



International
Nuclear Risk
Assessment Group

Abschätzung notwendiger Investitionen für einen Langzeitbetrieb der schweizerischen Kernkraftwerke

Juli 2023

Friederike Frieß, Manfred Mertins,
Stephen Thomas, Nikolaus Müllner

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
Summary	4
1 Einleitung	6
2 Hintergrund	8
2.1 Internationale Genehmigungspraxis	8
2.2 Bestimmung von <i>Stand von Wissenschaft & Technik</i>	10
2.3 Bestimmung von <i>Stand der Nachrüsttechnik</i>	12
2.4 Alterung und Veralten	12
3 Erfahrungen mit dem Langzeitbetrieb anderer Länder	15
3.1 Frankreich	15
3.2 USA	19
3.3 Deutschland	26
4 Der Langzeitbetrieb in der Schweiz	28
4.1 Bereits getätigte Investitionen	28
4.1.1 Maßnahmen im Kernkraftwerk Gösgen	29
4.1.2 Maßnahmen im Kernkraftwerk Leibstadt	31
4.2 Nachrüstung nach Stand der Nachrüsttechnik	33
4.3 Nachrüstung nach Stand von Wissenschaft und Technik	34
4.4 Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus	35
5 Fazit	37
Literaturverzeichnis	40
A Abkürzungsverzeichnis	46
B Liste französischer Kernkraftwerke	47
C Subventionen für Kernkraftwerke in den USA	48
D Reaktorstillegungen in den USA	50

Zusammenfassung

Die beiden schweizerischen Kernkraftwerke Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) sind 1979 bzw. 1984 in Betrieb genommen worden. Das KKW Gösgen befindet sich damit bereits über 40 Jahre in Betrieb. Im KKW Leibstadt wird der Langzeitbetrieb über diesen Zeitpunkt hinaus bald beginnen. Es gibt Stimmen in der Schweiz, die eine Betriebsdauer der Kernkraftwerke von bis zu 80 Jahren für sinnvoll halten. Diese Studie beschäftigt sich mit der Frage, welche Investitionen für einen solchen Langzeitbetrieb notwendig wären und inwieweit man diese bereits abschätzen kann.

In der Schweiz herrscht die Verpflichtung zur Nachrüstung auf den Stand der Nachrüsttechnik. Dies bedeutet, dass zumindest Nachrüstungen, die bereits in anderen westlichen Ländern in KKW gleiches Typs durchgeführt wurden, umzusetzen sind. Ein Blick auf die Erfahrungen, die in den USA, Frankreich und Deutschland mit der Verlängerung der Betriebsdauer über 40 Jahre hinaus gemacht wurden, erlaubt daher Rückschlüsse auf nötige Investitionen für die schweizerischen Anlagen.

In den USA genügt es für eine Laufzeitverlängerung in der Regel, wenn die Kernkraftwerke die Sicherheitsanforderungen, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme galten, erfüllen. Nur in Ausnahmefällen werden zusätzlich zu den Maßnahmen, die zur Erhaltung der Verfügbarkeit notwendig sind, auch sicherheitstechnische Nachrüstungen von der Aufsichtsbehörde verlangt. Wichtige Komponenten (z. B. Turbine, Kondensator, Generator und Transformator) haben im Mittel eine Lebensdauer von 60 Jahren oder weniger und müssen getauscht werden, um die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke zu erhalten.

In Frankreich wurde 2015 ein großangelegtes Programm zur Lebensdauererlängerung der Reaktoren beschlossen (Grand Carénage). Es umfasst u.a. Nachrüstungen zur Beherrschung von Kernschmelzphänomenen (z.B. Core-Catcher) und die Implementierung von sog. Hardened Safety Cores zum Schutz gegen auslegungsüberschreitende externe Ereignisse. Die Nachrüstungen sollen die Kernkraftwerke möglichst nah an den Stand von Wissenschaft und Technik führen. Je nach Annahme wird von etwa EUR 1-2 Mrd. pro Reaktor ausgegangen, wobei aufwendige sicherheitstechnische Systeme wie etwa ein Core-Catcher noch nie nachgerüstet wurden und die echten Kosten somit noch unbekannt sind.

Das deutsche Bundesumweltministerium (BMU) hat 2010, also vor dem Reaktorunfall in Fukushima, eine sogenannte „Nachrüstliste“ für die deutschen Kernkraftwerke veröffentlicht, die in etwa dem Stand der Nachrüsttechnik entsprach und etwa EUR 1 Mrd. pro Reaktorblock gekostet hätte. Für eine Verlängerung der Betriebsdauer auf 60 Jahre und Nachrüstungen, die u.a. auch bauliche Maßnahmen gegen Flugzeugabstürze mit eingeschlossen hätten, wurden je nach Reaktor zwischen EUR 1,6 und EUR 2,8 Mrd. angesetzt.

Aus dem Vergleich mit den drei Ländern lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Kostenschätzungen für Investitionen in Kernkraftwerke sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die oben genannten Beträge zeigen, dass die notwendigen Investitionskosten stark standortabhängig sind. Dabei spielen sowohl der Zustand des Kernkraftwerkes als auch die von den jeweiligen Behörden vorgeschriebenen Standards eine Rolle. Einige der geplanten Nachrüstungen sind noch nie durchgeführt worden. Ihre technische Machbarkeit und ihre Kosten sind somit noch mit großen Unsicherheiten behaftet.

Kein Land hat seine Kernkraftwerke bis jetzt auf den Stand von Wissenschaft und Technik modernisiert. Der europäische Druckwasserreaktor EPR kann als Referenzan-

lage für den Stand von Wissenschaft und Technik bei Kernkraftwerken gesehen werden. Die Nachrüstung der französischen Kernkraftwerke orientiert sich explizit am EPR. Entscheidende, kostspielige und technisch herausfordernde Nachrüstungen wie der Einbau eines Core-Catchers oder eines ähnlichen Systems zur Beherrschung von Kernschmelzphänomenen sind allerdings noch nicht umgesetzt worden. Dabei hat Frankreich den Vorteil, dass die Reaktorflotte stark standardisiert ist. Die Kosten für die Entwicklung der Nachrüstungen können somit über viele Kernkraftwerke verteilt werden. Das ist in der Schweiz nicht der Fall, die Nachrüstungen müssen standortspezifisch entwickelt werden. Zudem konnten elementare Schwachstellen veralteter Sicherheitskonzepte bis jetzt nicht durch Nachrüstungen völlig beseitigt werden. Es bleibt offen, ob Frankreich seinem Anspruch, auf Stand von Wissenschaft und Technik nachzurüsten, gerecht werden wird.

Der Stand von Wissenschaft & Technik entwickelt sich beständig weiter. Das Gleiche gilt für den Stand der Nachrüsttechnik. Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke steigen, wenn unvorhergesehene Schwachstellen auftauchen oder klar wird, dass Risiken falsch bewertet wurden. Neue Bedrohungsszenarien kommen hinzu. Die Gefahr, die durch Kernkraftwerke in Krisengebieten ausgeht, ist vor allem durch die Kampfhandlungen um das Kraftwerk Saporischschja ins Bewusstsein gerückt. Es stellt sich die Frage, inwieweit potenzielle Kampfhandlungen in die Sicherheitsbetrachtung miteinbezogen werden müssen und ggf. spezifische Nachrüstungen erfordern. Länder wie Frankreich planen, durch Nachrüstungen selbst bei bestehenden Anlagen das Sicherheitsniveau zu erreichen, das dem Stand von Wissenschaft und Technik entspricht. Sollte dieser Plan umgesetzt werden können, entwickelt sich dadurch natürlich auch der Stand der Nachrüsttechnik weiter, der in der Schweiz der Maßstab für behördlich geforderte Nachrüstungen ist.

Es ist derzeit nicht möglich, abzuschätzen, welche Investitionen für einen Langzeitbetrieb der schweizerischen Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus notwendig wären. Um den Investitionsbedarf zu bestimmen, muss klar sein, welche Modernisierungs- und Nachrüstungsmaßnahmen gefordert sind. Die Aufsichtsbehörde gibt vor, welche Anforderungen für einen Langzeitbetrieb erfüllt werden müssen. Der in der Schweiz geforderte Stand der Nachrüsttechnik entwickelt sich weiter. Mit den gegenwärtig international laufenden Modernisierungsprogrammen ist nicht auszuschließen, dass auch extrem teure Nachrüstungen wie z.B. der Core-Catcher in Zukunft dem Stand der Nachrüsttechnik entsprechen. Gleichzeitig hängen notwendige Investitionen vom (Alterungs-)zustand einzelner Komponenten ab.

Die Entscheidung über einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus kann erst bei zugehörigen periodischen Sicherheitsüberprüfung getroffen werden, nicht deutlich früher. Komponenten, die eine hohe Bedeutung für den bestimmungsgemäßen Betrieb der Kraftwerke besitzen, sind in KKL und KKG teilweise bereits ersetzt worden. Ob diese bei einem Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus ein weiteres Mal ersetzt werden müssen, lässt sich nur unter Berücksichtigung des Zustandes kurz vor Ende der bis jetzt geplanten Betriebsdauer beurteilen. Erschwerend kommt hinzu, dass nicht alle Komponenten für eine Überprüfung zugänglich sind. Gerade bei sicherheitsrelevanten Komponenten muss sichergestellt sein, dass sie ihre Funktion, ggf. durch Instandhaltungs- oder Modernisierungsmaßnahmen, für den folgenden Betriebszeitraum zuverlässig erfüllen können. Dies kann nicht Jahrzehnte im Voraus beurteilt werden. Andere, womöglich günstigere nicht-nukleare Optionen sollten erst verworfen werden, wenn Kosten und Nutzen des Langzeitbetriebes über 60 Jahre klar abgeschätzt werden

können.

Summary

The two Swiss nuclear power plants Gösgen (KKG) and Leibstadt (KKL) were commissioned in 1979 and 1984 respectively. The Gösgen NPP has thus already been in operation for more than 40 years. At the Leibstadt NPP, long-term operation beyond this point will soon begin. There are voices in Switzerland that consider an operating life of the nuclear power plants of up to 80 years to be reasonable. This study deals with the question of what investments would be necessary for such long-term operation and to what extent these can already be estimated.

In Switzerland, there is an obligation to retrofit to the state of the art. This is similar to the retrofits performed in NPPs of the same type in other Western countries. Experience in the USA, France and Germany with the (planned) extension of the operating life beyond 40 years has been as follows:

In the USA, it is generally sufficient to allow a lifetime extension for the nuclear power plants to still meet the safety requirements that applied at the time of commissioning. Only in exceptional cases are safety upgrades required by the regulatory authority in addition to the measures necessary to maintain availability. Major components (e.g., turbine, condenser, generator and transformer) have an average life of 60 years or less and must be replaced to maintain nuclear plant availability.

In France, a large-scale reactor life extension program was adopted in 2015 (Grand Carénage) and the requirement is that the plant should be upgraded to the state of the art for retrofitting. Among other things, it includes retrofits to control core meltdown phenomena (core catcher) and the implementation of so-called hardened safety cores to protect against beyond-design-basis external events. Depending on the assumptions, a cost estimate of about EUR 1-2 billion per reactor can be assumed, although costly retrofits such as the core-catcher have not yet been carried out anywhere and the actual costs are therefore still unknown.

In 2010, prior to the Fukushima disaster, the German Federal Ministry for the Environment (BMU) published a so-called "retrofit list" for the German nuclear power plants, which roughly corresponded to the state of retrofit technology then and would have cost about EUR 1 billion per reactor unit. For an extension of the operating life to 60 years and retrofits, which would also have included structural measures against aircraft crashes, between EUR 1.6 and EUR 2.8 billion were estimated, depending on the reactor.

The following conclusions can be drawn from the comparison with the three countries:

Cost estimates for investments in nuclear power plants are subject to large uncertainties. The above amounts show that the necessary investment costs are highly location-dependent. Both the condition of the nuclear power plant and the standards prescribed by the respective authorities play a role. Some of the planned retrofits have never been carried out. Their technical feasibility and costs are thus still subject to major uncertainties.

No country has yet modernized its nuclear power plants to the state of the art in science and technology. The European pressurized water reactor, EPR, can be seen as a reference plant for the state of the art in science and technology for nuclear power plants. The retrofit of the French nuclear power plants is explicitly oriented to the EPR. However, crucial, costly and technically challenging retrofits such as the installation of a core catcher or similar elements to control core melt phenomena have not yet been implemented. France has

the advantage of a highly standardised fleet of reactors, so the cost of developing the retrofits can be spread over a large number of reactors, whereas for Switzerland, the retrofits would have to be designed specifically for each reactor. In addition, elementary weaknesses of outdated safety concepts have not yet been completely eliminated by retrofitting. It remains to be seen whether France will live up to its claim of retrofitting to the state of the art in science and technology.

The state of science & technology is constantly evolving. The same applies to the state of the art in retrofit technology. Safety requirements for nuclear power plants increase when unforeseen vulnerabilities emerge or it becomes clear that risks have been incorrectly assessed. New threat scenarios are added. The danger posed by nuclear power plants in crisis areas has been brought to the attention of the public primarily by the fighting around the Zaporizhzhya power plant. The question arises to what extent potential combat action must be included in the safety consideration and may require specific retrofits. Countries such as France are planning to achieve the safety level corresponding to the state of the art in science and technology by retrofitting even existing plants. If this plan can be implemented, this will naturally also further develop the state of retrofit technology, which in Switzerland is the benchmark for retrofits required by the authorities.

It is currently not possible to estimate what investments would be required for long-term operation of the Swiss nuclear power plants Gösgen and Leibstadt beyond 60 years. In order to determine the investment requirements, it must be clear which modernization and retrofitting measures are required. The regulatory authority specifies which requirements must be met for long-term operation. The level of retrofit technology required in Switzerland continues to evolve. With the modernization programs currently underway internationally, it cannot be ruled out that even extremely expensive retrofits such as the core catcher will meet the state of retrofit technology in the future. At the same time, necessary investments depend on the (aging) condition of individual components.

The decision on long-term operation beyond 60 years can only be made at the associated periodic safety review, not significantly earlier. Components that are of high importance for the intended operation of the power plants have already been partially replaced in KKL and KKG. Whether these will have to be replaced again in the case of long-term operation beyond 60 years can only be assessed by taking into account the condition shortly before the end of the operating period planned up to now. Another complicating factor is that not all components are accessible for inspection. Particularly in the case of safety-relevant components, it must be clear that they can reliably fulfill their function for the following operating period, if necessary by means of maintenance or modernization measures. This cannot be assessed several decades in advance. Other, possibly more favorable non-nuclear options should not be discarded until the costs and benefits of extended long-term operation can be clearly assessed.

Kapitel 1

Einleitung

Kernkraftwerke (KKW) waren in der Regel auf eine Betriebsdauer von 40 Jahren ausgelegt (IAEA, 2020). In älteren Publikationen spricht die Internationale Atomenergie Organisation (International Atomic Energy Agency, IAEA) sogar nur von einer geplanten Betriebsdauer von 30 bis 40 Jahren (IAEA, 2002). Dieser Wert beruht zum Teil auf der erwarteten Lebensdauer der Hauptkomponenten, insbesondere derjenigen, die nur schwer oder gar nicht ersetzt werden können, wie z. B. der Reaktordruckbehälter. Es gab kaum Erfahrungen mit der Haltbarkeit von Materialien beim Einsatz unter hohen Strahlungsbelastung. Hinzu kamen wirtschaftliche Überlegungen: über welchen Zeitraum würde die Anlage abgeschrieben werden? Ab wann stünden billigere und bessere Komponenten zur Verfügung?

Das Versprechen billigerer, besserer Kernkraftwerke hat sich nicht erfüllt. Heutige Reaktoren unterscheiden sich von den Anlagen, die vor 40 bis 50 Jahren gebaut wurden, vor allem durch zusätzlichen Sicherheitssysteme. Das ist einer der Gründe, warum die Kosten für den Bau von Kernkraftwerken gestiegen sind und es ein wachsendes Interesse daran gibt, bestehenden Reaktoren noch 20 oder mehr Jahre über ihre erwartete Lebensdauer hinaus in Betrieb zu halten. Auch die schweizerischen Kernkraftwerke Beznau und Gösgen sind bereits länger als 40 Jahre in Betrieb - für das Kernkraftwerk Leibstadt ist dies erst 2024 der Fall (IAEA, 2023). Bisherigen Überlegungen und Investitionsplanungen für Gösgen und Leibstadt sind auf einen Betrieb von 60 Jahren ausgelegt.

Die Sicherheit der Kernkraftwerke muss alle 10 Jahre mittels einer periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) nachgewiesen werden. Bei einem geplanten Betrieb über 40 Jahre hinaus muss zudem ein Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb erbracht werden. Dieser zusätzliche Nachweis wird gemeinsam mit der ersten PSÜ nach dem 40. Betriebsjahr in der Stellungnahme des ENSI behandelt. Sowohl das Kernkraftwerk Gösgen als auch das Kernkraftwerk Leibstadt haben den entsprechenden Nachweis eingereicht. Die Publikation der entsprechenden Stellungnahme steht noch aus.

Es gibt Stimmen in der Schweiz, die die Kernenergie noch länger nutzen wollen. Insbesondere ist eine Volksinitiative in Vorbereitung, die das bestehende KKW -Neuauverbot (Art 12. KEG) aufheben möchte. In diesem Zusammenhang wird ein verlängerter Betrieb der Kernkraftwerke auch über 60 Jahre hinaus oft als Brücke gesehen, die es zu subventionieren gilt.

Aus diesem Grund beschäftigt sich die vorliegende Studie mit den möglichen Kosten eines Langzeitbetriebes auch über 60 Jahre hinaus. Dazu wird zuerst ein Überblick über verschiedene Genehmigungsansätze gegeben. Erfahrungen und Kostenschätzungen für notwendige Nachrüs-

tungen werden an den Beispielen Frankreich, USA und Deutschland diskutiert. Daraus werden Rückschlüsse auf einen möglichen Betrieb der schweizerischen Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt von bis zu 80 Jahren gezogen.

Kapitel 2

Hintergrund

Dieses Kapitel beschreibt unterschiedliche Genehmigungsansätze für Kernkraftwerke. Die Begriffe *Stand von Wissenschaft und Technik* und *Stand der Nachrüsttechnik* werden erläutert. Außerdem wird der Unterschied zwischen Alterung und Veralten erklärt.

2.1 Internationale Genehmigungspraxis

Weltweit haben bis 2020 etwa 100 Kernkraftwerke die Genehmigung für den Langzeitbetrieb¹ (LZB) erhalten (IAEA, 2020). Es besteht ein weitreichendes Verständnis darüber, dass im Falle eines Langzeitbetriebs zuallererst weiterhin alle Bedingungen zu erfüllen sind, die zum Zeitpunkt der ersten (ursprünglichen) Betriebsgenehmigung galten. Darüber hinaus wird in der Regel erwartet, dass die Anlagen in einem Umfang nachgerüstet werden, dass sie den modernen Sicherheitsanforderungen entsprechen, soweit dies vernünftigerweise praktikabel ist (IAEA, 2015). Die Nichteinhaltung von Anforderungen moderner Sicherheitsstandards wäre sicherheitstechnisch zu begründen sowie das damit verbleibende Risiko zu bewerten (NEA, 2001). In Hinblick auf einen möglichen Langzeitbetrieb kann man in Bezug auf die Art der Genehmigung die Einteilung in Länder mit befristeter und unbefristeter Genehmigung machen.

Länder mit unbefristeter Genehmigung

Zu den Ländern mit unbefristeter Betriebsdauer gehören in Europa z.B. Frankreich, Großbritannien, Schweden und die Schweiz (NEA, 2012). In Ländern, bei denen die Laufzeit von Kernkraftwerken in den jeweiligen Genehmigungen nicht begrenzt ist, wird über einen weiteren Betrieb des KKW in der Regel auf Grundlage der alle 10 Jahre erfolgenden periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) seitens der zuständigen Behörde entschieden (NEA, 2019).

Diese periodische Sicherheitsüberprüfung muss zu dem Schluss kommen, dass das KKW alle Lizenzbedingungen zumindest über die folgenden 10 Jahre hinaus erfüllt. Es gilt weiterhin darzustellen, dass der Betreiber das betreffende KKW über den gesamten Zyklus von 10 Jahren auch sicher betreiben kann. Periodische Sicherheitsüberprüfungen dienen idealerweise nicht nur der Bestätigung eines vorhandenen Sicherheitsniveaus, sondern weisen auch definitive Maßnahmen zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus aus (IAEA, 2013; WENRA, 2013).

¹Wir verwenden den in der Schweiz üblichen Begriff Langzeitbetrieb. International wird auch von Lifetime Extension (LTE) oder Long-term Operation (LTO) von Kernkraftwerken gesprochen.

Für den Fall, dass diese periodische Sicherheitsüberprüfung am Ende der geplanten Laufzeit des Kraftwerks stattfindet, wird der Fokus auf die Voraussetzungen für die Laufzeitverlängerung gelegt. Hier geht es vor allem darum darzustellen, dass die Alterung von sicherheitstechnisch wichtigen Strukturen, Systemen und Komponenten effektiv gemanagt wird und alle Sicherheitssysteme und Komponenten über den gesamten Zeitraum der beabsichtigten Laufzeitverlängerung die entsprechenden Aufgaben erfüllen können (IAEA, 2015).

Nach den Empfehlungen der IAEA soll die Sicherheit der Kernkraftwerke den „highest standards of safety that can reasonably be achieved“ zum Schutz von Arbeitern, der Bevölkerung und der Umwelt genügen (IAEA, 2016). Nicht alle aktuell geltenden Sicherheitsanforderungen für neue Kernkraftwerke sind für bereits bestehende Kraftwerke vollständig realisierbar bzw. umsetzbar. Verbesserungen des Sicherheitsniveaus unter Zugrundlegung moderner Sicherheitsstandards und internationaler Empfehlungen werden aber als notwendig, jedoch unter Beachtung der Einschränkung „as reasonably practicable“, erachtet. Wie dies genau umgesetzt wird, ist länderspezifisch.

Länder mit befristeter Genehmigung

Zu den Ländern mit befristeten Betriebsgenehmigungen gehören z.B. Belgien und Finnland (NEA, 2012). Auch Deutschland zählte zu dieser Gruppe. In diesen Ländern erfolgen Entscheidungen zur Laufzeitverlängerung nach Erreichen der genehmigten Laufzeit, die in der Regel 40 Jahre beträgt (IAEA, 2007; NEA, 2019). Bereits während der genehmigten Betriebszeit ist der Genehmigungsinhaber verpflichtet nachzuweisen, dass die Anlage sich in Übereinstimmung mit den jeweils geltenden, international abgestimmten Sicherheitsanforderungen nach Stand von Wissenschaft und Technik befindet. In Deutschland z.B. war diesbezüglich jährlich ein entsprechender Nachweis gegenüber der zuständigen Behörde zu erbringen. Abweichungen gegenüber dem Stand von Wissenschaft und Technik waren sicherheitstechnisch zu begründen und das damit verbundene Risiko zu bewerten. Die periodische Sicherheitsanalyse, jeweils im Ablauf von 10 Jahren, ist auch von den Genehmigungsinhabern, die über eine befristete Genehmigung verfügen, durchzuführen².

Gegen Ende der bewilligten Laufzeit muss für den Fall eines beabsichtigten Langzeitbetriebs um eine Erneuerung der Betriebsbewilligung nachgesucht werden. Voraussetzungen für eine Erneuerung der Betriebsgenehmigung sind (IAEA, 2015):

- Ganzheitliche Bewertung der Anlage mit Evaluation des Alterungsmanagements für insbesondere die passiven Strukturen, Systeme und Komponenten, um sicherzustellen, dass diese den sicheren Betrieb über die ursprünglich geplante Betriebszeit und Genehmigungsgrundlage hinaus gewährleisten können.
- Bewertung der Strukturen, Systeme und Komponenten mit zeitlich befristeter Lebensdauer, um die zusätzlichen Betriebsjahre zu rechtfertigen. Dabei darf der Nachweis der Sicherheit grundsätzlich nicht zu Lasten der erforderlichen Auslegungsreserven erfolgen.
- Sicherheitstechnische Nachrüstung mit dem Ziel, dass der Sicherheitsstand der Anlage den modernen Sicherheitsanforderungen entspricht - jedoch unter der Randbedingung

²In Deutschland hierzu gilt: Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2153) geändert worden ist, §19a

„soweit dies vernünftigerweise praktikabel ist“ (WENRA, 2017).

- Umweltverträglichkeitsprüfung für die zusätzliche Laufzeit.

Auch diese Anforderungen können von verschiedenen Regulierungsbehörden unterschiedlich umgesetzt werden.

Schweiz

Die Kernkraftwerke in der Schweiz müssen alle 10 Jahre eine PSÜ durchführen. Laut Kernenergieverordnung Art. 34 müssen die Betreiber für die Zeit nach dem 40. Betriebsjahr zusätzlich zur periodischen Sicherheitsüberprüfung einen Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb führen. Dieser zusätzliche Nachweis wird gemeinsam mit der ersten PSÜ nach dem 40. Betriebsjahr in der Stellungnahme des ENSI behandelt. Sowohl das KKW Gösgen als auch das KKW Leibstadt haben den entsprechenden Nachweis eingereicht. Die Publikation der entsprechenden Stellungnahmen steht noch aus. Die Stellungnahme zum noch älteren KKW Beznau hingegen liegt bereits vor. Sie gibt einen Eindruck davon, was der Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb beinhaltet. Insbesondere geht es um den Zustand von Grosskomponenten, das Nachrüstkonzept und das Betriebsdauermanagement.

2.2 Bestimmung von *Stand von Wissenschaft & Technik*

Der Stand der Wissenschaft und Technik als Technikstandard stellt die höchste Form eines zu erreichenden Sicherheitsniveaus dar. Es kommt dabei auf die derzeitigen menschlichen Erkenntnisse an und nicht nur auf das derzeit in Normen niedergelegte Wissen oder das gegenwärtig Realisierte und Machbare. In der Regel wird der Stand von Wissenschaft und Technik durch das jeweils aktuell geltende kerntechnische Regelwerk beschrieben. Dabei wird vorausgesetzt, dass das kerntechnische Regelwerk einer kontinuierlichen Überprüfung hinsichtlich Aktualität unterliegt und bei Erfordernis dann auch fortgeschrieben wird.

In der *Vienna Declaration on Nuclear Safety* von 2015 wird festgehalten, dass neue Kernkraftwerke so ausgelegt sein sollen, dass frühe und große radioaktive Freisetzungen nach Möglichkeit vermieden werden. Für bereits bestehende Anlagen sollen mögliche Verbesserungen identifiziert werden, die sich an den Standards für neue Anlagen orientieren (IAEA, 2015). Im Falle von Abweichungen sollen entsprechende Maßnahmen - sofern möglich durchgeführt werden. Auch in den IAEA Safety Requirements SSR 2/1 (Rev. 1) wird eingeschränkt: „that can reasonably be achieved“ (IAEA, 2016). Auch die EURATOM *Richtlinie zur nuklearen Sicherheit* nimmt diese Einschränkung vor (EURATOM, 2014).

Aktuell werden in Europa in Frankreich (Flamanville), Großbritannien (Hinkley Point) und in Finnland (Olkiluoto) Kernkraftwerke errichtet bzw. betrieben, die auf einem aus sicherheitstechnischer Sicht weiterentwickelten Reaktortyp beruhen. Es handelt sich dabei um einen Druckwasserreaktor des Typs EPR. Der EPR verfügt über ein sog. evolutionäres, deterministisch begründetes Sicherheitskonzept und wird auch als Reaktor der 3. (Sicherheits-) Generation (Generation III(+)) bezeichnet. Ein beim EPR eingebauter Core-Catcher³ soll dem

³In etwa: Kernfänger. Der deutsche Begriff ist nicht gebräuchlich.

Auffangen und Abkühlen einer Kernschmelze im Niederdruckbereich dienen (ASN, 2000). Unter Berücksichtigung dieser Entwicklung und weiterer Maßnahmen und Einrichtungen zur Beherrschung von bisher als auslegungsüberschreitend eingestuften Anlagenzuständen kann man davon ausgehen, dass die aus deterministischer Sicht formulierten Anforderungen, die für das Sicherheitskonzept des EPR gelten, als dem Stand von Wissenschaft und Technik entsprechend anzusehen sind.

Deterministische Ansätze bei der Auslegung von Kernkraftwerken - wie das gestaffelte Sicherheitskonzept (*Defence-in-Depth*) oder die Gewährleistung von Sicherheitsmargen - werden als Mittel zur Bewältigung von Ungewissheiten im Zusammenhang mit der Angemessenheit von Sicherheitseigenschaften betrachtet. Die probabilistische Analyse hingegen erlaubt eine Abschätzung des Standes der Anlagensicherheit und der mit der Anlage verbundenen Risiken. Bei der Durchführung derartiger Analysen werden Auslegung und Betriebsweisen systematisch erfasst und modellmäßig abgebildet. Es können mögliche Schwachstellen erkannt werden. Außerdem lässt sich beurteilen, ob mögliche Auslegungsänderungen ein gleichbleibendes Sicherheitsniveau bei geringerem sicherheitstechnischem Aufwand erlauben.

Die zahlenmäßigen Ergebnisse einer PSA können jedoch nicht als belastbare Maßzahlen für den Stand der Sicherheit angesehen werden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Häufigkeit von Kernschäden sowie von großen und frühen Freisetzungen (gemeint sind Freisetzungen, die umfassende Katastrophenschutz-Maßnahmen erfordern würden, für die jedoch keine oder nur unzureichende Zeit bleibt). Deswegen gibt ASN vor, dass die Sicherheit für Kernkraftwerke mit Hilfe deterministischer Methoden gezeigt werden muss (ASN, 2000). Auch die NEA sieht die PSA nur als begleitende Methode zur deterministischen Analyse (NEA, 2013). Eine PSA kann die Realität eben nur in begrenzter Weise abbilden. Bestenfalls liefert sie einen orientierenden Indikator für die tatsächliche Unfallhäufigkeit, der zwangsläufig unvollständig bleibt (vgl. auch (Klim et al., 2011)).

Ganz grundsätzlich gilt, dass alle KKW weltweit, deren Auslegung auf den in den 70- und 80-er des vergangenen Jahrhunderts angewendeten Sicherheitskonzepten basiert, nicht für die Beherrschung von Kernschmelzszenarien ausgelegt sind. Die meisten der heutigen europäischen Kraftwerkskonzepte sind sicherheitstechnisch veraltet (INRAG, 2021).

Extreme natur- und zivilisationsbedingte Einwirkungen, insbesondere auslegungsüberschreitende übergreifende Einwirkungen wurden nicht systematisch in die Auslegung einbezogen. Sie sind aber heute Gegenstand der Bewertung der Sicherheit von Kernkraftwerken (WENRA, 2020). Das Gleiche trifft auf die Redundanz und räumliche Trennung der Sicherheitssysteme zu - eine kaum nachzurüstende Anforderung. Konkrete Unfallszenarien, die inzwischen betrachtet werden, sind zum Beispiel der komplette Verlust der Stromversorgung am Standort (Total Station Blackout), Transienten mit Ausfall der Reaktorschnellabschaltung und der Absturz von Passagierflugzeugen.

In der Schweiz werden die Unterschiede in den Anforderungen im Vergleich zu einem neuen Kraftwerk mit Hilfe der probabilistischen Sicherheitsanalyse beurteilt (ENSI, 2013). Das verbleibende Risiko durch nichtnachrüstbare Abweichung sollte aber auch unter der Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit bewertet werden, da sich grundlegende Defizite bestehender Kraftwerke gegenüber neuen Reaktoren durch Nachrüstungen nicht vollständig beheben lassen (vgl. hierzu auch (INRAG, 2021)).

2.3 Bestimmung von *Stand der Nachrüsttechnik*

In der Schweiz wird als zu erreichendes Ziel der Sicherheit bei in Betrieb befindlichen KKW auf den „Stand der Nachrüsttechnik“ verwiesen. Die Frage nach erforderlichen Anpassungen bestehender KKW an den aktuellen Stand der Anforderungen an die Sicherheit von KKW wird dahingehend beantwortet, dass es nach KEG Art. 22, Absatz 2g zu den allgemeinen Pflichten des Bewilligungsinhabers gehört, „die Anlage so weit nachrüsten, als dies nach der Erfahrung und dem Stand der Nachrüsttechnik notwendig ist, und darüber hinaus, soweit dies zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist“. Das Anforderungsprofil „Stand der Nachrüsttechnik“ ist ein Alleinstellungsmerkmal der Schweiz. Laut der Botschaft zum Kernenergiegesetz entspricht der Stand der Nachrüsttechnik der internationalen Praxis der Nachrüstung (ENSI, 2020). Laut ENSI ist es aufgrund „der Unterschiedlichkeit der einzelnen Kernkraftwerke und der jeweiligen Standortbedingungen [...] nicht sicherheitsgerichtet, den Begriff generisch zu definieren“ (ENSI, 2020). An selber Stelle wird auf die Richtlinie ENSI-G02 verwiesen (ENSI, 2019b). Dieser Verweis ist nur bedingt zielführend, da die Angaben dort in einem statischen Kontext verfasst sind. Die Implementierung neueren Wissens aus der Sicherheitsforschung oder aus der generischen Betriebserfahrung mit der Konsequenz sicherheitserhöhender Forderungen würde eine Änderung der Richtlinie erfordern, was in der Regel zeitintensiv ist.

Im *Technischen Forum Kernkraftwerke* ist festgehalten, dass Nachrüstungen, die „in mehreren westlichen Ländern in KKW gleichen Typs durchgeführt wurden“ von ENSI gefordert werden (ENSI, 2013).

An dieser Stelle sei erwähnt, dass z.B. zum Stand der Nachrüsttechnik auch „Systeme zur Verhinderung des Durchschmelzens der Grundplatte im Falle einer Reaktorschmelze“ zählen könnten. Die Machbarkeit derartiger Systeme werden für DWR zur Nachrüstung der alten französischen Reaktoren (ASN, 2022; Becker et al., 2021; Jacquemain & Funaki, 2019) und für SWR (Fischer & Keim, 2020) aufgezeigt. Für die KKW in der Schweiz sind allerdings entsprechende Nachrüstungen seitens ENSI nicht vorgesehen: Es gibt „zahlreiche und gestaffelte Maßnahmen“, die, zumindest im Kernkraftwerk Gösgen, eine Kernschmelze verhindern (Suchet, 2014). Es ist richtig, dass durch Maßnahmen und Einrichtungen im gestaffelten Sicherheitskonzept Vorsorge gegen Kernschmelzsituationen zu treffen ist. Jedoch kann man solche Kernschmelzsituationen praktisch nicht ausschließen. Deshalb sind bei Neuanlagen (z.B. EPR) Maßnahmen und Einrichtungen zur Beherrschung von Kernschmelzphänomenen gefordert. Eine Nachrüstung z.B. eines Core-Catchers ist in Frankreich für die bestehenden KKW durch ASN gefordert. In der Schweiz hingegen existiert eine solche Forderung nicht.

2.4 Alterung und Veralten

Betrachtet man einen möglichen Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken, sind Alterung und Veralten maßgebliche Prozesse. Alterung ist die zeitabhängige Veränderung funktionsbezogener Eigenschaften. Es handelt sich um eine Veränderung gegenüber zum Zeitpunkt der Genehmigung vorhandenen Qualität und Auslegungsmerkmale, die während der Betriebszeit der Anlage auftreten. Zum anderen sind auch Veränderungen zu betrachten, die trotz spezifikationsgemäßer Auslegung, Herstellung, Inbetriebnahme und Betriebsführung der betroffenen

Einrichtungen aufgrund von ursprünglich nicht vorhergesehenen/bekanntem Alterungsmechanismen entstehen (Heizrohrschäden, Schäden an Brennelementen, Spannungsrisskorrosion an sicherheitstechnisch wichtigen Rohrleitungen usw.). Um die Verfügbarkeit der Anlage zu gewährleisten, werden bereits vorhandene Komponenten vorbeugend gewartet und ggf. ersetzt.

Veralten können Anlagenkonzepte und technologische Verfahren sowie administrative Regelungen gegenüber dem Stand von Wissenschaft und Technik. Dies kann sowohl das gesamte Sicherheitskonzept der Anlage als auch einzelne technologische Merkmale betreffen.

Das KKW Gösgen wurde in 1979 und das KKW Leibstadt in 1984 in Betrieb genommen. Sie wurden zu einem Zeitpunkt entwickelt und gebaut, als die Unfälle, die zu teilweise erheblichen Verschärfungen der Sicherheitsanforderungen führten, größtenteils noch nicht geschehen waren. Dazu gehören:

- Beim Brand in Browns Ferry (1975) setzte ein Feuer in einem Kabelkanal die Kontrollsysteme für alle drei Reaktoren des Standorts außer Betrieb. Dies hatte zwar keine größeren Auswirkungen auf die Sicherheit, war aber auf glückliche Umstände und nicht auf das Funktionieren der Sicherheitssysteme zurückzuführen. Infolgedessen mussten Kernkraftwerke mit mehr als einem Reaktorblock über völlig unabhängige Systeme verfügen, damit ein Problem in einem Reaktor keine Auswirkungen auf einen anderen hat. Alle französischen Reaktoren und einige US-amerikanische Reaktoren bestehen aus mehr als einem Reaktorblock am selben Standort. Viele wurden ohne die Notwendigkeit einer vollständigen Unabhängigkeit konzipiert, und es wird zu entscheiden sein, inwieweit die Unabhängigkeit gefordert werden soll.
- Der Unfall von Three Mile Island (1979) war die Folge eines offensichtlichen Versagens des Reaktorkühlsystems. Infolgedessen überhitzte der Reaktor erheblich und es kam zu einer teilweisen Brennstoffschmelze. Dies führte zu der Forderung nach größerer Redundanz bei sicherheitskritischen Systemen. Moderne Reaktoren verfügen in der Regel über vier unabhängige Notfall-Kühlsysteme (ASN, 2000)⁴.
- Die Katastrophe von Tschernobyl (1987) hat gezeigt, dass ein System erforderlich ist, das bei einer Reaktorschmelze verhindert, dass der Reaktorkern in die Umwelt gelangt.
- Der Anschlag von 9/11 (2001) machte deutlich, dass auch Kernkraftwerke als terroristische Ziele betrachtet werden können, z. B. durch den Einschlag eines Flugzeugs oder einer Rakete. Seitdem wird auch der Absturz eines großen Passagierflugzeuges als Ereignis angesehen, gegen das ein Reaktor geschützt sein sollte.
- Die Katastrophe von Fukushima (2011) hat gezeigt, dass das Risiko durch externe Naturereignisse wie Erdbeben und Tsunamis unterschätzt wurde. Eine Reihe von Maßnahmen wird noch immer in die derzeit verfügbaren Entwürfe eingearbeitet, die alle bereits vor der Fukushima-Katastrophe entworfen wurden. Dazu gehören eine verbesserte Erdbbensicherheit und langlebigere und zuverlässigere Notstromgeneratoren.

⁴In ASN 2000 sind im Kapitel „C.2.1 - Single failure criterion and preventive maintenance“ u.a. die Anforderungen an die technische Umsetzung des Einzelfehlerkonzepts beim EPR beschrieben. Demnach ist die Einzelfehlerfestigkeit durchgehend, sowohl für die aktiven als auch die passiven Teile des Sicherheitssystems, zu gewährleisten. Somit ergibt sich die Forderung nach durchgängig unabhängig wirkenden 4 Systemsträngen des Notkühlsystems.

Die Lehren aus diesen Ereignissen stellen den Maßstab für die erforderlichen Sicherheitsstandards für sich in Betrieb befindlichen KKW dar. Die Umstände, die zu den Ereignissen führten, wurden vor ihrem Eintreten als praktisch unmöglich angesehen und sind bei der Reaktorauslegung nicht berücksichtigt worden. Es wird kaum möglich sein, einen Reaktor, der vor 50 oder mehr Jahren konstruiert wurde, so nachzurüsten, dass sein Sicherheitsniveau dem der neuesten Designs entspricht. Selbst wenn die Nachrüstung technisch machbar wäre, können die Kosten untragbar sein.

Im Jahr 2022 hat der Ukraine-Krieg zusätzlich die vielfältigen Zusammenhänge, die zwischen (bewaffneten) Konflikten und der Sicherheit von Kernkraftwerken bestehen, sichtbar gemacht. Die russischen Streitkräfte haben im März 2022 das Kernkraftwerk Saporischschja angegriffen, um die Kontrolle über die Hauptenergieversorgung des Südostens der Ukraine zu erlangen. Bis dahin galten militärische Angriffe auf völkerrechtlicher Ebene als unwahrscheinlich (IAEA, 1990, 2009). Dieser Paradigmenwechsel hat erhebliche Auswirkungen auf die nukleare Sicherheit. Das Problem sind dabei nicht nur gezielte Angriffe auf Kernkraftwerke. Auch unabsichtliche Treffer mit schwerem Geschütz können schwerwiegende Folgen haben (Smith, 2022). Dies trifft insbesondere auf Kernkraftwerke wie den VVER-440 zu, bei denen das Abklingbecken nicht besonders geschützt ist (Sajo-Bohus et al., 2023).

Aufgrund der Unwahrscheinlichkeit militärischer Angriffe auf ein Kernkraftwerk waren diese bis jetzt kein Auslegungskriterium. Es ist wahrscheinlich, dass sich in Zukunft die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke verschärfen, um auch diese Ereignisse abzudecken. Die Situation in der Ukraine zeigt auch, dass es stabile inner- und zwischenstaatlichen Verhältnissen braucht, um Kernkraftwerke sicher zu betreiben (Ustohalova & Englert, 2017). Nur dann stehen ausreichend ausgebildetes Personal, Zulieferer, Institutionen und Behörden zur Verfügung.

Sowohl der Aspekt der Alterung als auch des Veraltens müssen bei der Genehmigung für einen Langzeitbetrieb betrachtet werden. Die Zustimmung hängt von den Ergebnissen einer Überprüfung der Anlagensicherheit in Bezug auf den aktuellen Alterungszustand sowie der Altersprognose, insbesondere bezüglich nichtaustauschbarer Komponenten als auch von der Erfüllung der geltenden Sicherheitsstandards ab.

Kapitel 3

Erfahrungen mit dem Langzeitbetrieb anderer Länder

Verschiedene Ländern beschäftigen sich mit einem Langzeitbetrieb ihrer Kernkraftwerke (INRAG, 2021). Im Folgenden wird auf die Erfahrungen in Frankreich, den USA und Deutschland näher eingegangen. Frankreich hat ein umfassendes Modernisierungsprogramm, in dem der Stand von Wissenschaft und Technik als Referenz genannt wird. In den USA hingegen genügt für einen weiteren Betrieb, wenn ein Kernkraftwerk die Anforderungen zum Zeitpunkt der Erstgenehmigung erfüllt. Aus Deutschland gibt es Kostenschätzungen für unterschiedlich lange dauernden Betrieb der Kernkraftwerke über 40 Jahre hinaus und unterschiedliche Sicherheitsanforderungen. Hier wird die Unsicherheit, mit der Kostenschätzungen behaftet sind, besonders deutlich.

3.1 Frankreich

Frankreich ist eines der Länder mit der weltweit größten Nuklearflotte. Gleichzeitig wurde bereits die Modernisierung der Kernkraftwerke mit dem Ziel einer längeren Betriebsdauer begonnen. In folgenden Abschnitt werden die Erfahrungen aus Frankreich beschrieben.

Übersicht

Die ersten sechs kommerziellen Reaktoren Frankreichs verwendeten ein französisches Gas-Grafit-Konzept. Diese sechs Reaktoren und ein kleiner Westinghouse-DWR wurden vor mehr als 30 Jahren stillgelegt. Seit 1970 hat Electricité de France (EDF) 58 weitere Reaktoren fertiggestellt. Dabei wurde ein von Westinghouse lizenziertes DWR-Konzept verwendet, das die gleiche technologische Grundlage hat wie der von Siemens gelieferte Reaktor in Gösgen. Mit dem Bau von sechs Reaktoren im Rahmen des *Programm 1970* wurde zwischen 1970 und 1974 begonnen. Die erste Ölkrise führte zu einem massiven Anstieg der Auftragsvergabe, so dass im Zeitraum 1974-80 mit dem Bau von 39 weiteren Reaktoren begonnen wurde (eine Übersicht über die französischen Kernreaktoren findet sich in Anhang B).

Die Reaktoren gibt es in drei Größen: 900 MW, 1300 MW und 1450 MW. Die 900-MW-Reaktoren (Fertigstellung 1978-88) umfassten drei verschiedene Versionen: Das für die ersten sechs Aufträge verwendete CP0-Design, das CP1-Design (20 Reaktoren) und die acht Reak-

toren des CP2-Designs. Die 1300-MW-Reaktoren (Fertigstellung 1985-94) wurden ebenfalls in zwei Varianten gebaut, dem P4 (acht Reaktoren) und dem späteren P'4 (zwölf Reaktoren). Es gab vier Reaktoren mit der 1450-MW-Ausführung N4 (Fertigstellung 2000-02). Ein Reaktor des Typs Europäischer Druckwasserreaktor (EPR) befindet sich im Bau (Flamanville 3). Der EPR basiert auf dem N4-Design und den letzten in Deutschland gebauten Siemens-Konvoi Reaktoren (Neckarwestheim 2, Isar 2 und Emsland).

Die französischen Reaktoren haben im Allgemeinen eine erwartete Lebensdauer von 40 Jahren. Wie in den meisten europäischen Ländern werden auch in Frankreich die Reaktoren nicht für einen festen Zeitraum genehmigt, sondern nach jeder Wartung und jedem Brennelementwechsel auf rollierender Basis neu genehmigt. In der Europäischen Union und der Schweiz müssen kommerzielle Leistungsreaktoren jedoch alle 10 Jahre einer regelmäßigen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) unterzogen werden (European Commission, 1995).

Die Anforderungen für diese Überprüfung sind, abgesehen davon, dass sie „gründlich“ sein sollte, nicht spezifisch und scheinen im Ermessen der nationalen Sicherheitsbehörde zu liegen. Obwohl häufig berichtet wird, dass der erfolgreiche Abschluss einer PSÜ die Genehmigung für einen Betrieb für weitere 10 Jahre bedeutet, ist dies nicht der Fall. Angesichts der Notwendigkeit, alle 10 Jahre eine eingehende Überprüfung durchzuführen, hat eine Sicherheitsbehörde nur einen begrenzten Spielraum, um eine Laufzeitverlängerung von 20 Jahren zu genehmigen. Während EDF häufig von einer Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre gesprochen hat, hat die französische Aufsichtsbehörde, die Agence Surêté Nucléaire (ASN), klargestellt, dass eine Verlängerung grundsätzlich nur 10 Jahre betragen kann.

Reaktorstilllegungen und -neubauten

Im Februar 2022 bestätigte Präsident Macron den von EDF seit mehreren Jahren geforderten Plan, sechs weitere EPR nach dem noch nicht erprobten EPR-2-Konzept zu bestellen (Dalton, 2022). Außerdem kündigte Macron an, dass der Bau von weiteren acht Reaktoren geprüft werde und eine Verlängerung der Laufzeit über 50 Jahre hinaus kein Problem sei, solange es keine Sicherheitsbedenken gäbe (Stoll, 2022). Ein entsprechendes Gesetz, das die bürokratischen Hürden reduziert, wurde verabschiedet und gleichzeitig die bis dato geltende Höchstgrenze von 63 GWe für Atomstrom gekippt (Stock, 2023). EDF plant gegenwärtig alle Reaktoren 50 oder sogar 60 Jahre zu betreiben. Das bedeutet, dass es keine Stilllegungen vor etwa 2040 geben wird (Lecalot, 2023).

Der erste dieser neuen EPR-2 Reaktoren soll 2035 fertiggestellt sein (Adelman, 2022). EDF machte keine weiteren Angaben dazu, wann mit dem Bau der neuen Reaktoren begonnen werden soll, wann sie fertiggestellt sein werden und zu welchen Kosten. Ursprünglich hatte die Regierung erklärt, sie werde keine neuen EPR-Reaktorprojekte in Angriff nehmen, bevor der verzögerte EPR Flamanville 3 fertiggestellt sei (Dalton, 2022). Flamanville 3 wird nach derzeitigem Stand 2024 in Betrieb genommen, also 12 Jahre später als geplant.

Die Finanzlage von EDF ist schlecht. Im Juli 2020 kam ein Bericht des französischen Rechnungshofs zu folgendem Schluss (eigene Übersetzung): „Der Bau neuer EPR in Frankreich kann auf keinen Fall ins Auge gefasst werden, ohne dass zuvor klare Antworten auf die Finanzierungsmethoden und den Platz der nuklearen Stromerzeugung im Strommix von morgen gegeben werden“ (Cour des Comptes, 2020). Dazu passend bestätigte Macron auch, dass EDF mit Dutzenden von Milliarden Euro unterstützt werden würde, um die Neubauprojekte zu sichern (Dalton, 2022).

Grand Carénage

Der hohe Standardisierungsgrad der französischen Kernkraftprogramme mit nur drei Grundkonzepten und insgesamt sechs Versionen dieser drei Konzepte hat Vor- und Nachteile für die Laufzeitverlängerung. Während der spezifische Zustand jedes Reaktors einzeln betrachtet werden muss, können Nachrüstungen für jede Grundkonstruktion identifiziert werden. Treten jedoch konstruktionsbedingte Probleme auf, müssen die spezifischen Reparaturen und Ersetzungen an jedem Reaktor durchgeführt werden.

EDF spricht seit 2011 von der Notwendigkeit eines Programms zur industriellen Großreparatur (Grand Carénage), um die Lebensdauer seiner Reaktoren zu verlängern. Konkret bedeutet dies, „bestehende Anlagen zu renovieren, das Sicherheitsniveau der Reaktoren zu erhöhen und, wenn möglich, ihre Lebensdauer zu verlängern“ (EDF Energy, 2015). Im Januar 2015 genehmigte der EDF-Verwaltungsrat das Programm Grand Carénage, das bis 2025 voraussichtlich EUR 55 Mrd.¹ für alle 58 sich damals in Betrieb befindlichen Reaktoren kosten sollte (EDF Energy, 2015, S. 22). Dabei wird mit etwa EUR 3 Mrd. pro Jahr für Instandhaltung (einschließlich laufender Instandhaltung, Zehnjahresinspektionen und regelmäßiger Sicherheitsüberprüfung) und etwa 1 bis 2 Mrd. pro Jahr für außergewöhnliche Ausgaben (wie z. B. die Renovierung großer Komponenten, der Austausch von Dampferzeugern in der Mitte ihrer Lebensdauer und die Lehren aus Fukushima) angenommen.

Ein wesentlicher Teil der Kosten ist somit für Nachrüstungen eingeplant. Die ASN hat die erforderlichen Nachrüstungen allerdings erst im Jahr 2021 spezifiziert. Dementsprechend sind die oben genannten Schätzungen mit großen Unsicherheiten behaftet.

Im Jahr 2016 schätzte der französische Rechnungshof in seinem Jahresbericht, dass sich die Kosten für Grand Carénage zwischen 2014 und 2030 auf bis zu EUR 100 Mrd. bzw. EUR 1,7 Mrd. pro Reaktor belaufen könnten (Cour des Comptes, 2016). Die EDF behauptete, ihre Schätzung stimme mit der des Rechnungshofs überein, da sie sich auf einen längeren Zeitraum bis 2030 beziehe und einige Kosten, nämlich EUR 25 Mrd. für Betriebsausgaben, enthalte, die in der EDF-Schätzung nicht enthalten seien.

Die Grand Carénage umfasst die PSÜ nach 40 Jahren für die 34² 900-MW-Reaktoren und die PSÜ nach 30 und nach 40 Jahren für die 1300-MW-Reaktoren und 1450-MW-Reaktoren³. Infolge des Plans zur Laufzeitverlängerung wurde der Abschreibungszeitraum für die 900-MW-Reaktoren von 40 Jahren im Jahr 2016 auf 50 Jahre verlängert, während er für die größeren Reaktoren unverändert blieb (WNN, 2016). Außerdem soll die Grand Carénage dazu führen, dass das Sicherheitsniveau der alten Reaktoren dem des EPR möglichst nahekommt (ASN, 2022). Dies ist allerdings nur teilweise möglich (Becker et al., 2019). Die Kosten für die Grand Carénage wurden 2018 aufgrund von „Optimierungsarbeiten“ um EUR 10 Mrd. auf EUR 45 Mrd. gesenkt und im Jahr 2020 wieder auf knapp EUR 50 Mrd. erhöht (EDF Energy, 2020). Die beiden Kernkraftwerke in Fessenheim, die 2020 endgültig stillgelegt wurden, waren nicht Teil des Programms.

¹Im Rahmen dieser Studie verwenden wir die in der Quelle angegebene Währung. Die Umrechnungsfaktoren zwischen US-Dollar, Schweizer Franken und Euro können im Vergleich zu den Unsicherheiten, mit den die Kostenangaben versehen sind, vernachlässigt werden.

²Inzwischen nur noch 32, da Fessenheim 1 und 2 bereits abgeschaltet wurden.

³Sicherheitsüberprüfungen dauern in der Regel bis zu einem Jahr. Wenn sie abgeschlossen sind, beginnt die 10-Jahres-Frist bis zur nächsten Sicherheitsüberprüfung. Das bedeutet, die 4. PSÜ beginnt etwa 42 bis 43 Jahre nach der Inbetriebnahme.

Im Jahr 2021 meldete EDF, dass fünf PSÜ abgeschlossen und zwei noch im Gange waren. Sie verlängerte den Abschreibungszeitraum für die 1300-MW-Reaktoren von 40 auf 50 Jahre (EDF Energy, 2021). Die Kostenschätzung für die Grand Carénage wurde um EUR 0,8 Mrd. auf EUR 50,2 Mrd. erhöht. EDF erklärte, dass Grand Carénage über das Jahr 2025 hinaus weiterlaufen würde. Die Investitionsausgaben würden entgegen früherer Aussagen auch nach 2025 hoch bleiben.

Im Februar 2021 veröffentlichte die ASN die Liste der erforderlichen Nachrüstungen für die Verlängerung der Lebensdauer der vier Bugey-Reaktoren und der 20 900-MW-Reaktoren der CP1-Ausführung (ASN, 2021). Von dieser Liste waren bis Ende 2022 die folgenden Punkte abgeschlossen (EDF Energy, 2022):

- der präventive Austausch von 150 der insgesamt 174 Masten in den Haupttransformatoren.
- der Austausch der Dampferzeuger für 27 der 32 900-MW-Reaktoren.
- die Inbetriebnahme der 56 „ultimativen Backup“-Dieselgeneratoren

Diese bereits abgeschlossenen Arbeiten umfassten einen Großteil der von der ASN geforderten Nachrüstungen noch nicht. Welche genau noch fehlen, ist nicht dargestellt. Allerdings geht EDF davon aus, dass die Arbeiten bis nach 2028 dauern werden.

Bis Ende 2022 hatte EDF in seinem jährlichen Referenzdokument Investitionen in Höhe von rund 26 Mrd. € in Grand Carénage angegeben. Diese Zahlen beinhalten jedoch auch Wartungsarbeiten, die nicht Teil von Grand Carénage sind, und schließen einige Wartungsarbeiten an Reaktoren im Vereinigten Königreich und in Belgien ein. Wenn also die Prognose der Ausgaben von etwa 50 Mrd. EUR für den Zeitraum 2014 bis 2025 zutrifft, werden die Ausgaben in den nächsten drei Jahren erheblich steigen.

Im Jahr 2022 startete die EDF die Phase 2 von Grand Carénage für den Zeitraum 2022-28 mit einem Budget von EUR 33 Mrd. Ein Teil dieses Budgets deckte jedoch Arbeiten im Rahmen von Phase 1 ab. In Phase 2 sind insbesondere auch Arbeiten als Folge der VD4 (entspricht der 4. PSÜ) und der VD5 (entspricht der 5. PSÜ) vorgesehen (EDF Energy, 2022, S. 32).

Die EDF weist selbst auf die mit der Grand Carénage verbundenen Risiken hin, darunter:

- Verzögerungen bei der Herstellung und Lieferung neuer Ausrüstungen oder bei Arbeiten vor Ort, wenn gleichzeitig viele verschiedene industrielle Vorgänge ablaufen;
- Verzögerungen bei der Erteilung von Genehmigungen durch die ASN;
- das Risiko, dass Laufzeitverlängerungen nicht bewilligt werden oder mehr Kosten erfordern als veranschlagt.

Diese Risiken werden nicht weiter quantifiziert. Bis jetzt sind zehn 4. PSÜ für 900-MW-Reaktoren und die 2. PSÜ für die 1450-MW-Reaktoren fast abgeschlossen. Die dritte PSÜ für die 1300-MW-Reaktoren soll bis 2024 beendet sein.

Fazit Frankreich

EDF aktualisiert die Kostenschätzung für das Programm Grand Carénage regelmäßig und nimmt dabei nur geringfügige Korrekturen vor. Trotzdem sind diese Schätzungen aus mehreren Gründen nur von begrenztem Wert für analytische Zwecke:

- Die Schätzungen sind nicht nach den wichtigsten Aktivitäten aufgeschlüsselt.
- Die erforderlichen Nachrüstungen wurden erst 2021, also nach der ersten Kostenschätzung, beschlossen und noch nicht umgesetzt. Es gibt keine Erfahrung mit der Durchführung von Nachrüstungen wie der eines Core-Catchers. Daher sind die Kostenschätzungen mit einem hohen Maß an Unsicherheit behaftet.
- Die Kostenschätzungen beinhalten die Kosten aller PSÜs, einschließlich der zweiten und dritten. Da es sich bei diesen PSÜs nicht um eine Verlängerung der Lebensdauer handelt, sollten ihre Kosten nicht berücksichtigt werden.
- In den Schätzungen enthalten sind auch die Wartungskosten für die britischen und belgischen Reaktoren.

Als die Grand Carénage zum ersten Mal angekündigt wurde, ging EDF davon aus, dass die Hauptausgaben bis 2025 abgeschlossen sein würden. Dies wurde nun auf 2028 verlängert. Es gibt jedoch noch Reaktoren, die ihre vierte, vermutlich teurere, PSÜ erst danach durchlaufen. Gleichzeitig wird für einige Reaktoren bereits die fünfte PSÜ anstehen. Es scheint wahrscheinlich, dass das hohe Ausgabenniveau fortbestehen wird. Überschlagsmäßig kann man annehmen, dass der Langzeitbetrieb pro Reaktor etwa EUR 1,5 Mrd. kostet ⁴.

Etwa EUR 5 Mrd. gibt EDF pro Jahr für Instandhaltung und Nachrüstung aus. Das stellt angesichts der prekären Finanzlage von EDF eine große Belastung für das Unternehmen dar. EDF wird nicht direkt subventioniert, hat aber eine beherrschende Stellung auf dem französischen Stromerzeugungs- und Vertriebsmarkt, die es wahrscheinlich verlieren würde, wenn es die Laufzeitverlängerung nicht durchführen würde. Aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung kann das Unternehmen darauf vertrauen, dass es anfallenden Kosten an seine Kunden weitergeben kann.

3.2 USA

Die USA haben nicht nur mit der militärischen Nutzung der Kernspaltung begonnen, sondern ist auch eines der Länder mit der größten zivilen Nuklearflotte. Für sehr viele diese Reaktoren wurde ein Betrieb über die ursprünglich geplanten 40 Jahre hinaus bereits bewilligt.

⁴Man geht davon aus, dass der größte Teil der Kosten auf die 4. PSÜ entfällt. Dies ist der Zeitpunkt, an dem die ursprüngliche Ausrüstung zu verschleiben beginnt und an dem wahrscheinlich auch Nachrüstungen erforderlich sind. Nimmt man weitere Ausgaben in Höhe von EUR 50 Mrd. für die Zeit von 2014 bis 2025 und die Hälfte der EUR 33 Mrd. für den Zeitraum 2022-2028 veranschlagten Kosten für den Zeitraum von 2022 bis 2025 an, erhält man Gesamtinvestitionen von EUR 83 Mrd. Etwa 90% der Investitionen fallen im Rahmen der Laufzeitverlängerung an. Das ergibt Kosten in Höhen von etwa EUR 1,5 Mrd. pro Reaktor.

Übersicht

Bisher haben die Vereinigten Staaten 133 große Leistungsreaktoren (mit mehr als 150 MWe) fertiggestellt. Zwei weitere Reaktoren befinden sich in der Testphase vor dem kommerziellen Betrieb. Von den 133 Reaktoren sind 27 endgültig stillgelegt worden. Seit 1996 hat nur ein Reaktor den kommerziellen Betrieb aufgenommen, und zwar im Jahr 2016, 43 Jahre nach Baubeginn. Seit 1974 wurde, abgesehen von den beiden Reaktoren, die sich derzeit in der Erprobungsphase befinden, keine Reaktorbestellung nicht später wieder storniert.

Die sich in Betrieb befindlichen Reaktoren wurden also alle vor dem Unfall von Three Mile Island im Jahr 1978 bestellt. Nur 39 Reaktoren sind weniger als 40 Jahre alt und 15 Reaktoren sind seit mehr als 50 Jahren in Betrieb. Was die Technologie betrifft, so handelt es sich bei 39 Reaktoren um Siedewasserreaktoren (SWR) von General Electric (GE), bei 93 Reaktoren um Druckwasserreaktoren (DWR), die überwiegend von Westinghouse, aber auch von Combustion Engineering und Babcock & Wilcox geliefert wurden, und um den 1989 stillgelegten Hochtemperatur-Gasgekühlten Reaktor (HTGR). Die Konstruktion jedes Kraftwerks ist fast immer einzigartig und unterscheidet sich von allen anderen Kraftwerken. Nur vier Reaktoren (La Salle 1 und 2 sowie Limerick 1 und 2) ähneln der schweizerischen Anlage in Leibstadt: sie wurden etwa zur gleichen Zeit bestellt und haben ungefähr die gleiche thermische Leistung von 3600 MW.

Erstmalige und spätere Verlängerungen der Betriebsgenehmigung

US-Reaktoren erhalten von der US-Nuklearaufsichtsbehörde (NRC) eine feste Genehmigungsdauer von zunächst 40 Jahren. Nach Ablauf der genehmigten Betriebszeit kann der Reaktor nicht mehr in Betrieb bleiben. Laut NRC waren „wirtschaftliche und kartellrechtliche Erwägungen und nicht etwa Beschränkungen der Kerntechnik [...] ausschlaggebend für die ursprüngliche Laufzeit der Betriebsgenehmigung von 40 Jahren“ (U.S. NRC, 2023a). Die Erneuerung der Genehmigungen basiert auf einer Bewertung, ob die Anlage weiterhin die „Genehmigungsgrundlage“ erfüllt (U.S. NRC, 2023a). Kurz gesagt bedeutet das, dass der Reaktor die Anforderungen erfüllt, die bei der ursprünglichen Genehmigung gestellt wurden, sowie alle erforderlichen Nachrüstungen in der Zwischenzeit vorgenommen wurden.

Anders als in Frankreich werden für einen Langzeitbetrieb keine Nachrüstungen verlangt, um die Anlage näher an den Stand heranzuführen, der für einen neuen Reaktor erforderlich wäre. Wäre dies erforderlich gewesen, hätte die Tatsache, dass jedes US-Kernkraftwerk einzigartig ist, die Aufgabe für die NRC und die Energieversorger viel zeitaufwändiger und teurer gemacht.

Jahr	Reaktoren	Alter LTE in Jahren	Zeit in Monaten	Stilllegung im Jahr
Abgeschlossen				
2000	Calvert Cliffs 1, 2 (PC)	26, 24	23	
	Oconee 1, 2, 3 (PB)	27, 27, 26	22	
2001	Arkansas 1 (PB)	27	16	
2002	Turkey Point 3, 4 (PW)	30, 29	21	

Tabelle 3.1 – Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 3.1 – Fortsetzung vorheriger Seite

Jahr	Reaktoren LTE	Alter bei LTE in Jahren	Zeit in Monaten	Stilllegung im Jahr
2003	Hatch 1,2 (B)	26, 22	27	
	North Anna 1, 2 (PW)	25, 23	22	
	Surry 1, 2 (PW)	31, 30	22	
	Peach Bottom 2, 3 (B)	30, 29	22	
	St Lucie 1, 2 (PC)	27, 20	23	
	Fort Calhoun (PC)	30	22	2016
	McGuire 1, 2 (PW)	22, 20	30	
	Catawba 1, 2 (PW)	20, 20	30	
2004	Robinson (PW)	34	22	
	Summer (PW)	22	20	
	Ginna (PW)	35	21	
	Dresden 2, 3 (B)	35, 33	21	
	Quad Cities 1, 2 (B)	32, 32	19	
2005	Farley 1, 2 (PW)	28, 24	20	
	Arkansas 2 (PC)	27	20	
	Cook 1, 2 (PW)	31, 28	22	
	Millstone 2, 3 (PC, PW)	30, 20	20	
	Point Beach 1, 2 (PW)	35, 32	22	
	2006	Browns Ferry 1, 2, 3 (B)	33, 32, 30	28
Brunswick 1, 2 (B)		30, 28	20	
Nine Mile Point 1, 2 (B)		37, 20	19	
Monticello (B)		36	20	
Palisades (PC)		36	22	2022
2008	Fitzpatrick (B)	34	26	
	Wolf Creek (PW)	23	25	
	Harris (PW)	22	25	
2009	Oyster Creek (B)	40	45	2018
	Vogtle 1, 2 (PW)	22, 20	24	
	Three Mile Island 1 (PB)	35	21	
	Beaver Valley 1, 2 (PW)	33, 22	27	
	Susquehanna 1, 2 (B)	27, 25	38	
2010	Cooper (B)	36	26	
	Duane Arnold (B)	36	26	2020
2011	Kewaunee (PW)	37	30	2013
	Vermont Yankee (B)	39	62	2014
	Palo Verde 1, 2, 3 (PC)	26, 25, 24	29	
	Prairie Island 1, 2 (PW)	38, 37	38	
	Salem 1, 2 (PW)	35, 31	22	
	Hope Creek (B)	25	23	
	2012	Columbia (B)	29	28

Tabelle 3.1 – Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 3.1 – Fortsetzung vorheriger Seite

Jahr	Reaktoren LTE	Alter bei LTE in Jahren	Zeit in Monaten	Stilllegung im Jahr
	Pilgrim (B)	40	76	2019
2013	Crystal River 3 (PB)			2013
2014	Limerick 1, 2 (B)	30, 25	40	
2015	Callaway (PW)	29	40	
	Sequoyah 1, 2 (PW)	35, 34	32	
	Byron 1, 2 (PW)	31, 29	30	
	Davis Besse (PB)	38	64	
2016	Braidwood 1, 2 (PW)	30, 29	32	
	La Salle 1, 2 (B)	34, 33	22	
	Grand Gulf (B)	32	61	
	Fermi (B)	29	32	
2017	South Texas 1, 2 (PW)	30, 29	83	
	Diablo Canyon 1, 2 (PW)			
2018	Indian Point 2, 3 (PW)	40, 40	137	2020-21
	River Bend (B)	33	19	
	Waterford (PC)	34	33	
2019	Seabrook (PW)	29	105	
Laufend				
2022	Comanche Peak 1, 2 (PW)			
Erwartet				
2023	Perry (B)			
2024	Clinton (B)			

Tabelle 3.1: Übersicht über die Lebensdauererlängerungen in den USA. Druckwasserreaktoren von Babcock & Wilcox sind mit „PB“, Druckwasserreaktoren mit „PC“, Westinghouse DWR mit „PW“ und General Electric Siedewasserreaktoren mit „B“ markiert. Das Jahr gibt an, wann die Lebensdauererlängerung bewilligt wurde, mit Ausnahme von noch laufenden Verfahren. Die Bearbeitungszeit in Monaten gibt an, wie lange es vom Eingang des Antrages auf Lebensdauererlängerung bis zur Bewilligung derselben dauerte (U.S. NRC, 2023b).

Seit 1998 nimmt die NRC Anträge auf Verlängerung der Betriebsgenehmigung für ein bestimmtes Kraftwerk um 20 bis 60 Jahre entgegen. Die Anträge sollten in der Regel mindestens fünf Jahre vor Ablauf der Betriebsgenehmigung gestellt werden (WNA, 2023). Bis 2018 wurden für fast alle (94) in Betrieb befindlichen Reaktoren in den USA die Betriebsgenehmigung verlängert (siehe Tabelle 3.1). Allerdings wurden inzwischen neun der 94 Reaktoren, für die Betriebsverlängerungen gewährt wurden, stillgelegt: in einigen Fällen, weil die Anlagen so schon unwirtschaftlich waren, in anderen, weil unerschwingliche Reparaturen erforderlich waren (vergleiche hierzu auch Anhang D).

Aus der Tabelle fallen folgende Besonderheiten auf:

- Der Antrag für Diablo Canyon wurde im März 2018 zurückgezogen. Die Eigentümer beantragten die Wiederaufnahme des Antrags im Oktober 2022, die im März 2023 genehmigt wurde.

- Der Antrag für Comanche Peak 1 und 2 wurde im Oktober 2022 eingereicht, als die Reaktoren 32 bzw. 29 Jahre alt waren.
- Der Antrag für Perry wird für 2023 erwartet, wenn der Reaktor 36 Jahre alt sein wird.
- Der Antrag für Clinton wird für 2024 erwartet, wenn der Reaktor 37 Jahre alt sein wird.
- Für Watts Bar 1 und 2, die 27 bzw. 7 Jahre alt sind, wurde noch kein Antrag gestellt.

Allgemein zeigt Tabelle 3.1 folgende wichtigen Punkte:

- Kein Reaktor wurde stillgelegt, weil sein Antrag auf Erneuerung der Genehmigung abgelehnt wurde.
- Viele Genehmigungsverlängerungen (55) wurden zehn oder mehr Jahre vor Ablauf der ursprünglichen Genehmigung erteilt. Das bedeutet, dass in den meisten Fällen der Zustand der Anlage zum Zeitpunkt des Auslaufens der bestehenden Genehmigung im Rahmen des Verfahrens zur Erneuerung der Genehmigung nicht bewertet werden konnte.
- Von der Antragstellung bis zur Erteilung einer neuen Genehmigung vergingen in der Regel zwei bis drei Jahre.
- Die Anträge, deren Bearbeitung am längsten dauerte betrafen fast alle Reaktoren, die Anfang der 70er Jahre in Betrieb genommen wurden, obwohl mehrere Reaktoren dieses Alters das Verfahren in der üblichen Zeitspanne abschlossen.
- Es scheint keinen Zusammenhang zwischen dem Reaktortyp und dem Hersteller und der Dauer des Erneuerungsprozesses zu geben.

Im Jahr 2018 begann die NRC damit, Anträge auf weitere Genehmigungsverlängerung zu erhalten. Die Laufzeit von Reaktoren, deren Genehmigung bereits auf 60 Jahre verlängert worden war, sollte ein weiteres Mal auf 80 Jahre verlängert werden (siehe Tabelle 3.2). Bis 2023 hatten sechs Reaktoren dieses Verfahren erfolgreich abgeschlossen. Zehn werden derzeit geprüft und bis 2025 werden Anträge für acht weitere Reaktoren erwartet. Die Reaktoren, für die weitere Verlängerungen bewilligt wurden, sind Zeitgenossen von Beznau. Ihr Design entspricht damit bei weitem nicht dem gegenwärtigen Stand von Wissenschaft & Technik.

Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebes in den USA

Die USA sind das einzige Land, in dem eine beträchtliche Anzahl von Reaktoren dauerhaft stillgelegt wurde, weil sie im Vergleich zu alternativen Stromerzeugungsquellen unwirtschaftlich sind, und zwar allein aufgrund der Betriebskosten, ohne Berücksichtigung der Fixkosten. Bevor die Möglichkeit der Genehmigungsverlängerung zur Verfügung stand, wurden etwa ein halbes Dutzend großer Reaktoren aus diesen Gründen stillgelegt. Seither wurden weitere acht Reaktoren aufgrund mangelnder Wettbewerbsfähigkeit geschlossen. In den meisten Fällen sind Gaskraftwerke die Alternative. Als Ersatz für die beiden Indian-Point-Reaktoren im Bundesstaat New York wurden beispielsweise drei Gaskraftwerke mit einer gleichwertigen Kapazität gebaut (EIA, 2021). Die zunehmende Verfügbarkeit von Fracking-Erdgas hat die Gaspreise deutlich unter dem europäischen Niveau gehalten.

Jahr	Reaktoren	1. Verlängerung	Alter 2. Verlängerung	Prozessdauer
Abgeschlossen				
2019	Turkey Point 3, 4 (PW)	2002	48, 47	23
2020	Peach Bottom 2, 3 (B)	2003	47, 46	20
2021	Surry 1, 2 (PW)	2003	46, 45	31
Laufend				
2020	St Lucie 1, 2 (PC)	2003		
2020	Oconee 1, 2, 3 (PB)	2000		
2021	Point Beach 1, 2 (PW)	2005		
2021	North Anna 1,2 (PW)	2003		
2023	Monticello (B)	2006		
Erwartet				
2023	Browns Ferry 1, 2, 3 (B)	2006		
2023	Summer (PW)	2004		
2024	Dresden 2, 3 (B)	2004		
2025	Hatch 1, 2 (B)	2002		

Tabelle 3.2: Auflistung der US-amerikanischen Kernreaktoren, denen eine Betriebsdauer von 80 Jahren bereits bewilligt wurde oder die sich darum beworben haben (U.S. NRC, 2023b).

In den USA gibt es Staaten, in denen es einen wettbewerbsfähigen Stromgroßhandelsmarkt gibt, und in solche, in denen die Stromversorgung vollständig reguliert ist. Der Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)-Markt beispielsweise deckt 14 Staaten zumindest zum Teil ab⁵. In diesen Staaten müssen Kernkraftwerke wettbewerbsfähig sein, um überleben zu können. In Staaten, in denen der Strommarkt reguliert ist, erhalten Reaktoreigentümer hingegen eine „faire“ Rendite auf den Vermögenswert des Kraftwerks und dürfen im Allgemeinen ihre variablen Kosten decken. Anlagen in diesen Staaten sind normalerweise nicht von einer Schließung bedroht. Wenn jedoch die Regulierungsbehörde für die Elektrizitätswirtschaft oder die Regierung eines Bundesstaates der Ansicht sind, dass ein Reaktor unwirtschaftlich ist, kann sie wirtschaftlichen Druck auf das Versorgungsunternehmen ausüben, damit dieses die Anlage stilllegt.

Das Verfahren zur Prüfung von Anträgen auf Genehmigungsverlängerungen scheint umfangreich zu sein und dauert in der Regel etwa zwei Jahre. Da aber keine Nachrüstungen erforderlich sind, beschränken sich die Kosten auf die Feststellung des Zustands der Anlage und den Nachweis, dass sie die Auslegungsgrundlagen erfüllt, sowie auf die Reparatur oder den Ersatz von verschlissenen Teilen. Ein Bericht des US-amerikanischen Ingenieurbüros Sargent & Lundy (S&L) aus dem Jahr 2018, der von der US-Umweltschutzbehörde finanziert wurde, enthält eine Liste von Systemen, die nach 40 oder mehr Betriebsjahren ersetzt werden müssen (siehe Tabelle 3.3). S&L stellte fest, dass die jährlichen Investitionsausgaben für bestehende DWR im Durchschnitt bei \$45/kW und für SWR bei \$40/kW liegen, mit steigender Tendenz von etwa \$30/kW (\$30 Mio. für einen 1000-MW-Reaktor) für eine 10 Jahre alte Anlage auf etwa \$70/kW für eine 45 Jahre alte Anlage. Allerdings gab es eine große Streuung um

⁵Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

Aktivität	nach
Austausch der Turbinenanlage	40 Jahre
Austausch der Wärmetauscher	45 Jahre
Austausch des Hauptgenerators	50 Jahre
Austausch des Speisewasservorwärmers	40 & 60 Jahre
Leittechnikmodernisierung	45 Jahre
Austausch des Kondensators	50 Jahre
Tausch Dampferzeuger*	60 Jahre
Tausch Druckhalter* inkl. Heizung und Sprühsystem	50 Jahre
Hauptkühlmittelpumpe	60 Jahre
Austausch Notstromdieselgeneratoren	60 Jahre
Modernisierung Brandschutz	60 Jahre

Tabelle 3.3: Mittlere Lebensdauer, nach der ein System ersetzt werden muss (Auswahl) (Sargent & Lundy, 2018). Komponenten mit Asterix gibt es nur in Druckwasserreaktoren.

die Trendlinie, wobei die teuerste Anlage nach 10 Jahren etwa \$75/kW kostete, während die billigste 45 Jahre alte Anlage nur \$50/kW kostete.

Die hohen Betriebskosten alternder Reaktoren haben dazu geführt, dass die US-Bundesstaaten 19 Reaktoren subventioniert haben, damit sie in Betrieb bleiben können. Für 2022 kündigte die Bundesregierung ein Budget von \$6 Mrd. an, um bestehenden Reaktoren weiterzubetreiben (Details dazu finden sich in Anhang C).

Fazit USA

Die Politik der USA in Bezug auf die Verlängerung der Lebensdauer von Reaktoren unterscheidet sich stark von der Frankreichs. Insbesondere werden keine Auslegungsverbesserungen verlangt, Laufzeitverlängerungen können lange vor dem Auslaufen der bestehenden Betriebsgenehmigung gewährt werden, in einigen Fällen 20 Jahre, und es werden inzwischen Anträge auf Verlängerung von 60 auf 80 Jahren angenommen und bewilligt. Die Tatsache, dass Verlängerungen in der Regel 10 oder mehr Jahre vor Ablauf der bestehenden Betriebsgenehmigung gewährt werden, bedeutet, dass der Ersatz verschlissener Ausrüstungen nicht in die Wirtschaftlichkeit der Laufzeitverlängerung einfließt. Es gibt, wenn überhaupt, nur wenige verbindliche Berichte über die tatsächlichen Kosten einer Laufzeitverlängerung. Die Tatsache, dass Verlängerungen lange vor dem Auslaufen der bestehenden Betriebsgenehmigung gewährt werden, bedeutet, dass der Zustand der Anlage zum Zeitpunkt des Auslaufens der Betriebsgenehmigung nicht überprüft wird. Trotz dieser wesentlich geringeren Kosten für eine Laufzeitverlängerung ist eine beträchtliche Anzahl von US-Reaktoren unwirtschaftlich, einer zuverlässigen Quelle zufolge mehr als ein Drittel, so dass neun Reaktoren stillgelegt wurden und 19 nur aufgrund öffentlicher Subventionen in Betrieb bleiben.

3.3 Deutschland

Deutschland ist vollständig aus der Stromproduktion mittels Kernenergie ausgestiegen. Vor der Katastrophe im japanischen KKW Fukushima (2011) hat sich aber auch in Deutschland die politische Ebene mit der Verlängerung der Laufzeit der KKW in Deutschland beschäftigt⁶.

Hierzu erforderliche Nachrüstmaßnahmen sind vom zuständigen Umweltministerium in der sogenannten Nachrüstliste aufgezählt worden (BMU, 2010). Die Kosten für die Nachrüstung wurden mit etwa EUR 1 Mrd. pro Block abgeschätzt (Reimann, 2010). Die in der Nachrüstliste genannten Maßnahmen entsprechen in etwa dem Stand der Nachrüsttechnik. Die Sicherung gegen den Absturz eines (Passagier-)Flugzeuges oder das Hinzufügen eines Core-Catchers gehört nicht dazu. Zusätzlich wurden damals auch Energieszenarien für ein Energiekonzept der (deutschen) Bundesregierung analysiert (EWI, 2010). Dabei wurden zwei unterschiedliche Kostensätze für die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke angenommen: entweder spezifische Nachrüstkosten von EUR 25 pro kW Kraftwerksleistung und Jahr der Laufzeitverlängerung oder vom BMU vorgegebene Werte (EWI, 2010, S.5). Der Wert für den Reaktor mit dem höchsten, dem niedrigsten und der durchschnittliche Investitionsbedarf ist in Abbildung 3.1 aufgetragen. Die angegebenen Kosten enthalten sowohl sicherheitstechnische Nachrüstungen als auch den vorgesehenen Austausch von Großkomponenten. Man erkennt, dass die Nachrüstkosten vom BMU als deutlich höher eingeschätzt wurden als der Pauschalwert der Studienautor:innen. Für eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre war im Durchschnitt mit Kosten in Höhe von über EUR 2Mrd. zu rechnen. Auch im günstigsten Falle belaufen sich die Gesamtkosten auf über EUR 1,5 Mrd. Eine Verlängerung über 68 Jahre (40+28) hinaus wurde nicht betrachtet.

Diese umfassenden Nachrüstungen schließen den baulichen Schutz gegen Flugzeugabstürze vom Typ A320 mit ein. Vor allem älterer Kernkraftwerke müssten mit einer Schutzhülle aus Beton nachgerüstet werden, die ihren Weiterbetrieb unrentable gemacht hätten (Gathmann, 2010).

⁶Am 28. Oktober 2010 beschloss der Bundestag mit schwarz-gelber Mehrheit unter dem Kabinett Merkel mit einer weiteren Novelle des Atomgesetzes eine Laufzeitverlängerung. Demnach sollten die Betriebszeiten der vor 1980 in Betrieb gegangenen sieben Anlagen um je acht Jahre verlängert und die der zehn übrigen Kernkraftwerke um je 14 Jahre verlängert werden.

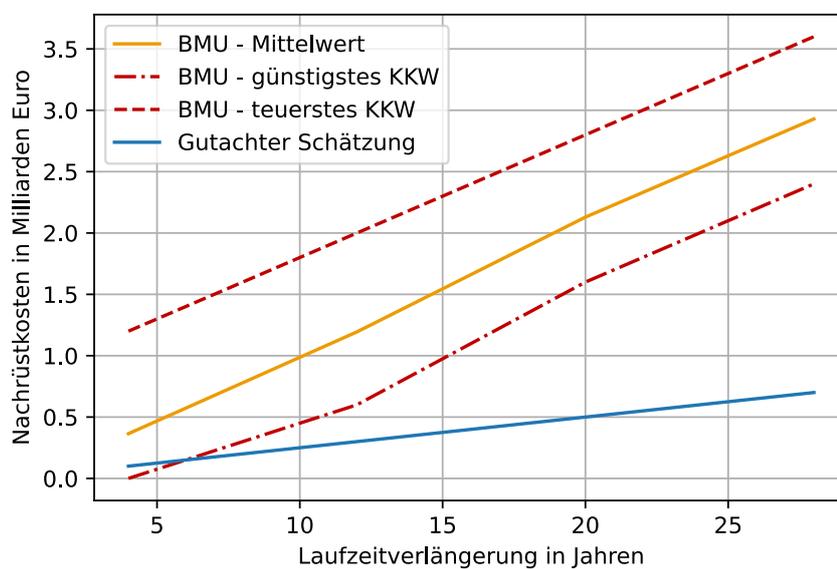


Abbildung 3.1: Nachrüstungskosten für eine Laufzeitverlängerung um 4, 12, 20 und 28 Jahre. Die Werte für einzelne Kraftwerke aufgeschlüsselt finden sich in (EWI, 2010).

Kapitel 4

Der Langzeitbetrieb in der Schweiz

In der Schweiz werden gegenwärtig die Kernkraftwerke Beznau, Gösgen und Leibstadt betrieben. Im Rahmen dieser Studie werden jedoch nur die KKW Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) betrachtet.

Beim KKW Gösgen handelt es sich um einen Druckwasserreaktor (DWR) des deutschen Lieferanten KWU (heute AREVA). Die im Reaktorkern erzeugte Wärme wird über drei parallele Kühlkreisläufe an die Dampferzeuger abgeführt. KKG verfügt über ein innerhalb des Containments angeordnetes Brennelement-Lagerbecken (Kompaktlager), ein innerhalb des Reaktorgebäudes angeordnetes Brennelement-Ladebecken sowie über ein externes, speziell gegen externe Einwirkungen geschütztes Nasslager für die Zwischenlagerung abgebrannter Brennelemente. Die im Reaktorkern erzeugte Wärme wird über drei parallele Kühlkreisläufe an die Dampferzeuger abgeführt. Der kommerzielle Leistungsbetrieb wurde am 1. November 1979 aufgenommen. Das KKG verfügt über eine unbefristete Betriebsbewilligung.

Beim KKW Leibstadt handelt es sich um einen Siedewasserreaktor (SWR). Das nukleare Dampferzeugungssystem enthält einen General Electric Siedewasserreaktor BWR/6-238, welches direkt Prozessdampf für den Antrieb der Dampfturbinen produziert. Das nukleare Dampferzeugungssystem befindet sich in einem Mark III Containment. Seit dem 04. Dezember 1984 wird das KKL kommerziell betrieben und verfügt über eine unbefristete Betriebsbewilligung. Nach dem Willen der Betreiber soll Leibstadt bis mindestens 2045 Strom produzieren (NAU, 2021).

Das vorliegende Kapitel gibt einen Überblick über bereits getätigte Investitionen in KKG und KKL. Danach wird abgeschätzt, was eine Modernisierung auf den Stand der Nachrüsttechnik und auf den Stand von Wissenschaft und Technik bedeutet. Zum Schluss diskutieren wir einen Langzeitbetrieb (LZB) von 80 Jahren im Vergleich zu einem LZB von 60 Jahren.

4.1 Bereits getätigte Investitionen

Laut den Geschäftsberichten von KKG und KKL dienen die in den KKW seit Inbetriebnahme kontinuierlich durchgeführten Maßnahmen der „langfristigen Sicherstellung und zur kontinuierlichen Steigerung der Sicherheit und Verfügbarkeit“. Für alle Anlagen in der Schweiz erfolgten bisher Nachrüstungen zur Beherrschung schwerer Unfälle.

Hierzu zählen seit den 1980er Jahren die Nachrüstung von Systemen zur Verhinderung von Wasserstoffexplosionen (passive autokatalytische Rekombinatoren, H₂-Mischsysteme, H₂-

Zündsysteme im Primärcontainment und N2-Systeme zur Inertisierung des Primärcontainments).

Seit den 1990er Jahren erfolgte die Nachrüstung bzw. Verbesserung von unabhängigen, speziellen Notfallsystemen in separaten, gebunkerten Gebäuden, die Nachrüstung eines gefilterten Containment-Entlüftungssystems zur Milderung der Folgen von schweren Unfällen und die schrittweise Nachrüstung von alternativen Zuleitungen zum Reaktordruckbehälter und dem Primärcontainment.

In den 2000er Jahren kam die Einführung schriftlicher Entscheidungshilfen zur Abmilderung der Folgen schwerer Unfälle (SAMG) und der Fukushima Action Plan hinzu. Systeme zur Verhinderung des Durchschmelzens der Grundplatte im Falle einer Reaktorschmelze (Core-Catcher) gehörten nicht zu den Nachrüstungen und sind auch nicht geplant.

4.1.1 Maßnahmen im Kernkraftwerk Gösgen

In den jährlichen Geschäftsberichten werden die aufgewendeten Sachinvestitionen für die Maßnahmen „langfristigen Sicherstellung und zur kontinuierlichen Steigerung der Sicherheit und Verfügbarkeit“ genannt. Damit ist keine Unterscheidung möglich, welche Ausgaben für die Erhaltung der Verfügbarkeit notwendig sind und welche einer Erhöhung des Sicherheitsniveaus dienen. Die Aufwendungen sind in Abbildung 4.1 gezeigt. Im Schnitt wurden jährlich CHF 82,6 Mio. Sachinvestitionen getätigt.

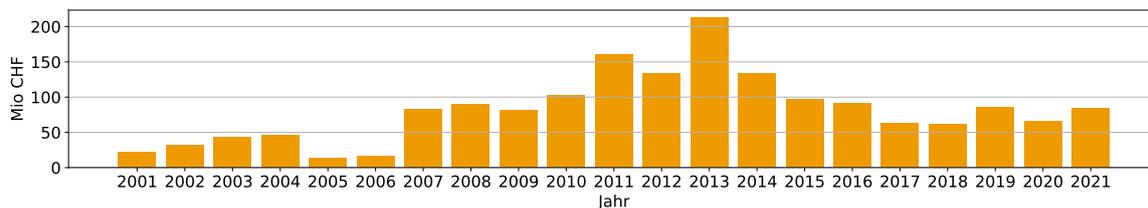


Abbildung 4.1: Überblick über die Sachinvestitionen im KKG von 1997 bis 2021. Darstellung auf Basis der Geschäftsberichte (Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, 2022).

Herauszuheben ist der kostenintensive Tausch von Niederdruckturbine, Kondensator und Hauptgenerator im Jahr 2013. Unklar bleibt, ob der Tausch durchgeführt wurde, um die Leistungserhöhung möglich zu machen oder sicherheitstechnisch notwendig war. Generell wurden um das 30. Betriebsjahr herum verschiedene Großkomponenten ersetzt, die auch wieder (mindestens) 30 Jahre genutzt werden sollen. Eine Übersicht über Nachrüstungen ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Dabei geht es sowohl um Modernisierungsmaßnahmen als auch um Maßnahmen zur Erhaltung der Verfügbarkeit.

Kein weitreichender Tausch wurde bis jetzt bei den Großkomponenten Druckhalter, Dampferzeuger und Hauptkühlmittelpumpe vorgenommen. Laut Tabelle 3.3 haben diese Komponenten in US-amerikanischen, kommerziellen Leichtwasserreaktoren eine mittlere Lebensdauer von 50 (Druckhalter) bzw. 60 Jahren. Ein Austausch ist somit bei einem Langzeitbetrieb von 80 Jahren ziemlich sicher notwendig und bei einem 60-jährigen Betrieb zumindest wahrscheinlich. Auf Nachfrage an KKG, wann mit einem Austausch diese Komponenten gerechnet werden müsste, erhielten die Autor:innen dieser Studie keine aussagekräftige Antwort.

Der Austausch von Dampferzeugern stellt einen erheblichen Kostenfaktor dar, da dieser Tausch in der ursprünglichen Auslegung der Anlage nicht vorgesehen ist. Erfahrungen aus

Jahr	Maßnahme
1993	Erhöhung der Bruttoleistung von 970 MW auf 990 MW
1995	Erhöhung der Bruttoleistung von 990 MW auf 1020 MW
1999	Dritte unabhängige Kühlstrecke für das Brennelementlagerbecken
2001	Ersatz des Prozessrechners durch ein Dateninformationssystem
2005	Nachrüstung Druckentlastungssystem Reaktorkühlsystem
2006	Austausch Generatorerreger
2008	Neubau externes Lagergebäude für Nasslagerbecken
2010	Optimierung der Kühlturmeinbauten abgeschlossen
2010	Erhöhung der Bruttoleistung von 1020 MW auf 1035 MW
2012	Digitalisierung der Frischdampfumleitregelung
2013	Ersatz Niederdruckturbine, Kondensator, Hauptgenerator Erhöhung der Bruttoleistung von 1035 MW auf 1060 MW Verbesserung des seismischen Schutzes
2014	Leittechnikmodernisierung, Fortführung der Arbeiten zum seismischen Schutz, Erhöhung von Sicherheitsmargen
2015	Ersatz des Kosolladekrans im Ringraum und der Notstromdiesel-Steuerungen
2016	Nachrüstungen zur Verbesserung der Erdbebensicherheit und Robustheit
2017	Arbeiten an der BE-Lademaschine
2018	Austausch von 56 Brandschutztüren Inbetriebnahme der seismischen Reaktorabschaltung Fertigstellung der PSÜ und der Analysen zum Langzeitbetrieb
2019	Reaktorschutzsystem ausgetauscht weitere Brandschutztüren modernisiert/ausgetauscht
2020	Auslagerung Deionatbecken aus dem Notstandsgebäude Arbeiten zur Verbesserung der Erdbebensicherheit
2021	Ertüchtigungs- und Austauschprogramm Brandschutzklappen Austausch Reaktorschutzsystem

Tabelle 4.1: Auswahl von in Gösgen durchgeführten Maßnahmen (Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, 2022).

USA zeigen, dass sich die Kosten für einen Dampferzeuger auf \$12 bis \$20 Mio. belaufen. Die Kosten für den Ersatz eines Dampferzeugers sind wesentlich höher und bewegen sich zwischen \$125 und \$150 Mio. (Chernoff, 1996; Flessner, 2022). Auch der BUND, der sich auf Recherchen von ausgestrahlt.de stützt, rechnet mit Kosten in Höhe von etwa EUR 150 Mio. pro KKW für den Austausch des Dampferzeugers (BUND, 2020). Entsorgungskosten sind hierbei noch nicht eingepreist.

Der Austausch der Dampferzeuger selbst ist nicht Teil eines sicherheitstechnischen Nachrüstprogramms, sondern der Instandhaltungsstrategie (ASN, 2021; Becker et al., 2021). Dennoch kann der Austausch eines Dampferzeugers auch dadurch gegeben sein, dass die sicherheitstechnische Aufgabenstellung nicht mehr ausreichend erfüllt werden kann.

Im Aufsichtsbericht von 2022 bewertet ENSI die Sicherheit von KKG bezüglich der Auslegungsvorgaben als gut (ENSI, 2022). Im Jahr 2019 wurde dies wie folgt ausgeführt (ENSI, 2019a, S. 51):

„Bei der Beurteilung der Auslegungsvorgaben hat das ENSI Erkenntnisse aus der letzten periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) sowie aus dem EU-Stresstest herangezogen und dabei die Auslegung der Anlage bezüglich Redundanzgrad, Diversität, räumlicher Separation und Robustheit gegen auslösende Ereignisse bewertet. Da die Auslegungsvorgaben des KKG die Minimalanforderungen und den Stand ausländischer Anlagen desselben Typs übertreffen und keine Bewertungen der Kategorie A und höher vorliegen, bewertet das ENSI die Sicherheit des KKG hinsichtlich der Auslegungsvorgaben als hoch“.

Unbelegt bleibt hierbei die Feststellung, „da die Auslegungsvorgaben des KKB die Minimalanforderungen und den Stand ausländischer Anlagen desselben Typs übertreffen“. Für das mittlerweile stillgelegte Kernkraftwerk Neckarwestheim (GKN) (kommerzieller Betriebsstart 1976), das mit KKB vergleichbar ist, sind über die Laufzeit umfangreiche Nachrüstungen, insb. bei den sicherheitstechnischen Einrichtungen, vorgenommen wurden.

4.1.2 Maßnahmen im Kernkraftwerk Leibstadt

Seit 2010 hat KKL über eine Milliarde CHF in die Modernisierung der Anlage (Maßnahmen der „langfristigen Sicherstellung und zur kontinuierlichen Steigerung der Sicherheit und Verfügbarkeit“) investiert (vgl. Abbildung 4.2). Wichtige Investitionen sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Deutlich wird, dass im KKW Leibstadt beständig in Instandhaltung und Modernisierung investiert wird. Eine Aufschlüsselung der Investitionen in diese beiden Aspekte ist allerdings nicht möglich.

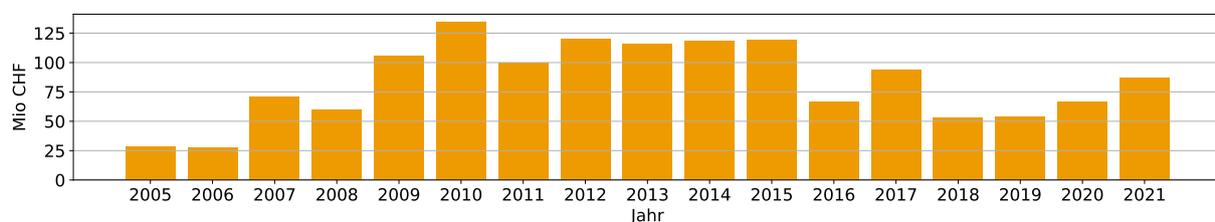


Abbildung 4.2: Überblick über die Sachinvestitionen im KKL von 1995 bis 2021. Darstellung auf Basis der Geschäftsberichte (Kernkraftwerk Leibstadt AG, 2022).

Jahr	Maßnahme
2004	Leitanlagenmodernisierung; Erneuerung Erdbebeninstrumentierung
2005	Verbesserung Notstromversorgung Hochdruck-Kernsprühsystems Weiterführung Leitanlagenmodernisierung
2006	Weiterführung Leitanlagenmodernisierung Umrüstung Notstromdivision
2007	Änderungen Notstrom Dieselgeneratoren
2010	Austausch der Niederdruckturbinen, Tausch Blocktransformator Tausch von zwei Niederdruckvorwärmern
2011	Ertüchtigung neuer Blocktransformator
2012	Ersatz Hauptgenerator und Kühlturmeinbauten
2013	Arbeiten am Kühlturm, Revision Notstromdiesel
2014	Bauarbeiten für neue Aktivlagerhalle für kontaminierte Großkomponenten Erhöhung der Erdbebensicherheit, Erneuerung Brandschutzanlage
2015	Fortführung Erneuerung Brandschutzanlage und Leittechnik
2016	Ersatz Blocktrafo für die Eigenbedarfsversorgung
2017	Ersatz der Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer
2020	Modernisierung der Leittechnik am Speisewasser- und Hauptkondensatsystem (Projekt PLUS)
2021	Umbau Reaktorumwälzsystems (YUMOD) Erneuerung Kondensator (ERKO)

Tabelle 4.2: Übersicht über sicherheitsrelevante Investitionen in das Kernkraftwerk Leibstadt (Kernkraftwerk Leibstadt AG, 2022).

Im Aufsichtsbericht von 2022 bewertet ENSI die Sicherheit von KKL bezüglich der Auslegungsvorgaben als hoch (ENSI, 2022). Im Jahr 2019 wurde dies, vergleichbar mit den Äußerungen zu KKG, wie folgt ausgeführt (ENSI, 2019a, S. 67):

„Bei der Beurteilung der Auslegungsvorgaben hat das ENSI Erkenntnisse aus der letzten periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) sowie aus dem EU-Stresstest herangezogen und dabei die Auslegung der Anlage bezüglich Redundanzgrad, Diversität, räumlicher Separation und Robustheit gegen auslösende Ereignisse bewertet. Da die Auslegungsvorgaben des KKL die Minimalanforderungen und den Stand ausländischer Anlagen desselben Typs übertreffen und keine Bewertungen der Kategorie A und höher vorliegen, bewertet das ENSI die Sicherheit des KKL hinsichtlich der Auslegungsvorgaben als hoch.“

Unbelegt bleibt die Feststellung, „da die Auslegungsvorgaben des KKL die Minimalanforderungen und den Stand ausländischer Anlagen desselben Typs übertreffen“.

Interessant ist in diesem Kontext auch, dass KKL schätzt, dass Versagensmöglichkeiten, die zu Kernschmelzszenarien führen würden, unter Beachtung der vorhandenen Maßnahmen und Einrichtungen sehr unwahrscheinlich seien, so dass weitergehende Vorsorge z.B. gegen Durchschmelzen des Containmentbodens im Fall eines Kernschmelzunfalls nicht nötig sei (Kernkraftwerk Leibstadt AG, 2011). Dabei stützt man sich auf Ergebnisse aus probabilistischen Sicherheitsanalysen der PSA Level 2, wobei selbst ENSI Zweifel an der Aussagekraft der verwendeten Modelle und Daten beschreibt (ENSI, 2019c, S. 7-22, 7-27).

4.2 Nachrüstung nach Stand der Nachrüsttechnik

KKL und KKG habe nach eigenen Angaben bereits um die CHF 1 Milliarde in die Modernisierung und Erhaltung der Anlage investiert. Es ist nicht klar ersichtlich, wie sich die Investitionen in Modernisierung und Instandhaltung aufteilen. Auch deswegen lässt es sich nicht sagen, welche zusätzlichen Modernisierungsausgaben noch zu erwarten sind.

In Deutschland wurde im Jahr 2012 eine Nachrüstliste vom BMU aktualisiert, die den „geordneten Betrieb“ bis zum Zeitpunkt der Beendigung der gewerblichen Erzeugung von Elektrizität durch Kernenergie sicherstellen sollte (BMU, 2012). In Deutschland wurden die Kosten für Nachrüstungen, die in etwa dem Stand der Nachrüsttechnik entsprechen, im Jahr 2010 mit einer Milliarde Euro pro Reaktor abgeschätzt (vgl. Abschnitt 3.3).

Der Stand der Nachrüsttechnik entwickelt sich beständig weiter. Wie bereits ausgeführt, entspricht dieser Stand der internationalen Praxis der Nachrüstung. In Frankreich ist die Nachrüstung von Reaktoren mit Hardened Safety Cores (HSC) und Core-Catchern konkret geplant. Der Hardened Safety Core soll der Erhöhung des Schutzes vor extremen Naturgefahren dienen. Dabei werden Teile der Anlage verstärkt und zusätzliche Ausrüstungen installiert, um große Freisetzungen im Falle von auslegungsüberschreitenden Gefahren (Erdbeben, Überschwemmungen von außen und Naturkatastrophen) im Wesentlichen auf den Standort zu begrenzen. Dabei geht es insbesondere auch um einen Stromausfall im Kraftwerk (Station Blackout, SBO), den Verlusts der letzten Wärmesenke oder einen schweren Unfall, der sich durch diese extremen Gefahren entwickelt. Die Nachrüstung der französischen KKW mit dem Hardened Safety Core entspricht etwa den Notstandssystemen, die bei KKG und KKL bereits vor vielen Jahren, wie auch bei den deutschen und anderen europäischen Anlagen, nachgerüstet wurden.

KKG und KKL sind seit 44 bzw. 39 Jahren in Betrieb. Es ist davon auszugehen, dass bei einer der folgenden PSÜs, die bis zum geplanten Betriebsende mit 60 Jahren noch durchgeführt

werden, international bereits Core-Catcher nachgerüstet wurden. Dessen Nachrüstung würde somit dem Stand der Nachrüsttechnik entsprechen. Es wurden bereits Maßnahmen zur Verbesserung der Beherrschung schwerer Unfälle durchgeführt. Ein Core-Catcher ist bis jetzt nicht Teil der Planung. Ob der Einbau eines Core-Catchers in KKG oder KKL technisch überhaupt möglich wäre, ist offen. Teuer wäre es auf jeden Fall.

4.3 Nachrüstung nach Stand von Wissenschaft und Technik

Der EPR in Flamanville (Frankreich) wurde nach den aktuell gültigen modernen Sicherheitsstandards ausgelegt. Er kann somit als Referenz für den Stand von Wissenschaft und Technik in Bezug auf die sicherheitstechnischen Eigenschaften eines Kernkraftwerkes gelten.

Im Vergleich zu den in Betrieb befindlichen Reaktoren unterscheidet sich die Auslegung des EPR in Flamanville, insbesondere hinsichtlich (Dupuy et al., 2015):

- durchgängig redundanter ($n+2$), räumlich getrennter und nach diversitären Prinzipien ausgelegter Sicherheitssystemen;
- einer Vermeidung von Situationen, in denen es zu einem Totalausfall der Stromversorgung oder der Wärmesenke kommen könnte;
- der Vorkehrungen für die Begrenzung schwerer Unfälle auch unter Berücksichtigung von Kernschmelzphänomenen. U.a. ist zur Rückhaltung der Kernschmelze ein spezieller Core-Catcher vorgesehen;
- des Schutzes gegen äußere Gefahren wie Erdbeben und Hochwasser. Im Falle von Überschwemmungen sind Änderungen des Meeresspiegels bis zum Jahr 2080 in Betracht gezogen worden;
- des Schutzes der Anlage bei einem lang andauernden Ausfall der gesamten Stromversorgung und weiterer extremer Einwirkungen¹.

Die französische Aufsichtsbehörde ASN hat zur Frage der Laufzeitverlängerung der 900 MW Reaktoren verlautbart, dass sie die Betriebszeit ihrer Reaktoren deutlich über die ursprünglich geplanten 40 Jahre hinaus verlängern wollen. (ASN, 2016). Explizit wird dabei genannt, dass das Sicherheitslevel im Hinblick auf das für neue Reaktoren geltende Niveau hin verbessert werden muss.

Es wird somit erwartet, dass das Sicherheitsniveau der alten Kernkraftwerke erhöht wird, wenn diese länger in Betrieb sind als ursprünglich erwartet. Laut ASN bedeutet dies (ASN, 2020) Maßnahmen und Einrichtungen zum Schutz gegen Kernschmelzphänomene (u.a. Implementierung eines Core-Catchers) und die Implementierung eines Hardened Safety Cores. Im Nachrüstprogramm sind keine Änderungen vorgesehen, die bestehenden Defizite in der Ausführung der Sicherheitssysteme hinsichtlich Redundanz, Diversität und räumlicher Trennung beseitigen.

¹Der französische Stromkonzern EDF z.B. will seine Kernkraftwerke für die zunehmende Zahl von Hitzeperioden rüsten, um Betriebseinschränkungen aufgrund von Kühlproblemen zu vermeiden (Mouterde, 2023)

Insofern folgt das französische Nachrüstprogramm nur teilweise den Anforderungen nach Stand von Wissenschaft und Technik. Nicht bekannt ist, ob irgendwo eine bestehende Anlage auf den Stand von Wissenschaft und Technik nachgerüstet wurde. Es gibt Untersuchungen, die besagen, dass eine solche umfassende Nachrüstung unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht mehr vertretbar wäre (INRAG, 2021; Renneberg, 2010; WENRA, 2017).

Wie weiter oben beschrieben werden in Frankreich die reinen Nachrüstkosten, also zusätzlich zu den laufenden Kosten, auf ca. EUR 50 Milliarden geschätzt. Bei den bestehenden Unsicherheiten einer solchen Schätzung kann man davon ausgehen, dass die Nachrüstkosten sich pro Reaktorblock der 900 MW Reaktoren in Frankreich auf mindestens eine Milliarde Euro belaufen werden.

Diese Kosten decken allerdings nur sicherheitsrelevante Nachrüstungen ab. Der Austausch der Dampferzeuger selbst ist zum Beispiel nicht Teil des sicherheitstechnischen Nachrüstprogramms, sondern Teil der Instandhaltungsstrategie (ASN, 2021; Becker et al., 2021). Der Dampferzeuger muss getauscht werden, wenn er die sicherheitstechnische Aufgabenstellung nicht mehr ausreichend erfüllt. Dies kann bereits während Betriebszeit erforderlich sein und stellt einen erheblichen Kostenfaktor dar (s.o.).

4.4 Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus

In den schweizerischen KKW wird sowohl eine vorbeugende als auch eine zustandsbasierte Instandhaltungsstrategie praktiziert. Demnach werden sicherheitstechnisch wichtige, aber auch verfügbarkeitsbestimmende Strukturen, Systeme und Komponenten in der Regel dann ausgetauscht, wenn es entweder

- Angaben/Empfehlungen hierzu in der Herstellerspezifikationen gibt oder
- es Erfahrungen generischer Art weltweit zu Versagensmodi gibt oder
- im Kernkraftwerk selbst Probleme erkennbar bzw. bereits aufgetreten sind.

Dieses sicherheitsgerichtete Vorgehen führt durchaus dazu, dass Großkomponenten auch bereits in der (projektierten) Betriebszeit ausgetauscht werden. In den USA und Frankreich sind bereits in größerem Umfang Dampferzeuger ausgetauscht worden.

Im Rahmen der in der Schweiz praktizierten Qualitätsstrategie wird die gesamte Kraftwerkanlage einer regelmäßigen, systematischen Instandhaltung unterzogen. Wiederkehrende Prüfungen in Form von Inspektionen und Funktionsprüfungen sind dabei ein Bestandteil der Instandhaltung und dienen dem Nachweis der Sicherheit. Im System des Alterungsmanagements werden alle bekannten Alterungsmechanismen und -effekte untersucht und bewertet sowie gegebenenfalls notwendige Gegenmaßnahmen, wie z.B. Austausch von Komponenten, abgeleitet. Der daraus resultierende, längerfristige Plan zum Austausch wichtiger Komponenten ist nicht frei verfügbar (INRAG, 2023).

Eine Großkomponente, bei der international von Reparaturen (Abdichten / Verschließen von Dampferzeugerheizrohren) bis hin zum ganzen Austausch berichtet wird, ist der Dampferzeuger. Die Dampferzeugerheizrohre werden regelmäßig auf Materialtrennung als auch auf Wanddickenschwächung, wie sie durch Korrosion oder mechanischen Abtrag hervorgerufen werden können, hin untersucht. Konkrete Daten zum aktuellen Zustand der Dampferzeuger in

KKW Gösgen, insbesondere der Dampferzeugerheizrohre, liegen öffentlich jedoch nicht vor. Damit ist keine Bewertung möglich, inwieweit der Zustand der Dampferzeuger einen Betrieb über weitere 20 oder 40 Jahre zulässt. Auf Basis von Industriedaten wird die mittlere Lebensdauer des Dampferzeugers auf 60 Jahre geschätzt (Sargent & Lundy, 2018). Ein Langzeitbetrieb von 80 Jahren würde vermutlich den Tausch des Dampferzeugers erfordern.

Die Abschätzungen für Deutschland in Abschnitt 3.3 zeigen, dass die Kosten für die Nachrüstung kontinuierlich mit der Betriebsdauer steigen. Allerdings wird nur eine Laufzeit von maximal 68 Jahren betrachtet. In den USA wird davon ausgegangen, dass die Kosten für die zweite Laufzeitverlängerung höher sind als für die erste (Sargent & Lundy, 2018, S. 12). Die jährlich einzuplanenden Ausgaben steigen mit dem Alter der Anlagen.

Das KKW Neckarwestheim 1, eine mit dem schweizerischen KKW Gösgen vergleichbare 3-Loop Anlage, wurde 2011 abgeschaltet. Für eine Laufzeitverlängerung um 20 bzw. 28 Jahre ging das BMU laut (EWI, 2010) von Kosten in der Höhe von EUR 1,6 Mrd. respektive EUR 2,4 Mrd. aus.

Diese Kosten umfassen sowohl Modernisierung und Instandhaltung als auch (sicherheits-technische) Nachrüstungen. Während Modernisierung und Instandhaltung sehr oft durch die Gegebenheiten am Kraftwerk gegeben sind, werden erforderliche Nachrüstungen von den Aufsichtsbehörden vorgegeben. ENSI verlangt, dass das Sicherheitsniveau von KKL und KKG dem Stand der Nachrüsttechnik entspricht. Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, ist der Stand der Nachrüsttechnik nicht generisch definiert. Der Stand von Wissenschaft und Technik entwickelt sich weiter. Das gleich gilt auch für den Stand der Nachrüsttechnik. Es ist nicht abzusehen, was in etwa 15 Jahren darunter zu verstehen ist, wenn sich die Frage nach einem Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus für KKL und KKG konkreter stellt. Nur mit diesem Wissen kann aber bestimmt werden, ob eine Nachrüstung auf das entsprechende Sicherheitsniveau technisch überhaupt möglich wäre und wie viel diese vermutlich kosten würde.

Kapitel 5

Fazit

Die beiden schweizerischen Kernkraftwerke Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) sind 1979 bzw. 1984 in Betrieb genommen worden. Das KKW Gösgen befindet sich damit bereits über 40 Jahre in Betrieb. Im KKW Leibstadt wird der Langzeitbetrieb über diesen Zeitpunkt hinaus bald beginnen. Es gibt Stimmen in der Schweiz, die eine Betriebsdauer der Kernkraftwerke von bis zu 80 Jahren für sinnvoll halten. Diese Studie beschäftigt sich mit der Frage, welche Investitionen für einen solchen Langzeitbetrieb notwendig wären und inwieweit man diese bereits abschätzen kann.

In der Schweiz herrscht die Verpflichtung zur Nachrüstung auf den *Stand der Nachrüsttechnik*. Dies entspricht in etwa den Nachrüstungen, die in anderen westlichen Ländern in KKW gleiches Typs durchgeführt werden. Der von Siemens gelieferte Reaktor in Gösgen hat die gleiche technologische Grundlage wie die 900 MW Reaktoren in Frankreich, die ein von Westinghouse lizenziertes DWR-Konzept verwenden. Deutsche Kernkraftwerke wie Neckarwestheim 1 sind mit dem schweizerischen KKW Gösgen vergleichbare Anlagen mit ähnlicher Ausstattung. Aus den Erfahrungen, die in den USA, Frankreich und Deutschland mit dem Langzeitbetrieb (der Laufzeitverlängerung) von Kernkraftwerken gemacht wurden, können Rückschlüsse auf notwendige Investitionen für die schweizerischen Anlagen gezogen werden.

In den USA genügt es für eine Laufzeitverlängerung in der Regel, wenn die Kernkraftwerke nach wie vor die Sicherheitsanforderungen, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme galten, erfüllen. Nur in Ausnahmefällen werden zusätzlich zu den Maßnahmen, die zur Erhaltung der Verfügbarkeit notwendig sind, auch sicherheitstechnische Nachrüstungen von der Aufsichtsbehörde verlangt. Dennoch ist in freien Energiemärkten der Betrieb vieler Kernkraftwerke nicht wirtschaftlich. Mehrere Kernkraftwerke wurden trotz bestehender Betriebsgenehmigung aufgrund ökonomischer Überlegungen abgeschaltet.

Aus Industriedaten der US-amerikanischen Kernkraftwerke ist bekannt, dass wichtige Großkomponenten (z. B. Turbine, Kondensator, Generator und Transformator) im Kernkraftwerk eine mittlere Lebensdauer von (teilweise sogar weniger als) 60 Jahren haben. Ein Langzeitbetrieb von 80 Jahren würde deren Austausch vermutlich notwendig machen und zusätzliche Kosten verursachen. Diese Komponenten sind Komponenten, die eine hohe Bedeutung für den bestimmungsgemäßen Betrieb der Kraftwerke besitzen, und sind in KKL und KKG teilweise bereits ersetzt worden. Detaillierte Angaben zum aktuellen Zustand dieser Komponenten in KKL und KKG sind jedoch öffentlich nicht zugänglich.

In Frankreich wurde 2015 ein großangelegtes Programm zum Langzeitbetrieb der Reaktoren

beschlossen (Grand Carénage). Unter anderem umfasst die Grand Carénage die Nachrüstung von Core-Catchern zur Beherrschung von Kernschmelzphänomene und Hardened Safety Cores zum besseren Schutz gegen auslegungsüberschreitenden externe Ereignisse. Die Kostenschätzungen für die Grand Carénage schwanken über die Jahre und werden nicht in die verschiedenen Maßnahmen und Reaktoren aufgeschlüsselt. Die Nachrüstungen sollen die Kernkraftwerke möglichst nah an den Stand von Wissenschaft und Technik führen. Sie umfassen auch Ausgaben für die Erhaltung der Verfügbarkeit, jedoch nicht die Bereitstellung des Brennstoffes. Je nach Annahme sind von etwa EUR 1-2 Mrd. pro Reaktor auszugehen, wobei aufwendige sicherheitstechnische Systeme wie der Core-Catcher noch nicht nachgerüstet wurden und die echten Kosten somit noch unbekannt sind.

Das deutsche Bundesumweltministerium (BMU) hat 2010, vor dem Reaktorunfall in Fukushima, eine sogenannte „Nachrüstliste“ für die deutschen Kernkraftwerke veröffentlicht. Nachrüstungen laut dieser Liste hätten etwa EUR 1 Mrd. pro Reaktorblock gekostet. Diese entspricht ungefähr dem Stand der Nachrüsttechnik. Es wurden auch reaktorspezifische Kosten für eine Nachrüstung, die u.a. auch bauliche Maßnahmen gegen Flugzeugabstürze mit einschließt, veröffentlicht. Bei einer Laufzeitverlängerung um 20 Jahre wäre, je nach Reaktor, mit Kosten für Instandhaltung und Nachrüstung zwischen EUR 1,6 Mrd. bis EUR 2,8 Mrd. gerechnet worden. Aus den gesammelten Informationen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Kostenschätzungen für Investitionen in Kernkraftwerke sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die oben genannten Beträge zeigen, dass die notwendigen Investitionskosten stark standortabhängig sind. Dabei spielen sowohl der Zustand des Kernkraftwerkes als auch die von den jeweiligen Behörden vorgeschriebenen Standards eine Rolle. Einige der geplanten Nachrüstungen sind noch nie durchgeführt worden. Ihre technische Machbarkeit und ihre Kosten sind somit noch mit großen Unsicherheiten behaftet.

Kein Land hat seine Kernkraftwerke bis jetzt auf den Stand von Wissenschaft und Technik modernisiert. Der europäische Druckwasserreaktor EPR kann als Referenzanlage für den Stand von Wissenschaft und Technik bei Kernkraftwerken gesehen werden. Die Nachrüstung der französischen Kernkraftwerke orientiert sich explizit am EPR. Entscheidende, kostspielige und technisch herausfordernde Nachrüstungen wie der Einbau eines Core-Catchers oder eines ähnlichen Systems zur Beherrschung von Kernschmelzphänomenen sind allerdings noch nicht umgesetzt worden. Dabei hat Frankreich den Vorteil, dass die Reaktorflotte stark standardisiert ist. Die Kosten für die Entwicklung der Nachrüstungen können somit über viele Kernkraftwerke verteilt werden. Das ist in der Schweiz nicht der Fall, die Nachrüstungen müssen standortspezifisch entwickelt werden. Zudem konnten elementare Schwachstellen veralteter Sicherheitskonzepte bis jetzt nicht durch Nachrüstungen völlig beseitigt werden. Es bleibt offen, ob Frankreich seinem Anspruch, auf Stand von Wissenschaft und Technik nachzurüsten, gerecht werden wird.

Der Stand von Wissenschaft & Technik entwickelt sich beständig weiter. Das Gleiche gilt für den Stand der Nachrüsttechnik. Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke steigen, wenn unvorhergesehene Schwachstellen auftauchen oder klar wird, dass Risiken falsch bewertet wurden. Neue Bedrohungsszenarien kommen hinzu. Die Gefahr, die durch Kernkraftwerke in Krisengebieten ausgeht, ist vor allem durch die Kampfhandlungen um das Kraftwerk Saporischschja ins Bewusstsein gerückt. Es stellt sich die Frage, inwieweit potenzielle Kampfhandlung in die Sicherheitsbetrachtung miteinbezogen werden müssen und

ggf. spezifische Nachrüstungen erfordern. Länder wie Frankreich planen, durch Nachrüstungen selbst bei bestehenden Anlagen das Sicherheitsniveau zu erreichen, das dem Stand von Wissenschaft und Technik entspricht. Sollte dieser Plan umgesetzt werden können, entwickelt sich dadurch natürlich auch der Stand der Nachrüsttechnik weiter, der in der Schweiz der Maßstab für behördlich geforderte Nachrüstungen ist.

Es ist derzeit nicht möglich, abzuschätzen, welche Investitionen für einen Langzeitbetrieb der schweizerischen Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus notwendig wären. Um den Investitionsbedarf zu bestimmen, muss klar sein, welche Modernisierungs- und Nachrüstungsmaßnahmen gefordert sind. Die Aufsichtsbehörde gibt vor, welche Anforderungen für einen Langzeitbetrieb erfüllt werden müssen. Der in der Schweiz geforderte Stand der Nachrüsttechnik entwickelt sich weiter. Mit den gegenwärtig international laufenden Modernisierungsprogrammen ist nicht auszuschließen, dass auch extrem teure Nachrüstungen wie z.B. der Core-Catcher in Zukunft dem Stand der Nachrüsttechnik entsprechen. Gleichzeitig hängen notwendige Investitionen vom (Alterungs-)zustand einzelner Komponenten ab.

Die Entscheidung über einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus kann erst bei zugehörigen periodischen Sicherheitsüberprüfung getroffen werden, nicht deutlich früher. Komponenten, die eine hohe Bedeutung für den bestimmungsgemäßen Betrieb der Kraftwerke besitzen, sind in KKL und KKG teilweise bereits ersetzt worden. Ob diese bei einem Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus ein weiteres Mal ersetzt werden müssen, lässt sich nur unter Berücksichtigung des Zustandes kurz vor Ende der bis jetzt geplanten Betriebsdauer beurteilen. Erschwerend kommt hinzu, dass nicht alle Komponenten für eine Überprüfung zugänglich sind. Gerade bei sicherheitsrelevanten Komponenten muss sichergestellt sein sein, dass sie ihre Funktion, ggf. durch Instandhaltungs- oder Modernisierungsmaßnahmen, für den folgenden Betriebszeitraum zuverlässig erfüllen können. Diese kann nicht Jahrzehnte im Voraus beurteilt werden. Andere, womöglich günstigere nicht-nukleare Optionen sollten erst verworfen werden, wenn Kosten und Nutzen des Langzeitbetriebes über 60 Jahre hinaus klar abgeschätzt werden können.

Literaturverzeichnis

- Adelman, O. (2022, 14. Oktober). *EDF expects to commission first EPR2 reactor at Penly as early as 2035*. S&P Commodity Insights. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/101422-edf-expects-to-commission-first-epr2-reactor-at-penly-as-early-as-2035-executive> (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- ASN. (2000). *Technical Guidelines for the design and construction of the next generation of nuclear pressurized water plant units adopted during plenary meetings of the GPR and German experts on the 19 and 26 October 2000*. L'Autorité de sûreté nucléaire.
- ASN. (2016). *ASN Report on the State of Nuclear Safety and Radiation Protection in France in 2015*. L'Autorité de sûreté nucléaire.
- ASN. (2020). *Phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe (CODEP-DCN-2020-058834)*. L'Autorité de sûreté nucléaire.
- ASN. (2021). *Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021ix-ant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique*. L'Autorité de sûreté nucléaire.
- ASN. (2022). *National report of France for the combined 8th and 9th review meeting in 2023*. L'Autorité de sûreté nucléaire.
- Becker, O., Giersch, M., Meister, F., Mertins, M., & Weimann, G. (2019). *Review of the 900 MWe reactor fleet (VD4-900) (REP-0686)*. Umweltbundesamt. Vienna.
- Becker, O., Mertins, M., & Mraz, G. (2021). *Frankreich: Konsultation zu den Bedingungen für den Weiterbetrieb der 900-MW-Reaktoren Über 40 Jahre hinaus (Fachstellungnahme Nr. REP-0752)*. Umweltbundesamt. Wien.
- BMU. (2010). *Sicherheitstechnische Anforderungen und Maßnahmen zur weiteren Vorsorge gegen Risiken*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU. (2012). *Nachrüstliste - Sicherheitstechnische Anforderungen / Maßnahmen zur weiteren Vorsorge gegen Risiken*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BUND. (2020). *Erklärungen und Grafiken zu den Problemen und Schäden im GKN II*. BUND Naturschutz.
- CDP Europe. (2023). *Oyster Creek nuclear power station*. <https://www.cdp.net/en/articles/water/oyster-creek-nuclear-power-station> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).

- Chernoff, H. (1996). *Steam generator replacement overview*. Power Engineering. <https://www.power-eng.com/nuclear/steam-generator-replacement-overview/> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Cour des Comptes. (2016). *2016 Annual Report - Observations*. <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20160210-Annual-Public-Report-English-summaries-Observations.pdf> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Cour des Comptes. (2020). *La Filière EPR*. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Dalton, D. (2022, 10. Februar). *France / Macron announces ambitious plans for up to 14 new nuclear reactors*. NucNet. <https://www.nucnet.org/news/macron-announces-ambitious-plans-for-up-to-14-new-nuclear-reactors-2-4-2022> (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- Duke Energy Corporation. (2020, 1. Oktober). *Accelerated Decommissioning Partners becomes licensed operator of Duke Energy's Crystal River Nuclear Plant in Florida*. <https://news.duke-energy.com/releases/accelerated-decommissioning-partners-becomes-licensed-operator-of-duke-energy-s-crystal-river-nuclear-plant-in-florida> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Dupuy, P., Delafond, C., & Dubois, A. (2015). *Temporary and long term design provisions taken on the french NPP fleet to cope with extended station black out in case of rare and severe external events* (NEA-CSNI-R-2015-4). OECD / Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA).
- EDF Energy. (2015). *Reference Document 2015 Annual Financial Report*.
- EDF Energy. (2020, 29. Oktober). *EDF adjusts the cost of its Grand Carénage programme*. Press Release.
- EDF Energy. (2021, 18. Februar). *2021 Annual results*. Press Release.
- EDF Energy. (2022). *Universal Registration Document 2022. Including the Annual Financial Report* (UKEPR-0002-154 Issue 06).
- EIA. (2021, 30. April). *New York's Indian Point nuclear power plant closes after 59 years of operation*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=47776> (Zuletzt überprüft: 13. Juli 2023).
- EIA. (2023, 19. Juni). *Average power plant operating expenses for major U.S. investor-owned electric utilities, 2011 through 2021 (Mills per Kilowatthour)*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa%5C_08%5C_04.html
- ENSI. (2013, 12. September). *Frage 2: Anforderungen an die Sicherheit*. Technisches Forum Kernkraftwerke.
- ENSI. (2019a). *Aufsichtsbericht 2019 zur nuklearen Sicherheit in den schweizerischen Kernanlagen*. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat.
- ENSI. (2019b). *Auslegungsgrundsätze für in Betrieb stehende Kernkraftwerke*. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat.
- ENSI. (2019c). *Sicherheitstechnische Stellungnahme Zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung 2016 des Kernkraftwerkes Leibstadt*. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat.
- ENSI. (2020, 11. September). *Frage 42: Langzeitbetrieb, Brugg*. Technisches Forum Kernkraftwerke.

- ENSI. (2022). *Aufsichtsbericht 2022 zur nuklearen Sicherheit in den schweizerischen Kernanlage*. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat.
- EURATOM. (2014, August). Council Directive 2014/87/EURATOM of 8 July 2014 amending Directive 2009/71/Euratom establishing a Community framework for the nuclear safety of nuclear installations.
- European Commission. (1995). *Periodic safety reviews of nuclear power plants in EC Member States, Finland, Sweden and Switzerland: A review of current practices*. European Commission and Directorate-General for Environment and Directorate-General for the Information Society and Media.
- EWI. (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* (Projekt Nr. 12/10). EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Fischer, M., & Keim, T. (2020). Retrofitting of ex-vessel core catchers into operating nuclear power plants at the example of a Mark-I BWR. *Annals of Nuclear Energy*, 146, 107646. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2020.107646>
- Flessner, D. (2022, 5. August). *TVA spends nearly \$600 million to replace equipment in newest reactor less than 6 years after startup*. Chattanooga Times Free Press. <https://www.timesfreepress.com/news/2022/aug/05/tva-watts-bar/> (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- Gathmann, F. (2010, 28. August). *Energiekonzept: Röttgen plant AKW-Schutz vor Flugzeugabstürzen*. *spiegel.de*. <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/energiekonzept-roettgen-plant-akw-schutz-vor-flugzeugabstuerzen-a-714324.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- IAEA. (1990). *Resolution adopted during the 332nd plenary meeting on 21 September 1990: Prohibition of all armed attacks against nuclear installations devoted to peaceful purposes whether under construction or in operation*. International Atomic Energy Agency.
- IAEA. (2002). *Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension* (IAEA-TECDOC-1309, Nr. 1309). International Atomic Energy Agency. Vienna.
- IAEA. (2007). *Safety aspects of long term operation of water moderated reactors*. Vienna, International Atomic Energy Agency.
- IAEA. (2009). *Prohibition of armed attack or threat of attack against nuclear installations, during operation or under construction decision adopted on 18 September 2009 during the eleventh plenary meeting*. International Atomic Energy Agency.
- IAEA. (2013). *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants* (IAEA Safety Standards Series No. SSG-25). International Atomic Energy Agency. Vienna.
- IAEA. (2015). *Vienna Declaration on Nuclear Safety, INFCIRC/872*. International Atomic Energy Agency. Vienna.
- IAEA. (2016). *Safety of Nuclear Power Plants: Design, Specific Safety Requirements No. SSR-2/1 (Rev. 1)*. International Atomic Energy Agency. Vienna.
- IAEA. (2020, 24. November). *IAEA Data Animation: Nuclear Power Plant Life Extensions Enable Clean Energy Transition*. International Atomic Energy Agency, Vienna. <https://www.iaea.org/newscenter/news/iaea-data-animation-nuclear-power-plant-life-extensions-enable-clean-energy-transition> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- IAEA. (2023). *PRIS - Reactor Status Reports - Country Statistics - France - By Type*. Verfügbar 11. April 2023 unter <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx> (Zuletzt überprüft: 20. Juli 2023).

- INRAG. (2021). *Risiken von Laufzeitverlängerungen alter Atomkraftwerke* (Studie im Auftrag der Oberösterreichischen Landesregierung für die Allianz der Regionen). International Nuclear Risk Assessment Group. Wien.
- INRAG. (2023). *Fragen zum Alterungsmanagement bei Großkomponenten* (E-mail Korrespondenz). International Nuclear Risk Assessment Group. Wien.
- Jacquemain, D., & Funaki, K. (2019). *Annex 1: NEA Nuclear Innovation 2050 R&D cooperative program proposal - Enhancing severe accident management in existing and future NPPs*. OECD / Nuclear Energy Agency.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG. (2022). *Geschäftsberichte 1997-2022*. <https://www.kkg.ch/de/ueber-uns/geschaeftsberichte-1031.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Kernkraftwerk Leibstadt AG. (2011). *Neubewertung der Sicherheit des KKL zum EU-Stresstest (geschwärzt)*.
- Kernkraftwerk Leibstadt AG. (2022). *Geschäftsberichte 2006-2022*. <https://www.kkl.ch/unternehmen/medien/geschaeftsberichte-archiv> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Klim, Z. H., Balazinski, M., & Komljenovic, D. (2011). Probabilistic approach limitations in the analysis of safety critical systems. *COMADEM Stavanger, Norway, Conference Proceedings*.
- Lecalot, G. (2023, 4. April). *Un check-up énorme: comment le "grand carénage" des centrales nucléaires tente d'allonger leur durée d'exploitation*. franceinfo. https://www.francetvinfo.fr/societe/nucleaire/reportage-un-check-up-enorme-comment-le-grand-carenage-des-centrales-nucleaires-tente-d-allonger-leur-duree-d-exploitation_5749724.html (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- McWhirter, S. (2023, 14. April). *Palisades nuclear plant may land up to \$300 M in state funds for restart bid*. mLive. <https://www.mlive.com/public-interest/2023/04/palisades-nuclear-plant-may-land-up-to-300m-in-state-funds-for-restart-bid.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Mouterde, P. (2023, 17. Mai). *EDF defends the resilience of its electric plants to rising temperatures*. Le Monde. https://www.lemonde.fr/en/economy/article/2023/05/17/edf-defends-the-resilience-of-its-electric-plants-to-rising-temperatures_6027029_19.html (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- NAU. (2021, 8. Dezember). *AKW-Betreiber wollen mindestens bis 2045 Atomstrom produzieren*. NAU media AG. <https://www.nau.ch/news/schweiz/akw-betreiber-wollen-mindestens-bis-2045-atomstrom-produzieren-66062397> (Zuletzt überprüft: 24. Juli 2023).
- NEA. (2001). *Regulatory aspects of life extension and upgrading of NPPs - CNRA Special Issue's Meeting 2000 - Report* (NEA/CNRA/R(2001)1). OECD/ Nuclear Energy Agency.
- NEA. (2012). *The economics of long-term operation of nuclear power plants* (ISBN 978-92-64-99205-4). OECD/ Nuclear Energy Agency.
- NEA. (2013). *Use and development of probabilistic safety assessment: An overview of the situation at the end of 2010*. Nuclear Energy Agency, OECD Publishing. Paris.
- NEA. (2019). *Legal frameworks for long-term operation of nuclear power reactors* (NEA No. 7504). OECD/ Nuclear Energy Agency.

- NRC, U. (2023, 9. März). *Crystal River Unit 3 Nuclear Generating Plant*. <https://www.nrc.gov/info-finder/decommissioning/power-reactor/cr3.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Proctor, D. (2023, 3. März). *Biden Administration Pledges \$1.2 Billion to Keep U.S. Nuclear Reactors Online*. POWER. <https://www.powermag.com/biden-administration-pledges-1-2-billion-to-keep-u-s-nuclear-reactors-online/> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Reimann, A. (2010, 30. August). *AKW-Nachrüstung kostet Stromkonzerne Milliarden*. spiegel.de. <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/atomenergie-akw-nachruistung-kostet-stromkonzerne-milliarden-a-714504.html>
- Renneberg, W. (2010). *Risiken alter Kernkraftwerke, Studie i. A. der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen*. Büro für Atomsicherheit Bonn.
- Sajo-Bohus, L., López, J. A., & Castro-colin, M. (2023). Historical Perspective of a nuclear power plant at risk in a war zone. *Suplemento de la Revista Mexicana de Física*, 4(1). <https://doi.org/10.31349/SuplRevMexFis.4.011002>
- Sargent & Lundy. (2018). *Nuclear Power Plant Life Extension Cost Development Methodology*.
- Smith, D. C. (2022). Playing with fire: Military attacks against a civilian nuclearpower station. *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 40(2), 159–164. <https://doi.org/10.1080/02646811.2022.2057727>
- State of Vermont. (2023). *A Brief History of Vermont Nuclear Power*. Department of Public Service. <https://publicservice.vermont.gov/public-advocacy/vermont-yankee-decommissioning/vermont-nuclear-decommissioning-citizens-advisory-5> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Stock, O. (2023, 22. Juni). *Frankreich schafft Atom-Ziele ab und nimmt Deutsche als Kunden ins Visier*. FOCUSonline. https://www.focus.de/finanzen/news/nach-deutschem-ausstieg-frankreich-schafft-atom-ziele-ab-und-will-nun-deutsche-als-kunden__id__196950238.html (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- Stoll, S. (2022, 10. Februar). *Macron kündigt Bau von bis zu 14 neuen Atomkraftwerken an*. spiegel.de. <https://www.spiegel.de/wirtschaft/atomkraft-frankreich-will-bis-zu-14-atomreaktoren-bauen-und-50-offshore-windparks-a-07757d4f-3100-48ff-b200-ea014085e56f> (Zuletzt überprüft: 10. Juli 2023).
- Suchet, D. (2014). *Protokoll zur 8. Sitzung des Technischen Forums Kernkraftwerke*. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat ENSI.
- U.S. NRC. (2023a). *Status of Initial License Renewal Applications and Industry Initiatives*. United States Nuclear Regulatory Commission. <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- U.S. NRC. (2023b). *Status of Initial License Renewal Applications and Industry Initiatives*. United States Nuclear Regulatory Commission. <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- Ustohalova, V., & Englert, M. (2017). *Nukleare Sicherheit in Krisengebieten* (Abschlussdokumentation). Öko-Institut e.V. Darmstadt.
- WENRA. (2013). *Position Paper on Periodic Safety Reviews (PSRs) taking into account the lessons learned from the TEPCO Fukushima Dai-ichi NPP accident*. Western European Nuclear Regulators Association.

- WENRA. (2017). *Guidance article 8a of the EU Nuclear Safety Directive: "Timely implementation of reasonably practicable safety improvements to existing nuclear power plants"*. Western Europe Nuclear Regulators Association.
- WENRA. (2020). *WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors Revision 2020*. Western European Nuclear Regulators Association.
- WNA. (2023). *Regulatory progress for continued operation of Diablo Canyon*. World Nuclear Association. Verfügbar 3. März 2023 unter <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Regulatory-progress-for-continued-operation-of-Dia> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).
- WNN. (2016, 1. August). *EDF extends depreciation period of 900 MWe units*. World Nuclear News. <https://world-nuclear-news.org/Articles/EDF-extends-depreciation-period-of-900-MWe-units> (Zuletzt überprüft: 18. Juli 2023).
- WNN. (2023, 25. Januar). *New application required for Diablo Canyon license renewal*. World Nuclear News. <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/New-application-required-for-Diablo-Canyon-licence> (Zuletzt überprüft: 3. Juli 2023).

Anhang A

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ASN	L'Autorité de sûreté nucléaire (franz. Aufsichtsbehörde)
BE	Brennelemente
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
DWR	Druckwasserreaktor
EDF	Électricité de France
ENSI	Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (schweiz. Aufsichtsbehörde)
EPR	European Pressurized Water Reactor (Europäischer Druckwasserreaktor)
IAEA	International Atomic Energy Agency
KEG	Kernenergiegesetz
KKW	Kernkraftwerk
LTE	Life-time Extension
LTO	Long-term Operation
NEA	Nuclear Energy Agency
PSA	Probabilistic Safety Assessment (Probabilistische Sicherheitsanalyse)
PSÜ	Periodische Sicherheitsüberprüfung
SAMG	Severe Accident Management (Management schwerer Unfälle)
SWR	Siedewasserreaktor
WENRA	Western European Nuclear Regulator's Association

Anhang B

Liste französischer Kernkraftwerke

Reaktortyp	Baubeginn	Betriebsbeginn	Design MWe net
Programme 1970			
Fessenheim 1-2	71, 72	78, 78	2 x 880
Bugey 2-5	72, 73, 74, 74	79, 79, 79, 80	2 x 920, 2 x 900
CP 1			
Tricastin 1-4	74, 74, 75, 75	80, 80, 81, 81	4 x 915
Gravelines 1-6	75, 75, 75, 76, 79, 79	80, 80, 81, 81, 85, 85	6 x 910
Dampierre 1-4	75, 75, 75, 75	80, 81, 81, 81	4 x 890
St Laurent B 1-2	76, 76	83, 83	2 x 915
Le Blayais 1-4	77, 77, 78, 78	81, 83, 83, 83	4 x 910
CP 2			
Chinon B 1-4	77, 77, 80, 81	84, 84, 87, 88	2 x 870, 2 x 905
Cruas 1-4	78, 78, 79, 79	84, 85, 84, 85	4 x 880
P4			
Paluel 1-4	77, 78, 79, 80	85, 85, 86, 86	4 x 1330
St Alban 1-2	79, 79	86, 87	2 x 1335
Flamanville 1-2	79, 80	86, 87	2 x 1330
P'4			
Cattenom 1-4	79, 80, 82, 83	87, 88, 91, 92	4 x 1300
Bellevalle 1-2	80, 80	88, 89	2 x 1310
Nogent 1-2	81, 82	88, 89	2 x 1310
Penly 1-2	82, 84	90, 92	2 x 1330
Golfech 1-2	82, 84	91, 94	2 x 1310
N4			
Chooz B 1-2	84, 85	2000, 00	2 x 1455
Civaux 1-2	88, 91	2002, 02	2 x 1450

Tabelle B.1: Die französischen Kernreaktoren. Fessenheim 1 und 2 wurden 2020 stillgelegt.
Quelle: (IAEA, 2023).

Anhang C

Subventionen für Kernkraftwerke in den USA

Häufig wird stillschweigend davon ausgegangen, dass die Betriebs- und Brennstoffkosten von Kernkraftwerken sehr niedrig sind. Vielleicht nicht so niedrig wie bei erneuerbaren Energien, aber weitaus niedriger als bei fossilen Brennstoffen. Solange keine größeren Reparaturen und Nachrüstungen erforderlich sind, wäre es daher immer wirtschaftlich vertretbar, das Kraftwerk so lange zu betreiben, wie es genehmigungsfähig ist. Die Erfahrungen in den USA, die bis in die frühen 1990er Jahre zurückreichen, zeigen jedoch, dass dies nicht der Fall ist. Wenn die Brennstoff- und Betriebskosten für Kernkraftwerke hoch und die Kosten für Alternativen, in der Regel gasbefeuerte Anlagen, einschließlich ihrer Baukosten, niedrig sind, kann es billiger sein, das Kernkraftwerk stillzulegen und durch ein neues nichtnukleares Kraftwerk zu ersetzen. Die Federal Energy Research Commission (FERC) veröffentlicht die durchschnittlichen Betriebskosten von Kraftwerken, aufgeschlüsselt nach Kernkraft, fossilen Brennstoffen, Wasserkraft sowie Gasturbinen und kleinen Kraftwerken (siehe Tabelle C.1).

Jahr	2017	2018	2019	2020	2021
Kernkraftwerke					
Betrieb	1.03	1.08	1.06	1.00	1.06
Wartung	0.66	0.59	0.63	0.58	0.59
Brennstoff	0.75	0.71	0.68	0.61	0.63
Gesamt	2.44	2.39	2.37	2.19	2.27
Fossile Kraftwerke	3.54	3.59	3.67	3.49	3.57
Wasserkraftwerke	1.1	1.03	1.08	1.27	1.23

Tabelle C.1: Betriebskosten für verschiedene Energiequellen in den USA (in c/kWh) (EIA, 2023).

Daraus geht hervor, dass die variablen Kosten (Betriebs-, Wartungs- und Brennstoffkosten) der Kernenergie im Durchschnitt niedriger sind als die der fossilen Energieträger. Die Kosten hängen von einer Reihe von Faktoren ab, insbesondere von der Leistung des Kraftwerks. Viele der Kosten sind unvermeidlich, und je mehr kWh produziert werden, desto besser können diese Kosten verteilt werden. Da Kernkraftwerke immer Grundlastkraftwerke sind, die so viele kWh

Staat	Kraftwerk	Kapazität (MW)	Eigentümer
Illinois	Quad Cities 1&2	1818	Exelon
Illinois	Clinton	1062	Exelon
Illinois	Byron 1&2	2346	Exelon
Illinois	Dresden 2&3	1805	Exelon
Pennsylvania	Beaver Valley 1&2	1813	Energy Harbour Corp
New York	Fitzpatrick	813	Entergy
New York	Nine Mile Point 1	613	Exelon
New York	Ginna	560	Exelon
New Jersey	Salem 1&2	2328	PSEG/Exelon
New Jersey	Hope Creek	1172	PSEG
Connecticut	Millstone 2&3	2079	Dominion
Ohio	Davis Besse	894	Energy Harbour Corp
Ohio	Perry	1240	Energy Harbour Corp
California	Diablo Canyon 1&2	2256	PG&E

Tabelle C.2: Subventionierte Kernkraftwerke in den USA. Eigene Recherche.

wie möglich produzieren, verschafft ihnen dies einen offensichtlichen Kostenvorteil gegenüber mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken, die möglicherweise im Lastfolgebetrieb arbeiten. Diese Daten zeigen jedoch nicht die Bandbreite der Kosten, so dass es durchaus möglich ist, dass ein bestimmtes Kernkraftwerk teurer ist als beispielsweise ein mit fossilen Brennstoffen betriebenes Kraftwerk im selben Bundesstaat.

In Staaten, in denen die Strompreise vollständig reguliert sind, müssen bestehende Kernkraftwerke im Allgemeinen nicht wettbewerbsfähig sein. Das Versorgungsunternehmen kann seine Tarife so festlegen, dass es seine variablen Kosten decken kann und eine „angemessene“ Rendite auf den Vermögenswert des Kraftwerks erhält. In Staaten, in denen ein wettbewerbssorientierter Elektrizitätsmarkt besteht, verliert das Kraftwerk jedoch Geld, wenn es unwirtschaftlich ist, und der Energieversorger muss es stilllegen. Daher stellt sich in deregulierten Staaten die Frage der Subventionen. Im Mai 2023 waren 19 Reaktoren nur aufgrund von Subventionen der Regierungen der Bundesstaaten und der Bundesregierung in Betrieb (siehe Tabelle C.2), zwei weitere Reaktoren hatten in der Vergangenheit Subventionen erhalten, die später zurückgezogen wurden.

Sicherlich kann der Strommarkt in den USA nicht eins zu eins mit dem europäischen Strommarkt verglichen werden. Dennoch ist es aufschlussreich, dass auch in einem Land mit geringer Notwendigkeit zur Nachrüstung Atomkraftwerke oft nicht rentabel sind.

Anhang D

Reaktorstilllegungen in den USA

Bevor die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung 1998 möglich wurde, waren bereits 14 Reaktoren aus verschiedenen Gründen stillgelegt worden. Seitdem wurden zwölf US-Reaktoren endgültig stillgelegt. Von diesen hatten neun das Verfahren zur Erneuerung der Genehmigungen abgeschlossen und ein weiteres befand sich noch im Prozess. Acht dieser Reaktoren wurden deshalb stillgelegt, weil sie gegenüber den alternativen Energiequellen, in der Regel Gaskraftwerke, nicht wettbewerbsfähig waren. Die Anlage in Crystal River wurde 2013 geschlossen. Bei einem Austausch des Dampferzeugers musste ein Loch in der Sicherheitshülle geschaffen werden. Bei einem Reparaturversuch wurde festgestellt, dass der Sicherheitsbehälter beschädigt war, so dass die Eigentümer beschlossen, auf eine Reparatur zu verzichten (NRC, 2023). Im Jahr 2020 wurde das Kraftwerk einschließlich der Betriebsgenehmigung von den bisherigen Eigentümern, Duke Energy, auf Accelerated Decommissioning Partners (ADP) übertragen, ein Unternehmen, das 2011 speziell für die Stilllegung von Kernkraftwerken gegründet wurde. Die neuen Eigentümer planen, die Stilllegung zu beschleunigen und sofort mit den Arbeiten zu beginnen, anstatt bis 2067 zu warten (Duke Energy Corporation, 2020).

Das Kraftwerk Kewaunee wurde 2013 geschlossen, da es gegenüber der Stromerzeugung aus Gas nicht wettbewerbsfähig war. Im Jahr 2022 wurde die Übertragung des Eigentums an der Anlage von ihrem Eigentümer Dominion auf EnergySolutions genehmigt, ein Unternehmen, das für die Stilllegung und andere Tätigkeiten im Zusammenhang mit nuklearen Abfällen gegründet wurde. Das Unternehmen geht davon aus, dass die Stilllegung spätestens im Jahr 2030 beginnen wird und nicht wie bisher geplant erst im Jahr 2073. Das Kernkraftwerk Vermont Yankee wurde 2014 aus wirtschaftlichen Gründen geschlossen, obwohl die Legislative von Vermont schon seit einiger Zeit versucht hatte, das Kraftwerk zu schließen (State of Vermont, 2023). 2016 wurde das Eigentum an der Anlage vom Energieversorger Entergy auf NorthStar übertragen, ein auf die Stilllegung von Kernkraftwerken spezialisiertes Unternehmen. Der Oyster-Creek-Reaktor wurde 2018 stillgelegt, weil die Wassernutzungsvorschriften von New Jersey den Bau von Kühltürmen in Höhe von \$800 Mio. vorschrieben (CDP Europe, 2023). Das Kraftwerk Palisades wurde im Mai 2022 endgültig stillgelegt, und das Eigentum ging kurz darauf auf Holtec über. Seitdem hat Holtec versucht, Subventionen für die Wiedereröffnung des Werks zu erhalten. Subventionen auf Bundesebene wurden in Erwägung gezogen, scheinen aber unwahrscheinlich zu sein. Mit den Behörden des Bundesstaates Michigan wird jedoch eine Subvention in Höhe von 300 Millionen US-Dollar diskutiert (McWhirter, 2023; Proctor, 2023).

Der Antrag auf Erneuerung der Genehmigungen für die beiden Diablo-Canyon-Reaktoren wurde 2018 zurückgezogen, da die Reaktoren nach Ablauf ihrer Genehmigung 2024/25 geschlossen werden sollten. Der Antrag war 2009 gestellt worden, so dass er länger geprüft wurde als alle anderen Anträge, abgesehen von dem für Indian Point. Als jedoch bekannt wurde, dass das Kraftwerk im Jahr 2022 in den Genuss von Subventionen der Bundesregierung in Höhe von \$1,1 Mrd. kommen würde, beantragte das Unternehmen erneut eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung. Die NRC verlangte, dass ein neuer Antrag gestellt wird. Da dies jedoch weniger als fünf Jahre vor Ablauf der bestehenden Genehmigung geschehen würde, gewährte die NRC dem Kraftwerk im März 2023 eine Ausnahme von der Fünf-Jahres-Regel, um den Betrieb während der Prüfung des Antrags fortzusetzen (WNN, 2023).