

## Ökonomische Aspekte der Atomkraft

Alexander Wimmers<sup>1,2</sup>

Leonard Göke<sup>1,2</sup>

Christian von Hirschhausen<sup>1,2</sup>

Claudia Kemfert<sup>1,3</sup>

Kurzgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

Berlin, März 2023

<sup>1</sup> DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin.

<sup>2</sup> TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

<sup>3</sup> Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, Universitätsallee 1, 21335 Lüneburg



## **Zusammenfassung**

Im Kontext der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in Deutschland werden die ökonomischen Perspektiven dieser Technologie kontrovers diskutiert. Dieses Kurzgutachten beleuchtet ökonomische Aspekte der Atomkraft im engeren Sinne. Es erfolgt eine Bewertung ökonomischer Aspekte des Systemgutes Atomkraft, also der vorgelagerten Prozesse (Rohstoffabbau bis Brennelementeherstellung), dem Bau bzw. dem Betrieb von Kernkraftwerken sowie der nachgelagerten Prozesse (Rückbau und Entsorgung radioaktiver Abfälle). In diesen Ausführungen werden Umwelt- und Risikoaspekte sowie andere Externalitäten, wie Proliferationsrisiken, welche die ökonomische Gesamtbewertung des Systemgutes Atomkraft noch weiter in die Höhe treiben würden, explizit ausgenommen.

Der Anteil von Atomkraft an der weltweiten Stromerzeugung ist 2021 erstmals seit Jahrzehnten unter 10% gefallen und wird in Zukunft weiter abnehmen. Atomkraft war seit Beginn des Atomzeitalters eine der teuersten Energieformen und zu keiner Zeit wettbewerbsfähig mit kostengünstigeren Technologien, wie historisch, zum Beispiel Kohle oder Erdgas, und heute erneuerbaren Energien. Bereits in den 1950er Jahren waren die ersten kommerziellen Kernkraftwerke (wie z.B. Calder Hall (UK) und Shippingport (USA)) beinahe sechs Mal teurer als damalige konventionelle Energie. Heute liegen die Gestehungskosten („levelized costs of electricity“) von Strom aus Kernkraftwerken im Bereich von 160 USD/MWh, Erneuerbare wie Wind und Sonne dagegen unter 50 USD/MWh.

Derzeit sind weltweit etwa 50 Kernkraftwerke im Bau, davon sind viele verspätet. Erfahrungsgemäß wird auch ein erheblicher Anteil der Bauprojekte nicht zu Ende geführt. Die jüngsten, wenigen Neubauprojekte in Europa und den USA waren bzw. sind mit erheblichen Zeitverzögerungen und Kostenüberschreitungen verbunden. Das jüngst fertiggestellte Projekt in Olkiluoto (Finnland) wurde mit zehnjähriger Verspätung und deutlich erhöhten Baukosten von ca. 7.600 USD/kW baulich fertiggestellt, konnte jedoch aufgrund bereits aufgetretener Schäden zum Stand März 2023 noch nicht in den kommerziellen Leistungsbetrieb gehen. In Flamanville (Frankreich) wird seit Jahren an einem baugleichen Reaktor gebaut, dessen Fertigstellung immer wieder verschoben wird und mittlerweile Kosten von 12.600 USD/kW erreicht hat. Auch die Projekte Hinkley Point C (England) oder Vogtle (USA) erleben ähnliche Entwicklungen. In

allen vier Beispielen liegen die anfallenden Investitionskosten um ein Vielfaches oberhalb von Werten, bei denen sich theoretisch eine betriebswirtschaftliche Rentabilität ergeben könnte. Energiesystemmodellierungen zeigen, dass die Umstellung des Energiesystems auf 100% erneuerbare Energien die kostengünstigste Erreichung von Klimaschutzziele ermöglicht. Versprechungen von Kostenreduktionen von Kernkraftwerken durch Lerneffekte konnten nicht eingehalten werden. Im Gegensatz zu den standardisierbaren Produktion wie PV-Panel und Mikrochips sind die Investitionskosten von Kernkraftwerken in den letzten Jahrzehnten nicht gesunken, sondern vielmehr angestiegen. Ein Grund dafür waren die in der Nachkriegszeit vernachlässigten Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, die schrittweise angepasst werden mussten; hierzu kamen Erkenntnisse aus Unfällen, die die Atomwirtschaft seit den 1950er Jahren begleiten. Diese Erkenntnis findet sukzessiven Anklang in Klimaszenarien und Energiesystemmodellierungen, für die Annahmen bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung und Verfügbarkeit von Atomkraft an reale Erfahrungen angepasst werden.

Auch der Betrieb bzw. Laufzeitverlängerungen sind mit Kosten und Unsicherheiten verbunden, insbesondere bei älteren Kernkraftwerken. Entwicklungen in den USA und in Frankreich zeigen, dass ältere Kernkraftwerke in Strommärkten nicht wettbewerbsfähig mit anderen Energieträgern sind und nur durch Subventionen am Netz erhalten werden können. Auch in Deutschland wäre eine Laufzeitverlängerung (jenseits des Streckbetriebs von 3,5 Monaten in 2023) nur mit einer Verstaatlichung der kommerziellen Risiken möglich gewesen.

Der Rückbau von Kernkraftwerken und die Endlagerung radioaktiver Abfälle bringen erhebliche weitere Kosten mit sich, welche in gewöhnlichen Kostenrechnungen bisher vernachlässigt wurden. Tatsächlich benötigt der Rückbau hohe Finanzierungsmittel und Rückbauprojekte laufen teilweise über Dekaden. Umgerechnet müssten auf Baukosten bei optimistischen Annahmen über 1.000 Euro/kW aufgeschlagen werden. Auch in Deutschland zeichnen sich Verspätungen der Rückbauprozesse ab, für die beim Staat bzw. den Steuerzahlenden zusätzliche Kosten entstehen dürfte. Bei der Entsorgung radioaktiver Abfälle werden weltweit Finanzierungsrisiken vergesellschaftet, weil sich die Zeiträume und die Komplexität der Verfahren systematisch erhöhen. Weltweit ist noch kein einziges Endlager in Betrieb. Auch in Deutschland ist aufgrund der Verschiebung des Entsorgungsprozesses bis mindestens die erste Hälfte des 22. Jahrhunderts mit Finanzierungslücken zu rechnen.

Eine wirtschaftliche Gesamtbewertung des Systems Atomkraft ergibt heute dasselbe Ergebnis wie auch in den letzten Jahrzehnten: Selbst bei Vernachlässigung erheblicher externer Kostenfaktoren wie Umweltschäden und Sicherheitsrisiken ist der Bau und Betrieb von Kernkraftwerken für die Dekarbonisierung von Energiesystemen weder wirtschaftlich noch wettbewerbsfähig gegenüber kostengünstigeren Alternativen, insbesondere 100% auf erneuerbare Energien basierende Systeme.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>I</b>
<b>Verzeichnisse.....</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Systemgut Atomkraft .....</b>	<b>2</b>
<b>3 Vorgelagerte Prozesse .....</b>	<b>3</b>
<b>4 Neubau von Kernkraftwerken.....</b>	<b>5</b>
4.1 Investitionskosten für Kernkraftwerke im historischen Vergleich .....	6
4.2 Aktuelle und zukünftige Perspektiven für den kosteneffizienten Reaktorneubau .....	9
<b>5 Betrieb und Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken.....</b>	<b>16</b>
5.1 Laufzeitverlängerungen im Energiesystem.....	17
5.2 Laufzeitverlängerungen in den USA.....	17
5.3 Laufzeitverlängerungen in Frankreich .....	18
5.4 Zwischenfazit Betrieb und Laufzeitverlängerungen .....	19
<b>6 Rückbau von Kernkraftwerken und Entsorgung radioaktiver Abfälle .....</b>	<b>20</b>
6.1 Rückbau.....	20
6.2 Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle .....	26
<b>7 Fazit .....</b>	<b>34</b>
<b>Referenzen .....</b>	<b>35</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Systemgut Atomkraft.....	3
Abbildung 2: Kurzfristiger (SPOT) und langfristiger (Lieferverträge) Preis für Uran in USD pro Kilogramm .....	5
Abbildung 3: Vergleich von Stromgestehungskosten in US-ct pro kWh für Atomkraft und Kohle in 1957, 1981, 1998 und 2010. ....	6
Abbildung 4: Stromgestehungskosten für Wind, Solar PV und Atomkraft in USD pro Megawattstunde .....	7
Abbildung 5: Kostensteigerung für Reaktor Neubauten in den USA .....	8
Abbildung 6: Kostensteigerungen für Reaktor Neubauten in Frankreich .....	8
Abbildung 7: Variation von Parametern aus der Literatur.....	10
Abbildung 8: Stromerzeugung aus Atomkraft in Abhängigkeit der Baukosten und -zeit.....	15
Abbildung 9: Bau, Betrieb und (geplanter) Rückbau deutscher Kernkraftwerke .....	22
Abbildung 10: Höhe der Rückstellungen westdeutscher Energieversorgungsunternehmen für den Rückbau von Kernkraftwerken von 2017-2020.....	23

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kostenschätzungen und -erfahrungen für den Rückbau deutscher Kernkraftwerke.....	26
Tabelle 2: Ausgabensätze im Finanzplan des BMUV von 2020 bis 2025 für die Zwischenlagerung und Endlagerung radioaktiver Abfälle .....	30





## 1 Einleitung

Seit Jahrzehnten stagniert das Volumen des erzeugten Stroms aus Atomkraft und der Anteil an der Stromerzeugung geht stetig zurück. 2021 lag er global erstmals seit Jahrzehnten unter 10% (BP 2022). Dem entgegen steht seit einigen Jahren das Narrativ der „Nuclear Renaissance“ und der Vermutung, dass Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in einem dekarbonisierten Energiesystem eine bedeutende Rolle einnehmen könnte (Wood, Johnson, und Parker 2001; IEA 2019; Nuttall 2022). Dies führte zuletzt unter anderem zur Aufnahme der Atomkraft als „nachhaltige Technologie“ in die EU Taxonomie (EC 2022).

Die durch den völkerrechtswidrigen Angriff Russlands auf die Ukraine ausgelöste Energiekrise hat die Debatte um die Beendigung der kommerziellen Nutzung der Atomkraft in Deutschland wieder aufgelebt und führte sogar zur kurzzeitigen Verschiebung der Abschaltung der letzten drei deutschen Kernkraftwerke ins Frühjahr 2023.<sup>1</sup>

Dieses Kurzgutachten zeigt anhand der Struktur des Systemguts Atomkraft die verschiedenen Prozessschritte auf, die einerseits für die Bereitstellung von Strom (und evtl. Wärme) aus Kernkraftwerken notwendig sind, und andererseits für die Beseitigung der Folgen dieser Bereitstellung teilweise noch durchgeführt werden müssen oder sogar noch ungeklärt sind. Dabei fokussiert sich der Inhalt auf eine einzelwirtschaftliche, betriebswirtschaftliche Perspektive, d.h. ob sich die Investition oder der Betrieb von Kernkraftwerken für eine\*n private\*n Kapitalgeber\*in lohnt. Dabei werden die erheblichen gesamtwirtschaftlichen Aspekte vernachlässigt, die bei einer holistischen Bewertung auch eine wichtige Rolle spielen müssten, insb. Umwelt- und Sicherheitsaspekte sowie Proliferationsrisiken und soziologische Einflüsse (Sovacool 2008; Lévêque 2014; Wealer u. a. 2021; von Hirschhausen 2022; Yamamoto und Greco 2022; Lovins 2022).

Weiterhin beschränken sich die Ausführungen auf Reaktorkonzepte, die sich technologisch weitgehend etabliert haben, d.h. konventionelle Leichtwasserreaktoren. Die für die weitere Zukunft diskutierten Technologiekonzepte, die Reaktorpläne der 1950er Jahre aufgreifen, werden nicht diskutiert, weil sie in absehbaren Zeiträumen nicht systemweit zur Verfügung

---

<sup>1</sup> Bundestag (2022) Bundestag beschließt AKW-Laufzeitverlängerung bis Mitte April 2023. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw45-de-atomgesetz-freitag-917474>, zuletzt geprüft am 26.02.2023.

stehen. Dies beinhaltet zum einen Konzepte für sogenannte „Small Modular Reactor“ (SMR) (für Kernkraftwerke mit relativ geringen Leistungen unter 300 Megawatt), die auf absehbare Zeit nicht in relevanten Mengen zur Verfügung stehen werden und Modellrechnungen zufolge spezifisch deutlich teurer wären als bestehende (nicht wettbewerbsfähige) Reaktoren mit großen Leistungen im Gigawatt-Bereich (Steigerwald, Slowik, u. a. 2022). Darüber hinaus gibt es auch technische Umsetzungsperspektiven für nicht-leichtwassergekühlte Konzepte wie Hochtemperaturreaktoren, Salzschnmelzen und Reaktoren mit schnellem Neutronenspektrum („schnelle Brüter“), die ebenso wie SMR-Konzepte deutlich teurer als bereits etablierte erneuerbare Technologien sind und für die in allen Sektoren schnell umzusetzende Dekarbonisierung nicht zur Verfügung stehen können, weil es sich größtenteils um Projekte in frühen Planungsstadien handelt, deren Produktion in relevanten Mengen noch Dekaden benötigen wird (von Hirschhausen 2022; Wimmers, Böse, u. a. 2023).

## **2 Systemgut Atomkraft**

Um die ökonomischen Aspekte der Atomkraft aufzuzeigen und nachvollziehbar darzustellen, wird eingangs ein grundlegendes Verständnis für die für die Bereitstellung von Strom aus Kernkraftwerken notwendigen Prozesse, Interaktionen und Akteure geschaffen. Dazu wird die Methodik der Systemgutanalyse nach Beckers et al. (2012) herangezogen, die von Wealer und von Hirschhausen (2020) auf die Atomkraft angewandt wurde. Hierbei wurden die verschiedenen Subsysteme, Prozesse, Akteure und Wechselwirkungen detailliert aufbereitet. Im Mittelpunkt stand dabei auch immer die Verknüpfung von ziviler und militärischer Nutzung der Atomkraft (Lévêque 2014; Stirling und Johnstone 2018), die in diesem Kurzgutachten allerdings nicht vertieft wird. Abbildung 1 zeigt eine stilisierte Darstellung der verschiedenen Subsysteme im Systemgut Atomkraft. Diese Übersicht soll einen Kurzüberblick über diese Subsysteme erlauben, bevor die ökonomischen Aspekte entlang der Prozesse im Systemgut Atomkraft aufgezeigt werden.

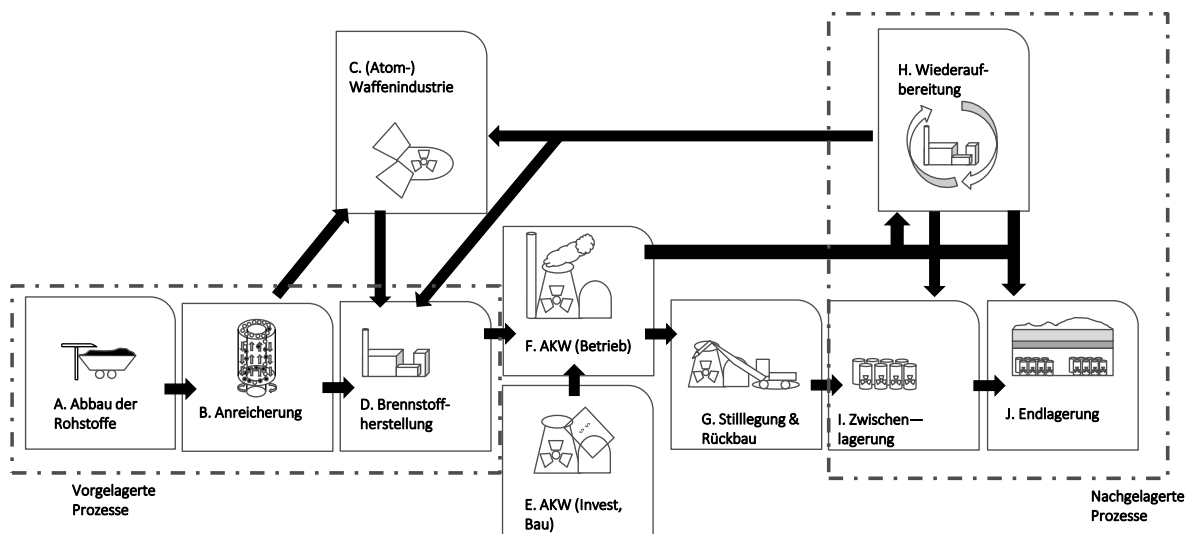


Abbildung 1: Das Systemgut Atomkraft.

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Wealer und von Hirschhausen (2020, 13).

### 3 Vorgelagerte Prozesse

Vorgelagerte Prozesse sind für die Bereitstellung von Strom aus Kernkraftwerken und die Herstellung von Atomwaffen notwendig. So muss zunächst das für den Kernbrennstoff essenzielle Uranerz abgebaut werden. Uran ist ein in der Natur relativ häufig vorkommendes Metall und ist etwa so häufig zu finden wie Zinn. Das natürlich vorkommende Uranerz besteht im Wesentlichen aus den zwei Isotopen U-235 (0,72 %<sup>2</sup>) sowie U-238 (99,27 %). Weltweit werden in 20 Ländern Uranminen betrieben, wobei Kasachstan, Kanada, Australien, Namibia, Niger und Russland dominieren. Für den Betrieb von Leichtwasserreaktoren, die weltweit den größten Anteil der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke darstellen, weist nur das Isotop U-235 die notwendigen Eigenschaften auf (Neles und Pistner 2012; Yim 2022).

Aus diesem Grund muss das nach der Gewinnung zu sog. „Yellow Cake“ verfeinerte Uranerz raffiniert und schließlich in Zentrifugen angereichert werden. Um in Leichtwasserreaktoren verwendet werden zu können, muss der Massenanteil an U-235 von 0,72 auf 3-5 % erhöht werden. Aus dem Restmaterial wird u.a. panzerbrechende Munition hergestellt (Neles und Pistner 2012).

<sup>2</sup> Prozentangaben beziehen sich hier auf das Gewicht (sog. gew-%).

Das gasförmig in der Form von  $\text{UF}_6$  (Uranhexafluorid) vorliegende angereicherte Uran wird schließlich zu keramischen Pellets aus  $\text{UO}_2$  (Urandioxid) umgewandelt, die in reaktorspezifische Brennelementhülsen befüllt werden. Diese mit Uranpellets und Inertgas befüllten Hülsen werden als Brennstäbe bezeichnet und können in die Kernkraftwerke beladen werden (Neles und Pistner 2012; Yim 2022).

Zu bestehenden Kapazitäten und Unternehmensverflechtungen für Anreicherung und Konversion in Europa liefern Wealer und von Hirschhausen (2020), während Gufler und Meister (2022) eine detaillierte Auswertung über die europäischen Aktivitäten des russischen Staatskonzerns Rosatom liefern. Die Kosten für die Konversion und Anreicherung sollen aufgrund unzureichender Datenlage in diesem Kurzgutachten nur nachrangig behandelt werden, berichtete Kosten für neue Kapazitäten, die insbesondere nach dem russischen Angriff auf die Ukraine an Relevanz gewannen, sollen dennoch erwähnt werden. So plante der französische Konzern Orano bereits 2006 die Ausweitung seiner Konversionskapazitäten mit Kosten von ursprünglich 650 Millionen Euro, die 2019 auf 1,15 Milliarden Euro angestiegen waren.<sup>3</sup> Auch die Anreicherungskapazitäten in Frankreich sollen perspektivisch erhöht werden. Erste Gespräche wurden im Herbst 2022 geführt, um die Kapazitäten der Anlage Georges Besse II um ca. 46% zu erhöhen. Geplant wird mit Baukosten von 1,3 Milliarden Euro.<sup>4</sup>

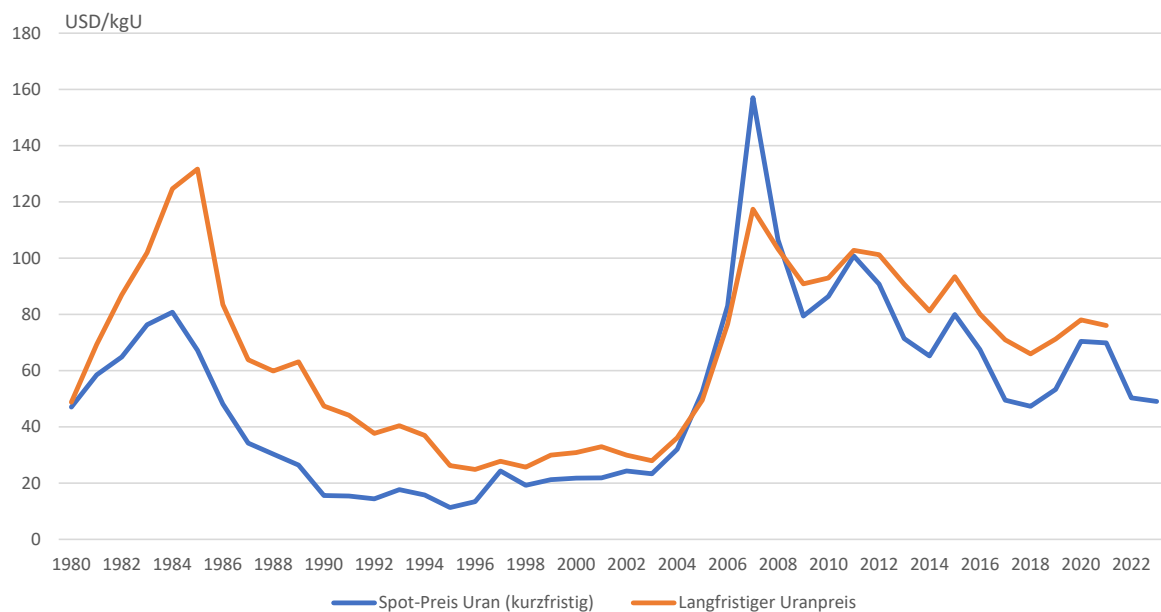
Über diese Prozesse fallen oben angesprochene Kosten an, die an die Betreiber von Kernkraftwerken weitergegeben werden. Der Uranpreis, eine maßgeblich bestimmende Preiskomponente für die Brennstoffherstellung, lag im vergangenen Jahrzehnt zwar etwas oberhalb dem Niveau der 1990er Jahre, ist jedoch mit der Ausnahme weniger Preisspitzen noch unterhalb von dreistelligen USD-Beträgen (Abbildung 2). Beim Uranpreis wird unterschieden zwischen dem kurzfristigen Spot-Preis und dem langfristigen Preisniveau, das sich unter anderem aus Lieferverträgen, die mehrere Jahre im Voraus abgeschlossen werden, ergibt. Brennstoffkosten spielen in der Gesamtkostenrechnung für Atomkraft nur eine untergeordnete Rolle, sodass Schwankungen des Uranpreises auf die Gesamtkosten nur eine geringe Auswirkung haben.

---

<sup>3</sup> Enerdata (2019) Orano commissions new uranium conversion plant (France). 2. Januar 2019. <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/orano-commissions-new-uranium-conversion-plant-france.html>, zuletzt geprüft am 10.03.2023.

<sup>4</sup> World Nuclear News (2022) France looks into increasing uranium enrichment capacity. 10. Oktober 2022. <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/France-looks-into-increasing-uranium-enrichment-ca>, zuletzt geprüft am 13.03.2023.

Betriebs- und Brennstoffkosten sind implizit in der weiteren Analyse in dieser Studie, insb. beim Vergleich von Stromgestehungskosten berücksichtigt und werden dort kurz diskutiert, vgl. Abschnitt 4.1.<sup>5</sup>



**Abbildung 2: Kurzfristiger (SPOT) und langfristiger (Lieferverträge) Preis für Uran in USD pro Kilogramm**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf (von Hirschhausen 2022; World Nuclear Association 2022; Kaźmierczak 2023).

## 4 Neubau von Kernkraftwerken

Die betriebswirtschaftliche Perspektive auf die Kosten des Baus neuer Kernkraftwerke stellt die einfache Frage: Würde ein\*e private\*r Kapitalgeber\*in unter wettbewerblichen Bedingungen (subventionsfrei und ohne Wettbewerbsverzerrungen wie Monopole) in den Neubau eines Kernkraftwerks investieren?

In diesem Abschnitt soll diese Frage zunächst im historischen Kontext analysiert werden. Dann wird der Fokus auf aktuell in westlichen Ländern laufende Neubauprojekte gesetzt und nach vorne geblickt: Kann die Atomkraft in einem dekarbonisierten europäischen Energiesystem der nahen Zukunft unter ökonomischen Gesichtspunkten bestehen?

<sup>5</sup> Neles und Schmidt (2012, 152 ff.) fassen die erheblichen Auswirkungen des Uranabbaus auf die Umwelt zusammen.

### 4.1 Investitionskosten für Kernkraftwerke im historischen Vergleich

Das historisch verfolgte Narrativ der günstigen Atomkraft rührt aus der frühen Euphorie im Atomzeitalter der 1950er-Jahre, wonach die Atomkraft eine Periode unlimitierten Energie-reichtums schaffen würde. Dieser würde dazu führen, dass Energie nicht einmal mehr am Stromzähler gemessen werden müsste („too cheap to meter“ (Strauss 1954, 29)). Schon 1958 konstatierte jedoch Professor Fritz Baade, Präsident des Kieler Instituts für Weltwirtschaft, dass die Atomkraft in den frühen Atomstaaten USA und dem Vereinigten Königreich gegen-über der konkurrierenden Technologie Kohle erhebliche ökonomische Nachteile aufwies. So seien die Stromgestehungskosten des ersten kommerziellen Kernreaktors in Shippingport, Pennsylvania, 1957 etwa sieben Mal teurer wie die eines örtlichen Steinkohlekraftwerks ge-wesen. Auch für Deutschland wurden solche Größenordnungen gemeldet (Baade 1958).

Die kommerzielle Atomkraft hat es nie geschafft, diese Kostennachteile umzukehren. Studien aus den frühen 2000er Jahren (MIT 2003; University of Chicago 2004) bestätigen die ökonomi-schen Vorteile von Kohle und Erdgas, während eine Übersichtsstudie aus dem Jahr 2012 zu dem Schluss kommt, dass es während der vergangenen Jahrzehnte tatsächlich keine ökonomi-schen Gründe für Investitionen in Atomkraft gab (Davis 2012). Abbildung 3 zeigt die Kos-tennachteile der Atomkraft gegen die frühere Konkurrenztechnologie Kohle. Die Jahreszahlen sind aufgrund von Verfügbarkeit basierend auf den zitierten Quellen gewählt.

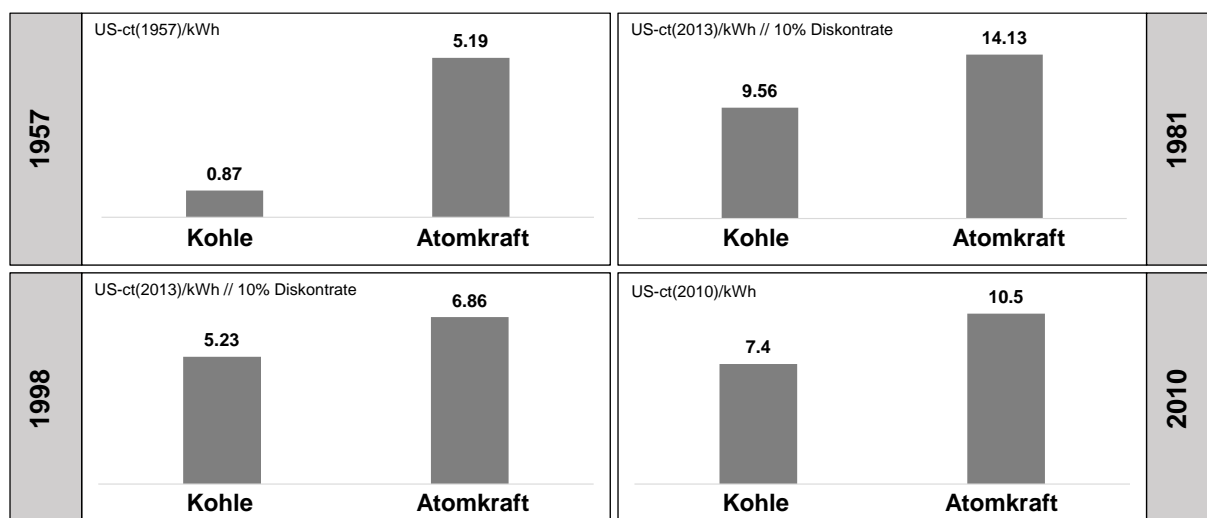
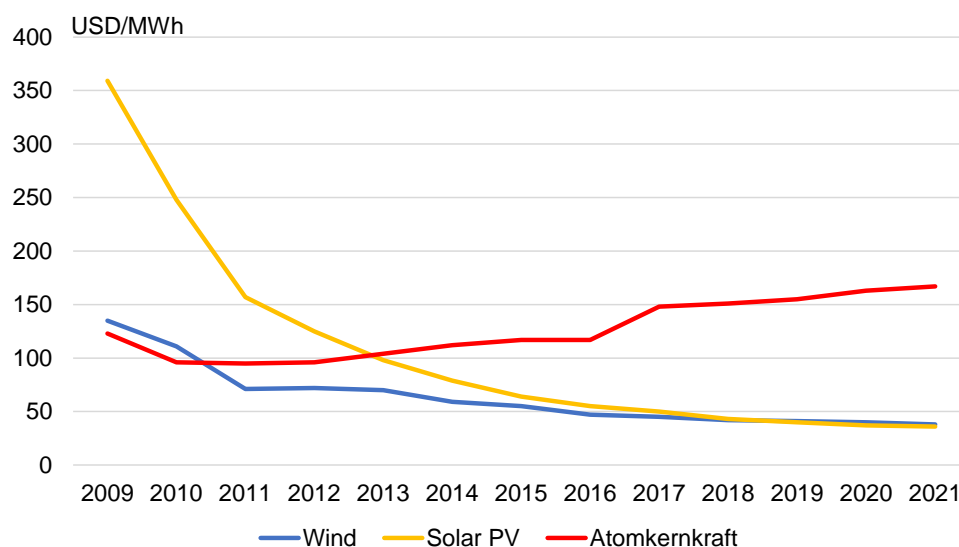


Abbildung 3: Vergleich von Stromgestehungskosten in US-ct pro kWh für Atomkraft und Kohle in 1957, 1981, 1998 und 2010.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Baade 1958; IEA, NEA, und OECD 2015; Davis 2012).

Heute hat sich die öffentliche Diskussion um die Ökonomik der Atomkraft dahingehend verschoben, dass nicht mehr Kohle oder Erdgas als Konkurrenztechnologien auftreten, sondern vielmehr die erneuerbaren Energien (EE), allen voran Wind und Photovoltaik (PV). Die US-amerikanische Investmentbank Lazard veröffentlicht seit einigen Jahren ihre Einschätzung zu den Stromgestehungskosten verschiedener Technologien. Zu erkennen ist insbesondere der starke Rückgang der Kosten für PV- und Windenergieanlagen (Abbildung 4). Die Stromgestehungskosten von Atomkraft sind hingegen über die letzte Dekade gestiegen und belaufen sich aktuell auf einem Niveau um 160 USD/MWh. Im Gegensatz dazu liegen die Stromgestehungskosten für Wind und PV unter 40 USD/MWh (Lazard 2021). Das Verhältnis von Stromgestehungskosten ist in Europa ähnlich, so wurden z.B. auch in Frankreich insb. im Neubau erhebliche Kostensteigerungen festgestellt, vgl. Abbildung 6.<sup>6</sup> In diesem Teil des Kurzgutachtens werden die Kostenangaben größtenteils in USD gemacht, weil die meisten Literaturwerte in dieser Währung angegeben werden und so währungskursspezifische Abweichungen vermieden werden.



**Abbildung 4: Stromgestehungskosten für Wind, Solar PV und Atomkraft in USD pro Megawattstunde**

Quelle: Eigene Darstellung nach (Lazard 2021).

<sup>6</sup> Technologie-spezifische Systemkosten werden weiter unten diskutiert.

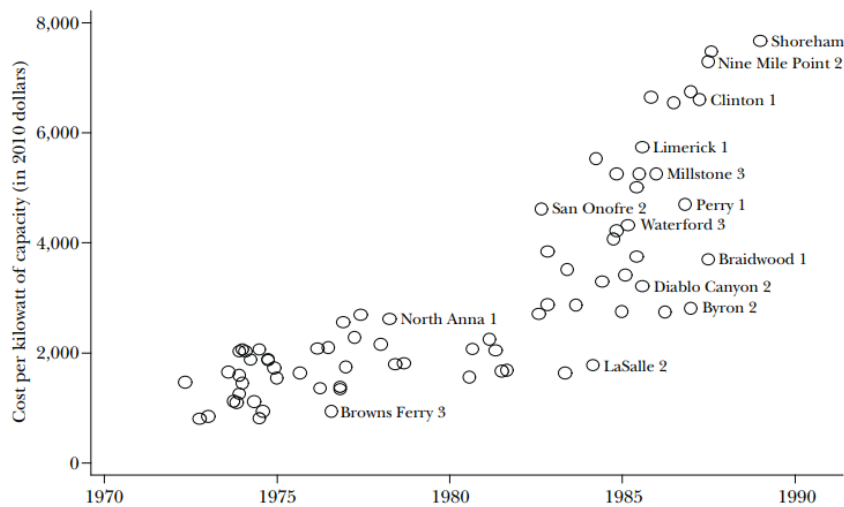


Abbildung 5: Kostensteigerung für Reaktor Neubauten in den USA

Quelle: (Davis 2012).

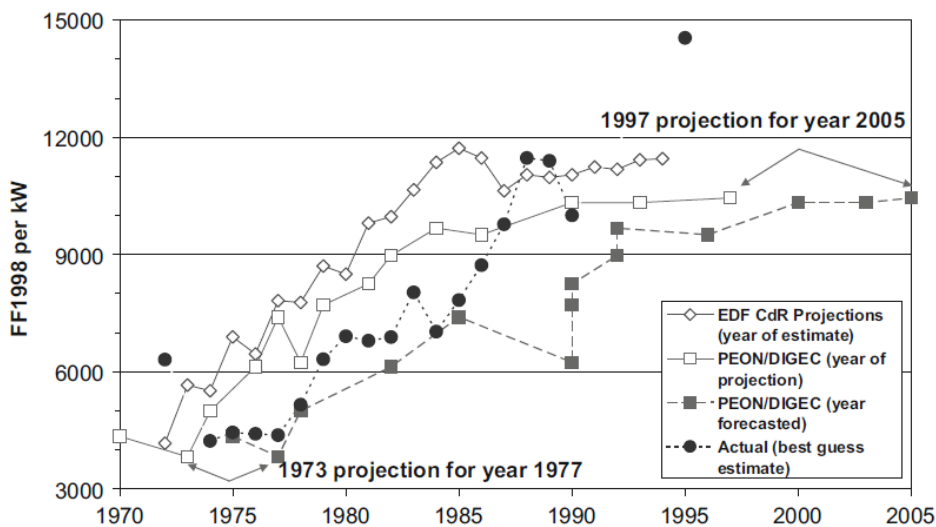


Abbildung 6: Kostensteigerungen für Reaktor Neubauten in Frankreich

Quelle: (Grubler 2010).

Nicht nur waren Kernkraftwerke gegenüber anderen Stromerzeugungstechnologien wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig, auch konnten Versprechungen von Kostenreduktionen durch Lerneffekte und Standardisierung auch in den Hochzeiten des Reaktor Neubaus in den 1970er/1980er Jahren selbst dort nicht erzielt werden, wo viele Kernkraftwerke gebaut wurden, z.B. in Frankreich und den USA. Tatsächlich haben sich die spezifischen Baukosten über die Jahrzehnte stetig erhöht. Exemplarisch soll hier die Kostenentwicklung in den USA und in Frankreich dargestellt werden (Abbildung 5 und Abbildung 6). Zu erkennen ist, dass sich die



spezifischen Baukosten von rund 1500 USD/kW in den frühen 1970er Jahren innerhalb weniger Dekaden verfünffacht haben. Ein Grund dafür waren die in der Nachkriegszeit vernachlässigten Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, die schrittweise angepasst werden mussten; hierzu kamen Erkenntnisse aus Unfällen wie von Three Mile Island (1979) (Davis 2012). Weitere Ausführungen über Kostensteigerungen bieten die Studien von Koomey und Hultman (2007), Grubler (2010), Escobar Rangel und Lévêque (2015) sowie Lovins (2022) und Rothwell (2022).

#### **4.2 Aktuelle und zukünftige Perspektiven für den kosteneffizienten Reaktorneubau**

Stromgestehungskosten (engl. Levelized cost of electricity, LCOE) werden herangezogen, um unterschiedliche Stromerzeugungstechnologien spezifisch miteinander zu vergleichen. Kostenangaben belaufen sich also nicht auf die absoluten Kosten, eine Anlage zu bauen, sondern beziffern, was es kostet, eine bestimmte Menge an Strom (1 Megawattstunde (MWh)) zu produzieren. Stromgestehungskosten werden annualisiert und beinhalten typischerweise Kapitalkosten, die für den Bau der Anlage aufgewendet werden müssen (Bau- und Finanzierungskosten), fixe und variable Betriebskosten, die Lebensdauer der Anlage sowie Volllaststunden (Formel 1).

$$LCOE = \frac{CAPEX + Fixed\ O\&M + (FLH * Variable\ O\&M)}{FLH}$$

Wobei gilt

~ CAPEX sind die annualisierten Kapitalkosten in USD pro MW pro Jahr

~ Fixed O&M sind die fixen Betriebs- und Wartungskosten in USD pro MW pro Jahr

~ FLH sind die Volllaststunden in Stunden, die üblicherweise über den Kapazitätsfaktor angegeben werden (FLH = 8760 Stunden pro Jahr \* Kapazitätsfaktor)

~ Variable O&M sind die variablen, von der produzierten Strommenge abhängigen, Wartungs- und Betriebskosten (z.B. Brennstoffkosten) in USD pro MWh

**Formel 1: Levelized Cost of Electricity LCOE (Stromgestehungskosten)**

Der Direktvergleich von Stromerzeugungstechnologien mittels Stromgestehungskosten erlaubt einen ersten Überblick über die Kostenstruktur. In diesem Unterkapitel zeigen wir unter

anderem auf, wie sehr Angaben zu tatsächlich laufenden und abgeschlossenen Neubauprojekten von Projektionen der Atomindustrie und optimistischen Modellannahmen abweichen. Der Vergleich von Kernkraftwerken und EE-Anlagen mittels Stromgestehungskosten muss zudem im Kontext der Energiesystemanalyse betrachtet werden. Sowohl Kernkraftwerke als auch EE-Anlagen unterliegen unterschiedlichen und nur unvollständig vorhersagbaren Verfügbarkeiten und anderen Systemkosten. Ein Technologievergleich muss daher weitere Aspekte berücksichtigen, vom Rückbau und der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle bis zu notwendigen Investitionen in Reservekapazitäten, Speicher- und Flexibilitätsmöglichkeiten. Dieser Voraussetzung kann eine Energiesystemmodellierung gerecht werden, siehe Abschnitt 4.2.2.

#### 4.2.1 Variation von Kostenangaben in der Literatur

Zur Berechnung von Stromgestehungskosten sind, wie oben erwähnt, einige Parameter notwendig. Angaben zu diesen Parametern variieren in der Literatur bereits für nach in der OECD befindliche Leichtwasserreaktoren teilweise erheblich, wie in Abbildung 7 dargestellt. Diese Variation soll hier anhand ausgewählter Parameter diskutiert werden. Kostenwerte sind inflationsbereinigt in USD<sub>2018</sub> angegeben. Eine ausführliche Beschreibung der zugrunde liegenden Literaturanalyse kann in Göke, Wimmers und von Hirschhausen (2023) nachvollzogen werden.

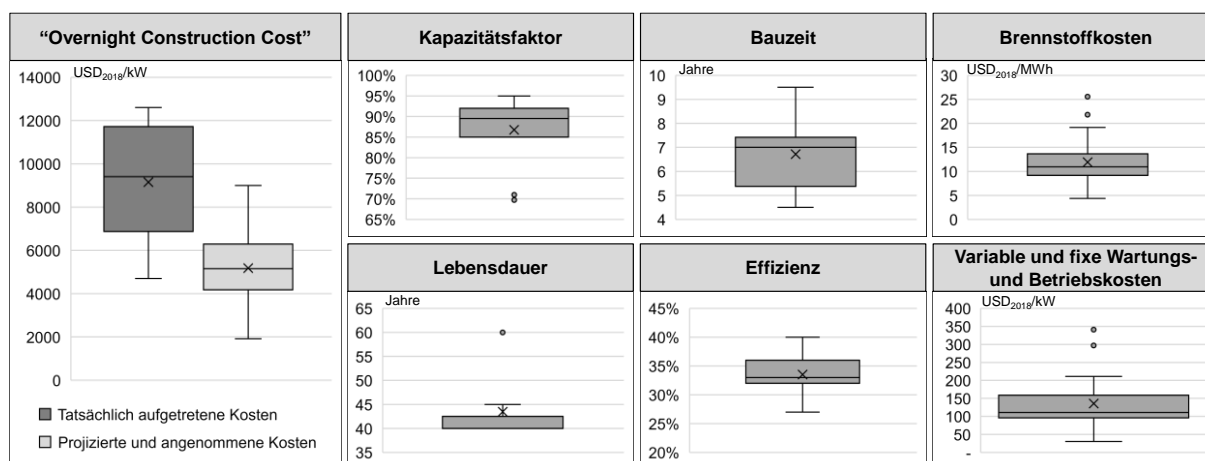


Abbildung 7: Variation von Parametern aus der Literatur

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Göke, Wimmers und von Hirschhausen (2023).

**Baukosten: Overnight Construction Cost**

Kapitalkosten machen mit etwa 80% den größten Anteil an Projektkosten bei der Atomkraft aus (MacKerron 1992; Haas, Mez, und Ajanovic 2019). Diese Kapitalkosten beinhalten zum einen Baukosten, üblicherweise als sog. „Overnight Construction Cost“<sup>7</sup> (OCC) angegeben, und, aufgrund der langen Bauzeiten und Projektrisiken, Finanzierungskosten. In der Literatur werden oftmals OCC angegeben, um Projekte vergleichbar zu machen. Dort ist zwischen tatsächlich aufgetretenen Werten (historisch und aktuell) und projizierten oder in Modellrechnungen angenommenen Angaben eine erhebliche Diskrepanz zu erkennen. In der oben referenzierten Literaturanalyse liegt der Mittelwert tatsächlicher Kosten bei knapp 9.150 USD/kW, der Mittelwert der projizierten auf einem Niveau um 5.140 USD/kW. Dabei handelt es sich um einen Wert, der 1.200 USD/kW niedriger ist als 75% der Angaben zu tatsächlich realisierten (oder im Bau befindlichen) Projekten.

Zur Kalkulation von Kapitalkosten werden Bau – und Finanzierungskosten addiert (Formel 2). Erstere ergeben sich aus den oben genannten OCC, zweitere nach Formel 3 (Rothwell 2016). Dies beinhaltet gewichtete Kapitalkosten („weighted cost of capital“, WACC), die üblicherweise um den Wert 5-10% schwanken und vom Kapitalgeber abhängig sind. So können staatliche Akteure günstiger Kapital beziehen, während Private einen höheren WACC berücksichtigen müssen (Bunn u. a. 2003).

$$TCC = OCC + IDC$$

Wobei gilt

~TCC = Gesamte Kapitalkosten

~ OCC = Overnight Construction Cost

~ IDC = Kapitalkosten als „interest during construction“

**Formel 2: Baukosten für Kernkraftwerke nach Rothwell (2016)**

---

<sup>7</sup> „Overnight Construction Cost“ beziffern die spezifischen Kosten für ein Projekt, wenn es „über Nacht“ gebaut werden könnte. Hier werden Finanzierungskosten (z.B. Zinsen) nicht berücksichtigt.

$$IDC = \frac{WACC}{2 * t} + \frac{WACC^2}{6 * t^2}$$

Wobei gilt

~ WACC = gewichtete Kapitalkosten (z.B. 5%)

~ t = Bauzeit in Jahren

**Formel 3: Interest during construction (IDC) zur Ermittlung von Kapitalkosten nach Rothwell (2016)**

### ***Brennstoffkosten***

Brennstoffkosten machen den größten Teil der variablen Betriebskosten aus. Angaben dazu variieren wegen des oben angesprochenen relativ geringen Uranpreises bis auf wenige Ausnahmen für speziellen Reaktorbrennstoff um einen Wert von 10-13 USD/MWh. Einflussfaktoren auf den Brennstoffpreis sind der Uranpreis, Konversions- und Anreicherungskosten, Kosten zur Herstellung von Brennelementen und entsprechende Kapazitäten. Eine kurze Diskussion der für die Brennelementherstellung notwendigen Prozesse findet sich in Abschnitt 3.

### ***Kapazitätsfaktor***

Wie in Formel 1 zu sehen, müssen für die Berechnung von Stromgestehungskosten sogenannte Volllaststunden berechnet werden. Diese geben an, wie viele Stunden im Jahr eine Energieerzeugungsanlage ihre volle Kapazität ausschöpfen kann. Volllaststunden werden üblicherweise über den Kapazitätsfaktor berechnet, der als Prozentwert angegeben wird. Für Windenergieanlagen liegt der Kapazitätsfaktor bei 20-25%, für PV-Anlagen je nach geographischer Lage 10-15%. Für Kernkraftwerke nehmen einige Schätzungen optimistische Werte über 90% an – das Kernkraftwerk läuft also beinahe durchgehend. Tatsächlich hat die weltweite Auslastung von Kernkraftwerken einen Höchstwert von 80% in den 2000er-Jahren nie nachhaltig überschreiten können. In französischen Kernkraftwerken liegt die mittlere Auslastung nur bei knapp 70%, ein Wert der in 2022 noch einmal unterschritten worden sein dürfte (Wealer u. a. 2021; Schneider u. a. 2022).

#### **4.2.2 Ökonomische Effizienz in dekarbonisierten Energiesystemen**

In Europa werden aktuell in fünf Ländern Kernreaktoren gebaut oder wurden kürzlich fertiggestellt. In der Slowakei wurde der erste von zwei neuen Reaktoren Ende Januar 2023 nach

38 Jahren Bauzeit ans Netz angeschlossen, der zweite soll noch im Laufe des Jahres 2023 folgen.<sup>8</sup> Dabei handelt es sich um zwei russische WWER-Reaktoren, die gemeinsam 880 MW bereitstellen. Der Netzanschluss alleine kann jedoch nicht als Bauende angesehen werden, wie das Beispiel von Olkiluoto-3 in Finnland zeigt. Dieses Projekt, welches mit erheblicher Verzögerung und verdoppelten Projektkosten (ca. 7.600 USD<sub>2018</sub>/kW) im März 2022 ans Netz angeschlossen wurde, konnte den kommerziellen Betrieb aufgrund von Schäden an Kühlwasserpumpen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens im Frühjahr 2023 nicht aufnehmen. Den letzten bekannten Meldungen zufolge soll dieser Mitte März 2023 beginnen.<sup>9</sup> In Frankreich arbeitet EDF<sup>10</sup> seit 2007 am Bau des dritten Reaktors am Standort Flamanville. Das Projektende wird regelmäßig verschoben und Kosten haben sich von Baubeginn bis 2020 von 3 auf über 12 Milliarden Euro vervierfacht (umgerechnet ca. 12.600 USD<sub>2018</sub>/kW). Auch das kürzlich in England angelaufene Projekt Hinkley Point C, bestehend aus zwei 1,6 GW EPR Reaktoren, ist bereits verzögert und musste Kostensteigerungen hinnehmen. US-amerikanische Neubauprojekte wurden entweder eingestellt oder erleben ähnliche Entwicklungen wie die westeuropäischen. (Lovins 2022; Rothwell 2022; Schneider u. a. 2022; EDF 2022)

Trotz dieser Entwicklungen verkündeten die französischen und britischen Regierungen Anfang 2022 jeweils Pläne, ihre alternden Kernreaktorflotten mit ambitionierten Neubauvorhaben zu modernisieren und den Anteil der Atomkraft im Strommix sogar teilweise zu erhöhen (HM Government 2022; Nussbaum und De Beaupuy 2022). Der ökonomischen Sinnhaftigkeit dieser Frage geht die oben genannte Arbeit von Göke, Wimmers und von Hirschhausen (2023) nach. Nach einer ausgiebigen Kostenanalyse wird mithilfe eines Energiesystemmodells ermittelt, wie günstig der Neubau von Kernkraftwerken bis 2040 werden müsste, um einen relevanten

---

<sup>8</sup> Slovenské Eletrárne (2023) Mochovske 3 first connection to the grid. <https://www.seas.sk/en/press-releases/mochovce-3-grid-connection/>. Zuletzt geprüft: 20-02-2023.

<sup>9</sup> World Nuclear News (2022) Earliest Olkiluoto 3 restart date pushed back. <https://www.seas.sk/en/press-releases/mochovce-3-grid-connection/>. Zuletzt geprüft: 20-02-2023.

<sup>10</sup> EDF (Electricité de France) ist der alleinige Betreiber kommerzieller Kernkraftwerke in Frankreich und ist zu 84% in französischem Staatsbesitz, vgl. EDF (2022). Es gibt Pläne, den Konzern vollständig zu verstaatlichen, vgl. Rose und Hummel (2023) France plans full nationalisation of power utility EDF. Reuters, 6. Juli 2023, <https://www.reuters.com/world/europe/frances-edf-be-fully-nationalised-borne-2022-07-06/>, zuletzt geprüft 06-03-2023.

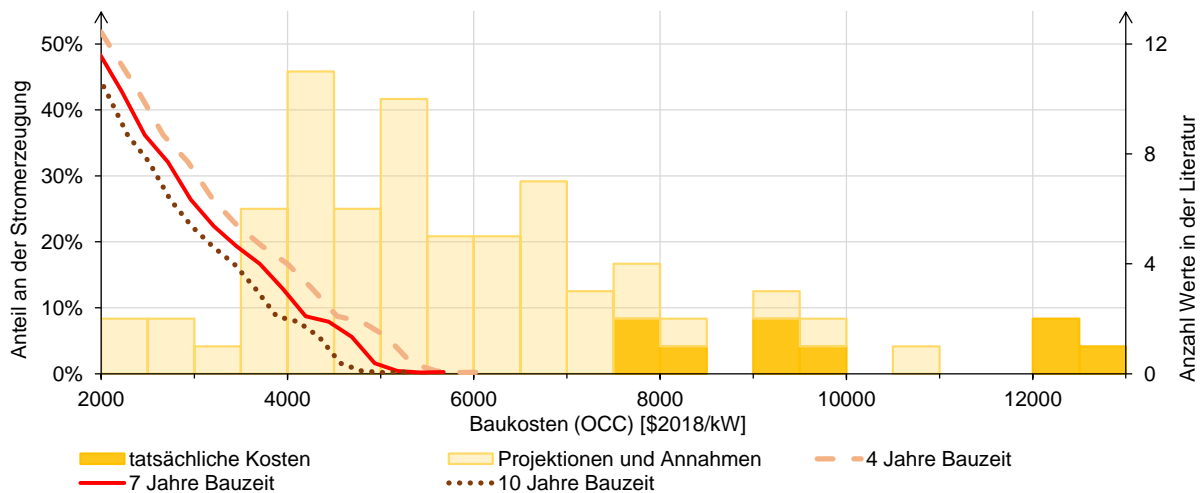
Anteil an der Stromerzeugung in einem zukünftigen dekarbonisierten europäischen Energiesystem zu haben. Dabei werden für die Atomkraft optimistische Annahmen verwendet<sup>11</sup> und in Szenarien über die Bauzeit sowie über OCC variiert. Kosten für den Rückbau der Kernkraftwerke und die Entsorgung radioaktiver Abfälle werden nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Baukosten für Kernkraftwerke von den heute beobachteten Werten stark sinken müssten. Abbildung 8 zeigt den Verlauf des Anteils der Atomkraft an der Stromerzeugung in Abhängigkeit der Baukosten und der Bauzeit. Das Histogramm im Hintergrund zeigt in hellgelb Baukostenannahmen bzw. -projektionen und in dunkelgelb tatsächlich beobachtete Werte und verdeutlicht noch einmal die Diskrepanz zwischen Projektionen aus Forschung und Industrie und tatsächlichen Projekten. So erreicht die Atomkraft bei angemessener Bauzeit von sieben Jahren erst ab OCC von ca. 4000 USD/kW einen Anteil an der Stromerzeugung von knapp 10%. Dieser Kostenwert liegt um ein Vielfaches niedriger als laufende Projekte in Europa und ist auch für diskutierte Neubauprojekte in Europa kaum realisierbar (Rothwell 2022).<sup>12</sup> So müssten, um den oben angesprochenen Anteil Atomkraft von 10% an der europäischen Stromerzeugung zu erreichen, die Projektkosten von Flamanville um zwei Drittel gesenkt beziehungsweise die Kosten von Olkiluoto-3 etwa halbiert werden. In einem Szenario mit sehr hohem Anteil von Atomkraft müssen zwar weniger Investitionen in Flexibilität getätigt werden. Allerdings wiegen die auch bei niedrig angenommenen Baukosten im Vergleich zu einer vollständig erneuerbaren Energieerzeugung hohen Stromerzeugungskosten diesen Kostenvorteil wieder mehr als auf.

---

<sup>11</sup> Kapazität kann marginal zugebaut werden. Andere Kostenannahmen bewegen sich im 25%-Quantil der in der Literatur beobachteten Kosten. Laufzeiten werden auf 60 Jahre angenommen und die Kernkraftwerke im Modell können ohne Einschränkungen mit 95% Kapazitätsfaktor flexibel betrieben werden.

<sup>12</sup> Kostenangaben von russischen und chinesischen Reaktoren waren im Rahmen der Analyse nicht verifizierbar und sind daher nicht aufgeführt



**Abbildung 8: Stromezeugung aus Atomkraft in Abhängigkeit der Baukosten und -zeit**

Quelle: Göke, Wimmers und von Hirschhausen (2023).

Auch in Fachkreisen der Energiesystem- und integrierten Assessmentmodellierung etabliert sich nach und nach die Erkenntnis, dass bisherige optimistische Ausbauszenarien für Atomkraft auf sehr optimistischen Kostendegressionen beruhten, oftmals in Verbindung mit überschätzten Kostentrends bei erneuerbaren Energien. So zeigt eine vergleichende Analyse von Klimaszenarien des IPCC-Sonderberichts zum 1,5-Grad Ziel aus 2018 mit denen des aktuellen 6. Sachstandsberichts aus 2022, dass der prognostizierte Anteil von Atomkraft in zukünftigen Energiesystemen zurückgeht und durch einen steileren Anstieg von Produktionskapazitäten aus erneuerbaren Energien kompensiert wird. Gründe dafür sind zum einen Anpassungen ökonomischer und technischer Annahmen für den Ausbau von Atomkraft an realwirtschaftliche Bedingungen, also die Berücksichtigung tatsächlicher Kostensteigerungen und Bauverzögerungen bzw. weniger stark ausgeprägter erwarteter Lerneffekte. Zum anderen wurden Kostenannahmen für erneuerbare Energien, insb. für Photovoltaik und Energiesystemintegration (wie Flexibilitätsmaßnahmen) hinsichtlich tatsächlicher Entwicklungen aktualisiert (Steigerwald, Weibezahn, u. a. 2022).

Anhand von Szenarien mit weitgehender Versorgung mit erneuerbaren Energien lassen sich insbesondere die Systemkosten eines EE-dominierten Systems abschätzen: Diese liegen im Bereich von 50-100% der LCOE von Erneuerbaren (Bogdanov, Ram, u. a. 2021; Bogdanov, Gulagi, u. a. 2021). Dies bedeutet, dass bei angenommenen Kosten von erneuerbarem Strom von 50 USD/MWh die Gesamtkosten im zweistelligen Bereich liegen, d.h. unter 100 USD/MWh.

Dieser Wert liegt weit unterhalb der LCOE von Strom aus Atomkraft, selbst ohne Berücksichtigung der Systemkosten.

#### 4.2.3 **Zwischenfazit Neubau**

Atomkraft war, ist und bleibt eine der teuersten Stromerzeugungstechnologien. Zu keiner Zeit konnte sie mit anderen, wesentlich günstigeren Energiequellen wirtschaftlich konkurrieren. Diskussionen um den zukünftigen Ausbau sind verzerrt, weil sie oftmals von sehr optimistischen Kostenerwartungen an Kernkraftwerke der Zukunft ausgehen, die erheblich von tatsächlich beobachteten Werten für aktuell laufenden Projekte abweichen. Vielmehr konnten Kostensenkungen, die seit den Anfängen der Atomindustrie immer wieder erwartet wurden, nie erzielt werden – in Realität ist ein starker Anstieg der Baukosten und heute Bauzeiten zu beobachten.

Weiterhin ist ein hohes Maß an Streuung in Literaturwerten zu Bau – und Betriebskosten festzustellen. Auch bei anderen für Modellierungen notwendigen Parametern variieren Angaben stark. Die vorliegende Analyse zeigt jedoch, dass auch unter sehr optimistischen Annahmen Atomkraft kein wirtschaftlich sinnvoller Weg zur Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems ist.

## **5 Betrieb und Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken**

Mit dem oben angesprochenen langsamen Zubau von Kernkraftwerken in Europa und den USA ist es nicht verwunderlich, dass das Durchschnittsalter der jeweiligen Flotten sukzessive steigt. Mittlerweile ist das weltweite durchschnittliche Alter der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke auf ca. 31 Jahre angestiegen. In Frankreich liegt dieses bei 37, in den USA bei über 41 Jahren (Schneider u. a. 2022). Die meisten Kernkraftwerke, die in den 1970er und 1980er-Jahren gebaut wurden, sind auf 40 Betriebsjahre ausgelegt. In diesem Kontext stellen sich technische und ökonomische Fragen von Laufzeitverlängerungen, die notwendigerweise mit Kosten verbunden sind. Aus Sicht des Betreibers hängt diese Entscheidung davon ab, ob der Strompreis höher oder niedriger ist als die kurzfristigen, sogenannten variablen Kosten, bzw. sich bei einer Laufzeitverlängerung das zusätzlich eingesetzte Kapital für notwendige Modernisierungen rentiert (von Hirschhausen 2023).



Sowohl international als auch zeitweise für Deutschland wird argumentiert, dass eine Laufzeitverlängerung von bestehenden Kernkraftwerken eine kostengünstige Möglichkeit zur Stromerzeugung und zu Klimaschutz darstellen könnte. Dies wird z.B. im internationalen Kontext in IEA (2019) argumentiert, im europäischen Kontext von JRC (2021) sowie für Deutschland von Egerer, et al. (2022). Allerdings ist bereits hier auch stets von Kompensationen durch staatliche Unterstützung für die Kernkraftwerksbetreiber die Rede. Insgesamt sprechen jedoch konzeptionelle Aspekte als auch bisherige Erfahrungen in den USA und Frankreich gegen signifikante energiewirtschaftliche Vorteile von Laufzeitverlängerungen.

## **5.1 Laufzeitverlängerungen im Energiesystem**

Ältere Kernkraftwerke sind auch im Betrieb teuer, u.a. wegen der Fehleranfälligkeit und den darauf folgenden Wartungskosten und Ausfallzeiten. Somit können sie oftmals kostenmäßig nicht mit fossilen Konkurrenten mithalten, geschweige denn von erneuerbaren Angeboten mit vernachlässigbaren variablen Kosten.<sup>13</sup> In den meisten Fällen werden bei Laufzeitverlängerungen erhebliche Zusatzinvestitionen in Steuertechnik und Ausrüstung, wie den Ersatz von veralteten Gasturbinen und der Einbau aktueller Sicherheitstechnik, z.B. für den Brandschutz, notwendig. Diese wirken sich negativ auf die Wettbewerbsfähigkeit der Kernkraftwerke aus. Nicht zu vernachlässigen sind auch gesteigerte Risiken von Unfällen im Kontext der Laufzeitverlängerungen. Ein jüngeres Beispiel sind die älteren belgischen Reaktoren Tihange und Doel, welche aufgrund von Materialproblemen schon diverse Male vom Netz genommen werden mussten und die auch für Deutschland ein Sicherheitsrisiko darstellen (INRAG, I. Tweer, und W.Renneberg 2018; INRAG u. a. 2021).

## **5.2 Laufzeitverlängerungen in den USA**

In den USA ist die Abhängigkeit von Kernkraftwerken nicht so stark ausgeprägt wie beispielsweise in Frankreich – dennoch betreibt das Land mit 92 Reaktoren die größte Flotte weltweit. Für einige dieser Reaktoren wurden bereits Lizenzen für den Betrieb bis zu 60 Jahren gewährt und einzelne Kernkraftwerke sollen sogar bis zu 80 Jahre am Netz bleiben, um die Kapazitäten

---

<sup>13</sup> Lovins (2013) berichtet von Betriebskosten älterer Kernkraftwerke in den USA von 3-6 Cent/kWh, weit oberhalb der Betriebskosten von Erneuerbaren. Zusätzlich zu diesen Betriebskosten müssen noch die Kosten für die Nachrüstung der Kernkraftwerke berücksichtigt werden, wie die Beispiele aus Frankreich zeigen, vgl. Abschnitt 5.3.

aufgrund des mangelnden Reaktor Neubaus zu erhalten (Schneider u. a. 2022). Derzeit werden etwas weniger als die Hälfte der laufenden Kernkraftwerke in liberalisierten Energiemärkten betrieben, was bedeutet, dass diese Kernkraftwerke mit anderen Stromerzeugungstechnologien auf einem Strommarkt konkurrieren.

In den letzten Jahren vor der durch den Angriffskrieg Russlands ausgelösten Energiekrise stagnierten die Großhandelsstrompreise in den USA (aber auch in Europa, wo es sogar negative Preise gab) auf einem niedrigen Niveau, welches den wirtschaftlichen Betrieb von Kernkraftwerken erschwerte (Szilard u. a. 2016). Tatsächlich wurden wegen fehlender Wettbewerbsfähigkeit zwischen 2009 und 2021 zwölf Kernkraftwerke vom Netz genommen, obwohl diese noch verbleibende Laufzeiten zwischen 10 und 20 Jahren hatten. Bereits 2017 waren 35 Kernkraftwerke, d.h. über ein Drittel der US-amerikanischen Flotte, unrentabel geworden (Haratyk 2017). Um die fehlende Wettbewerbsfähigkeit zu kompensieren, wurden in fünf US-Bundesstaaten Subventionsregelungen eingeführt, die die Kernkraftwerke gegen günstiges Gas und Kohle konkurrenzfähig machen sollten (Bah und Weigt 2022). Auf Bundesebene wurden mit dem kürzlich eingeführten Inflation Reduction Act weitere Maßnahmen eingeführt. So können Betreiber von Kernkraftwerken über eine Laufzeit von neun Jahren bis zu 15 USD/MWh an Steuerrückzahlung und günstige Finanzierungskredite für Modernisierungsmaßnahmen erhalten (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). Die Gesamtkosten dieser Subventionen sind bis heute noch nicht abzusehen – zeigen jedoch auf, dass auch Kernkraftwerke, die bereits seit Jahrzehnten laufen und abgeschrieben sind, in liberalisierten Energiemärkten nicht konkurrenzfähig sind.

### **5.3 Laufzeitverlängerungen in Frankreich**

Eine ähnliche Situation herrschte auch in Frankreich vor. Die meisten Reaktoren der französischen 900-MW-Flotte haben Betriebsgenehmigungen bis 40 Jahre. Mittlerweile werden Pläne für eine Verlängerung der Laufzeiten bis 50 Jahre offen diskutiert. Aktuell laufende Genehmigungsverlängerungsprozesse sind bereits in Verzug und eine Verlängerung der Betriebszeiten auf über 40 Jahre würde eine umfassende und ausführliche Sicherheitsüberprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung mit sich bringen (ASN 2021). Kostenschätzungen für diesen als „grand carénage“ bezeichneten Umbau liegen bis 2030 bei ca. 100 Mrd. Euro, um die Lebensdauer

der Reaktorflotte um 10 Jahre (von 40 auf 50 Jahre) zu verlängern. Diese zusätzlichen Kosten entsprechen im Schnitt 1,7 Mrd. Euro pro Reaktor (IEA 2019; Cour des Comptes 2016).

Eindrücke der Komplexität von Laufzeitverlängerungen konnten im Laufe des Jahres 2022 gewonnen werden, als EDF die Stromproduktionsprognose für das Jahr sukzessive nach unten korrigierte, nachdem im Dezember 2021 erstmal Korrosionsrisse im Notkühlwassersystem der vier größten Kernkraftwerke entdeckt worden waren. Nachforschungen ergaben, dass ein Großteil der französischen Kernkraftwerke von diesem Problem betroffen war,<sup>14</sup> was die Stromerzeugung aus Frankreich bis in den Herbst 2022 erheblich reduzierte.<sup>15</sup> Noch im Frühjahr 2023 wurden weitere sicherheitsrelevante Korrosionsrisse entdeckt, die mehrere Reaktoren betreffen.<sup>16</sup>

Der französische Energieversorgungskonzern *Électricité de France* (EDF), der zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie zu 84% in französischem Staatsbesitz ist, ist hoch verschuldet. In den letzten Jahren wurde die Kreditwürdigkeit des Unternehmens sukzessive nach unten korrigiert und rangiert nun bei allen renommierten Ratingagenturen auf einem niedrigen Niveau, kurz vor dem „Ramschstatus“ (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). Die französische Regierung verkündete 2022 ihre Pläne, EDF vollkommen zu verstaatlichen. Die Kosten für mögliche Laufzeitverlängerungen, Rückbau und die Endlagerung radioaktiver Abfälle werden somit durch die französischen Steuerzahler\*innen aufgefangen (Rose und Hummel 2022; Dorfman 2017).

#### **5.4 Zwischenfazit Betrieb und Laufzeitverlängerungen**

Der Betrieb von Kernkraftwerken ist mit Kosten verbunden, welche in vielen Fällen eine wirtschaftliche Nutzung bis zum Ende der technischen Lebensdauer verhindern. Laufzeitverlängerungen sind darüber hinaus mit Investitionen verbunden, die sich in wettbewerblichen Strom-

---

<sup>14</sup> ASN (2022) Stress corrosion phenomenon affecting nuclear power reactors: ASN considers that EDF's inspection strategy is appropriate. <https://www.french-nuclear-safety.fr/asn-informs/news-releases/stress-corrosion-phenomenon-asn-considers-that-edf-s-inspection-strategy-is-appropriate>. Zuletzt geprüft: 21-02-2023.

<sup>15</sup> Reuters (2022) French nuclear woes stoke Europe's power prices. <https://www.reuters.com/business/energy/french-nuclear-woes-stoke-europes-power-prices-2022-08-24/>. Zuletzt geprüft 21-02-2023.

<sup>16</sup> Redaktionsnetzwerk Deutschland (2023) Erneute Korrosionsprobleme bremsen französische Atomkraftwerke aus. <https://www.rnd.de/wirtschaft/frankreichs-atomkraftwerke-abschaltungen-nach-fund-eines-risses-in-penly-5PJWRZH5O33SOPSUD6G6MRO4WU.html>, zuletzt geprüft 10.03.2023.

märkten oftmals nicht lohnen. Erfahrungen aus den USA und Frankreich zeigen, dass Laufzeitverlängerungen erhebliche Subventionen aus den Staatshaushalten benötigen. Unabhängig davon erhöhen sich die technischen Risiken durch Alterungsprozesse. Auch in Deutschland hätte eine Laufzeitverlängerung nach Aussage von Betreibern zu einer Umverteilung von Betriebsrisiken geführt.<sup>17</sup> Abgesehen vom Betreiber des Kernkraftwerks Isar 2, PreussenElektra (E.ON-Tochter), dessen Chef sich im Dezember 2022 trotz bereits laufender Vorbereitungen für die Stilllegung und den Rückbau prinzipiell offen für Laufzeitverlängerungen äußerte,<sup>18</sup> sehen die Betreiber EnBW und RWE keinen energiewirtschaftlichen Vorteil im Weiterbetrieb der noch laufenden deutschen Kernkraftwerke.<sup>19</sup>

## **6 Rückbau von Kernkraftwerken und Entsorgung radioaktiver Abfälle**

### **6.1 Rückbau**

Der Rückbau von Kernkraftwerken ist ein oftmals wenig beachteter Teil des Systemguts Atomkraft. Tatsächlich ist er aber wesentlicher Bestandteil einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung, da ohne die Bewältigung des sicheren und zügigen Rückbaus auch die Entsorgung von radioaktiven Abfällen nicht abgeschlossen werden kann (Irrek 2019). Der Rückbau eines Kernkraftwerks ist ein hochkomplexer Prozess, der aufgrund der radiologischen Kontamination und Aktivierung von Anlagenteilen aufwändiger regulatorischer Aufsicht bedarf. Oftmals fehlende Information bzgl. Kontamination oder lagernder Abfälle sowie hoher Faktorspezifität führen zu langen Rückbauzeiten, die eine Regulierung der langfristigen Sicherstellung der Finanzierung notwendig macht (Suh, Hornibrook, und Yim 2018; Wealer, Seidel, und von Hirschhausen 2019). In den USA mehren sich Zweifel an der Sicherstellung der Finanzierung durch Betreiber, die sich mittels komplexer Konzernstrukturen der Haftung entledigen könnten, und

---

<sup>17</sup> Spiegel Online (2022) RWE-Chef hält Debatte über Laufzeitverlängerungen für rückwärtsgewandt. 22.Juni 2022, <https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/rwe-chef-haelt-debatte-ueber-laufzeitverlaengerungen-fuer-rueckwaertsgewandt-a-50ea9cf3-b717-4d86-a8bd-94528628b2bc>, zuletzt geprüft am 30.03.2023.

<sup>18</sup> Antje Höning (2022) Deutsche Atomkraftwerke sind technisch hervorragend. Rheinische Post, 21. Dezember 2022, <https://rp-online.de/wirtschaft/unternehmen/eons-atom-chef-guido-knott-atomkraftwerke-sind-technisch-hervorragend-aid-81463475>, zuletzt geprüft am 30.03.2023.

<sup>19</sup> ZEIT Online (2023) RWE-Chef Krebber verteidigt geplante Kapazitäten für LNG-Terminals. 8. März 2023, <https://www.zeit.de/politik/ausland/2023-03/energie-rwe-kapazitaeten-ling-terminals>, zuletzt geprüft am 30.02.2023. SWR (2023) AKW: Laufzeitverlängerung laut EnBW nicht mehr möglich. SWR Aktuell, 16. Januar 2023, <https://www.swr.de/swr-aktuell/baden-wuerttemberg/heilbronn/atomkraftwerk-neckarwestheim-enbw-abschaltung-100.html>, zuletzt geprüft am 30.03.2023.

im Vereinigten Königreich hat der Staat nach missglückten Privatisierungsversuchen die Aufgabe (inkl. Finanzierung) des Rückbaus der meisten britischen Kernkraftwerke übernommen (Lordan-Perret, Sloan, und Rosner 2021; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). In Deutschland sind für westdeutsche Kernkraftwerke die Energieversorgungsunternehmen verantwortlich, die ostdeutschen Kernkraftwerke werden von der bundeseigenen Entsorgungswerk für Nuklearanlagen (EWN) GmbH zurückgebaut, siehe unten. Aufgrund der Komplexität des Rückbaus kerntechnischer Anlagen sind Verzögerungen und Finanzierungsschwierigkeiten auch in Deutschland zu erwarten.

### 6.1.1 Anzahl und Dauer von Rückbauten

Die Atomindustrie ist im Rückbau von Kernkraftwerken weitgehend unerfahren. So sind zwar weltweit aktuell mehr als 200 Reaktoren stillgelegt, allerdings wurden bisher nur 22 davon vollständig technisch zurückgebaut (Schneider u. a. 2022, Decommissioning Report). Dabei handelt es sich größtenteils um niedrigkapazitive Forschungs- und Demonstrationskraftwerke. Das einzige kommerzielle Kernkraftwerk, das in Deutschland vollständig technisch zurückgebaut wurde, ist das Kernkraftwerk Würgassen.<sup>20</sup> Erfahrungen aus zurückgebauten Projekten zeigen, dass der Rückbau oftmals länger dauert als die Anlagen im Betrieb waren. Abbildung 9 zeigt die Bau-, Betriebs- und anvisierten Rückbauzeiten der deutschen Kernkraftwerke. Das Kernkraftwerk Lingen und der THTR-300 befanden bzw. befinden sich im sog. „sicheren Einschluss“. Ziel dieser Rückbaustrategie war die Verringerung der Strahlung am Standort durch den Bau schützender Strukturen um kontaminierte Anlagenteile, um Jahrzehnte später mit dem Rückbau zu beginnen. Mittlerweile verfolgt man in Deutschland die Strategie des sofortigen Rückbaus. Im Vereinigten Königreich folgte man bis zu einem kürzlich stattgefundenen Umdenken die Strategie des aufgeschobenen Rückbaus, der den Rückbau von Reaktoren teilweise um mehrere Jahrzehnte nach hinten verschob. Die so entstandene Verschiebung der Verantwortung für den Rückbau auf zukünftige Generationen haben die britischen Steuerzahlenden heute zu tragen (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). Modernisierungsmaßnahmen, beispielsweise im Rahmen von Laufzeitverlängerungen verzögern den unausweichlichen Rückbau von Kernkraftwerken nur und stellen, ähnlich zur Thematik der Zwischen- und Endlagerung

---

<sup>20</sup> Dort befindet sich zum aktuellen Zeitpunkt allerdings ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle, weshalb die atomrechtliche Aufsicht dort noch nicht ausgelaufen ist.

radioaktiver Abfälle, vgl. Abschnitt 6.2, eine Verantwortungsverschiebung zu zukünftigen Generationen dar.

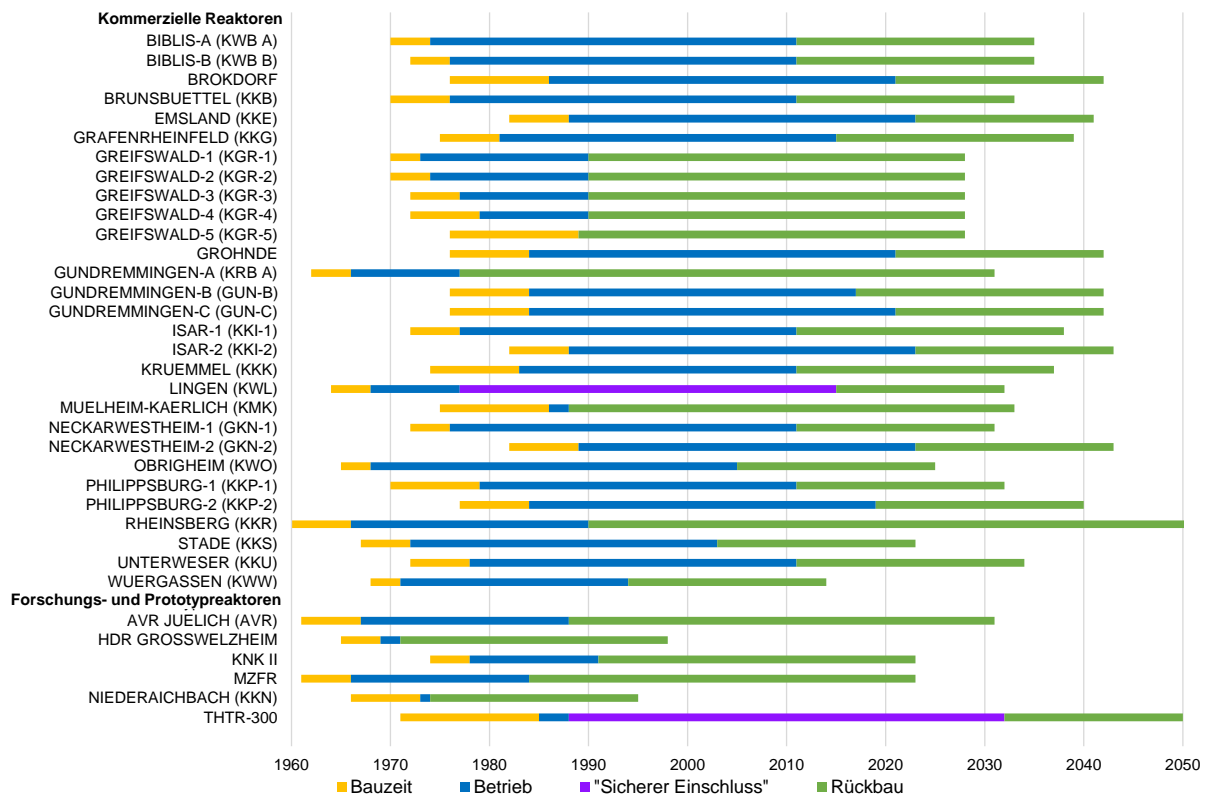
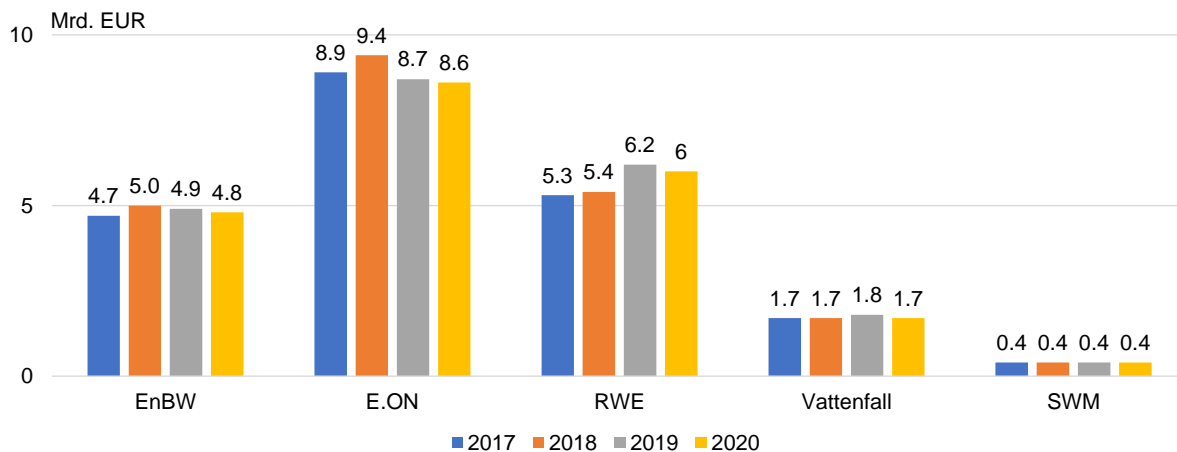


Abbildung 9: Bau, Betrieb und (geplanter) Rückbau deutscher Kernkraftwerke

Quellen: Eigene Darstellung nach (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023; Deutscher Bundestag 2021; Schneider u. a. 2022).

In Deutschland sind die Verantwortlichkeiten für den Rückbau von Kernkraftwerken im Atomgesetz geregelt. Für die westdeutschen Kernkraftwerke liegt diese Verantwortung beim Mehrheitseigner der Anteile. So sind RWE und E.ON jeweils für acht Reaktoren, EnBW für fünf und Vattenfall für einen Reaktor verantwortlich. Die Betreiber sind verpflichtet, alljährlich über den Fortschritt sowie den aktuellen Stand der finanziellen Rückstellungen zu berichten. Die Rückstellungen werden gesondert in den Bilanzen der Betreiber ausgewiesen und lassen sich auf die einzelnen Betreibergesellschaften der Kernkraftwerke zurückverfolgen. Rückstellungen von EnBW beliefen sich zuletzt auf 4,8 Mrd. Euro, während E.ON 8,6 Mrd. Euro ausweist. RWE plant mit 6 Mrd. Euro und Vattenfall mit 1,7 Mrd. Euro. Die Stadtwerke München (SWM) sind am Kernkraftwerk Isar 2 beteiligt und stellen deshalb 400 Mio. Euro zurück. Diese Informationen werden im sogenannten „Bericht nach §7 Transparenzgesetz“ vom deutschen Bundestag veröffentlicht (Deutscher Bundestag 2021; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). Eine Übersicht über die Rückstellungen gibt Abbildung 10.

Die Kernkraftwerke der ehemaligen DDR in Lubmin (KKW Greifswald) und Rheinsberg werden von der bundeseigenen Entsorgungswerke für Nuklearanlagen (EWN) GmbH zurückgebaut. Der Rückbau wird vollständig aus Mitteln, die durch das Bundesfinanzministerium bereitgestellt werden, finanziert (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).



**Abbildung 10: Höhe der Rückstellungen westdeutscher Energieversorgungsunternehmen für den Rückbau von Kernkraftwerken von 2017-2020.**

Quelle: (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

### 6.1.2 Kostenstrukturen

Aufgrund der oben angesprochenen limitierten weltweiten Erfahrung im Rückbau von Kernkraftwerken ist es herausfordernd, genaue Angaben über die Kosten des Rückbaus zu machen. Festzuhalten sei allerdings, dass der Rückbau dem oben angesprochenen Trend des Neubaus folgt und Projekte länger als geplant dauern und tendenziell teurer sind als angenommen. Optimistische Schätzungen des französischen Energieversorgungsunternehmens EDF gehen von zukünftig 350 Mio. Euro pro Reaktor (ca. 400 Euro/kW) aus, weil erwartet wird, dass die französische Flotte aufgrund ihrer weitgehenden Homogenität Effizienzen im Rückbau erzielen können wird. Tatsächlich weisen bisherige französische Rückbauprojekte erhebliche Verzögerungen und Kostensteigerungen auf: Zwischen 2012 und 2021 mussten die erwarteten Kosten für den Rückbau der Kernkraftwerke Bugey-1, St. Laurent, Chinon-A, Fessenheim, Chooz-A, Brennilis und Super-Phénix inflationsbereinigt von ca. 4 auf ca. 6,5 Mrd. Euro korrigiert werden. EDF wird für die optimistischen Kostenannahmen auch vom französischen Parlament kritisiert (EDF 2022; Assemblée Nationale 2017; 2017; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

Auch in Deutschland ist eine Abschätzung der Kosten des Rückbaus aufgrund der mangelnden Erfahrung nur schwierig möglich. Eine 2015 im Auftrag der Bundesregierung durchgeführte Studie der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Warth & Klein Grant Thornton wies für den Rückbau von 23 Kernkraftwerken in Deutschland Kosten in Höhe von 19,7 Mrd. Euro aus, was sich inflationsbereinigt ungefähr mit den aktuellen Rückstellungen der Energieversorgungsunternehmen (Ende 2020 in Summe 21,5 Mrd. Euro) deckt (Abbildung 10).<sup>21</sup> Die Schätzungen der Wirtschaftsprüfer gehen von einer atomkraftspezifischen Inflationsrate von 1.97% aus und weisen dies als wesentlichen Unsicherheitsfaktor für die Schätzungen aus, sodass sich bis zum Ende des Rückbaus die Kosten auf 30,2 Mrd. Euro belaufen könnten (Warth & Klein Grant Thornton AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft 2015).

Eine Validierung der Annahmen ist aufgrund der wenigen abgeschlossenen Projekte heute nur eingeschränkt möglich. Am Kernkraftwerk Würgassen wurde der technische Rückbau im Jahr 2014 abgeschlossen. Am Standort befinden sich heute noch Gebäudehüllen, die als Zwischenlager für radioaktive Abfälle weitergenutzt werden sollen. Die Kosten für den Rückbau beliefen sich auf 1,05 Mrd. Euro bzw. 1.570 Euro/kW. Die Kernkraftwerke der ehemaligen DDR, Greifswald und Rheinsberg, werden seit 1995 zurückgebaut. Ursprüngliche Schätzungen gingen von Kosten i.H.v. 4,2 Mrd. Euro für den Rückbau der fünf Reaktoren des Kernkraftwerks Greifswald in Lubmin (ca. 1.910 Euro/kW) und etwa 630 Mio. Euro (ca. 10.160 Euro/kW) für das wesentlich kleinere Kernkraftwerk Rheinsberg aus. Im Jahr 2015 aktualisierte Schätzungen gingen von Rückbaukosten von 6,8 Mrd. Euro für alle sechs Reaktoren aus. Seitdem wurden keine Schätzungen mehr abgegeben und die EWN hält sich hinsichtlich Prognosen für die Beendigung des Rückbaus der Anlagen bedeckt. Jedoch wurden die Planungshorizont teilweise um mehrere Jahrzehnte in die Zukunft verschoben und reichen nunmehr in die 2050er Jahre. Eine Übersicht über Kostenschätzungen für laufende und Erfahrungen für abgeschlossene Projekte gibt Tabelle 1 (Wealer u. a. 2015; Deutscher Bundestag 2021; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

Die Kostendaten zeigen, dass der Rückbau von Kernkraftwerken erhebliche Mehrkosten verursacht, die nicht adäquat in der Berechnung von Stromgestehungskosten (vgl. Abschnitt 6)

---

<sup>21</sup> Zusatzkosten i.H.v. 400 Mio. Euro für den Rückbau zur „grünen Wiese“, der gesetzlich nicht vorgegeben ist, und Rückstellungen i.H.v. 900 Mio. Euro für abgebrannten Brennstoff, die 2015 aufgrund weiterhin laufender Kernkraftwerke noch nicht getätigt worden waren, sind in den Zahlen der Studie nicht inkludiert.



berücksichtigt werden. Für die westdeutschen Leistungskraftwerke Stade, Obrigheim, Mülheim-Kärlich und Würgassen entstanden bzw. entstehen also Durchschnittskosten von ca. 1.110 Euro/kW, die auf die Investitionskosten aufgeschlagen werden müssten, in der öffentlichen Debatte aber weitgehend ausgeblendet werden. Aktuell werden diese Kosten durch die Energieversorgungsunternehmen getragen, die als Mutterkonzerne im Falle eines Liquiditätsausfalls eines Betreibers zu Verantwortung gezogen werden (BMWi 2016). Sollten sie jedoch zahlungsunfähig werden, besteht das Risiko, dass weitere Rückbaukosten auf die Allgemeinheit übertragen werden. Der Rückbau der ehemaligen DDR-Kernkraftwerke wird vollständig aus dem Bundeshaushalt finanziert.

**Tabelle 1: Kostenschätzungen und -erfahrungen für den Rückbau deutscher Kernkraftwerke**

Reaktor / Kernkraftwerk	Betriebszeitraum	Rückbau	Absolute Rückbaukosten in Mio. Euro <sup>22</sup>	Spezifische Kosten in Euro/kW
VAK Kahl	1962-1985	1988 – 2010	158	10.500
Würgassen	1975-1994	1997 – 2014	1.051	1.570
Gundremmingen A	1967-1977	Seit 1983	2.311	9.750
Stade	1972-2003	2005 – 2026 (Prognose)	525	340
Obrigheim	1969-2005	2008 bis Mitte 2020er (Prognose)	630	1.850
Mülheim-Kärlich	1987-1988	2004 – Mitte 2030er (Prognose)	762	630
Greifswald 1-5	1974-1990	Seit 1995	4.202,4 für Greifswald und 630,4 für Rheinsberg; Neuere Schätzungen gehen von 6.800 für beide Projekte aus	Alte Schätzung: 2.140
Rheinsberg	1967-1991	1995 – 2069 (Prognose)		Neue Schätzung: 3.010
Niederaichbach	1973-1974	1987 – 1995	147	1.470
THTR-300	1987-1988	Start in 2030	709	2.400
AVR Jülich	1969-1988	2003 – 2022	378	29.090
KNK II	1979-1991	1993 – 2019	368	21.630

Quellen: Eigene Darstellung nach (Wealer u. a. 2015; Deutscher Bundestag 2021; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023)

## 6.2 Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle

In beinahe allen Schritten des Systemguts Atomkraft fallen mehr oder weniger stark strahlende radioaktive Abfälle an, die in unterschiedliche Kategorien klassifiziert werden. International wird unterschieden zwischen schwach-, mittel- und hochradioaktivem Abfall, der wiederum hinsichtlich der Langlebigkeit weiter unterteilt werden kann (Yim 2022). Je nach Abfallart gibt es unterschiedliche Entsorgungsmöglichkeiten und die Handhabbarkeit des Abfalls variiert stark. So können schwach- und mittelradioaktive Abfälle in vergleichsweise einfachen Metallfässern aufbewahrt werden, während abgebrannte Brennelemente, die den größten Anteil des gefährlichen hochradioaktiven Abfalls ausmachen, in speziellen Behältern, in

<sup>22</sup> Inflationsbereinigt auf das Jahr 2020.

Deutschland üblicherweise CASTOR-Behälter, unter Berücksichtigung hoher sicherheitstechnischer Auflagen aufbewahrt werden müssen (BMU 2021).

In Deutschland wird auch zwischen wärmeentwickelnden, d.h. hochradioaktiven, und vernachlässigbar wärmeentwickelnden, d.h. schwach- und mittelradioaktiven, Abfällen unterschieden. Für Letztere ist ein Endlager im Bau: Der Schacht Konrad soll 2027 in Betrieb gehen und 303.000 m<sup>3</sup> Abfall aufnehmen. Die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) betreibt zwei weitere Endlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle. Zum einen das Endlager Morsleben, in dem unter anderem Abfälle aus den Kernkraftwerken der ehemaligen DDR lagern. Dieses Endlager soll stillgelegt werden, um Techniken für die Endlagerung zu erproben. Zum anderen lagern noch 126.000 Fässer mit Atommüll im Endlager Asse II. In das ehemalige Bergwerk dringt salzhaltiges Wasser ein, das langfristig in Kontakt mit den Abfällen und somit zu einer Freisetzung radioaktiver Kontamination in die Umwelt führen könnte. Deshalb sollen die Abfälle rückgeholt und die Asse stillgelegt werden. Nach aktuellen Schätzungen könnte dies mehrere Jahrzehnte beanspruchen (BGE 2020).

Für hochradioaktive Abfälle befindet sich weltweit kein Endlager im Betrieb (Brunnengräber und Di Nucci 2019). Einige weniger Länder verfolgen derzeit Pläne an konkreten Standorten, z.B. Frankreich (Bure, Lothringen) oder die Schweiz (Nördlich Lägern, an der Grenze zu Deutschland/Baden-Württemberg), während lediglich in Finnland (Onkalo) ein Endlager im Bau ist, das 2023 in den Probebetrieb gehen soll. In Deutschland sind zwei Versuche zur Festbeschreibung eines Entsorgungspfades und eines Endlagerstandorts gescheitert: Der erste in Gorleben in den 1970er Jahren, der zweite mit dem Arbeitskreis Endlager (AK End). Im dritten Anlauf auf der Basis des Standortauswahlgesetzes von 2013 (aktualisiert 2017) sollte bis 2031 in einem „partizipativen, wissenschaftsbasierten, transparenten, selbsthinterfragenden und lernenden Verfahren für die im Inland verursachten hochradioaktiven Abfälle ein Standort mit der bestmöglichen Sicherheit für eine Anlage zur Endlagerung“ gefunden werden (StandAG, §1(2)). Jedoch ist mit der Verschiebung des erwarteten Standortauswahltermins auf die Periode 2046-2068 auch der dritte Anlauf stark verzögert. Insbesondere könnte mit der Verschiebung auch das Finanzierungskonzept in Frage gestellt werden.

### 6.2.1 Staatliche Akteure

Die Verantwortlichkeit der Lagerung hochradioaktiver Abfälle ist mit dem 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung (VkenoG) vollständig an den Staat übergegangen. Seitdem sind staatliche Akteure für die Lagerung der radioaktiven Abfälle verantwortlich. Die Bundesgesellschaft für Zwischenlagerung (BGZ) betreibt die Abfalllager in Gorleben und Ahaus sowie die an den Kernkraftwerken befindlichen dezentralen Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle. Diese Zwischenlager sind für Betriebszeiten von 40 Jahren genehmigt, das erste ging 2002 in Betrieb. Die BGE betreibt die Endlager Morsleben, Asse und Konrad und ist als Auswertungsstelle von geologischen Daten und Evaluierung von Methoden ein maßgeblicher Akteur in der Standortauswahl für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle. Jüngsten Berichten der BGE zufolge könnte sich der Prozess der Standortauswahl von 2031 auf 2046 oder gar 2068 verzögern.<sup>23</sup> Die regulatorische Aufsicht hat das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE), welches dem Bundesministerium für Umwelt, Natur, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) untersteht. Die Partizipation im Standortauswahlprozess erfolgt u.a. durch das Nationale Begleitgremium (NBG), bestehend aus Expert\*innen und zufällig ausgewählten Bürger\*innen (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

### 6.2.2 Finanzierung in Deutschland

Der oben angesprochene Standortauswahlprozess für ein tiefengeologisches Endlager für hochradioaktive Abfälle in Deutschland wird sich bis ins 22. Jahrhundert, evtl. sogar darüber hinaus, hinziehen. Hinzu kommen der Genehmigungsprozess des Endlagers selbst, der Bau, die Einlagerung der Abfälle und die Versiegelung des Lagers.

Nach dem Beschluss zur Beendigung der kommerziellen Nutzung der Atomkraft in Deutschland in 2011 berief die damalige Bundesregierung die Kommission der Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (KFK) ein. Die KFK sollte den unter den Umständen der Langfristigkeit der Aufgabe der Entsorgung radioaktiver Abfälle eine Lösung erarbeiten, die sicher-

---

<sup>23</sup> Bauchmüller, Michael (2022) Atom-Endlager kommt nicht vor 2046. Süddeutsche Zeitung, <https://www.sueddeutsche.de/politik/endlager-atomuell-1.5694547?> , zuletzt geprüft am 25.02.2023.

stellte, dass die Liquidität der Energieversorgungsunternehmen zur Finanzierung der Entsorgung ausreichen würde. Im April 2016 entschied die Kommission, dass die Verantwortlichkeit bei einem Akteur gebündelt werden sollte und schlug vor, den Staat als diesen Akteur festzulegen. Die Energieversorgungsunternehmen sollten in einen extern verwalteten Fonds einzahlen, der für die langfristige Liquidität sorgen sollte und aus dem die für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle notwendigen Aufgaben finanziert werden würden (Bundesrat 2016). So trat im Jahr 2017 das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung (VkeNOG) in Kraft, das die Verantwortung für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle von den Energieversorgungsunternehmen (Verursacher) auf den Staat übertrug.

Die Unternehmen hatten eine feste Summe von 17,389 Mrd. Euro zu entrichten, mit derer der Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung (KENFO) eingerichtet werden sollte. Wegen der Langfristigkeit der Aufgabe wurde ein zusätzlicher freiwillig zu entrichtender Risikozuschlag von 35,47% vereinbart, nach dessen Zahlung der Staat auf mögliche zukünftige Zahlungsverpflichtungen der Energieversorgungsunternehmen im Falle von Liquiditätsproblemen des KENFO verzichten würde. Mit der Zahlung des Risikozuschlags i.H.v. 6,167 Mrd. Euro entledigten sich die Energieversorgungsunternehmen jeglicher zukünftiger Verantwortung für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle in Deutschland, sodass diese nun eine vollständig staatliche Aufgabe ist.<sup>24</sup> Der KENFO konnte so mit einem Vermögen von 23,556 Mrd. Euro seine Aufgabe zur Sicherung der langfristigen Finanzierung der Entsorgung aufnehmen (BMW 2016; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023). Die im Abschnitt 6 angesprochene Studie der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Warth & Klein Grant Thornton AG hatte die Kosten für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle 2015 auf rund 27,8 Mrd. Euro geschätzt. Mit Annahme einer atomkraftspezifischen Diskontierungsrate von 1,97% könnten diese Kosten bis 2099 allerdings auf knapp 140 Mrd. Euro ansteigen (Warth & Klein Grant Thornton AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft 2015). Mögliche Mehrkosten, die über die das Finanzvolumen des KENFO hinausgehen, müssen letztendlich vom Bundeshauhalt und damit den Steuerzahler\*innen getragen werden.

---

<sup>24</sup> Ziehm (2015) und von Hirschhausen, et al. (2015) diskutieren alternative Organisationsmodelle, die auch international Anwendung finden.

Die Aufgabengebiete um die Entsorgung radioaktiver Abfälle sind vielfältig. Die übergeordnete Verantwortlichkeit liegt wie oben beschrieben beim BMUV. Die Budgets für die einzelnen Aufgaben werden zunächst im Haushaltsplan des BMUV aufgeführt und werden dann bis auf wenige Ausnahmen nach Endlagervorausleistungsverordnung (EndlagerVIV), Standortauswahlgesetz (StandAG) oder Entsorgungsübergangsgesetz (EntsorgÜG) vom KENFO erstattet oder über eine Umlage finanziert. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Refinanzierbarkeit der verschiedenen Aufgabenbereiche (BMU 2020; BMUV 2022a; 2022b).

**Tabelle 2: Ausgabensätze im Finanzplan des BMUV von 2020 bis 2025 für die Zwischenlagerung und Endlagerung radioaktiver Abfälle**

Aufgabe	Refinanzierbar über...	Ausgabensätze im Finanzplan in Mio. Euro					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Projekt Konrad	EndlagerVIV	367,4	295,1	323,5	362,4	376,4	341,2
Stilllegung Schachtanlage Asse	Nicht refinanzierbar	195,8	174	162,5	191,5	217,7	236,1
Stilllegung Endlager Morsleben	Nicht refinanzierbar	67,5	66,6	66,8	72,3	74,4	77,3
Standortauswahl-verfahren	StandAG	24,4	41,55	36,9	54,1	57,9	62,9
Projekt Gorleben	StandAG	15,3	14,2	17,5	21,5	25,5	25,4
Produktkontroll-maßnahmen	Gebühren bei Abfallverursachern	14,3	14,37	26,3	27,5	K.A.	K.A.
Salzgitterfonds	Nicht refinanzierbar	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Morslebenfonds	Nicht refinanzierbar	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Assefonds	Nicht refinanzierbar	3	3	3	3	3	3
Verwaltungsausgaben BASE	EndlagerVIV & StandAG	41,6	45,1	54,4	67,3	64,2	63,3
Zwischenlagerung	EntsorgÜG	415,7	413,9	353,8	430,6	520,3	548,8
<b>Summe Nicht-Refinanzierbare Ausgaben</b>		276,4	244,7	233,4	267,9	296,2	317,5
<b>Summe Refinanzierbare Ausgaben</b>		878,7	824,2	812,4	963,4	1044,3	1041,6
<b>Gesamtausgaben</b>		1146,1	1068,9	1045,8	1231,3	1340,5	1359,1

Quellen: Eigene Darstellung nach (BMU 2020; BMUV 2022a; 2022b)

Zu erkennen ist, dass die meisten anfallenden Kosten über den KENFO oder im Falle der Produktkontrollmaßnahmen über Gebühren refinanziert werden. Im Folgenden werden knapp die Ausnahmen der Refinanzierbarkeit ausgeführt.

- Die Stilllegung des Endlagers in Morsleben sowie der der Schachanlage Asse II sind nicht refinanzierbar. Im Falle von Morsleben handelt sich wie bei den Kernkraftwerken Greifswald und Rheinsberg (siehe Abschnitt 6) um eine Anlage der ehemaligen DDR. Eine rückwirkende Erhebung von Kosten wäre rechtlich nicht zulässig. Die Rückholung der in der Asse eingelagerten Abfälle und die anschließende Stilllegung müssen laut Atomgesetz vom Bund übernommen werden (BMUV 2022b).
- Zusätzliche Ausgaben belaufen sich auf die Zuwendung dreier Fonds, die als finanzielle Ausgleichs an den Orten dienen, die Abfall- oder Endlager auf ihrem Gebiet haben. Dazu zählen der Salzgitterfonds für das Endlager Konrad, der Morslebenfonds und der Assefonds. Ersterer wird von der Stadt Salzgitter verwaltet, für Letztere ist das Land Niedersachsen verantwortlich. Die Fonds sollen der Allgemeinheit dienen und Förderungen unter anderem in den Bereichen Bildung, Umwelt- und Landschaftsschutz, dem öffentlichen Gesundheitswesen und der Wissenschaft finanzieren (BMUV 2022b).

### 6.2.3 Unsicherheiten langfristiger Finanzierungsmodelle

Bei der Finanzierung der Jahrhundertaufgabe Zwischen- und Endlagerung handelt es sich um einen sehr langfristigen, technisch hochkomplexen Prozess mit einer Vielzahl von Unsicherheiten. Analog zur Standortauswahl muss daher auch das Organisationsmodell zur Bereitstellung und Finanzierung „lernen“ und kann nicht ex-ante auf alle möglichen Herausforderungen reagieren. Allerdings zeichnet sich bereits heute ab, dass der Ansatz des KENFO in Deutschland nicht dauerhaft zur Finanzierung ausreichen wird und daher auf den Bund (evtl. auch bestimmte Länder, wie z.B. Niedersachsen) und somit Steuerzahlende erhebliche Mehrkosten zukommen. Dies trifft auch auf andere Länder zu.

#### ***Bsp. Vereinigtes Königreich***

Die Entwicklung im Vereinigten Königreich ist von langen Zeitverzögerungen und Kostensteigerungen geprägt. Das Vereinigte Königreich verfolgt zum Teil die Strategie eines externen Fonds. Für die sogenannte „legacy fleet“, bestehend aus vielen Magnox-Reaktoren, hat die

staatliche Nuclear Decommissioning Authority (NDA), die Verantwortung für Rückbau und Abfallentsorgung übernommen, und hat ein Jahresbudget, finanziert von britischen Steuerzahlenden, von knapp 4 Mrd. Britischen Pfund (circa 4,52 Mrd. Euro).

Der Rückbau der britischen gasgekühlten Reaktoren vom Typ „AGR“ sowie der laufende Druckwasserreaktor (PWR) Sizewell B und im Bau bzw. geplante Reaktoren soll über den Nuclear Liabilities Fund (NLF) finanziert werden. Anfallende Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente sollen ebenso über den NLF finanziert werden. Der NLF wurde 1996 initiiert und hat in den letzten Jahren seine Renditeziele verfehlt.<sup>25</sup> Signifikanter Vermögenszuwachs konnte nur durch erhebliche Finanzeinlagen durch die britische Regierung gelingen, als 2020 5,1 Mrd. Pfund aus dem Haushalt eingezahlt wurden. Im Geschäftsjahr 2021-2022 erwartete man weitere Einzahlungen i.H.v. 5,6 Mrd. Pfund. Die schlechte Performance des NLF wird auch vom britischen Parlament als kritisch angesehen. Dort ist man sich des Risikos bewusst, dass auch die Finanzierung der Beseitigung der Hinterlassenschaften der AGR und PWR aus Steuermitteln wird finanziert werden müssen. Gewinne aus dem Betrieb gehen dagegen an den französischen Energieversorger EDF, der 2009 die noch am Netz befindlichen Kernkraftwerke vom bankrottgegangenen britischen Betreiber British Energy übernommen hatte (NAO 2016; Nuclear Liabilities Fund 2021; House of Commons 2022; EDF 2022; Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

### ***Bsp. Deutschland („KENFO“)***

Die Gewährleistung der langfristigen Finanzierbarkeit der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland unterliegt im aktuellen Modell erwartungsgemäß Unsicherheiten. In Deutschland ist seit 2017 der KENFO das zentrale Finanzierungsinstrument. Im Juli 2017 zahlten die zahlungspflichtigen Energieversorgungsunternehmen die vereinbarte Summe von 24,1 Mrd. Euro in den KENFO ein,<sup>26</sup> der daraufhin damit begann, das Vermögen zu investieren, um langfristig den Bestand zu sichern und das Vermögen über die Erzielung von Renditen zu erhöhen (KENFO 2018). Bis Ende des Jahres 2021 hatte der KENFO 97% des Vermögens in

---

<sup>25</sup> So wurde das Ziel von 5,4% Rendite zwischen 2018 und 2021 um 3,7 Prozentpunkte verfehlt. Die erzielte Rendite lag somit unter den Inflationsannahmen zur Berechnung der voraussichtlichen Kosten des Rückbaus und der Endlagerung radioaktiver Abfälle.

<sup>26</sup> Die Differenz zur vereinbarten Summe von 23,56 Mrd. Euro ergibt sich aus der im §7 des Gesetzes zur Errichtung eines Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung festgelegten Zinssätze, die ab dem 1. Januar 2017 anzuwenden sind.



verschiedene Finanzprodukte investiert. Der Ertrag aus dem Finanzanlagevermögen konnte 2021 von 180 Mio. Euro in 2020 auf 280 Mio. Euro erhöht werden. Auszahlungen durch oben angesprochene Erstattungen an das BMUV beliefen 2021 sich auf circa 1 Mrd. Euro (KENFO 2022). Eigenen Aussagen zufolge erzielte der KENFO bis 2020 Renditen von 8,2% pro Jahr, 2021 sogar 10,4%.<sup>27</sup> Ob diese Renditen auch über die nächsten Jahre gehalten werden können, ist allerdings fraglich.

In einer Simulationsanalyse zeigen von Hirschhausen, et al. (2015, 1079 ff.), dass die Ergiebigkeit eines Fonds stark von der realen Verzinsung des verfügbaren Kapitals abhängt, d.h. der nominalen Verzinsung sowie der sektorspezifischen Inflationsrate. So erhöht sich das benötigte Volumen des Fonds von den ursprünglich geplanten 35 Milliarden Euro (bei Verzinsung wie vormals angenommen von 4,58 Prozent) bei einer Verzinsung von lediglich 1,5 Prozent auf 82 Mrd. Euro, d.h. über das Doppelte.

Darüber hinaus haben sich durch die Verlängerung der Entsorgungsperiode bis tief in das 22. Jahrhundert die Rahmenbedingungen für den KENFO verändert. Bisher war von einer Beendigung des Endlagerprozesses bis allerspätestens Ende des 21. Jh. ausgegangen worden. Plausibilitätserwägungen sprechen inzwischen dafür, dass dieser Zeitpunkt um mehrere Jahrzehnte verlängert werden muss, da die Auswahl des Endlagerstandorts im langsameren Fall derzeit 2068 erwartet wird. Somit haftet wiederum der Staat für die in Zukunft anfallenden Kosten jenseits des ursprünglichen Planungshorizontes, wie z.B. eine verlängerte Zwischenlagerung der radioaktiven Abfälle.

### **Bsp. Schweiz („STENFO“)**

Die Schweiz hat mit ihrem Stilllegungs- und Entsorgungsfond (STENFO) ebenfalls eine Fondslösung gewählt. Im Gegensatz zur Situation in Deutschland zahlen die Kraftwerksbetreiber über Gebühren in zwei separierte Fonds sowohl für den Rückbau (seit 1985) und für die Endlagerung radioaktiver Abfälle (seit 2001) ein – die Verantwortung liegt also weiterhin bei den

---

<sup>27</sup> Narat, Ingo (2021) Atomfonds- Respektable Rendite, sicherer Anlagemix. Handelsblatt Nr. 253, [https://www.kenfo.de/fileadmin/user\\_upload/texteredenartikel/respektable\\_rendite\\_sicherer\\_anlagemix.pdf1.pdf](https://www.kenfo.de/fileadmin/user_upload/texteredenartikel/respektable_rendite_sicherer_anlagemix.pdf1.pdf), zuletzt geprüft am 26.02.2023; Wefers, Angela (2022) Kenfo mehrt Mittel für Atommüllentsorgung. Börsen-Zeitung, Ausgabe 129 vom 8. Juli 2022, [https://www.kenfo.de/fileadmin/user\\_upload/texteredenartikel/kenfo\\_boersenzeitung\\_atommuellentsorgung.pdf](https://www.kenfo.de/fileadmin/user_upload/texteredenartikel/kenfo_boersenzeitung_atommuellentsorgung.pdf), zultzt geprüft am 26.02.2023.

Verursachern. In regelmäßigen Abständen wird der STENFO auf seine Performance evaluiert und Gebühren werden ggf. angepasst (Wimmers, Bärenbold, u. a. 2023).

## 7 Fazit

Die Erzeugung von Strom aus Kernkraftwerken erfordert ein komplexes Ineinandergreifen verschiedener technischer Prozesse und Akteure, sodass die Atomkraft als ein Systemgut zusammengefasst werden kann. In vielen Teilen der Produktionskette fallen Kosten an, die bei aktuellen Wirtschaftlichkeitsrechnungen unberücksichtigt bleiben, wie z.B. Umwelt- und Risikokosten. Doch selbst bei einer einzelwirtschaftlich betriebswirtschaftlichen Betrachtung stellt sich Atomkraft als eine der teuersten Energieformen dar.

Der Neubau von Kernkraftwerken ist aus ökonomischer Perspektive keine sinnvolle Möglichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Energie. Seit Beginn des Atomzeitalters war Atomkraft die teuerste Möglichkeit zur Erzeugung von Strom – und heute sind die erneuerbaren Energien wie Wind und PV um ein Vielfaches günstiger. Aktuelle Neubauprojekte erleben erhebliche Projektverzögerungen und Kostensteigerungen, sodass aufgrund der Dringlichkeit zur Dekarbonisierung schlicht keine Zeit mehr bleibt, Jahrzehnte in den Bau großer Grundlastkraftwerke zu investieren. Modellrechnungen zeigen, dass 100% erneuerbare Energiesysteme nicht nur technisch machbar, sondern ökonomisch kostengünstig sind.

Tatsächlich entbehren Forderungen nach dem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke in Deutschland oder gar des Neubaus jeglicher ökonomischen Grundlage. Weder ist der Betrieb von Kernkraftwerken günstig oder zuverlässig, wie Beispiele aus Frankreich und den USA zeigen, noch wäre der für die Erhaltung der Relevanz der Atomkraft als Energieerzeugungstechnologie in Europa notwendige Neubau ökonomisch realisierbar.

Auch der Betrieb bzw. Laufzeitverlängerungen älterer Kernkraftwerke bergen Unsicherheiten. Nicht nur erhöht sich aufgrund alternder Komponenten die Gefahr eines Zwischenfalls oder unerwarteter Kapazitätsausfälle, wie jüngst in Frankreich zu beobachten. Ältere Kernkraftwerke sind in liberalisierten Märkten wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig und müssen aufwendig subventioniert werden, wie Beispiele aus den USA zeigen.

Der Rückbau von Kernkraftwerken ist ein oftmals übersehener Bestandteil des Systemguts Atomkraft. Die Kosten für den Rückbau finden in Investitionsrechnungen keine Berücksichtigung und fallen somit beim Kostenvergleich mit anderen Technologien nicht ins Gewicht. Tatsächlich benötigt der Rückbau hohe Finanzierungsmittel und Rückbauprojekte laufen teilweise über Dekaden.

Die sicherere Endlagerung radioaktiver Abfälle ist die größte Herausforderung bei der Bewältigung der Atomwende. Jedes Jahr fallen für die Zwischenlagerung, die Stilllegung vormaliger Endlagerprojekte und die Identifizierung eines geeigneten Standorts für ein Endlager für hochradioaktiver Abfälle Kosten in Milliardenhöhe an. Diese werden größtenteils aus dem Staatsfonds KENFO bezahlt, der zum heutigen Stand liquide Mittel in ausreichender Höhe bereithält. Ein internationaler Vergleich zeigt allerdings das Risiko auf, dass auch hier Verluste verstaatlicht werden könnten, sollten die finanziellen Mittel bis zum Beginn des 22. Jahrhunderts aufgebraucht sein.

Eine Gesamtbewertung des Systems Atomkraft ergibt heute dasselbe Ergebnis wie auch in den letzten Jahrzehnten: Selbst bei Vernachlässigung externer Kostenfaktoren wie Umwelteinflüsse, Sicherheits- und Proliferationsrisiken ist der Bau und der Betrieb von Kernkraftwerken nicht ökonomisch, und es gab und gibt kostengünstigere Alternativen.

## Referenzen

ASN. 2021. „ASN Report on the state of nuclear safety and radiation protection in France in 2020“. Montrouge, France: Autorité de Sûreté Nucléaire. <https://www.french-nuclear-safety.fr/asn-informs/publications/asn-s-annual-reports/asn-report-on-the-state-of-nuclear-safety-and-radiation-protection-in-france-in-2020>.

Assemblée Nationale. 2017. „Rapport d’Information déposé en application de l’article 145 du règlement par la mission d’Information relative à la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base“. Paris: Commission du développement durable et de l’aménagement du territoire. <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i4428.pdf>.

Baade, Fritz. 1958. *Welt-Energiewirtschaft: Atomenergie - Sofortprogramm oder Zukunftsplanung*. Hamburg: Rowohlt.

Bah, Muhammad, und Hannes Weigt. 2022. „Early Nuclear Power Plant Phase-out and Nuclear Decommissioning Funds in the New York Electricity Market“. Gehalten auf der 17th IAEA European Energy Conference, Athens, Greece, September 22.

- Beckers, Thorsten, Florian Gizzi, und Klaus Jäkel. 2012. „Ein Untersuchungsansatz für Systemgüter: Einordnung, Darstellung, Vorgehen bei der Anwendung“. 2012–01. WIP-Working Paper. Berlin: Technische Universität Berlin.
- BGE. 2020. „Plan zur Rückholung der radioaktiven Abfälle aus der Schachanlage Asse II“. RZ 0110. Peine/Remlingen/Salzgitter: Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE). [https://www.bge.de/fileadmin/user\\_upload/Asse/Wesentliche\\_Unterlagen/Rueckholungsplanung/Der\\_Rueckholplan/2020-02-19\\_Rueckholplan\\_Rev00.pdf](https://www.bge.de/fileadmin/user_upload/Asse/Wesentliche_Unterlagen/Rueckholungsplanung/Der_Rueckholplan/2020-02-19_Rueckholplan_Rev00.pdf).
- BMU. 2020. „BMU-Haushalt 2021. Haushalts-Querschnitt und ergänzende Erläuterungen. Einzelplan 16“. Haushaltsplan. Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. [https://www.atommuellreport.de/fileadmin/Dateien/pdf/Kosten/Anlage\\_1\\_Gruenes\\_Buch\\_2021.pdf](https://www.atommuellreport.de/fileadmin/Dateien/pdf/Kosten/Anlage_1_Gruenes_Buch_2021.pdf).
- BMUV. 2022a. „BMUV-Haushalt 2022. Haushaltquerschnitt und Ergänzende Erläuterungen zum Einzelplan 16“. Haushaltsplan. Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. <https://umweltfairändern.de/wp-content/uploads/2022/03/Anlage-1-Gruenes-Buch-2022.pdf>.
- . 2022b. „BMUV-Haushalt 2023. Haushaltquerschnitt und ergänzende Erläuterungen zum Einzelplan 16“. Haushaltsplan. Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. [https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Ministerium/gruenes\\_buch\\_2023\\_bf.pdf](https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Ministerium/gruenes_buch_2023_bf.pdf).
- BMWi. 2016. „Kommission: Finanzierung des Kernenergieausstiegs“. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/uran-kernenergie,did=739424.html>.
- Bogdanov, Dmitrii, Ashish Gulagi, Mahdi Fasihi, und Christian Breyer. 2021. „Full Energy Sector Transition towards 100% Renewable Energy Supply: Integrating Power, Heat, Transport and Industry Sectors Including Desalination“. *Applied Energy* 283 (Februar): 116273. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116273>.
- Bogdanov, Dmitrii, Manish Ram, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Ayobami Solomon Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, u. a. 2021. „Low-Cost Renewable Electricity as the Key Driver of the Global Energy Transition towards Sustainability“. *Energy* 227 (Juli): 120467. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467>.
- BP. 2022. „Statistical Review of World Energy 2022“. 71. London. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Bundesrat. 2016. *Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung*. [https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0601-0700/620-16.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0601-0700/620-16.pdf?__blob=publicationFile&v=5).
- Bunn, Matthew, Steve Fetter, John P. Holdren, und Bob van der Zwaan. 2003. „The Economics of Reprocessing Versus Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel“. Project on Managing the Atom. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School.
- Cour des Comptes. 2016. „La maintenance des centrales nucléaires: une politique remise à niveau, des incertitudes à lever“. Paris: Cour des Comptes.
- Davis, Lucas W. 2012. „Prospects for Nuclear Power“. *Journal of Economic Perspectives* 26 (1): 49–66. <https://doi.org/10.1257/jep.26.1.49>.

- Deutscher Bundestag. 2021. „Bericht nach § 7 des Transparenzgesetzes - Rückbau von Kernkraftwerken“. Drucksache 20/42. Berlin: Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/000/2000042.pdf>.
- Dorfman, Paul. 2017. „How Much Will It Really Cost to Decommission the Aging French Nuclear Fleet?“ *Nuclear Monitor*, Nr. 839: 4–5.
- EC. 2022. „Complementary Climate Delegated Act. Amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as Regards Economic Activities in Certain Energy Sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as Regards Specific Public Disclosures for Those Economic Activities“. C(2022) 631/3. Brussels: European Commission. [https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631_en.pdf).
- EDF. 2022. „Universal Registration Document 2021 - Including the Annual Financial Report“. Paris. <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-03/edf-2021-universal-registration-document.pdf>.
- Egerer, Jonas, Veronika Grimm, Lukas M. Lang, Ulrike Pfefferer, und Christian Sölch. 2022. „Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt“. *Wirtschaftsdienst* 102 (11): 846–54. <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3310-5>.
- Escobar Rangel, Lina, und Francois Leveque. 2015. „Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 4 (2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.4.2.Iran>.
- Göke, Leonard, Alexander Wimmers, und Christian von Hirschhausen. 2023. „Economics of nuclear power in decarbonized energy systems“. <https://doi.org/10.48550/ARXIV.2302.14515>.
- Grubler, Arnulf. 2010. „The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing“. *Energy Policy* 38 (9): 5174–88. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.003>.
- Gufler, Klaus, und Franz Meister. 2022. „Analyse der Rosatomaktivitäten bzw. Rosatomverflechtungen mit der EU“. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0814.pdf>.
- Haas, Reinhard, Lutz Mez, und Amela Ajanovic. 2019. *The Technological and Economic Future of Nuclear Power*. Berlin, Heidelberg: Springer VS. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7>.
- Haratyk, Geoffrey. 2017. „Early Nuclear Retirements in Deregulated U.S. Markets: Causes, Implications and Policy Options“. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <http://ceepr.mit.edu/files/papers/2017-009.pdf>.
- Hirschhausen, Christian von. 2022. „Nuclear Power in the Twenty-First Century (Part II) - The Economic Value of Plutonium“. DIW Discussion Papers 2011. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). <http://hdl.handle.net/10419/263155>.
- Hirschhausen, Christian von, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Felix Reitz, Dorothea Schäfer, und Cornelia Ziehm. 2015. „Rückbau und Entsorgung in der deutschen Atomwirtschaft: öffentlich-rechtlicher Atomfonds erforderlich“, DIW Wochenbericht, 45: 1072–82.

- Hirschhausen, Christian von von. 2023. *Atomenergie: Geschichte und Zukunft einer riskanten Technologie*. 1. Auflage. Reihe „Wissen“. München: C.H.Beck.
- HM Government. 2022. „British Energy Security Strategy“. London. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1067835/british-energy-security-strategy-web.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067835/british-energy-security-strategy-web.pdf).
- House of Commons. 2022. „The Future of the Advanced Gas-Cooled Reactors - Third Report of Session 2022-23“. HC 118. London: House of Commons, Committee of Public Accounts. <https://committees.parliament.uk/publications/22301/documents/164944/default/>.
- IEA. 2019. „Nuclear Power in a Clean Energy System“. Paris: International Energy Agency. [https://webstore.iea.org/download/direct/2779?fileName=Nuclear\\_Power\\_in\\_a\\_Clean\\_Energy\\_System.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/2779?fileName=Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf).
- IEA, NEA, und OECD. 2015. „Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition“. Paris: International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD). <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>.
- INRAG, I. Tweer, und W.Renneberg. 2018. „Excerpt: Material Problems in Reactor Pressure Vessels: Doel 3/ Tihange 2“. Nuclear Risk Reports. Vienna, Austria: INRAG. [https://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/NRR\\_Excerpt\\_Tweer\\_final.pdf](https://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/NRR_Excerpt_Tweer_final.pdf).
- INRAG, Nikolaus Arnold, Oda Becker, Paul Dorfman, Matthias Englert, Friederike Frieß, Klaus Gufler, u. a. 2021. „Risiken von Laufzeitverlängerungen alter Atomkraftwerke“. Revision 4. Vienna: INRAG. [https://www.nuclearfree.eu/wp-content/uploads/2021/04/INRAG\\_Risiken\\_von\\_Laufzeitverlaengerungen\\_alter\\_Atomkraftwerke\\_Langfassung.pdf](https://www.nuclearfree.eu/wp-content/uploads/2021/04/INRAG_Risiken_von_Laufzeitverlaengerungen_alter_Atomkraftwerke_Langfassung.pdf).
- Irrek, Wolfgang. 2019. „Financing Nuclear Decommissioning“. In *The Technological and Economic Future of Nuclear Power*, herausgegeben von Reinhard Haas, Lutz Mez, und Amela Ajanovic, 139–68. Energiepolitik Und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection. Wiesbaden: Springer VS. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7_12).
- JRC. 2021. „Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’)“. JRC Science for Policy Report 124193. Brussels, Belgium: Joint Research Centre, European Commission. [https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2021/03/26/JRC-report\\_March-2021-clean-Copy-printed.pdf](https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2021/03/26/JRC-report_March-2021-clean-Copy-printed.pdf).
- Kaźmierczak, Agnieszka. 2023. „Nuclear Materials and Supply in the EU/EURATOM“. Online-Fachgespräch gehalten auf der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Berlin, Februar 6. <https://www.gruene-bundestag.de/termine/unabhaengig-woher-kommt-das-uran-fuer-die-akw>.
- KENFO. 2018. „Geschäftsbericht 2017“. Financial Report. Berlin: KENFO – Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung. [https://www.kenfo.de/fileadmin/user\\_upload/geschaeftsberichte/kenfo\\_geschaeftsbericht\\_2017.pdf](https://www.kenfo.de/fileadmin/user_upload/geschaeftsberichte/kenfo_geschaeftsbericht_2017.pdf).
- . 2022. „Geschäftsbericht 2021“. Financial Report. Berlin: KENFO – Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung. [https://www.kenfo.de/fileadmin/user\\_upload/geschaeftsberichte/kenfo\\_geschaeftsbericht\\_2021.pdf](https://www.kenfo.de/fileadmin/user_upload/geschaeftsberichte/kenfo_geschaeftsbericht_2021.pdf).

- Koomey, Jonathan, und Nathan E. Hultman. 2007. „A reactor-level analysis of busbar costs for US nuclear plants, 1970–2005“. *Energy Policy* 35 (11): 5630–42. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.005>.
- Lazard. 2021. „Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis“. 15.0. New York. <https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>.
- Lévêque, François. 2014. *The Economics and Uncertainties of Nuclear Power*. Cambridge, MA, USA: Cambridge University Press.
- Lordan-Perret, Rebecca, Robert D. Sloan, und Robert Rosner. 2021. „Decommissioning the U.S. Nuclear Fleet: Financial Assurance, Corporate Structures, and Bankruptcy“. *Energy Policy* 154 (Juli): 112280. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112280>.
- Lovins, Amory B. 2013. „The Economics of a US Civilian Nuclear Phase-Out“. *Bulletin of the Atomic Scientists* 69 (2): 44–65. <https://doi.org/10.1177/0096340213478000>.
- . 2022. „US Nuclear Power: Status, Prospects, and Climate Implications“. *The Electricity Journal* 35 (4): 107122. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107122>.
- MackKerron, Gordon. 1992. „Nuclear Costs: Why Do They Keep Rising?“ *Energy Policy* 20 (7): 641–52. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(92\)90006-N](https://doi.org/10.1016/0301-4215(92)90006-N).
- MIT. 2003. „The Future of Nuclear Power“. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>.
- NAO. 2016. „Evaluating the Government Balance Sheet: Provisions, Contingent Liabilities and Guarantees“. Report by the Comptroller and Auditor General. London: National Audit Office. <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2016/06/Evaluating-the-government-balance-sheet-provisions-contingent-liabilities-and-guarantees.pdf>.
- Neles, Julia Mareike, und Christoph Pistner, Hrsg. 2012. *Kernenergie: eine Technik für die Zukunft?* Technik im Fokus. Berlin: Springer Vieweg.
- Neles, Julia Mareike, und Gerhard Schmidt. 2012. „Urangewinnung - Von der Mine bis ins Kraftwerk“. In *Kernenergie: eine Technik für die Zukunft?*, herausgegeben von Julia Mareike Neles und Christoph Pistner, 143–59. Technik im Fokus. Berlin: Springer Vieweg.
- Nuclear Liabilities Fund. 2021. „Fulfilling Our Purpose“. Annual Report and Accounts. Edinburgh. <https://www.nlf.uk.net/uploads/images/2021-NLF-Annual-report-and-accounts.pdf>.
- Nussbaum, Ania, und Francois De Beaupuy. 2022. „Macron pledges New Nuclear Reactors - if He’s Re-Elected“. *Bloomberg*, 10. Februar 2022. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-02-10/macron-pledges-new-nuclear-reactors-if-he-s-re-elected>.
- Nuttall, William J. 2022. *Nuclear Renaissance: Technologies and Policies for the Future of Nuclear Power*. Boca Raton: CRC Press. <https://www.taylorfrancis.com/books/9781003038733>.
- Rose, Michel, und Tassilo Hummel. 2022. „France plans full nationalisation of power utility EDF“. *Reuters*, 6. Juli 2022. <https://www.reuters.com/world/europe/frances-edf-fully-nationalised-borne-2022-07-06/>.
- Rothwell, Geoffrey. 2016. *Economics of Nuclear Power*. London, UK: Routledge.
- . 2022. „Projected Electricity Costs in International Nuclear Power Markets“. *Energy Policy* 164 (Mai): 112905. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112905>.

- Schneider, Mycle, Antony Froggatt, Julie Hazemann, Christian von Hirschhausen, M.V. Ramana, Alexander James Wimmers, Michael Sailer, u. a. 2022. „World Nuclear Industry Status Report 2022“. Paris: Mycle Schneider Consulting. <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2022-hr.pdf>.
- Sovacool, Benjamin K. 2008. „Valuing the Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power: A Critical Survey“. *Energy Policy* 36 (8): 2950–63. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.017>.
- Steigerwald, Björn, Martin Slowik, Christian von Hirschhausen, und Jens Weibezahn. 2022. „Uncertainties in Estimating Production Costs of Future Nuclear Technologies – A Model-Based Analysis of SMR (“Small Modular Reactors”)“. Concurrent Session gehalten auf der C4 Nuclear Power, Tokio, August 2.
- Steigerwald, Björn, Jens Weibezahn, Martin Slowik, Christian von Hirschhausen, und Christian Breyer. 2022. „Nuclear Bias in Energy Scenarios: A Review and Results from an in-Depth Analysis of Long-Term Decarbonization Scenarios“. Concurrent Session gehalten auf der Nuclear Energy, Athen, September 22.
- Stirling, Andy, und Phil Johnstone. 2018. „A Global Picture of Industrial Interdependencies Between Civil and Military Nuclear Infrastructures“. SPRU Working Paper Series 2018-13 (August). Sussex, UK: University of Sussex. <https://www.sussex.ac.uk/webteam/gateway/file.php?name=2018-13-swps-stirling-and-johnstone.pdf&site=25>.
- Strauss, Lewis. 1954. „Remarks Prepared by Lewis. L. Strauss, Chairman, United States Atomic Energy Commission, For Delivery at the Founders’ Day Dinner, National Association of Science Writers, on Thursday, September 16, 1954, New York, New York.“ Washington D.C.: Atomic Energy Commission. <https://www.nrc.gov/docs/ML1613/ML16131A120.pdf>.
- Suh, Young A, Carol Hornibrook, und Man-Sung Yim. 2018. „Decisions on Nuclear Decommissioning Strategies: Historical Review“. *Progress in Nuclear Energy* 106 (Juli): 34–43. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2018.02.001>.
- Szilard, Ronaldo, Phil Sharpe, Edward Kee, Edward Davis, und Eugene Grecheck. 2016. „Economic and Market Challenges Facing the U.S. Nuclear Commercial Fleet“. INL/EXT--16-39951, 1364498. <https://doi.org/10.2172/1364498>.
- University of Chicago. 2004. „The Economic Future of Nuclear Power“. Chicago, IL: University of Chicago.
- Warth & Klein Grant Thornton AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. 2015. *Gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich*. Berlin.
- Wealer, Ben, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen, und Jan Paul Seidel. 2015. „Stand und Perspektiven des Rückbaus von Kernkraftwerken in Deutschland (»Rückbau-Monitoring 2015«)“. Data Documentation 81. Berlin, Germany: DIW Berlin, TU Berlin.
- Wealer, Ben, und Christian von Hirschhausen. 2020. „Nuclear Power as a System Good. Organizational Models for Production Along the Value- Added Chain“. DIW Discussion Paper 1883. Berlin, Germany: DIW Berlin.



- Wealer, Ben, Christian von Hirschhausen, Kempfert, Claudia, Präger, Fabian, und Steigerwald, Björn. 2021. „Zehn Jahre nach Fukushima – Kernkraft bleibt gefährlich und unzuverlässig“. 8. Wochenbericht. Berlin: DIW Berlin. [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.812103.de/dwr-21-07-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.812103.de/dwr-21-07-1.pdf).
- Wealer, Ben, Jan Paul Seidel, und Christian von Hirschhausen. 2019. „Decommissioning of Nuclear Power Plants and Storage of Nuclear Waste: Experiences from Germany, France, and the U.K.“ In *The Technological and Economic Future of Nuclear Power*, herausgegeben von Reinhard Haas, Lutz Mez, und Amela Ajanovic, 261–86. Wiesbaden: Springer VS. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7_12).
- Wimmers, Alexander, Rebekka Bärenbold, Muhammad Maladoh Bah, Rebecca Lordan-Perret, Björn Steigerwald, Christian von Hirschhausen, Hannes Weigt, und Ben Wealer. 2023. „Decommissioning of Nuclear Power Plants: Regulation, Financing, and Production“. DIW Data Documentation 104. Berlin: DIW Berlin, German Institute for Economic Research. [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.864222.de/diw\\_datadoc\\_2023-104.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.864222.de/diw_datadoc_2023-104.pdf).
- Wimmers, Alexander, Fanny Böse, Claudia Kempfert, Björn Steigerwald, Christian von Hirschhausen, und Jens Weibezahn. 2023. „Ausbau von Kernkraftwerken entbehrt technischer und ökonomischer Grundlagen“. *DIW Berlin Wochenbericht* 77 (10): 111–21.
- Wood, TW, WL Johnson, und BM Parker. 2001. „Economic Globalization and a Nuclear Renaissance“. Richland, WA (United States): Pacific Northwest Lab.
- World Nuclear Association. 2022. „Uranium Markets“. Information Library. Juni 2022. <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-markets.aspx>.
- Yamamoto, Daisaku, und Angelica Greco. 2022. „Cursed Forever? Exploring Socio-Economic Effects of Nuclear Power Plant Closures across Nine Communities in the United States“. *Energy Research & Social Science* 92 (Oktober): 102766. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102766>.
- Yim, Man-Sung. 2022. *Nuclear Waste Management: Science, Technology, and Policy*. <https://doi.org/10.1007/978-94-024-2106-4>.
- Ziehm, Cornelia. 2015. „Endlagerung radioaktiver Abfälle“. *Zeitschrift für Neues Energierecht - ZNER* 19 (3): 208.