

Kurzstudie

Kosten neuer Kernkraftwerke

**Aufdatierung der Kostendaten der
Energieperspektiven Schweiz 2035**

Auftraggeber:
Bundesamt für Energie,
Bern

Ansprechpartner:
Vincent Rits
Dr. Almut Kirchner

Basel, Mai 2008
031 - 6748

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
CH - 4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
D - 10623 Berlin
Telefon +49 (0)30 520059-200
Telefax +49 (0)30 520059-201

Prognos AG
Wilhelm-Herbst-Straße 5
D - 28359 Bremen
Telefon +49 (0)421 2015-784
Telefax +49 (0)421 2015-789

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D - 40213 Düsseldorf
Telefon +49 (0)211 887-3131
Telefax +49 (0)211 887-3141

Prognos AG
Rue des Arts 39
B - 1040 Brüssel
Telefon +32 2 51322-27
Telefax +32 2 50277-03

Internet

www.prognos.com

Zusammenfassung

Im Rahmen der Energieperspektiven Schweiz 2035, welche von 2003 bis 2007 durchgeführt wurden, wurden u.a. die Kosten für neue Kernkraftwerke analysiert. Die Angaben basieren auf einer Recherche und Abstimmung mit der AG Energieperspektiven im Jahr 2005.

Aufgrund der schwankenden Uranpreise, des (verzögerten) Baus eines EPR in Finnland, der gestiegenen Stahlpreise und der Engpässe im Kraftwerksbau wurde kurzfristig eine Aktualisierung der Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks durch den Auftraggeber gewünscht.

Ziel dieser Kurzstudie ist eine umfassende Analyse der möglichen Kosten eines neuen Kernkraftwerks, die Darstellung der Unsicherheiten bzw. Bandbreiten sowie eine Beschreibung künftiger Entwicklungen in den zugehörigen Märkten auf Basis des aktuellen Wissensstandes.

Die Kostenangaben (in CHF₂₀₀₇) werden unter folgenden Annahmen für die Rahmensetzungen ermittelt:

- Typ: EPR
- Leistung: 1600 MW_{el}
- Inbetriebnahme: ca. 2030
- Bauzeit: 5 Jahre
- Infrastruktur¹: vorhanden
(Bau auf bestehenden KKW- Geländen)

Zudem wird davon ausgegangen, dass bereits mehrere EPR in Europa gebaut sein werden, bevor mit dem Bau des schweizerischen Kernkraftwerks begonnen wird. Es handelt sich dann also nicht um einen „Prototyp“, sondern ein standardisiertes Kraftwerk.

Treiber der Rohstoffpreise sowie der Stahlpreise sind die starke Nachfrage, insbesondere durch das Wachstum in den asiatischen Ländern wie China und Indien, (geo-)politische Instabilitäten, Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen sowie Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren. Eine Entspannung auf dem Stahlmarkt ist voraussichtlich in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Auch die Kapazitäten der Kraftwerkhersteller und der Zulieferer dürften vorerst angespannt bleiben.

¹ Land, Anschlüsse Elektrizitätsversorgung usw.

Die Gewährleistung der Sicherheit kann tendenziell zu höheren spezifischen Investitionskosten führen. Zudem wird qualifiziertes Personal bei Kernkraftwerksbau und -betrieb weltweit zunehmend knapp, was auch in der Schweiz (langfristig) eine Rolle spielen kann.

Die wesentlichen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/ III+ (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'600 MW sind in der Tabelle Z-1 zusammengefasst.

Tabelle Z-1: Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk

	Einheit	Referenz	Bandbreite	Bemerkung:
Typ	-	EPR	-	Druckwasser
Leistung	MW _{el}	1'600	-	Bei anderen Typen: 1'000-1'500
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	2.5	-	
Lebens- und Abschreibungsdauer ¹⁾	a	60	-	
Volllaststunden	h/a	7'600	7'400 - 8'000	
Investitionskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	3'350	2'750 - 3'750	
Betriebskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el} /a	100	70 - 120	Exkl. Nachrüstung
Stilllegungskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	575	350 - 1'100	
Nachrüstungskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	840	300 - 1'300	
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus)	CHF ₂₀₀₇ /MWh _{el}	14.3	13 - 16	Ohne Wiederaufbereitung

1) Bei der hier verwendeten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Prognos 2008

Ausgehend von den Eingangsdaten in der Tabelle Z-1 betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten inkl. Nachrüstungs-, Stilllegungs- und Sicherheitskosten, ohne sonstige externe Kosten, 48 CHF₂₀₀₇/MWh_{el}.

Zu den Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks sind in der Literatur grosse Bandbreiten zu finden. Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Veränderungen der Rahmenparameter zu überprüfen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Zudem kann eine Verzögerung der Bauzeit aufgrund Planungs- und Sicherheitsaspekten die Investitions- bzw. Kapitalkosten erheblich erhöhen, wie der Bau des EPR in Finnland illustriert.

Die Uranpreise haben nur einen geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Inhalt

Zusammenfassung	I
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage	1
1.2 Zielsetzung	1
1.3 Annahmen und Rahmen für die Untersuchung	2
2 Aktuelle Kostenentwicklungen und -treiber	4
2.1 Rohstoff- bzw. Konstruktionspreise (z.B. Stahl)	4
2.2 Sicherheitsaspekte	5
2.3 (Qualifiziertes) Personal	6
3 (Kosten)Angaben zu neuen Kernkraftwerken	7
3.1 Kostendaten der Anlage	7
3.2 Uranpreise und Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke	12
3.3 Stromgestehungskosten	17
3.4 Sensitivitäten	19
4 Fazit	22
Literaturverzeichnis	24
Anhang	28
A: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk	28
B: Literaturübersicht der Kosten neuer Kernkraftwerke	31

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Energieperspektiven Schweiz 2035, welche von 2003 bis 2007 durchgeführt wurden, wurden u.a. die Kosten für ein neues Kernkraftwerk (KKW) analysiert. Die dortigen Angaben basieren auf einer im Jahr 2005 durchgeführten Recherche und Abstimmung mit der AG Energieperspektiven.

Die wesentlichen von der AG Energieperspektiven beschlossenen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/III+ (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'600 MW sind im Band 5 „Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots“, in den vorhergehenden Arbeitsberichten sowie im Exkurs 11 im Band 4 der Energieperspektiven (www.energieperspektiven.ch) ausführlich zitiert und kommentiert.

Da derzeit relativ wenige neue Kernkraftwerke gebaut werden, bestehen bei fast allen kostenrelevanten Parametern Unsicherheiten. Die Investitions- und Nachrüstungskosten sind in der Literatur mit Bandbreiten behaftet und marktbedingt unsicher; bei den Nachrüstungskosten wird diese Unsicherheit verschärft durch Unklarheiten bezüglich der künftigen Sicherheits- und sonstigen Anforderungen. In den Angaben der Energieperspektiven sind die analysierten Bandbreiten der jeweiligen Parameter genannt. Auch die Urankosten sind volatil. In den letzten 2 Jahren ist der Preis massiv angestiegen. Es ist allerdings anzumerken, dass die Brennstoffkosten nicht nur die reinen Urankosten beinhalten, sondern die Verarbeitung bis zum reaktorfähigen Brennstoff sowie die Entsorgung umfassen.

Aufgrund der schwankenden Uranpreise, des (verzögerten) Baus eines EPR in Finnland, der gestiegenen Stahlpreise und der Engpässe im Kraftwerksbau wurde eine kurzfristige Aufdatierung der Kostendaten eines neuen Kernkraftwerks durch den Auftraggeber gewünscht. Diese sollen die Angaben in der Beantwortung des Postulat Ory (06.3714) vom 14. Dezember 2006 ergänzen. Hierin wird der Bundesrat beauftragt, der Bundesversammlung einen umfassenden Bericht vorzulegen, der über die von den Postulatsverfassern so bezeichneten „Realkosten der Atomenergie“ Auskunft gibt.

1.2 Zielsetzung

Ziel der Kurzstudie ist eine umfassende Analyse der möglichen Kosten eines neuen Kernkraftwerks, die Darstellung ihrer Unsicherheiten bzw. Bandbreiten sowie die Beschreibung künftiger Entwicklungen in den relevanten Märkten auf Basis des aktuellen Wissensstandes.

1.3 Annahmen und Rahmen für die Untersuchung

Die Untersuchung geht von einer kontinuierlichen Entwicklung der Rahmenbedingungen aus. Es werden keine disrupten Änderungen unterstellt. Krisen(szenarien) werden nicht untersucht.

Die wirtschaftliche Berechnung erfolgt nach der Methode der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten. Diese umfassen die der Gesamtwirtschaft entstehenden Kosten in Form einer verstärkten oder verringerten Inanspruchnahme realer Ressourcen (im Wesentlichen Investitionen und Brennstoffeinsätze). Steuern und Subventionen werden nicht berücksichtigt, da sie aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive „nur“ eine Umverteilung bewirken.

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten wird zwischen folgenden Kostenkomponenten unterschieden:

- Betriebskosten (fix und variabel),
- Brennstoffkosten,
- Kapitalkosten.

Als Betriebskosten werden die Personalkosten, die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die Versicherungskosten und die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe berücksichtigt. Die ersten drei Betriebskostenarten können als quasi-fixe Kosten angesehen werden, d.h. sie sind abhängig von der installierten Leistung, nicht aber von der Arbeit bzw. der Auslastung der Anlage. Diese Kosten werden deshalb als spezifische Kosten je kW installierte Leistung definiert. Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile, die von der Stromerzeugung abhängig sind, also in Rp./kWh angegeben werden.

Bei der Behandlung der Brennstoffkosten für Kernkraftwerke werden nicht nur die Bereitstellungskosten, sondern auch die Entsorgungskosten berücksichtigt. Die Brennstoffkosten decken den gesamten Brennstoffzyklus ab.

Die Ermittlung der Kapitalkosten geht von den Investitionskosten aus, die in Abhängigkeit von der installierten Kraftwerksleistung angegeben werden. Die gesamten Kapitalkosten lassen sich unterscheiden in

- spezifische Anlagekosten (CHF/kW_{el}) zum Planungs- bzw. Baubeginn,
- die Finanzierungskosten während der Bauzeit.

Ausgegangen wird vom Zeitpunkt der Planung bzw. des Baubeginns, die beide, vom Inbetriebnahmejahr aus gerechnet, de-

terminiert sind. Während der Bauzeit werden in der Regel Vorauszahlungen geleistet, die Finanzierungskosten verursachen. Hier wird unterstellt, dass die Anlagekosten in jährlich gleichbleibenden Raten vorfinanziert werden. Mit längerer Bauzeit steigen die Finanzierungskosten, die Kapitalkosten beinhalten also auch die Bauzinsen.

Als realer Zinssatz wird den Berechnungen ein Wert von 2.5 Prozent zugrunde gelegt, der von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgeht.

Die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen orientieren sich nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Vielmehr sind für sie die Preise z.B. für Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffe und Strom einschliesslich der jeweiligen Steuern und Subventionen relevant. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive.

Alle Kostenangaben sind real in CHF₂₀₀₇, falls nicht explizit anders angegeben. Falls keine Angaben über den Bezugszeitpunkt der Kostendaten vorlagen, wurde das Jahr der Veröffentlichung des jeweiligen Berichtes verwendet. Durch Veränderungen von Wechselkursen und die oben genannten Unsicherheiten können sich Bandbreiten ergeben.

Die Kostenangaben werden unter folgenden Annahmen für die Rahmenbedingungen ermittelt:

- Typ: Europäischer Druckwasserreaktor (EPR)
- Leistung: 1'600 MW_{el}
- Inbetriebnahme: ca. 2030
- Bauzeit: 5 Jahre
- Infrastruktur²: vorhanden
 (Bau auf bestehenden KKW- Geländen)

Zudem wird unterstellt, dass bereits mehrere EPR in Europa gebaut sein werden, bevor mit dem Bau eines neuen schweizerischen Reaktors begonnen wird. Es handelt sich also nicht um einen „Prototyp“, sondern ein standardisiertes Kraftwerk.

² Land, Anschlüsse Elektrizitätsversorgung usw.

2 Aktuelle Kostenentwicklungen und -treiber

2.1 Rohstoff- bzw. Konstruktionspreise (z.B. Stahl)

In den letzten Jahren sind die Preise für Rohstoffe und für daraus unmittelbar hergestellte Produkte, wie Stahl, tendenziell stark gestiegen. Im Allgemeinen liegen hier als grundsätzliche Treiber

- die stark wachsende Nachfrage, insbesondere durch das Wachstum in den asiatischen Ländern wie China und Indien,
- (geo-)politische Instabilitäten,
- Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen,
- Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren

zugrunde.

Der derzeit schwache Dollarkurs treibt die in USD ausgedrückten Preise zusätzlich in die Höhe. In Euro (bzw. CHF) gemessen, fallen die Preissteigerungen voraussichtlich weniger stark aus.

Eine Entspannung bei den Preisen ist in den nächsten Jahren nicht, oder nur in wenigen Märkten, zu erwarten (Deutsche Industriebank, 2007).

Die Erzeugung von Stahlprodukten stieg in den letzten Jahren erheblich an. Wurden 2001 ca. 800 Mio. t Stahl produziert, so betrug dieser Wert 2006 ca. 1'200 Mio. t (Deutsche Industriebank, 2007). Die Nachfrage lässt sich durch den Ausbau der Infrastruktur insbesondere in den asiatischen Schwellenländern, aber auch durch grosse Verkehrsinfrastruktur- und Logistikprojekte in Europa und in den USA erklären. Hinzu kommt die Sonderkonjunktur in der westeuropäischen Maschinenbau- und Automobilindustrie (Deutsche Industriebank, 2007).

Die Preise für Stahl wurden durch den höheren Erzpreis getrieben. Dieser stieg von 29 USD/t Anfang 2002 bis auf 77 USD/t Ende 2006. Grund für diesen Anstieg waren die hohe Nachfrage, knappe Gewinnungskapazitäten und die oligopolistische Angebotsstruktur im Erzmarkt (Hennes/Handelsblatt, 2006).

Für die nächsten Jahre geht die Deutsche Industriebank (2007) von einem Stahlpreis (Warmbreitband) etwa auf dem derzeitigen Niveau aus.

Die Entwicklung der Stahlpreise hat sich auf die Kosten des Kraftwerksbaus ausgewirkt. So sind die Kosten für ein GuD-Kraftwerk von ca. 500 auf 800-900 EUR/kW gestiegen. Steinkohlekraftwerke kosten derzeit ca. 1'800 EUR/kW statt wie noch vor einigen Jahren

angenommen 1'100 EUR/kW (Prognos, 2008a). Die Kostensteigerung ist zum Teil auf die Kapazitätsengpässe der Kraftwerkhersteller zurückzuführen.

Die hohen Stahlpreise werden sich auch auf die Kosten eines neuen Kernkraftwerkes auswirken, wie sich in Finnland zeigt (Sailer, 2007). Zudem stehen den Herstellern eher geringe Kapazitäten (Fertigung, Ingenieure) zur Verfügung, da durch die geringe Auftragszahl in den letzten 20 Jahren Kapazitäten abgebaut wurden (Sailer, 2007). Zudem erfolgt die Zulieferung mancher Komponenten (Druckgefässe, Dampferzeuger und Verdichter) nur durch eine begrenzte Zahl von Firmen weltweit. Die begrenzten Kapazitäten führen auch hier zu Preiserhöhungen (The Keystone Center, 2008).

2.2 Sicherheitsaspekte

Für die Bewilligungen eines Kernkraftwerks ist die erforderliche Sicherheit zu gewährleisten und für entsprechende Kontrollen zugänglich zu machen. Hierzu werden u.a. Sicherheitsstandards und qualifizierte Kontrollbehörden benötigt.

Die Verzögerungen beim Bau des Kernkraftwerks in Finnland sind u.a. auf Probleme bei der Qualitätssicherung auf der Baustelle sowie auf unterschiedliche Vorstellungen zur sicherheitstechnischen Auslegung (z.B. Rohrleitungsbruch, Flugzeugabsturz) zurückzuführen (Sailer, 2007).

Ein hoher Sicherheitsstandard ist mit hohen spezifischen Investitionskosten verbunden. Dies ist beispielsweise anhand der Kostenzahlen für Kernkraftwerke in Japan ableitbar (IEA, 2005).

Es kann unterstellt werden, dass die Sicherheit eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz auf dem höchst möglichen Stand liegen wird. Eine genaue Abschätzung der Kostenwirkung hätte stark spekulativen Charakter, da in die Investitionskosten nur die derzeit bekannten Sicherheitsmassnahmen eingerechnet werden können. Tendenziell kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten durch einen – gegenüber dem europäischen Durchschnitt – weiter erhöhten Sicherheitsstandard eher im oberen Bereich der derzeit bekannten Kostenbandbreiten liegen.

Schliesslich können, trotz hoher Sicherheitsstandards, schwere Unfälle (Kernschmelze) bei der hier betrachteten Reaktorgeneration III / III+ nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, sondern durch neue Sicherheitssysteme kann nur deren Eintrittswahrscheinlichkeit weiter verringert werden (Sailer, 2007, Streffer et al., 2005).

2.3 (Qualifiziertes) Personal

In diversen Studien wird auf die knappe oder unzureichende Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken hingewiesen. So äussert das Economic Research Council (2008) deutliche Zweifel am Vorhandensein von genügend Kompetenzen, um in näherer Zukunft eine grössere Anzahl von Kernkraftwerken zu bauen. Auch Sailer (2007) und The Keystone Center (2008) stellen die Verfügbarkeit und Qualifikation von Personal beim Bau mehrerer Anlagen in Frage.

Durch die geringe Anzahl von Neubaufträgen haben die betroffenen Branchen in den letzten Jahren Stellen abgebaut, und die Anzahl der Firmen in diesem Bereich hat sich verringert. Auch die Ausbildungskapazitäten für entsprechend qualifiziertes Betriebspersonal haben sich aufgrund schlechter Arbeitsmarktaussichten verringert. Diese Ausbildungskapazitäten müssten wieder aufgebaut und auf den neuesten Stand des Wissens gebracht werden.

Die Aussagen gelten vor allem für den (west)-europäischen sowie den amerikanischen Markt. Wie sich die Situation auf die Schweiz auswirkt, lässt sich kaum abschätzen. Tendenziell ist zu erwarten, dass es langfristig auch in der Schweiz schwieriger wird, genügend qualifiziertes Personal zu finden.

3 (Kosten)Angaben zu neuen Kernkraftwerken

3.1 Kostendaten der Anlage

In den 50er Jahren wurden die ersten Prototypreaktoren realisiert, die sogenannten GEN (eration) I-Typen. Ab Mitte der 60er Jahre kamen die kommerziellen GEN II-Typen auf den Markt, inzwischen sind die fortgeschrittenen Reaktoren der Generation III Standard, die durch technische (nicht grundsätzlich konzeptionelle) Weiterentwicklungen zu Generation III+-Typen werden. Neben einer erhöhten Sicherheit weisen diese Reaktortypen eine verbesserte Brennstoffausnutzung und damit höhere Wirkungsgrade auf.

In Europa wird für neue Kernkraftwerke, als GEN III/III+-Reaktor, auf den deutsch-französischen European Pressurised Water Reactor (EPR) gesetzt. Der EPR ist der Nachfolger des französischen Reaktors N4 und des deutschen Konvoityps (PSI, 2005a). In Finnland wurde mit dem Bau eines EPR im Jahr 2005 begonnen, und in Frankreich wurde der Bau Ende 2007 gestartet. Damit ist der EPR nach Ansicht des PSI (2005a) ein potenzieller Reaktortyp für den Einsatz in der Schweiz nach 2020 - 2025. Bis dahin dürften genügend Erfahrungen mit dem EPR aus Finnland (ab ca. 2012) und auch aus Frankreich vorliegen, so dass dann von einem betriebserfahrenen System ausgegangen werden kann.

Derzeit planen sowohl Axpo und BKW als auch Atel mehrere neue Kernkraftwerke. Die Firmen möchten das Gesuch für die Rahmenbewilligung 2008 oder 2009 einreichen. Für die Grösse der Kraftwerke wird (max.) 1'600 MW_{el} angegeben, was auf einen EPR hindeutet, obwohl dies nicht offiziell von den Firmen geäussert wurde.

Die Baukosten für den ersten EPR in Finnland wurden mit ca. 2'000 EUR/kW_{el} angesetzt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Anlage (durch günstige Finanzierungsbedingungen) subventioniert wird (SPRU & NERA, 2006). In der Zwischenzeit hat sich der Bau des Kraftwerks um ca. 2 Jahre verzögert. Die geschätzten Mehrkosten belaufen sich nach Literaturangaben auf max. 1'000 EUR/kW_{el}. Darin sind die Bauzinsen enthalten. Siehe auch Kasten 1.

Kasten 1: EPR in Finnland und Frankreich

EPR Olkiluoto, Finnland

In 2002 beschloss das finnische Parlament den Neubau eines Reaktors am Standort Olkiluoto. Das Kraftwerk hat eine Leistung von 1'600 MW. Es handelt sich um den europäischen Druckwasser-Reaktor EPR, welcher eine Fortentwicklung auf Basis der französischen und deutschen Druckwasserreaktorkonzepte aus den 1980er Jahren darstellt.

Ende 2003 wurde Areva mit dem Bau beauftragt. Der Kontrakt wurde zu einem Festpreis von 3,2 Milliarden Euro abgeschlossen. Die Siemens AG errichtet den konventionellen Kraftwerksteil. Für die Finanzierung wurde ein spezielles Betreiberkonsortium unter Einschluss vieler Industriesparten des Landes aufgebaut (Sailer, 2007). Zudem wurden günstige Finanzierungsbedingungen abgeschlossen (SPRU & NERA, 2006).

Die Inbetriebnahme wurde Ende 2003 auf Mai 2009 bestimmt. Der Baubeginn erfolgte Mitte 2005. Durch erhebliche Verzögerungen, u.a. durch Verarbeitung schwachen Betons beim Herstellen der Fundamente, Probleme bei der Qualitätssicherung auf der Baustelle und bei der Koordination des Projektes, unterschiedliche Vorstellungen zur sicherheitstechnischen Auslegung zwischen Hersteller, Auftraggeber und Genehmigungsbehörde (z.B. Grad der Auslegung bei Rohrleitungsbruch oder bei Flugzeugabsturz) wurde der Betriebsbeginn auf 2011-2012 verschoben (Sailer, 2007).

Durch die Verzögerung sowie die Verteuerung der Stahlpreise belaufen sich die geschätzten Mehrkosten in der Literatur auf max. 1'000 EUR/kW_{el}.

EPR Flamanville, Frankreich

Am 21. Oktober 2004 hat der Elektrizitätskonzern EDF die Errichtung eines dritten Reaktors am Standort Flamanville bekanntgegeben. Hierbei handelt es sich ebenfalls um einen Europäischen Druckwasserreaktor (EPR). Die Leistung des Kernkraftwerks soll ca. 1'600 MW betragen. Der Baubeginn erfolgte im Dezember 2007, die Inbetriebnahme ist für 2012-2013 geplant. Die Kosten werden auf 3.3 Mrd. Euro beziffert, 10% mehr als für das Kraftwerk in Finnland (Greenpeace, 2007; ECN, 2007; World Nuclear Association, 2008). Erste Probleme (Risse im Betonsockel und schlechte Schweissnähte) beim Bau des Kraftwerks wurden bereits festgestellt. Da die Mängel in einem frühen Stadium entdeckt wurde, geht Areva davon aus, dass sie keinen oder kaum Einfluss auf die gesamte Bauzeit haben werden (Lean & Owen, 2008).

Prognos 2008

Die im Auftrag des BFE erarbeitete Studie vom PSI (2005a) gibt für die Baukosten eines EPR 2'400 CHF₀₅/kW_{el} (bei einem Zinssatz von fünf Prozent) und 2'600 CHF₀₅/kW_{el} (bei einem Zinssatz von acht Prozent) an. Das PSI bezieht sich auf Kostenangaben für Frankreich (Serienproduktion).

Ähnliche Kosten werden in IEA (2005) abgebildet. Die IEA gibt eine weltweite Bandbreite für die Kosten von 1'373 - 2'510 USD₂₀₀₅/kW_{el} (1'850 - 3'385 CHF₂₀₀₅/kW_{el}) an, für die Schweiz werden Investitionskosten von 1'882 USD₂₀₀₅/kW_{el} (2'540 CHF₂₀₀₅/kW_{el}) genannt.³ In der MIT-Studie (2003) „The Future of Nuclear Power“ werden Investitionskosten von 2'000 USD₂₀₀₂/kW_{el} (3'125 CHF₂₀₀₂/kW_{el}) angenommen. Die Studie enthält zudem eine Literaturübersicht verschiedener Quellen, welche Investitions-

³ Diese Kosten werden aufgrund des Vergleichs mit anderen aktuellen Quellen mittlerweile tendenziell als zu niedrig eingeschätzt (ECN, 2007, IEA 2007)

kosten von 1'000 bis max. 2'500 USD/kW_{el} ausweisen (1'550 - 3'900 CHF/kW_{el}). Die MIT-Studie ist jedoch nicht Schweiz-oder Kraftwerktyp-spezifisch ausgelegt, ausserdem spielt der unterstellte Dollarkurs eine Rolle für die Umrechnung der Angaben in CHF. Im Artikel von Kaiser (2005) werden mit 2'900 USD/kW_{el} (für schlüsselfertige Kraftwerke) im Vergleich zu den anderen Literaturangaben die höchsten Investitionskosten genannt. In Preisen von 2005 würde dies 3'600 CHF/kW_{el} entsprechen. Es ist jedoch - wie auch bei einigen anderen Studien - nicht klar, ob die Angaben von Kaiser auch die Kosten für Stilllegung und/oder Nachrüstung beinhalten.

Neuere Studien aus den Jahren 2007 und 2008 zeigen tendenziell Kosten zwischen 3'000 bis 3'500 CHF₂₀₀₇/kW_{el} (Prognos, 2007; Economic Research Council, 2008; CBO, 2008; The Keystone Center, 2008; Konstantin, 2007). Eine Übersicht über die Kosten neuer Kernkraftwerke ist in Anhang B aufgelistet.

Die Axpo und BKW gehen von Kosten in Höhe von 10 bis 12 Mrd. CHF für 2 bis 3 Kernkraftwerke aus (NZZ, 2008). Die Axpo hat die Kosten für neue Kernkraftwerke 2007 gegenüber 2005 revidiert. Abgeleitet aus den Angaben von Axpo (2007) betragen die Investitionskosten über 3'200 CHF₂₀₀₆/kW_{el}.⁴

In der hier vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten (ohne Kosten für Stilllegung und Nachrüstung) zwischen 2'750 und 3'750 CHF₂₀₀₇/kW_{el} liegen. Die Referenz beträgt 3'350 CHF₂₀₀₇/kW_{el}. In der Perspektivarbeiten lag der Referenzwert bei 3'000 CHF₂₀₀₃/kW_{el}.

Für die Stilllegungskosten, also die Kosten für die Demontage und Entsorgung eines Kernkraftwerks, werden ca. 575 CHF₂₀₀₇/kW_{el} angesetzt.⁵ Die Stilllegungskosten für die fünf schweizerischen Kernkraftwerke sowie das zentrale Zwischenlager in Würenlingen belaufen sich nach aktuellen Kostenstudien auf knapp 1.9 Mrd. CHF (Preisbasis 1.1.2001) (Stilllegungsfonds für Kernanlagen, 2005). Das entspricht 590 CHF₂₀₀₁/kW_{el}. Gemäss PSI (2005b) betragen die Stilllegungskosten 2 bis 3 Prozent der Stromerzeugungskosten, was CHF 0.8 - 1.6 CHF/MWh_{el} entspricht. Umgerechnet auf die Investitionen würde das 375 bis 750 CHF₂₀₀₅/kW_{el} bedeuten. In den Energieperspektiven von 1996 wurde mit Stilllegungskosten von 540 CHF₁₉₉₅/kW_{el} gerechnet (Prognos, 1996). Das entspricht auch den Angaben der MIT-Studie aus dem Jahr 2003 (350 USD₂₀₀₂/kW_{el}). In Konstantin (2007) werden für die Stilllegungskosten ca. 210 Euro₂₀₀₅/kW_{el} (337 CHF₂₀₀₅/kW_{el}) angenommen. In IEA (2007) betragen die Kosten ca. 180 bis 275 USD₂₀₀₅/kW_{el} (225-465 CHF₂₀₀₅/kW_{el}).

⁴ Kapitalkosten ca. 2.5 Rp./kWh, bei einem Zinssatz von 5% und Volllaststunden von 7600 bedeutet dies Investitionskosten, ohne Bauzinsen, von ca. 3'250 CHF₂₀₀₆/kW. Für andere Kostenkomponenten wurden auch höhere Werte eingesetzt.

⁵ Die Stilllegungskosten werden in manchen Quellen in den Investitionskosten erfasst, manchmal werden sie separat ausgewiesen oder gar nicht berücksichtigt (unklare Definition der Begriffe).

Die Höhe der fixen Betriebskosten eines schweizerischen Kernkraftwerks werden in der IEA-Studie (2005)⁶ auf 72 CHF₂₀₀₅/kW_{el} pro Jahr geschätzt. Diese Kosten enthalten nicht die Kosten für Nachrüstung, welche weiter unten spezifiziert sind, und nicht die Kosten für Stilllegung. Die weltweite Bandbreite der Betriebskosten liegt zwischen 46 und 108 USD₂₀₀₅/(kW_{el}*a) (62 bis 145 CHF/(kW_{el}*a)). Das PSI unterstellt für die fixen Kosten in Abhängigkeit vom Zinssatz 8 bis 10 CHF/MWh; dies entspricht umgerechnet 61 bis 76 CHF₂₀₀₅/(kW_{el}*a) bei 7'600 h/a. Damit liegen die Kosten in der gleichen Grössenordnung wie die Angaben der IEA. Andere Studien weisen ähnliche oder höhere Kosten aus. So ermittelt das MIT (2003) jährliche Betriebskosten von umgerechnet ca. 120 CHF₂₀₀₂/kW_{el} (63 USD/kW_{el}/a plus 0.047 USDcent/kWh). Auch The Royal Academy of Engineering (RAE, 2004) veranschlagt auf Basis einer Literaturanalyse höhere Betriebskosten als IEA und PSI. Sie liegen bei 41 £₂₀₀₄/(kW_{el}*a) (O&M), das entspricht etwa 93 CHF/(kW_{el}*a). Neuere Studien wie Konstantin (2007), Prognos (2007), The Keystone Center (2008) und The Economic Research Center (2008) gehen jeweils von Betriebskosten über 100 CHF₂₀₀₇/(kW_{el}*a) aus.

Häufig ist unklar, welche Kostenkomponenten in den Angaben enthalten sind und wie diese zusammengesetzt oder abgegrenzt sind. In manchen Angaben sind Stilllegungskosten und/oder Nachrüstkosten enthalten. Konstantin (2007) weist die Betriebskosten nach Komponenten aus. So würden für ein neues Kraftwerk ca. 150 Mitarbeiter benötigt. Areva (2005) weist als einzige Quelle R&D- Kosten in Höhe von 0.6 EUR₂₀₀₁/MWh aus. Verschiedene Quellen (MIT, 2003; Economic Research Council, 2008) gehen zudem von einem realen Anstieg der Betriebskosten von 1 bis 2 Prozent pro Jahr aus.

Für die vorliegende Arbeit werden jährliche Betriebskosten von 100 CHF₂₀₀₇/kW_{el} angesetzt. Kosten für Nachrüstung (ca. 14 CHF₂₀₀₇/kW_{el}) sind hierin nicht enthalten, sie werden als gesonderte Position bei den Investitionskosten ausgewiesen.

Die Nachrüstkosten, die während der 60-jährigen Betriebsdauer anfallen, umfassen Nachrüstungen am nuklearen Teil, laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen und Nachrüstungen am thermischen Teil der Anlage (z.B. Ersatz der Turbine mit einer Lebensdauer von 30 - 40 Jahren). Diese Kosten werden in der Literatur nicht immer erwähnt, sie werden den Betriebskosten zugerechnet oder nicht quantifiziert.

Die Kosten der Nachrüstungen der schweizerischen KKW wurden in der Vergangenheit mit ca. 750 CHF/kW_{el} angesetzt (Prognos, 1996). Aus dem Bericht „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“ des KKL (2005) folgt, dass in Leibstadt in den Betriebsjahren 1984 bis 2004 ca. 300 Mio. CHF zusätzlich investiert wurden, was umgerechnet ca. 250 CHF/kW_{el} bedeutet. In den Angaben der IEA

⁶ Siehe Fussnote 2.

(2005) werden Nachrüstungskosten nicht explizit genannt. Sie können jedoch aus den Stromgestehungskosten abgeleitet werden und betragen bei einer Abschreibung über 60 Jahre 250 CHF/kW_{el}.

In Prognos 2001 („Strom ohne Atom“) wurde für die Nachrüstungskosten auf die Studie „Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ausstiegs der Schweiz aus der Kernenergie“ (Pfaffenberger, 2000) sowie eine Studie des Öko-Instituts und des Wuppertal-Instituts (2000) verwiesen. Bei Pfaffenberger werden für die Verlängerung der Betriebsdauer der beiden Blöcke Gösgen und Leibstadt von 50 auf 60 Jahre zusätzliche Investitionen von 600 Mio. CHF angesetzt, was ca. 300 CHF/kW_{el} entspricht. In der Prognos-Studie (2001) wurden Kosten in Höhe von 500 CHF/kW_{el} für die spezifischen Nachrüstungskosten angesetzt, wobei von einer Verlängerung der Betriebsdauer von 40 auf 50 Jahre bzw. von 50 auf 60 Jahre ausgegangen wurde (Prognos, 2001).

Eine allgemeine Aussage zur Höhe der Nachrüstungskosten ist schwierig zu treffen, da diese stark vom jeweiligen Zustand der einzelnen Kraftwerke abhängen. Für die Modellrechnungen werden für eine grosse „nukleare“ Nachrüstung, für eine „thermische“ Nachrüstung und für laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen jeweils 280 CHF₂₀₀₇/kW_{el} unterstellt, gegenüber 250 CHF₂₀₀₃/kW_{el} in den Perspektivarbeiten.

Kernkraftwerke operieren im Grundlastbereich und laufen im Normalbetrieb das ganze Jahr. Die durchschnittliche Laufzeit aller 5 KKW in der Schweiz für die Zeitspanne 1996 - 2004 betrug knapp über 7'800 Volllaststunden pro Jahr. Leibstadt weist für die Zeitspanne 1985 - 2004 eine Auslastung von über 7'800 Stunden pro Jahr aus, Gösgen für den Zeitraum 1989 - 2004 sogar einen Durchschnitt von über 8'000 Stunden (KKL, 2005; KKG, 2001 - 2004). Die Auslastung neuer Anlagen könnte nach Inbetriebnahme (Anlaufprobleme) und gegen Ende der Lebensdauer (Revisionsbedarf) unter 7'800 h/a liegen. Als durchschnittliche Auslastung über die Lebensdauer werden 7'600 h/a unterstellt. Die Auslastung neuer KKW im Winter- und im Sommerhalbjahr wurde anhand des entsprechenden Winter-/Sommerverhältnisses bestehender Anlagen festgelegt, bei denen es im Mittel 99/75 beträgt. Das heisst, dass im Winter die Anlage im Durchschnitt zu 99 Prozent, im Sommer zu 75 Prozent ausgelastet ist. In Verbindung mit der jahresdurchschnittlichen Auslastung von 7'600 h ergeben sich damit im Winterhalbjahr 4'324 Volllaststunden, im Sommer 3'276 Volllaststunden.

Geht man davon aus, dass die Entscheidung für die Einreichung des (ersten) Gesuchs für den Bau eines neuen Kernkraftwerks nicht vor 2008 fällt, die Planungsdauer (inkl. Bewilligungen) ca. 10 - 15 Jahre und die Bauzeit 5 Jahre beträgt, ist, gemäss BFE (2006), die Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks frühestens für das Jahr 2025 zu erwarten, realistischer für 2030 (siehe auch Anhang A). Deshalb werden hier nur die Kosten für 2020 und 2035 ausgewiesen. Die als Referenz verwendeten Kosten (ausser

Brennstoffkosten) neuer Kernkraftwerke sind in Tabelle 1 mit ihren Bandbreiten zusammengestellt. Die in Kap. 2 dargestellten Entwicklungen wurden in den Kostenangaben berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Bedingungen bis 2020 fortsetzen.

An dieser Stelle soll aber nochmals darauf hingewiesen werden, dass hierzu in der Literatur grosse Bandbreiten zu finden sind. Für eine Sensitivitätsanalyse der Kosten eines Kernkraftwerks wird auf Abschnitt 3.4 verwiesen.

Tabelle 1: Kostenannahmen Kernkraftwerke – Generation III/III+ (1'600 MW_{el}, 7'600 h/a); die untere Zeile weist die Bandbreiten aus

		2020	2035
Investitionskosten (Kraftwerk)	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	3'350 (2'750 -3'750)	3'350 (2'750 -3'750)
Betriebskosten	CHF ₂₀₀₇ /(kW _{el} *a)	100 (70-120)	100 (70-120)
Stilllegung	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	575 (350-1'100)	575 (300-1'100)
Nachrüstungskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	840 (300-1'300)	840 (300-1'300)
Winter-Sommervverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	%	99/75	99/75

Prognos 2008

3.2 Uranpreise und Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke

Für die Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) findet sich in der Literatur (PSI, 2005; IEA, 2005; Axpo, 2005, 2007; Prognos, 2001; MIT, 2003; RAE, 2004; The Keystone Center, 2008; CBO, 2008; IEA, 2007; Konstantin, 2007) eine grosse Bandbreite. Sie reicht von ca. 6 CHF/MWh bis 20 CHF₂₀₀₇/MWh. Zudem wird häufig von über die gesamte Laufzeit konstanten Preisen ausgegangen (Tabelle 2). Mit den Unsicherheiten bei den Kosten für die Entsorgung und den in jüngster Zeit gestiegenen Preisen von Uran stellt sich die Frage, wie die zukünftigen nuklearen Brennstoffkosten für die Schweiz aussehen könnten.

Tabelle 2: Brennstoffkosten der Kernkraftwerke – Literaturübersicht

		Heute	2020	2035	2050
IEA, 2005	CHF/MWh _{el}	6.5	6.5	6.5	6.5
PSI, 2005	CHF/MWh _{el}	15-20	14-16	14-16	14-16
Prognos, 1996 (alle 5 Kernkraftwerke)	CHF/MWh _{el}	17	17	17	17
Prognos, 2001 (Gösgen, Leibstadt)	CHF/MWh _{el}	-	13	13	13
Axpo, 2005	CHF/MWh _{el}	ca. 10	ca. 10	ca. 10	ca. 10-11
Axpo, 2007	CHF/MWh _{el}	ca. 11	-	-	-
MIT, 2003	CHF/MWh _{el}	9	-	-	-
RAE, 2004	CHF/MWh _{el}	10	-	-	-
The Keystone Center, 2008	CHF/MWh _{el}	14-20	-	-	-
CBO, 2008	CHF/MWh _{el}	10	-	-	-
IEA, 2007	CHF/MWh _{el}	8	-	-	-
Konstantin, 2007	CHF/MWh _{el}	9			

Prognos 2006

Die Brennstoffkosten werden von zwei Komponenten dominiert:

1. von den Kosten für die Versorgung (d.h. inkl. Nutzung),
2. von den Kosten für die Entsorgung.

Auf der Versorgungsseite spielen die Uranpreise eine wichtige Rolle. Die Preise von Uran lagen zwischen 1990 und 2003 auf einem niedrigen Niveau und stiegen in jüngster Zeit an. Die niedrigen Preise kamen durch die Verkäufe von hoch angereichertem Uran aus alten nuklearen Waffenprogrammen zu Tiefstpreisen zustande. Auf dem Markt von Uran gab und gibt es kein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot (siehe Neff, 2004, 2006a/b, 2007; Combs, 2004, 2006). Bis ca. 1990 gab es Produktionsüberschüsse, von 1990 bis heute gibt es Produktionsengpässe. Wegen der niedrigen Preise wurden unrentable Minen geschlossen und kaum nach neuen geforscht.

Da die sekundären Vorräte schnell ausgeschöpft werden, sind ab einem gewissen Zeitpunkt (nach 2010) zusätzliche Gewinnungskapazitäten erforderlich. Jedoch werden die Minen erst wieder rentabel, wenn die Uranpreise steigen. Deshalb könnten Engpässe entstehen: Bevor neue Minen für die Gewinnung bereit sind, könnte die Nachfrage das Angebot weit überschritten haben mit entsprechenden Konsequenzen für die Preise (siehe Neff, 2004; 2006a/b, 2007; Combs, 2004, 2006). Nach einigen Jahren sollten in einem funktionierenden Markt die Preise wieder sinken, wenn das Angebot die Nachfrage deckt und die Urangewinnungskosten den Preis bestimmen. Wie hoch der Peak wird und auf welchem Niveau sich der Preis langfristig befinden wird, ist spekulativ. Die

Bandbreite der in der Literatur genannten Preise hat während der beiden letzten Jahre weiter zugenommen, die Angaben liegen zwischen 20 und 250 Dollar pro kg Uran (siehe auch Tabelle 4).

Im Vergleich zum Kenntnisstand vor einigen Jahren wird heute der Gewinnungsengpass mit grösserer Sorge gesehen. Dies hat zu höheren Preisen, sowohl für Langfristverträge als auch auf dem Spotmarkt, geführt. Lag der Preis für Uran Anfang 2006 noch bei ca. 30 USD/lb U_3O_8 (65 USD/kg), so stieg dieser bis Mitte 2007 auf 135 USD/lb U_3O_8 (ca. 300 USD/kg). Derzeit liegt der Preis bei 60 USD/lb U_3O_8 (130 USD/kg).

Diese Situation hat Hedge- und Investmentfonds angelockt. Jedoch bestimmen diese nur einen kleinen Teil des Spot-Marktes (Combs, 2006) - Langfrist-Verträge dominieren ca. 85% des Gesamtmarktes. Die Uranpreise in neuen Langfristverträgen lagen sogar über dem Spot-Price-Market (Combs, 2006), da für die nähere Zukunft Angebotsengpässe erwartet werden. Aus den Angaben von Neff (2007) geht dies nicht hervor, hier liegen die Preise für Langfristverträge unter dem Spotpreis.

Der Gedanke, dass die Nachfrage nach Uran durch niedrigere Abreicherungsgrade im Restprodukt (tail assays) gesenkt werden könne, erwies sich als illusorisch, da die Kapazitäten für die Anreicherung ebenfalls begrenzt sind (Combs, 2006; Neff, 2006b).

Angebotsengpässe und damit volatile Preise dürften bis etwa 2020 die Situation auf dem Uranmarkt bestimmen (Neff, 2006a).

Weiterhin stellt sich die Frage, ob sich auch dauerhafte Engpässe bei den Uranressourcen ergeben könnten, die den Preis langfristig auf hohem Niveau halten. Dies könnte bei nachgewiesenen Reserven (4.7 Mio. t Uran <130 USD/kg), die bei der heutigen Nachfrage ca. 70 Jahre reichen (IAEA, 2006; IEA, 2007b; Energy Watch Group, 2006), für die hier betrachteten Kernkraftwerke eine Rolle spielen. Denn neue KKW werden in der Schweiz wahrscheinlich erst ab 2030 in Betrieb genommen und sind dann bei einer Lebensdauer von 60 Jahren bis 2090 in Betrieb. Für die noch nicht bekannten konventionellen Ressourcen wird eine Reichweite von ca. 200 Jahren erwartet. Fraglich ist, ob es sich aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, diese Ressourcen abzubauen und welche Dynamik die Nachfrage entwickelt. Auch Themen wie die Nutzung von GEN IV-Reaktoren (voraussichtlich erst nach 2035-2040), die eine weitaus bessere Brennstoffeffizienz versprechen, oder die Nutzung von Thorium-Reaktoren spielen eine Rolle bei der zukünftigen Verfügbarkeit und der Preisentwicklung von Uran.

Für die hier vorliegende Arbeit wird ein Preis von 90 USD₂₀₀₇/kg Uran⁷ mit einer leichten Steigerung in den folgenden Jahrzehnten unterstellt. Die Preisspitze wird (gem. Neff, 2004) vor 2020 erreicht

⁷ Entspricht ca. den historischen Mittelwert (vgl. Neff, 2007)

sein. Ab 2030 bewegt sich der Uranpreis wieder in der Höhe der tatsächlichen Gewinnungskosten.

Für die anderen Kostenkomponenten der Versorgung, Konversion, Anreicherung und Fabrikation wurde von den Angaben in Tabelle 3 ausgegangen. Für die Berechnung der Versorgungskosten wurden tendenziell durchschnittliche bis obere Werte angenommen. Diese sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Mit diesen Kostenannahmen werden die Versorgungskosten für das Jahr 2030 berechnet.

Tabelle 3: Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette (ohne Wiederaufbereitung)

	Masse	Spezifische Kosten	Direkte Kosten (USD)
Uran	10.2 kg	90 USD ₂₀₀₇ /kg (30-130)	918
Konversion	10.2 kg	10 USD ₂₀₀₇ /kg (4-12)	102
Anreicherung	6.23 kg SWU	125 USD/kg SWU (80-150)	779
Fabrication	1 kg HM	275 USD/kgIHM (200-350)	275
Summe			2'074

* Vgl. Tabelle 4. Ausserdem spielt der Dollarkurs hier eine relativ grosse Rolle.

Prognos 2008

Daraus folgt bei Annahme eines Abbrandes von 50 MWd/kg HM ⁸ und eines Wirkungsgrads der Kernkraftwerke von 36%:

$$2'074 \text{ USD}_{2007} / 50 \text{ MWd} * 1 \text{ d}/24\text{h} * 1 \text{ kW} / 0.36 = 4.8 \text{ USD}_{2007}/\text{MWh}$$

$$\sim$$

$$5.8 \text{ CHF}_{2007}/\text{MWh}_{\text{el}}$$

Die Preise von Uran spielen nur für die Höhe der Brennstoffpreise eine Rolle. Bezogen auf die gesamten Brennstoffkosten machen die Uranpreise im Allgemeinen weniger als 25% aus, und auf die Brennstoffkosten entfallen ca. 20% der Stromgestehungskosten (PSI, 2005a). Den grössten Kostenblock stellen die Entsorgungskosten dar. Das PSI (2005a) unterstellt höhere Entsorgungskosten für die Schweiz als für andere Länder. Deshalb wird die Abhängigkeit der Brennstoffkosten vom Uran noch weiter sinken als oben erwähnt. Änderungen des Uranpreises haben also einen geringen, jedoch nicht vernachlässigbaren, Einfluss auf die Brennstoffkosten. Da die Entsorgungskosten in der Schweiz wahrscheinlich höher sind als in anderen Ländern, wird bei den Berechnungen der Entsorgungskosten nicht von internationalen Daten ausgegangen, sondern von Angaben aus dem Entsorgungsfonds und von eigenen Schätzungen.

⁸ Hier werden für die EPR auch Angaben von bis zu 60 MWd/kgHM angegeben. Derzeit liegen die Abbrände bei ca. 40-45 MWd/kgHM (Konstantin, 2007).

Die Entsorgungskosten (Transport, Zwischenlagerung, Endlagerung) für die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz belaufen sich gemäss aktuellen Ermittlungen der Kernkraftwerksbetreiber und der für die Entsorgung zuständigen Organisationen auf rund 12.1 Mrd. CHF (Preisbasis 1. Januar 2001) (Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke, 2005). Mit einer Auslastung von ca. 7600 h/a über 50 Jahre (Mühleberg, Beznau I&II) bzw. 60 Jahre (Gösgen, Leibstadt) entspricht das umgerechnet 8.5 CHF₂₀₀₁/MWh. In Prognos (2001) wird davon ausgegangen, dass nach Stilllegung der drei kleinen KKW die Entsorgungskosten zurückgehen. Für neue Anlagen werden die Entsorgungskosten, wegen des höheren Wirkungsgrades und des höheren Abbrandes, auf ca. 8.5 CHF₂₀₀₇/MWh geschätzt.

Insgesamt betragen die Brennstoffkosten (vollständiger Lebenszyklus) bei den unterstellten Annahmen ca. 14.3 CHF₂₀₀₇/MWh.

Tabelle 4: Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette, mit und ohne Wiederaufbereitung

		Geschätzte Kosten (untere Grenze – Kennwert – obere Grenze)					
	Einheit	OECD/NEA (2002)	DOEGEN-IV (2001)	Fetter, Bunn, Holdren (1999)	MIT (2003)	IEA (2005)	KeyStone Center (2008)
Uranerzgewinnung	USD/kg	20-30-40	20-30-80	22	30	20-80	250
Konversion	USD/kg	3-5-7	3-5-8	4-6-8	8	3-8	11
Anreicherung	USD/kg SWU	50-80-110	50-80-120	50-100-150	100	80-120	140
UOX Herstellung	USD kgIHM	200-250-300	200-250-350	150-250-350	275	200-300	300
SF Lagerung und Entsorgung	USD/kgIHM	410-530-650	210-410-640	0-150-300 (mehr als HLW)	400	400-900	400
UOX Wiederaufbereitung	USD/kgIHM	700-800-900	500-800-1'100	500-1'000-1'600	1'000	500-900	-
MOX Wiederaufbereitung	USD/kgIHM	700-800-900	500-800-1'100	-	-	500-900	1'500
HLW Lagerung und Entsorgung	USD/kgIHM	63-72-81	80-200-310	0-150-300 (weniger als SF)	300	80-200	400
MOX Herstellung	USD/kgIHM	900-1'000-1'300	600-1'100-1'750	700-1'500-2'300	1'500	1'000-1'500	1'500

- OECD/NEA, "Accelerator-driven Systems and Fast Reactors in Advanced Nuclear Fuel Cycles", 2002
 - DOE, "Generation 4 Roadmap - Report of the Fuel Cycle Crosscut Group", 2001
 - Fetter, Bunn, Holdren, "The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel", 1999
 - MIT (2003). The Future of Nuclear Power; An interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology. ISBN 0- 615-12420-8
 - IEA (2005). Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency, Paris
- Quellen: MIT (2003), IEA (2004), The KeyStone Center 2008

Für Definitionen der entsprechenden Begriffe und Abkürzungen siehe MIT (2003) und USEC (2006).

3.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten wurden mit einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz ermittelt, d.h., die Abschreibung erfolgt über die technische Lebensdauer (hier 60 Jahre) mit einem realen volkswirtschaftlichen Zinssatz in Höhe von 2.5 Prozent.

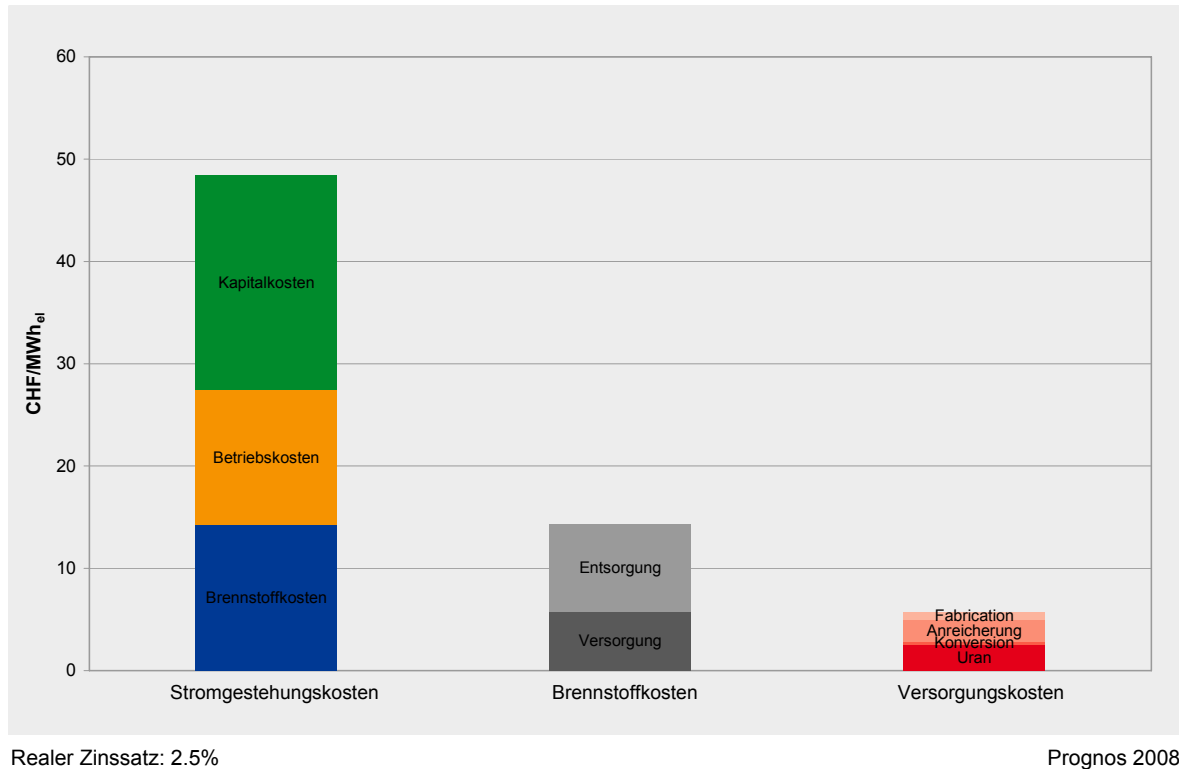
Ausgehend von den Eingangsdaten (Tabellen 1 und 3) betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten, ohne externe Kosten, 48 CHF₂₀₀₇/MWh_{el}.⁹

Abbildung 1 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen. Aufgrund der Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Uranpreise wurde der Anteil „Brenn-

⁹ Im Vergleich zu den Angaben in den Perspektivarbeiten (40 CHF₂₀₀₃/MWh_{el}) sind 40% der Differenz auf die Umrechnung auf die Preisbasis 2007 zurückzuführen.

stoffkosten“ nochmals gesondert nach Einzelbestandteilen aufgeschlüsselt.

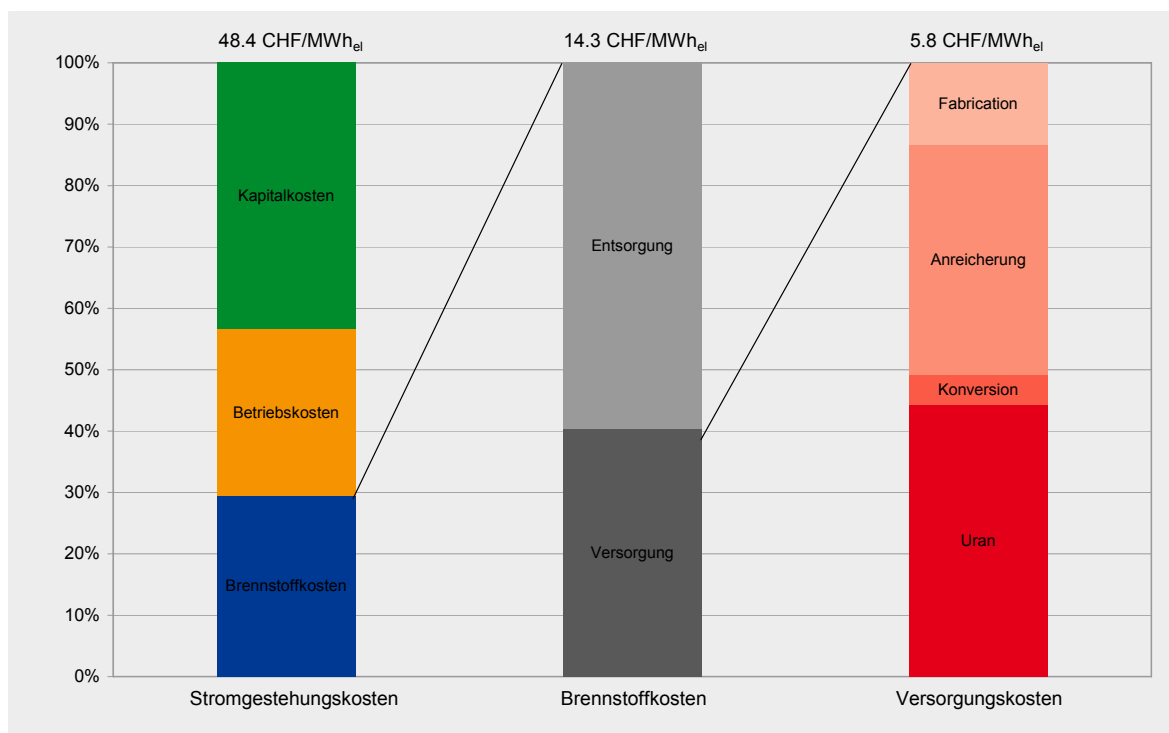
Abbildung 1: **Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken**



Durch den gesamtwirtschaftlichen Ansatz und die damit zusammenhängende Höhe des Zinssatzes sind die Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Studien geringer (z.B. PSI, 2005 und Axpo, 2005 unterstellen in ihren Berichten höhere Zinssätze und niedrigere Abschreibungszeiträume).

Die relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke zeigt Abbildung 2.

Abbildung 2: **Relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken**



Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2008

Die linke Säule der Abbildung 2 illustriert den hohen Anteil der Kapitalkosten (ca. 43 Prozent) an den Stromgestehungskosten. Die gesamten Brennstoffkosten machen einen Anteil von ca. 30 Prozent an den Stromgestehungskosten aus; bei den Brennstoffkosten selbst bilden die Entsorgungskosten den grössten Kostenanteil. Diese sind nicht uranpreisabhängig. An den Versorgungskosten mit Brennstoff selbst beträgt der Uranpreis derzeit lediglich ein gutes Drittel. Hauptsächlich fallen die Arbeitsschritte bis zum transport-, lager- und reaktorfähigen Brennstoff ins Gewicht. So beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten 5 Prozent. Eine Verzehnfachung des Uranpreises würde den resultierenden Strompreis um 47 Prozent ansteigen lassen. Die in jüngster Zeit gestiegenen Preisen von Uran führen somit nicht zu grossen Veränderungen der Stromgestehungskosten gegenüber den Angaben in den Energieperspektiven Schweiz 2035. Zudem wird (gem. Neff, 2004, Combs, 2004) unterstellt, dass die Preisspitze bei Uran vor 2020 erreicht sein wird und der Preis ab 2030 (bei unterstellter Inbetriebnahme des Kernkraftwerks in den Varianten A und B der Energieperspektiven) wieder relativ stabil in Höhe der tatsächlichen Gewinnungskosten liegt.

3.4 Sensitivitäten

Die Höhe der Stromgestehungskosten hängt wesentlich davon ab, welche Annahmen für die einzelnen Parameter und Rahmenbedingungen gesetzt werden. Unter den Parametern gibt es solche, die von heute aus gesehen vergleichsweise sicher sind bzw. deren

Variation die Ergebnisse nicht nachhaltig beeinflussen. Daneben gibt es Parameter und Stellgrössen, die unsicher und umstritten sind und/oder für die Ergebnisse grosse Bedeutung haben.

Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Veränderungen der Rahmenparameter zu überprüfen und somit eine Einschätzung über „starke“ und „schwache“ Parameter zu entwickeln, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Die wesentlichen Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/III+ (Druckwasserreaktor-Technologie, EPR) der Leistung 1'600 MW_{el} sind in der Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk

	Einheit	Referenz	Sensitivität	Analyse Bandbreite
Leistung	MW _{el}	1'600	Nein	-
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	2.5	Ja	-40% bis +220%
Lebens- und Abschreibungsdauer ¹⁾	a	60	Ja	-50% bis + 8%
Volllaststunden	h/a	7'600	Ja	-8% bis +8%
Investitionskosten	CHF/kW _{el}	3'350	Ja	-40% bis +40%
Betriebskosten	CHF/kW _{el} /a	100	Nein	-
Stilllegungskosten	CHF/kW _{el}	575	Ja	-50% bis +50%
Nachrüstungskosten	CHF/kW _{el}	840	Ja	- 50% bis + 50%
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) ²⁾	CHF/MWh _{el}	14.3	Ja	-35% bis +35%

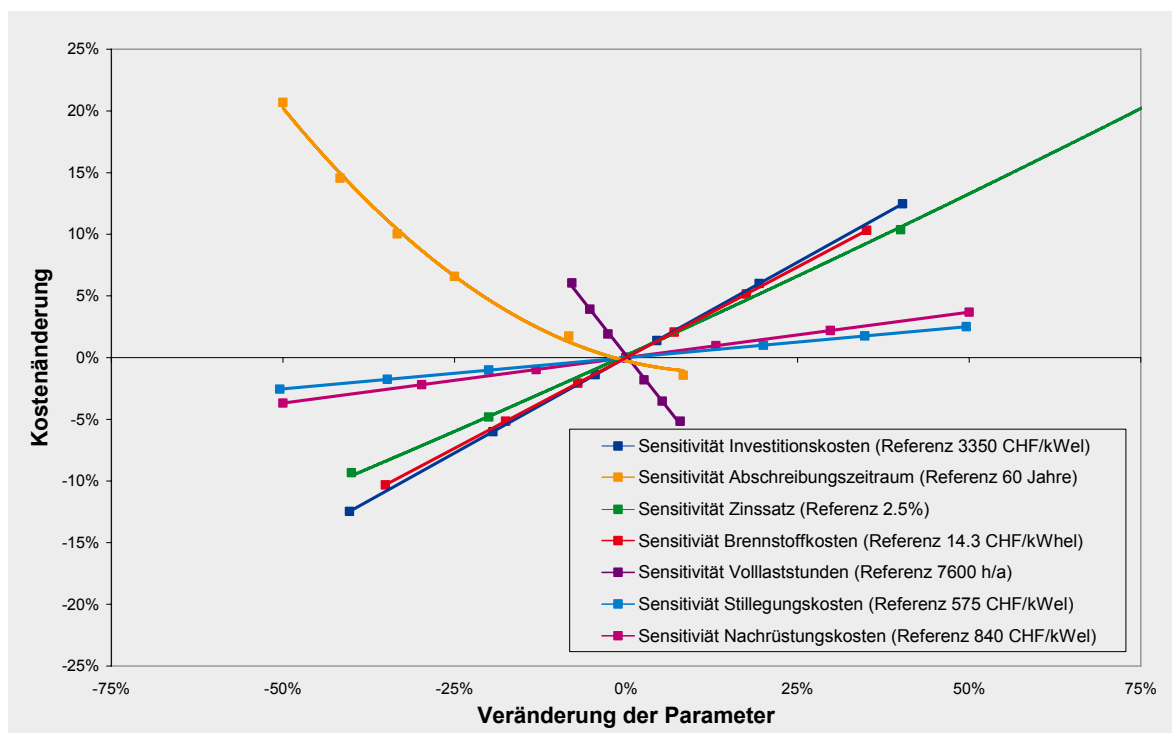
1) Bei der hier verwendeten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Prognos 2008

2) Ohne Wiederaufbereitung

Die Sensitivitätsrechnungen zeigen das folgende Bild (Abbildung 3):

Abbildung 3: **Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten bei einem neuen Kernkraftwerk**



Prognos 2008

Die Stärke des Einflussfaktors ist an der Neigung der jeweiligen Kurve ablesbar. Die stärksten Einflussfaktoren sind der Abschreibungszeitraum, die Volllaststunden sowie die Investitionskosten. Ursache hierfür ist die grosse Bedeutung der Investitionskosten für die Höhe der Stromgestehungskosten. Hohe Auslastungen sowie lange Laufzeiten werden daher vom Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen angestrebt werden. Einen fast ebenso grossen Einfluss wie die Investitionskosten haben der Abschreibungszinssatz sowie die Brennstoffkosten.

Demgegenüber wirken sich die Nachrüstungs- und Stilllegungskosten weit weniger stark aus; der diesbezügliche Unsicherheitskorridor dürfte also für eine Investitionsentscheidung weniger bedeutsam sein.

4 Fazit

Die Kosten neuer Kernkraftwerke in der Schweiz sind von einer Reihe weltwirtschaftlicher und (geo-)politischer Entwicklungen abhängig, auf welche die schweizerische (Energie-)Politik nur wenig oder keinen Einfluss ausüben kann. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz in die weltweite Entwicklung des entsprechenden Kraftwerksmarkts und der KKW-Typen eingebunden sein wird, dass also die schweizerischen Kernkraftwerke keine Prototypen sein werden. Falls sich ein neuer Weltmarkt für Kernkraftwerke entwickelt, wird ein entsprechender Druck auf die Urannachfrage (und die Belastung der entsprechenden Ressourcen), die Kapazitäten für den Kraftwerksbau sowie die Entwicklung von Ausbildungskapazitäten für qualifiziertes Personal entstehen.

Kostentreiber der Rohstoffpreise sowie der Stahlpreise sind die starke Nachfrage, insbesondere bedingt durch das Wachstum in den asiatischen Schwellenländern wie China und Indien, (geo-)politische Instabilitäten, Engpässe bei der Gewinnung und Verarbeitung von Rohstoffen sowie Monopol- und Oligopol-Märkte in verschiedenen Sektoren. Eine Entspannung auf dem Stahlmarkt ist in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Auch die Kapazitätsengpässe der Kraftwerkhersteller und Zulieferbranche lassen sich nicht kurzfristig abbauen.

Auf den Uran- und Anreicherungsmärkten sind ebenfalls Kapazitätsengpässe festzustellen, die voraussichtlich bis ca. 2020 anhalten werden. Langfristig könnte die Knappheit der Uranreserven (und –ressourcen) zu Spannungen auf dem Markt führen. Insgesamt erhöht sie Nervosität und Volatilitäten.

Die Gewährleistung der Sicherheit kann tendenziell zu höheren spezifischen Investitionskosten führen. Zudem dürfte die (internationale) Knappheit oder die unzureichende Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal bei Kernkraftwerksbau und -betrieb ein Problem darstellen und kann auch für die Schweiz (langfristig) eine Rolle spielen.

Angeichts dieser (Preis)Entwicklungen sowie neuer Erkenntnisse aus Wissenschaft und Praxis (z.B. EPR Finnland) wurden die Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken gegenüber den Angaben in den Energieperspektiven Schweiz 2035 nach oben angepasst. Im Endeffekt liegen die entsprechenden Stromgestehungskosten (real, Preisbasis 2007) dadurch um rund 11% höher als in den Perspektiven.

Ausgehend von den hier angenommenen Eingangsdaten betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten, ohne externe Kosten, nunmehr 48 CHF₂₀₀₇/MWh_{el}. Sonstige gesamtwirtschaftliche Kosten, wie Nuklearforschung und Ausgaben der Behörden, sind nicht in den Kosten enthalten.

Aus der Sensitivitätsanalyse können weiter folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Kernkraftwerke benötigen gesicherte lange Laufzeiten und gesicherte hohe Volllaststunden, d.h. eine gesicherte Abnahme der Bandlast, um dauerhaft kostengünstig produzieren zu können. Es ist davon auszugehen, dass der Nachweis dieser langfristig gesicherten Nachfrage eine wesentliche Voraussetzung für stabile Finanzierungskonditionen ist.
- Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten) und der mittleren Einflussstärke auf die Erzeugungskosten stellen diese Unsicherheiten ein Planungsrisiko dar. Dieses Risiko wird wahrscheinlich nur dann eingegangen, wenn ihm die begründete Einschätzung gegenüber steht, dass die durch erhöhte Investitionskosten dauerhaft erhöhten Stromgestehungskosten nicht zu stark verringerter Wettbewerbsfähigkeit am Grundlastmarkt führen (d.h. dass den erhöhten Gestehungskosten angemessene Preise gegenüber stehen).

Die Investitionskosten bzw. Kapitalkosten können durch Verzögerungen und Baukostenüberschreitungen beispielsweise als Folge verschärfter Sicherheitsanforderungen erheblich nach oben getrieben werden. Das zeigen Beispiele in Finnland, Amerika (CBO, 2008; Hultman et al., 2007) sowie Leibstadt (siehe Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG, 1987).

Ein klares Sicherheitskonzept und standardisierte Kraftwerkskomponenten sind Voraussetzungen für die Einhaltung der Bauzeit und somit der Investitionskosten (vgl. The Keystone Center, 2008; IEA, 2007).

- Da in den Brennstoffkosten ein Entsorgungskostenanteil enthalten ist, kann sich eine Erhöhung der Entsorgungskosten geringfügig bis mittelstark auf eine Erhöhung der Stromgestehungskosten auswirken. Der Einfluss des Versorgungsteils (Urankosten) ist nur gering.
- Erhöhte Anforderungen an Stilllegung und Nachrüstung im Verlauf der Lebensdauer wirken sich nur geringfügig auf die Gestehungskosten aus; ein solches Risiko wird eine Investitionsentscheidung vermutlich nicht gravierend beeinflussen.

Literaturverzeichnis

- Axpo (2005). *Medienorientierung «Stromperspektiven 2020»*; 24. Mai 2005. Axpo, Baden.
http://www.axpo.ch/infocenter/stromperspektiven/_pdf/Referate-MK_Karrer-Zepf.pdf
- Axpo (2007). *Stromperspektiven 2020 – neueste Erkenntnisse*.
<http://www.axpo.ch/internet/axpo/de/medien/perspektiven/unterlagen.html>
- BFE (2006). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk*. Volken, T.
 Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese*. Bundesamt für Energie,
 Bern.
- CBO (2008). *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*. Congressional Budget
 Office, Congress of the United States.
- Combs, J. (2004). *Fueling the Future: A New Paradigm Assuring Uranium Supplies in an
 Abnormal Market*. Presentation to "The World Nuclear Association", Annual
 Symposium, London, September 2004.
- Combs, J. (2006). *Fueling the Future: An Update*. Combs, J., Ux Consulting, USA. In:
 WNA Symposium Proceedings: Building the Nuclear Future: Challenges and
 Opportunities, 7.-9.9.2006, London.
- Deutsche Industriebank (2007). *Rohstoffmärkte; IKB Branchenbericht*. Büchner, H-J.,
 Deutsche Industriebank, Düsseldorf.
- ECN (2007). *Fact Finding Kernenergie*. Energy Research Centre of the Netherlands,
 Amsterdam. In Zusammenarbeit mit Nuclear Research and consultancy Group NRG.
 Im Auftrag des Sociaal-Economische Raad, Commissie Toekomstige
 Energievoorziening.
- Economic Research Council (2008). *New Nuclear Build in the UK – The Criteria für
 Delivery*. Hawkins, N., Economic Research Council, London. ISBN 978-0903499-29-3.
- Energy Watch Group (2006). *Uranium Resources and Nuclear Energy*. EWG-Series No
 1/2006, Ottenbrunn/Aachen.
- Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke (2005). *Kurzinformation*.
http://www.entsorgungsfonds.ch/de/kurzinfo_entsorgung.html
- EWI/EEFA (2005). *Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von
 Kernkraftwerken in Deutschland*. Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der
 Universität zu Köln (EWI) und der Energy Environment Forecast Analysis GmbH, Berlin
 (EEFA). Im Auftrag des Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI).
- Greenpeace (2007). *The economics of nuclear power*. Greenpeace International,
 Amsterdam. www.greenpeace.org/energyrevolution
- Hennes, M. (2006a). *Teures Eisenerz treibt Stahlpreis*. In: Handelsblatt Nr. 95 vom
 Mittwoch, dem 17.05.2006.

- Hultman, N.E. et al. (2007). *What History Can Teach Us about the Future Costs of U.S. Nuclear Power; Past experience suggests that high-cost surprises should be included in the planning process*. Hultman, N.E., Koomey, J.G., Kammen, D.M. In: Environmental Science & Technology, 1.4.2007.
- IAEA (2006). *Uranium Resources: Plenty to Sustain Growth of Nuclear Power*. Echaverri, L., Sokolov, Y., International Atomic Energy Agency, France.
- IEA (2004). *World Energy Investments Outlook 2003*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-01906-5.
- IEA (2005). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2007a). *Nuclear Power*. IEA Energy Technology Essentials, International Energy Agency, Paris.
- IEA (2007b). *World Energy Outlook 2006*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-10989-7-2006.
- Kaiser, T (2005). *Gas-Kombikraftwerke im Schweizer Strom-Mix; Zukünftige Alternative und Ergänzung*. In: GWA 9/2005, Gas Wasser Abwasser, S. 703-709.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2001). *28. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2000*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2002). *29. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2001*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2003). *30. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2002*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2004). *31. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2003*.
- KKL (2005). *Portrait – Fakten – Zahlen zu „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“*. Medienkonferenz 20 Jahre KKL, 10. Januar 2005.
- Konstantin, P. (2007). *Praxisbuch Energiewirtschaft; Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer, Berlin, Heidelberg. ISBN-10 3-540-35377-1.
- Lean, G. & Owen, J. (2008). *Defects found in nuclear reactor the French want to build in Britain*. The Independent, 13 April 2008.
- MIT (2003). *The Future of Nuclear Power; An interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology. ISBN 0-615-12420-8. <http://web.mit.edu/nuclearpower/>
- Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG (1987). *Entwicklungen der Elektrizitätsgestehungskosten in grosstechnischen Kraftwerken*. Motor-Columbus Ingenieurunternehmen AG, Baden. Koreferat der Prognos AG, Basel. Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 4, Bern.

- Neff, T.L. (2004). *Insights into the future: Uranium prices and price formation 1947 – 2004*. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for International Studies. Presentation to “The World Nuclear Association”, September 2004. <http://www.hornbybay.com/WNA-2004-09-Neff.pdf>
- Neff, T.L. (2006a). *Dynamic Relationships Between Uranium and SWU Prices: A New Equilibrium*. MIT’s Center for International Studies, USA. In: WNA Symposium Proceedings: Building the Nuclear Future: Challenges and Opportunities, 7.-9.9.2006, London.
- Neff, T.L. (2006b). *Uranium and Enrichment – Fuel for the Nuclear Renaissance*. MIT’s Center for International Studies, USA. In: Nuclear Energy Review 2006.
- Neff, T.L. (2007). *Uranium and Enrichment: Boom or Bubble*. BMO Capital Markets, 2nd Annual European Investor Roadshow, October 15-18, 2007, Switzerland.
- NZZ (2008). *Zweites Kernkraftwerk bei Gösigen geplant; favorisiert Däniken als Standort für ein neues KKW*. NZZ Online, 13.3.2008, Zürich.
- OECD (2006). *Uranium 2005 – Resources, Production and Demand; Summary*. ISBN 92-64-024263.
- Parker, L. & Holt, M. (2007). *Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors*. CRS Report for Congress.
- Prognos AG (1996). *Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes für die Szenarien I–III 1990-2030*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern.
- Prognos AG (2001). *Szenarien zu den Initiativen “Strom ohne Atom” sowie “Moratorium plus”*. Eckerle, K., Haker, K. & Hofer, P., Prognos AG, Basel. Zu Handen des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2007a). *Energieperspektiven Schweiz 2035, Band 4, Exkurs 10: Sensitivitätsanalyse der Kosten der zentralen Stromproduktionsanlagen*. Rits, V. & Kirchner, A., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2007b). *Energieperspektiven Schweiz 2035, Band 5: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots*. Rits, V. & Kirchner, A., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2008a). *Angaben zu Investitionskosten von GuD- und Kohlekraftwerken*. Prognos, Basel/Berlin (intern).
- Prognos AG (2008b). *Prognos World Report 2008; Auszug Wechselkurse*. Prognos AG, Basel.
- PSI (2005a). *Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen*. Hirschberg, S. et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- PSI (2005b). *Daten zu Kleinwasserkraft (<300 kWel), Geothermie und neuen Nuklearen*. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Internes Dokument für das Bundesamt für Energie, Bern.

- Sailer, M. (2007). *Renaissance der Kernenergie?* Sailer, M., Öko-Institut-Darmstadt. In: Tagesband der SES-Tagung „Mythos Stromlücke – die Stromzukunft der Schweiz“, Zürich, 31.8.2007.
- Schneider, M. with Froggatt, A. (2007). *The World Nuclear Industry Status Report 2007*. Comissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament.
- Science & Technology Policy Research (SPRU, University of Sussex) and NERA Economic Consulting (2006). *The Role of Nuclear Power in a low carbon economy; Paper 4: The economics of nuclear power*. Im Auftrag der Sustainable Development Commission.
- Stilllegungsfonds für Kernanlagen (2005). *Zielwerte und Stand der Äufnung*. http://www.entsorgungsfonds.ch/de/stand_stilllegung.html
- Streffer, C.; Gethmann, C.F.; Heinloth, K.; Rumpff, K. und Witt, A. (2005). *Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung*. Walter de Gruyter, Berlin/New York, ISBN 978-3-11-018431-0.
- The Keystone Center (2007). *Nuclear Joint-Fact-Finding*. Morris, C. et al., The Keystone Center, Keystone.
- The Royal Academy of Engineering (2004). *The Cost of Generating Electricity*. A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering, London. ISBN 1-903496-11-X. http://www.eusustel.be/secure/documents/cost/cost_generation_report.pdf
- USEC (2006). *The Nuclear Fuel Cycle*. United States Enrichment Corporation. http://www.usec.com/v2001_02/HTML/Aboutusec_swu.asp
- World Nuclear Association (2008). *The Economics of Nuclear Power*. <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>

Anhang

A: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk

Das Bewilligungsverfahren umfasst nach dem neuen Kernenergiegesetz (KEG) auf Bundesebene die folgenden drei Schritte:

- Rahmenbewilligung
- Baubewilligung
- Betriebsbewilligung

Bei der Rahmenbewilligung muss der Gesuchsteller unter anderem nachweisen, dass er die radioaktiven Abfälle entsorgt. Die Erteilung der Rahmenbewilligung durch den Bundesrat ist von der Bundesversammlung zu genehmigen. Gegen diese Bewilligung kann ein Referendum ergriffen werden, womit die Stimmberechtigten für die Genehmigung der Rahmenbewilligung das letzte Wort haben (BFE, 2007).

Bei der durch das UVEK zu erteilenden Baubewilligung werden alle anderen Bewilligungen zusammengefasst. Die Betroffenen und der Standortkanton können gegen die Baubewilligung bis vor das Bundesgericht Beschwerde erheben. Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 5 Jahre. Nach dem Bau des Kernkraftwerks erfolgt das Betriebsbewilligungsverfahren. Auch hier können nach Kernenergiegesetz die Betroffenen und der Standortkanton bis vor das Bundesgericht Beschwerde erheben (BFE, 2007).

Das BFE (2006) hat drei Varianten für die Bewilligungs- und Bauzeit eines Kernkraftwerks analysiert. Im Referenzfall wird hier unterstellt, dass sich die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit auf ca. 20 Jahre beläuft, so dass, wird das Gesuch der Rahmenbewilligung in 2010 gestellt, das Kernkraftwerk voraussichtlich im Jahr 2030 ans Netz gehen kann. Diese Ausgangslage wurde den Perspektivarbeiten zugrunde gelegt (siehe auch Abb. 4).

Die drei Varianten charakterisieren sich wie folgt:

- **Variante 1: Gesamtzeit bis 15 Jahre**
 - Mit der Planung eines neuen Kernkraftwerks wird sofort begonnen.
 - In dieser Variante wird unterstellt, dass im Rahmenbewilligungsverfahren kein Referendum ergriffen wird.
 - Rahmenbewilligungs- und Beschwerdenverfahren verlaufen optimal.

- Es wird mit einer Bauzeit von 5 Jahren (60 Monate) gerechnet.

Die Variante zeigt mit einer Bewilligungs- und Bauzeit von 15 Jahren den schnellstmöglichen Zeitrahmen.

▪ **Variante 2: Gesamtzeit bis 20 Jahre**

- Verläuft analog wie die Variante 1;
- Projektanfang (Rahmenbewilligungsgesuch) erfolgt nicht sofort.
- Im Rahmenbewilligungsverfahren wird ein Referendum ergriffen.
- Diverse Beschwerden führen zu einem längeren Beschwerdeverfahren als in der Variante 1.

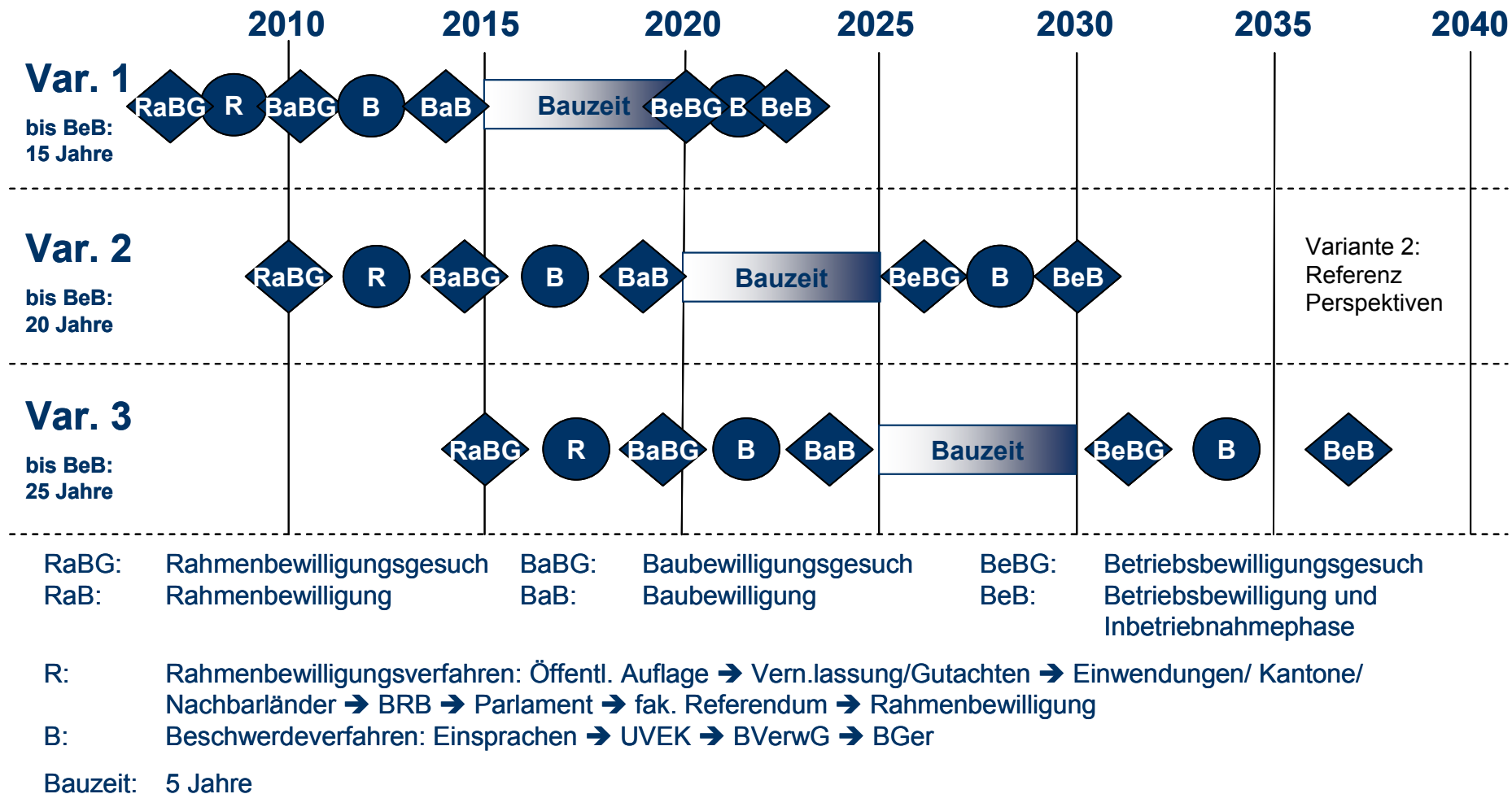
Diese Variante wurde in den Perspektiven zugrunde gelegt.

▪ **Variante 3: Gesamtzeit bis 25 Jahre**

- Verläuft analog wie die Variante 2;
- Das Rahmenbewilligungsgesuch verschiebt sich nochmals um einige Jahre.
- Bis zum Baubeginn unterscheidet sich Variante 3 nicht von Variante 2.
- Das Beschwerdeverfahren nach dem Bau des Kernkraftwerks verzögert das Erteilen der Betriebsbewilligung. Dies wäre durch einen Stimmungsumschwung in der Bevölkerung möglich.

Die gesamte Bewilligungs- und Bauzeit würde sich hierdurch bis auf 25 Jahre erhöhen.

Abbildung 4: Bewilligung- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk nach Varianten



Quelle: BFE, 2006

B: Literaturübersicht der Kosten neuer Kernkraftwerke

Tabelle 6: Kosten neuer Kernkraftwerke gemäss verschiedener Quellen, in CHF 2007

	Einheit	MIT, 2003	Royal Academy of Engineering, 2004	NEA, 2005 (tief)	NEA, 2005 (hoch)	DTI, 2006	EDF, 2006	IEA, 2006	Prognos, 2007	Economic Research Council, 2008	CBO, 2008	The Keystone Center, 2008 (tief)	The Keystone Center, 2008 (hoch)	Parker & Holt, 2008	IEA, 2007	Avera, 2005	Konstantin, 2007
Land		USA	UK			USA	FR		GE	UK	USA	USA	USA	USA		FR	
Typ Reaktor		PWR oder BWR	PWR, BWR oder Candu	PWR, BWR oder Candu	PWR, BWR oder Candu	PWR oder BWR	EPR		(EPR)	NNB						EPR	EPR
Referenzjahr		2002	2004	2005	2005	2006	2006	2006	2005	2007	2006	2007	2007	2004	2005	2001	2005
Leistung	MW _{el}	1'000	1'000			1'100 - 1'600	1'590			1'250						1'590	1'528
Investitionskosten (Modul, ohne Bauzinsen)	CHF/kW	3'678	2'884	1'502	3'004	2'902	3'323 *	2'546 - 3'186	2'875	2'893	2'982	3'531	3'531	2'519	2'590 - 3'240	2'182	3'373
Betriebskosten	CHF/kW/a	115	109			130		83	164	121	75	124	148	86	84	103	115
Kapazitätsfaktor		85	90			80-85	>90	85	87	88	80-90	90	75	90	85	90	90

* inkl. Bauzinsen

Prognos 2008