8. Internationale
Energiewirtschaftstagung
an der TU Wien

IEWT 2013

Kurzfassungsband

Erneuerbare Energien: Überforderte Energiemärkte?

13. – 15. Februar 2013
Wien, Österreich

Tagungsort:
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13
1040 Wien

Veranstalter:

Institut für Energiesysteme und
Elektrische Antriebe der TU Wien (ESEA)

Energy Economics Group (EEG)

Austrian Association for Energy Economics (AAEE)

Zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken anhand von ausgewählten Beispielen

Albert Hiesl[1]
Energy Economics Group, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien[1]

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 Arbeit 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 Preissteigerungen, 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. 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

[1]Gusshausstrasse 25-29/370-3, Tel.: +43 1 58801 370371, E-Mail: hiesl@eeg.tuwien.ac.at

1 Einleitung

1.1 Motivation und zentrale Fragestellung

Atomkraftwerke haben das Image, Strom zum Nulltarif zu produzieren und dabei keine Treibhausgase zu verursachen. In dieser Arbeit werden diese Annahmen untersucht und dargestellt. Die zentrale Frage ist, wie sich die Stromgestehungskosten von aktuellen Atomkraftwerken zusammensetzen, wie hoch diese sind und wie sich eine Veränderung der Parameter auswirkt. Zudem wird dargestellt, wie sich die Spotmarktpreise in den letzten Jahren entwickelt haben und ob die zu erwirtschaftenden Erlöse ausreichen, um die hohen Fixkosten eines Atomkraftwerkes abzudecken.

1.2 Methodische Vorgangsweise

Zu Beginn werden aktuell in Bau, sowie in Planung befindliche Kraftwerke und die Entwicklung der weltweiten Stromproduktion dargestellt. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Kraftwerke Olkiluoto 3, Flamanville 3, Shin Kori 3, Sanmen 1 und Leningrad II/1 herangezogen. Diese Kraftwerke wurden gewählt, da sie die ersten ihrer Baureihe sind, gerade gebaut werden und zur aktuellen Reaktorgeneration III+ gehören. Diese Reaktorgeneration soll besonders sicher und vor allem wirtschaftlich sein. Zudem werden sie in verschiedenen Ländern gebaut und gerade China und Südkorea setzen in den letzten Jahren vermehrt auf Atomenergie. Im ersten Schritt wird ein Basismodell untersucht, welches Investitionskosten, Brennstoffkosten, O&M Kosten sowie Stilllegungskosten berücksichtigt:

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

Die Investitionskosten beinhalten Zinsen und Preissteigerungen, die während der Bauzeit anfallen und werden mittels Annuitätenfaktor in Annuitäten umgerechnet. Die Stilllegungskosten werden in einen jährlich einzuzahlenden Rentenwert umgerechnet und für die Brennstoffkosten werden Erzeugungs- sowie Entsorgungskosten herangezogen. Zudem wird untersucht, wie sich standardisierte externe Kosten nach ExternE sowie CO2- Zertifikatskosten, die auf Radioaktivität beziehungsweise CO2-Emissionen in der Bereitstellungskette zurückzuführen sind, auf die Höhe der Stromgestehungskosten auswirken. Die Kosten der Versicherung eines nuklearen Unfalls werden ebenfalls untersucht. Im letzten Schritt werden die an den Spotmärkten zu erwirtschaftenden Erlöse den Kosten mittels einer Discounted Cash-Flow Analyse gegenübergestellt. Dabei wird der Cash-Flow während der Betriebszeit eines Kraftwerks auf den Betriebsbeginn abgezinst.

2 Geschichtliche Aspekte der Kernenergie

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 (Cohn, 1997).
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% (Chater, 2005).

Abbildung 2.1 zeigt den Bauboom der späten 1960er bis 80er Jahre.

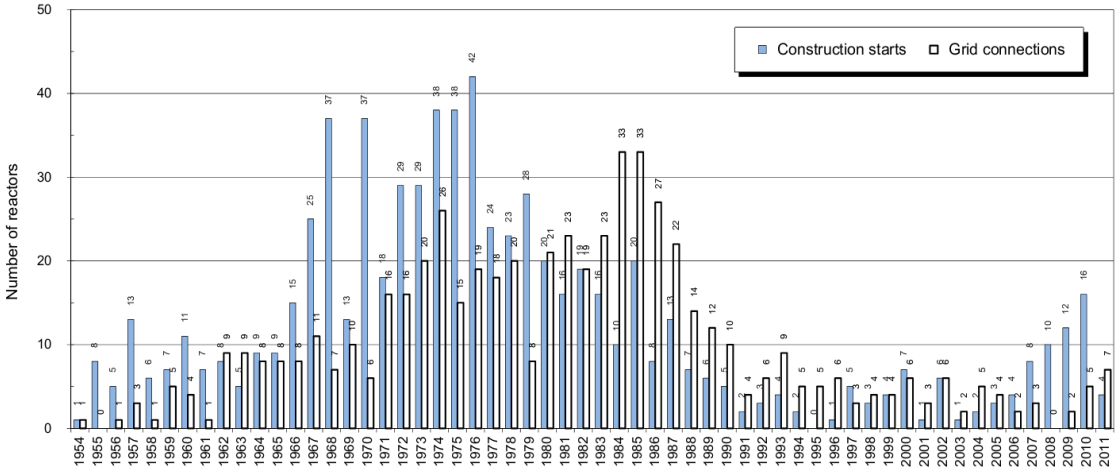

Abbildung 2.1: Weltweite Anzahl der Baustarts und Netzanschlüsse 1954-2011
Quelle: (IAEA, 2012)

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 (Cohn, 1997).

Abbildung 2.2 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 negative Lernrate hat mehrere Gründe, beispielsweise die niedrigen Bestellraten ab 1980, strenge regulatorische Bestimmungen sowie eine Vielfalt an verfügbaren und nicht standardisierten Reaktortypen.

In den letzten Jahren wurde von einer „Renaissance der Kernenergie“ gesprochen. Wenn man

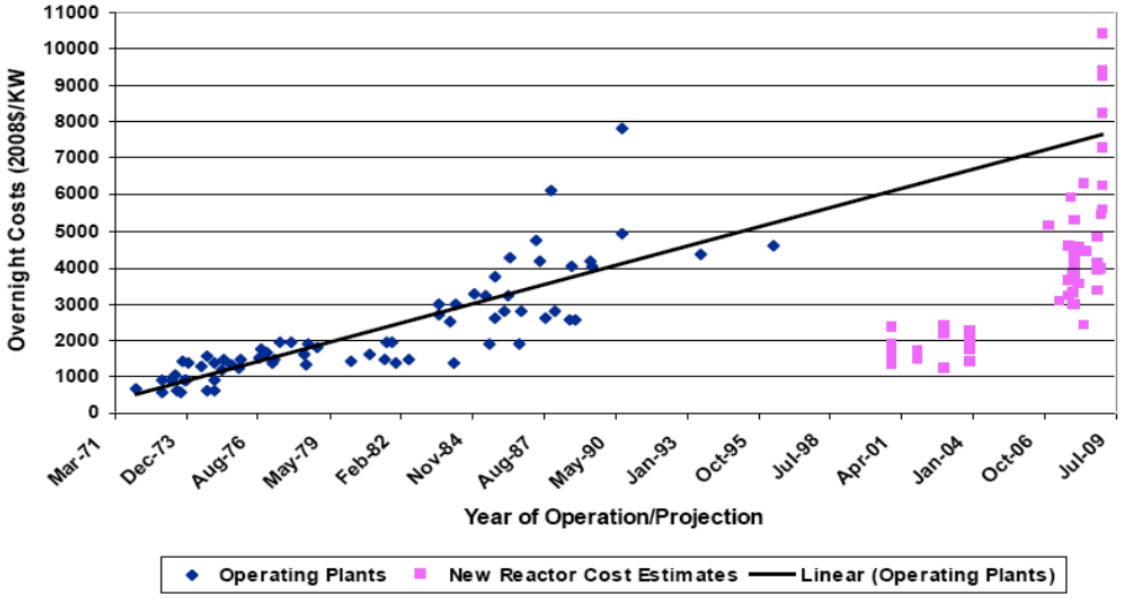

Abbildung 2.2: Entwicklung der „Overnight Costs“ in den USA
Quelle: (Cooper, 2010)

allerdings einen Blick auf Abbildung 2.3 wirft, so wird klar, dass diese „Renaissance“ maximal lokal ausgeprägt ist. Zur Zeit befinden sich 64 Reaktoren in Bau. In der Expansionsphase Ende der 70er

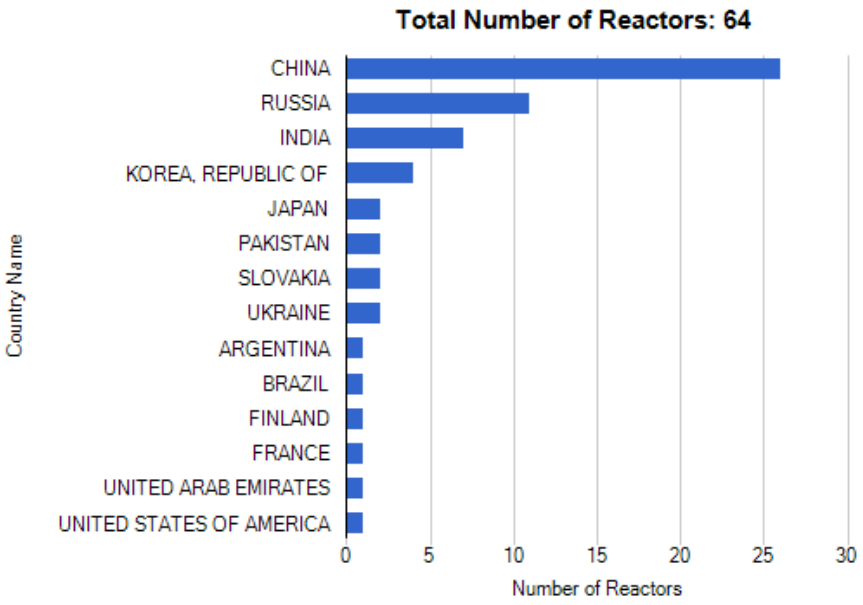

Abbildung 2.3: Anzahl der Reaktoren in Bau
Quelle: PRIS http://www.iaea.org/pris/

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.

Abbildung 2.4 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. Im Jahr 2011 waren 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).

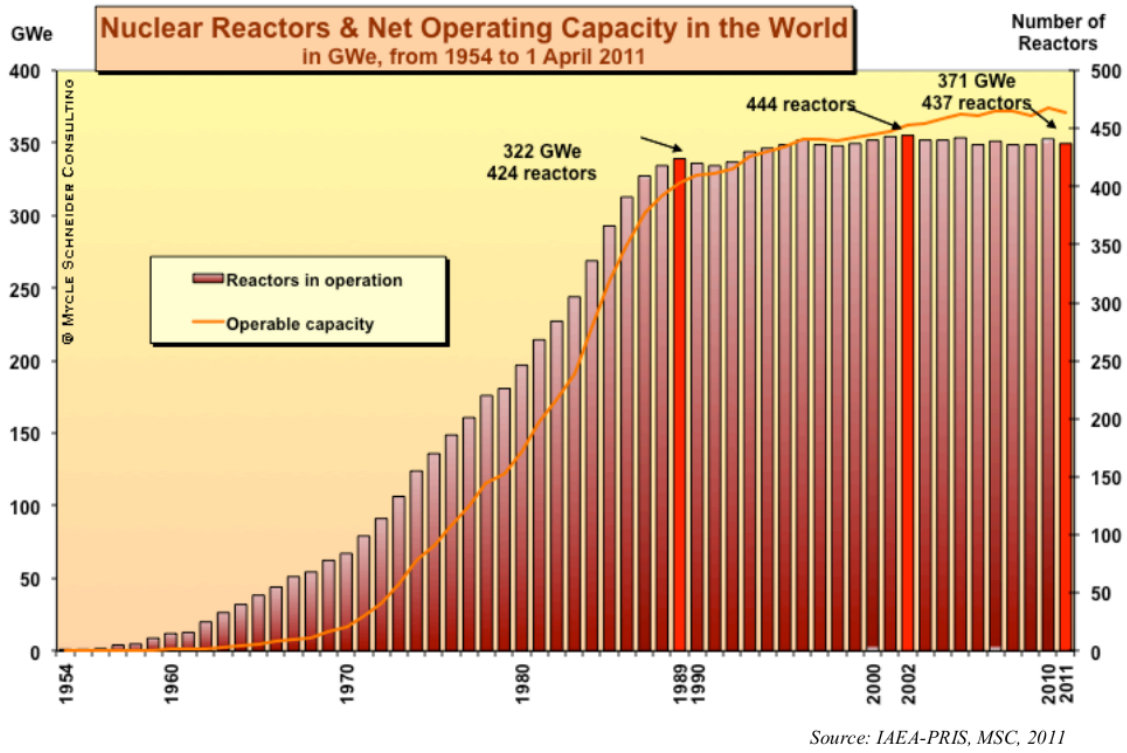

Abbildung 2.4: Global installierte Leistung und Anzahl der Reaktoren
Quelle: (Schneider u. a., 2011)

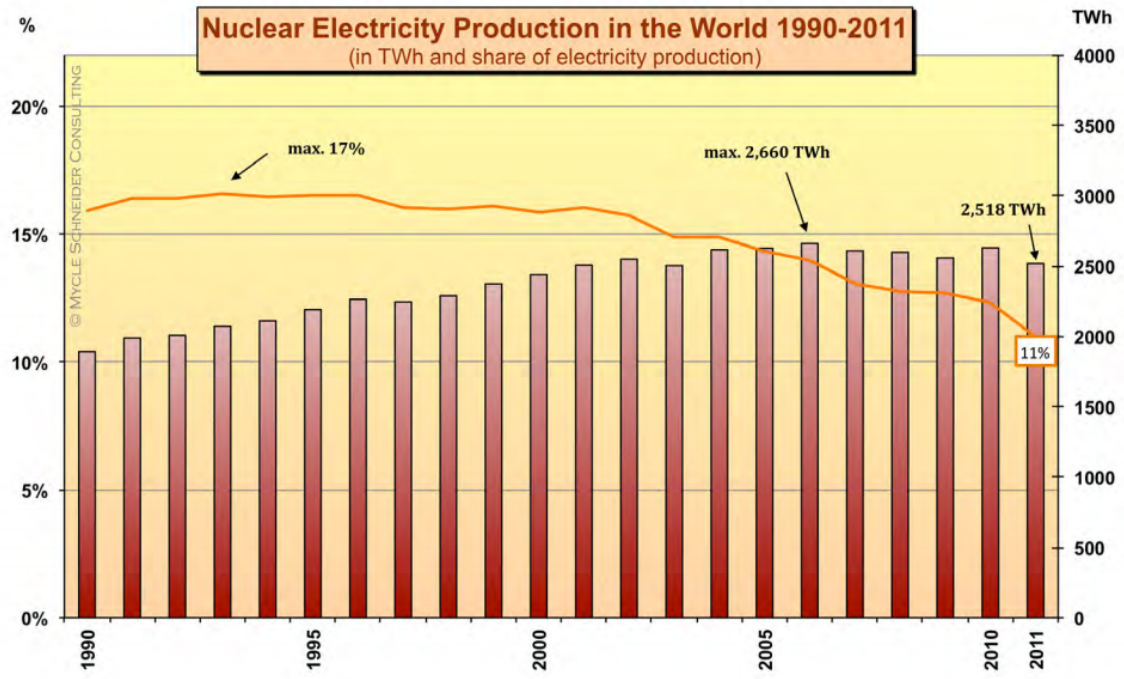

Abbildung 2.5: Weltweite Elektrizitätsproduktion durch Atomkraft
Quelle: (Schneider, 2012)

Abbildung 2.5 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%.

3 Stromgestehungskosten

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) wird stellvertretend am Beispiel Flamanville 3 gezeigt.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Daten der Tabelle 3.1 angenommen, die allen Kraftwerken gemein sind. Der Zinssatz von 5%, sowie die Preissteigerung von 0,5%, kom-

Tabelle 3.1: Allgemeine Annahmen

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

men 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. Alle Zinssätze verstehen sich als reale Zinssätze

3.1 Flamanville 3

3.1.1 Basismodell

Das Basismodell soll den Ist-Zustand der Kosten von Atomkraftwerken möglichst gut widerspiegeln. 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.

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

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

Der Annuitätenfaktor ist für alle Kraftwerke ident und ergibt sich zu:

$$\alpha = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} = \frac{(1+0,05)^{20} * 0,05}{(1+0,05)^{20} - 1} = 0,08 \tag{3.1}$$

Tabelle 3.2 zeigt die für Flamanville 3 relevanten Daten.

Tabelle 3.2: 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

Die „Overnight Costs“ wurden 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). Alle Kostenkomponenten wurden in $Euro_{2010}$ umgerechnet.
Die Brennstoffkosten beinhalten neben der Herstellung auch die Entsorgung der abgebrannten Brennstäbe. 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 3.1 stellt diese Berechnung dar.

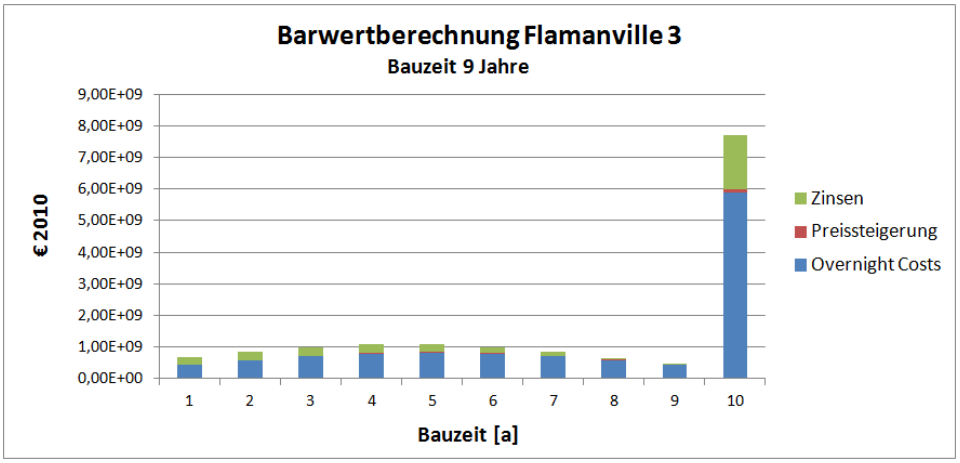

Abbildung 3.1: Barwertberechnung (FL3)

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.

Für die Stilllegungskosten wird in dieser Arbeit ein Betrag angenommen, der 15% der gesamten Investitionskosten (Overnight Costs + Preissteigerung + Zinsen) entspricht. 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.
Die Kosten der Stilllegung betragen für Flamanville 3:

$$K_{still} = 0,15 * I_k = 0,15 * 7,7 * 10^9 = 1,15 Mrd.Euro \tag{3.2}$$

$$K_{still} = \frac{1,15 Mrd.Euro}{1630 MW} = 708225 \frac{Euro}{MW} = 708,225 \frac{Euro}{kW} \tag{3.3}$$

$$K_{still} = \frac{708,225 * 0,03}{(1,03 * (1,03^{60} - 1))} = 4,22 \frac{Euro}{kWa} \tag{3.4}$$

Die Stromgestehungskosten von Flamanville 3 setzen sich wie folgt zusammen:

$$K_{gest} = \frac{I_k * \alpha + \frac{K_{still}}{\gamma}}{T} + K_{fuel} + K_{O\&M} \tag{3.5}$$

$$K_{gest} = \frac{7,7 * 10^9 * 0,08 + 4,22}{8000} + 0,0064 + 0,011 = 0,06537 \frac{Euro}{kWh} = 6,537 \frac{c}{kWh} \tag{3.6}$$

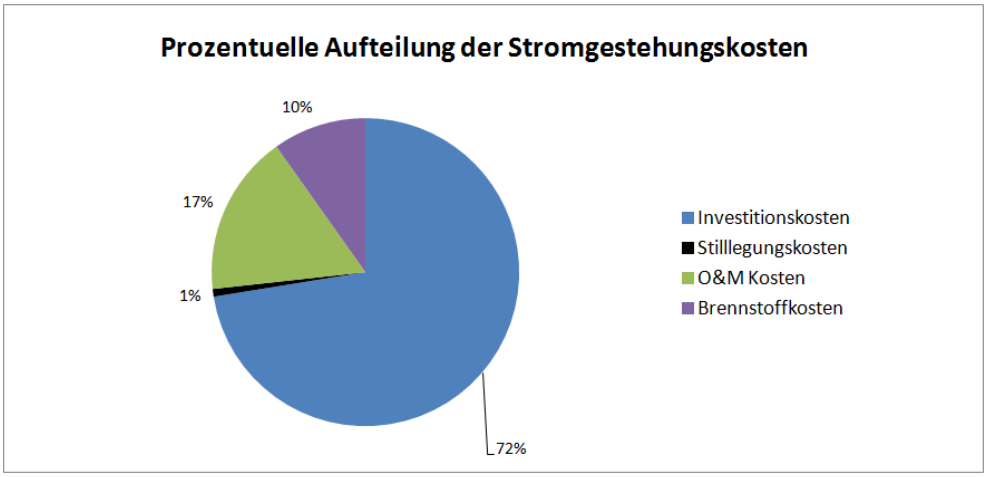

Abbildung 3.2: Prozentuelle Aufteilung der Stromgestehungskosten (FL3)

Abbildung 3.2 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. Die Stilllegungskosten machen nur 1% der Gestehungskosten aus.

3.1.2 Sensitivitätsanalyse Basismodell

Die Sensitivitätsanalyse für Flamanville 3 bringt folgendes Ergebnis:

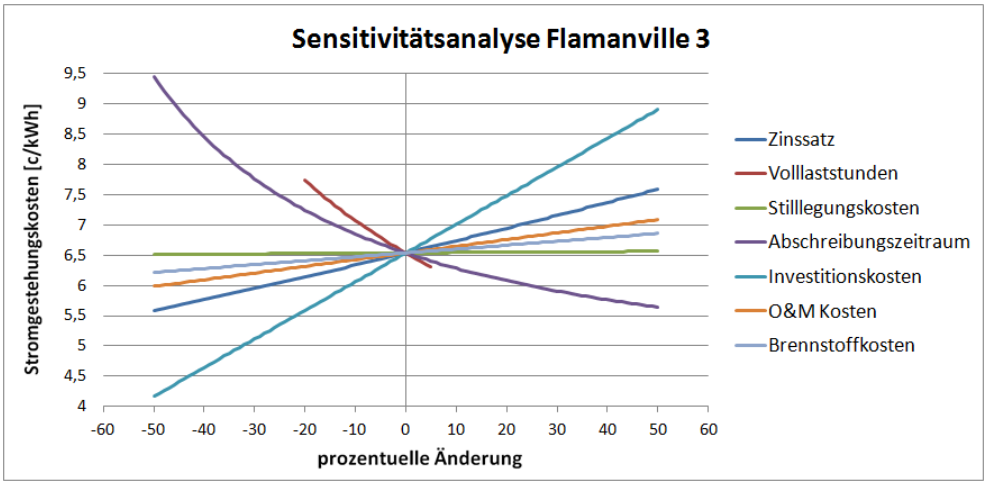

Abbildung 3.3: Sensitivitätsanalyse (FL3)

Es 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.

3.1.3 „Standardisierte“ externe Kosten nach ExternE sowie CO_2 Zertifikatskosten

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich standardisierte externe Kosten nach ExternE sowie CO2- Zertifikatskosten, die auf Radioaktivität beziehungsweise CO2-Emissionen in der Bereitstellungskette zurückzuführen sind, auf die Höhe der Stromgestehungskosten 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) anfallen.

$$K_{ext} = K_{rad} + K_{CO_2} \tag{3.7}$$

Abbildung 3.4 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.

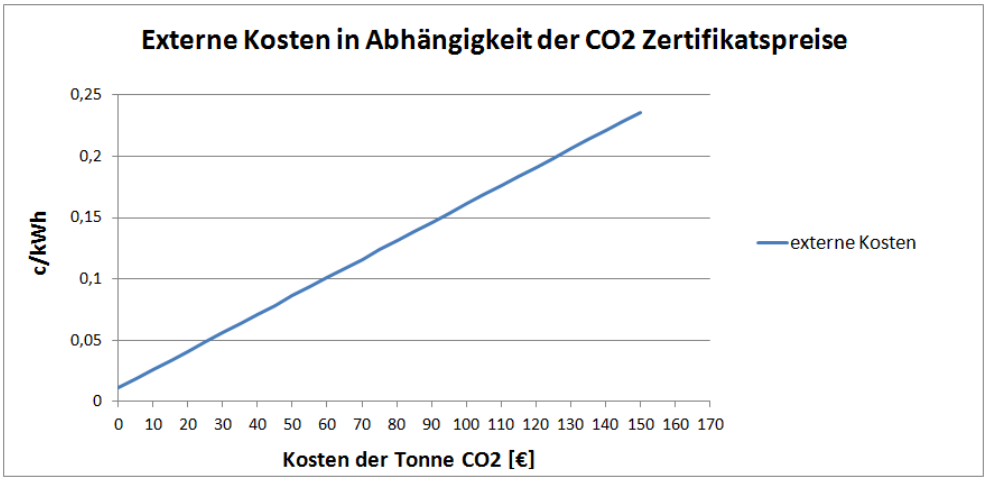

Abbildung 3.4: Externe Kosten

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.

3.1.4 Versicherung eines nuklearen Unfalls

Die Versicherung eines nuklearen Unfalls ist ein vieldiskutiertes Thema. 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, wie Abbildung 3.5 zeigt.

Bereitstellungszeitraeume	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 3.5: Jahresprämie in Abhängigkeit der Bereitstellungsdauer
Quelle: (Günther u. a., 2011)

Die landesspezifischen Daten zeigt Tabelle 3.3. Das in Bau befindliche Kraftwerk Flamanville

Tabelle 3.3: Daten Frankreich

Land	Frankreich
Anzahl AKWs	59
Jahresstrommenge	434 TWh

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

Um den Aufschlag auf die Stromgestehungskosten zu berechnen wurden zwei Szenarien untersucht (Günther u. a., 2011):

- 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. Für einen Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren ergibt sich unter Verwendung der Werte aus Abbildung 3.5 folgender Aufschlag auf die Stromgestehungskosten:

$$K_{vers} = \frac{59 * 19,5 Mrd.Euro}{434 TWh} = 2,65 \frac{Euro}{kWh} \tag{3.8}$$

  Für kürzere Bereitstellungszeiträume errechnen sich nachfolgende Beträge:

Tabelle 3.4: 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 in einem Land werden vom selben Pool versichert. Hier ist die genaue Anzahl der Kraftwerke irrelevant und die Jahresprämie fällt nur einmal an. Die Berechnung für einen

Bereitstellungszeitraum von 100 Jahren zeigt folgendes Ergebnis:

$$K_{vers} = \frac{19,5 Mrd.Euro}{434 TWh} = 0,045 \frac{Euro}{kWh} \tag{3.9}$$

Die Werte für kürzere Bereitstellungszeiträume sind aus Tabelle 3.5 ersichtlich:

Tabelle 3.5: 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.

3.1.5 Zusammenfassung Stromgestehungskosten

Tabelle 3.6: 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.

3.2 Vergleichende Gegenüberstellung der Kraftwerke

Tabelle 3.7: 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	Atomstroiexport
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 3.7 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. 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. Es sei hier angemerkt, dass die Investitionskosten von Olkiluoto 3 den Kosten des ursprünglichen Fixpreisvertrages entsprechen, da bis heute nicht klar ist wer die Verteuerung zu tragen hat. Würde man die Verteuerung mit einrechnen, läge man im Bereich von Flamanville 3.
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 untergeordnete 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.
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.

4 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.
Die Kostenstruktur der Kernkraftwerke besteht 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.

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. Stabile Brennstoffkosten werden 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.

4.1 Vergleich der Barwerte der Kraftwerke anhand aktueller Spotmarktpreise

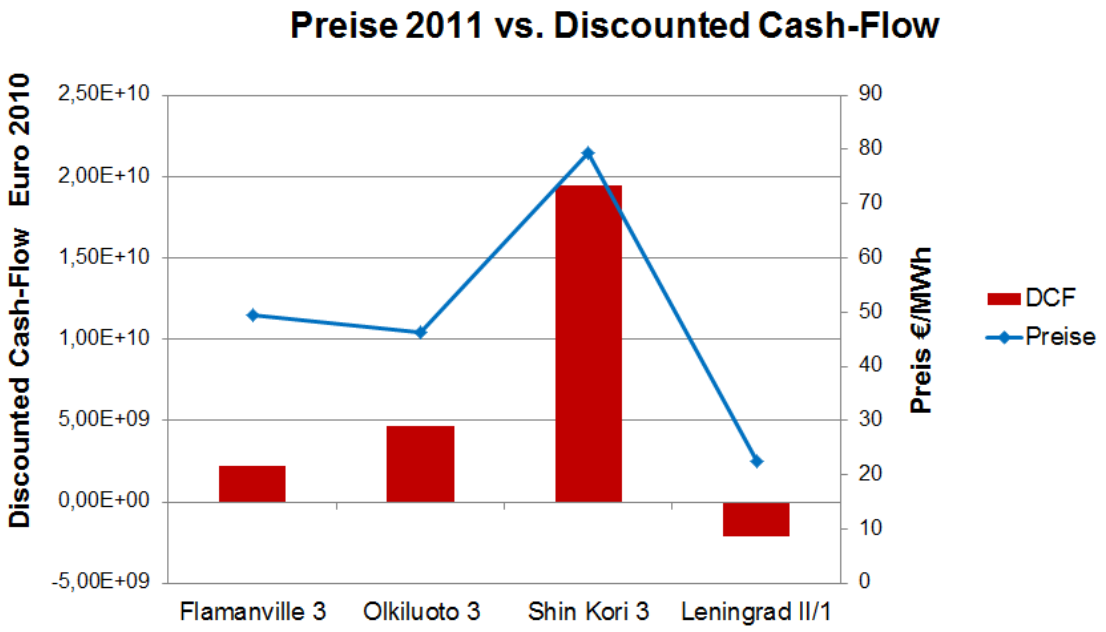

Abbildung 4.1: Vergleich der Barwerte unter aktuellen Spotmarktpreisen

Wie man aus Abbildung 4.1 sieht, würden bei Spotmarktpreisen von 2011 drei Kraftwerke positive Barwerte aufweisen. Einzig bei Leningrad II/1 wäre der abgezinste Barwert über die Laufzeit negativ.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Geschichte zeigt, 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.

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, wenn bereits Verträge über Stromlieferungen abgeschlossen wurden, 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 bewegen sich damit im Bereich von Steinkohle- 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.

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, würden 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 Versi-

cherungsprämie 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 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“.

Literatur

[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

[Günther u. a. 2011] Günther, Benjamin ; Karau, Torsten ; Kastner, Eva-Maria ; Warmuth, Walter: Versicherungsforen Leipzig: Berechnung einer risikoadaequaten Versicherungspraemie zur Deckung der Haftplichtrisiken, 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

[Platts 2011] Platts: Power in Europe. 608 (2011), 5. September 2011

[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. 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