outlay of nuclear power-plants has increased over the last 50 years.

In this Master Thesis we will analyze the price of producing electricity at the nuclear power-plants Olkiluoto 3, Flamanville 3, Shin Kori 3, Sanmen 1 and Leningrad II/1, and by which factors they are influenced. These particular power-plants will be examined, because they all belong to the state-of-the-art reactor generation III+, and are all currently under construction. A basic model, which takes the investment-budget, fuel, operation- including maintenance and decommissioning- into consideration, will be developed. The investment expenses will be represented by the overnight costs. These expenses will also take into account the interest rate and cost increases which arise during the construction period. Decommissioning costs will be converted into a yearly payable fee. Fuel costs include the costs of manufacturing fuel rods, as well as the disposal of spent fuel. Also included will be the impact of standardised external expenditure and the price for carbon dioxide emissions on the costs of producing electricity. Additionally, the costs for the insurance against nuclear accidents, fluctuation of the uranium price as well as the costs of long term storage of spent nuclear fuel will also be taken into consideration. The last step will be the comparison of spot market prices for electricity and the revenues of the nuclear power-plants.

The costs of producing electricity varies between 2,53 c/kWh and 6,6 c/kWh in the analyzed power-plants. Standardized external costs according to ExternE, as well as expenses for carbon dioxide emissions will not have a large impact on the overall costs of producing electricity. The costs of producing electricity are relatively stable as well, even with a fluctuating uranium price. Due to the longevity of nuclear power-plants, decommissioning costs also do not influence the expenditures to a large extent. Insuring against a nuclear accident, however, will cause the expense of producing electricity to increase ad absurdum. Since the spot-market prices for electricity are relatively low, it can become difficult to operate them cost-effectively.

Keywords: nuclear power plant, economics, electricity production costs, electricity prices

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Geschichtliche Aspekte der Kernenergie	3
3	Wirtschaftlichkeit	11
3.1	Basismodell	12
3.1.1	Investitionskosten	13
3.1.2	Bauzeit	14
3.1.3	Stilllegungskosten	14
3.1.4	Brennstoffkosten	16
3.1.5	Betriebs- und Wartungskosten	20
3.1.6	Volllaststunden	20
3.2	Szenario 1: Berücksichtigung „standardisierter“ externer Kosten nach ExternE sowie CO_2 -Zertifikatskosten	21
3.3	Szenario 2: Versicherung eines nuklearen Unfalls	22
4	Stromgestehungskosten	25
4.1	„Standardisierte“ externe Kosten nach ExternE sowie CO_2 Zertifikatskosten	26
4.2	Olkiluoto 3	27
4.2.1	Basismodell	28
4.2.1.1	Berücksichtigung des Anstiegs der Investitionskosten	31
4.2.1.2	Auswirkung der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten	32
4.2.2	Sensitivitätsanalyse Basismodell	33
4.2.3	Versicherung eines nuklearen Unfalls	34
4.2.4	Zusammenfassung Stromgestehungskosten	36
4.3	Flamanville 3	37
4.3.1	Basismodell	37
4.3.1.1	Auswirkung der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten	40
4.3.2	Sensitivitätsanalyse Basismodell	41
4.3.3	Versicherung eines nuklearen Unfalls	41
4.3.4	Zusammenfassung Stromgestehungskosten	42
4.4	Shin Kori 3	43
4.4.1	Basismodell	43
4.4.2	Sensitivitätsanalyse Basismodell	46
4.4.3	Versicherung eines nuklearen Unfalls	46
4.4.4	Zusammenfassung Stromgestehungskosten	47
4.5	Sanmen 1	48
4.5.1	Basismodell	48
4.5.2	Sensitivitätsanalyse Basismodell	51
4.5.3	Versicherung eines nuklearen Unfalls	51
4.5.4	Zusammenfassung Stromgestehungskosten	52
4.6	Leningrad II/1	53
4.6.1	Basismodell	53
4.6.2	Sensitivitätsanalyse Basismodell	56
4.6.3	Versicherung eines nuklearen Unfalls	56

4.6.4	Zusammenfassung Stromgestehungskosten	57
4.7	Auswirkungen des Uranpreises auf die Brennstoffkosten	58
4.8	Vergleichende Gegenüberstellung der Kraftwerke	60
5	Vergleich mit den Ergebnissen aus früheren Studien	62
6	Strommarktpreise, Kosten und Erlöse	64
6.1	Olkiluoto 3	66
6.2	Flamanville 3	67
6.3	Shin Kori 3	69
6.4	Sanmen 1	70
6.5	Leningrad II/1	71
6.6	Vergleich der Barwerte der Kraftwerke anhand aktueller Spotmarktpreise . .	72
7	Schlussfolgerungen	73

1 Einleitung

Klimawandel, globale Erwärmung und steigender Energiebedarf sind Schlagworte, die beinahe täglich in den Medien kursieren. Welche Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels beitragen und wie effizient diese sind, muss sorgfältig überlegt werden. Eines ist jedoch klar, die Debatte über Klimawandel und Treibhausgase hat ein neues Bewusstsein geschaffen. Ein Bewusstsein darüber, dass es zukünftig Energieerzeugungstechnologien braucht, die weniger, oder wenn möglich keine Treibhausgase verursachen. Ein weiterer Aspekt ist die Notwendigkeit einer stabilen Energieversorgung bei wachsendem Energieverbrauch. Trotz Smart Grids und wachsender dezentraler Energieversorgung spielen in diesen beiden Bereichen auch Atomkraftwerke eine große Rolle.

Atomkraftwerke haben das Image, Energie zum „Nulltarif“ zu produzieren und dabei keine schädlichen Treibhausgase zu verursachen. Doch wie sieht die Realität aus? Kann man mit Atomkraftwerken wirklich so günstig Strom produzieren?

Die zentrale Frage dieser Arbeit ist, wie sich die Stromgestehungskosten von aktuellen Atomkraftwerken zusammensetzen und wie hoch diese sind. Zudem wird analysiert, wie sich eine Verlängerung der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten auswirkt.

Ein weiterer Punkt, mit dem sich diese Arbeit beschäftigt, ist die Frage der externen Kosten und der Brennstoffkosten. Woraus setzen sich diese Kosten zusammen und welche Auswirkungen haben sie auf die Höhe der Stromgestehungskosten? Die Höhe der Brennstoffkosten hängt von zwei Faktoren ab. Einerseits von den Erzeugungs-, andererseits von den Entsorgungskosten. Es wird analysiert, wie sich der Uranpreis beziehungsweise die Zwischen- und Endlagerung auf die Gestehungskosten auswirken.

Auch die Versicherung eines nuklearen Unfalls ist Teil der Berechnungen dieser Arbeit. Wie ist der Status quo? Wie müsste eine Versicherungsprämie aussehen um die Schäden eines nuklearen Unfalles abdecken zu können? Sind Atomkraftwerke überhaupt versicherbar?

Eine weitere Frage beschäftigt sich mit den Spotmarktpreisen verschiedener Märkte. Zu welchem Preis kann Strom verkauft werden und reichen die Erlöse um die hohen Fixkosten abzudecken?

Tabelle 1.1 zeigt die Daten der fünf Atomkraftwerken die zur Berechnung der Stromgestehungskosten herangezogen werden.

Tabelle 1.1: Kraftwerke und zugehörige Standorte

Kraftwerk	Land	Reaktortyp	Erbauer
Olkiluoto 3	Finland	EPR	AREVA
Flamanville 3	Frankreich	EPR	AREVA
Shin Kori 3	Südkorea	APR-1400	Hyundai
Sanmen 1	China	AP1000	Westinghouse
Leningrad II/1	Russland	WWER-1200/491	Atomstroexport

Diese Kraftwerke wurden gewählt, da sie die ersten ihrer Baureihe sind, gerade gebaut werden und zur neuesten Reaktorgeneration III+¹ gehören. Diese Reaktorgeneration soll besonders sicher und vor allem ökonomisch sein. Zudem werden sie in verschiedenen Ländern

¹siehe Kapitel 4

gebaut und gerade China und Südkorea setzen in den letzten Jahren vermehrt auf Atomkraftwerke zur Stromerzeugung.

Da es aktuell große Bauzeitverzögerungen bei den Kraftwerken Olkiluoto 3 und Flamanville 3 gibt, wird der Einfluss der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten anhand dieser Kraftwerke analysiert.

Zum Zwecke der Kalkulation der Endlagerung wird das in Bau befindliche geologische Tiefenlager Onkalo (Finnland) herangezogen.

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut: Kapitel zwei beschäftigt sich mit einigen historischen Aspekten der Kernenergie von den 1950er Jahren bis heute. Es wird gezeigt unter welchen Umständen sich die zivile Nutzung der Atomenergie entwickelt hat, was man sich davon versprach und wie es heute damit aussieht.

Das nächste Kapitel behandelt die Kostenstruktur der Atomkraftwerke. Die verschiedenen Kostenanteile wie Investitionskosten, Brennstoffkosten, Stilllegungskosten etc. werden genauer unter die Lupe genommen. Im vierten Kapitel werden die Stromgestehungskosten unter verschiedenen Gesichtspunkten berechnet und analysiert, um im fünften Kapitel einen Vergleich mit anderen Studien zu ziehen. Kapitel sechs behandelt Strompreise und die Erträge, die durch Atomkraftwerke zu erwirtschaften sind. Den Abschluss der Arbeit bilden Schlussfolgerungen, die aus den vorigen Berechnungen hervorgehen und ein kurzer Ausblick in die Zukunft der Kernenergie.

2 Geschichtliche Aspekte der Kernenergie

Die Kernenergie hat bereits eine bewegte Geschichte hinter sich. Seit ihrer Entdeckung hat sie viele Entwicklungsstufen durchlaufen. Zuerst hauptsächlich für militärische Zwecke genutzt, wurde bald auch das Potential zur zivilen Nutzung entdeckt. Neben der positiven Eigenschaften wie große Energiemengen zu günstigen Preisen, wurde durch schwere nukleare Unfälle und ungelöste Probleme, wie die Endlagerung der abgebrannten Brennstäbe, klar, welche Gefahren auch die zivile Nutzung dieser Technologie mit sich bringt.

Der große Anstoß zur zivilen Nutzung der Kernenergie war die „Atoms for Peace“ Rede vom damaligen US-Präsidenten Eisenhower im Dezember 1953. Es ging dabei vor allem darum, die durch den zweiten Weltkrieg in Verruf geratene Technik von ihrem negativen Image zu befreien und durch die friedliche Nutzung salonfähig zu machen. Ein Hintergedanke dabei war, der Welt, und ganz besonders der damaligen Sowjetunion, technologische Überlegenheit in diesem Bereich zu demonstrieren. Die Eisenhower Administration, gemeinsam mit Lewis Strauss, der Vorsitzender der „Atomic Energy Commission“ war, erhoffte sich durch diese Rede die Welt von der Notwendigkeit friedlicher Nutzung der Atomkraft zu überzeugen, ohne dabei ein staatliches Atomprogramm in der Hinterhand zu haben. Im Gegenteil: Nationale Energiedienstleister sollten Atomkraftwerke weitgehend auf eigene Kosten bauen, der Staat sollte dabei eine untergeordnete Rolle spielen. Der Plan scheiterte und es wurde vermehrt in große Kohlekraftwerke investiert. Allerdings wurde zu dieser Zeit die Vision von überaus günstiger Energie, produziert durch Atomkraftwerke, geboren. Eine Vision die sich im Ausspruch von Lewis Strauss widerspiegelt: „too cheap to meter“, also Energie die de facto nichts kostet.

Ein weiterer entscheidender Punkt war, dass auch AEC Beauftragter Thomas E. Murray und viele andere der Meinung waren, dass die USA eine moralische Verpflichtung zur Überflügelung der Sowjetunion bei der Entwicklung von friedlicher Atomkraftnutzung hätten. Unter diesen Umständen beschloss die Eisenhower Administration ein fünfjähriges Atomentwicklungsprogramm zu starten. Dabei sollten keine Kosten und Mühen gescheut werden, um zu eruieren, welches Reaktordesign am besten für Industrie und kommerziellen Betrieb geeignet wäre. Zwei Leichtwasserreaktoren, ein Natrium-Graphit-Reaktor, ein Brüterreaktor und ein weiterer Reaktortyp standen zur Auswahl. Durchgesetzt hat sich schließlich das Design des Leichtwasserreaktors (Beaver, 2011).

Auch andere Nationen waren bei der Entwicklung von Atomkraftwerken treibende Kräfte. Die Sowjetunion entwickelte den RBMK Reaktor, einen graphitmoderierten und wassergekühlten Reaktor, der mit natürlichem Uran betrieben wird. Dieser Reaktor war 1954 der erste, der weltweit seinen kommerziellen Betrieb aufnahm. Eine Weiterentwicklung dieses ersten Reaktors kam schließlich auch im Kernkraftwerk Tschernobyl zum Einsatz, wo es 1986 zu einem GAU kam.

In Großbritannien wurde 1954 die „UK Atomic Energy Authority“ gegründet, um die Entwicklung der Kernenergie voranzutreiben. Zwei Jahre danach ging der Prototyp des Magnox gasgekühlten Reaktors in Calder Hall ans Netz. Diese Art des Reaktors kam später noch des öfteren in Großbritannien zum Einsatz und wurde vom „Advanced Gas-Cooled Reactor“ abgelöst.

Auch Frankreich und Kanada entwickelten eigene Reaktortypen. Ein Gas-Graphit Reaktor, der ähnlich den ersten Reaktortypen in Großbritannien war, wurde von Frankreich entwickelt

und Kanada stieg vor allem wegen seiner großen Uranreserven in die Entwicklung von Atomkraftwerken ein.

Weltweit wurden verschiedene nationale Designs entwickelt. Abbildung 2.1 zeigt, dass sich

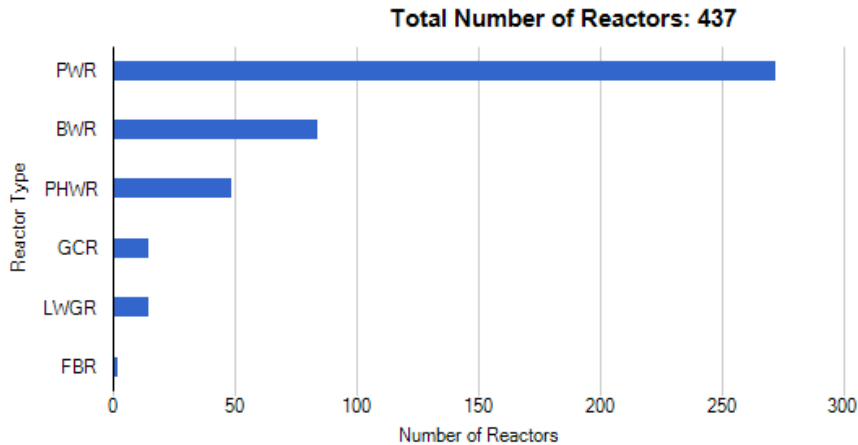


Abbildung 2.1: Anzahl der Reaktoren nach Reaktortypen 2012

Quelle: <http://www.iaea.org/pris>

weltweit letztendlich die Leichtwasserreaktoren, um den PWR (Druckwasserreaktor) und den BWR (Siedewasserreaktor), durchgesetzt haben. Von den weltweit 437 in Betrieb befindlichen Reaktoren sind mehr als dreiviertel PWR und BWR.

Durch den wirtschaftlichen Aufschwung der 60er Jahre wurde zunehmend mehr Energie benötigt und die USA, Europa und die damalige Sowjetunion bauten immer mehr und leistungsfähigere Atomkraftwerke. In den USA wurden vor 1966 weniger als 10 Reaktoren geordert, zwischen 1966 und 1967 vervierfachte sich diese Anzahl, als General Electric und Westinghouse sich gegenseitig mit schlüsselfertigen Anlagen unterboten.

Die hohen Ölpreise während der 70er Jahre boten der Atomenergie einen ausgezeichneten Boden für hohes Wachstum. Der Anteil an Nuklearstrom erhöhte sich in den USA von 1973 bis 1990 von etwa 4% auf 20%.

Allerdings war in den 70ern nirgendwo auf der Welt das Wachstum der Atomenergie so groß wie in Frankreich. EDF startete ein beispielloses Atomprogramm mit dem N4-Reaktor von Framatome. Der erste eigene Reaktor ging 1977 in Fessenheim ans Netz. Der Anteil an Atomstrom betrug 1974 etwa 8% und stieg bis 2005 auf etwa 78%. Frankreich exportiert zudem Strom nach Italien und England. Der französische PWR (Pressurized Water Reactor) wurde in mehrere Länder verkauft, unter anderem nach Belgien, Südafrika, Südkorea und China. Auch in anderen Ländern, wie beispielsweise Deutschland, Italien, Spanien und der Tschechoslowakei wurden zu dieser Zeit Atomkraftwerke gebaut (Chater, 2005).

Abbildung 2.2 zeigt den Bauboom der späten 1960er bis 80er Jahre. Davor und danach gab es sehr viel weniger Baustarts. Einen großen Beitrag dazu dürfte der Unfall in Tschernobyl im Jahr 1986 geleistet haben. Dieser Unfall hat vor Augen geführt, wie gefährlich diese Technologie sein kann und wie verantwortungsvoll man damit umgehen muss. Erst in den

letzten Jahren werden wieder vermehrt Atomkraftwerke gebaut. Interessant ist aber auch, dass im Jahr 2008 erstmals kein Kernreaktor ans Netz ging.

Allerdings drohten schon in den 1970er Jahren erste Zweifel aufzukommen. Die Preise für

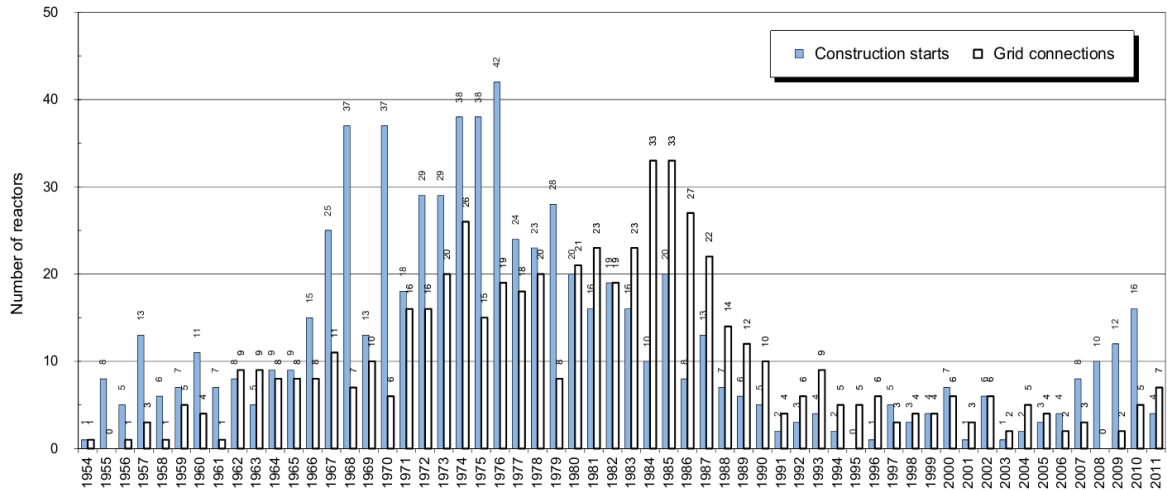


Abbildung 2.2: Weltweite Anzahl der Baustarts und Netzanschlüsse 1954-2011

Quelle: (IAEA, 2012)

schlüsselfertige Anlagen der späten 60er Jahre erwiesen sich als zu niedrig und die Anbieter fuhren zum Teil hohe Verluste ein, weshalb später kaum noch schlüsselfertige Anlagen gebaut wurden. Zudem erwies sich der Ausspruch „too cheap to meter“ als viel zu optimistisch. In der Zeit zwischen 1950 und 1970 wurden große Gasvorkommen in der Nordsee entdeckt, die einen Großteil Europas mit günstiger Energie versorgen konnten. Zudem ereigneten sich einige Reaktorunfälle, beispielsweise in Three Mile Island, welche die Befürchtung vor umwelt- und gesundheitlichen Schäden schürten. Durch solche Unfälle wurden weltweit die Sicherheitsbestimmungen erhöht, was zur Folge hatte, dass der Bau von Atomkraftwerken insgesamt teurer wurde (Chater, 2005).

Die Kosten der Kernenergie wurden bereits von Anfang an unterschätzt. So kosteten die Kernkraftwerke in den USA durchwegs etwa doppelt so viel wie vorhergesagt. Die letzten 43 Kraftwerke (1983-1997), die in den USA ans Netz gingen, kosteten etwa 3750 USD/kW. Die Stromgestehungskosten liegen damit etwa bei 10 ¢/kWh. In den 1960er und den frühen 1970er Jahren ging man noch von deutlich geringeren Kosten zwischen 537 und 685 USD/kW aus. Die Stromgestehungskosten sollten etwa bei 1,7 bis 2 ¢/kWh liegen. Generell wurden die Kosten in allen Bereichen deutlich geringer angegeben, und die Performance der Kraftwerke besser dargestellt, als dies in der Realität der Fall war. Baukosten, Stilllegungskosten sowie Bauzeit und Auslastung der Kraftwerke wurden in den Anfangsjahren in einem guten Licht dargestellt, um das Vertrauen in die Technologie nicht zu erschüttern und um im Vergleich mit anderen Technologien besser dazustehen. Mitte der 50er Jahre wurden für das Jahr 1980 Stromgestehungskosten von 1,85 bis 3 ¢/kWh vorausgesagt.

Dabei ging man von massiven Vergünstigungen durch Skaleneffekte und durch technologisches Lernen aus. Die falsche Annahme, dass die Kosten durch gesteigerte Kraftwerksgröße massiv sinken werden, war vor allem geprägt durch Generalisierung der Erfahrungen mit fossilen Energieträgern. Es wurde dabei davon ausgegangen, dass eine Verdopplung der Ka-

pazität Einsparungen in der Höhe von etwa 13 bis 35% bringen wird. Zudem erwarteten Analysten drei Verdopplungen zwischen 1960 und 2000, mit Einsparungen von bis zu 60%. Die Annahmen für die Kostenreduktion durch technologische Lerneffekte erwies sich ebenfalls als überzogen. Die Theorie des technologischen Lernens geht von einer Kostenreduktion von 10-20% bei einer Verdopplung des kumulativen Outputs aus. Voraussagen stellten jedoch Kostenreduktionen von 50% zwischen 1960 und der Jahrtausendwende in Aussicht. In den 1970er Jahren konnte man erstmals mit Erfahrungswerten die viel zu günstigen Vorhersagen widerlegen. Kraftwerke, die in den Jahren 1966 bis 1967 gebaut wurden, kosteten etwa 900 USD/kW, bei Voraussagen von 431 USD/kW. Kraftwerke, die zwischen 1968 und 1969 gebaut wurden, kosteten bereits 1535 USD/kW bei Vorhersagen von 522 USD/kW (Cohn, 1997).

Abbildung 2.3 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten amerikanischer Atomkraftwerke während der letzten 38 Jahre. Der negative Trend des „learning by doing“ zeigt sich nicht nur in den USA, sondern auch in Frankreich und dem Rest der Welt. Die Höhe der „Overnight Costs“ ist kontinuierlich gestiegen. Die negative Lernrate hat mehrere Gründe, beispielsweise

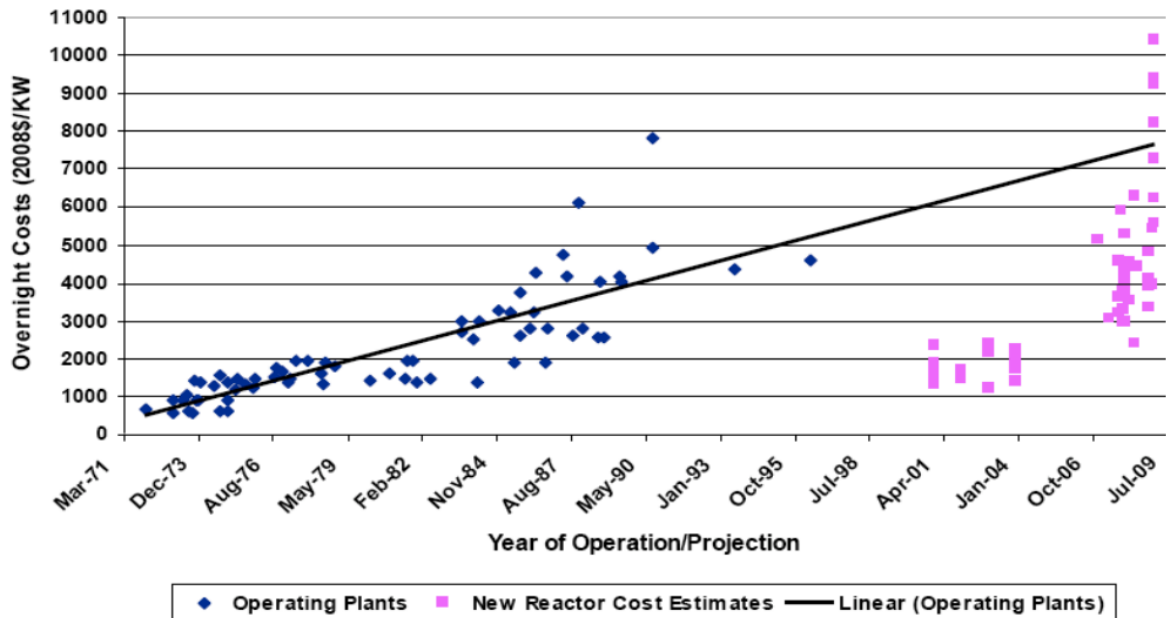


Abbildung 2.3: Entwicklung der „Overnight Costs“ in den USA
Quelle: (Cooper, 2010)

die niedrigen Bestellraten ab 1980, strenge regulatorische Bestimmungen sowie eine Vielfalt an verfügbaren und nicht standardisierten Reaktortypen.

Die Geschichte der Atomenergie zeigt zudem, dass es eine signifikante Verlängerung der durchschnittlichen Bauzeit gab. Tabelle 2.1 zeigt, dass die Bauzeiten zwischen 1965 und 2000 kontinuierlich zugenommen haben, um danach wieder auf das Niveau von 1977-1982 zu sinken. Die erhebliche Erhöhung der Bauzeit Ende der 1980 Jahre ist zurückzuführen auf den Tschernobyl-Unfall. Durch die negative Einstellung der Öffentlichkeit und der Politik wurden anschließend die Genehmigungsbestimmungen verschärft. Allerdings ist es schwierig aus diesen Zahlen vernünftige Schlüsse zu ziehen, da in Russland, Rumänien und der Ukraine

Tabelle 2.1: Bauzeit Atomkraftwerke weltweit

Zeitraum	Anzahl d. Reaktoren	Durchschnittliche Bauzeit (Monate)
1965-1970	48	60
1971-1976	112	66
1977-1982	109	80
1983-1988	151	98
1995-2000	28	116
2001-2005	18	82
2005-2009	6	77

manche Kraftwerke eine Bauzeit von 18 bis 24 Jahren aufweisen, wohingegen Kraftwerke die in Südkorea, China, Indien und Japan gebaut wurden zumeist nicht mehr als fünf Jahre Bauzeit benötigten (Schneider u. a., 2010).

In den letzten Jahren wurde von einer „Renaissance der Kernenergie“ gesprochen. Hoffnungsträger dabei sind die Kraftwerke der Generation III+, welche sicherer und günstiger sein sollen und zudem weniger Abfall produzieren. Die Annahme von Analysten war, dass dieser Kraftwerkstyp nicht nur von jenen Ländern in Auftrag gegeben wird, die ohnehin auf Atomkraft setzen, sondern auch von Ländern, die sich vermeintlich von der Atomenergie verabschiedet haben. Zu diesen Ländern gehören unter anderem die USA, Deutschland, Italien und Großbritannien (Schneider u. a., 2010).

Wenn man allerdings einen Blick auf Abbildung 2.4 wirft, so wird klar, dass diese „Renaissance“ maximal lokal ausgeprägt ist. Zur Zeit befinden sich 64 Reaktoren in Bau. In

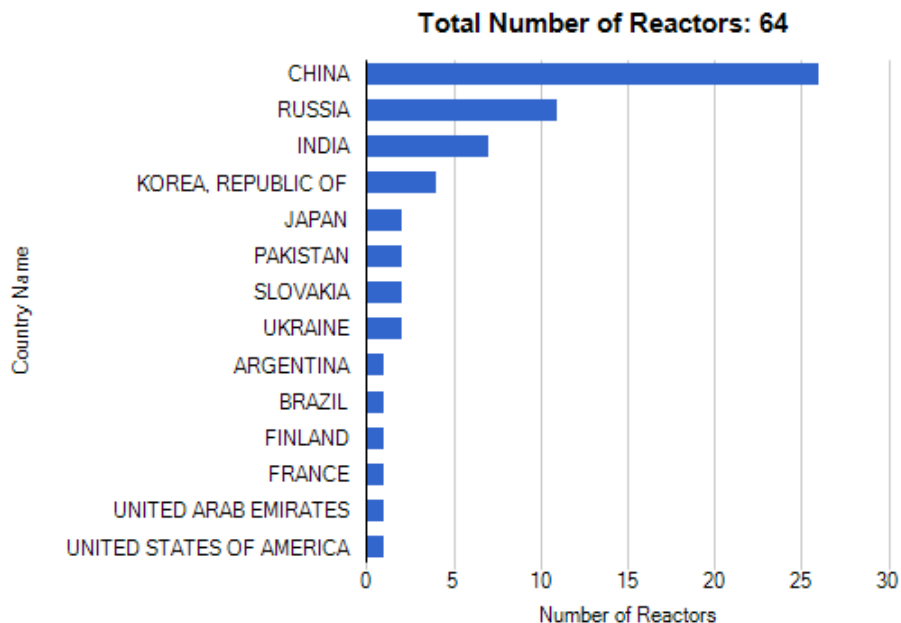


Abbildung 2.4: Anzahl der Reaktoren in Bau
Quelle: PRIS <http://www.iaea.org/pris/>

der Expansionsphase Ende der 70er Jahre waren es noch 233 Reaktoren, die gleichzeitig gebaut wurden und selbst 1987 waren es noch 120 Reaktoren (Schneider u. a., 2009). Die meisten der 64 derzeit in Bau befindlichen Reaktoren befinden sich in China. In Russland befinden sich demnach elf Kraftwerke, in Indien sind es sieben und in Südkorea vier. In Europa werden zurzeit nur zwei Reaktoren gebaut, Flamanville 3 in Frankreich und Olkiluoto 3 in Finnland. In dieser Statistik scheinen auch Reaktoren auf, die schon als sehr lange in Bau gelten. Als Beispiel sei hier Watts Bar 2 (USA) angeführt. Baubeginn dieses Reaktors war bereits im Jahr 1972, mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2015. Ob dieser Reaktor allerdings wirklich 2015 fertig gestellt wird ist unklar. Derzeit nicht gebaut wird etwa in Großbritannien oder Südafrika. Südafrika versuchte jahrelang einen Kugelhaufenreaktor, welcher zur Familie der Hochtemperaturreaktoren zählt, zu entwickeln, scheiterte jedoch an den hohen Kosten, den andauernden Problemen und Verzögerungen.

Abbildung 2.5 zeigt einen Auszug aus den Reaktoren, die sich weltweit in Planung befinden. Wieviele Reaktorprojekte wirklich umgesetzt werden kann aus heutiger Sicht noch nicht beurteilt werden.

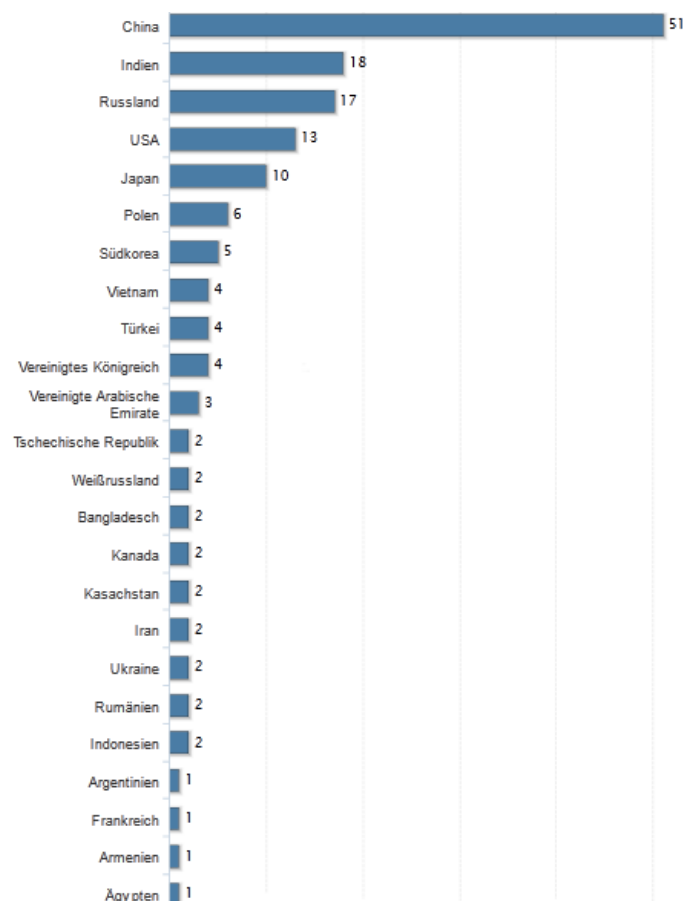


Abbildung 2.5: Anzahl der Reaktoren in Planung
Quelle: de.statista.com

Abbildung 2.6 zeigt die Entwicklung der global installierten Leistung sowie die Anzahl der Reaktoren. 1989 waren weltweit 424 Reaktoren in Betrieb. Der Höhepunkt wurde 2002 mit 444 Reaktoren erreicht. Momentan sind 437 Einheiten in Betrieb, wobei das nicht heißt, dass alle Reaktoren Strom produzieren. In den EU Ländern ist der Trend gegen Atomkraft deutlich spürbar. Waren 1988 noch 177 Reaktoren in Betrieb, sank diese Zahl bis zum Jahr 1999 auf 169 Reaktoren und im Jahr 2011 waren es nur noch 143 Reaktoren (Schneider u. a., 2011). Die Atomkraftwerke, die bisher in Betrieb sind, waren auf eine Laufzeit von etwa

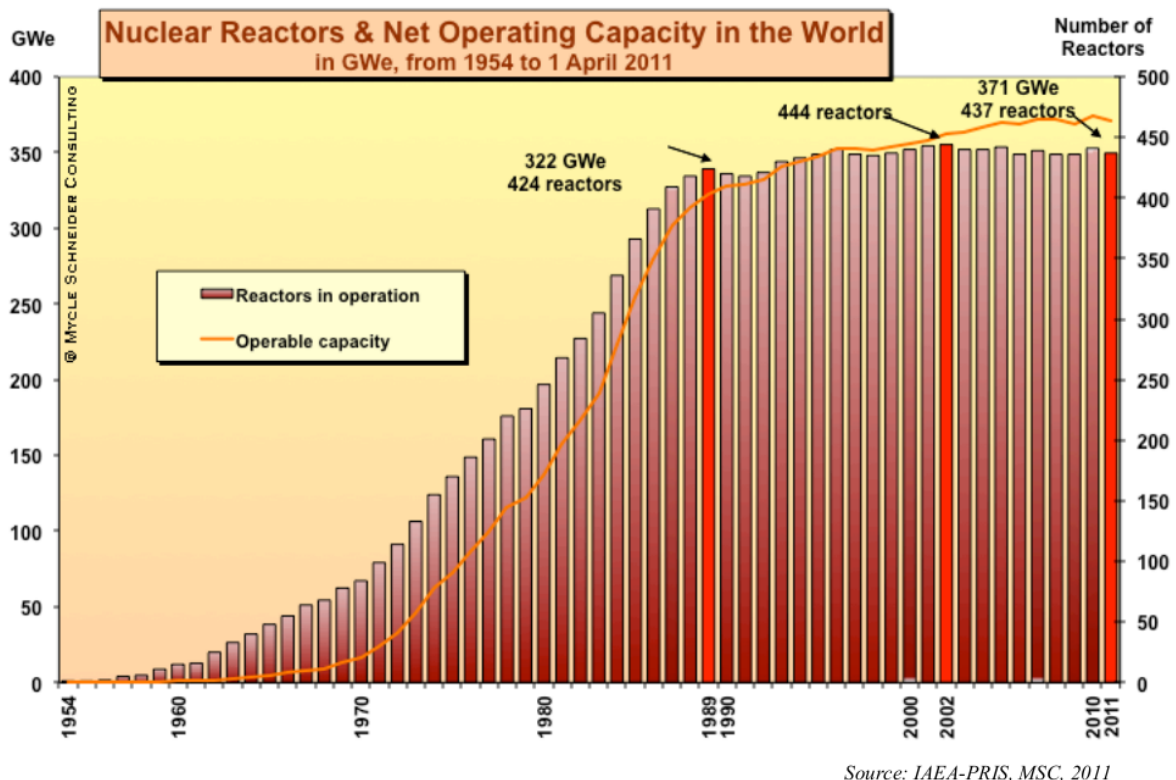


Abbildung 2.6: Global installierte Leistung und Anzahl der Reaktoren
Quelle: (Schneider u. a., 2011)

40 Jahre ausgelegt. Aus der Altersstruktur der Reaktoren, Abbildung 2.7, kann geschlossen werden, dass die Neubauten in den nächsten Jahren gerade jene Kapazitäten abdecken, die aufgrund ihres Alters verloren gehen werden. Grundsätzlich geht der Trend allerdings in jene Richtung, dass die global installierte Leistung und auch die Stromproduktion aus Kernenergie in den nächsten Jahren und Jahrzehnten kontinuierlich abnehmen wird, wenn nicht ein großer Bauboom ausbricht. Die „Renaissance der Kernenergie“ beschränkt sich somit in einem moderaten Ausmaß auf den asiatischen Kontinent. Abbildung 2.8 zeigt, dass der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Elektrizitätsproduktion ihren Höhepunkt in den 1990er Jahren hatte und seitdem stetig gesunken ist. Im Jahr 2011 lag der Anteil bei etwa 11%.

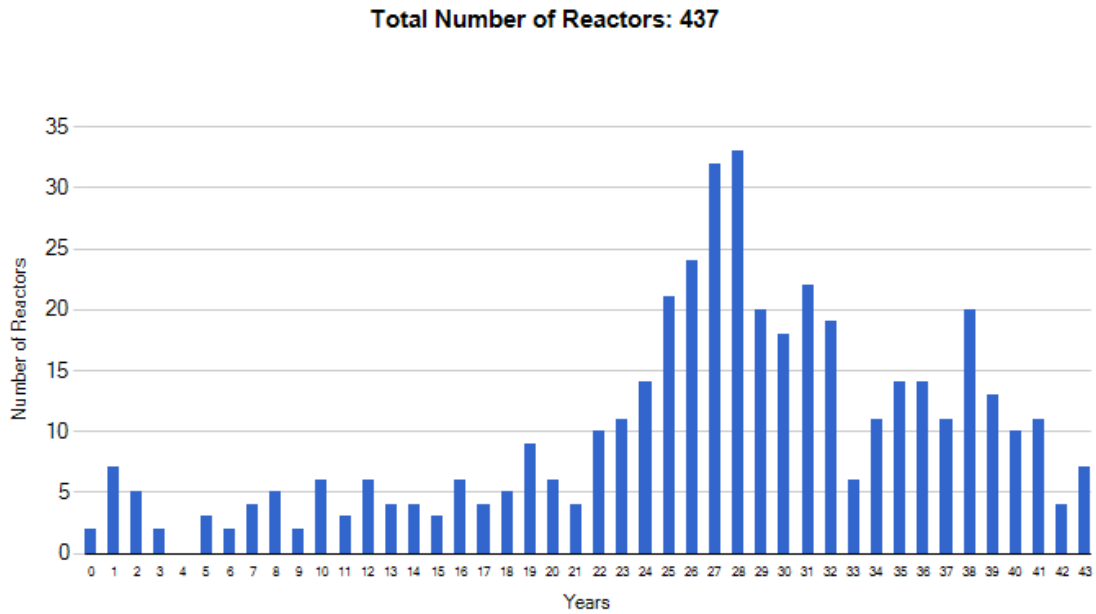


Abbildung 2.7: Altersstruktur der Reaktoren weltweit
 Quelle: PRIS <http://www.iaea.org/pris/>

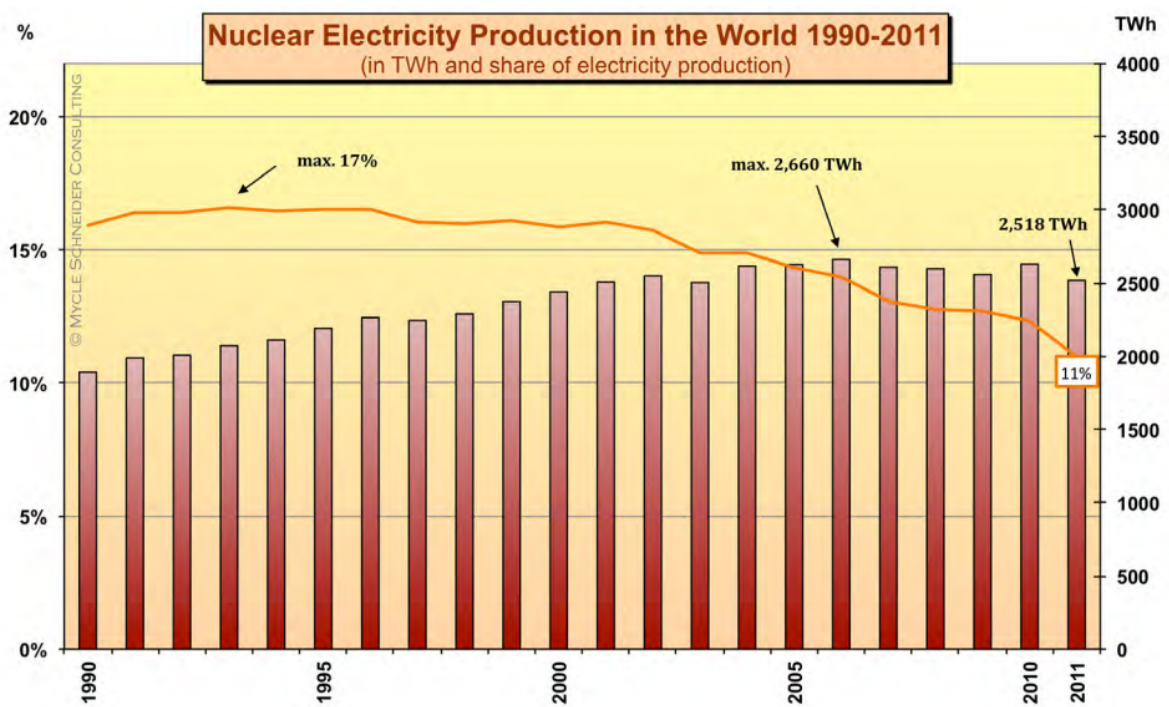


Abbildung 2.8: Weltweite Elektrizitätsproduktion durch Atomkraft
 Quelle: (Schneider, 2012)

3 Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel wird herausgearbeitet, welche Kostenkomponenten die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken beeinflussen. Es werden alle anfallenden Kosten in Euro/kWh umgerechnet. Dabei wird zwischen einem Basismodell und zwei Szenarien unterschieden. Etwasige Zusatzkosten wie Versicherung eines nuklearen Unfalls sowie externe Kosten durch Radioaktivität beziehungsweise CO_2 - Kosten werden im Basisfall nicht berücksichtigt und in Szenarien behandelt sowie genauer erläutert. Weiters wird dargestellt, wie sich die Brennstoffkosten in den letzten Jahren entwickelt haben. Um die Investitionskosten möglichst gut auf Kosten/kWh abbilden zu können, wird die Annuitätenmethode verwendet. Dabei werden die Investitionskosten mittels eines Annuitätenfaktors auf gleichbleibende jährliche Kosten aufgeteilt. Abbildung 3.1 zeigt die Annuitätenmethode.

$$\alpha = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

mit:

- α ... Annuitätenfaktor
- i ... Zinssatz
- n ... Abschreibungsdauer

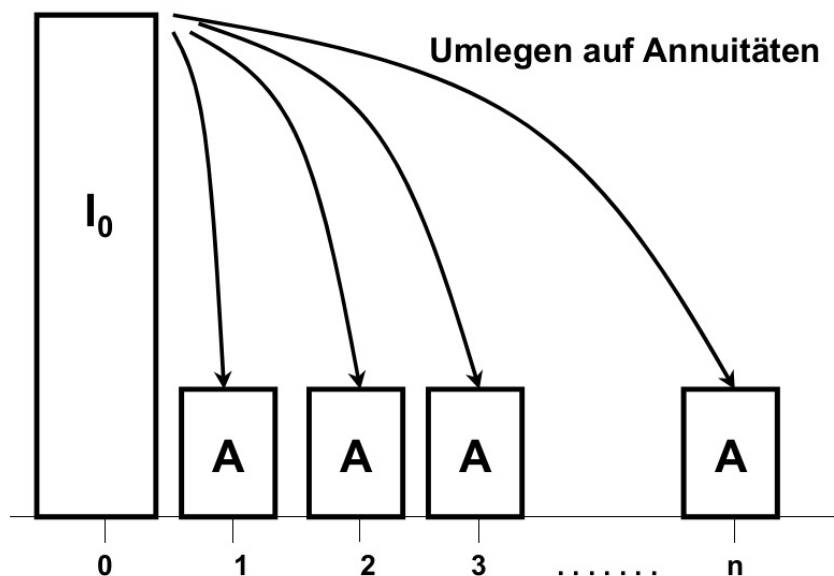


Abbildung 3.1: Annuitätenmethode

Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Energiemodelle und Analysen

Da auch die Bauzeit beziehungsweise die anfallenden Zinsen während der Bauzeit eine wesentliche Rolle bei einer kapitalintensiven Technologie wie Atomkraft spielen, soll berechnet werden, wie sich die Investitionskosten über der Bauzeit unter Berücksichtigung einer realen Preissteigerungsrate und den Kapitalzinsen entwickeln. Um diese Entwicklung vernünftig darstellen zu können, wird hierzu die Barwertmethode, Abbildung 3.2 angewandt. Dazu werden

die Ausgaben in den einzelnen Jahren, unter Berücksichtigung von Zinsen und Preissteigerungen, auf den Zeitpunkt des Beginns der Stromproduktion aufgezinst. Dieser Barwert wird als gesamte Investitionssumme angesehen und zur weiteren Berechnung herangezogen.

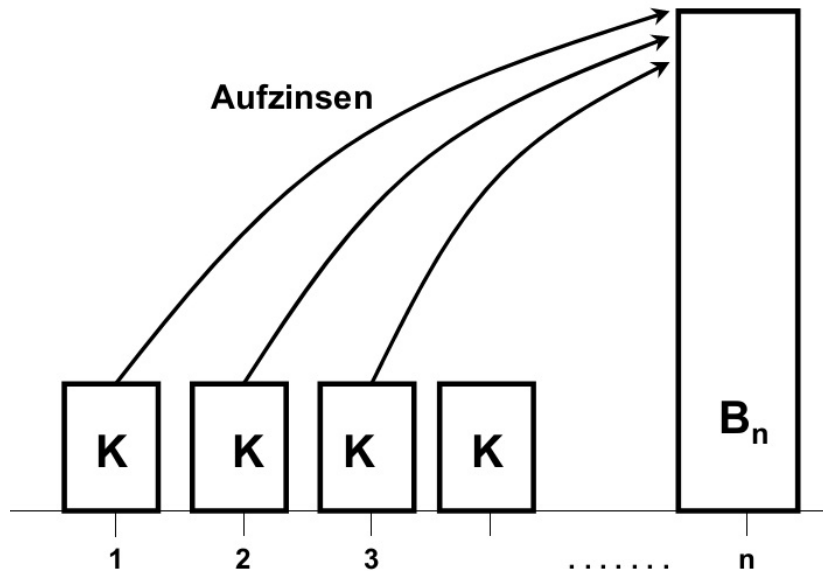


Abbildung 3.2: Barwertmethode

Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Energiemodelle und Analysen

3.1 Basismodell

Das Basismodell soll den Ist-Zustand der Kosten von Atomkraftwerken möglichst gut abbilden. Dazu wird folgendes Modell verwendet:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M}$$

- K_{gest} ... Stromgestehungskosten
- I_k ... Investitionskosten
- K_{still} ... Stilllegungskosten
- K_{fuel} ... Brennstoffkosten
- $K_{O\&M}$... Betriebs- & Wartungskosten
- T ... Volllaststunden
- α ... Annuitätenfaktor
- γ ... Rentenfaktor

3.1.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten, die man in der Literatur findet, sind oft mit großer Vorsicht zu betrachten. Zumeist basieren diese Kosten nur auf Schätzungen und nicht auf realen Werten, da die meisten Versorgungsunternehmen nicht verpflichtet sind die Kosten offenzulegen. Außerdem sei darauf hingewiesen, dass oft unterschiedliche Kosten in den Angaben enthalten sind.

Um die Kosten zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen vergleichbar machen zu können, werden oft „Overnight Costs“ angegeben. Dies sind jene Kosten eines Kraftwerkes, die anfallen würden, wenn es „über Nacht“ gebaut werden würde und die gesamten Kosten nach heutigen Preisen zu begleichen wären. Diese Kosten enthalten außerdem zumeist die Kosten für die erste Bestückung mit Brennelementen, allerdings keine reale Preissteigerung und keine Kapitalzinsen, die während der Bauzeit anfallen (Schneider u. a., 2010). Nicht enthalten in diesen Kosten sind außerdem der Ausbau der Leitungsinfrastruktur und Kosten, welche der Betreiber selbst zu tragen hat. Diese Kosten werden häufig in Euro (USD) pro kW installierter Leistung angegeben.

Um den Umstand der schwierigen Vergleichbarkeit von Kostenangaben zu verdeutlichen, wird an dieser Stelle ein Beispiel aus dem Update der MIT Studie von 2009 (Du u. Parsons, 2009) angeführt.

Im August 2007 veröffentlichte die Nachrichtenagentur Reuters, dass zwei 1350MW Reaktoren, die für NRG im Süden Texas gebaut würden, ungerechnet etwa 2200 bis 2600 USD/kW installierter Leistung kosten. Im Jänner 2008 berichtete die „St. Petersburg Times“, dass für zwei 1100 MW Reaktoren, die für „Florida Power & Light“ geplant sind, zwischen 5500 und 8200 USD/kW installierter Leistung anfallen. Das würde bedeuten, dass die Kraftwerke in Florida etwa das 2 bis 3-fache kosten. Allerdings sind in den Kosten für die Kraftwerke in Florida Inflation und Zinsen, die über die Bauzeit anfallen, als auch die Kosten für den Ausbau der Netzinfrastuktur enthalten. Auch sogenannte „Owner’s Costs“, also Kosten, die der Betreiber bis zur Fertigstellung der Kraftwerke zusätzlich selber zu tragen hat, sind in diesen Kosten enthalten. Man muss also sehr vorsichtig beim Vergleich verschiedener Kostenangaben sein.

In einigen wenigen neueren Fällen kommt es auch vor, dass sogenannte „Turnkey Contracts“ abgeschlossen werden, dass Kraftwerke also schlüsselfertig übergeben werden. Kommt ein solcher Vertrag zu Stande, muss der Anbieter das Angebot gut durchkalkuliert haben, denn der Kunde hat nur den Betrag zu zahlen, welcher im Vertrag genannt wurde. Etwaige Verteuerungen durch Verzögerungen oder durch Probleme beim Bau hat der Anbieter zu tragen. In vielen Artikeln wird angegeben, dass Olkiluoto 3 unter solch einem Vertrag gebaut wird, und dass AREVA für das Management auf der Baustelle verantwortlich ist. So klar dürfte das allerdings nicht definiert worden sein, denn Olkiluoto 3 kostet mittlerweile fast das Doppelte des ursprünglich vereinbarten Preises und AREVA und der Auftraggeber Teollisuuden Voima Oyj (TVO) streiten vor Gericht darüber, wer die Mehrkosten zu tragen hat (Schneider u. a., 2010).

Mehrere Faktoren erschweren die Einschätzung der Baukosten. Bei allen aktuell angebotenen Atomkraftwerken müssen bis zu 60% der Arbeiten vor Ort durchgeführt werden. Bei großen Projekten, bei denen die meiste Arbeit vor Ort ausgeführt werden muss, ist es

zumeist recht schwierig die Kosten unter Kontrolle zu halten. So haben die größten Posten der Ausstattung, wie Turbinen, Dampfgeneratoren und Reaktorbehälter, einen recht geringen Einfluss auf die Gesamtkosten. Außerdem hängen die Kosten auch von standortspezifischen Faktoren ab. Etwa kann das Kühlmittel (Salz- oder Süßwasser) einen großen Unterschied bei den Kosten ausmachen. Nicht zuletzt können die Kosten der Reaktoren stark ansteigen, wenn nachträglich Änderungen am Design erforderlich sind. Das Risiko, dass ein Design im Nachhinein noch verändert werden muss, ist vor allem bei neuen Baureihen vorhanden. Während der Bauzeit können Probleme auftreten oder die Aufsichtsbehörde ist mit einzelnen Details der Reaktorkonstruktion nicht einverstanden (Schneider u. a., 2010).

Die Investitionskosten, die in dieser Arbeit zur Berechnung der Stromgestehungskosten herangezogen werden, beinhalten neben den „Overnight Costs“ und einer realen Preissteigerungsrate auch die Zinsen, die während der Bauzeit anfallen. Es wird dabei ein realer Zinssatz von 5%, sowie eine reale Preissteigerungsrate von 0,5% angenommen, als Abschreibungszeitraum werden 20 Jahre gewählt.

3.1.2 Bauzeit

Für die Höhe der Investitionskosten ist die Bauzeit ein wesentlicher Faktor. Die Bauzeit kann angegeben werden vom Beginn des Baus bis zur:

- Erstkritikalität
- ersten Stromerzeugung
- kommerziellen Inbetriebnahme

In dieser Arbeit wird die Bauzeit bis zur kommerziellen Inbetriebnahme herangezogen. Eine Verlängerung der Bauzeit über die geplante Dauer beeinflusst nicht unbedingt direkt die Baukosten, allerdings ergeben sich dadurch häufig höhere Bauzeitinsen. Außerdem ist es zumeist ein Zeichen von Problemen mit der Konstruktion, der Bauleitung oder der Materialbeschaffung. Wenn die geplante Bauzeit überschritten wird, kann das erhebliche Folgen für Energieversorger bedeuten, vor allem dann, wenn bereits Verträge mit Stromkunden geschlossen wurden und diese durch die Verlängerung der Bauzeit nicht eingehalten werden können. Als die Bauverträge für Olkiluoto 3 abgeschlossen wurden, ging man davon aus, dass das Kraftwerk im Mai 2009 ans Netz gehen würde. Im Jahr 2009 war man aber bereits um etwa vier Jahre im Verzug. Da man der energieintensiven Industrie in Finnland Stromlieferungen bereits vertraglich zugesichert hatte, musste der Versorger Strom vom nordischen Strommarkt zukaufen, um der Industrie Strom bis zur Fertigstellung des Kraftwerkes liefern zu können. Da die Kosten dieses Ersatzstromes zum Teil höher sein können als der vertraglich zugesicherte Preis, kann es passieren, dass das Versorgungsunternehmen teilweise hohe Verluste einfährt (Schneider u. a., 2010).

3.1.3 Stilllegungskosten

Die Stilllegungskosten beinhalten neben dem Rückbau der Anlagen auch die Entsorgung des radioaktiv kontaminierten Materials. Sie fallen nach Ende der Betriebszeit an. Ziel ist es, den Standort bzw. die Betriebsgebäude soweit von radioaktiven als auch nicht radioaktiven Umweltbelastungen zu befreien, dass keine gesundheitsschädlichen Auswirkungen für Mensch und

Umwelt bestehen. Die Maßnahmen dazu sind recht komplex und liegen oft weit in der Zukunft. Außerdem dauert der Rückbau eines Kernkraftwerkes oft Jahrzehnte bis der Standort wieder bedenkenlos genutzt werden kann. In Frankreich ist seit 2007 jeder Betreiber verpflichtet einen Rückbauplan für seine Kraftwerke zu erstellen. Dieser Plan muss nicht nur die Bedingungen für die mit dieser Maßnahme verbundenen Arbeiten enthalten, sondern auch die, die die Wiederinstandsetzung und Überwachung des Standortes betreffen. Außerdem muss der Betreiber angeben, in welchem Endzustand er den Standort zurücklassen will.

Die Betreiber in Frankreich haben sich dazu verpflichtet, die Anlagen ohne Verzögerung rückzubauen. Dies hat den Vorteil, dass ein Teil des Personals weiterbeschäftigt werden kann und deren Know-how genutzt werden kann. Dies bedeutet jedoch nicht, dass ein sofortiger Rückbau schnell vorangeht. Wie weiter oben bereits erwähnt, kann ein Rückbau einer Atomkraftanlage ein Jahrzehnt oder länger dauern.

Eine andere Strategie ist der sichere Einschluss. Dabei werden die radioaktiven Teile so lange sicher verschlossen, bis sie ausreichend schwach radioaktiv sind, dass man den Standort wieder freigeben kann, um mit dem Rückbau zu beginnen (Cour des comptes, 2012).

Für die Stilllegungskosten wird in dieser Arbeit ein Betrag angenommen, der 15% der gesamten Investitionskosten (Overnight Costs + Preissteigerung + Zinsen) entspricht. Dieser Prozentsatz wird auch in der Studie von IEA & NEA angenommen (IEA & NEA, 2010). Für die in dieser Arbeit betrachteten Kraftwerke ergibt das eine Spannweite von 196 $Euro_{2010}/kW$ für das billigste Kraftwerk (Shin Kori 3) und 708 $Euro_{2010}/kW$ für das teuerste (Flamanville 3). Die Kosten der Stilllegung fallen erst nach Ende der Laufzeit an und dieses Kapital muss während der Laufzeit aufgebaut werden. Dazu gibt es unterschiedliche Möglichkeiten. Entweder man legt zu Beginn der Laufzeit jenen Betrag an, der, inklusive Verzinsung, die Kosten der Stilllegung abdeckt, oder man veranlagt jährlich einen Betrag über die gesamte Laufzeit, sodass ebenfalls genug Kapital zur Stilllegung zur Verfügung steht. In dieser Arbeit wird die zweite Methode verwendet. Die Stilllegungskosten werden mittels Rentenrechnung in jährlich anzulegende Beträge umgerechnet. Der angenommene Zinssatz liegt dabei bei 3%. Die Berechnung erfolgt folgendermaßen:

$$K_{still} = 0,15 * I_k$$

$$K_{still} = r * \frac{q * (q^n - 1)}{q - 1}$$

$$r = \frac{0,15 * I_k * (q - 1)}{q * (q^n - 1)}$$

mit:

- q ... 1+p
- p ... Zinssatz
- r ... Rentenbetrag

Die Betriebsdauer variiert je nach Kraftwerk zwischen 50 und 60 Jahren.

3.1.4 Brennstoffkosten

Ein weiterer Teil der Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken sind die Brennstoffkosten. Dabei spielen nicht nur die Kosten der Herstellung, sondern auch die Kosten der Entsorgung eine große Rolle.

Die meisten Leichtwasserreaktoren nutzen schwach angereichertes Uran. In der Natur kommt Uran als Mischung von U_{238} (99,3% Konzentration) und U_{235} (0,7% Konzentration) vor. U_{235} ist spaltbar und kann in einer nuklearen Kettenreaktion große Mengen an Wärme erzeugen.

- Erzeugung

Die Kernbrennstoffkette besteht aus mehreren Schritten:

Uranerz wird im Tagebau oder in Untertage-Minen abgebaut. Nach der Abscheidung von Fremdmaterialien wird das Uranerz zur Uranmühle transportiert, wo es feingemahlen und in einen dünnflüssigen Schlamm umgewandelt wird. Anschließend wird das Uran mit Schwefelsäure gelöst, um dann vom Abraum getrennt zu werden. Danach wird es aus der Lösung ausgefällt und in Form von Uranoxid (U_3O_8) zurückgewonnen. Diese Form wird als „yellow cake“ bezeichnet und so auf den Markt gebracht.

Das Uranoxid wird in einer Konversionsanlage zu gasförmigem Uranhexafluorid (UF_6) konvertiert, welches angereichert werden kann. In der Anreicherungsanlage wird es in zwei Stoffströme getrennt. Ein Strom enthält angereichertes Uran mit einer Konzentration von etwa 3 bis 4% U_{235} , welches zur Weiterverarbeitung für energetische Zwecke verwendet wird. Der zweite Stoffstrom enthält abgereichertes Uran mit ca 0,25% U_{235} , welches nicht für energetische Zwecke geeignet ist.

In der Brennstofffabrik wird das angereicherte UF_6 -Gas zu Urandioxidpulver (UO_2) konvertiert, um dann zu Brennstoffpellets gepresst zu werden. Diese Pellets werden in Metallrohre gefüllt, zu Brennelementen gebündelt und kommen dann als Kernbrennstoff in den Reaktordruckbehältern der Kraftwerke zum Einsatz (Panos, 2009).

Die Kosten für Kernbrennstoff setzen sich also aus folgenden Komponenten zusammen:

- Kosten für Uranoxid (U_3O_8)
- Kosten der Konversion
- Kosten der Anreicherung
- Kosten der Brennstofffabrikation

Die Entwicklung der Kosten für Uranoxid wird in der folgenden Grafik dargestellt:

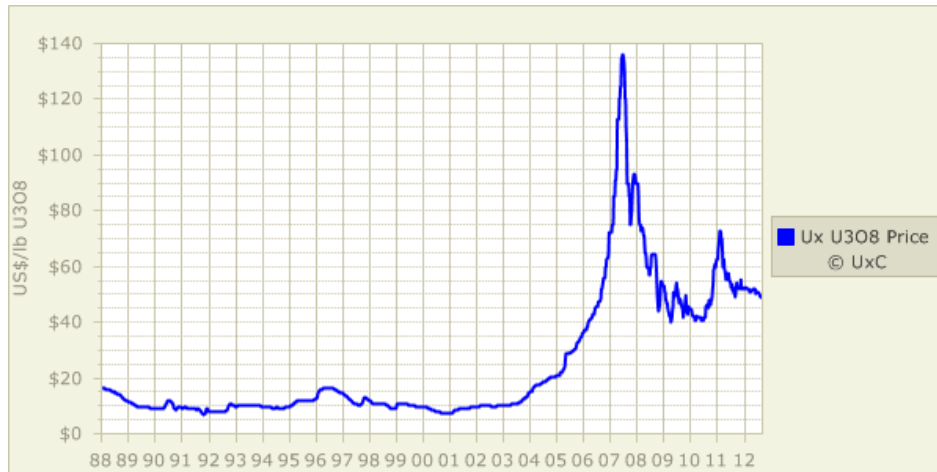


Abbildung 3.3: Kostenentwicklung für Uranoxid U_3O_8
 Quelle: The Ux Consulting Company, LLC: <http://www.uxc.com>

In den 1980er und Anfang der 1990er Jahren waren die Preise, bedingt durch das Überangebot von aus Waffenuran gewonnenem Kernbrennstoff, relativ niedrig und fielen etwa 2001 auf ein Tief von 7 USD/lb. Wie aus Abbildung 3.3 ersichtlich, sind die Preise danach angestiegen und hatten ihren Höhepunkt zwischen 2007 und 2008 mit etwa 135 USD/lb. In der Zwischenzeit sind die Preise wieder gefallen und haben sich momentan bei etwa 50 USD/lb eingependelt.

Abbildung 3.4 zeigt die Preisentwicklung der Konversion.

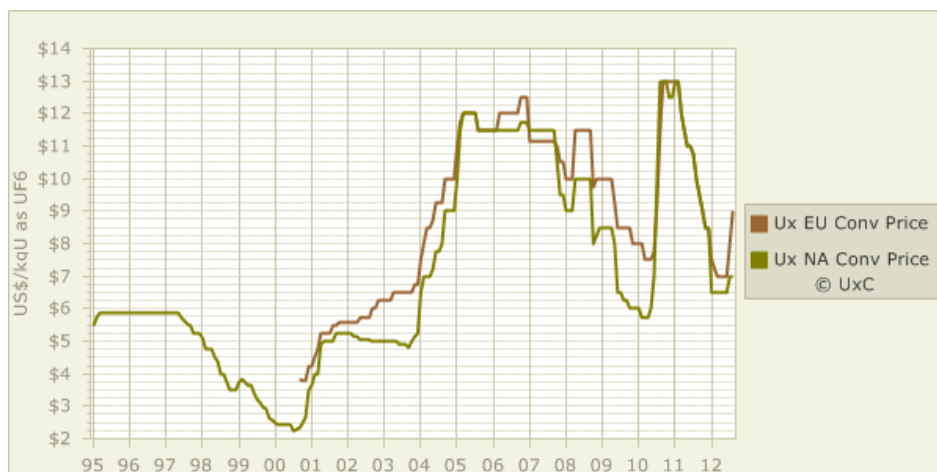


Abbildung 3.4: Konversionspreise U_3O_8 zu UF_6
 Quelle: The Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>

Die Preise der Konversion variierten in den letzten Jahren zwischen etwa 2 USD/kgU

um die Jahrtausendwende und 13 USD/kgU im Jahr 2011.

Die Preise für die Anreicherung werden in USD/SWU angegeben und deren Entwicklung zeigt Abbildung 3.5. Die Einheit SWU steht für „Separative Work Unit“.

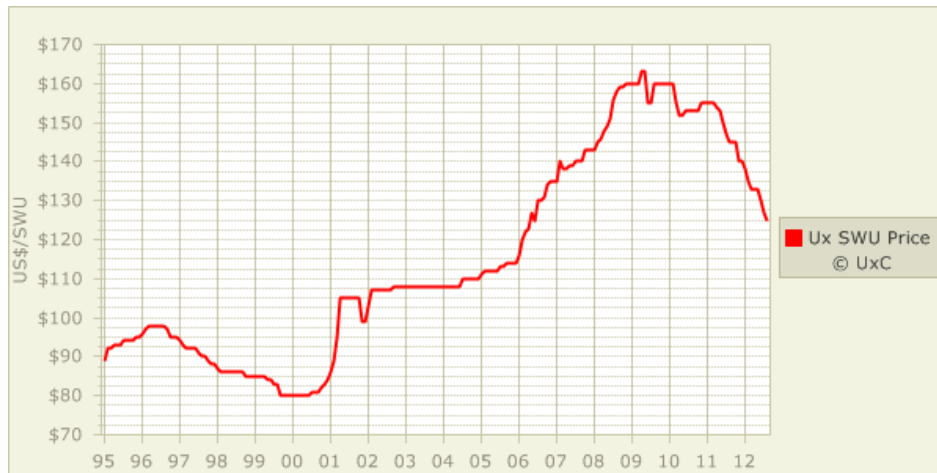


Abbildung 3.5: SWU Preise der Anreicherung

Quelle: The Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>

Die Herstellungskosten der Brennelemente schlagen mit etwa 275 USD/kgUO₂ zu Buche (Panos, 2009).

- Entsorgung

Abgebrannte Brennelemente werden nach etwa 3 Jahren aus dem Reaktor entfernt und enthalten noch ca. 1% U₂₃₅, eine geringe Menge an Plutonium und sind immer noch stark radioaktiv und entwickeln noch immer große Wärmemengen. Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten zum Umgang mit verstrahlten, beziehungsweise verbrauchten Brennelementen:

- Direkte Endlagerung

Bei der direkten Endlagerung kommen die abgebrannten Brennstäbe in ein Zwischenlager bis die Nachzerfallswärme so weit abgeklungen ist, dass die Brennelemente in ein Endlager gebracht werden können. Die Kosten der Endlagerung sind schwer zu beziffern, da es noch immer kein Endlager gibt, welches in Betrieb ist.

Bei der Zwischenlagerung gibt es zwei verschiedene Konzepte:

- * Nasslager in Form von Abklingbecken, die zur Kühlung und zur radioaktiven Abschirmung der abgebrannten Brennelemente dienen. Diese müssen aktiv gekühlt und gereinigt werden.
- * Trockenlager, in denen die Brennelemente in Behältern gelagert und durch Umluft gekühlt werden.

Die Kosten für die beiden Varianten werden angegeben mit etwa 0,12 ¢/kWh (USD 2001) für Nasslagerung beziehungsweise 0,07 ¢/kWh (USD 2001) für Trockenlagerung (Bunn u. a., 2001). Eine Kostenschätzung, die ein geplantes Endlager in Finnland betrifft, sei hier angeführt. Man geht davon aus, dass in Finnland durch die bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerke, sowie durch das zusätzliche Kraftwerk Olkiluoto 3 während der gesamten Laufzeit etwa 5500 tU an Abfall anfallen. Die Kosten für ein solches Endlager werden auf etwa 3 Milliarden Euro (Dezember 2006) geschätzt, was in etwa 0,16 ¢/kWh (2006) bedeuten würde. Diese Kosten decken die Errichtung, den Betrieb, sowie den Abriss und die Versiegelung. Zukünftige Kosten wurden dabei nicht abgezinst. Die Kosten der Zwischenlagerung sind nicht enthalten. Weitere Kostenschätzungen liegen von Schweden, den USA und Großbritannien vor. Die Kosten für das Tiefenlager Yucca Mountain in den USA wurden 2007 auf etwa 90 Milliarden USD geschätzt, bei einer Abfallmenge von 109300 tU. In Schweden schätzt man Kosten von 3,5 Milliarden Euro (2007) für 9100 tU und in Großbritannien rechnet man mit etwa 15 Milliarden Euro (2008) für 16400 tU (Patrakka u. a.). Etwaige auftretende Probleme mit den Endlagern sind in diesen Kosten nicht enthalten. Abbildung 3.6 zeigt den Brennstoffzyklus mit direkter Endlagerung.

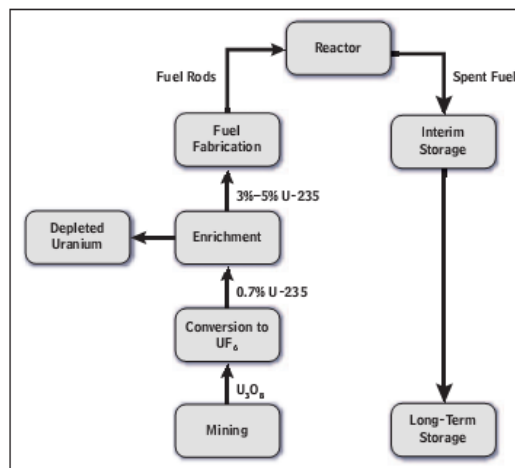


Abbildung 3.6: Direkte Endlagerung

Quelle: (Orszag, 2007)

– Wiederaufbereitung

In einer Wiederaufbereitungsanlage werden die wiederverwendbaren Anteile der abgebrannten Brennelemente rückgewonnen und dem Brennstoffzyklus wieder zugeführt. Dabei werden die Brennstäbe zunächst zerschnitten und der Brennstoff wird in heißer Salpetersäure ausgelöst. Uran, Plutonium und Spaltprodukte werden durch weitere chemische Vorgänge voneinander getrennt. Für die Extraktion verwendet man den PUREX-Prozess (Plutonium-Uranium Recovery by Extraction). Das abgetrennte Plutonium wird dann meist zu neuen Uran/Plutonium Brennelementen (MOX-Brennelemente) verarbeitet, welche dann wieder in Leichtwasserreaktoren zum Einsatz kommen (rep, 2012). Wiederaufbereitung ist teuer und trägt nur sehr wenig zur Entsorgung bei. Da bei der Wiederaufbereitung nur die Stoffe

getrennt werden, wird auch die Radioaktivität, beziehungsweise die Abwärme des Abfalls, nicht reduziert. Im Gegenteil: Die Wiederaufbereitung erzeugt große Volumen an schwach- und mittelradioaktiven Abfällen, da die gesamte Anlage, wie auch die eingesetzten Materialien, ebenfalls zu radioaktiven Abfällen werden. Ein früherer Wiederaufbereitungsvertrag mit der British Energy schlägt mit etwa 5 GBP/MWh zu Buche (Schneider u. a., 2009). Abbildung 3.7 zeigt den Brennstoffzyklus inklusive Wiederaufbereitung der abgebrannten Brennstäbe.

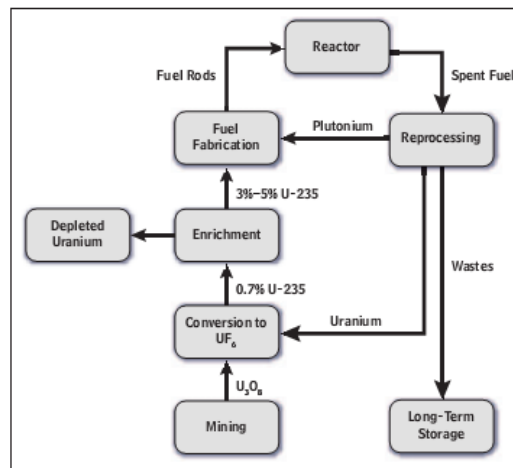


Abbildung 3.7: Wiederaufbereitung
Quelle: (Orszag, 2007)

3.1.5 Betriebs- und Wartungskosten

Betriebs- und Wartungskosten setzen sich aus den Kosten für Betrieb, Management und Wartung zusammen. Anders als bei anderen Technologien sind die Betriebskosten bei Atomkraftwerken weitgehend fixe Kosten. Löhne, Gehälter und Wartungskosten sind beinahe unabhängig vom Stromertrag. Betriebskosten wurden in früheren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen kaum beachtet, da sie als sehr gering galten. Diese Annahme ist in den 80er beziehungsweise frühen 90er Jahren widerlegt worden, als eine bestimmte Anzahl von AKWs in den USA stillgelegt werden mussten, da sich die laufenden Betriebskosten als höher erwiesen, als Bau- und Betriebskosten von Ersatzkapazitäten auf Erdgasbasis. Erst durch große Anstrengungen konnten die Betriebskosten Mitte der 90er Jahre gesenkt werden. Allerdings ist diese Kostensenkung auf eine signifikante Steigerung der Reaktorverfügbarkeit und nicht auf eine reale Kostenreduzierung zurückzuführen (Schneider u. a., 2009).

3.1.6 Volllaststunden

Auch die Anzahl der Volllaststunden beziehungsweise die Auslastung ist ein wichtiger Faktor der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Eine hohe Auslastung bedeutet, dass die hohen Fixkosten auf hohes Stromaufkommen aufgeteilt werden. Außerdem werden AKWs zumeist als Grundlastkraftwerke betrieben und sind nur begrenzt regelbar. Das heißt, sie werden nach Möglichkeit kontinuierlich bei voller Leistung betrieben und nur zur Wartung und zur Neubeladung mit Brennelementen heruntergefahren. Erfahrungsgemäß ist die tatsächliche Auslastung von

Atomkraftwerken schlechter als die vorhergesagte. Im Jahr 1980 betrug die durchschnittliche Auslastung weltweit nur etwa 60%. In den folgenden Jahren wurden enorme Anstrengungen unternommen, um das Betriebsverhalten zu optimieren. Es gelang die weltweite Auslastung auf etwa 80% zu erhöhen. Im Jahr 2008 lag die durchschnittliche Auslastung amerikanischer AKWs bei etwa 90%. Für Reaktoren der Generation III/III+ erwartet man nun Auslastungen zwischen 90% und 95%, was Volllaststunden im Bereich von 7880h/a und 8320h/a bedeuten würde. Es ist allerdings durchaus möglich, dass die Auslastung, vor allem in den ersten Jahren, deutlich unter 90% liegt, da die Gefahr von „Kinderkrankheiten“ vor allem bei neuen Baureihen relativ groß ist (Schneider u. a., 2009).

3.2 Szenario 1: Berücksichtigung „standardisierter“ externer Kosten nach ExternE sowie CO_2 -Zertifikatskosten

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} + K_{ext}$$

mit:

- K_{ext} ... „standardisierte“ externe Kosten nach ExternE + CO_2 -Zertifikatskosten

Dieses Szenario stellt dar, wie sich die Stromgestehungskosten entwickeln, wenn man auch externe Kosten berücksichtigen würde. Externe Kosten sind jene Kosten, die nicht durch den Verursacher, sondern in der Regel von der Gesellschaft getragen werden müssen. Diese Kosten werden in Wirtschaftlichkeitsbewertungen zumeist nicht oder nur unvollständig eingerechnet. Bei Atomkraftwerken können diese Kosten durch Gesundheits- oder Umwelteffekte, verursacht durch Radioaktivität beim Betrieb des Kraftwerks, beim Brennstoffzyklus oder bei einem Reaktorunfall, entstehen.

Weiters werden auch CO_2 -Zertifikatskosten berücksichtigt. Die Auswirkungen von Atomkraft auf das Klima werden im Allgemeinen, im Vergleich zu fossilen Technologien, als vernachlässigbar angesehen, da bei der Stromerzeugung durch Atomkraftwerke kein CO_2 entsteht. Diese CO_2 -Kosten entstehen hauptsächlich beim Brennstoffzyklus, also bei der Herstellung beziehungsweise bei der Entsorgung der abgebrannten Brennstäbe und dürfen somit nicht direkt der Stromerzeugung zugerechnet werden. Für französische Kraftwerke schätzt man etwa 15 g CO_2 /kWh (Cour des comptes, 2012). Dieser Wert könnte für neuere Kraftwerke noch geringer sein, da diese den Brennstoff besser ausnutzen bzw. der elektrische Wirkungsgrad etwas angehoben wurde. Auf der anderen Seite kommt hinzu, dass es in Zukunft wohl schwieriger wird Uran abzubauen und dieser Wert dadurch wieder steigen wird. Aus diesen Überlegungen scheint ein Wert von 15 g CO_2 /kWh realistisch.

Das Projekt ExternE beschäftigt sich bereits mehrere Jahre mit externen Kosten verschiedener Technologien. Externe Kosten sind bei Kernenergie schwer zu beziffern, da man vor allem die langfristigen Folgen durch die entstehende Strahlung nur schwer abschätzen kann. In der Studie von ExternE wird versucht, die gesundheitlichen Schäden durch auftretende Strahlung zu quantifizieren und deren monetären Wert zu erfassen. Im speziellen werden in dieser Arbeit Schäden, verursacht durch Radioaktivität während des Brennstoffzyklus, wie sie weiter oben bereits beschrieben wurden, herangezogen. Es werden dabei Diskontierungsraten von 0%, 3% und 10% verwendet. Abbildung 3.8 zeigt die Abnahme des „Value of life“ im Laufe der Zeit mit verschiedenen Diskontierungsraten.

Wenn dieser „Value of life“-Wert null ist, heißt das, dass ab diesem Zeitpunkt die Auswirkungen der Radioaktivität nicht mehr monetär erfasst werden. In dieser Arbeit wird eine

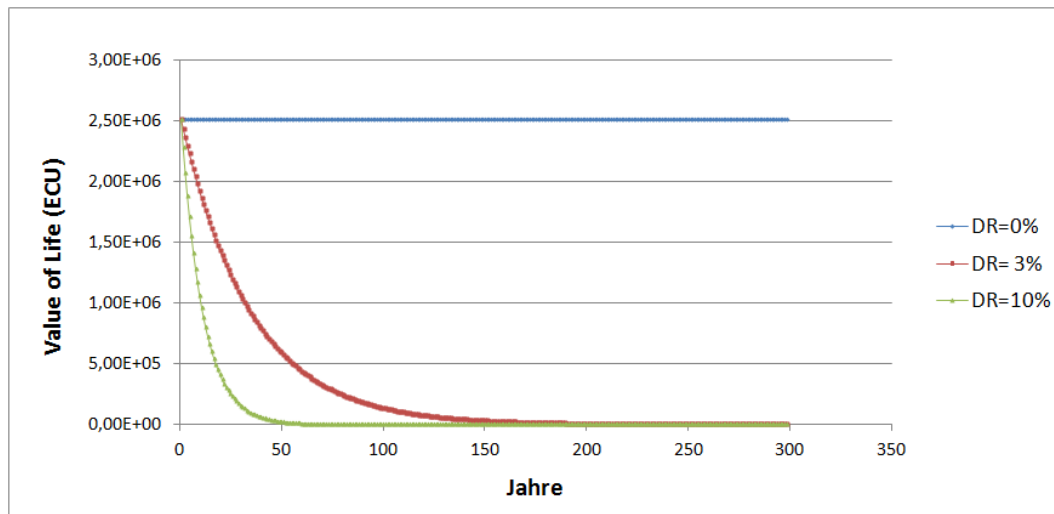


Abbildung 3.8: Abnahme des Value of life über der Zeit

Diskontierungsrate von 3% gewählt und der monetäre Wert liegt bei etwa 0,01 c/kWh (Euro 2010) (Dreicer u. a., 1995).

3.3 Szenario 2: Versicherung eines nuklearen Unfalls

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} + K_{ext} + K_{vers}$$

mit:

- K_{vers} ... Versicherungskosten

Die Versicherung von Atomkraftwerken ist ein heikles und vieldiskutiertes Thema. Die geltenden Regelungen für Haftungen und Entschädigungen sind absolut inadäquat.

Es existieren prinzipiell zwei verschiedene internationale Abkommen für die Regelung von Atomhaftungsfragen:

- die Wiener Konvention
- und die Pariser Konvention mitsamt dem Brüsseler Zusatzübereinkommen

Diese beiden Konventionen hatten das Ziel, ein günstiges wirtschaftliches Umfeld für die Atomindustrie zu schaffen und klare Regelungen zur Erlangung gewisser Entschädigungen bei Atomunfällen zu definieren. Neben gewissen Unterschieden weisen die beiden Konventionen auch Gemeinsamkeiten auf:

- Obergrenzen für Haftungssummen, Anspruchsfristen und Schadensarten, für die AKW - Betreiber im Falle eines Unfalls haften
- Pflicht des Abschlusses von Haftpflicht- und anderen Versicherungen
- Haftpflicht ausschließlich bei den Betreibern
- Haftpflicht unabhängig von der Schuldfrage, allerdings mit Ausnahmen

- Gerichtszuständigkeit nur in einem Staat, meist in jenem, wo die Anlage steht

Wie der Tschernobyl-Unfall gezeigt hat, weisen diese Konventionen auch einige Schwächen auf. Der tatsächlich eingetretene Schaden erwies sich als wesentlich höher als die Haftungsobergrenzen und viele betroffene Staaten gehörten keiner der Konventionen an. Außerdem waren nicht alle der Schäden durch eine der beiden Konventionen abgedeckt.

In den folgenden Jahren und Jahrzehnten wurde an den beiden Konventionen gearbeitet. Die Haftungsobergrenzen wurden auf mindestens 700 Millionen Euro in der Pariser Konvention erhöht und die Brüsseler Konvention setzt nun die Haftungsobergrenze auf insgesamt etwa 1500 Millionen Euro. Diese Summen sind allerdings immer noch extrem niedrig, wenn man die Kosten des Tschernobylunfalls heranzieht. Diese werden mittlerweile auf dreistellige Milliardenbeträge geschätzt.

In den USA gilt das Price-Anderson-Gesetz. Auch in diesem Gesetz ist eine Mindesthaftungssumme festgelegt, für die jeder Reaktor eines Betreibers versichert werden muss. Es wird allerdings eine höhere Schadensdeckung dadurch erreicht, dass bei einem nuklearen Unfall alle Reaktorbetreiber im Nachhinein zur Finanzierung der Schadenssumme herangezogen werden können, allerdings auch nur bis zu einem gewissen Höchstbetrag. Dies ist der weltweit größte Pool und selbst dieser würde bei weitem nicht ausreichen (Schneider u. a., 2009).

Die Versicherungsforen Leipzig haben zu diesem Thema eine Studie verfasst (Günther u. a., 2011). Sie haben dabei versucht Versicherungsprämien zu ermitteln, welche die Schäden eines nuklearen Unfalls unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeiten verschiedener Ereignisse wie Terrorakte, Naturkatastrophen oder menschliches Versagen abdecken könnten. Es wird dabei von einem mittleren maximal zu erwarteten Schaden von etwa 6 Billionen Euro ausgegangen. Die Höhe der Jahresprämie hängt dabei maßgeblich von der Bereitstellungsdauer ab.

Bereitstellungszeiträume	Jahrespraemie je KKW
Bereitstellung in 500 Jahren	6.103.559,32 €
Bereitstellung in 100 Jahren	19.504.708.144,15 €
Bereitstellung in 90 Jahren	24.640.242.714,04 €
Bereitstellung in 80 Jahren	31.428.696.231,34 €
Bereitstellung in 70 Jahren	40.605.979.598,00 €
Bereitstellung in 60 Jahren	53.396.911.879,16 €
Bereitstellung in 50 Jahren	72.003.347.095,51 €
Bereitstellung in 40 Jahren	100.824.504.085,85 €
Bereitstellung in 30 Jahren	150.118.026.766,82 €
Bereitstellung in 20 Jahren	250.644.413.383,02 €
Bereitstellung in 10 Jahren	556.178.554.699,78 €

Abbildung 3.9: Jahresprämie in Abhängigkeit der Bereitstellungsdauer
Quelle: (Günther u. a., 2011)

Um den Aufschlag auf die Stromgestehungskosten zu berechnen wurden drei Szenarien untersucht:

- Szenario 1:
Alle Kraftwerke in einem Land werden von separaten Versicherungsgesellschaften versichert. Die Jahresprämie fällt also gemäß der Anzahl an Kraftwerken und der geplanten Bereitstellungsdauer an.
- Szenario 2:
Alle Kraftwerke, die vom selben Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, werden durch einen gemeinsamen Pool versichert. Die Jahresprämie fällt somit nur noch einmal pro Pool an. Die genaue Anzahl der versicherten Kraftwerke ist irrelevant.
- Szenario 3:
Alle Kraftwerke in einem Land werden vom selben Pool versichert. Auch hier ist die genaue Anzahl der Kraftwerke irrelevant und die Jahresprämie fällt nur einmal an.

In dieser Arbeit wird Abbildung 3.9 herangezogen und je nach Szenario die errechnete Gesamtversicherungsprämie durch die erzeugte Gesamtstrommenge der AKWs im jeweiligen Land dividiert, um einen Aufschlag auf die Stromgestehungskosten ermitteln zu können.

4 Stromgestehungskosten

In diesem Kapitel wird die Berechnung der Stromgestehungskosten für die fünf Atomkraftwerke Olkiluoto 3 (Finnland), Flamanville 3 (Frankreich), Shin Kori 3 (Südkorea), Sanmen 1 (China) und Leningrad II/1 (Russland) durchgeführt. Alle diese Kraftwerke befinden sich gerade in Bau und gehören zur Familie der Reaktorgeneration III/III+. Eine einheitliche Definition dafür gibt es allerdings nicht.

Prinzipiell unterscheidet man zwischen vier Reaktorgenerationen: Die erste Generation beinhaltet Prototypen und frühe Reaktoren im kommerziellen Betrieb. Die zweite Reaktorgeneration wird seit ca. 1960 angeboten und die dritte Reaktorgeneration wird seit ca. 1980 angeboten. Innerhalb der Reaktorgeneration III gibt es die Subgeneration III+. Diese Reaktorgeneration wird seit etwa 2000 angeboten und soll vermehrt mit passiven Sicherheitsmerkmalen ausgestattet sein. Die vierte Reaktorgeneration ist noch Zukunftsmusik und soll erst in etwa 20 Jahren zur Verfügung stehen (Schneider u. a., 2009). Die Reaktorgeneration III/III+ basiert auf der Generation II und soll nach Angaben der Hersteller in Punkto Wirtschaftlichkeit und Sicherheit wesentliche Fortschritte gemacht haben. Die Steigerung der Wirtschaftlichkeit erfolgt hauptsächlich durch die Anhebung der Kapazität, des elektrischen Wirkungsgrades und durch bessere Ausnutzung der Brennstäbe. Außerdem sollen diese Reaktoren eine höhere Auslastung und Laufzeiten bis zu 60 Jahren erreichen. Manche Reaktoren, wie der AP1000, sind zudem modular aufgebaut. Dabei werden einzelne, vorgefertigte und ausgerüstete Teile des Kraftwerks angeliefert und dann miteinander verbunden. Es sollen dadurch kürzere und kontrollierbarere Bauzeiten erreicht werden.

Der Unterschied in der Sicherheit gegenüber Generation II Kraftwerken ist vor allem in der Designphilosophie auszumachen. Wurden Reaktoren der Generation II noch auf die Beherrschbarkeit einzelner definierter Störfälle ausgelegt, hat die Beherrschbarkeit von schweren Unfällen bei der Generation III/III+ Vorrang. Es wurden also Vorkehrungen getroffen, um Kernschmelzunfälle besser beherrschen zu können. Außerdem wurden auch Maßnahmen getroffen, um die Auswirkungen eines terroristischen Aktes, beispielsweise durch einen Flugzeugeinschlag, zu minimieren (gen, 2012).

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Daten der Tabelle 4.1 angenommen, die allen Kraftwerken gemein sind. Der Zinssatz von 5%, sowie die Kostensteigerung

Tabelle 4.1: Allgemeine Annahmen

Zinssatz	5% p.a.
Abschreibungsdauer	20 Jahre
Zinssatz für Abzinsung	3% p.a.
Stilllegungskosten	15% v. Investitionskosten
Kostensteigerung	0,5% p.a.

von 0,5%, kommen bei der Berechnung des Barwertes der Investition zum Einsatz. Bei der Annuitätenmethode kommt ebenfalls ein Zinssatz von 5% zum Einsatz. Der Zinssatz von 3% wird zur Abzinsung des Kapitals für den Rückbau der Kraftwerke verwendet. Eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren wird gewählt, da Kredite auch etwa in 15 - 25 Jahren getilgt werden müssen.

Die Kostenkomponenten wurden verschiedenen Quellen entnommen und in *Euro*₂₀₁₀ umgerechnet.

Wie im vorigen Kapitel erwähnt, wird die Annuitätenmethode verwendet. Der Annuitätenfaktor ist für alle Kraftwerke ident und ergibt sich zu:

$$\alpha = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} = \frac{(1+0,05)^{20} * 0,05}{(1+0,05)^{20} - 1} = 0,08 \quad (4.1)$$

4.1 „Standardisierte“ externe Kosten nach ExternE sowie CO_2 Zertifikatskosten

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich externe Kosten auf die Stromgestehungskosten der einzelnen Kraftwerke auswirken. Die externen Kosten werden für alle Kraftwerke unter den gleichen Annahmen berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich Schäden durch Radioaktivität mit 0,01 c/kWh (Dreicer u. a., 1995) auswirken und dass etwa 15 gCO_2/kWh (Cour des comptes, 2012) produziert werden.

$$K_{ext} = K_{rad} + K_{CO_2} \quad (4.2)$$

Abbildung 4.1 stellt die Entwicklung der externen Kosten dar. Die Kosten der Radioaktivität werden als fix angesehen und die CO_2 Zertifikatskosten werden beginnend von 0 Euro/ tCO_2 auf 150 Euro/ tCO_2 gesteigert. Für die spätere Berechnung der Stromgestehungskosten wird ein Wert von 30 Euro/ tCO_2 herangezogen.

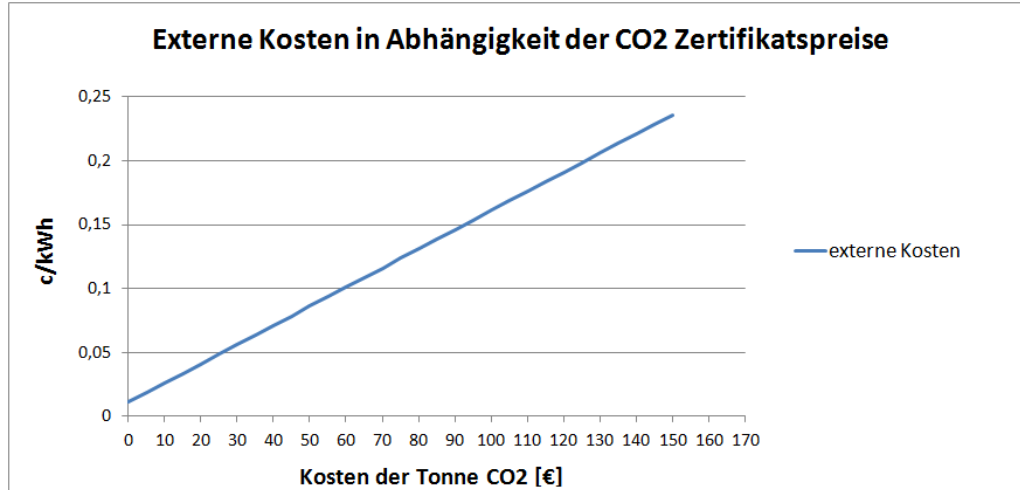


Abbildung 4.1: Externe Kosten

Dabei wird ersichtlich, dass Kosten nach ExternE (Dreicer u. a., 1995) sowie die Zertifikatskosten kaum Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten haben. Selbst ein Zertifikatspreis von 150 Euro/ tCO_2 bedeutet nur eine Anhebung von etwa 0,24 c/kWh. Bei einem Preis von 30 Euro/ tCO_2 beträgt die Erhöhung etwa 0,06 c/kWh.

4.2 Olkiluoto 3

Den finnischen Reaktor Olkiluoto 3 kann man getrost als Prestigeprojekt bezeichnen. Im Dezember 2003 wurde der Bauauftrag für den ersten EPR unter großem Beifall der Atomindustrie unterzeichnet. Olkiluoto 3 war der erste Auftrag in der westlichen Welt nach dem Bauauftrag für Civeaux 2 rund zwölf Jahre zuvor in Frankreich. Es war ein Festpreisvertrag über 3,2 Milliarden Euro. Vor allem der Reaktorbauer AREVA hoffte davon zu profitieren. Nach erfolgter Fertigstellung wollten sie einen Referenzreaktor vorweisen können, um ihre Fähigkeiten auch anderen in- und ausländischen Interessenten zu demonstrieren. Dieser Auftrag war auch aus anderer Sicht ein wichtiger Schritt für AREVA, drohte doch Stammpersonal verloren zu gehen und somit die gesamte EPR-Reaktorreihe zu scheitern.

Baubeginn des Reaktors war im August 2005 und die ursprünglich geplante Bauzeit war etwa vier Jahre. AREVA übernahm dabei auch das Baustellenmanagement und die Architektenleistungen, eine Rolle, die AREVA bis dahin fremd war. Bei den Vorgängerprojekten hatte immer EDF diese Rolle übernommen (Schneider u. a., 2009). Im Jahr 2009 war man bereits etwa drei Jahre in Verzug (Engineering the Future, 2010). In der Zwischenzeit rechnet man damit, dass der kommerzielle Betrieb im Laufe des Jahres 2014 oder erst 2015 aufgenommen werden kann (tvo, 2012). Aufgrund dieser Informationen wird in dieser Arbeit, zur Berechnung des Barwertes der Investitionen, eine Bauzeit von neun Jahren herangezogen.

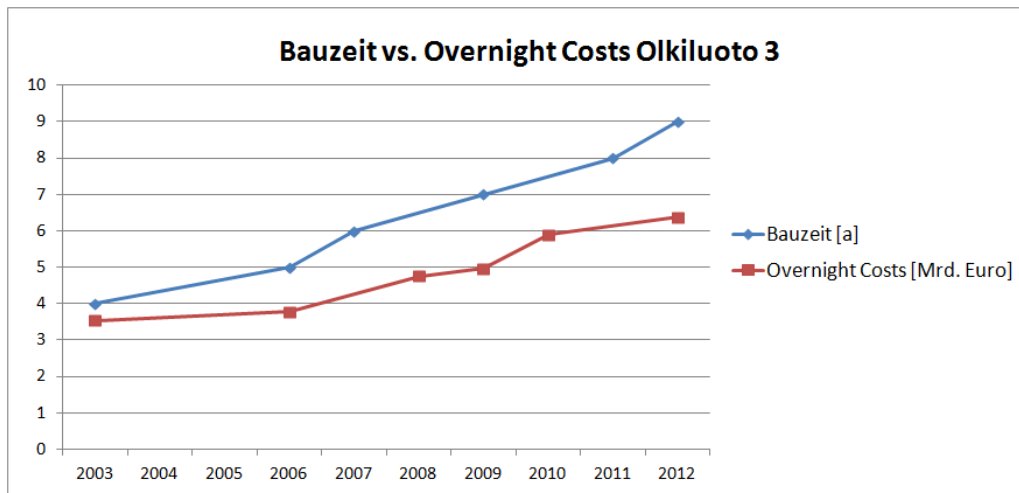


Abbildung 4.2: Entwicklung Bauzeit vs. Kosten (OL3)

Die Ursachen dieser Verzögerungen sind vielfältig. Einerseits entsprach der Beton der Fundamentplatte nicht den besonderen Sicherheitsanforderungen eines AKWs, andererseits gab es große Probleme mit der Qualität der Schweißnähte des inneren Sicherheitsbehälters (stu, 2012). Allgemeine Probleme bei der Qualitätssicherung und der Koordination des Projektes kamen noch hinzu. Zudem waren sich Hersteller, Betreiber und Genehmigungsbehörde uneinig über die sicherheitstechnische Auslegung (Sailer, 2007) des Reaktors. All diese Probleme führten dazu, dass sich die Kosten von Olkiluoto 3 mittlerweile verdoppelt haben und etwa bei 6,6 Milliarden Euro liegen.

Die Berechnungen für Olkiluoto 3 werden in diesem Abschnitt etwas genauer ausgeführt, bei den folgenden Kraftwerken wird auf diese Ausführungen aufgebaut.

4.2.1 Basismodell

In diesem Teil der Arbeit wird berechnet, wie hoch die Stromgestehungskosten von Olkiluoto 3 sind, wenn man externe Kosten und die Versicherung eines nuklearen Unfalls weglässt. Es wird außerdem untersucht, wie sich die Bauzeit sowie die Verteuerung durch die aufgetretenen Probleme auf die Kosten auswirken. Tabelle 4.2 zeigt die Daten nach derzeitigem Stand, die zur Berechnung herangezogen werden. Alle Kosten wurden in $Euro_{2010}$ umgerechnet. Die

Tabelle 4.2: Daten Olkiluoto 3

Reaktortyp	EPR
Leistung net	1600 MW
geplante Bauzeit	4 Jahre
tatsächliche Bauzeit	9 Jahre
Betriebsdauer	60 Jahre
„Overnight Costs“	3,54 Mrd. Euro
Auslastung	8000 h/a
O&M Kosten	0,011 Euro/kWh
Brennstoffkosten	0,0064 Euro/kWh

„Overnight Costs“ wurden aus „Platts: Power in Europe“ entommen (Platts, 2011). Die Daten für Betriebs- und Wartungskosten sowie für die Brennstoffkosten wurden aus „Projected Costs of Generating Electricity“ (IEA & NEA, 2010) entnommen. Da für einen EPR in Finnland keine Daten vorhanden sind, wurde angenommen, dass Betriebs- und Wartungskosten in etwa gleich dem des EPR's in Frankreich sind. Diese Annahme scheint gerechtfertigt, da es sich um ein nahezu identes Kraftwerk unter ähnlichen Umständen handelt.

Um Zinsen und Preissteigerungen in den Investitionskosten zu berücksichtigen, wird die Barwertmethode verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass die Ausgaben über die einzelnen Jahre einen kurvenförmigen Verlauf aufweisen. Abbildung 4.3 stellt diese Berechnung dar.

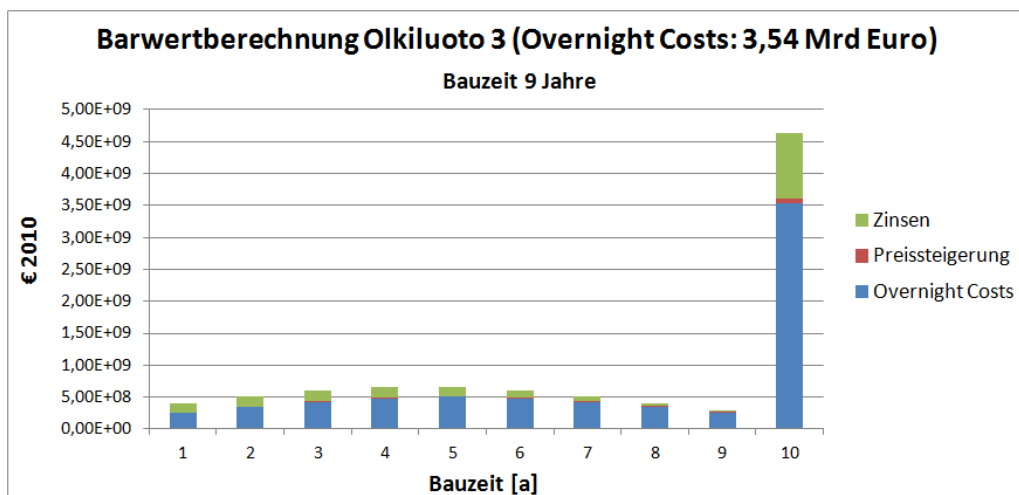


Abbildung 4.3: Barwertberechnung (OL3)

Der Barwert der Investition beträgt nach einer Bauzeit von neun Jahren etwa 4,63 Milli-

arden Euro. Dies entspricht 2895,83 Euro/kW installierter Leistung. Die Zinsen, die während der Bauzeit anfallen, betragen dabei 1,02 Milliarden Euro, die Preissteigerungen betragen 71,6 Millionen Euro.

Aus dieser Investitionssumme werden die Kosten für den Rückbau abgeleitet. Die 15% der Investitionskosten fallen bei einem EPR nach etwa 60 Jahren an, wenn man sofort mit dem Rückbau der Anlage beginnt. Um die Stilllegungskosten vernünftig in das Modell einbinden zu können, werden diese in jährliche Kosten pro Kilowatt umgerechnet. Es wird angenommen, dass dieser jährliche Betrag mit einem Zinssatz von 3% angelegt wird, um nach Ende der Laufzeit ausreichend Kapital für die Stilllegung zur Verfügung zu haben. Probleme treten dann auf, wenn aus nicht vorhersehbaren Gründen das Kraftwerk schon früher als geplant stillgelegt werden muss oder der Betreiber bankrott geht. Positiv wirkt sich eine Laufzeitverlängerung aus, da die Kosten des Rückbaus später anfallen, das veranlagte Kapital jedoch weiter wächst.

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 4,63 * 10^9 = 694,5 \text{ Mill. Euro} \quad (4.3)$$

$$K_{still} = \frac{694,5 \text{ Mill. Euro}}{1600 \text{ MW}} = 434063 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}} = 434,063 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \quad (4.4)$$

$$K_{still} = \frac{434,063 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{60} - 1))} = 2,59 \frac{\text{Euro}}{\text{kW a}} \quad (4.5)$$

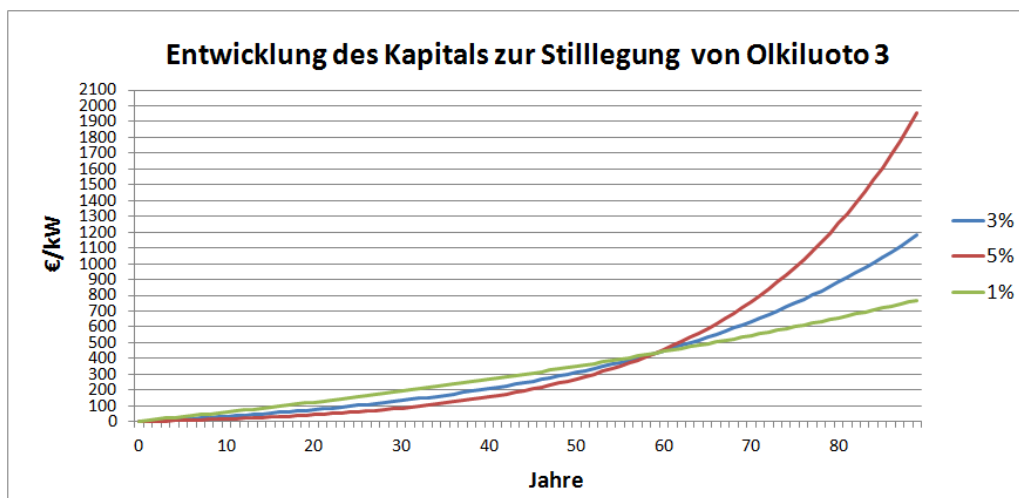


Abbildung 4.4: Kapitalentwicklung für Stilllegung (OL3)

Je nach gewähltem Zinssatz weist auch die Wachstumskurve des Kapitals einen anderen Verlauf auf. Bei einem Zinssatz von 1% muss zu Beginn etwas mehr Kapital, bei einem Zinssatz von 5% etwas weniger, angelegt werden, um zum Ende der Laufzeit genügend Budget zur Verfügung zu haben. In dieser Berechnung wird zudem angenommen, dass sich der Zinssatz über die Jahre nicht verändert.

Die Stromgestehungskosten von Olkiluoto 3 setzen sich im Basismodell wie folgt zusammen:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + K_{still}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \quad (4.6)$$

$$K_{gest} = \frac{4,63 * 10^9 * 0,08 + 2,59}{8000} + 0,0064 + 0,011 = 0,0468 \frac{Euro}{kWh} = 4,68 \frac{c}{kWh} \quad (4.7)$$

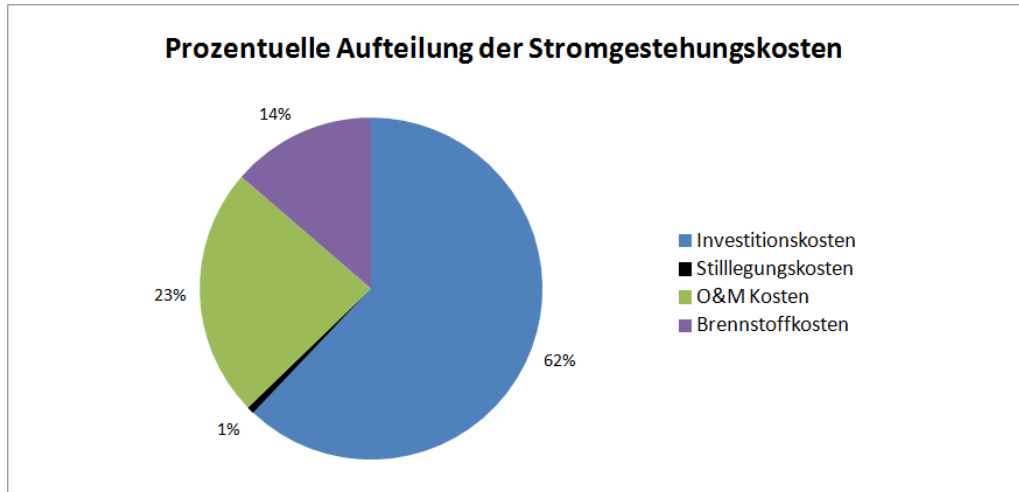


Abbildung 4.5: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (OL3)

Abbildung 4.5 zeigt die prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten. Auffällig ist, dass der signifikant größte Teil von 62% auf die Investitionskosten zurückzuführen ist. Betriebs- und Wartungskosten haben einen Anteil von 23%, während die Brennstoffkosten nur 14% betragen. Durch die Aufteilung auf jährlich anfallende Kosten und durch die angenommene Verzinsung von 3%, beträgt der Anteil der Stilllegungskosten an den Gesamtkosten nur 1%. In der Praxis heißt das, dass die Stilllegungskosten noch sehr viel höher sein könnten, dabei aber immer noch kaum Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten haben.

Das Basismodell ist somit abgeschlossen. An dieser Stelle wird jedoch noch untersucht, wie sich die Verteuerung beziehungsweise die Bauzeit auf die Stromgestehungskosten auswirken.

4.2.1.1 Berücksichtigung des Anstiegs der Investitionskosten

Das Kraftwerk wird zwar theoretisch zum Fixpreis angeboten, allerdings ist nicht klar, wer die Verteuerung zu begleichen hat. Deshalb sei hier angeführt, wie sich die Stromgestehungskosten entwickeln, wenn die tatsächlichen Kosten vom Betreiber zu tragen wären. Die „Overnight costs“ würden dann nicht 3,54 Mrd. Euro, sondern vielmehr 6,38 Mrd. Euro betragen.

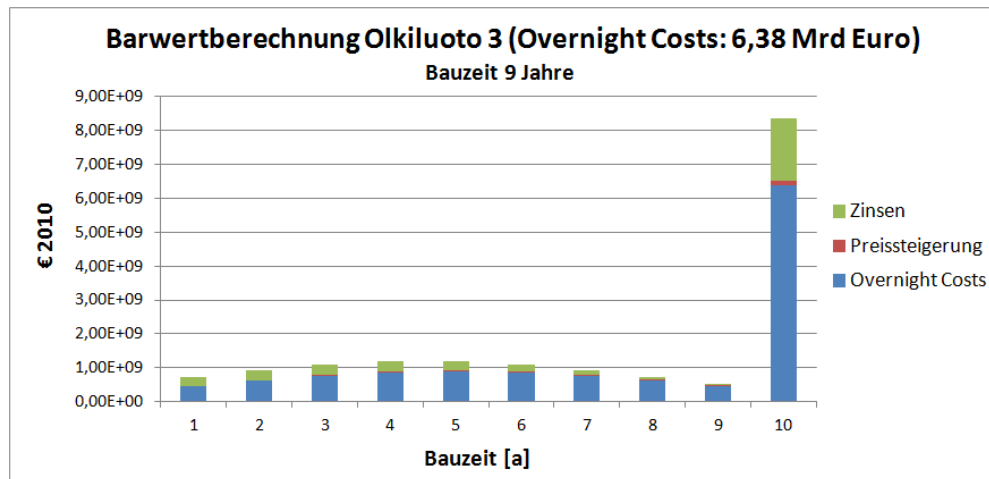


Abbildung 4.6: Barwertberechnung inklusive Verteuerung (OL3)

Mit den gleichen Annahmen wie zuvor würden die Zinsen 1,84 Mrd. Euro und die Preissteigerungen 129 Millionen Euro betragen. Die gesamten Investitionskosten betragen demnach 8,35 Mrd. Euro beziehungsweise 5219,04 Euro/kW installierter Leistung. Die Stilllegungskosten würden sich auf 4,66 Euro/kWa belaufen und die Stromgestehungskosten erhöhen sich auf 7,03 c/kWh.

Abbildung 4.6 zeigt die Barwertberechnung und Abbildung 4.7 stellt „Overnight costs“ den Stromgestehungskosten gegenüber.

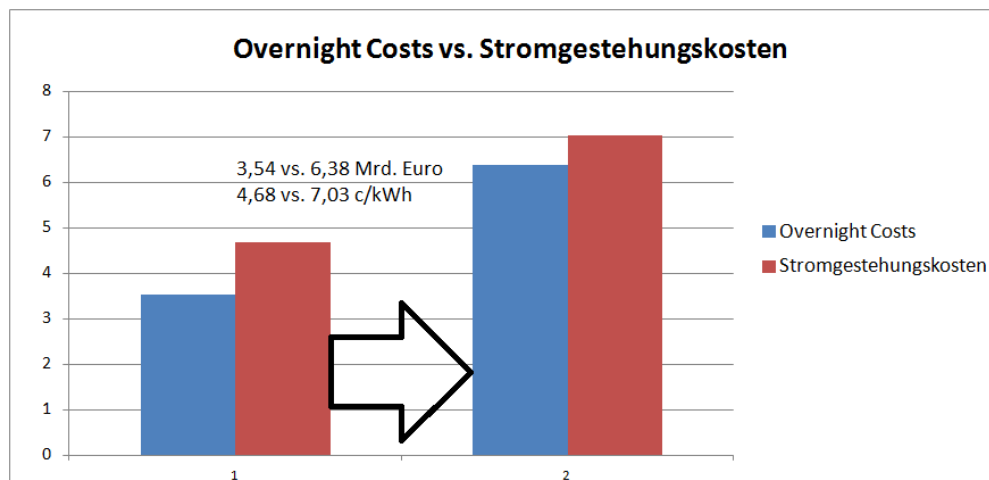


Abbildung 4.7: „Overnight Costs“ vs. Stromgestehungskosten (OL3)

4.2.1.2 Auswirkung der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten

Die Bauzeit von AKWs ist schon seit längerem ein viel diskutiertes Thema. Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Stromgestehungskosten bei kürzerer Bauzeit entwickeln würden. Durch die Verkürzung verringern sich die Bauzeitzinsen auf 569 Millionen Euro und die Preissteigerungen auf 35,5 Millionen Euro. Das ergibt eine Gesamtinvestitionssumme von 4,14 Milliarden Euro.

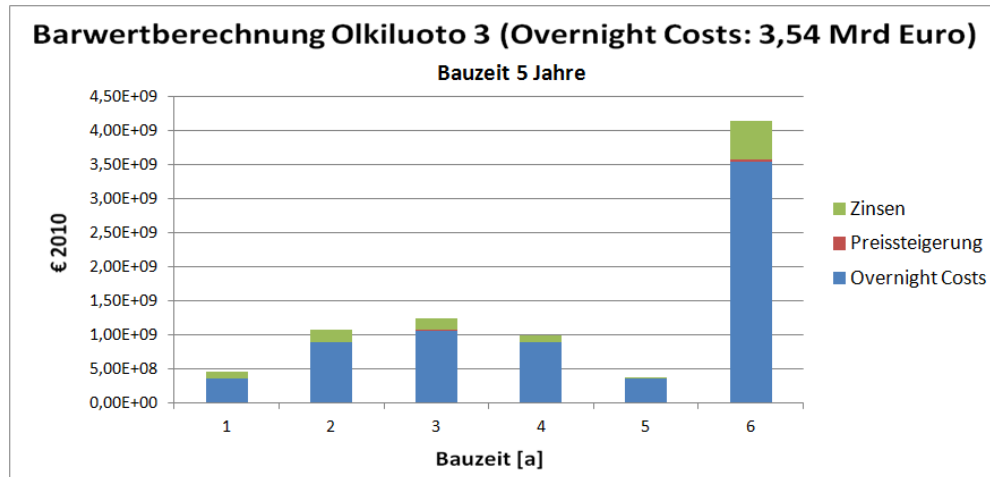


Abbildung 4.8: Barwertberechnung bei Berücksichtigung einer verkürzten Bauzeit (OL3)

Das bedeutet, dass die Stromgestehungskosten auf 4,37 c/kWh sinken. Ein Bauzeitunterschied von vier Jahren macht also nur eine Differenz von 0,3 c/kWh aus. Allerdings muss man dabei beachten, dass eine geringere Bauzeit bedeutet, dass das Kraftwerk sehr viel früher Strom liefern kann. Das ist kein unwesentlicher Faktor, wenn bereits Verträge über Stromlieferungen geschlossen wurden. Zudem muss angemerkt werden, dass bei einem höheren Zinssatz und bei einer höheren Preissteigerungsrate auch die Differenz merklich größer wird. Beispielsweise ist die Differenz bei einem Zinssatz von 10% und einer Preissteigerungsrate von 1% 1,13 c/kWh. Abbildung 4.9 zeigt die Entwicklung der Investitions- und Stromgestehungskosten über die Bauzeit. Es ist ersichtlich, dass bei einem Zinssatz von 5% und einer Preissteigerungsrate von 0,5% ein Bauzeitunterschied von einigen Jahren nur einen moderaten Anstieg der Stromgestehungskosten zur Folge hat.

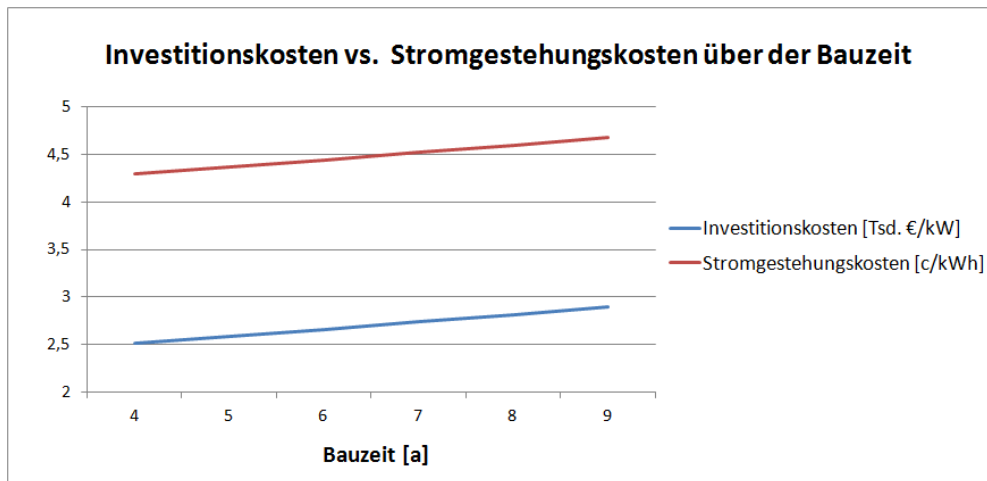


Abbildung 4.9: Investitionskosten vs. Stromgestehungskosten (OL3)

4.2.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

Die Höhe der Stromgestehungskosten hängt wesentlich von den getroffenen Annahmen der einzelnen Parameter ab. An dieser Stelle soll eruiert werden, wie stark die einzelnen Parameter die Stromgestehungskosten beeinflussen. Dazu wird eine Sensitivitätsanalyse des Basismodelles durchgeführt. Die Stärke der Einflussnahme des Parameters ist an der Steigung der jeweiligen Kurve abzulesen.

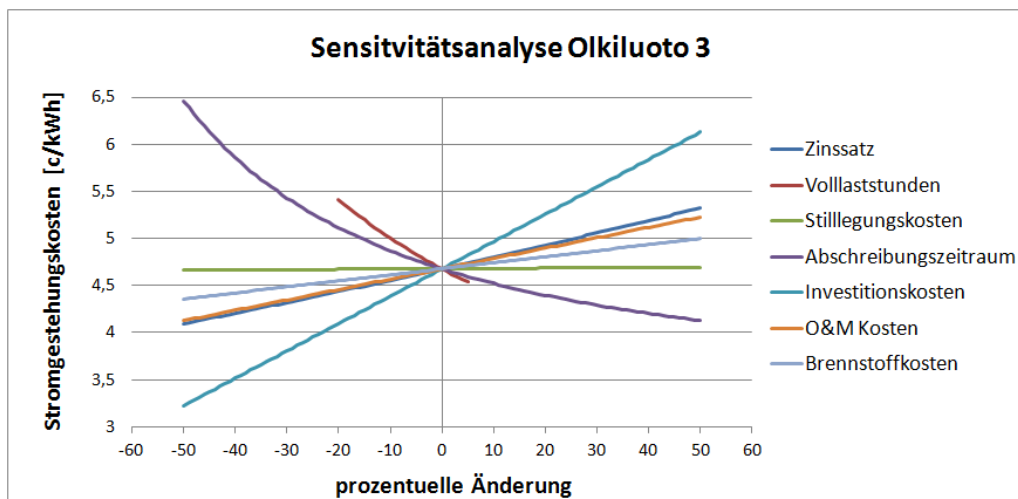


Abbildung 4.10: Sensitivitätsanalyse (OL3)

Wie aus Abbildung 4.10 zu entnehmen ist, weisen die Investitionskosten die größte Sensitivität über dem gesamten Variationsbereich auf. Eine Variation der Investitionskosten von 4,63 Milliarden Euro um $\pm 50\%$ schlägt sich bei den Stromgestehungskosten mit $\pm 1,46$ c/kWh nieder. Auch die Auslastung spielt eine große Rolle. Eine Verringerung um 20% auf 6400 h/a ergibt eine Steigerung der Kosten um etwa 0,7 c/kWh. Da mit einer Auslastung von etwa 90% gerechnet wird, ist eine Steigerung um mehr als 5% nicht sinnvoll und wird deshalb auch nicht

untersucht. Die Stromgestehungskosten sind zudem sensitiv bezüglich des gewählten Abschreibungszeitraums. Ausgehend von 20 Jahren bewirkt eine Reduktion um 50% eine Erhöhung um 1,78 c/kWh. Es ist zudem ersichtlich, dass die Kurve umso steiler verläuft, je kürzer der Abschreibungszeitraum gewählt wird. Je länger der Abschreibungszeitraum gewählt wird, desto flacher wird die Kurve, da sich die Investitionskosten auf einen längeren Zeitraum verteilen. Das heißt, dass die Stromgestehungskosten bei einem längeren Abschreibungszeitraum weniger sensitiv sind als bei einem kürzeren Zeitraum. Bezüglich der Sensitivität spielen Zinssatz, Betriebs- und Wartungskosten sowie die Brennstoffkosten eine untergeordnete Rolle. Beinahe keinen Einfluss auf die Sensitivität der Stromgestehungskosten haben die Stilllegungskosten, die nur etwa 1% der Gesamtkosten ausmachen.

Da Atomkraft eine sehr kapitalintensive Technologie ist, kommt dieses Ergebnis nicht überraschend. Schafft man es, die Investitionskosten niedrig zu halten, kann man auch zu günstigeren Kosten Strom produzieren. Außerdem erscheint es sehr wichtig eine hohe Auslastung zu bewerkstelligen, um die hohen fixen Kosten auf möglichst hohen Stromertrag abwälzen zu können. Stilllegungskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Brennstoffkosten tragen nur einen geringeren Teil zu den Gesamtkosten bei und fallen dadurch nicht so stark ins Gewicht.

4.2.3 Versicherung eines nuklearen Unfalls

Wie in Kapitel 3 beschrieben wird, gibt es realistischerweise drei verschiedene Szenarien ein AKW zu versichern. An dieser Stelle werden Szenario 1 und Szenario 3 untersucht. Diese beiden Szenarien entsprechen der billigsten beziehungsweise der teuersten Versicherungsmethode. Je nach Bereitstellungszeitraum ergeben sich folgende Jahresversicherungsprämien bei einem Deckungsbetrag von 6,09 Billionen Euro.

- 100 Jahre: 19,5 Mrd. Euro
- 60 Jahre: 53,4 Mrd. Euro
- 50 Jahre: 72 Mrd. Euro
- 40 Jahre: 100,8 Mrd. Euro

Die erforderliche Deckungssumme muss bis spätestens Ende der Reaktorlaufzeit bereitgestellt werden. Eine Bereitstellungsdauer von 60 Jahren oder noch darunter ist daher realistisch. Tabelle 4.3 zeigt die zur Berechnung herangezogenen spezifischen Daten Finnlands. Je nach

Tabelle 4.3: Daten Finnland

Land	Finnland
Anzahl AKWs	5
Jahresstrommenge	35,1 TWh

Art der Versicherung wird die Versicherungssumme durch die erzeugte Jahresstrommenge aller AKWs im Land dividiert. Dabei ist das noch in Bau befindliche Kraftwerk Olkiluoto 3 bereits eingerechnet.

- Szenario 1: Jedes AKW in einem Land wird separat versichert

Für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren ergibt sich folgender Aufschlag auf die Stromgestehungskosten:

$$K_{vers} = \frac{5 * 19,5 \text{Mrd.Euro}}{35,1 \text{TWh}} = 2,78 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.8)$$

Analog dazu werden die Kosten für kürzere Bereitstellungszeiträume errechnet.

Tabelle 4.4: Szenario 1 Olkiluoto 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	2,78	7,61	10,3	14,4

- Szenario 2: Alle Kraftwerke eines Landes werden von einem Versicherungspool versichert

In diesem Szenario ist die genaue Anzahl der Kraftwerke irrelevant. Die Versicherungssumme fällt nur noch genau einmal an. Für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren ergibt sich ein Aufschlag von:

$$K_{vers} = \frac{19,5 \text{Mrd.Euro}}{35,1 \text{TWh}} = 0,56 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.9)$$

Analog dazu werden die Kosten für kürzere Bereitstellungszeiträume berechnet.

Tabelle 4.5: Szenario 2 Olkiluoto 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	0,56	1,52	2,05	2,87

Wie bereits erläutert ist eine Bereitstellungsdauer von 60 oder weniger Jahren realistisch. Das bedeutet zumindest zusätzliche Kosten von 7,61 Euro/kWh beziehungsweise 1,52 Euro/kWh.

4.2.4 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 4.6: Zusammenfassung Stromgestehungskosten OL3

	Basismodell	$+K_{ext}$	$+K_{vers}$ Szenario 1	$+K_{vers}$ Szenario 2
	4,68 c/kWh	4,68 c/kWh	4,68 c/kWh	4,68 c/kWh
		0,06 c/kWh	0,06 c/kWh	0,06 c/kWh
			761 c/kWh	152 c/kWh
Summe	4,68 c/kWh	4,74 c/kWh	765,74 c/kWh	156,74 c/kWh

Betrachtet man die Werte aus Tabelle 4.6 so wird klar, dass die externen Kosten beinahe keine Auswirkungen auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. Allerdings ist auch ersichtlich, dass eine Versicherung eines nuklearen Unfalls die Wirtschaftlichkeit von Olkiluoto 3 massiv gefährden würde. Stromgestehungskosten von 1,5 Euro/kWh würden auf jeden Fall Investitionen in alternative Technologien nach sich ziehen.

4.3 Flamanville 3

Im Jahr 2004 wurde beschlossen einen zweiten EPR, diesmal in Frankreich, zu bauen. Als Standort wurde Flamanville gewählt. Dieser zweite EPR wird ebenfalls von AREVA gebaut. Anders als Olkiluoto 3 wurde Flamanville nicht als schlüsselfertige Anlage angeboten. Der ursprünglich veranschlagte Preis war 3,3 Mrd. Euro, also 0,1 Mrd. Euro mehr als bei Olkiluoto 3. Schon im Anfangsstadium der Bauarbeiten kam es zu ähnlichen Problemen wie beim finnischen Reaktor. Auch hier gab es Probleme mit der Haltbarkeit des Betons der Fundamentplatte (Schneider u. a., 2010). Außerdem gab es ähnliche Probleme mit dem Reaktordruckbehälter, bei dem die Qualität der Schweißnähte bemängelt wurde. Baubeginn war Ende 2007 und man ging von einer Bauzeit von etwa 54 Monaten aus. Mittlerweile beträgt die Bauzeit knapp neun Jahre und man geht von einem kommerziellen Betrieb im Jahr 2016 aus. Die Kosten stiegen von 3,3 Mrd. Euro im Jahr 2006 auf etwa 6 Mrd. Euro im Jahr 2011.

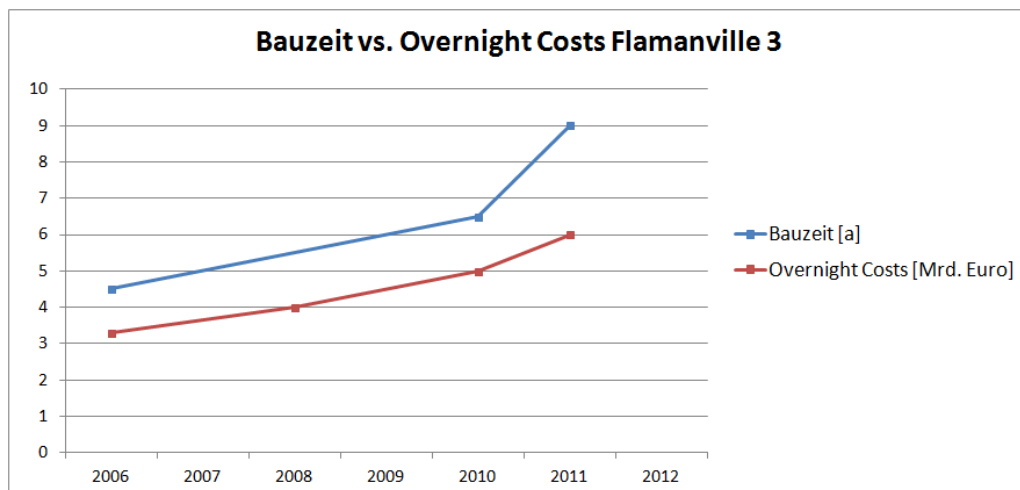


Abbildung 4.11: Entwicklung Bauzeit vs. Kosten (FL3)

4.3.1 Basismodell

Tabelle 4.7 zeigt die für Flamanville 3 relevanten Daten. Die „Overnight Costs“ wurden

Tabelle 4.7: Daten Flamanville 3

Reaktortyp	EPR
Leistung net	1630 MW
geplante Bauzeit	4 Jahre
tatsächliche Bauzeit	9 Jahre
Betriebsdauer	60 Jahre
„Overnight Costs“	5,88 Mrd. Euro
Auslastung	8000 h/a
O&M Kosten	0,011 Euro/kWh
Brennstoffkosten	0,0064 Euro/kWh

wie bei Olkiluoto 3 aus „Platts: Power in Europe“ entommen (Platts, 2011). Die Daten für

Betriebs- und Wartungskosten sowie für die Brennstoffkosten stammen aus „Projected Costs of Generating Electricity“ (IEA & NEA, 2010).

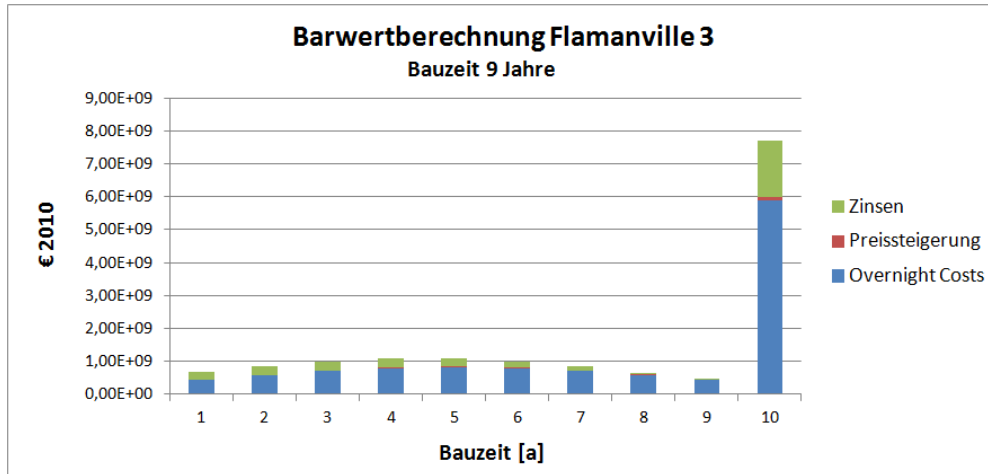


Abbildung 4.12: Barwertberechnung (FL3)

Der Barwert der Investition beträgt 7,7 Mrd. Euro. Davon sind 1,7 Mrd. Euro Zinsen, die während der Bauzeit anfallen. 119 Millionen Euro entfallen dabei auf die Preissteigerungen. Das ergibt eine Investitionssumme von etwa 4721 Euro/kW installierter Leistung.

Die Kosten der Stilllegung betragen für Flamanville 3:

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 7,7 * 10^9 = 1,15 \text{ Mrd. Euro} \quad (4.10)$$

$$K_{still} = \frac{1,15 \text{ Mrd. Euro}}{1630 \text{ MW}} = 708225 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}} = 708,225 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \quad (4.11)$$

$$K_{still} = \frac{708,225 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{60} - 1))} = 4,22 \frac{\text{Euro}}{\text{kW a}} \quad (4.12)$$

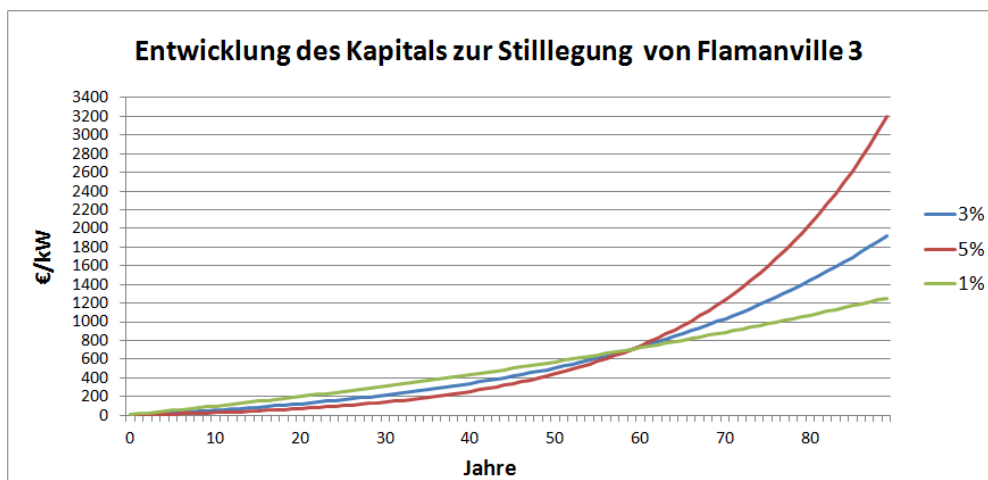


Abbildung 4.13: Kapitalentwicklung für Stilllegung (FL3)

Wird ein Zinssatz von 1% herangezogen, so müssten etwa 8,59 Euro/kWa angelegt werden, bei 5% wären es nur 1,91 Euro/kWa.

Die Stromgestehungskosten von Flamanville 3 setzen sich wie folgt zusammen:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \quad (4.13)$$

$$K_{gest} = \frac{7,7 * 10^9 * 0,08 + 4,22}{8000} + 0,0064 + 0,011 = 0,06537 \frac{Euro}{kWh} = 6,537 \frac{c}{kWh} \quad (4.14)$$

Die Gestehungskosten von Flamanville 3 sind also beinahe um 2 c/kWh höher als bei Olkiluoto 3, wenn man von einer schlüsselfertigen Anlage ausgeht.

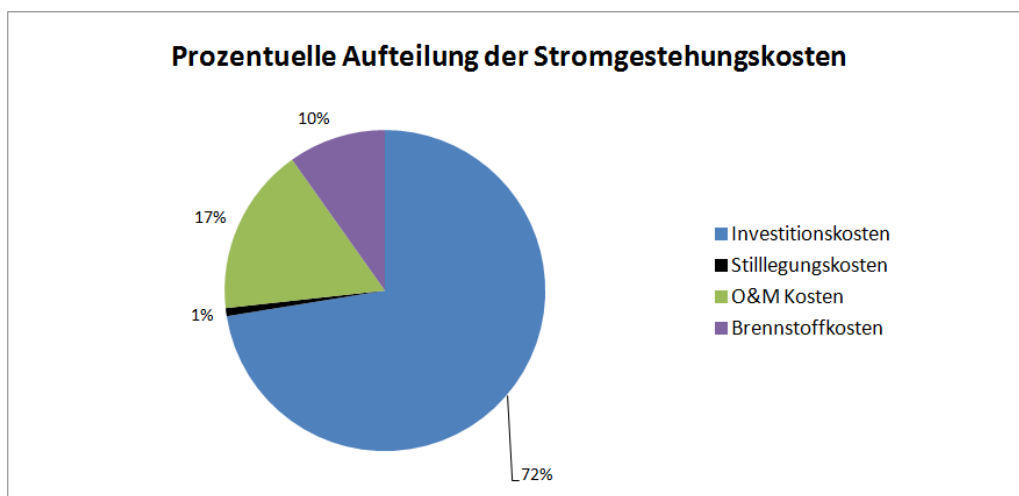


Abbildung 4.14: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (FL3)

Abbildung 4.14 zeigt die prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten. Die Investitionskosten machen hohe 72% der Gesamtkosten aus. Nur 17% beziehungsweise 10% sind zurückzuführen auf Betriebs- und Wartungskosten sowie Brennstoffkosten. Auch bei Flamanville 3 machen die Stilllegungskosten nur 1% der Gestehungskosten aus.

4.3.1.1 Auswirkung der Bauzeit auf die Stromgestehungskosten

Abbildung 4.15 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten bei einer Bauzeit von fünf Jahren:

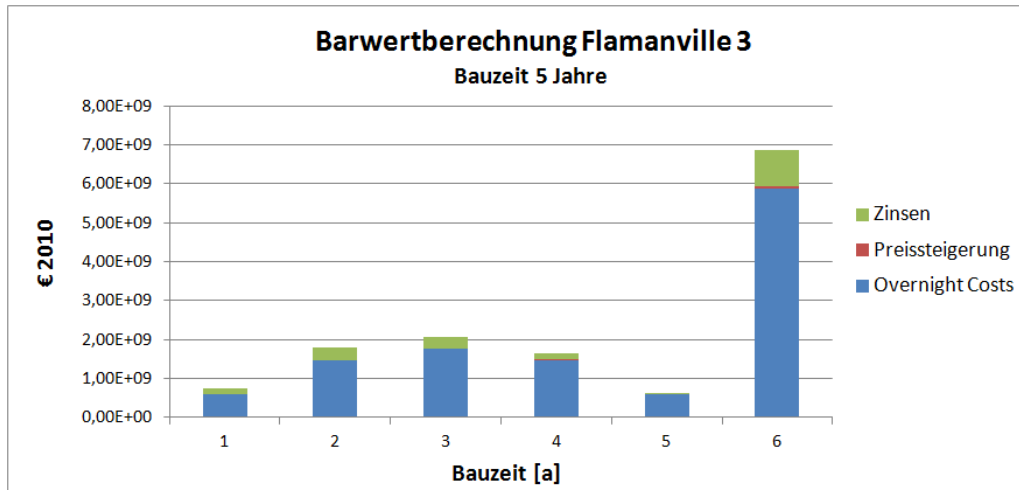


Abbildung 4.15: Barwertberechnung bei Berücksichtigung einer verkürzten Bauzeit (FL3)

Die gesamte Investitionssumme beträgt demnach 6,88 Mrd. Euro beziehungsweise 4223 Euro/kW installierter Leistung. Die Zinsen betragen 945 Millionen Euro, die Preissteigerungen 59 Millionen Euro und es ergeben sich Stromgestehungskosten von 6,03 c/kWh. Auch bei Flamanville 3 lässt sich beobachten, dass bei einem Zinssatz von 5% nur ein moderater Anstieg der Stromgestehungskosten erfolgt.

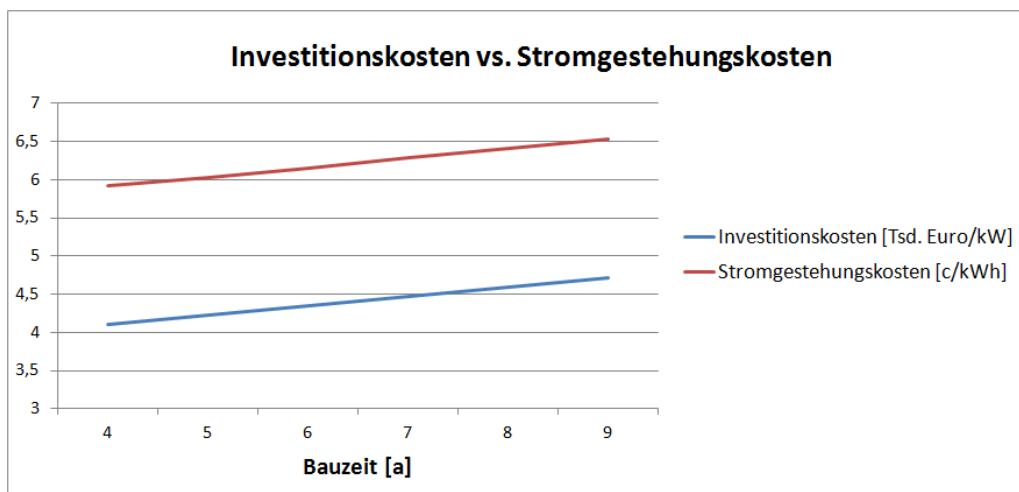


Abbildung 4.16: Investitionskosten vs. Stromgestehungskosten (FL3)

4.3.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

Die Sensitivitätsanalyse für Flamanville 3 zeigt folgendes Ergebnis:

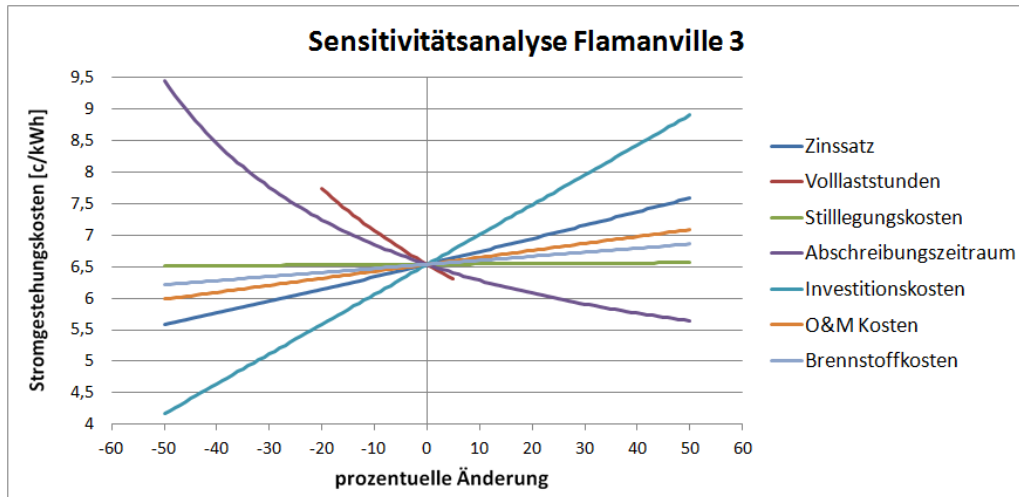


Abbildung 4.17: Sensitivitätsanalyse (FL3)

Auch bei Flamanville 3 zeigt sich, dass Investitionskosten, Volllaststunden, sowie der Abschreibungszeitraum die größte Sensitivität aufweisen. Eine Verringerung der Volllaststunden um 20% hat demnach eine Erhöhung der Stromgestehungskosten von etwa 1,19 c/kWh zur Folge. Eine Verringerung des Abschreibungszeitraumes auf 10 Jahre würde eine Steigerung von 2,9 c/kWh herbeiführen, eine Erhöhung auf 30 Jahre eine Senkung von 0,9 c/kWh. Eine Senkung der Investitionskosten um 50%, dies entspricht etwa 3,85 Mrd. Euro, würde eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 2,37 c/kWh bedeuten. Auch der Zinssatz spielt eine nicht zu vernachlässigende Rolle bei der Sensitivitätsanalyse. Die geringsten Sensitivitäten weisen Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Stilllegungskosten auf.

4.3.3 Versicherung eines nuklearen Unfalls

Unter denselben Annahmen wie bei Olkiluoto 3 werden Aufschläge auf die Stromgestehungskosten berechnet. Die landesspezifischen Daten zeigt Tabelle 4.8. Das in Bau befindliche

Tabelle 4.8: Daten Frankreich

Land	Frankreich
Anzahl AKWs	59
Jahresstrommenge	434 TWh

Kraftwerk Flamanville 3 ist sowohl bei der Anzahl der Kraftwerke, als auch bei der erzeugten Jahresstrommenge bereits einkalkuliert.

- Szenario 1: Jedes AKW in einem Land wird separat versichert

Für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren ergibt sich unter Verwendung der Werte aus Abbildung 3.9 folgender Aufschlag auf die Stromgestehungskosten:

$$K_{vers} = \frac{59 * 19,5 \text{ Mrd. Euro}}{434 \text{ TWh}} = 2,65 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.15)$$

Für kürzere Bereitstellungszeiträume errechnen sich nachfolgende Beträge:

Tabelle 4.9: Szenario 1 Flamanville 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	2,65	7,26	9,78	13,7

- Szenario 2: Alle Kraftwerke eines Landes werden von einem Versicherungspool versichert

Die Berechnung für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren zeigt folgendes Ergebnis:

$$K_{vers} = \frac{19,5 \text{ Mrd. Euro}}{434 \text{ TWh}} = 0,045 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.16)$$

Die Werte für kürzere Bereitstellungszeiträume sind aus Tabelle 4.10 ersichtlich:

Tabelle 4.10: Szenario 2 Flamanville 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	0,045	0,123	0,166	0,232

Durch eine Laufzeit von 60 Jahren ergeben sich zusätzliche Kosten von 7,26 Euro/kWh, beziehungsweise 0,123 Euro/kWh.

4.3.4 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 4.11: Zusammenfassung Stromgestehungskosten FL3

	Basismodell	+ K_{ext}	+ K_{vers} Szenario 1	+ K_{vers} Szenario 2
	6,537 c/kWh	6,537 c/kWh	6,537 c/kWh	6,537 c/kWh
		0,06 c/kWh	0,06 c/kWh	0,06 c/kWh
			726 c/kWh	12,3 c/kWh
Summe	6,537 c/kWh	6,597 c/kWh	732,6 c/kWh	18,897 c/kWh

Die Stromgestehungskosten von Flamanville 3 sind etwa um 2 c/kWh höher als bei Olkiluoto 3. Durch die große Anzahl an Kernkraftwerken in Frankreich scheint eine Versicherung nach Szenario 2 am realistischsten von allen betrachteten Kraftwerken. Dies würde Stromgestehungskosten von 18,897 c/kWh bedeuten.

4.4 Shin Kori 3

Shin Kori 3 ist weltweit der erste APR-1400 Reaktor, der errichtet wird. Dieser Reaktor wird von Hyundai in Südkorea gebaut und basiert auf dem amerikanischen Design „System 80+“. Baustart war im Oktober 2008 und man rechnet mit einer kommerziellen Inbetriebnahme Ende 2013. Es sind soweit keine Verzögerungen während der Bauzeit bekannt. Der Baufortschritt liegt sogar etwas über dem Soll.

Der APR-1400 Reaktor ist zudem jener Reaktor, der von den Vereinigten Arabischen Emiraten für ihr Atomprogramm gewählt wurde. Auch AREVA schickte seinen EPR ins Rennen, den Zuschlag erhielt allerdings der APR-1400. Grund für diese Wahl war der günstigere Preis und die deutlich kürzer veranschlagte Bauzeit. Die ersten vier Reaktoren in den Emiraten sollen schon 2020 ans Netz gehen (kor, 2012).

4.4.1 Basismodell

Tabelle 4.12 stellt die Basisdaten von Shin Kori 3 dar. Die „Overnight Costs“ sowie die Da-

Tabelle 4.12: Daten Shin Kori 3

Reaktortyp	APR-1400
Leistung net	1343 MW
geplante Bauzeit	ca. 5 Jahre
tatsächliche Bauzeit	ca. 5 Jahre
Betriebsdauer	60 Jahre
„Overnight Costs“	1,5 Mrd. Euro
Auslastung	8400 h/a
O&M Kosten	0,0064 Euro/kWh
Brennstoffkosten	0,0057 Euro/kWh

ten für Betriebs- und Wartungskosten und für die Brennstoffkosten stammen aus „Projected Costs of Generating Electricity“ (IEA & NEA, 2010).

Die „Overnight Costs“ betragen nur etwa die Hälfte des ursprünglich veranschlagten Preises für den EPR in Europa. Allerdings stammen diese Daten aus dem Jahr 2008, mit einem durchschnittlichen Umrechnungskurs von 0,68 USD/Euro. Auch deshalb erscheinen diese Kosten derart niedrig.

Abbildung 4.18 zeigt die Barwertberechnung für Shin Kori 3.

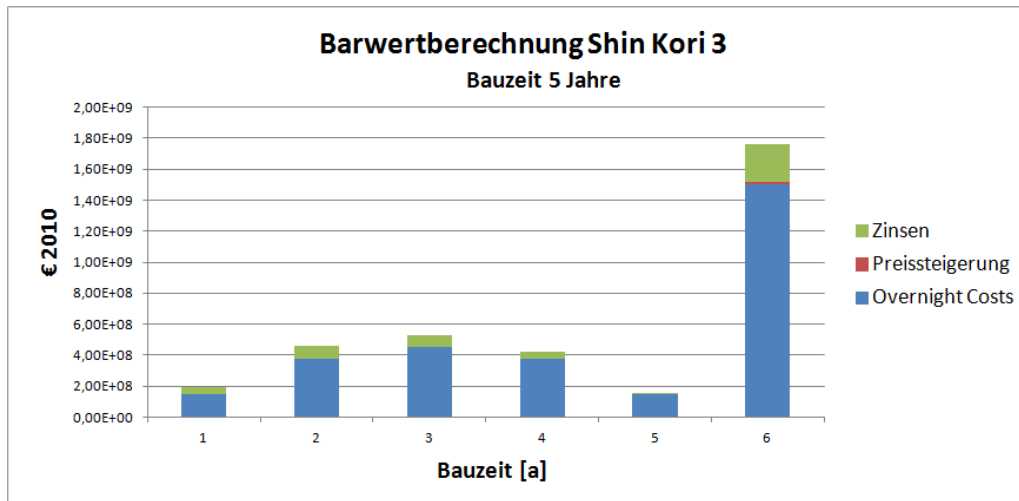


Abbildung 4.18: Barwertberechnung (SK3)

Der Barwert beträgt nach fünf Jahren Bauzeit nur 1,76 Mrd. Euro. Davon entfallen 241 Millionen Euro auf Bauzeitzinsen. Die Preissteigerungen betragen niedrige 15 Millionen Euro. Die Kosten, die somit pro kW installierter Leistung anfallen, betragen demnach 1307,5 Euro/kW.

Die jährlich anfallenden Kosten der Stilllegung errechnen sich für Shin Kori 3 zu:

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 1,76 \text{Mrd. Euro} = 263,41 \text{Mill. Euro} \quad (4.17)$$

$$K_{still} = \frac{263,41 \text{Mill. Euro}}{1343 \text{MW}} = 196,136 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}} = 196,136 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \quad (4.18)$$

$$K_{still} = \frac{196,136 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{60} - 1))} = 1,17 \frac{\text{Euro}}{\text{kW a}} \quad (4.19)$$

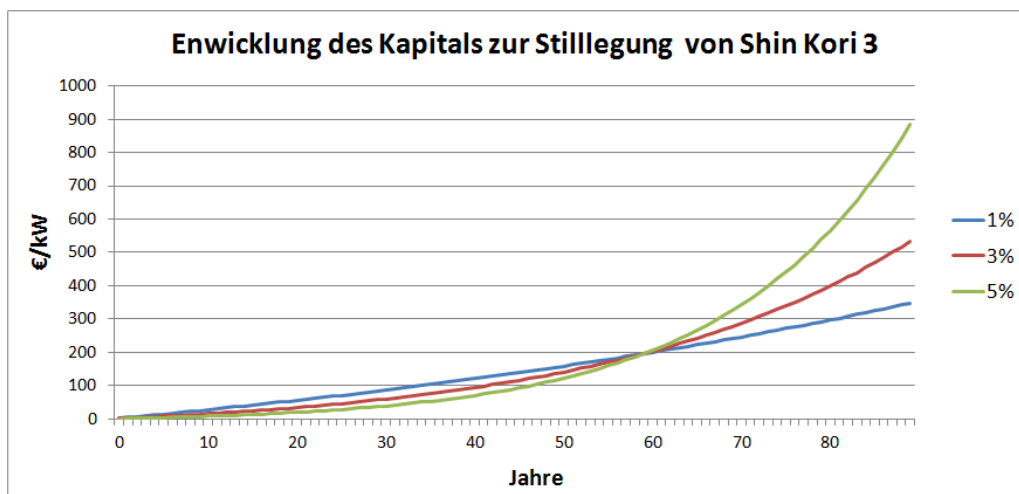


Abbildung 4.19: Kapitalentwicklung für Stilllegung (SK3)

Wird von einem Zinssatz von 1% ausgegangen, würden die jährlichen Kosten 2,38 Euro/kWa betragen, bei 5% wären es 0,53 Euro/kWa.

Die Stromgestehungskosten von Shin Kori 3 betragen:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \quad (4.20)$$

$$K_{gest} = \frac{1,76 * 10^9 * 0,08 + 1,17}{8400} + 0,0064 + 0,057 = 0,0247 \frac{Euro}{kWh} = 2,47 \frac{c}{kWh} \quad (4.21)$$

Um es vorwegzunehmen: Die Stromgestehungskosten von 2,47 c/kWh sind der geringste Wert aller untersuchten Atomkraftwerke. Die Stromgestehungskosten von Shin Kori 3 betragen somit nur etwas mehr als die Hälfte der Gestehungskosten von Olkiluoto 3 und weniger als die Hälfte von Flamanville 3. Verantwortlich dafür sind hauptsächlich die niedrigen Investitionskosten und die hohe geplante Auslastung des Kraftwerks.

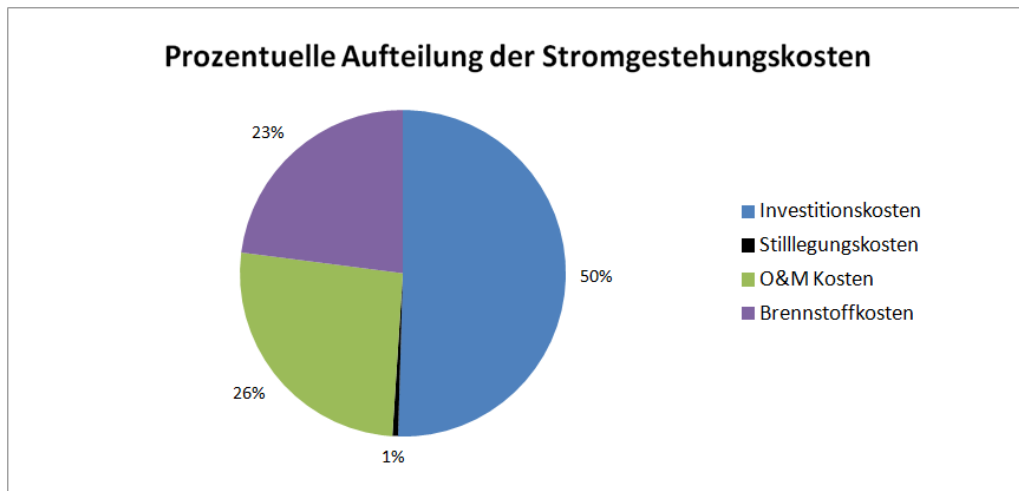


Abbildung 4.20: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (SK3)

Die prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten zeigt, dass durch die wesentlich geringeren Investitionskosten die Brennstoffkosten sowie Betriebs- und Wartungskosten sehr viel mehr ins Gewicht fallen. Die Investitionskosten machen dabei 50% der Gesamtkosten aus. Betriebs- und Wartungskosten betragen 26% und die Brennstoffkosten 23%. Die Stilllegungskosten tragen kaum zu den Stromgestehungskosten bei.

4.4.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

Abbildung 4.21 zeigt das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für Shin Kori 3:

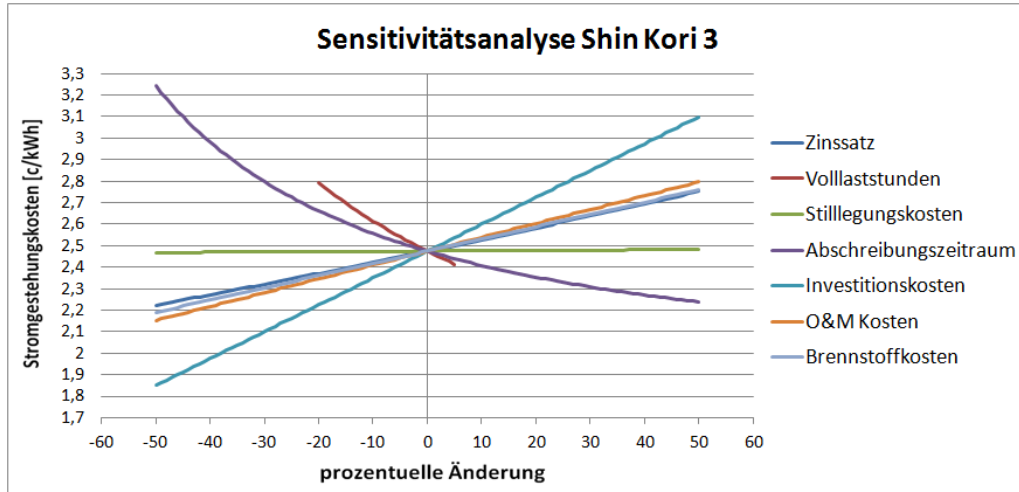


Abbildung 4.21: Sensitivitätsanalyse (SK3)

Auch bei Shin Kori 3 erzielt die Sensitivitätsanalyse ein ähnliches Ergebnis wie bei Olkiluoto 3 und Flamanville 3. Investitionskosten, Volllaststunden sowie der Abschreibungszeitraum weisen die größte Sensitivität auf. Allerdings ist die Steigung der Kurven wesentlich geringer als noch bei den vorhergehenden Kraftwerken. Eine Variation der Investitionskosten um $\pm 50\%$ hat eine Veränderung von $\pm 0,62$ c/kWh zur Folge. Eine Verringerung der Volllaststunden um 20% hat demnach eine Erhöhung der Stromgestehungskosten von nur 0,32 c/kWh zur Folge. Eine Verringerung des Abschreibungszeitraumes um 50% würde eine Steigerung von etwa 0,77 c/kWh herbeiführen, eine Erhöhung um 50% eine Senkung um 0,23 c/kWh. Zinssatz, Brennstoffkosten und Betriebs- und Wartungskosten sind beinahe gleich sensitiv. Die geringste Sensitivität weisen die Stilllegungskosten auf.

4.4.3 Versicherung eines nuklearen Unfalls

Die Daten für Südkorea zeigt Tabelle 4.13. Shin Kori 3 ist in dieser Tabelle bereits einbezogen.

Tabelle 4.13: Daten Südkorea

Land	Südkorea
Anzahl AKWs	24
Jahresstrommenge	159 TWh

- Szenario 1: Jedes AKW in einem Land wird separat versichert

Ein Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren bedeutet folgende zusätzliche Kosten:

$$K_{vers} = \frac{24 * 19,5 \text{ Mrd. Euro}}{159 \text{ TWh}} = 2,95 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.22)$$

Die Ergebnisse für kürzere Bereitstellungszeiträume zeigt Tabelle 4.14.

Tabelle 4.14: Szenario 1 Shin Kori 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	2,95	8,07	10,9	15,2

- Szenario 2: Alle Kraftwerke eines Landes werden von einem Versicherungspool versichert

Die folgende Berechnung sowie Tabelle 4.15 zeigen das Ergebnis:

$$K_{vers} = \frac{19,5 \text{Mrd. Euro}}{159 \text{TWh}} = 0,123 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.23)$$

Tabelle 4.15: Szenario 2 Shin Kori 3

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	0,123	0,336	0,453	0,635

Wegen einer Betriebsdauer des Reaktors von 60 Jahren muss mindestens mit einem Aufschlag von 8,07 Euro/kWh beziehungsweise 0,336 Euro/kWh gerechnet werden.

4.4.4 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 4.16: Zusammenfassung Stromgestehungskosten SK3

	Basismodell	$+K_{ext}$	$+K_{vers}$ Szenario 1	$+K_{vers}$ Szenario 2
	2,47 c/kWh	2,47 c/kWh	2,47 c/kWh	2,47 c/kWh
		0,06 c/kWh	0,06 c/kWh	0,06 c/kWh
			807 c/kWh	33,6 c/kWh
Summe	2,47 c/kWh	2,53 c/kWh	809,5 c/kWh	36,13 c/kWh

Die Stromgestehungskosten von Shin Kori 3 sind mit 2,47 c/kWh niedrig. Auch die Berücksichtigung externer Kosten macht kaum einen Unterschied aus. Berücksichtigt man jedoch die Kosten für die Versicherung eines nuklearen Unfalls, so sieht man, dass das Kraftwerk im Vergleich mit fossilen oder erneuerbaren Erzeugungstechnologien nicht konkurrieren kann.

4.5 Sanmen 1

Sanmen 1 ist der weltweit erste AP1000 Reaktor von Westinghouse, der in China gebaut wird. Dieser Reaktor ist, wie alle zuvor beschriebenen, ein Leichtwasserreaktor. Der AP1000 basiert auf dem Design des AP600. Es wurden dabei einige wichtige Komponenten des AP600 übernommen und zusätzlich hat man vor allem auf passive Sicherheitselemente und Modularität der einzelnen Komponenten gesetzt. Baubeginn von Sanmen 1 war im April 2009 und mit kommerziellem Betrieb rechnet man etwa Ende 2013. Für weitere Einheiten werden Bauzeiten von nur drei Jahren angegeben.

Dieser weltweit erste AP1000 dürfte ohne große Zeitverzögerung und ohne nennenswerte Verteuerung in Betrieb gehen. Insgesamt vier Reaktoren dieses Typs werden bereits in China gebaut, in den USA sollen weitere folgen.

4.5.1 Basismodell

Tabelle 4.17: Daten Sanmen 1

Reaktortyp	AP1000
Leistung net	1250 MW
geplante Bauzeit	5 Jahre
tatsächliche Bauzeit	5 Jahre
Betriebsdauer	60 Jahre
„Overnight Costs“	2 Mrd. Euro
Auslastung	8100h/a
O&M Kosten	0,0065 Euro/kWh
Brennstoffkosten	0,0065 Euro/kWh

Die der Tabelle 4.17 zu entnehmenden „Overnight Costs“ sowie die Daten für Betriebs- und Wartungskosten, als auch die Brennstoffkosten wurden aus „Projected Costs of Generating Electricity“ (IEA & NEA, 2010) entnommen. Die „Overnight Costs“ dieses AP1000 Reaktors sind signifikant niedriger verglichen mit den Kosten der EPR in Europa, allerdings nicht ganz so niedrig verglichen mit dem Südkoreanischen APR-1400. Bei der Betrachtung der Daten fällt auf, dass Brennstoffkosten sowie Betriebs- und Wartungskosten gleich hoch sind.

Abbildung 4.22 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten während der Bauzeit:

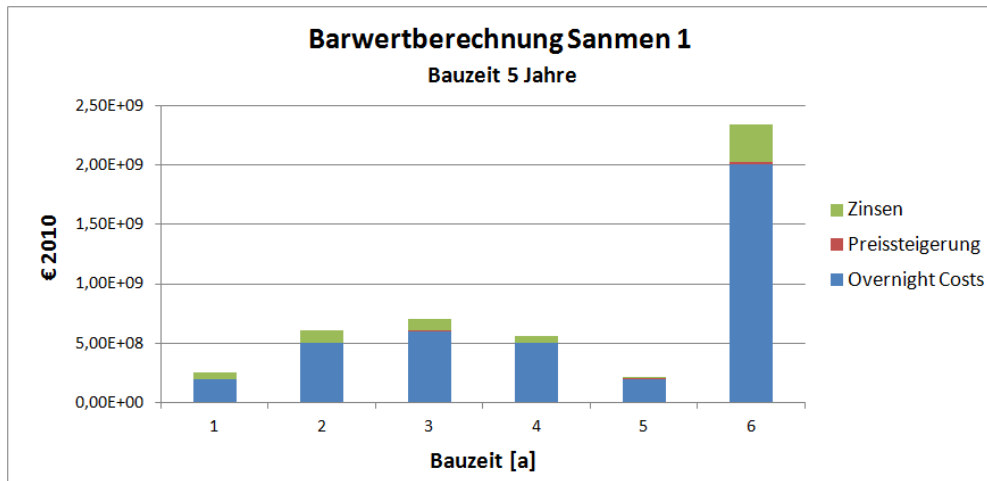


Abbildung 4.22: Barwertberechnung (SM1)

Unter Berücksichtigung von Zinsen und Preissteigerungen beträgt der Barwert der Investition rund 2,34 Mrd. Euro. Zinsen und Preissteigerungen schlagen mit 321 Millionen Euro beziehungsweise 20 Millionen Euro zu Buche. Umgerechnet ergibt das eine Investitionssumme von etwa 1873 Euro/kW installierter Leistung.

Auch die Kosten der Stilllegung sind, wie bei den vorherigen Kraftwerken, relativ gering:

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 2,34 \text{Mrd. Euro} = 351,21 \text{Mill. Euro} \quad (4.24)$$

$$K_{still} = \frac{351,21 \text{Mill. Euro}}{1250 \text{MW}} = 280968 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}} = 280,968 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \quad (4.25)$$

$$K_{still} = \frac{280,968 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{60} - 1))} = 1,67 \frac{\text{Euro}}{\text{kW a}} \quad (4.26)$$

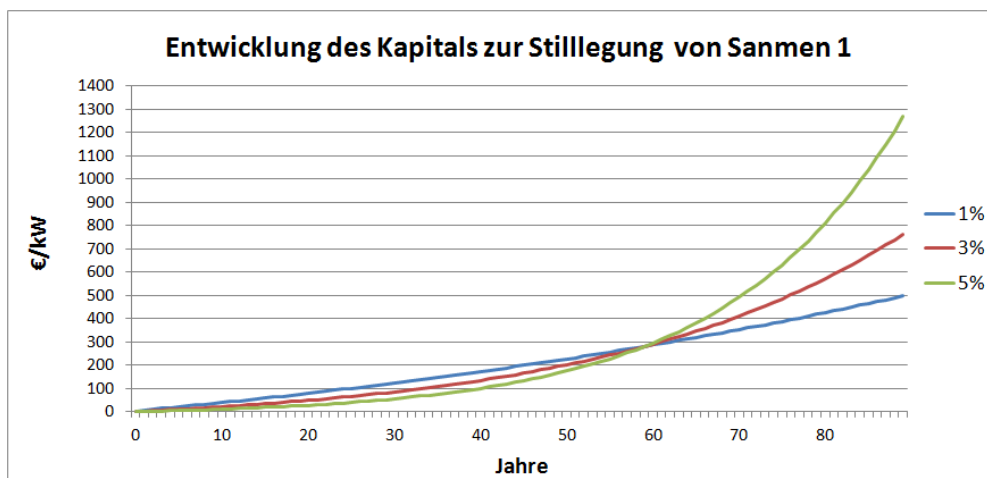


Abbildung 4.23: Kapitalentwicklung für Stilllegung (SM1)

3,4 Euro/kWa fallen bei einem Zinssatz von 1% an, bei 5% wären es 0,76 Euro/kWa.

Die Stromgestehungskosten von Sanmen 1 errechnen sich nach bekanntem Schema:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \quad (4.27)$$

$$K_{gest} = \frac{2,34 * 10^9 * 0,08 + 1,67}{8100} + 0,0065 + 0,065 = 0,0317 \frac{Euro}{kWh} = 3,17 \frac{c}{kWh} \quad (4.28)$$

Es ist also mit Stromgestehungskosten von etwa 3,17 c/kWh zu rechnen. Dieser Wert ist ebenso merklich unter den Stromgestehungskosten der europäischen EPR-Reihe wie bei Shin Kori 3.

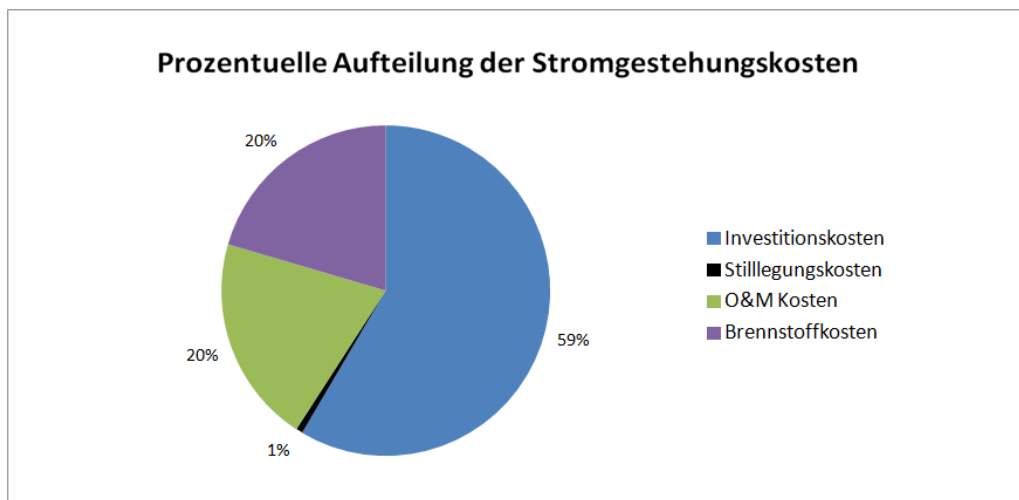


Abbildung 4.24: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (SM1)

Wie Abbildung 4.24 zeigt, machen die Investitionskosten 59% der Gesamtkosten aus. Jeweils 20% entfallen auf Betriebs- und Wartungskosten und Brennstoffkosten. Die Stilllegungskosten machen dabei nur 1% aus.

4.5.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

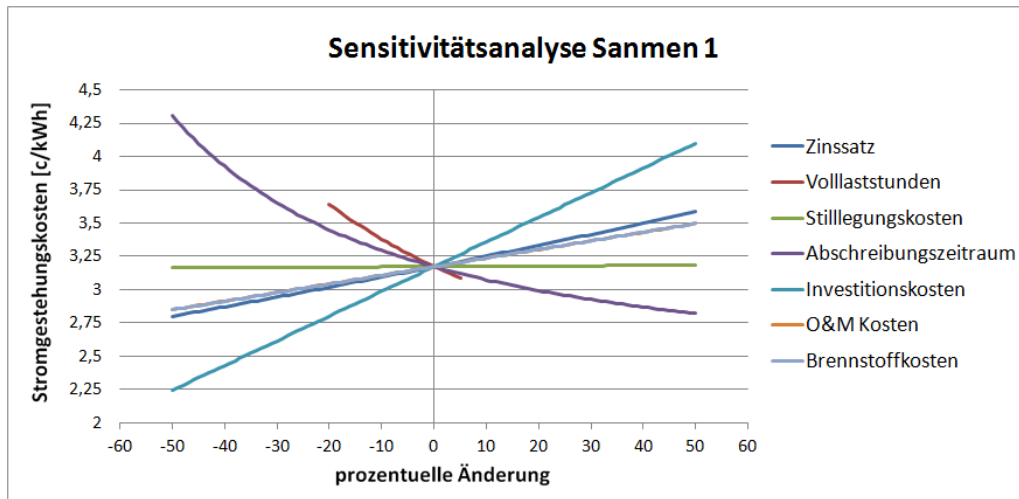


Abbildung 4.25: Sensitivitätsanalyse (SM1)

Wie zu erwarten sind wieder Investitionskosten, Volllaststunden und der Abschreibungszeitraum die sensitivsten Größen. Eine Verringerung der Volllaststunden um 20% hat demnach eine Erhöhung der Stromgestehungskosten von 0,47 c/kWh zur Folge. Eine Verringerung des Abschreibungszeitraumes um 50% würde eine Steigerung von etwa 1,14 c/kWh herbeiführen. Eine Senkung der Investitionskosten um 50% bedeutet eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 0,93 c/kWh. Alle anderen Kostenkomponenten sind nur wenig sensitiv auf Veränderung.

4.5.3 Versicherung eines nuklearen Unfalls

In Tabelle 4.18 sind die verwendeten Daten dargestellt, wobei Sanmen 1 bereits inkludiert ist. Wiederum werden zwei Versicherungsszenarien betrachtet:

Tabelle 4.18: Daten China

Land	China
Anzahl AKWs	17
Jahresstrommenge	97,5 TWh

- Szenario 1: Jedes AKW in einem Land wird separat versichert

Für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren ergeben sich folgende zusätzliche Kosten:

$$K_{vers} = \frac{17 * 19,5 \text{ Mrd. Euro}}{97,5 \text{ TWh}} = 3,4 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.29)$$

Die Kosten für kürzere Bereitstellungszeiträume zeigt Tabelle 4.19.

Tabelle 4.19: Szenario 1 Sanmen 1

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	3,4	9,31	12,6	17,6

- Szenario 2: Alle Kraftwerke eines Landes werden von einem Versicherungspool versichert

Folgende zusätzliche Kosten entstehen bei einem Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren:

$$K_{vers} = \frac{19,5 \text{ Mrd. Euro}}{97,5 \text{ TWh}} = 0,2 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.30)$$

Analog dazu werden die Kosten für kürzere Bereitstellungszeiträume errechnet.

Tabelle 4.20: Szenario 2 Sanmen 1

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	0,2	0,548	0,738	1,03

Somit würden realistisch gesehen entweder 9,31 Euro/kWh oder 0,548 Euro/kWh an zusätzlichen Kosten anfallen.

4.5.4 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 4.21: Zusammenfassung Stromgestehungskosten SM1

	Basismodell	+ K_{ext}	+ K_{vers} Szenario 1	+ K_{vers} Szenario 2
	3,17 c/kWh	3,17 c/kWh	3,17 c/kWh	3,17 c/kWh
		0,06 c/kWh	0,06 c/kWh	0,06 c/kWh
			931 c/kWh	54,8 c/kWh
Summe	3,17 c/kWh	3,23 c/kWh	934,23 c/kWh	58,03 c/kWh

Das Basismodell von Sanmen 1 liefert Stromgestehungskosten von 3,17 c/kWh. Werden externe Kosten und Versicherungskosten berücksichtigt, so entstehen Stromgestehungskosten von 934,23 c/kWh oder 58,03 c/kWh.

4.6 Leningrad II/1

Beim Kraftwerk Leningrad II/1 kommt erstmals der russische Reaktor WWER 1200/491 zum Einsatz. Es handelt sich dabei um einen Druckwasserreaktor, der wassergekühlt und wassermoderiert betrieben wird. Die erste Zahl gibt das Modell an und entspricht zumeist der ungefähren Leistung. Die zweite Nummer gibt die Version an. Dieser Reaktortyp ist eine Weiterentwicklung des WWER 1100. Der WWER 1200/491 soll vor allem auch in andere Länder exportiert werden. Am selben Standort wird gerade an einem weiteren Reaktor desselben Typs gebaut und zwei weitere sind in Planung. Baubeginn war im Oktober 2008 und der kommerzielle Betrieb soll Ende 2013 starten. Auch bei diesem Kraftwerksprojekt dürfte es zu keiner nennenswerten Verzögerung beziehungsweise Kostenüberschreitung kommen.

4.6.1 Basismodell

Die Basisdaten zeigt Tabelle 4.22. Die „Overnight Costs“ wurden von der Homepage der

Tabelle 4.22: Daten Leningrad II/1

Reaktortyp	WWER-1200/491
Leistung net	1085 MW
geplante Bauzeit	5 Jahre
tatsächliche Bauzeit	5 Jahre
Betriebsdauer	50 Jahre
„Overnight Costs“	2,35 Mrd. Euro
Auslastung	7900 h/a
O&M Kosten	0,013 Euro/kWh
Brennstoffkosten	0,0032 Euro/kWh

„World Nuclear Association“ (rus, 2012) entnommen. Die Daten für Betriebs- und Wartungskosten und für die Brennstoffkosten stammen aus „Projected Costs of Generating Electricity“ (IEA & NEA, 2010). Dieser Reaktor ist im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Reaktoren nur auf eine Betriebsdauer von 50 Jahren ausgelegt. Es wird außerdem mit einer etwas geringeren Auslastung von 7900 h/a gerechnet.

Abbildung 4.26 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten während der Bauzeit:

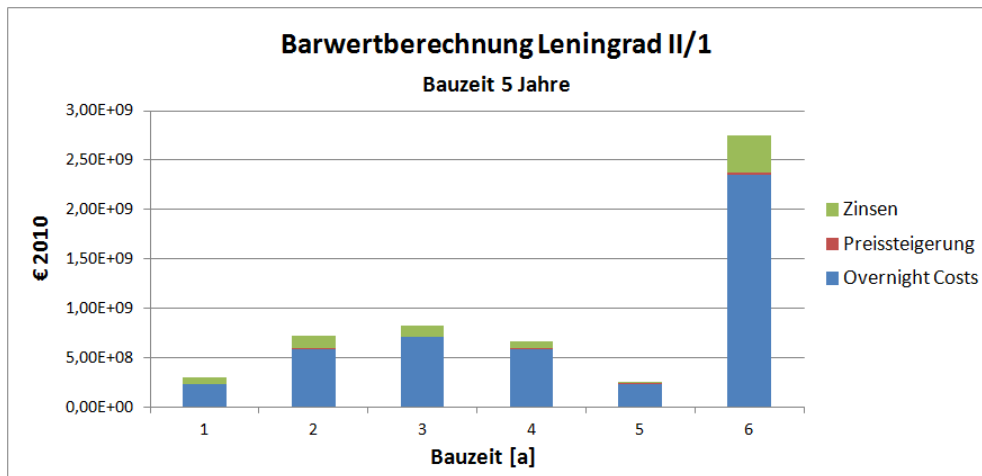


Abbildung 4.26: Barwertberechnung (LGII/1)

Bei „Overnight Costs“ von 2,35 Mrd. Euro beträgt der Barwert der Investition nach fünf Jahren Bauzeit 2,75 Mrd. Euro. Davon sind 378 Millionen Euro Zinsen und 23,6 Millionen Euro die Preissteigerungen während der Bauzeit. Das ergibt eine Investitionssumme für Leningrad II/1 von etwa 2535 Euro/kW installierter Leistung.

Die jährlichen Stilllegungskosten belaufen sich auf:

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 2,75 \text{ Mrd. Euro} = 412,67 \text{ Mill. Euro} \quad (4.31)$$

$$K_{still} = \frac{412,67 \text{ Mill. Euro}}{1085 \text{ MW}} = 380341 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}} = 380,341 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \quad (4.32)$$

$$K_{still} = \frac{380,341 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{50} - 1))} = 3,27 \frac{\text{Euro}}{\text{kW a}} \quad (4.33)$$

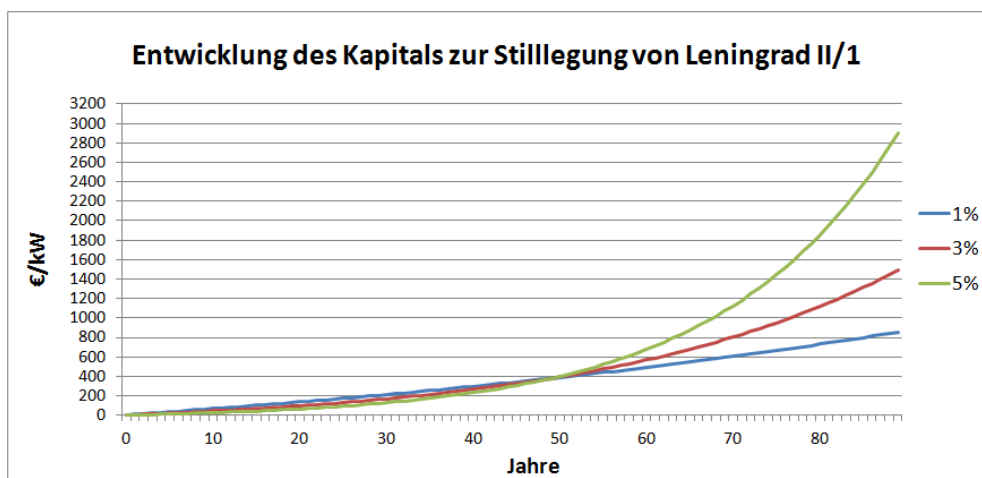


Abbildung 4.27: Kapitalentwicklung für Stilllegung (LGII/1)

Abbildung 4.27 zeigt die Entwicklung der Stilllegungskosten bei Zinssätzen von 1%, 3% und 5%. Bei einem Zinssatz von 1% müssten etwa 5,84 Euro/kWa angelegt werden, bei 5% wären es nur noch 1,73 Euro/kWa.

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten von Leningrad II/1 berechnet:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \quad (4.34)$$

$$K_{gest} = \frac{2,75 * 10^9 * 0,08 + 3,27}{7900} + 0,013 + 0,0032 = 0,0427 \frac{Euro}{kWh} = 4,27 \frac{c}{kWh} \quad (4.35)$$

Die Stromgestehungskosten von Leningrad II/1 liegen damit in etwa in der Größenordnung von Olkiluoto 3. Der russische Reaktor kann nicht ganz mit den günstigsten Kraftwerken Shin Kori 3 und Sanmen 1 mithalten und ist etwa im Bereich der europäischen EPR - Reihe angesiedelt. Den günstigsten Brennstoffkosten stehen die teuersten Betriebs- und Wartungskosten der betrachteten Kraftwerke gegenüber.

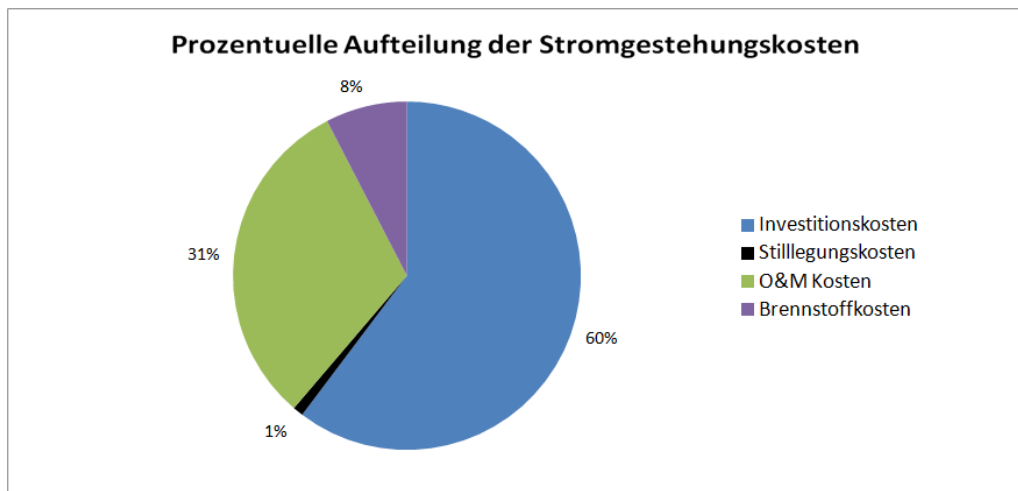


Abbildung 4.28: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (LGII/1)

Wie Abbildung 4.28 zeigt, betragen die Investitionskosten 60% der Gesamtkosten. Auffällig ist, dass die Betriebs- und Wartungskosten fast ein Drittel der gesamten Kosten ausmachen. Die Brennstoffkosten fallen dagegen mit nur 8% kaum ins Gewicht.

4.6.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

Nachfolgende Grafik zeigt das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse:

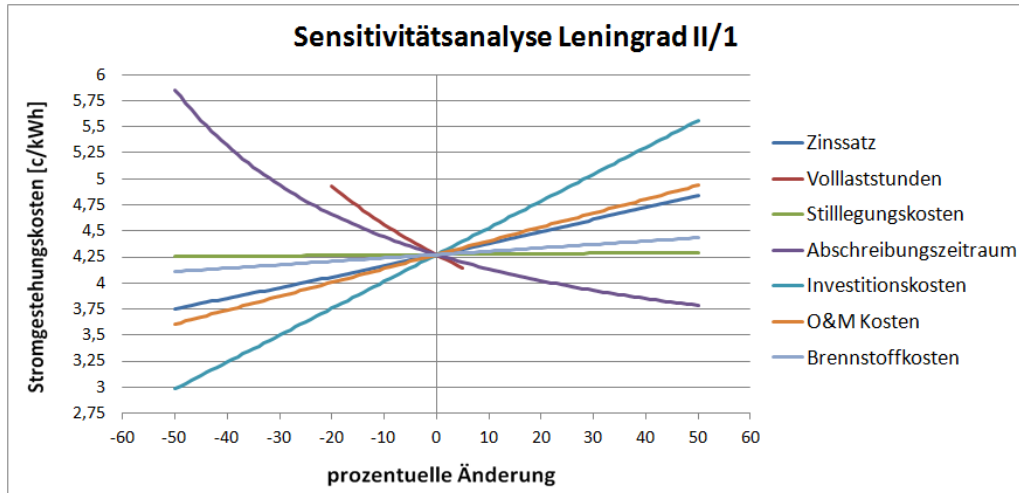


Abbildung 4.29: Sensitivitätsanalyse (LGII/1)

Wie bei allen anderen Kraftwerken sind Investitionskosten, Volllaststunden und der Abschreibungszeitraum die sensitivsten Größen. Kaum Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben Veränderungen der Brennstoff- und Stilllegungskosten.

4.6.3 Versicherung eines nuklearen Unfalls

Die zur Berechnung einer adäquaten Versicherung herangezogenen Daten, inklusive Leningrad II/1, liefert Tabelle 4.23. Nachfolgend werden die bekannten Szenarien berechnet.

Tabelle 4.23: Daten Russland

Land	Russland
Anzahl AKWs	34
Jahresstrommenge	170 TWh

- Szenario 1: Jedes AKW in einem Land wird separat versichert

$$K_{vers} = \frac{34 * 19,5 \text{ Mrd. Euro}}{170 \text{ TWh}} = 3,89 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.36)$$

Analog dazu werden die Kosten für die in Tabelle 4.24 dargestellten Bereitstellungszeiträume ermittelt.

Tabelle 4.24: Szenario 1 Leningrad II/1

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	3,89	10,7	14,4	20,1

- Szenario 2: Alle Kraftwerke eines Landes werden von einem Versicherungspool versichert

$$K_{vers} = \frac{19,5 \text{ Mrd. Euro}}{170 \text{ TWh}} = 0,115 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \quad (4.37)$$

Die Kosten für kürzere Bereitstellungszeiträume zeigt Tabelle 4.25

Tabelle 4.25: Szenario 2 Leningrad II/1

Bereitstellungszeitraum [a]	100	60	50	40
Kosten [Euro/kWh]	0,115	0,314	0,423	0,592

Da dieser Reaktor nur auf eine Betriebsdauer von 50 Jahren ausgelegt ist, würden zusätzliche Kosten von 14,4 Euro/kWh beziehungsweise 0,423 Euro/kWh entstehen.

4.6.4 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 4.26: Zusammenfassung Stromgestehungskosten LGII/1

	Basismodell	+ K_{ext}	+ K_{vers} Szenario 1	+ K_{vers} Szenario 2
	4,27 c/kWh	4,27 c/kWh	4,27 c/kWh	4,27 c/kWh
		0,06 c/kWh	0,06 c/kWh	0,06 c/kWh
			1440 c/kWh	42,3 c/kWh
Summe	4,27 c/kWh	4,33 c/kWh	1444,33 c/kWh	46,63 c/kWh

Die Stromgestehungskosten von Leningrad II/1 liegen bei 4,27 c/kWh. Wie bei den zuvor behandelten Kraftwerken haben die externen Kosten kaum Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Die Versicherungskosten hingegen würden die Stromgestehungskosten massiv ansteigen lassen.

4.7 Auswirkungen des Uranpreises auf die Brennstoffkosten

An einem konkreten Beispiel wird gezeigt, welche Auswirkungen der Uranpreis auf die Brennstoffkosten hat. Wie im vorigen Kapitel gezeigt, schwankten die Uranpreise in den letzten Jahren zwischen 7 USD/lb und 135 USD/lb. Um die Auswirkungen zu zeigen, wird der finnische EPR Reaktor Olkiluoto 3 mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 37% und einem Abbrand von etwa 60 GWd/kgUO₂ angenommen. Die Preise für die einzelnen Schritte der Brennstoffkette werden aus dem Jahr 2010 herangezogen und können aus den Grafiken im vorigen Kapitel abgelesen werden. Ein durchschnittlicher Wechselkurs von $USD_{2010}/Euro_{2010}$ von 0,75 wird angesetzt. Alle anderen Annahmen sowie die Art der Berechnung stammen aus dem „Praxisbuch Energiewirtschaft“ (Panos, 2009). Es wird außerdem von einem Trockenlager als Zwischenlager und direkter Endlagerung der abgebrannten Brennstäbe ausgegangen. Tabelle 4.27 zeigt die Berechnung der Kosten des Kernbrennstoffs.

Tabelle 4.27: Spezifische Kosten für Kernbrennstoff 2010

	Berechnung	Einheit	Wert
Spezifischer Verbrauch			
Verbrauch Yellow Cake (U_3O_8)		kgU ₃ U ₈ /kgUO ₂	8,5
Urangehalt U im UF ₆ bei Konversion		kgU/kgUO ₂	7,2
SWU Input pro kg Brennstoff		SWU/kgUO ₂	4
Uranoxid UO ₂		kgUO ₂	1
Reaktor			
Entladeabbrand		MWd/kgUO ₂	60
Wärmeabgabe im Reaktor	24h * 60	MWh _{th} /kgUO ₂	1440
Stromerzeugung	0,37 * 1440	MWh _{el} /kgUO ₂	532,8
Preise			
Wechselkurs		USD/Euro	0,75
Spotpreis Uranoxid U_3O_8		USD/lbU ₃ O ₈	45
	45/0,454	USD/kgU ₃ O ₈	99,12
Konversionspreis pro kg U		USD/kgU	8
Anreicherungskosten pro SWU		USD/SWU	160
Fabrikationskosten pro kg Brennstoff		USD/kgUO ₂	275
Kosten pro kgUO₂			
Kosten Uranoxid	8,5 * 99,12	USD/kgUO ₂	842,51
Konversion	7,2 * 8	USD/kgUO ₂	57,6
Anreicherung	4 * 160	USD/kgUO ₂	640
Brennstofffabrikation	1 * 275	USD/kgUO ₂	275
Summe		USD/kgUO ₂	1815,11
spez. Kosten in Euro			
	1815,11 * 0,75	Euro/kgUO ₂	1361,33
Strom-Brennstoffkosten	1361,33 / (24*60*0,37)	Euro/MWh _{el}	2,56

Die Kosten der Zwischenlagerung betragen 0,89 Euro₂₀₁₀/MWh, die Kosten der Endlagerung 1,7 Euro₂₀₁₀/MWh. Das ergibt Gesamtkosten für den Brennstoffzyklus von 5,15 Euro₂₀₁₀/MWh.

Abbildung 4.30 zeigt die Entwicklung der Brennstoffkosten in Abhängigkeit des Uranpreises. Es zeigt sich, dass die Brennstoffkosten nur sehr gering vom Uranpreis abhängen. Selbst wenn das Uran nichts kosten würde, hätte man durch die verschiedenen Umwandlungsstufen beziehungsweise durch die Zwischen- und Endlagerung Kosten in Höhe von 0,4 c/kWh. Bei einem Preis von 190 Euro/kg Uranoxid entstehen Kosten in der Höhe von etwa 0,7 c/kWh, eine Steigerung von nur 0,3 c/kWh. Es kann also davon ausgegangen werden, dass der Uranpreis keinen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten der einzelnen Kraftwerke hat. Vielmehr ist es der Einfluss aller Umwandlungsstufen und der Kosten der Zwischen- und Endlagerung. Da die Brennstoffkosten allerdings insgesamt einen sehr kleinen Anteil an den Gestehungskosten haben, können diese Einflussfaktoren nahezu vernachlässigt werden.

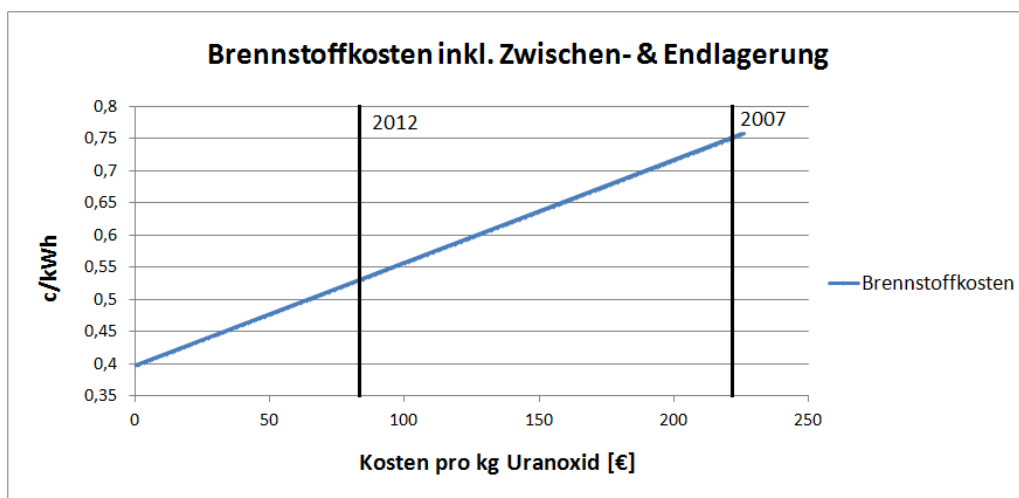


Abbildung 4.30: Brennstoffkosten in Abhängigkeit des Uranpreises

4.8 Vergleichende Gegenüberstellung der Kraftwerke

Tabelle 4.28: Gegenüberstellung der Kraftwerke

	OL 3	FL 3	SK 3	SM 1	LG II/1
Land	Finnland	Frankreich	Südkorea	China	Russland
Erbauer	AREVA	AREVA	Hyundai	Westinghouse	Atomstroieexport
Reaktortyp	EPR	EPR	APR-1400	AP1000	WWER-1200/V491
Leistung [MWe]	1600	1630	1343	1250	1085
Betriebsdauer [a]	60	60	60	60	50
Bauzeit [a]	9	9	5	5	5
Auslastung [h/a]	8000	8000	8400	8100	7900
I_k [Mrd. €]	4,63	7,7	1,76	2,34	2,75
I_k [€/kW]	2895,83	4721,5	1307,55	1873,10	2535,59
$K_{O\&M}$ [€/MWh]	11	11	6,4	6,5	13,3
K_{fuel} [€/MWh]	6,4	6,4	5,7	6,5	3,2
K_{still} [€/MWa]	2590	4220	1170	1670	3270
K_{vers} [€/MWh]	1520	123	336	548	423
K_{gest} [€/MWh]	46,8	65,37	24,7	31,7	42,7
+ K_{ext}	47,4	65,97	25,3	32,3	43,3
+ K_{vers}	1567,4	188,97	361,3	580,3	466,3

Tabelle 4.28 zeigt die Gegenüberstellung der Kraftwerke. Auffällig dabei ist, dass die Kraftwerke, die außerhalb Europas gebaut werden wesentlich günstiger sind und dass die Bauzeit deutlich geringer ist. Allerdings hat sich bei den Berechnungen gezeigt, dass sich die Bauzeit bei einem Zinssatz von 5% und einer realen Preissteigerungsrate von 0,5% kaum auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Vielmehr sind es die ohnehin schon hohen „Overnight Costs“, die über die Jahre noch deutlich gestiegen sind. Die Spanne der Investitionskosten ist recht hoch. So fallen Investitionskosten von etwa 1308 Euro/kW installierter Leistung bei Shin Kori 3 an, wohingegen die Kosten bei Flamanville 3 4722 Euro/kW betragen.

Auffällig ist außerdem, dass die Brennstoffkosten in Europa, China und Südkorea nahezu gleich sind, in Russland aber betragen sie nur etwa halb so viel.

Zur Gegenüberstellung der Versicherungskosten wird der günstigste Fall herangezogen. Alle Kraftwerke in einem Land werden von einem Pool versichert. Je mehr Kraftwerke in einem Land in Betrieb sind beziehungsweise je mehr Strom produziert wird, desto günstiger wird die Versicherungsprämie. Finnland hat das Problem, dass es nur vier Kraftwerke gibt und somit die höchste Prämie anfallen würde. Dazu ist allerdings zu sagen, dass die Versicherungsprämie die Stromgestehungskosten um mindestens das 2,5-fache steigen lässt und sich somit die Frage der Wirtschaftlichkeit gar nicht mehr stellt. Außerdem kann und wird keine Versicherung ein so hohes Risiko eingehen, alle Kraftwerke in einem Land zu versichern. Der Schaden bleibt also im Wesentlichen vom Staat zu tragen. Eine vollständige Versicherung eines nuklearen Unfalls ist somit praktisch nicht möglich.

Die Sensitivitätsanalysen der Kraftwerke zeigen zudem ein recht einheitliches Bild. Investitionskosten, Abschreibungsdauer und Volllaststunden sind jene Größen, die den höchsten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Alle anderen Größen spielen nur eine unter-

geordnete Rolle. Ein schlüssiges Ergebnis, wenn man bedenkt, dass die Investitionskosten zwischen 50% und 72% der gesamten Stromgestehungskosten ausmachen. Je größer der Zeitraum ist, auf den man diese Kosten aufteilen kann und je höher die Auslastung, desto geringer sind die Stromgestehungskosten. Die Bandbreiten der Veränderungen sind je nach Kraftwerk verschieden und können an den jeweiligen Grafiken abgelesen werden.

Externe Kosten nach ExternE, CO_2 -Zertifikatskosten sowie die Kosten für Uranoxid haben kaum Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Selbst bei hohen CO_2 Zertifikatspreisen und hohen Uranpreisen bleiben die Stromgestehungskosten relativ stabil.

5 Vergleich mit den Ergebnissen aus früheren Studien

In der Vergangenheit haben sich bereits mehrere Studien mit den Kosten der Kernenergie beschäftigt. An dieser Stelle werden die Studien herangezogen, die Steve Thomas in “The Economics of Nuclear Power“ (Thomas, 2005) behandelt. Das Ergebnis zeigt Tabelle 5.1. Die Daten wurden mit den Umrechnungsfaktoren USD/Euro = 0,75 und GBP/Euro = 1,16 in Euro umgerechnet. Zudem wurde die Tabelle um einige aktuellere Studien erweitert.

Zu der Tabelle ist anzumerken, dass die Betriebskosten von Sizewell B dem Durchschnitt aller acht von British Energy betriebenen Anlagen entsprechen. Die Betriebs- und Wartungskosten der MIT-Studie von 2003 enthalten zudem auch die Brennstoffkosten (Thomas, 2005).

Es zeigt sich, dass die angenommenen Parameter einer großen Bandbreite unterliegen. Die Bauzeit schwankt von optimistischen 60 Monaten bis zu einer Dauer von 120 Monaten. Wie im vorigen Kapitel ersichtlich, sind kurze Bauzeiten zurzeit nur in Südkorea, China und Russland realistisch. In Europa beträgt die Bauzeit momentan eher 100 - 110 Monate. Wie sich die Bauzeit in den USA entwickeln wird, ist mangels neuer Kraftwerke nur schwer einzuschätzen. Auch die Baukosten unterliegen einer großen Schwankungsbreite. Die Annahmen reichen von 675 Euro/kW bis zu 4397 Euro/kW. Durch die Berechnungen und Erfahrungen mit existierenden Kraftwerken scheinen allerdings Baukosten unter 1500 Euro/kW als sehr unrealistisch. Selbst Olkiluoto 3, welches zu einem kalkuliert niedrigen Fixpreis angeboten wurde, sollte bereits 2000 Euro/kW kosten.

Verschiedenste Annahmen werden auch über den kalkulatorischen Zinssatz getroffen. Je nach Studie schwankt dieser zwischen 5% und 12,5%.

Die Studie der Lapeenranta Universität sowie einige neuere Studien rechnen mit einer Laufzeit von 50-60 Jahren. Das ist die angestrebte Laufzeit der Generation III+ Kraftwerke, deshalb werden in dieser Arbeit auch diese Laufzeiten herangezogen. Ob die langen Laufzeiten auch wirklich erreicht werden können, wird die Zukunft zeigen.

Die Stromgestehungskosten schwanken zwischen 1,39 c/kWh und 10,28 c/kWh. Die untere Grenze von 1,39 c/kWh kann nur durch sehr günstige Gesamtannahmen und sehr geringe Baukosten erklärt werden. Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern Stromgestehungskosten zwischen 2,47 c/kWh und 6,54 c/kWh, ohne externe Kosten und Versicherung eines nuklearen Unfalls, liegen also mitten im Schwankungsbereich der unterschiedlichen Studien.

Man kann erkennen, dass eine Vielzahl von Annahmen und Berechnungen die Höhe der Stromgestehungskosten bestimmt. Alle diese Studien erheben den Anspruch auf realistische Annahmen und dennoch ist die Bandbreite der Ergebnisschwankungen sehr hoch.

Tabelle 5.1: Vergleich der Kosten unterschiedlicher Studien
Quelle: (Thomas, 2005)

Studie	Baukosten [€/kWh _{el}]	Bauzeit [Monate]	Kapital- kosten [% real]	Leistungs- ausnutzung [%]	$K_{O\&M}$ [c/kWh]	K_{fuel} [c/kWh]	Laufzeit [a]	Stilllegung	K_{gest} [c/kWh]
Sizewell B	3037,5 4050	86		84	2,4	1,46	40	Sonderfonds & Cashflow	6,96
Rice University 2000									5,8
Lappeenranta Univ. 2002	1755		5	91	1,04	0,42	60		1,86
Performance & Innovation Unit 2002	<1125		8 8 15	>80			30 15 15		2,68 3,28 4,4
Scully Capital 2002	675 810 945 1080	60		90	1,16	0,58	40	301,6 Mio. € Rückstellung über 40 Jahre Laufzeit	
MIT 2003	1500	60	11,5	85	1,74		40		4,29
MIT 2009	3000	60	11,5	85	0,59	0,6	40		6,3
Royal Academy of Engineers 2004	1552	60	7,5	90	0,93	0,84	40	In den Bau- kosten enthalten	2,67
Chicago University 2004	750 1125 1350	84	12,5	85	1,16	0,63	40	226 Mio. €	3,36 3,94 4,52
Canadian Nuclear Association 2004	1440	72	10	90	1,02	0,52	30	Fonds 0,035 c/kWh	3,83
IEA&NEA 2005	1500-3375	60-120	5 10	85	0,79-1,86	0,31-1,36	40	In den Bau- kosten enthalten	1,39-3,13 2,1-4,4
IEA&NEA 2010	1167-4397	84	5 10	85	0,53-2,24	0,3-0,873	60	0,15% der Overnight Costs	2,18-6,15 3,15-10,28
Konstantin 2009	3214		7,5	86	1,14	0,7	50	320 Mio. € Rücklagen bei Inbetriebnahme	5,019

6 Strommarktpreise, Kosten und Erlöse

Ein wichtiger Faktor bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist, ob sich die Investition in ein Kraftwerk überhaupt rentiert. Dazu werden die Preise an den jeweils relevanten Strommärkten analysiert, Erlöse errechnet, den kurzfristigen Grenzkosten gegenübergestellt und schließlich eruiert, ob mit diesem Betrag die Fixkosten gedeckt werden können.

Wie schon diskutiert, besteht die Kostenstruktur der Kernkraftwerke zu einem sehr großen Teil aus fixen Kosten. Personal-, Management- und auch Wartungskosten sind zum größtenteils fixe Kosten, also unabhängig vom Output. Die variablen Kosten, sprich die kurzfristigen Grenzkosten eines Kernkraftwerkes, sind im Wesentlichen die Brennstoffkosten.

Unter den kurzfristigen Grenzkosten bei Kraftwerken versteht man jene Kosten, die anfallen, wenn eine zusätzliche Einheit Strom produziert wird. Diese Kosten spielen bei der Preisbildung in Strommärkten und in Strombörsen eine große Rolle. Abbildung 6.1 zeigt vereinfacht die Grenzkostenstruktur eines „typischen Marktes“. Die Länge der Treppen entspricht dabei der Kapazität des Kraftwerks, die Höhe den Grenzkosten. Die verfügbaren Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt werden dabei nach aufsteigenden Grenzkosten sortiert. Ein ausgewogener Kraftwerkspark mit Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken ist essentiell für die Flexibilität der Stromerzeugung. Diese Flexibilität ist wichtig, da Strom nur mit erheblichem Aufwand gespeichert werden kann und Angebot und Nachfrage stets ausbalanciert werden müssen.

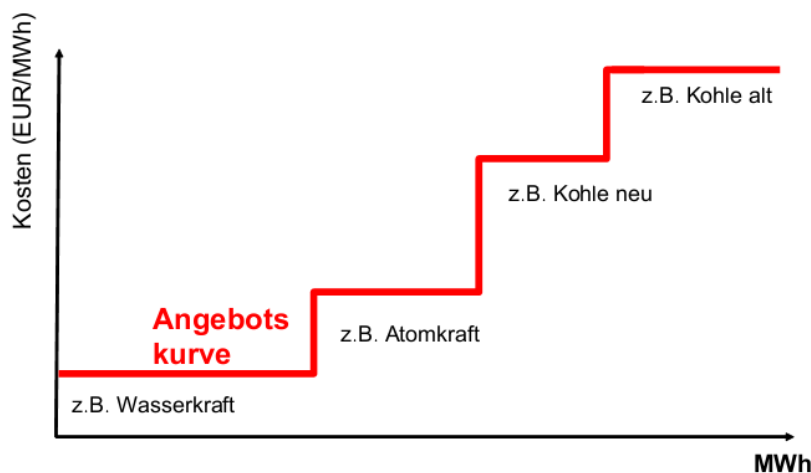


Abbildung 6.1: Angebotskurve Strommarkt

Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft

Wie Abbildung 6.2 zeigt, bestimmt der Schnittpunkt der Nachfragekurve mit der Angebotskurve den Preis.

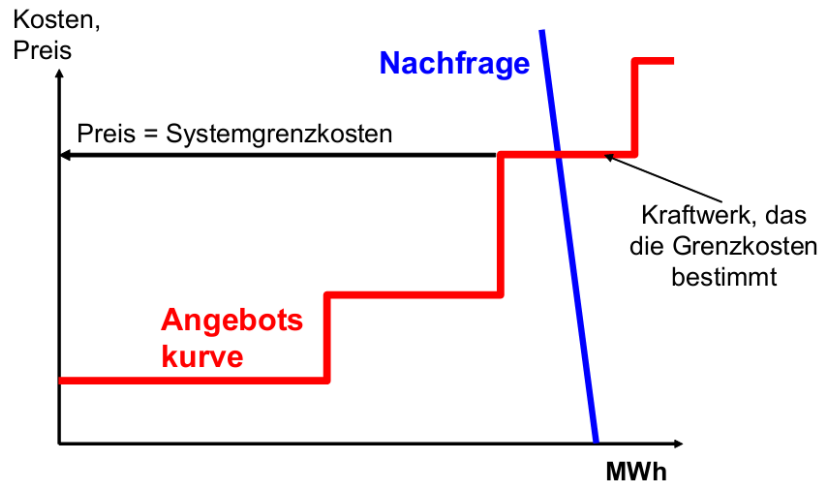


Abbildung 6.2: Preisbildung Strommarkt

Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft

Bei perfektem Wettbewerb werden die Marktteilnehmer genau mit jenen Kraftwerken Strom produzieren, deren kurzfristige Grenzkosten unter dem Preis liegen. Kraftwerke, bei denen die Grenzkosten über dem Preis liegen, werden keinen Strom produzieren, da der Erlös nicht ausreicht, um die Kosten einer zusätzlich produzierten Einheit abzudecken (Ockenfels, 2007).

Im Folgenden werden die Preise an den jeweiligen Strombörsen, wo Daten vorhanden sind, dargestellt und anhand dieser Preise der Cash-Flow der Kraftwerke berechnet.

Da Atomkraftwerke als Grundlastkraftwerke gelten, die nur begrenzt regelbar sind, kann man davon ausgehen, dass diese Kraftwerke nur zum Zweck der Wartung und zur Neubestückung mit Brennstäben heruntergefahren werden. Zur Berechnung des Cash-Flows und eventueller Gewinne wird ein durchschnittlicher Jahrespreis herangezogen. Zudem wird angenommen, dass sich dieser Preis während der Betriebsdauer des Kraftwerkes nicht ändert. Da Analysten davon ausgehen, dass die Uran-Reserven noch zumindest eine Reaktorgeneration reichen, werden stabile Brennstoffkosten über die gesamte Laufzeit angenommen. Auch die Betriebs- und Wartungskosten werden als konstant angenommen. Um den Cash-Flow aus heutiger Sicht beurteilen zu können, wird dieser mit einem Zinssatz von 3% auf den Betriebsbeginn abgezinst.

6.1 Olkiluoto 3

Die für Olkiluoto 3 relevanten Preise zeigt Abbildung 6.3. Die Preise schwankten dabei in den letzten Jahren zwischen 15 und 53 Euro/MWh. Da die Vorhersage der zukünftigen Preise ein schwieriges Unterfangen darstellt, wird der Barwert des Cash-Flows mit dem niedrigsten und dem höchsten Preis analysiert.

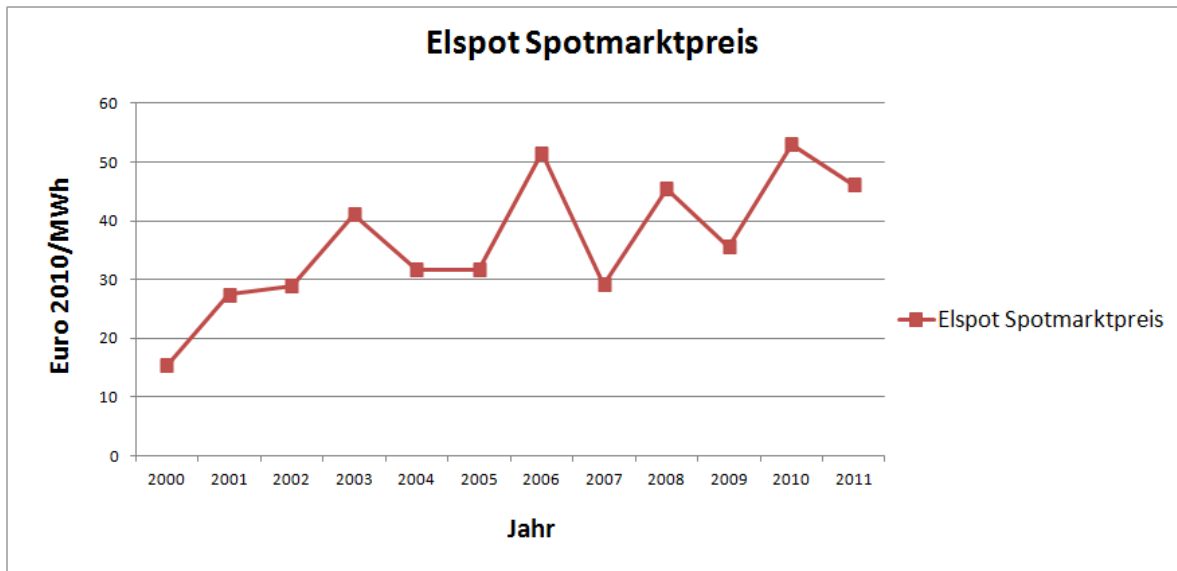


Abbildung 6.3: Preisentwicklung Elspot

Den Cash-Flow für den höchsten und den niedrigsten Preis zeigen die Abbildungen 6.4 und 6.5.

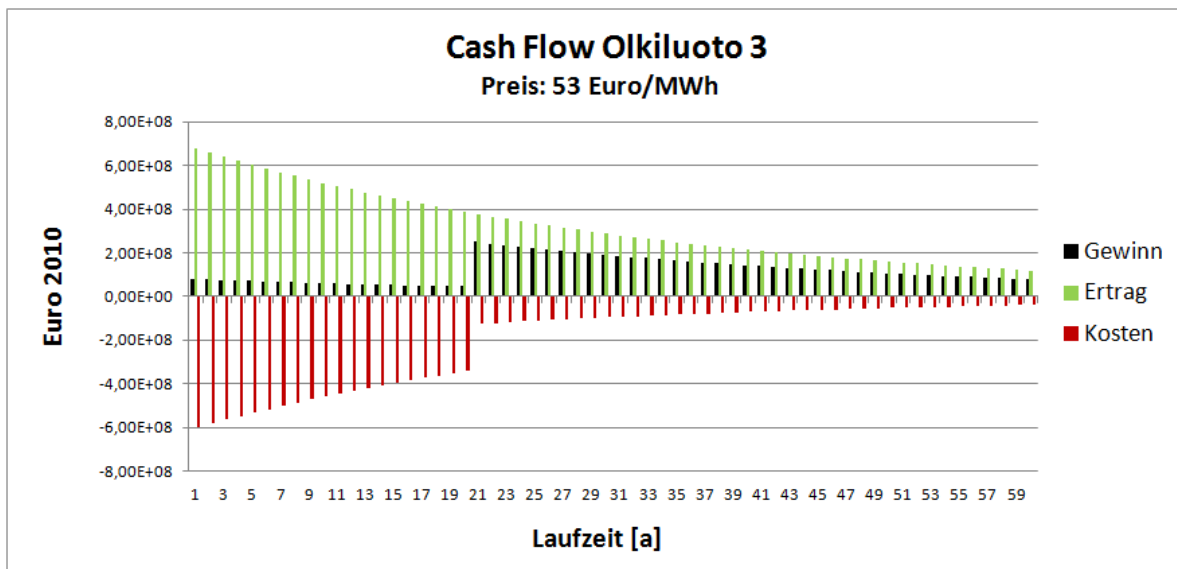


Abbildung 6.4: Cash Flow Olkiluoto 3, Preis: 53 Euro/MWh

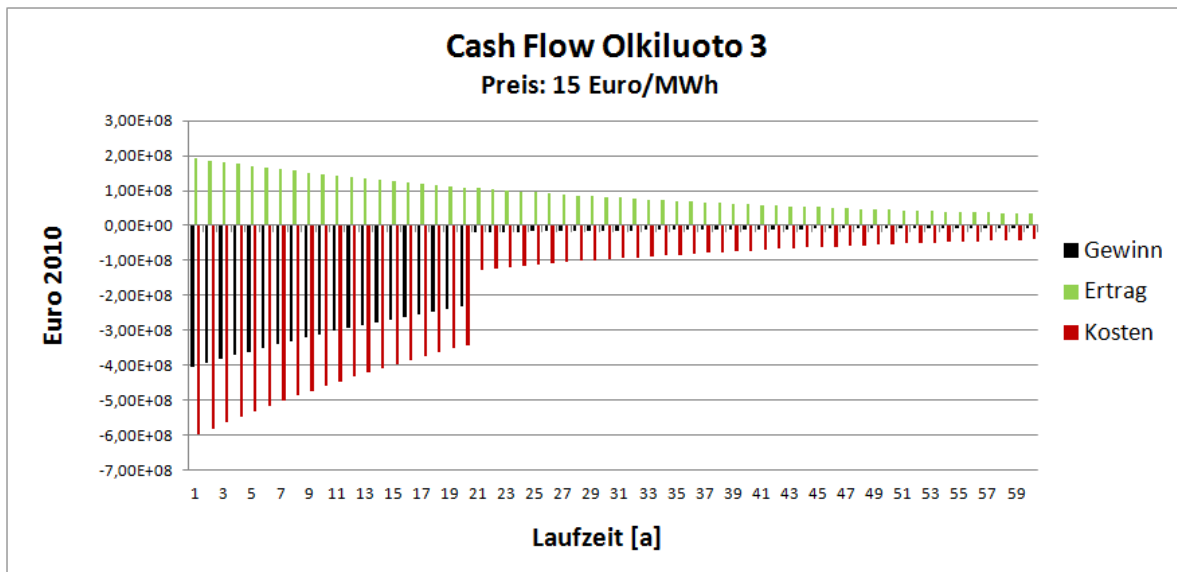


Abbildung 6.5: Cash Flow Olkiluoto 3, Preis: 15 Euro/MWh

Der Barwert des Cash-Flows nach 60 Jahren liegt bei den getroffenen Annahmen einmal bei 7,17 Mrd. Euro und das andere Mal bei -6,7 Mrd. Euro. Der Break-Even Preis liegt bei etwa 33,35 Euro/MWh. Der durchschnittliche Spotmarktpreis lag in den Jahren 2000-2002 und 2007 unter diesem Preis.

6.2 Flamanville 3

Die Spotmarktpreise der EEX zeigt Abbildung 6.6. Die Preise weisen eine Bandbreite von 21 Euro/MWh bis 66 Euro/MWh auf.

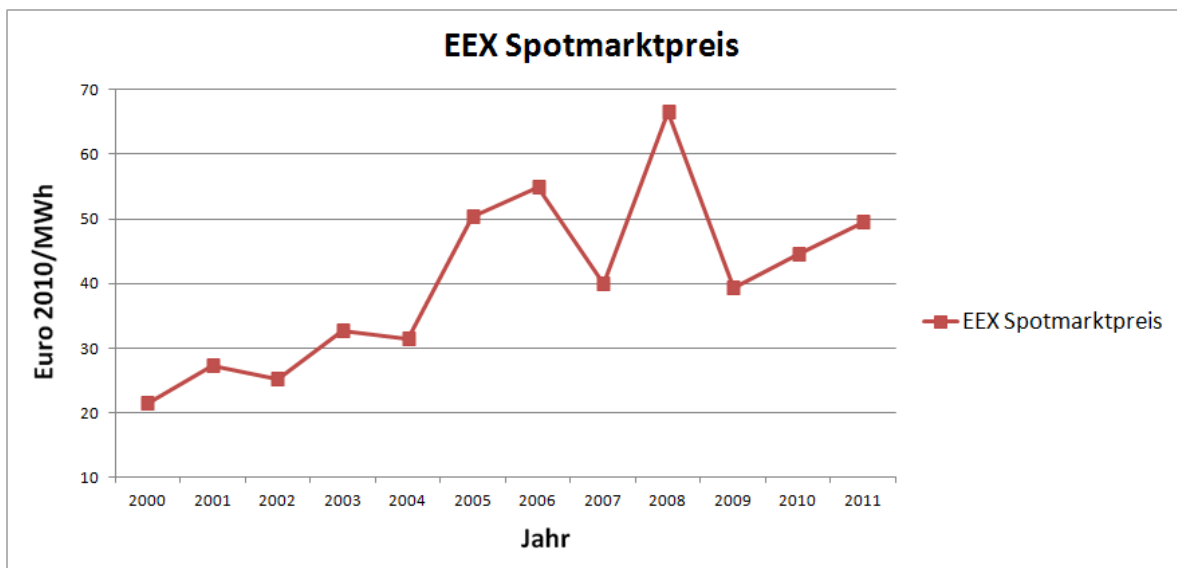


Abbildung 6.6: Preisentwicklung EEX

Abbildung 6.7 und Abbildung 6.8 zeigen die Cash Flow Analyse für den höchsten und den niedrigsten Preis. Es ergeben sich dabei Barwerte von 8,38 Mrd. beziehungsweise -8,35 Mrd. Euro. Der Strompreis zum Erreichen der Gewinnschwelle liegt etwa bei 43,45 Euro/MWh.

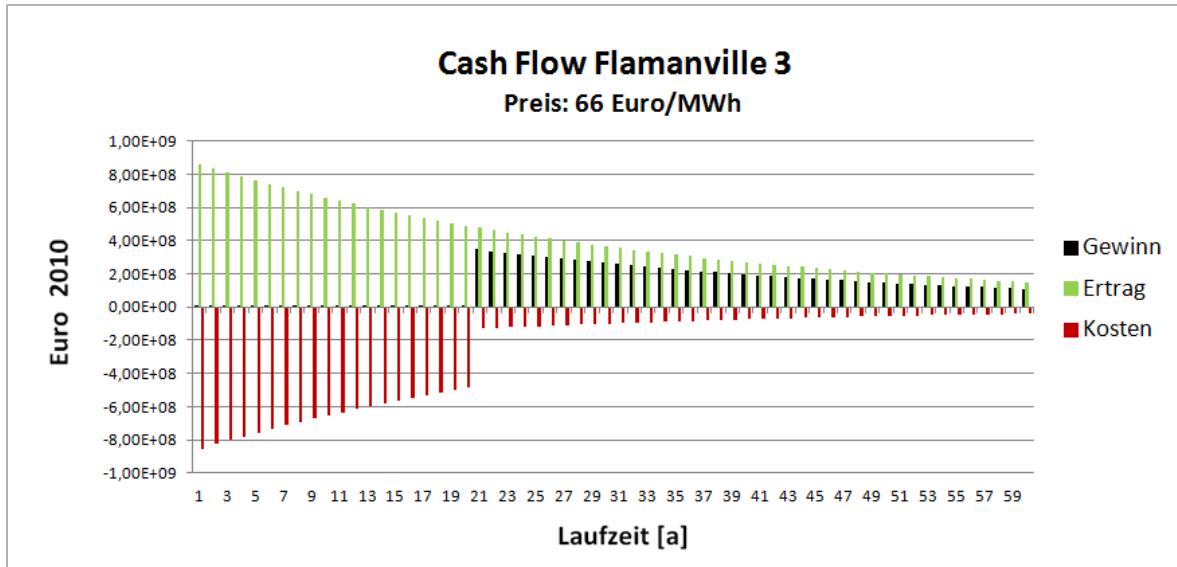


Abbildung 6.7: Cash Flow Flamanville 3, Preis: 66 Euro/MWh

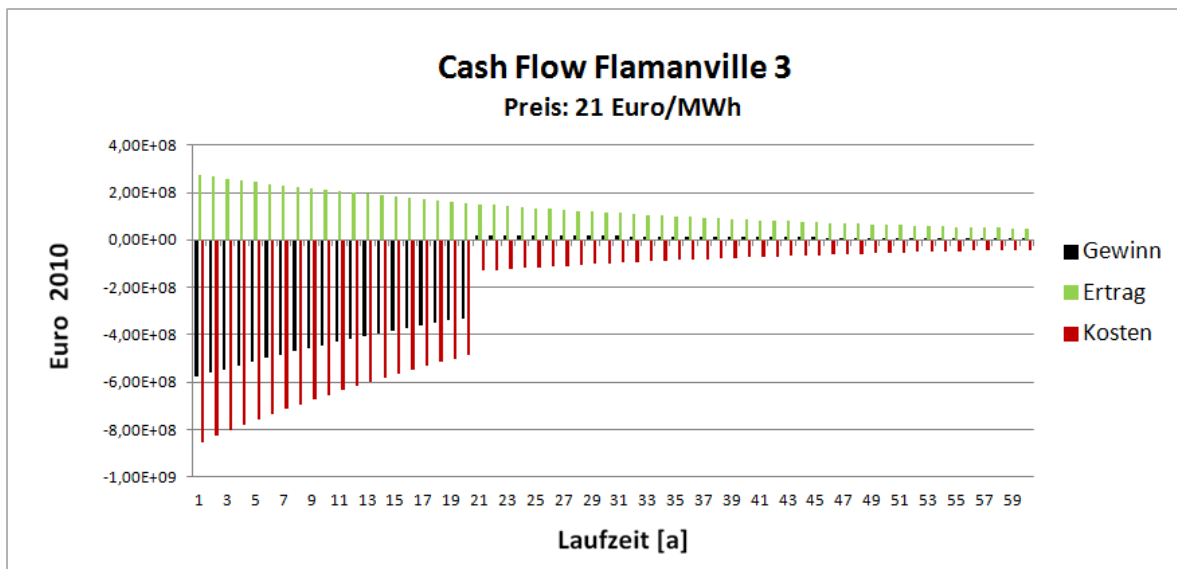


Abbildung 6.8: Cash Flow Flamanville 3, Preis: 21 Euro/MWh

6.3 Shin Kori 3

Die Preise der Korean Power Exchange (KPX) wurden mit einem durchschnittlichen Umrechnungsfaktor KRW/EURO von 0,000653 umgerechnet. Den Verlauf der Preise zeigt Abbildung 6.9

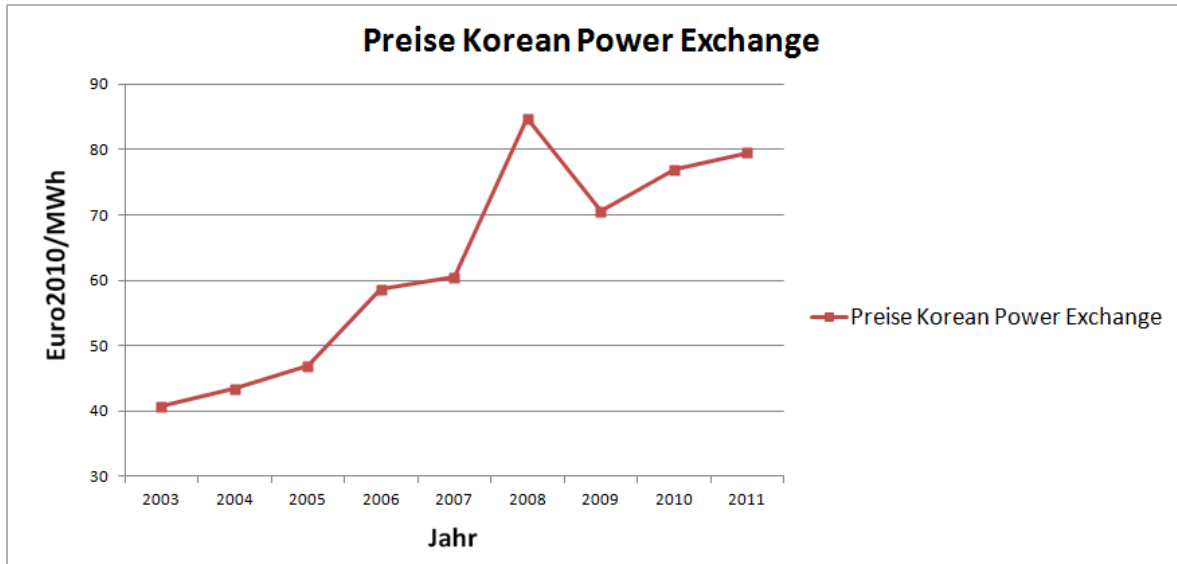


Abbildung 6.9: Preisentwicklung KPX

Die Cash Flow Analyse liefert für einen Preis von 41 Euro/MWh einen Barwert von 7,08 Mrd. Euro. Bei einem Preis von 84 Euro/MWh ergibt sich ein Barwert von 20,9 Mrd. Euro. Der Preis um die Gewinnschwelle zu überschreiten liegt in etwa bei 19 Euro/MWh, also wesentlich unter den durchschnittlichen Preisen an der Korean Power Exchange.

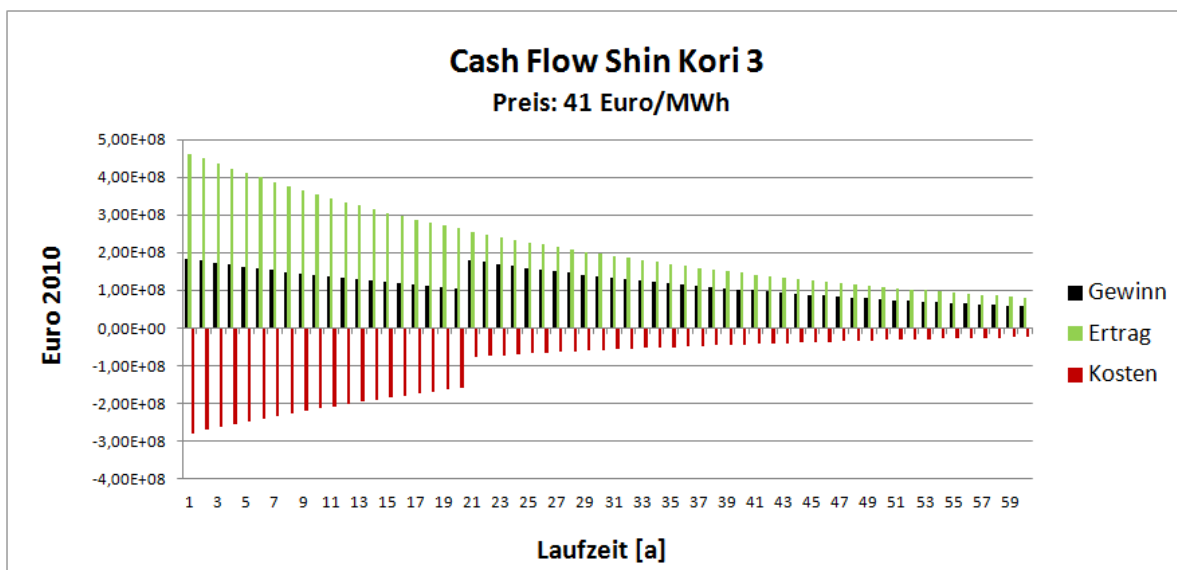


Abbildung 6.10: Cash Flow Shin Kori 3, Preis: 41 Euro/MWh

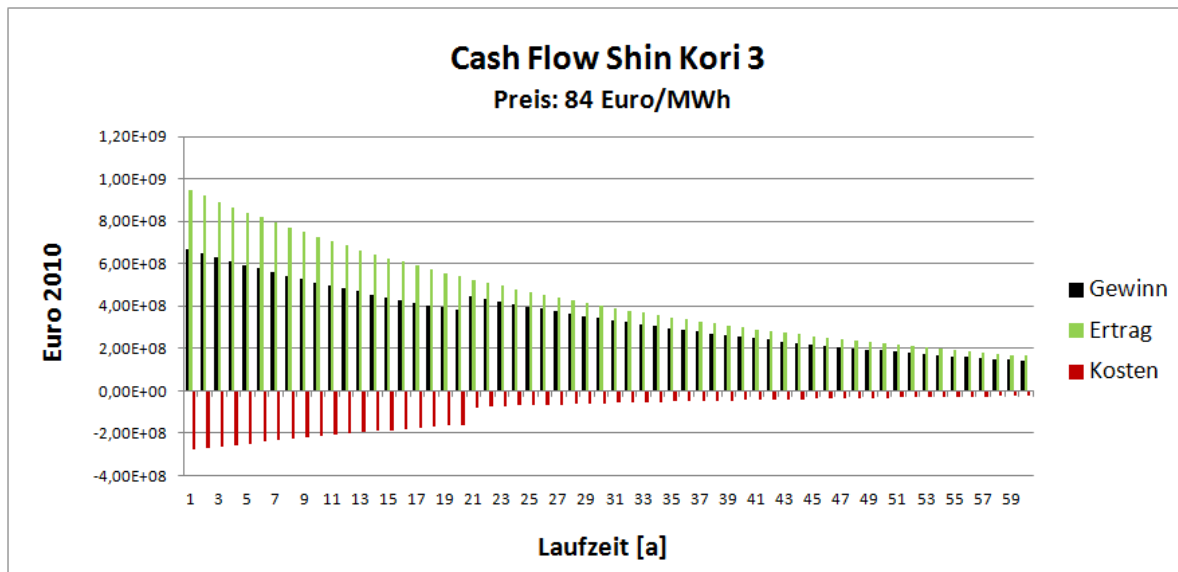


Abbildung 6.11: Cash Flow Shin Kori 3, Preis: 84 Euro/MWh

6.4 Sanmen 1

Für China konnten keine Marktpreise gefunden werden.

6.5 Leningrad II/1

Auch in Russland war es nicht möglich, eine Zeitreihe von Marktpreisen zu generieren. So können nur die Preise von 2011 dargestellt werden. Der Umrechnungsfaktor Rubel/Euro beträgt 0,0249. Die Cash-Flow Analyse wird mit einem mittleren Preis von 22,42 Euro/MWh durchgeführt. Bei diesem Preis ergibt sich ein Barwert von -2,14 Mrd. Euro, die Gewinnschwelle liegt etwa bei einem Preis von 31,8 Euro/MWh.

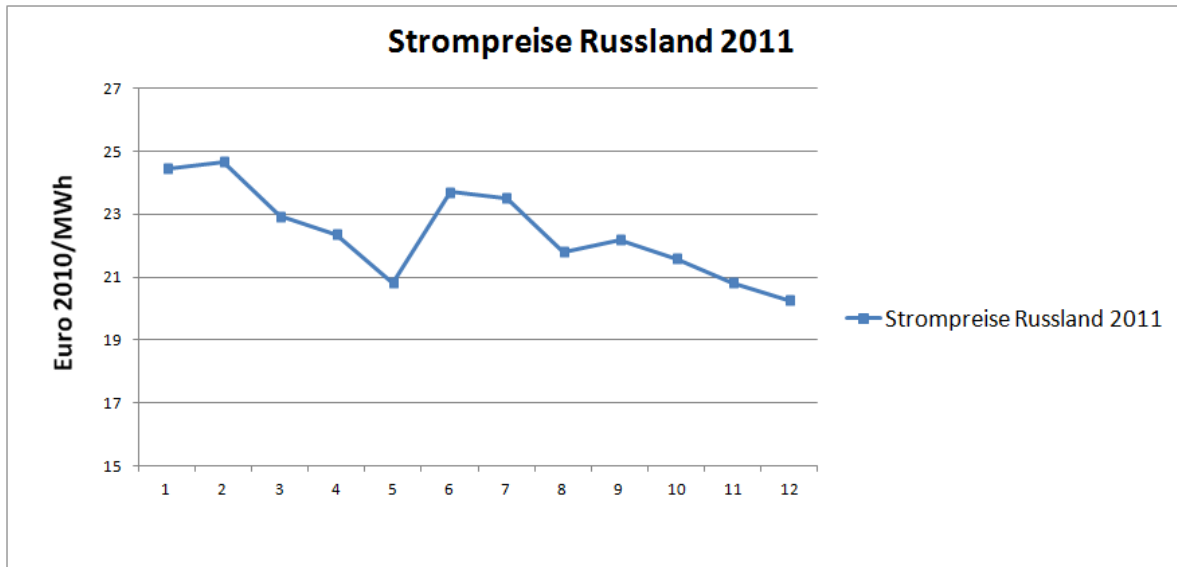


Abbildung 6.12: Preisentwicklung Russland 2011

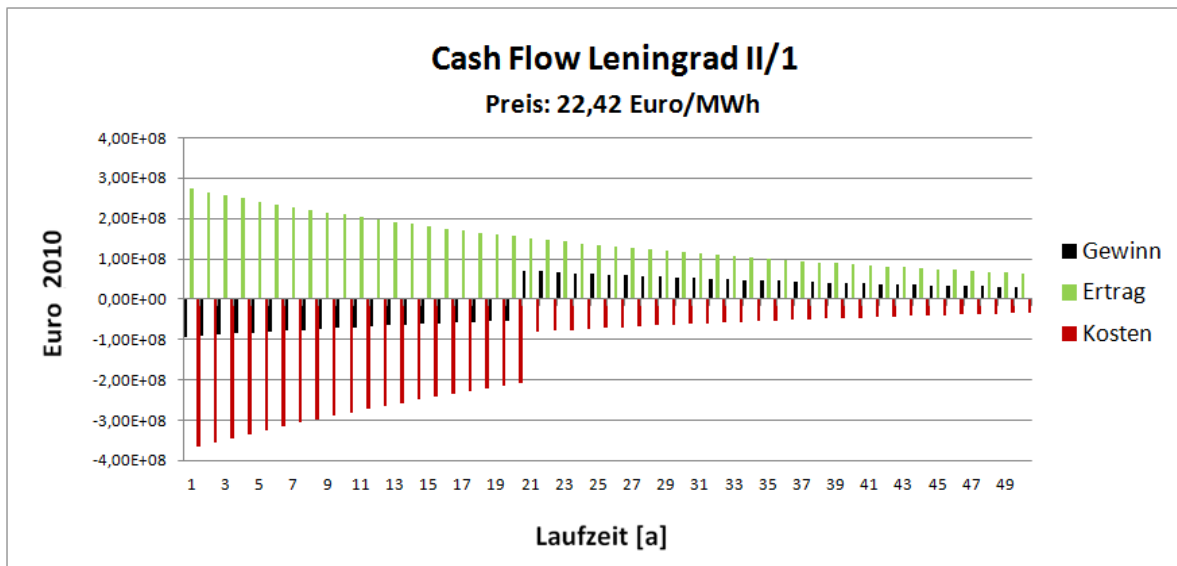


Abbildung 6.13: Cash Flow Leningrad II/1, Preis: 22,42 Euro/MWh

6.6 Vergleich der Barwerte der Kraftwerke anhand aktueller Spotmarktpreise

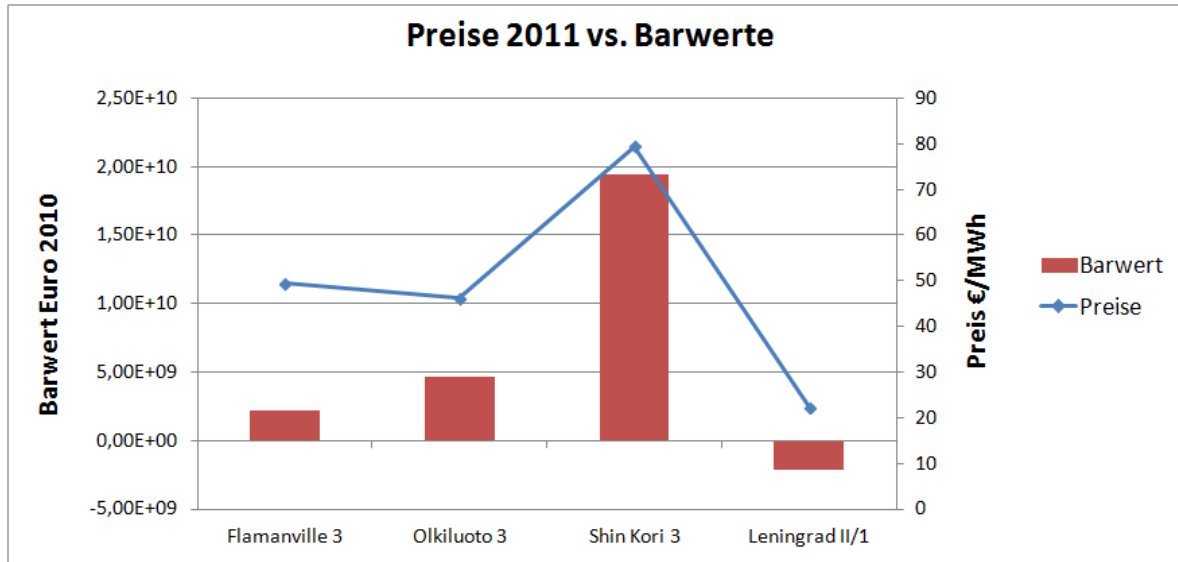


Abbildung 6.14: Vergleich der Barwerte unter aktuellen Spotmarktpreisen

Wie man aus Abbildung 6.14 sieht, würden bei Spotmarktpreisen von 2011 drei Kraftwerke positive Barwerte aufweisen. Einzig bei Leningrad II/1 wäre der abgezinste Barwert über die Laufzeit negativ.

7 Schlussfolgerungen

Die Analyse der fünf Kraftwerke ergab, dass die Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken von vielen Parametern abhängig ist und dass keine pauschale Aussage getroffen werden kann.

Die Geschichte zeigt jedoch, dass die optimistischen Voraussagen nicht erfüllt werden konnten. Sprach man anfangs noch von „too cheap to meter“, musste man bald eingestehen, dass Atomenergie sehr wohl etwas kostet. Es hat sich zudem herausgestellt dass keine Skaleneffekte, beziehungsweise Lerneffekte in der Geschichte der Atomenergie zu erkennen sind. Man erwartete, dass die Investitionskosten im Laufe der Jahre signifikant sinken würden. Das Gegenteil ist jedoch zu beobachten: Die Investitionskosten sind in den letzten Jahrzehnten stark angestiegen. Die Gründe weshalb diese Kosten so massiv stiegen sind vielseitig und liegen hauptsächlich an den strenger werdenden Sicherheitsauflagen, an der mangelnden Standardisierung der Reaktoren und der Vielzahl an Reaktortypen die zum Einsatz kamen. Mit den optimistischen Ankündigungen der Atomindustrie muss man also vorsichtig sein. Vieles ist in den letzten Jahrzehnten versprochen worden und nur sehr wenig wurde gehalten. Ob sich das in Zukunft ändern wird darf bezweifelt werden.

Es zeigt sich, dass bei den in Europa errichteten Kraftwerken die ursprünglich veranschlagten Kosten wesentlich überschritten wurden. Auch die tatsächliche Bauzeit liegt beträchtlich über der geplanten Zeit. Für die Atomkraft stellt das aus zweierlei Gründen ein Problem dar. Erstens sinkt das Vertrauen der Öffentlichkeit, der Kunden und potentiellen Investoren in diese Technologie und zweitens erhöhen sich die Stromgestehungskosten. Zudem muss für die Dauer der Verzögerung Strom von Strommärkten bezogen werden, die wesentlich teurer sein kann. In Russland, Südkorea und China lassen sich für die untersuchten Kraftwerksprojekte keine Kostenüberschreitungen und Bauzeitverzögerungen feststellen. Einerseits ist das auf die strengeren Sicherheitsvorschriften in Europa zurückzuführen, andererseits hat AREVA, vor allem beim Bauprojekt Olkiluoto 3, massive Probleme mit der Baustellenleitung und der Qualitätskontrolle der Arbeiten, die von Drittfirmen durchgeführt wurden. Ähnliche Probleme traten auch bei Flamanville 3 auf. Es kann daraus geschlossen werden, dass ein sehr gutes Baustellenmanagement, sowie regelmäßige Qualitätskontrollen unumgänglich sind. Zudem sollte ein Reaktordesign schon im Vorhinein genehmigt worden sein, damit während dem Bau keine Änderungen am Design durchgeführt werden müssen.

Die Stromgestehungskosten der Kraftwerke, ohne externe Kosten und ohne Versicherung eines nuklearen Unfalls, liegen zwischen 2,47 c/kWh und 6,54 c/kWh und liegen damit im Bereich von Steinkohle Heizkraftwerken und GuD-Kraftwerken. Das bedeutet, dass man sich vor allem in liberalisierten Märkten die Frage stellen muss, ob es nicht besser ist, in weniger kapitalintensive Technologien zu investieren um das Risiko von explodierenden Kosten und langen Bauzeiten zu vermeiden. Zudem muss überlegt werden, ob bei zunehmender dezentraler Energieversorgung und Smart-Grids überhaupt noch große Grundlastkraftwerke benötigt werden.

Der Wechselkurs zwischen den Währungen spielt beim Vergleich der Kraftwerke eine große Rolle. Die Investitionskosten können je nach Währung erheblich schwanken.

Bei den Sensitivitätsanalysen hat sich gezeigt, dass Investitionskosten, Volllaststunden und die Abschreibungsdauer die sensitivsten Größen sind - durch den hohen Fixkostenanteil

ein plausibles Ergebnis. Die geringste Sensitivität weisen erwartungsgemäß die Stilllegungskosten auf. Die Brennstoffkosten zeigen nur geringe Sensitivität. Das lässt darauf schließen, dass auch bei steigenden Brennstoffkosten die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken stabil bleiben. Das ist vor allem für die Zukunft eine wichtige Aussage, wenn die Reserven zur Neige gehen, neue Uranvorkommen erschlossen werden müssen und der Uranpreis steigt.

Die standardisierten externen Kosten nach ExternE erwiesen sich als sehr gering und haben kaum Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Auch die CO_2 -Zertifikatskosten haben sich als vernachlässigbar herausgestellt. Das ist für die zukünftige Entwicklung als CO_2 neutrale Technologie eine wichtige Erkenntnis. Sollten die Zertifikatskosten in den nächsten Jahren stark ansteigen, so hätten Atomkraftwerke große Vorteile gegenüber Kraftwerken die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, da diese Kosten die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken nicht direkt beeinflussen und zudem sehr gering sind. Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, betrieben mit fossilen Brennstoffen, würde allerdings stark darunter leiden.

Die Kosten der Versicherung eines nuklearen Unfalls haben große Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Diese Kosten führen eine Wirtschaftlichkeitsanalyse ad absurdum. Die Versicherungsprämie wäre in jedem Fall so hoch, dass das Kraftwerk nicht mehr profitabel operieren könnte. Aus der Höhe der Versicherungssumme und der Prämie kann geschlossen werden, dass eine vollständige Versicherung eines nuklearen Unfalls nicht möglich ist. Die auftretenden Schäden hätte in jedem Fall der betroffene Staat zu tragen.

Die Kosten der Zwischen- und Endlagerung erwiesen sich in der Analyse als in etwa so hoch wie die Kosten der Brennstoffherstellung. Die Endlagerkosten werden in Finnland etwa auf 0,17 c/kWh (Euro 2010) (Patrakka u. a.) geschätzt. Durch die geringe Anzahl an Kraftwerken und durch die relativ geringe Stromproduktion durch Atomkraftwerke in Finnland geht man davon aus, dass dieser Wert in anderen Ländern eher darunter liegt. Die Endlagerkosten sind im Vergleich zu den Stromgestehungskosten sehr gering und würden beim günstigsten Kraftwerk Shin Kori 3 nicht einmal 10% der Gesamtkosten ausmachen. Bei den anderen Kraftwerken wäre dieser Prozentsatz noch deutlich niedriger.

Die Analyse der Strommärkte hat gezeigt, dass die durchschnittlichen Jahrespreise zum Teil recht deutlich unter den Preisen lagen, mit denen die Gewinnschwelle der Kraftwerke erreicht werden kann. Klar ist, dass die zukünftigen Preise schwer vorhersehbar sind. Deshalb wurde mit fixen Preisen über die gesamte Laufzeit gerechnet, wodurch ein Fehler entstand. Allerdings kann die Aussage getroffen werden, dass die Erträge, die erwirtschaftet werden, oft gar nicht ausreichen um die hohen Fixkosten zu decken. Es hat sich zudem gezeigt, dass die Preise auf den Spotmärkten insgesamt angestiegen sind. Betrachtet man die Erträge nach dem Preisniveau von 2011, so kann davon ausgegangen werden, dass drei Kraftwerke wirtschaftlich operieren können. Einzig bei Leningrad II/1 würden die Erträge während der Laufzeit des Kraftwerks nicht ausreichen, um die Fixkosten zu decken. Für Sanmen 1 kann keine Aussage getroffen werden.

Insgesamt befindet sich die Atomindustrie in einem schwierigen Umfeld. Einerseits steigt die Nachfrage nach Energie, andererseits wurde der Menschheit durch Reaktorunfälle wie Tschernobyl und Fukushima vor Augen geführt, wie gefährlich diese Technologie sein kann. Die langen Vorlaufzeiten und die relativ langen Bauzeiten lassen die Atomenergie als träge

und unflexibel erscheinen. Durch die wenigen Reaktorbestellungen der letzten Jahre ist den großen Reaktorbauern qualifiziertes Personal verlorengegangen. Auch die Ausbildung in dieser Fachrichtung hat dadurch stark gelitten. Zudem sind erneuerbare Energien wie Photovoltaik oder Windkraft im Vormarsch. Schon jetzt sinkt der prozentuelle Anteil an der weltweiten Stromversorgung und dieser Trend wird sich auch in Zukunft fortsetzen. Die Hoffnung mit der Reaktorgeneration III+ eine Trendwende herbeizuführen scheint sehr unwahrscheinlich. Zwar gibt es weltweit Planungen für Atomkraftwerke, wie viele Projekte dann allerdings wirklich umgesetzt werden, ist fraglich. Nur die Atomindustrie selbst spricht heute von einer „Renaissance“.

Abkürzungsverzeichnis

AEC	Atomic Energy Commission
AKW	Atomkraftwerk
AP1000	Advanced Passive 1000
AP600	Advanced Passive 600
APR-1400	Advanced Power Reactor 1400
BWR	Boiling Water Reactor
CANDU	Canada Deuterium Uranium
DR	Diskontierungsrate
ECU	European Currency Unit
EDF	Electricite de France
EEX	European Energy Exchange
EPR	European Pressurized Water Reactor
FBR	Fast Breeding Reactor
FL3	Flamanville 3
GCR	Gas Cooled Reactor
GuD	Gas und Dampf
GW_e	Gigawatt elektrisch
GW_{th}	Gigawatt thermisch
IEA	International Energy Agency
KKW	Kernkraftwerk
KPX	Korea Power Exchange
LGII/1	Leningrad II/1
LWGR	Light Water Graphite Reactor
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MOX	Mischoxid
NEA	Nuclear Energy Agency
O&M	Operation & Maintenance
OL3	Olkiluoto 3
p.a.	pro Jahr
PHWR	Pressurised Heavy Water Reactor
PUREX	Plutonium - Uranium Extraction
PWR	Pressurized Water Reactor
RBMK	Hochleistungs-Reaktor mit Kanälen
SK3	Shin Kori 3
SM1	Sanmen 1
SWU	Separative Work Unit
TVO	Teollisuuden Voima Oyj
WWER	Wasser-Wasser Energiereaktor

Abbildungsverzeichnis

2.1	Anzahl der Reaktoren nach Reaktortypen 2012 Quelle: http://www.iaea.org/pris	4
2.2	Weltweite Anzahl der Baustarts und Netzanschlüsse 1954-2011 Quelle: (IAEA, 2012)	5
2.3	Entwicklung der „Overnight Costs“ in den USA Quelle: (Cooper, 2010)	6
2.4	Anzahl der Reaktoren in Bau Quelle: PRIS http://www.iaea.org/pris/	7
2.5	Anzahl der Reaktoren in Planung Quelle: de.statista.com	8
2.6	Global installierte Leistung und Anzahl der Reaktoren Quelle: (Schneider u. a., 2011)	9
2.7	Altersstruktur der Reaktoren weltweit Quelle: PRIS http://www.iaea.org/pris/	10
2.8	Weltweite Elektrizitätsproduktion durch Atomkraft Quelle: (Schneider, 2012)	10
3.1	Annuitätenmethode Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Energiemodelle und Analysen	11
3.2	Barwertmethode Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Energiemodelle und Analysen	12
3.3	Kostenentwicklung für Uranoxid U_3O_8 Quelle: The Ux Consulting Company, LLC: http://www.uxc.com	17
3.4	Konversionspreise U_3O_8 zu UF_6 Quelle: The Ux Consulting Company, LLC http://www.uxc.com	17
3.5	SWU Preise der Anreicherung Quelle: The Ux Consulting Company, LLC http://www.uxc.com	18
3.6	Direkte Endlagerung Quelle: (Orszag, 2007)	19
3.7	Wiederaufbereitung Quelle: (Orszag, 2007)	20
3.8	Abnahme des Value of life über der Zeit	22
3.9	Jahresprämie in Abhängigkeit der Bereitstellungsdauer Quelle: (Günther u. a., 2011)	23
4.1	Externe Kosten	26
4.2	Entwicklung Bauzeit vs. Kosten (OL3)	27
4.3	Barwertberechnung (OL3)	28
4.4	Kapitalentwicklung für Stilllegung (OL3)	29
4.5	Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (OL3)	30
4.6	Barwertberechnung inklusive Verteuerung (OL3)	31
4.7	„Overnight Costs“ vs. Stromgestehungskosten (OL3)	31
4.8	Barwertberechnung bei Berücksichtigung einer verkürzten Bauzeit (OL3)	32
4.9	Investitionskosten vs. Stromgestehungskosten (OL3)	33
4.10	Sensitivitätsanalyse (OL3)	33
4.11	Entwicklung Bauzeit vs. Kosten (FL3)	37
4.12	Barwertberechnung (FL3)	38
4.13	Kapitalentwicklung für Stilllegung (FL3)	38
4.14	Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (FL3)	39
4.15	Barwertberechnung bei Berücksichtigung einer verkürzten Bauzeit (FL3)	40
4.16	Investitionskosten vs. Stromgestehungskosten (FL3)	40
4.17	Sensitivitätsanalyse (FL3)	41
4.18	Barwertberechnung (SK3)	44
4.19	Kapitalentwicklung für Stilllegung (SK3)	44
4.20	Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (SK3)	45
4.21	Sensitivitätsanalyse (SK3)	46

4.22	Barwertberechnung (SM1)	49
4.23	Kapitalentwicklung für Stilllegung (SM1)	49
4.24	Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (SM1)	50
4.25	Sensitivitätsanalyse (SM1)	51
4.26	Barwertberechnung (LGII/1)	54
4.27	Kapitalentwicklung für Stilllegung (LGII/1)	54
4.28	Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (LGII/1)	55
4.29	Sensitivitätsanalyse (LGII/1)	56
4.30	Brennstoffkosten in Abhängigkeit des Uranpreises	59
6.1	Angebotskurve Strommarkt Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft	64
6.2	Preisbildung Strommarkt Quelle: Reinhard Haas: Skriptum Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft	65
6.3	Preisentwicklung Elspot	66
6.4	Cash Flow Olkiluoto 3, Preis: 53 Euro/MWh	66
6.5	Cash Flow Olkiluoto 3, Preis: 15 Euro/MWh	67
6.6	Preisentwicklung EEX	67
6.7	Cash Flow Flamanville 3, Preis: 66 Euro/MWh	68
6.8	Cash Flow Flamanville 3, Preis: 21 Euro/MWh	68
6.9	Preisentwicklung KPX	69
6.10	Cash Flow Shin Kori 3, Preis: 41 Euro/MWh	69
6.11	Cash Flow Shin Kori 3, Preis: 84 Euro/MWh	70
6.12	Preisentwicklung Russland 2011	71
6.13	Cash Flow Leningrad II/1, Preis: 22,42 Euro/MWh	71
6.14	Vergleich der Barwerte unter aktuellen Spotmarktpreisen	72

Tabellenverzeichnis

1.1	Kraftwerke und zugehörige Standorte	1
2.1	Bauzeit Atomkraftwerke weltweit	7
4.1	Allgemeine Annahmen	25
4.2	Daten Olkiluoto 3	28
4.3	Daten Finnland	34
4.4	Szenario 1 Olkiluoto 3	35
4.5	Szenario 2 Olkiluoto 3	35
4.6	Zusammenfassung Stromgestehungskosten OL3	36
4.7	Daten Flamanville 3	37
4.8	Daten Frankreich	41
4.9	Szenario 1 Flamanville 3	42
4.10	Szenario 2 Flamanville 3	42
4.11	Zusammenfassung Stromgestehungskosten FL3	42
4.12	Daten Shin Kori 3	43
4.13	Daten Südkorea	46
4.14	Szenario 1 Shin Kori 3	47
4.15	Szenario 2 Shin Kori 3	47
4.16	Zusammenfassung Stromgestehungskosten SK3	47
4.17	Daten Sanmen 1	48
4.18	Daten China	51
4.19	Szenario 1 Sanmen 1	52
4.20	Szenario 2 Sanmen 1	52
4.21	Zusammenfassung Stromgestehungskosten SM1	52
4.22	Daten Leningrad II/1	53
4.23	Daten Russland	56
4.24	Szenario 1 Leningrad II/1	57
4.25	Szenario 2 Leningrad II/1	57
4.26	Zusammenfassung Stromgestehungskosten LGII/1	57
4.27	Spezifische Kosten für Kernbrennstoff 2010	58
4.28	Gegenüberstellung der Kraftwerke	60
5.1	Vergleich der Kosten unterschiedlicher Studien Quelle: (Thomas, 2005)	63

Literatur

- [rep 2012] <http://de.wikipedia.org/wiki/Wiederaufarbeitung>
- [gen 2012] http://de.nucleopedia.org/wiki/Generation_III#Wirtschaftlichkeit
- [tvo 2012] <http://www.tvo.fi/www/page/3697/>
- [stu 2012] http://www.stuk.fi/stuk/tiedotteet/2007/en_GB/news_468/
- [kor 2012] <http://www.world-nuclear.org/info/inf81.html>
- [rus 2012] <http://world-nuclear.org/info/default.aspx?id=366&terms=nuclear%20Power%20in%20russia>
- [Beaver 2011] BEAVER, William: The Failed Promise of Nuclear Power. In: *The Independent Review* (2011), Nr. Volume 15, Nr. 3, S. 400–402
- [Bunn u. a. 2001] BUNN, Matthew ; HOLDREN, John P. ; MACFARLANE, Allisson ; PICKET, Susan E. ; SUZUKI, Atsuyuki ; SUZUKI, Tatsujiro ; WEEKS, Jennifer: Interim Storage of Spent Nuclear Fuel: A Safe, Flexible, and Cost-Effective Near - Term Approach to Spent Fuel Management. (2001), S. 14
- [Chater 2005] CHATER, James: A history of nuclear Power. In: *Focus on Nuclear Power Generation* (2005), S. 29–34
- [Cohn 1997] COHN, Steven M.: *Too Cheap to Meter: An Economic and Philosophical analysis of the Nuclear Dream*. 1997. – 104–108 S.
- [Cooper 2010] COOPER, Mark: Cost Escalation and Crowding Out alternatives: Policy Challenges in Nuclear Reactor Construction. (2010)
- [Cour des comptes 2012] COUR DES COMPTES: Die Kosten der Kernenergie: Öffentlicher thematischer Bericht. (2012), S. 84,85
- [Dreicer u. a. 1995] DREICER, M. ; TORT, V. ; MANEN, P.: ExternE: Externalities of Energy. 5 (1995), S. 65–66, 302
- [Du u. Parsons 2009] DU, Yangob ; PARSONS, John E.: Update on the Cost of Nuclear Power. In: *MIT - Center for Energy and Environmental Policy Research* (2009), S. 3–5
- [Engineering the Future 2010] ENGINEERING THE FUTURE: Nuclear Lessons Learned. (2010), S. 34
- [Günther u. a. 2011] GÜNTHER, Benjamin ; KARAU, Torsten ; KASTNER, Eva-Maria ; WARMUTH, Walter: Versicherungsforen Leipzig: Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungspraemie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren. (2011), S. 97–99, 101–102
- [IAEA 2012] IAEA: Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series No.2 (2012), S. 79

- [IEA & NEA 2010] IEA & NEA: Projected Costs of Generating Electricity. (2010), S. 43, 59
- [Ockenfels 2007] OCKENFELS, Axel: Strombörse und Marktmacht. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 57. Jg. Heft 5 (2007), S. 44–46
- [Orszag 2007] ORSZAG, Peter R.: CBO TESTIMONY - Costs of Reprocessing Versus Directly Disposing of Spent Nuclear Fuel. In: *Statement before the Committee on Energy and Natural Resources United States Senate* (2007)
- [Panos 2009] PANOS, Konstantin: *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. – 24–26, 30 S.
- [Patrakka u. a.] PATRAKKA, Eero ; PALMU, Jussi ; LEHTO, Kimmo: Assesment of Financial Provisisons for Nuclear Waste Management: Long-Term Perspective from Finnish Viewpoint.
- [Platts 2011] PLATTS: Power in Europe. 608 (2011), 5. September 2011
- [Sailer 2007] SAILER, Michael: Renaissance der Kernenergie? (2007), S. 5–6
- [Schneider u. a. 2011] SCHNEIDER, M. ; FROGGATT, A. ; THOMAS, S.: The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011: Nuclear Power in a Post-Fukushima World - 25 years after the Chernobyl Accident. (2011), S. 59
- [Schneider 2012] SCHNEIDER, Mycle: The World Nuclear Industry Status Report 2012: An Independent Assesment 15 Months After Fukushima. In: *International Conference on Energy Systems of the Future: Heinrich-Boell Stiftung-Ökopolisz, Budapest* (2012), October
- [Schneider u. a. 2010] SCHNEIDER, Mycle ; FROGGATT, Antony ; NASSAUER, Otfried ; D., Sokolski H.: Mythos Atomkraft: Warum der nukleare Pfad ein Irrweg ist. In: *Heinrich-Böll-Stiftung: Schriftenreihe Ökologie* 12 (2010), S. 38–42, 65, 73 – 76, 79
- [Schneider u. a. 2009] SCHNEIDER, Mycle ; THOMAS, Steve ; FROGGATT, Antony ; KOPLOW, Doug: Der Welt-Statusbericht Atomindustrie 2009 - Unter besonderer Berücksichtigung wirtschaftlicher Fragen. (2009), S. 62–65, 70–73, 77–79
- [Thomas 2005] THOMAS, Steve: The Economics of Nuclear Power. In: *Heinrich-Böll-Stiftung: Nuclear Issues Paper* 5 (2005), S. 25–28, 33