



RADIANT
ENERGY GROUP

WIEDERINBETRIEBNAHME DEUTSCHER KERNKRAFTWERKE:

Wirtschaftliche Tragfähigkeit und Ausblick

Juni 2026

Der deutsche Atomausstieg wird häufig als endgültig und irreversibel dargestellt. Dies ist nicht der Fall.

Die Reaktivierung der deutschen Kernkraftwerke ist nach wie vor technisch machbar und wirtschaftlich attraktiv.

Es gibt keine wesentlichen technischen Hürden, die einem Neustart der Kernkraft in Deutschland im Wege stehen. Es ist vielmehr eine Frage des politischen Willens.



Inhalt

Vorwort	3
Zusammenfassung	4
Einleitung	5
Wiederinbetriebnahme und Wiederaufbau von Kernkraftwerken: Präzedenzfälle und Grundlagen	10
Aktueller Zustand und Wiederinbetriebnahmekosten der deutschen Kernkraftwerksflotte	14
Stromgestehungskosten reaktivierter deutscher Reaktoren	18
Vergleich mit heutigen Kernkraftwerks-Neubauprojekten	20
Auswirkungen auf die Stromversorgung	22
Industriepolitische Auswirkungen	26
Weitere Gesichtspunkte	28
Nächste Schritte	33
Schlussfolgerungen	34
Methodik	36
Quellen	38
Über diesen Bericht	42

Vorwort

Als Student des Maschinenbaus sah ich 1972 zum ersten Mal die Baustelle des Kernkraftwerks Philippsburg am Rhein. Von da an war für mich klar, dass ich am Aufbau dieser neuen, aufstrebenden Energiequelle beteiligt sein wollte. In den folgenden Jahrzehnten konnte ich als Ingenieur und Manager meinen Teil zum Bau und Betrieb einer Flotte von Kernkraftwerken in Deutschland beitragen. Die Anlagen erfuhren von internationalen Kollegen immer wieder größte Anerkennung für ihre Konstruktion, Zuverlässigkeit und Effizienz im Betrieb. Im Rahmen des Atomausstiegs bis 2023 wurden aus politisch-ideologischen Gründen somit Kraftwerke stillgelegt, die auch nach heutigen Maßstäben zu den besten der Welt zählten.

Mit den seit 2022 immer wieder auftretenden Krisen bei der Versorgungssicherheit und dem Kostenniveau unserer Energieversorgung wurde das Fehlen der Kernkraft als Standbein einer verlässlichen, ökonomischen und CO₂-freien Energieversorgung offensichtlich. In der Folge wurde die Frage des Weiterbetriebs der deutschen Kernkraftwerke aufgeworfen, letztlich jedoch politisch verworfen. Dennoch besteht die öffentliche Diskussion über die Nutzung der Kernkraft in Deutschland fort. Entscheidend hierfür sind sowohl die Lebensdauererweiterungen bestehender Kernkraftwerke als auch die Reaktivierungen bereits stillgelegter Anlagen im Ausland sowie die zahlreichen Projekte neuer SMR-Reaktoren der Generation III+ und IV.

Zur Frage des Wiedereinstiegs ist zu erwähnen: Als wir in Deutschland ab 1955 in die Kernkraft einstiegen und in den 1970er und 1980er Jahren die Kraftwerke bauten, starteten wir auf einer grünen Wiese, ohne Betriebspersonal, Standorte und Betriebserfahrung. Ein Wiedereinstieg dagegen kann sich auf ein erhebliches Erbe stützen. Durch die Einbindung in den Rückbau und die Arbeit für den Export besteht ein Nukleus des Fachpersonals und der kerntechnischen Industrie weiterhin fort.

Es wäre gut, wenn Deutschland die sich daraus ergebende Chance zum Wiederaufbau der deutschen Kernkraft nutzen würde. Denn mit dem Atomausstieg hat der deutsche Staat nicht nur die Nutzung der Kernenergie beendet, sondern auch die CO₂-freie Grundlastherzeugung, für die es auf absehbare Zeit keine Alternative gibt.

-- von Ulrich Gräber, Ingenieur, vormals Vorstand der EnBW Kraftwerke und der Areva Deutschland, Autor des Spiegel-Bestsellers „Kniefall vor der Unvernunft“

Zusammenfassung

Der deutsche Atomausstieg, der im April 2023 mit der Abschaltung der letzten drei Reaktoren vollendet wurde, wird häufig als endgültig und irreversibel dargestellt. Das ist er nicht. Die abgeschaltete deutsche Kernkraftwerksflotte befindet sich physisch weiterhin in einem wiederherstellbaren Zustand, die technischen Präzedenzfälle für Wiederinbetriebnahmen sind umfangreich und gut dokumentiert, und die wirtschaftlichen Argumente für eine Reaktivierung dieser Anlagen sind stark. Das Zeitfenster für eine Wiederinbetriebnahme wird zwar schrittweise kleiner, ist aber noch nicht geschlossen.

Die Umkehr des Atomausstiegs und die Wiederinbetriebnahme deutscher Reaktoren sind allein eine Frage des politischen Willens. Die beiden dringendsten Maßnahmen sind ein sofortiges Moratorium für den weiteren Rückbau der Reaktoren und eine Änderung des Atomgesetzes (AtG), um den Betrieb von Kernkraftwerken wieder zu erlauben.

Die Wiederinbetriebnahme der abgeschalteten deutschen Reaktoren ist technisch machbar. Die deutschen Reaktoren wurden langlebig, gut zugänglich für Wartungsarbeiten und auf den Austausch von Großkomponenten ausgelegt. Daher kann jede wesentliche Komponente der im Rückbau befindlichen deutschen Kernkraftwerke repariert, überholt oder ersetzt werden. Erhebliche technische Hürden, die eine Wiederinbetriebnahme unmöglich machen, bestehen nicht.

Die Wiederinbetriebnahme deutscher Reaktoren ist der schnellste und günstigste Weg, zusätzliche gesicherte Stromerzeugung ans Netz zu bringen. Die am einfachsten zu reaktivierende Gruppe von Reaktoren könnte noch vor Ende 2031 Strom zu durchschnittlich 37 Euro je Megawattstunde erzeugen. Die anspruchsvollsten Wiederinbetriebnahmen könnten ab Mitte der 2030er Jahre Strom für etwa 58 Euro je Megawattstunde bereitstellen. Das liegt deutlich unter den aktuellen Marktpreisen, die im Zuge des Iran-Konflikts weiter steigen.

Eine Mehrheit der Deutschen unterstützt die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland. Die jüngste Umfrage der Radiant Energy Group, durchgeführt Ende 2025, ergab, dass 61 Prozent der deutschen Bevölkerung den Verbleib der Kernenergie im Energiemix befürworten – fast dreimal so viele wie die 22 Prozent, die einen vollständigen Ausstieg und ein Verbot der Kernenergie unterstützen.

Die Wiederinbetriebnahme deutscher Kernkraftwerke würde Nutzen weit über die reine Stromerzeugung hinaus schaffen. Die Rückkehr deutscher Reaktoren in den Leistungsbetrieb würde Emissionen in Deutschland und den Nachbarländern senken. Gut bezahlte Arbeitsplätze in den Standortgemeinden würden erhalten und neu geschaffen, Wiederaufbau- und Instandsetzungsarbeiten würden neue Chancen für qualifizierte Fachkräfte eröffnen. Zusammen mit der gesicherten Leistung, die diese Projekte wieder ans Netz bringen würden, könnte diese Wiederbelebung der industriellen Fachkräftebasis den deutschen Industriestandort stärken und die Abwanderung energieintensiver Produktion bremsen.

Einleitung

Der deutsche Atomausstieg sollte die der Kernenergie zugeschriebenen Risiken beseitigen und im Rahmen der Energiewende ein neues Energiesystem schaffen: erneuerbare Energien, abgesichert durch importiertes Gas. Dieses System sollte nach Darstellung seiner Befürworter industrielle Wettbewerbsfähigkeit und einen hohen Lebensstandard sichern. Tatsächlich hat der Atomausstieg zu anhaltender wirtschaftlicher Belastung und wachsender Energieunsicherheit geführt. Deutschland ist heute mit strukturell erhöhten Strompreisen und verminderter Versorgungssicherheit konfrontiert.

Die Politik steht vor einer richtungsweisenden Entscheidung: Entweder verfolgt Deutschland weiter einen Pfad, auf dem Großhandelspreise die energieintensive Industrie weiter zu Produktionskürzungen oder zur Abwanderung drängen, das Land die Ziele für den Kohleausstieg stillschweigend verfehlt und Haushalte immer höhere Preise tragen; oder es holt gesicherte, bezahlbare und emissionsarme Stromerzeugung zurück, die Deutschlands industrielle und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit wiederherstellt. Der Unterschied im Ergebnis dieser beiden Pfade hängt davon ab, ob Deutschland sich für die Wiederinbetriebnahme seiner bestehenden Kernkraftwerke entscheidet, die weiterhin in der Lage sind, weitaus schneller und kostengünstiger verlässlichen Strom zu liefern als jede vergleichbare Neubau-Alternative.

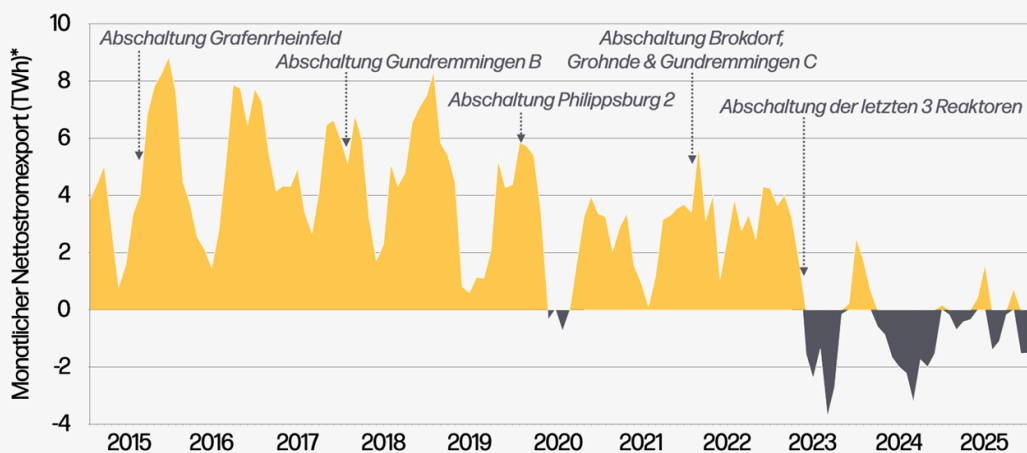
Folgen des Atomausstiegs

Die Folgen des Atomausstiegs für die deutsche Stromversorgung sind unmittelbar und messbar.

- Deutschland hat sich von einem Netto-Stromexporteur zu einem Netto-Importeur entwickelt: Während es Mitte der 2010er Jahre rund 50 Terawattstunden pro Jahr exportierte, lagen die Nettoimporte 2023, im Jahr der endgültigen Abschaltung der letzten Kernkraftwerke, bei rund 9 Terawattstunden und stiegen in den Folgejahren auf jährlich 18 bis 26 Terawattstunden.¹
- Die Großhandelspreise für Strom sind zwar gegenüber den Extremwerten des Jahres 2022 zurückgegangen, bewegen sich aber in einer Spanne von 80 bis 100 Euro je Megawattstunde und damit nahe am Doppelten des inflationsbereinigten Durchschnitts der 2010er Jahre.² Dieses erhöhte Preisniveau hält seit fünf aufeinanderfolgenden Jahren ohne nennenswerte Entlastung an.
- Nach dem Wegfall von russischem Pipelinegas ist Deutschland heute stark auf per Schiff geliefertes Flüssigerdgas (LNG) angewiesen. Diese Versorgungsroute ist teurer, volatil und dabei nicht weniger anfällig für geopolitische Disruptionen.

- Obwohl Deutschland bis Anfang der 2020er Jahre insgesamt rund 600 Milliarden Euro für die Energiewende aufgewendet hat und weiterhin jährlich etwa 20 Milliarden Euro für die Subventionierung erneuerbarer Energien ausgibt, bleiben die Großhandelspreise für Strom ungefähr doppelt so hoch wie in den 2010er Jahren.^{3,4} Der Bundesrechnungshof erwartet zur Fortsetzung der Energiewende allein für den zusätzlichen Netzausbau bis 2045 weitere Kosten von mehr als 460 Milliarden Euro.⁵
- Seit Februar 2022 ist die Produktion energieintensiver Industriezweige um 15,2 Prozent zurückgegangen; dabei gingen 53.300 Arbeitsplätze verloren.⁶ Eine Umfrage aus dem Jahr 2025 unter fast 3.600 Unternehmen ergab, dass 59 Prozent der großen Industriebetriebe erwägen, ihre Produktion zurückzufahren oder ins Ausland zu verlagern, gegenüber 37 Prozent im Jahr 2022.⁷

Kernkraft-Abschaltungen machten Deutschland zum Stromimporteur



* Negative Werte zeigen Nettostromimporte

Quellen: ENTSO-E monthly cross border physical flows of electricity from Germany



Erwägungen zur Wiederinbetriebnahme

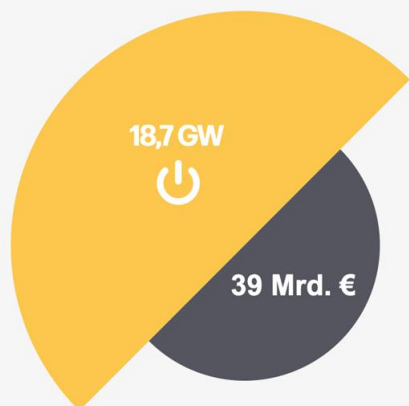
Das naheliegendste Argument für eine Wiederinbetriebnahme ist wirtschaftlicher Natur. Selbst diejenigen deutschen Reaktoren, die die umfangreichsten Reparaturen erfordern, könnten ab Mitte der 2030er Jahre zu durchschnittlich 58 €/MWh betrieben werden; die am einfachsten zu reaktivierenden Blöcke bereits 2031 zu lediglich 31 €/MWh. Im Vergleich zu westlichen Kernkraftwerksneubauten sind Wiederinbetriebnahmen gemessen an den Kosten pro Megawatt installierter Leistung dramatisch günstiger, worin sich der Wert der vorhandenen Infrastruktur und der bereits getätigten Kapitalinvestitionen widerspiegelt. Selbst kleinere Volkswirtschaften nehmen deutlich höhere Kosten je Leistungseinheit für den Aufbau neuer Kernkraftkapazitäten in Kauf, weil sie deren langfristigen Wert erkennen. Deutschland kann den gleichen strategischen Nutzen weitaus günstiger erzielen, indem es seine bestehende Flotte wiederherstellt.

Es besteht ein klares politisches Mandat zur Wiederinbetriebnahme dieser Anlagen: 61 Prozent der Deutschen unterstützen die weitere Nutzung der Kernenergie, fast dreimal so viele wie diese ablehnen. Seit der Energiekrise von 2022 fordern Stimmen aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft mit wachsender Dringlichkeit eine Umkehr oder Neubewertung des Atomausstiegs, während andere europäische Länder entschlossen Reaktorlaufzeiten verlängern, eigene Ausstiegsbeschlüsse rückgängig machen und neue Kernkraftwerke in Auftrag geben. Erst im April 2026 hat die belgische Regierung formelle Gespräche mit Engie, dem derzeitigen Eigentümer der belgischen Kernkraftwerke, über eine mögliche staatliche Übernahme der Flotte mit dem Ziel der Wiederinbetriebnahme angekündigt.⁸

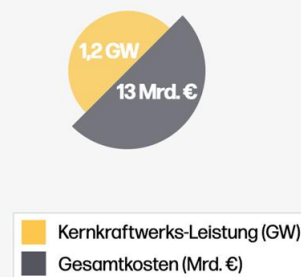
Friedrich Merz sprach sich vor der Bundestagswahl 2025 für eine Wiederinbetriebnahme deutscher Kernkraftwerke aus. Mehrere prominente deutsche Akteure befürworten öffentlich neuartige Reaktortechnologien und Small Modular Reactors (SMR); dabei nutzen die SMR-Konzepte, die einer kommerziellen Umsetzung am nächsten sind, dieselbe bewährte Leichtwasserreaktor-Technologie wie die abgeschaltete deutsche Flotte. Derselbe politische Grundkonsens zeigt sich im deutschen Interesse an der Fusion, das den Bedarf an gesicherter, CO₂-armer Stromerzeugung zur Grundlastdeckung widerspiegelt. Die Fusionstechnologie bleibt jedoch experimentell, ohne klaren Pfad zu einem Einsatz im Stromsystem. Keine Fusionsanlage hat jemals Strom erzeugt, im Gegensatz zu den sieben Jahrzehnten, in denen die Kernspaltung bewiesen hat, dass sie dem Netz zuverlässige und kosteneffiziente Stromerzeugung bereitstellen kann. Das politische Interesse an Fusion sowie kleinen oder alternativen Reaktoren erkennt den Bedarf an Kernenergie an, weicht aber der Technologie aus, die diesem tatsächlich zeitnah begegnen kann.

Reaktivierungen liefern 5× mehr Leistung pro Euro als SMR-Neubauten

Deutsche Wiederinbetriebnahmen



Darlington SMR-Projekt



Quelle: OPG, "Darlington SMR" project page



Für die deutsche Industrie adressiert ein Wiederinbetriebnahmeprogramm die strukturelle Ursache einer sich beschleunigenden Deindustrialisierung, die kein Subventionsprogramm beheben kann. Es stellt eine bezahlbare, gesicherte und krisenfeste Stromversorgung wieder her - mit einer weitgehend heimischen Lieferkette, Brennstoffbevorratung am Standort für Jahre und einer von den Alternativen unerreichten Resilienz gegen internationale Disruptionen. Es macht den Kohleausstieg bis Mitte der 2030er Jahre auf Grundlage gesicherter CO₂-armer Stromerzeugung erreichbar. Und es versetzt Deutschland in die Lage, am größten Investitionszyklus im Nuklearbereich teilzuhaben, den die westliche Welt seit Jahrzehnten erlebt hat: durch den Wiederaufbau von Kompetenzen im Ingenieurs- und Bauwesen mit direktem Exportwert in einem globalen Markt, in dem sich 38 Länder, die 70 Prozent der Weltwirtschaft repräsentieren, dem Ziel einer Verdreifachung der Kernkraftkapazität bis 2050 verschrieben haben.

Hintergrund

Deutschland verfügte einst über eine der größten Kernkraftwerksflotten der Welt und gehörte weltweit zu den führenden Anbietern in der Kerntechnik. Die Kernenergie kam 1957 mit der Inbetriebnahme des ersten Forschungsreaktors bei München nach Deutschland. Ein Jahr später begann der Bau des ersten deutschen Kernkraftwerks, und von den 1960er Jahren bis zur Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke im April 2023 stellte Kernenergie einen bedeutenden Anteil der deutschen Energieversorgung. Mit einem Anteil von bis zu 30 Prozent an der Stromerzeugung war Kernenergie über Jahrzehnte die zweitgrößte Stromquelle Deutschlands und vor der Wiedervereinigung die größte in Westdeutschland.⁹

Vor dem Ausstieg hatte sich die deutsche Nuklearindustrie einen Ruf für anspruchsvolle Ingenieurskunst und herausragende Betriebsleistungen erarbeitet. Sie errichtete und exportierte eigene Reaktordesigns und baute zugleich Fähigkeiten entlang des gesamten Brennstoffkreislaufs auf. Ein erheblicher Teil dieser Expertise besteht fort: Deutsche Unternehmen bieten weiterhin Anreicherung, Brennelementfertigung, Abfallbehandlung, Komponentenherstellung sowie Wartungs- und Instandhaltungsleistungen für den internationalen Markt an.

Langjährige Bedenken hinsichtlich Sicherheit, Entsorgung und Umweltrisiken trieben jedoch die Unterstützung für einen Atomausstieg, der 2002 unter der rot-grünen Koalition von Bundeskanzler Gerhard Schröder gesetzlich verankert wurde. Eine 2010 unter Bundeskanzlerin Angela Merkel beschlossene Laufzeitverlängerung wurde nach dem Reaktorunfall von Fukushima Daiichi zurückgenommen; acht Reaktoren wurden sofort abgeschaltet, für die übrigen Reaktoren wurde eine schrittweise Stilllegung bis 2022 beschlossen. Wegen Russlands Angriff auf die Ukraine wurden die letzten Abschaltungen zwar um einige Monate verschoben, die verbliebenen Reaktoren gingen jedoch im April 2023 endgültig außer Betrieb.

Machbarkeit

Die Aussicht auf eine Wiederinbetriebnahme der deutschen Kernkraftwerksflotte ist häufig als technisch oder wirtschaftlich unmöglich abgetan worden. Ein Bericht zur Machbarkeit von der Radiant Energy Group aus dem Jahr 2024 bewertete das Wiederinbetriebnahme-Potenzial Reaktor für Reaktor, gestützt auf detaillierte Einschätzungen von Brancheninsidern, aktuelle Strompreise und vergleichbare Wiederinbetriebnahmeprojekte, und kam zu dem Ergebnis, dass eine Wiederinbetriebnahme deutscher Anlagen nicht nur möglich, sondern realistisch erreichbar ist.¹⁰

Der vorliegende Bericht baut auf dieser Grundlage auf. Er liefert eine detaillierte Analyse der Kosten und Zeitpläne für eine Wiederinbetriebnahme der vorhandenen deutschen Kernkraftwerke und bewertet, ob ein solches Unterfangen unter realistischen Finanzierungs- und Marktbedingungen weiterhin wirtschaftlich tragfähig ist. Die Sinnhaftigkeit von Wiederinbetriebnahmen stützt sich jedoch nicht allein auf Baukosten und erwartete Strompreise. Der Bericht behandelt daher auch weiterreichende Implikationen: den Erhalt industrieller Kapazitäten und qualifizierter Beschäftigung, die verringerte Abhängigkeit von volatilen internationalen Gasmärkten sowie die umfassenderen Folgen für Deutschland als Industriestandort und seine energiepolitische Souveränität.

Wiederinbetriebnahme und Wiederaufbau von Kernkraftwerken: Präzedenzfälle und Grundlagen

Kernkraftwerke als langlebige Infrastruktur

Kernkraftwerke unterscheiden sich ökonomisch strukturell von fossilen Kraftwerken und lassen sich eher mit Wasserkraftwerken als mit Gas- oder Kohlekraftwerken vergleichen. Bei einem fossilen Kraftwerk entsteht der überwiegende Teil der Kosten über die Betriebsdauer durch den Brennstoff; die Anlage selbst ist im Vergleich dazu relativ kostengünstig zu errichten. Bei einem Kernkraftwerk verhält es sich – wie bei einem Wasserkraftwerk – genau umgekehrt: Der weitaus größte Teil der Kosten über den Lebenszyklus entfällt auf die anfängliche Kapitalinvestition, während die Betriebskosten niedrig und stabil bleiben. Diese Unterscheidung ist grundlegend dafür, wie bestehende Kernkraftwerksanlagen zu bewerten sind.

Die baulichen Strukturen von Kernkraftwerken sind außergewöhnlich langlebig, ausgeführt in stark bewehrtem Beton mit Wandstärken im Meterbereich. Die Komponenten der Maschinen- und Elektrotechnik im Inneren unterliegen zwar Verschleiß, sind aber konservativ für lange Betriebsdauern ausgelegt und können allesamt ausgetauscht werden. Dampferzeuger, Druckhalter, Pumpen, Armaturen, Leittechnik und Turbinentechnik wurden bereits in aktiven Kernkraftwerken weltweit routinemäßig ersetzt. Der Reaktordruckbehälter ist die einzige Großkomponente, die in der Industriepraxis bisher noch nicht vollständig ausgetauscht wurde – vor allem, weil die Notwendigkeit dafür bislang nicht entstanden ist, und somit eher Ausdruck der langlebigen Auslegung dieser Behälter, statt einer grundsätzlichen technischen Grenze.

Diese Austauschbarkeit von Komponenten in Verbindung mit der Langlebigkeit der Gebäudestrukturen macht Kernkraftwerke zu Kandidaten für mehrfache Laufzeitverlängerungen. In den USA wurden bereits Genehmigungen für 80 Jahre Gesamtlaufzeit erteilt; 100-jährige Laufzeiten werden derzeit regulatorisch untersucht.¹¹ Auch andere Länder, darunter Tschechien, Frankreich, Kanada und das Vereinigte Königreich, verlängern den Betrieb ihrer Reaktoren im Rahmen ihrer jeweiligen Aufsichtssysteme weit über die ursprünglich angesetzten Auslegungslaufzeiten hinaus. Entsprechend sollte ein Kernkraftwerk, ähnlich wie ein Wasserkraftwerk, nicht als Industrieanlage mit einer festen Nutzungsdauer verstanden werden, sondern als eine Kapitalinvestition mit der Fähigkeit, bei angemessener Instandhaltung über mehrere Generationen Wert zu schaffen.

Genau dieser infrastrukturartige Charakter hat Investoren und politische Entscheidungsträger dazu veranlasst, stillgelegte Kernkraftwerke neu zu bewerten, statt sie aufzugeben. Anlagen,

die man aus politischen Gründen oder wegen ungünstiger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen abgeschaltet hatte, wurden und werden reaktiviert, oder umfassend wiederaufgebaut und in den Leistungsbetrieb zurückgeführt.

Frühere Wiederinbetriebnahmen in Kanada und den USA

Wiederinbetriebnahmen von Kernkraftwerken sind keine Theorie; abgeschaltete Anlagen wurden bereits in den Leistungsbetrieb zurückgeführt. In den USA wurden die Blöcke des Kernkraftwerks Browns Ferry, die seit den 1980er Jahren außer Betrieb waren, vom Betreiber Tennessee Valley Authority in den 1990er und 2000er Jahren instandgesetzt und wieder ans Netz gebracht. Auch die kanadische Provinz Ontario nahm an den Standorten Pickering und Bruce mehrere Reaktoren wieder in Betrieb.

Der 2014 abgeschlossene Kohleausstieg Ontarios wurde zu einem großen Teil durch die wiederhergestellte Kernkraftwerksleistung ermöglicht – mit dem direkten Resultat, dass die chronischen Smog-Tage in Toronto der Vergangenheit angehörten. Ontario bietet damit ein besonders passendes Vorbild für Deutschland: Eine große industrielle Volkswirtschaft, die CO₂-intensive Stromerzeugung dadurch eliminierte, dass sie stillgelegte Kernkraftkapazität in den Leistungsbetrieb zurückholte.

Derzeit laufende Wiederinbetriebnahmen

Heute werden Wiederinbetriebnahmen in mehreren Ländern und aus unterschiedlichen Gründen verfolgt. Japan, das nach dem Unfall von Fukushima Daiichi im Jahr 2011 zunächst den Betrieb seiner gesamten Kernkraftwerksflotte ausgesetzt hatte, bringt die Anlagen seitdem systematisch wieder ans Netz. Bislang wurden 15 Reaktoren wieder angefahren, weitere zehn durchlaufen derzeit das Genehmigungsverfahren.¹²

In den USA ist das Kernkraftwerk Palisades in Michigan ein besonders bemerkenswerter Fall. Sein neuer Eigentümer hatte die Anlage ursprünglich übernommen, um den Rückbau abzuschließen, änderte dann jedoch den Kurs und strebt nun die vollständige Rückkehr in den Leistungsbetrieb an. Palisades wurde inzwischen neu genehmigt, befindet sich im Prozess der Neubeladung mit Kernbrennstoff und soll noch 2026 wieder den kommerziellen Betrieb aufnehmen.¹³ Zwei weitere Wiederinbetriebnahmen sind im Gange: Duane Arnold in Iowa und Block 1 von Three Mile Island in Pennsylvania.^{14,15}

Taiwan ist vielleicht das geopolitisch deutlichste Beispiel. Nachdem dort erst kürzlich mehrere Reaktoren abgeschaltet wurden, macht Taiwan diese Entscheidung nun rückgängig, um seine Stromversorgung in einem zunehmend prekären strategischen Umfeld zu stärken.¹⁶ Über all diese Fälle hinweg zeigt sich ein konsistentes Muster: Anlagen, die aus wirtschaftlichen Gründen, aus politischen Gründen oder infolge öffentlicher Verunsicherung abgeschaltet wurden, haben sich als wiederinbetriebnahmewürdig erwiesen, sobald sich die zugrunde liegenden Bedingungen änderten. Die deutsche Lage fügt sich nahtlos in dieses Muster ein.

Nur wenige Wochen nachdem die Radiant Energy Group einen Bericht über das Potenzial zur Wiederinbetriebnahme belgischer Reaktoren veröffentlicht hatte, kündigte die belgische Regierung formelle Gespräche mit dem derzeitigen Eigentümer Engie über eine mögliche staatliche Übernahme der Kernkraftwerksflotte an.¹⁷ Dies ist ein erster Schritt hin zum übergeordneten Ziel der Regierung, den Betrieb der bestehenden belgischen Reaktoren zu verlängern sowie neue Kernkraftkapazitäten aufzubauen. Sämtliche Rückbauarbeiten wurden dabei mit sofortiger Wirkung ausgesetzt, während die Verhandlungen andauern.

Wiederaufbau von Kernkraftwerken

Kernkraftwerke sind zudem starke Kandidaten auch für umfangreicheren Wiederaufbau, weil sich ihr Wert genau in dem konzentriert, was am schwersten neu zu schaffen ist: der genehmigte Standort, die baulichen Strukturen, der Netzanschluss und die etablierten regulatorischen Beziehungen. Bei einem Wiederaufbau bleiben Gebäude und Standortinfrastruktur erhalten, während ein neues nukleares Dampferzeugungssystem – der Reaktor und die zugehörigen Primärkreis-Komponenten – installiert wird. Von der ursprünglichen maschinentechnischen Ausrüstung wird dabei wenig oder nichts weiterverwendet. Da die kapitalintensivsten Elemente bereits vorhanden sind, ist ein solcher Wiederaufbau erheblich günstiger und schneller als der Neubau eines Kernkraftwerks auf der grünen Wiese.

Die meisten der reaktivierbaren deutschen Reaktoren sind Kandidaten für eine Wiederinbetriebnahme durch gezielte Instandsetzung und Reparatur. Eine kleinere Zahl befindet sich jedoch in einem Zustand, der ein umfassendes Wiederaufbauprogramm erforderlich macht. Selbst in diesen Fällen bleiben Kosten und Zeitbedarf deutlich günstiger als bei einem Neubau.

Technische Basis für Wiederinbetriebnahme und Wiederaufbau

Die physischen Arbeiten, die erforderlich sind, um ein abgeschaltetes und teilweise zurückgebautes Kernkraftwerk wieder in den Leistungsbetrieb zu bringen – ob bei den zuvor beschriebenen Präzedenzfällen oder im Rahmen eines deutschen Wiederinbetriebnahme- und Wiederaufbauprogramms – bestehen weitgehend aus in der Nuklearindustrie gewohnten Reparatur-, Austausch- und Modernisierungsarbeiten.

Deutsche Kernkraftwerke bieten aufgrund ihrer großzügigen Dimensionierung, ihres ergonomischen und wartungsfreundlichen Designs sowie ihrer konservativen Auslegung besonders gute Voraussetzungen für solche Arbeiten. Dies gilt insbesondere für die Flotte von Druckwasserreaktoren, die 11 der 14 in diesem Bericht betrachteten Reaktoren umfasst. Die Containmentstrukturen wurden von Anfang an mit Blick auf die Handhabung von Großkomponenten gestaltet. Reaktorgebäude mit demontierbaren Materialschleusen stellen die erforderlichen Zugangswege und den Arbeitsraum bereit, um Großkomponenten aus- und wieder einzubauen, ohne Sicherheitsbehälter und Gebäudestruktur zu durchbrechen. Diese

Fähigkeit wurde sowohl in Deutschland als auch bei Anlagen deutscher Bauart im Ausland in der Praxis demonstriert, unter anderem beim Austausch der Dampferzeuger in Obrigheim sowie bei der Entfernung der Dampferzeuger am Stück in Unterweser und Grafenrheinfeld.¹⁸

Selbst der Reaktordruckbehälter ist nicht die dauerhaft fest eingebaute und unersetzbare Komponente, für die er mitunter gehalten wird. Bei deutschen Druckwasserreaktoren wurde der Behälter während der ursprünglichen Errichtung durch die Öffnung in das Containment eingebracht, die später von der Materialschleuse eingenommen wird. Derselbe grundsätzliche Zugangspfad steht für Aus- und Einbau weiterhin zur Verfügung, sollte ein Ersatz erforderlich werden. Ist der Behälter selbst beschädigt, aber nicht zerstört, ist eine Reparatur durch Schweißen eine bewährte Möglichkeit. Ein Austausch des gesamten Reaktordruckbehälters wurde in der kommerziellen Praxis bislang noch nicht durchgeführt; dies ist jedoch auf fehlende Notwendigkeit zurückzuführen, nicht technische Unmöglichkeit.

Die Wiederinbetriebnahme und der Wiederaufbau deutscher Kernkraftwerke würden zugleich die Gelegenheit bieten, diese Anlagen zu modernisieren. Einige Verbesserungen ergeben sich unmittelbar aus den Arbeiten, die für eine Wiederinbetriebnahme ohnehin erforderlich sind. Das klarste Beispiel ist vollständig digitale Leittechnik; da die Leittechnik ohnehin weitgehend neu aufgebaut werden muss, ist der Einbau moderner digitaler Systeme die naheliegende Wahl. Ähnlich verhält es sich bei Dampferzeugern und Komponenten der Turbinenanlage, die in vielen Fällen ohnehin ersetzt werden müssen, was die Umsetzung thermischer Effizienzsteigerungen im selben Zuge zu einem logischen Schritt macht.

Weitere Verbesserungen wie thermische Leistungssteigerungen, erweiterte Flexibilität im Brennstoffkreislauf, verbesserte Lastfolgefähigkeit, Fernwärme, Prozesswärme oder umfangreiche Reaktorkern-Umrüstungen sind optional möglich und keine Voraussetzung für eine Wiederinbetriebnahme. Diese Maßnahmen könnten die reaktivierten Anlagen auf ein Niveau bringen, das mit verschiedenen neueren, derzeit weltweit im Bau befindlichen Reaktordesigns vergleichbar ist.

Aktueller Zustand und Wiederinbetriebnahmekosten der deutschen Kernkraftwerksflotte

Bewertung der Wiederinbetriebnahmefähigkeit

Die Systeme und Einrichtungen jeder Anlage wurden in definierte Komponentengruppen gegliedert und auf Grundlage der gesammelten Einschätzungen von Branchenexperten einer von drei Zustandskategorien zugeordnet. Intakte Gruppen erfordern lediglich routinemäßige Wartung und kleinere Reparaturen; reparaturfähige Gruppen weisen Schäden auf, die eine umfassende Überholung oder den Austausch einzelner Bestandteile erfordern; Gruppen, die vollständig ersetzt werden müssen, wurden durch fortgeschrittenen Rückbau, physische Beschädigung oder irreparable Alterung funktionsunfähig gemacht.

Die folgende Übersicht verwendet Symbole, um eine vereinfachte Auswahl von Komponentengruppen darzustellen, die gegenüber den in der Analyse verwendeten Gruppen weiter zusammengefasst wurden. Vollständig dargestellte Symbole stehen für intakte Komponentengruppen, halb dargestellte Symbole für reparaturfähige Gruppen und ganz ausgegraute Symbole für Gruppen, die vollständig ersetzt werden müssen.

Technischer Überblick der reaktivierbaren deutschen Kernkraftwerke

Reaktor	Schwertransport-anbindung	Netz-anbindung	Kühlturm-/Flusskühlung	Turbine & Generator	Hauptkühl-system	Reaktor-system	Not-strom-versorgung	Hilfs-systeme	Reaktor-gebäude
GRUPPE A – VOR 2032									
Brokdorf ■ 1410 MW									
Emsland ■ 1335 MW									
Grohnde ■ 1360 MW									
Neckarwestheim 2 ■ 1310 MW									
Isar 2 ■ 1410 MW									
GRUPPE B – VOR 2033									
Krümmel ■ 1346 MW									
Gundremmingen C ■ 1288 MW									
Gundremmingen B ■ 1284 MW									
GRUPPE C – 2033-2034 *									
Biblis A* ■ 1310 MW									
Biblis B* ■ 1380 MW									
Philippsburg 2* ■ 1461 MW									
Unterweser* ■ 1482 MW									
Grafenheinfeld* ■ 1430 MW									
Neckarwestheim 1* ■ 900 MW									

Der dargestellte Status bildet konservativ den erwarteten Rückbauzustand zum 1. Januar 2027 ab. Die Symbole zeigen eine vereinfachte, zusammengefasste Auswahl der untersuchten Komponentengruppen. Die Art der Schwertransport-Anbindung ist je Reaktor angegeben (Schiene oder Hafen); Hafen bezeichnet eine Kraftwerkseigene Schiffs- bzw. Lastkahn-Anlegestelle.

* – Die Leistungswerte der Gruppe C berücksichtigen Leistungssteigerungen durch grundlegende Modernisierung im Zuge des Wiederaufbaus.

Intakt Instandsetzbar Austausch erforderlich

Priorisierung der Wiederinbetriebnahmen

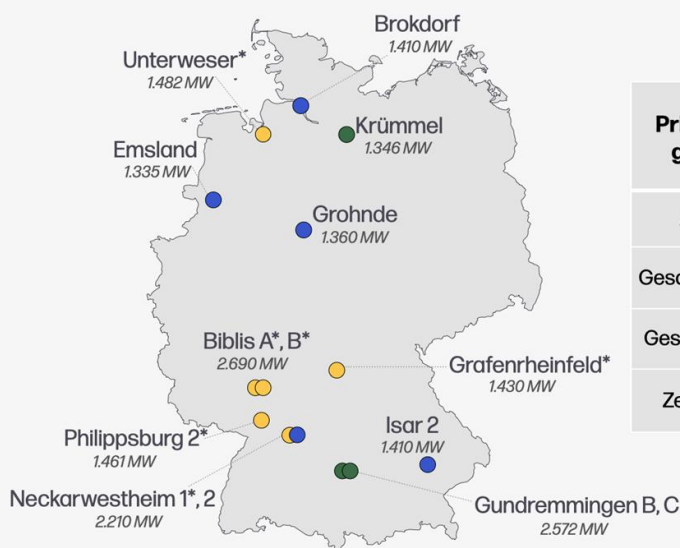
Die vierzehn reaktivierbaren deutschen Kernreaktoren lassen sich anhand ihres technischen Zustands, des Rückbaufortschritts, der Komplexität der Wiederinbetriebnahme und der betrieblichen Unwägbarkeiten in drei Prioritätsgruppen einteilen.

Prioritätsgruppe A umfasst die fünf zuletzt abgeschalteten Reaktoren. Es handelt sich sämtlich um Druckwasserreaktoren, deren enge technische Verwandtschaft eine Wiederinbetriebnahme im Konvoi-Prinzip mit erheblichen Skaleneffekten ermöglicht. Zusammen mit dem begrenzten Rückbaufortschritt macht dies sie zu den tragfähigsten und risikoärmsten Kandidaten, weshalb sie die natürliche erste Phase eines Wiederinbetriebnahmeprogramms bilden.

Prioritätsgruppe B besteht aus Siedewasserreaktoren, deren Wiederinbetriebnahmekosten je Reaktor etwa mit denen der Gruppe A vergleichbar sind. Allerdings führen die kleinere verfügbare Fachkräftebasis mit Siedewasserreaktor-Erfahrung und das Fehlen eines gemeinsamen Anlagendesigns über eine größere Gruppe hinweg dazu, dass keine vergleichbaren Skaleneffekte erzielt werden können. Trotz ähnlicher Kostenprofile sind diese Reaktoren daher etwas anspruchsvoller in der Reaktivierung, was sie als zweite Phase des Programms positioniert.

Prioritätsgruppe C umfasst Reaktoren, die statt einer einfachen Wiederinbetriebnahme einen umfassenden Wiederaufbau erfordern, einschließlich eines neuen nuklearen Dampferzeugungssystems und in vier von sechs Fällen eines neuen Reaktordruckbehälters. Trotz öffentlicher Zweifel an der Tragfähigkeit ihrer Reaktivierung machen die Kosten und der Zeitbedarf für den Bau alternativer Ersatzkapazitäten diese Anlagen zu starken Kandidaten für ein Wiederaufbauprogramm, das als dritte und letzte Phase das Gesamtprogramm abschließt.

Deutschlands reaktivierbare Kernkraftwerke



Prioritätsgruppe	Gruppe A (Bis 2032)	Gruppe B (Bis 2033)	Gruppe C* (2033–2034)
Anzahl	5 Reaktoren	3 Reaktoren	6 Reaktoren
Gesamtleistung	6,83 GW	3,92 GW	7,96 GW
Gesamtkosten	8,5 Mrd. €	5,0 Mrd. €	25,8 Mrd. €
Zeitbedarf	41–50 Monate	49–55 Monate	52–63 Monate

* Die Leistungswerte der Gruppe C berücksichtigen Leistungssteigerungen im Zuge des Wiederaufbaus.



Kosten und Zeitbedarf der Wiederinbetriebnahmen

Reaktor (Nettoleistung, Jahreserzeugung)	Bundesland	Projektkosten (Mio. €)	Projektdauer (Monate)*
Priorität A – 53,7 Terawattstunden (TWh)			
Brokdorf – 1,410 GW (11,1 TWh)	Schleswig-Holstein	1.000	41*
Emsland – 1,335 GW (10,5 TWh)	Niedersachsen	1.700	44*
Grohnde – 1,360 GW (10,7 TWh)	Niedersachsen	2.200	50
Neckarwestheim 2 – 1,310 GW (10,3 TWh)	Baden-Württemberg	1.700	47*
Isar 2 – 1,410 GW (11,1 TWh)	Bayern	1.900	50
Priorität B – 30,9 Terawattstunden (TWh)			
Krümmel – 1,346 GW (10,6 TWh)	Schleswig-Holstein	1.600	55
Gundremmingen C – 1,288 GW (10,2 TWh)	Bayern	1.700	49
Gundremmingen B – 1,284 GW (10,1 TWh)	Bayern	1.700	49
Priorität C** – 62,7 Terawattstunden (TWh)			
Biblis A – 1,310 GW (10,3 TWh)**	Hessen	4.100	63
Biblis B – 1,380 GW (10,9 TWh)**	Hessen	4.400	54
Philippsburg 2 – 1,461 GW (11,5 TWh)**	Baden-Württemberg	4.400	63
Unterweser – 1,482 GW (11,6 TWh)**	Niedersachsen	4.800	55
Grafenrheinfeld – 1,430 GW (11,3 TWh)**	Bayern	4.800	55
Neckarwestheim 1 – 0,900 GW (7,1 TWh)**	Baden-Württemberg	3.300	52

* Die angegebenen Werte bezeichnen die Dauer der Reparatur-, Modernisierungs- und Ertüchtigungsarbeiten. Eine Wiederinbetriebnahme in weniger als vier Jahren (48 Monaten) wird für keine Anlage erwartet, da Personal angeworben, geschult und zertifiziert sowie die dafür nötige Infrastruktur, einschließlich Vollsimulatoren, aufgebaut werden muss.

** Die Werte für Jahreserzeugung und Nettoleistung in Prioritätsgruppe C berücksichtigen Leistungssteigerungen durch grundlegende Modernisierung im Rahmen des Wiederaufbau-Umfangs.

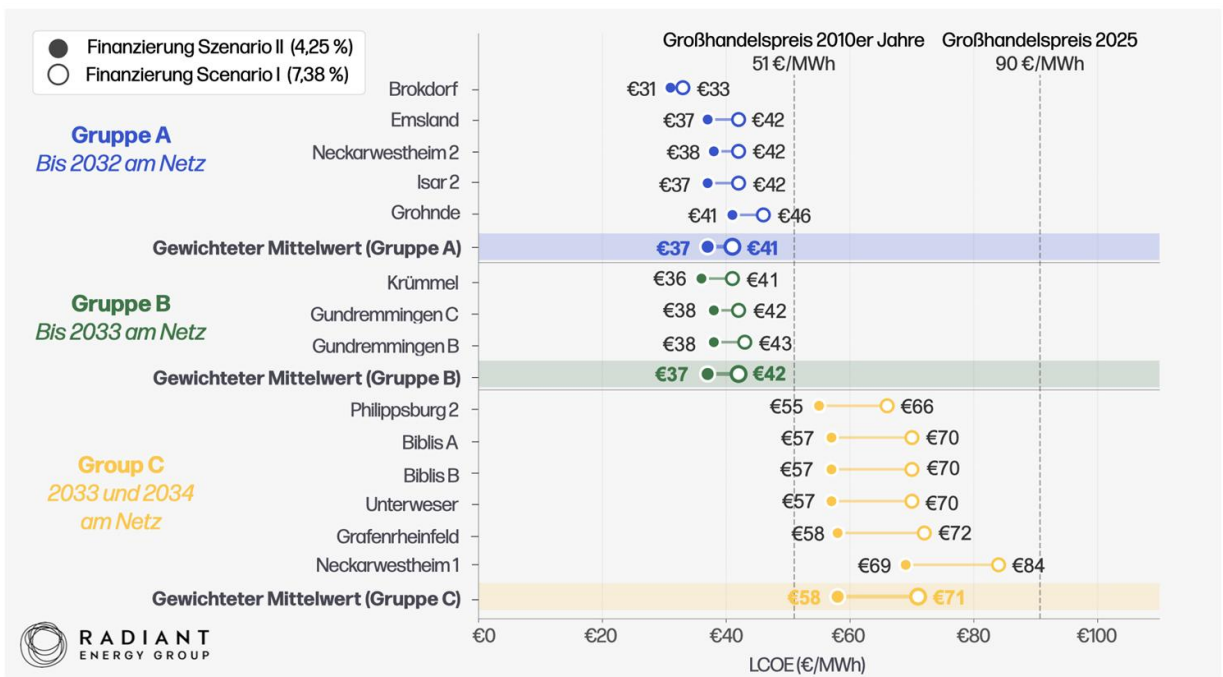
Stromgestehungskosten reaktivierter deutscher Reaktoren

Die nachfolgend berechneten Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) beruhen auf zwei Finanzierungsszenarien. Das erste Szenario nimmt marktübliche private Finanzierungsbedingungen mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) von 7,38 Prozent an. Das zweite Szenario geht von einer langfristigen, staatlich gestützten Finanzierung mit einem WACC von 4,25 Prozent aus. Beide Szenarien setzen eine für Energieinfrastruktur übliche Tilgungsdauer des Fremdkapitals von 20 Jahren an. Die Reaktoren sind nach Wiederinbetriebnahme-Priorität geordnet, und die mittleren Stromgestehungskosten jeder Prioritätsgruppe sind nach der jeweiligen erwarteten Stromerzeugung der einzelnen Anlagen gewichtet.

Reaktor (installierte Nettoleistung, GW)	LCOE bei 7,38 % WACC (€/MWh) – Szenario I	LCOE bei 4,25 % WACC (€/MWh) – Szenario II
Priorität A		
Brokdorf (1,410)	33	31
Emsland (1,335)	42	37
Isar 2 (1,410)	42	37
Neckarwestheim 2 (1,310)	42	38
Grohnde (1,360)	46	41
Priorität A – gewichteter Mittelwert	41	37
Priorität B		
Krümmel (1,346)	41	36
Gundremmingen C (1,288)	42	38
Gundremmingen B (1,284)	43	38
Priorität B – gewichteter Mittelwert	42	37
Priorität C*		
Biblis A (1,310)*	70	57
Biblis B (1,380)*	70	57
Philippsburg 2 (1,461)*	66	55
Unterweser (1,482)*	70	57
Grafenrheinfeld (1,430)*	72	58
Neckarwestheim 1 (0,900)*	84	69
Priorität C – gewichteter Mittelwert	71	58

** Die Werte für die Nettoleistung in Prioritätsgruppe C berücksichtigen Leistungssteigerungen durch grundlegende Modernisierung im Rahmen des Wiederaufbau-Umfangs.*

Stromgestehungskosten (LCOE) bei Wiederinbetriebnahme

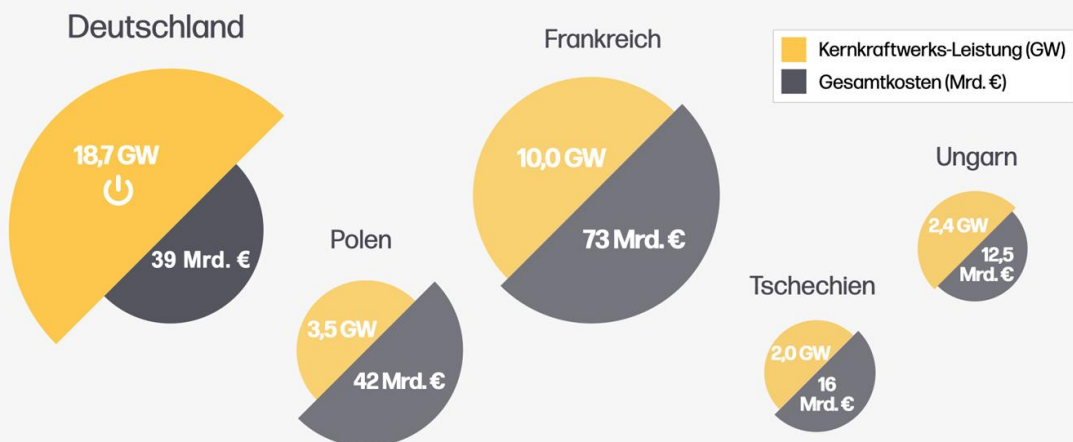


Vergleich mit heutigen Kernkraftwerks-Neubauprojekten

Der Vergleich mit westlichen Neubauprojekten verdeutlicht die wirtschaftliche Attraktivität der Wiederinbetriebnahmen entscheidend. Die Gesamtkosten für alle Reaktoren der Prioritätsgruppe A zusammen liegen unter den Kosten jedes einzelnen derzeit im Bau befindlichen Kernkraftwerksneubaus in der westlichen Welt. Dasselbe gilt für die Reaktoren der Prioritätsgruppe B. Selbst Prioritätsgruppe C, also die anspruchsvollste Gruppe der deutschen Wiederinbetriebnahmen, bleibt insgesamt günstiger als die Neubauprojekte in Polen, im Vereinigten Königreich und in Frankreich. Bezogen auf die Kosten je Megawatt installierter Leistung wird der Abstand noch größer: Prioritätsgruppen A und B liegen bei rund 1,3 Millionen Euro je Megawatt und damit um eine Größenordnung unter den teuersten westlichen Projekten. Prioritätsgruppe C liegt mit 3,3 Millionen Euro je Megawatt ebenfalls deutlich unterhalb der Kosten aller westlichen Neubauprojekte.

Kleinere und weniger wohlhabende Länder nehmen deutlich höhere Ausgaben je Leistungseinheit für neue Kernkraftwerke in Kauf, häufig abgesichert durch staatliche Garantien, weil sie den langfristigen Wert der Kernenergie erkennen. Deutschland könnte denselben Nutzen zu einem Bruchteil der Kosten erschließen – und zu Finanzierungsbedingungen, die kaum einem anderen Land offenstehen.

Deutsche Reaktivierungen: EU-weit größter Zubau zu geringsten Kosten



Quellen: EDF press release, 18 Dec 2025; PEJ, "Key Information," pej.pl; NS Energy, "Paks II NPP project"; NucNet, "Czech Republic clear to sign Dukovany deal," 4 May 2025



Auch im Umfang wäre das deutsche Wiederinbetriebnahmeprogramm ohne westliche Entsprechung. Die 18,7 Gigawatt wiederhergestellte Leistung bei Umsetzung des vollständigen Programms entsprechen fast dem Doppelten des französischen EPR2-Programms mit 6 Blöcken, dem größten derzeit geplanten Kernkraftvorhaben in Westeuropa.¹⁹

Prioritätsgruppe A allein ist ungefähr doppelt so groß wie Polens Vorhaben zum Bau von drei AP1000-Reaktoren, auch Prioritätsgruppe B ist für sich genommen größer als dieses polnische Programm, und Prioritätsgruppe C kommt sogar allein der Gesamtleistung des französischen EPR2-Programms nahe.²⁰

Auch der Zeitplan stellt einen deutlichen Vorteil der Wiederinbetriebnahmen dar. Die Reaktoren der Prioritätsgruppe A könnten um 2031 wieder ans Netz gehen – früher als jedes westliche Neubauprojekt, das sich derzeit im Bau oder in fortgeschrittener Vorbereitung befindet, mit der einzigen Ausnahme von Hinkley Point C, dessen erster Beton für den nuklearen Anlagenteil bereits 2018 gegossen wurde. Prioritätsgruppe B würde im Jahr 2032 folgen, womit ihr nur Paks II in Ungarn zuvorkommt. Prioritätsgruppe C könnte 2033 bis 2034 ans Netz gehen und läge damit weiterhin vor den großen Projekten in Polen, Frankreich, Tschechien und dem britischen Sizewell C, die alle auf die späten 2030er Jahre zielen und deren Fertigstellung sich jeweils aufgrund von Terminrisiken bis in die 2040er Jahre hinausschieben könnte.

Deutschland allein hat die technische Möglichkeit, sich im kommenden Jahrzehnt dem Tempo des chinesischen Ausbaus der Kernenergie anzunähern. Kein anderes westliches Land ist in der Lage, noch vor 2033 eine derart große zusätzliche Kernkraftwerksleistung ans Netz zu bringen; die bestehenden Wiederinbetriebnahme-Kandidaten in den USA und Belgien umfassen zusammen nur wenige Gigawatt, und die langen Vorlaufzeiten westlicher Neubauprojekte schließen den Neubau als Weg zu einer vergleichbaren Größenordnung in diesem Zeitraum praktisch aus.



Photo credit: Anna Veronika Wendland

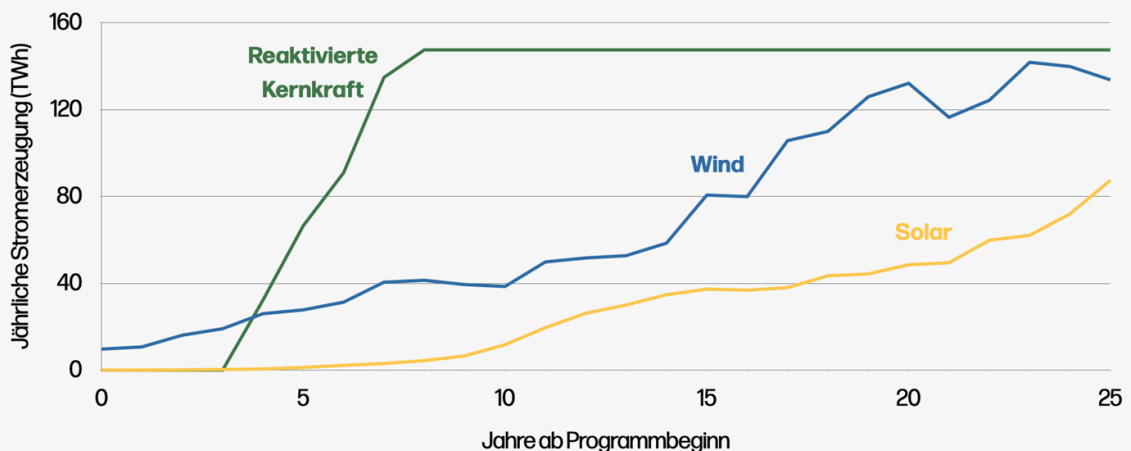
Auswirkungen auf die Stromversorgung

Ausmaß der zusätzlichen Stromerzeugung im Kontext

Die zusätzliche Stromerzeugung, die ein vollständiges Wiederinbetriebnahmeprogramm ins deutsche Netz bringen würde, wäre erheblich. Die Reaktoren der Prioritätsgruppe A, die im Jahr 2031 wieder ans Netz gehen könnten, würden 54 Terawattstunden zusätzliche Jahresproduktion bereitstellen. Prioritätsgruppe B, deren Rückkehr in den Betrieb 2032 möglich ist, würde weitere 31 Terawattstunden pro Jahr hinzufügen. Prioritätsgruppe C als Abschluss des Programms würde 62 Terawattstunden pro Jahr ergänzen. Zusammen würden die drei Gruppen nahezu 150 Terawattstunden gesicherte, steuerbare Stromerzeugung pro Jahr liefern – das entspricht fast einem Drittel der heutigen deutschen Jahres-Netzlast von etwa 470 Terawattstunden.²¹

Zur Einordnung: Der gesamte deutsche Windkraftausbau seit dem Jahr 2000 hat bis heute rund 130 Terawattstunden Jahresproduktion erreicht; die Solarstromerzeugung ist im selben Zeitraum auf rund 90 Terawattstunden jährlich gestiegen.²² Ein vollständiges Wiederinbetriebnahmeprogramm würde damit einen größeren Zuwachs an Stromerzeugung liefern, als jeder dieser beiden Ausbaupfade in über zwei Jahrzehnten erzielt hat – und das innerhalb von weniger als zehn Jahren ab einer politischen Entscheidung.

Reaktivierungen könnten Zuwachs von Wind- und Solarstrom übertreffen



Quellen: Jährliche Kernkraft-Erzeugung basiert auf Wiederinbetriebnahme-Zeitplan bei Programmstart 2027. Jährliche Wind- und Solarstrom-Erzeugung seit Einführung des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in 2000, von AGEE-Stat / BMWK Zeitreihen.



Über die reine Strommenge hinaus ist auch der Charakter der Erzeugung aus Kernenergie von großer Bedeutung für den Stromnetzbetrieb. Mit wachsendem Anteil wetterabhängiger Stromerzeugung und Stilllegungen gesicherter Leistung sind die Kosten für Redispatch-Maßnahmen in Deutschland in den vergangenen Jahren drastisch gestiegen.²³ Die

Reaktivierung deutscher Kernkraftwerke würde rund um die Uhr und zu jeder Jahreszeit gesicherte, steuerbare Leistung bereitstellen und zudem würde ihre geographische Verteilung dazu beitragen, Ausmaß und Häufigkeit der Netzengpässe zu verringern, die diese Kosten treiben.

Auch zeitlich passen diese zusätzlichen Erzeugungskapazitäten gut zum wachsenden Bedarf an verlässlicher Stromerzeugung. Die fortschreitende Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie wird den Stromverbrauch in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten erheblich steigen lassen. Die rund 150 Terawattstunden jährlich, die ein vollständiges Wiederinbetriebnahmeprogramm bereitstellen könnte, würden dieser Entwicklung unmittelbar entgegenkommen. Für eine Industrienation, die so stark auf bezahlbaren und unterbrechungsfreien Strom angewiesen ist wie Deutschland, liefert dieser systemische Beitrag das stabile Fundament, das eine tiefe Elektrifizierung des gesamten Energiesystems überhaupt erst realistisch macht.

Auswirkungen auf die Stromkosten

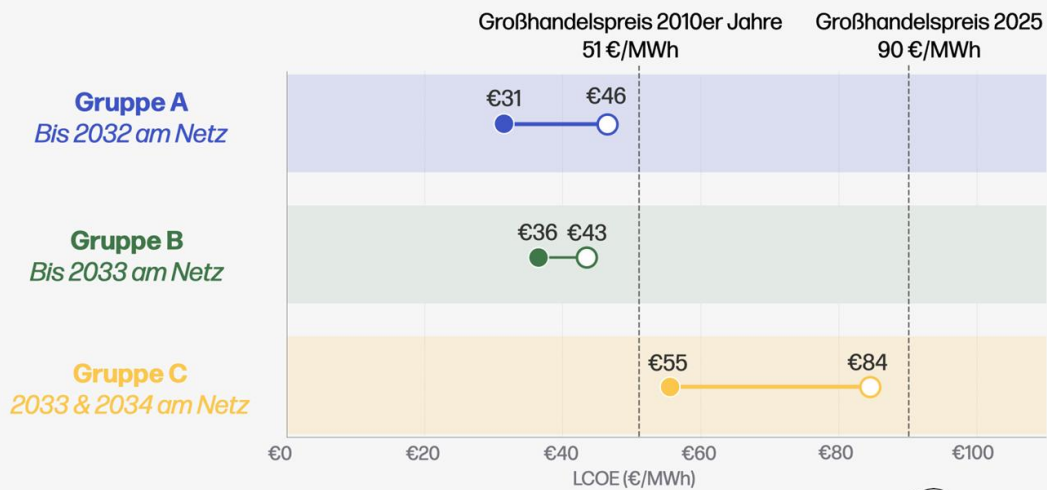
In den 2010er Jahren profitierte Deutschland von vergleichsweise niedrigen Großhandelspreisen für Strom – auf der Grundlage von billigem russischen Erdgas, niedrigen CO₂-Preisen im EU-Emissionshandel und dem Weiterbetrieb der leistungsstärksten Reaktoren der deutschen Kernkraftwerksflotte. Diese Phase bezahlbaren Stroms endete um 2020 und ist nicht zurückgekehrt. Die Preise stiegen 2021 mit den zunehmenden Gaspreisen und erreichten während der durch Russlands Angriff auf die Ukraine ausgelösten Energiekrise 2022 extreme Höhen.²⁴ Heute bleiben sie erhöht, aufgrund anhaltend höherer Gas- und CO₂-Preise, des vollendeten Atomausstiegs und der Stilllegung zusätzlicher fossiler Kraftwerkskapazitäten. Der mittlere deutsche Großhandels-Strompreis der 2010er Jahre betrug, inflationsbereinigt ausgedrückt in Preisen von 2026, 51 Euro je Megawattstunde.²⁵

Im Jahr 2025 lagen Großhandelspreise im Schnitt bei rund 90 Euro je Megawattstunde und sind 2026 infolge des Angebotsschocks durch den Iran-Konflikt weiter gestiegen.

Vor diesem Hintergrund sind die aus der Kostenmodellierung der Wiederinbetriebnahmen resultierenden Stromgestehungskosten bemerkenswert. Die Reaktoren der Prioritätsgruppen A und B könnten – selbst bei vollständig privater Finanzierung zu den höheren Kapitalkosten des Szenarios I – Strom zu 41 bzw. 42 Euro je Megawattstunde erzeugen, und damit den inflationsbereinigten Durchschnitt der 2010er Jahre unterbieten. Große Mengen gesicherter, steuerbarer und emissionsarmer Stromerzeugung könnten so der deutschen Industrie zu Preisen zur Verfügung gestellt werden, die günstiger wären als alles, was der Markt in den vergangenen fünf Jahren geboten hat – und sogar niedriger als das Preisniveau einer Zeit, die rückblickend als Periode außergewöhnlich günstiger Strompreise gilt.

Die Reaktoren der Prioritätsgruppe C weisen demgegenüber höhere Stromgestehungskosten auf, bleiben aber dennoch deutlich unter den Preisen, die während der bislang fünf Jahre währenden Energiekrise seit 2020 vorherrschten. Für jeden industriellen Stromverbraucher, der seit einem halben Jahrzehnt diese Preise auf Krisenniveau zahlen musste, stellen selbst die Zahlen der Prioritätsgruppe C eine erhebliche und wirtschaftlich bedeutsame Entlastung dar.

Jede Wiederinbetriebnahme unterbietet Großhandelspreise von 2025



Anmerkungen: Ausgefüllte Kreise zeigen die niedrigsten LCOE einer Anlage innerhalb der Gruppe (Szenario II Finanzierung, 4,25 % WACC); leere Kreise zeigen die höchsten (Szenario I Finanzierung, 7,38 % WACC). WACC = gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten.



Erreichung von Emissionszielen und Kohleausstieg

Der deutsche Kohleausstieg, offiziell spätestens für 2038 vorgesehen, gerät bereits unter Druck. Es wird zunehmend unwahrscheinlich, dass das frühere Ziel eines Kohleausstiegs bis 2030 in Westdeutschland erreicht werden kann, wenn Ersatzkapazitäten aus Gaskraftwerken nicht rechtzeitig ans Netz kommen; politische Entscheidungsträger haben bereits davor gewarnt, dass Stilllegungen von Kohlekraftwerken aus Gründen der Versorgungssicherheit verschoben werden könnten.²⁶

Die Kohleverstromung in Deutschland befindet sich seit mehr als einem Jahrzehnt im geordneten Rückgang. Der heimische Steinkohlebergbau wurde vollständig beendet, und neue Braunkohletagebaue werden nicht erschlossen.²⁷ Anders als Kernkraftwerke profitieren Kohlekraftwerke nicht von der zuvor beschriebenen infrastrukturartigen Dauerhaftigkeit. Ihre Systeme und Komponenten verschleiben auf eine Weise, die sich nicht ohne Weiteres rückgängig machen lässt; die 40-jährige Auslegungslbensdauer eines Kohlekraftwerks stellt sich vielmehr als ein echtes technisches Ablaufdatum dar, was bei Kernkraftwerksgenehmigungen nicht der Fall ist. Der Versuch, die deutschen Kohlekraftwerke bis in die 2040er Jahre weiterzubetreiben, wäre daher nicht ohne Risiken für die Versorgungssicherheit, denn bis dahin würde ein wachsender Teil dieser Anlagen deutlich über die Auslegungslbensdauer hinaus betrieben, nach Jahren minimaler Instandhaltungsinvestitionen.

Ein Wiederinbetriebnahmeprogramm der Kernkraftwerke würde dieses Problem direct angehen. Reaktivierte Kernkraftwerke könnten jährlich rund 150 Terawattstunden Strom erzeugen und damit die derzeit rund 90 Terawattstunden Kohlestrom mehr als vollständig

ersetzen. Auch die wiederhergestellte installierte Leistung würde die heute im Netz befindlichen rund 30 Gigawatt Kohlekraftwerksleistung zum überwiegenden Teil abdecken.²⁸

Mit einem solchen Wiederinbetriebnahmeprogramm kann Deutschland den Kohleausstieg realistisch bis Mitte der 2030er Jahre erreichen, allerspätestens bis 2038 – und zwar auf Grundlage gesicherter emissionsarmer Stromerzeugung, statt in der Hoffnung, dass rechtzeitig ausreichende erneuerbare Erzeugungskapazitäten und Speicher entstehen.



Photo credit: Noah Rettberg

Industriepolitische Auswirkungen

Entlastung der deutschen Industrie bei Energieversorgung und Kosten

Über die 1990er, 2000er und 2010er Jahre hinweg gelang es Deutschland, einen größeren Anteil seiner Schwerindustrie und energieintensiven Industriezweige zu halten als die meisten vergleichbaren Industrieländer. Der Wohlstand Deutschlands, der Lebensstandard seiner Bevölkerung und seine Stellung als heute drittgrößte Volkswirtschaft der Welt wurden zu einem erheblichen Teil durch diese industrielle Basis und die ihr zugrundeliegende bezahlbare und zuverlässige heimische Energieversorgung getragen.

Diese Grundlage ist heute weggefallen. Mit dem Ende günstiger Pipelinegas-Lieferungen, dem Auslaufen der heimischen Kohleverstromung und der Stilllegung seiner Kernkraftwerke hat Deutschland jene Energieversorgungsbedingungen verloren, die seine industrielle Wettbewerbsfähigkeit ermöglicht haben. Die Folgen sind bereits sichtbar: Deutschland erlebt eine erhebliche und akute Deindustrialisierung, getrieben nicht nur durch hohe Energiepreise, sondern auch durch ernsthafte Zweifel an der Versorgungssicherheit in einer Zeit eskalierender Konflikte in Europa, Asien und dem Nahen Osten.²⁹ Maßnahmen wie ein subventionierter Industriestrompreis können kurzfristig entlasten, bieten aber ohne die Aussicht auf eine strukturelle Lösung keine mittel- oder langfristige Perspektive.

Damit Deutschland seine Deindustrialisierung stoppen und letztlich umkehren kann, müssen Investoren energieintensiver Branchen und der Schwerindustrie darauf vertrauen können, dass eine bezahlbare, zuverlässige und krisenfeste Stromversorgung über lange Investitionszeiträume verfügbar sein wird. Die Wiederinbetriebnahme von Kernkraftwerken schafft genau dieses Vertrauen. Ohne sie wird keine Kombination aus Subventionen und kurzfristigen Markteingriffen ausreichen, um Investoren wieder von einer Perspektive Deutschlands als Standort energieintensiver industrieller Produktion zu überzeugen.

Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau in der nuklearen Renaissance

Seit dem Start der Initiative auf der COP28-Klimakonferenz im Jahr 2023 haben sich 38 Länder, die rund 70 Prozent der Weltwirtschaft repräsentieren, dem Ziel einer Verdreifachung der weltweiten Stromerzeugung aus Kernkraft bis 2050 verschrieben.³⁰ In den kommenden Jahrzehnten besteht die Aussicht auf einen Umfang an Kernkraftwerks-Neubauten – neben Instandsetzungen, Leistungserhöhungen und Laufzeitverlängerungen bestehender Anlagen – wie er außerhalb Chinas in diesem Jahrhundert bislang nicht zu beobachten war. Die mit dieser Renaissance verbundenen Kapitalströme sind erheblich: Aufgrund der kapitalintensiven Natur der Kernenergie bedeutet bereits eine moderate Zahl neuer Reaktoren ein enormes industrielles Beschaffungsvolumen.

Deutschland steht dieser Allianz derzeit als auffälliger Außenseiter gegenüber und ist mit Abstand die größte westliche Volkswirtschaft, die nicht zu den Unterzeichnern gehört. Trotz weltweit führender Fähigkeiten im Maschinenbau, in der Metallverarbeitung, in der Feinwerktechnik, in der Elektrotechnik und in der Kerntechnik ist die deutsche Wirtschaft – mit Ausnahme einiger spezialisierter Nukleardienstleister – weitgehend von den Investitions- und Beschaffungsaktivitäten ausgeschlossen, die diese nukleare Renaissance hervorbringt.

Die Wiederinbetriebnahme stillgelegter Kernkraftwerke in Deutschland, die alle deutscher Bauart sind, würde dies unmittelbar ändern. Wiederinbetriebnahme, Instandsetzung und, wo erforderlich, Wiederaufbau dieser Anlagen würden zugleich den Wiederaufbau einer robusten und umfassenden heimischen nuklearen Lieferkette erzwingen. Anders als kleinere Länder, die Reaktortechnologie importieren müssen, um ihre Kernenergie-Ambitionen zu verwirklichen, ist Deutschlands Energiebedarf groß genug, um eine vollständig heimische nukleare Lieferkette wirtschaftlich tragfähig zu machen. Eine vertikal integrierte deutsche Nuklearindustrie wäre anschließend in der Lage, Reaktortechnologie, Komponenten, Ingenieurdienstleistungen und betriebliche Expertise der wachsenden Zahl von Ländern anzubieten, die ihre Kernkraftwerksflotten ausbauen wollen.

Die anspruchsvolleren Wiederaufbauarbeiten für die Wiederinbetriebnahme von Anlagen der Prioritätsgruppe C sind in diesem Zusammenhang besonders wertvoll. Gerade diese Projekte würden jene bau- und ingenieurstechnischen Kompetenzen wiederherstellen, die seit Errichtung des letzten deutschen Kernkraftwerks nach und nach verkümmert sind. Diese Kompetenzen wiederum eröffnen den Weg zu Reaktorneubauten – ob SMR oder große konventionelle Reaktorblöcke – für den heimischen Markt ebenso wie für den Export. Ein nukleares Wiederinbetriebnahmeprogramm ist daher nicht nur eine energiepolitische Entscheidung. Es ist auch eine industriepolitische Entscheidung mit Auswirkungen weit über Deutschlands Grenzen hinaus.

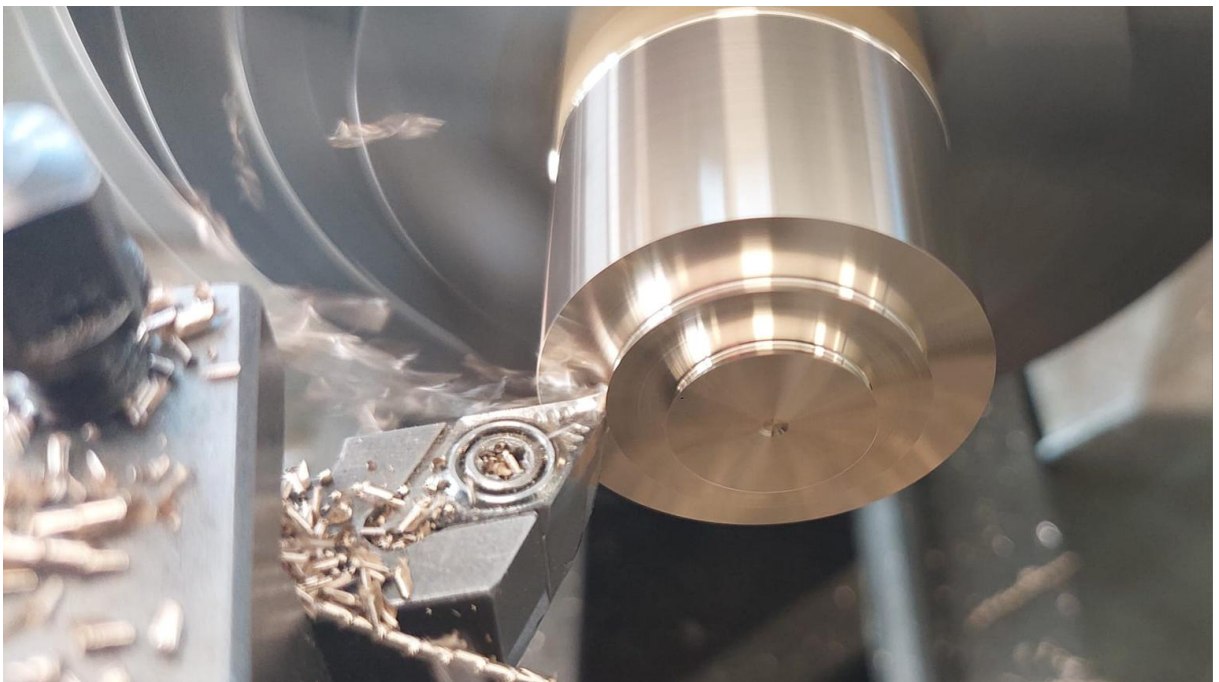


Photo credit: Noah Rettberg

Radiant Energy Group

Weitere Gesichtspunkte

Kosten des Rückbaus

Wie zuvor beschrieben, ist der Atomausstieg in Deutschland mit hohen wirtschaftlichen Kosten verbunden, darunter ein Rückgang der Stromsteuereinnahmen, höhere Strompreise, verringerte industrielle Aktivität und der Verlust emissionsfreier, steuerbarer Stromerzeugungskapazitäten im Netz.

Darüber hinaus verursacht die vorzeitige Stilllegung und der Rückbau von Kernkraftwerken selbst erhebliche Kosten. Eine Studie der Siempelkamp NIS Ingenieurgesellschaft mbH, eines auf Rückbau spezialisierten Ingenieurdienstleisters, zeigt, dass die Rückbaukosten für Druckwasserreaktoren in sechs europäischen Ländern, darunter Deutschland, zwischen 320 Millionen Euro und 1,5 Milliarden Euro je Reaktorblock liegen. Die geschätzten Rückbaukosten für die deutschen Reaktoren Grohnde sowie Isar 1 und 2 belaufen sich auf etwa eine Milliarde Euro je Block.³¹

Obwohl seit der endgültigen Abschaltung der Anlagen bereits erhebliche Rückbauarbeiten erfolgt sind, wird der Rückbau der deutschen Kernkraftwerke voraussichtlich erst in den 2040er Jahren abgeschlossen sein. In den kommenden Jahrzehnten werden in Deutschland im Rahmen des Rückbaus also zweistellige Milliardenbeträge für Kernenergie aufgewendet. Unter der derzeitigen Energiepolitik schaffen diese Ausgaben jedoch keinen produktiven Gegenwert, während Deutschland auf den weitaus größeren Nutzen verzichtet, den der tatsächliche Betrieb dieser Reaktoren bringen würde.

Betriebsgenehmigungen

Alle deutschen Reaktoren im Rückbau verfügen weiterhin über ihre ursprünglichen Betriebsgenehmigungen. Zwar verbietet das Bundesrecht derzeit die gewerbliche Stromerzeugung aus Kernenergie, die Genehmigungen selbst bleiben jedoch bestehen. Die Rückbauarbeiten erfolgen im Rahmen von Änderungen der bestehenden Betriebsgenehmigungen.

Unklar ist allerdings, ob und wie diese Genehmigungen für einen erneuten Leistungsbetrieb geändert oder neu erteilt werden müssten. Seit der Inbetriebnahme der letzten deutschen Reaktoren im Jahr 1989 haben sich kerntechnische Genehmigungsanforderungen verändert, mit Einführung neuer internationaler Standards.

Ein Beispiel sind die ursprünglich 1979 eingeführten Anforderungen zum Schutz gegen Flugzeugabstürze (FLAB). Neuere deutsche Kernkraftwerke wurden bereits unter Berücksichtigung dieser Anforderungen ausgelegt. Analysen haben aufgezeigt, dass diese Anlagen sogar dem Einschlag großer Passagierflugzeuge standhalten können.³² Bei älteren Anlagen kann durch bauliche Verstärkungen oder andere Maßnahmen ein vergleichbares Schutzniveau erreicht werden.

Ein besonderer Gesichtspunkt ist die Frage, ob die für eine Wiederinbetriebnahme erforderlichen Reparaturmaßnahmen Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) auslösen würden. Je nach Umfang der Instandsetzungsarbeiten an der jeweiligen Anlage könnten die Voraussetzungen für eine UVP gegeben sein. Auch dies ist letztlich eine Frage des politischen Willens. Deutschland nimmt bereits bestimmte Solar- und Windparks von UVP-Anforderungen aus; eine vergleichbare Behandlung könnte auch auf Arbeiten zur Wiederinbetriebnahme von Kernkraftwerken übertragen werden.

Die entscheidenden Fragen der Genehmigung betreffen somit die rechtlichen und regulatorischen Verfahren, die für Reparatur und Wiederinbetriebnahme erforderlich sind. Diese Herausforderungen sind in erster Linie verfahrensrechtlicher und nicht technischer Natur. Es gibt keine technischen Hindernisse, die einer Reparatur dieser Anlagen und ihrer Anpassung an aktuelle regulatorische Anforderungen für den Betrieb entgegenstehen.

Die USA schaffen derzeit einen Präzedenzfall für solche Vorhaben. Die Nuclear Regulatory Commission (NRC) prüft bereits den Antrag von Constellation Energy, Three Mile Island Block 1 – heute Crane Clean Energy Center – in den Leistungsbetrieb zurückzuführen. Die umfassende Prüfung der NRC umfasst Bewertungen zu Sicherheit, Umweltauswirkungen und Notfallplanung. Verläuft dieses Verfahren wie erwartet, könnte Constellation sein Ziel einer Wiederinbetriebnahme im Jahr 2027 erreichen.³³

Entsorgung

Die deutschen Reaktoren zurückzubauen, statt sie wieder in Betrieb zu nehmen, beseitigt nicht die Notwendigkeit zur Entsorgung nuklearer Abfälle. Länder mit aktiven Kernenergieprogrammen sind bei Entsorgungslösungen führend, während Deutschland, ohne aktive Reaktoren, den Anschluss verliert. Finnland hat beispielsweise die zentralen Anlagen seines geologischen Tiefenlagers fertiggestellt und bereits den Probetrieb aufgenommen; Schweden hat eine endgültige Baugenehmigung für sein Endlager erteilt.³⁴

Die Wiederinbetriebnahme deutscher Kernkraftwerke hätte vergleichbar geringe Auswirkungen auf die insgesamt zu entsorgende Menge nuklearer Abfälle. Jeder deutsche Reaktor erzeugt pro Jahr etwa 25 Tonnen abgebrannten Kernbrennstoff. Würden alle reaktivierbaren Reaktoren wieder ans Netz gebracht, kämen somit durch den Weiterbetrieb jährlich rund 350 Tonnen hinzu. Über einen Zeitraum von 20 Jahren würde der heutige Bestand an nicht wiederaufbereitetem abgebranntem Kernbrennstoff von rund 11.000 Tonnen auf etwa 18.000 Tonnen steigen.³⁵

Diese Abfallmenge könnte um bis zu 80 Prozent reduziert werden, wenn verbrauchte Brennelemente zu Mischoxid-Brennstoff (MOX) wiederaufbereitet würden, den deutsche Reaktoren bereits in der Vergangenheit genutzt haben. Viele der reaktivierbaren Reaktoren können bereits teilweise mit diesem recycelten Brennstoff beladen werden. Anlagen, die im Rahmen ihrer Wiederinbetriebnahme neue Reaktordruckbehälter oder neue Kerneinbauten benötigen, können für einen vollständigen Betrieb mit wiederaufbereitetem MOX-Brennstoff ertüchtigt werden. Wie in der Vergangenheit könnte diese Wiederaufbereitung in Frankreich erfolgen. Ein solcher Brennstoffpfad würde das Endvolumen der Abfälle, die in einem geologischen Tiefenlager entsorgt werden müssen, erheblich verringern.

Brennstoffversorgung

Eine häufig geäußerte Sorge lautet, eine Rückkehr zur Kernenergie würde neue Abhängigkeiten von Russland bei angereichertem Uran schaffen. Tatsächlich würde eine Rückkehr zur Kernenergie die deutsche Energiesicherheit nicht schwächen, sondern beträchtlich stärken.

Die Brennstoffversorgung wieder in Betrieb genommener deutscher Reaktoren ist weder abhängig von Staaten, die Deutschland gegenüber nicht freundlich gesinnt sind, noch von geostrategisch anfälligen Versorgungsrouten. Die Lieferkette für Kernbrennstoff ist, von der Anreicherung bis zur Brennelementfertigung, über die deutsche Beteiligung an Urenco sowie eigene Brennelementfertigungskapazitäten nahezu vollständig inländisch abgedeckt. Der einzige extern zu beziehende Einsatzstoff ist Natururan. Dieses ist reichlich vorhanden und kann von verbündeten Produzenten wie Kanada und Australien bezogen werden. Sollte vollständige Energieunabhängigkeit zu einer nationalen Priorität werden, könnten abgebrannte Brennelemente in Deutschland wiederaufbereitet und vorhandene heimische Uranvorkommen erschlossen werden.

Zusätzlich können Kernkraftwerke ausreichend neue Brennelemente für mehrere Jahre am Standort lagern, um unterbrechungsfreie Brennstoffversorgung sicherzustellen und die Energiesicherheit weiter zu stärken.

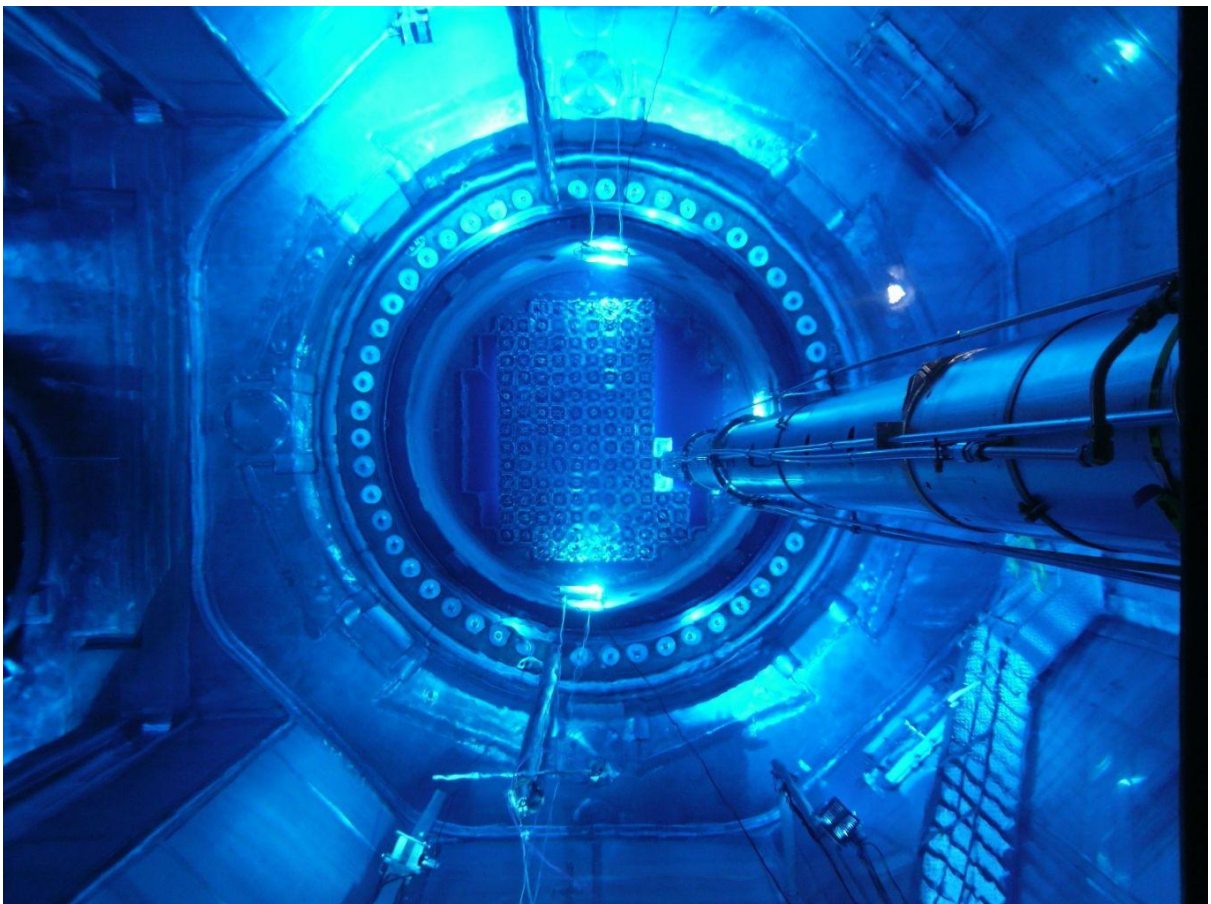


Photo credit: Anna Veronika Wendland

Radiant Energy Group

Wiedereinstellung und Ausbildung von Personal

Die Zahl der Beschäftigten in der deutschen kerntechnischen Industrie ist im Zuge des Atomausstiegs zwar geschrumpft, aber die Fachkräfte sind nicht verschwunden. Während die Schließung von Kernkraftwerken in den USA zu großen Entlassungen führte, behielten deutsche Anlagen nach der Abschaltung den Großteil ihrer Belegschaft. Der Personalbestand wurde allmählich reduziert, indem ausscheidende Mitarbeiter nicht ersetzt oder durch Fremdpersonal ersetzt wurden. Aber jeder Standort mit abgebrannten Brennelementen benötigt weiterhin eine erhebliche Anzahl an lizenziertem Fachpersonal vor Ort für Sicherheit und Instandhaltung, und viele der heute im Rückbau Beschäftigten gehören zum ehemaligen Betriebspersonal. Eine Wiederinbetriebnahme bedeutet daher nicht, eine Kernkraftwerksbelegschaft von Grund auf neu aufzubauen, sondern erfordert gezielte Wiedereinstellung, Bindung und Wiederqualifizierung von Personal, aufbauend auf einer verbliebenen Stammebelegschaft.

In jüngerer Vergangenheit abgeschaltete Anlagen verfügen weiterhin über deutlich mehr als die Hälfte des Bestands an Eigenpersonal, mit dem sie betrieben wurden; typischerweise waren dies 300 bis 400 Vollzeitbeschäftigte je Reaktor. Im Mai 2026 beschäftigt Emsland weiterhin knapp 300 Mitarbeiter. Brokdorf und Isar 2 verfügen jeweils über mehr als 200 Mitarbeiter, wobei am Standort Isar über beide Blöcke hinweg insgesamt rund 400 Beschäftigte verbleiben.

Eine Wiederinbetriebnahme würde drei parallele Personalmaßnahmen erfordern: vorhandenes Anlagenpersonal halten und neu zuweisen, ehemalige Mitarbeiter nach Möglichkeit zurückholen, sowie neues Personal rekrutieren und ausbilden. Jede Anlage wird zur Vorbereitung auf die Wiederinbetriebnahme ungefähr 100 zusätzliche Mitarbeiter benötigen. Erleichtert würde dieser Prozess durch die Rückholung erfahrener Fachkräfte, die in den Ruhestand gegangen oder in andere Branchen gewechselt sind. Beschäftigte in der Nuklearindustrie identifizieren sich häufig stark mit ihrer Arbeit – aufgrund stabiler, gut bezahlter Arbeitsplätze, der spezialisierten Natur ihrer Tätigkeit und der engen Gemeinschaften an den Standorten. Dies spricht dafür, dass viele einer möglichen Rückkehr in den Dienst positiv gegenüberstehen würden.

Zusätzlich bildet die Belegschaft konventioneller Kraftwerke in Deutschland einen naheliegenden Rekrutierungspool. Die Turbinenanlage eines Kernkraftwerks ist dem Personal aus thermischen Kraftwerken in weiten Teilen vertraut. Mit nuklearspezifischer Schulung, Strahlenschutzqualifikation und Ausbildung in Betriebsverfahren kann erfahrenes Personal aus konventionellen Kraftwerken innerhalb von etwa drei Jahren für Tätigkeiten als Reaktorfahrer, Ingenieure und technische Fachkräfte in Kernkraftwerken qualifiziert werden.

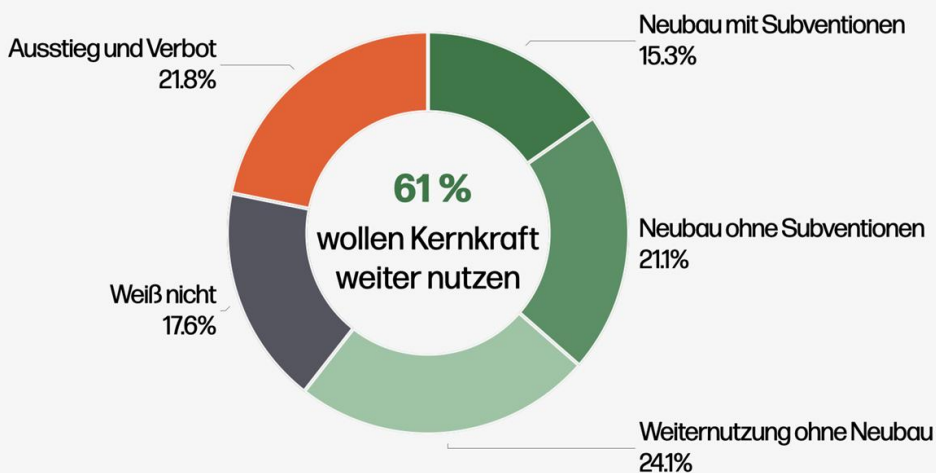
Die Personalfrage ist damit beherrschbar, aber zeitkritisch. Jedes weitere Jahr fortgesetzten Rückbaus, vorzeitiger Ruhestände und der Abwanderung von Personal verkleinert die Fachkräftebasis, die für eine Wiederinbetriebnahme unmittelbar verfügbar wäre.

Öffentliche Meinung

Jüngste Umfragen zeigen eine breite Unterstützung der Deutschen für Wiederinbetriebnahmen im eigenen Land. Eine 2025 durchgeführte Erhebung der Radiant Energy Group über die Einstellungen zur Kernenergie ergab, dass 61 Prozent der deutschen Bevölkerung den Verbleib der Kernenergie im nationalen Energiemix befürworten – fast dreimal so viele wie die 22 Prozent, die einen vollständigen Ausstieg und ein Verbot unterstützen.³⁶ Tatsächlich möchte mehr als die Hälfte derjenigen, die Kernenergie weiter nutzen wollen, noch weiter gehen und neue Anlagen bauen.

Kernenergie wird in der deutschen Öffentlichkeit zudem als kostensenkend wahrgenommen. 39 Prozent der Deutschen erwarten, dass Kernenergie zu niedrigeren Stromrechnungen führt, während nur 22 Prozent davon ausgehen, dass sie die Kosten erhöhen würde.³⁷ Ihre am stärksten wahrgenommene Eigenschaft ist jedoch Zuverlässigkeit: 54 Prozent der Befragten sehen Kernenergie als zuverlässige Energiequelle, während nur 30 Prozent sie als unzuverlässig betrachten.³⁸ Zusammengefasst sprechen diese Zahlen für eine deutsche Öffentlichkeit, die der Kernenergie zutraut, bezahlbaren und verlässlichen Strom zu liefern.

Fast 3x so viele Deutsche wollen Kernkraft behalten statt aussteigen



Quelle: Radiant Energy Group public opinion polling, 2025 (Bericht in Vorbereitung)



Nächste Schritte

Mehrere konkrete politische Maßnahmen sind erforderlich, um die Erkenntnisse dieses Berichts in praktisches Handeln zu überführen. Keine davon ist technisch komplex oder politisch beisspiellos; alle Maßnahmen liegen im normalen gesetzgeberischen und aufsichtsrechtlichen Handlungsspielraum des Bundes.

Der erste und zeitkritischste Schritt ist ein sofortiges Moratorium für den Rückbau aller 14 reaktivierbaren deutschen Kernkraftwerksblöcke. Jeder weitere Monat fortgesetzten Rückbaus verringert die Spielräume zur Wiederinbetriebnahme und erhöht die Kosten einer späteren Reaktivierung. Ein Moratorium erfordert keine großen Investitionen und bewahrt Optionen, die, einmal verloren, nicht zurückgeholt werden können. In der Folge sollte jede Anlage durch ein unabhängiges Sachverständigengutachten technisch bewertet werden, um genau festzustellen, welche Komponenten irreparabel sind und auch bei einer Wiederinbetriebnahme entfernt werden müssen. Demontage dieser konkreten Komponenten kann fortgesetzt werden; alle übrigen Rückbauarbeiten sollten eingestellt werden.

Parallel dazu muss das Atomgesetz (AtG) geändert werden, um die gewerbliche Stromerzeugung aus Kernenergie wieder zu erlauben. Dafür ist kein komplexes oder langwieriges Gesetzgebungsverfahren erforderlich. Eine entsprechende Änderung kann durch eine einfache Abstimmung im Bundestag beschlossen werden und sollte als prioritäre Maßnahme behandelt werden, nicht als Gegenstand ausgedehnter politischer Verhandlungen.

Eine weitere erforderliche Gesetzesänderung betrifft das Nachhaftungsgesetz, das die Haftung für Kernkraftwerke im Fall eines Eigentümerwechsels regelt. In seiner derzeitigen Form lässt dieses Gesetz keinen Übergang der Haftung auf einen neuen Eigentümer zu. Würde ein Kernkraftwerk an einen neuen Betreiber verkauft, bliebe der ursprüngliche Eigentümer damit weiterhin rechtlich künftigen Haftungsrisiken ausgesetzt, obwohl er die Anlage nicht mehr besitzt. Diese Regelung verhindert faktisch, dass externe Investoren oder Betreiber deutsche Kernkraftwerke erwerben, da die derzeitigen Eigentümer sie kaum verkaufen werden, solange sie für Anlagen haften, die sie anschließend nicht mehr kontrollieren.³⁹ Eine Änderung des Nachhaftungsgesetzes, die eine vollständige Übertragung der Haftung zusammen mit dem Eigentum ermöglicht, ist daher eine Voraussetzung für jede privatwirtschaftlich getragene Wiederinbetriebnahme.

Schließlich sollte Kernenergie auch im deutschen Recht als emissionsarme Energie eingestuft und regulatorisch Wind- und Solarenergie gleichgestellt werden. Damit könnten Wiederinbetriebnahmen und Neubauprojekte von Kernkraftwerken zu denselben Bedingungen wie erneuerbare Energieprojekte Zugang zu zinsgünstiger KfW-Finanzierung erhalten. Dies würde die Kapitalkosten für Wiederinbetriebnahme-Investitionen erheblich senken und eine strukturelle Benachteiligung beseitigen, die weder technisch noch umweltpolitisch begründbar ist.

Schlussfolgerungen

Der deutsche Atomausstieg wurde als endgültig und irreversibel dargestellt. Tatsächlich ist er keines von beidem. Die abgeschaltete Kernkraftwerksflotte bleibt zu einem großen Teil intakt, und vom Wert der einzelnen Standorte ist das meiste weiterhin vorhanden. Jede Großkomponente kann mit Verfahren repariert oder ersetzt werden, die an vergleichbaren Anlagen weltweit bereits nachgewiesen wurden. Auch wirtschaftlich ist die Wiederinbetriebnahme in allen drei Prioritätsgruppen überzeugend.

Wieder in Betrieb genommene Reaktoren der Prioritätsgruppen A und B können unabhängig vom Finanzierungsmodell Strom zu Kosten erzeugen, die unter dem inflationsbereinigten Durchschnitt der 2010er Jahre liegen – in einer Zeit, in der die Großhandelspreise seit fünf aufeinanderfolgenden Jahren ungefähr doppelt so hoch sind wie dieser Durchschnitt. Die Reaktoren der Prioritätsgruppe C, die den anspruchsvollsten Teil des Programms darstellen, können Strom zu 58 €/MWh erzeugen und liegen damit deutlich unter den aktuellen Marktpreisen.

Der Vergleich mit westlichen Neubau-Alternativen macht die Opportunitätskosten des Nichthandelns greifbar. Die gesamten Wiederinbetriebnahmekosten aller Reaktoren der Prioritätsgruppe A oder aller Reaktoren der Prioritätsgruppe B liegen jeweils unter den Kosten jedes einzelnen derzeit laufenden Kernkraftwerksneubaus in der westlichen Welt. Bezogen auf die installierte Leistung sind die Prioritätsgruppen A und B um eine Größenordnung günstiger als die teuersten westlichen Neubauprojekte. Das vollständige Programm würde 18,7 Gigawatt Leistung ans Netz bringen – fast doppelt so viel wie das französische EPR2-Programm – und das schneller und zu einem Bruchteil der Kosten. Länder mit deutlich geringerem wirtschaftlichem Gewicht als Deutschland sind zu weit höheren Ausgaben pro installierter Leistung für Neubauten bereit, weil sie den langfristigen Wert der Kernenergie erkennen. Deutschland ist in einer günstigeren Ausgangsposition als alle diese Länder.

Dabei geht es um weit mehr als nur die Investitionskosten: Ein Wiederinbetriebnahmeprogramm packt die zentrale Ursache der sich beschleunigenden Deindustrialisierung Deutschlands an der Wurzel, indem es bezahlbare, grundlastfähige und krisenfeste Stromerzeugung mit einer weitgehend heimischen Lieferkette wiederherstellt. Es macht den Kohleausstieg bis Mitte der 2030er Jahre erreichbar. Und es versetzt Deutschland in die Lage, am größten Kernkraft-Investitionszyklus teilzuhaben, den die westliche Welt seit Jahrzehnten erlebt hat – durch den Wiederaufbau von ingenieurs- und bautechnischen Kompetenzen mit direktem Exportwert in einem globalen Markt, in dem sich 38 Länder dem Ziel einer Verdreifachung der Kernkraftkapazität bis 2050 verschrieben haben.

Das Zeitfenster für Wiederinbetriebnahmen schließt sich schrittweise, während der Rückbau voranschreitet, erfahrenes Personal in den Ruhestand geht und Lieferketten weiter erodieren.

Jedes Jahr politischer Untätigkeit erhöht die Kosten, verlängert den Zeitbedarf und verengt die verfügbaren Optionen. An dieser Stelle sei betont, dass die Bewertung in diesem Bericht konservativ einen Rückbauzustand zum 1. Januar 2027 unterstellt; jedes Handeln vor diesem Zeitpunkt würde die Anlagen in einem günstigeren Zustand erhalten, als der Analyse zugrunde liegt, und so das Argument für eine Wiederinbetriebnahme weiter stärken.

Die Wiederinbetriebnahmen sind heute in allen von diesem Bericht betrachteten Dimensionen überzeugend. Sie werden es auch noch einige Zeit bleiben. Aber sie werden es nicht unbegrenzt bleiben. Das Zeitfenster wird nicht durch technische Zwänge bestimmt, sondern allein durch den politischen Willen – und es schließt sich mit jedem ausgeführten Rückbauauftrag und mit jeder erfahrenen Fachkraft, die sich für den vorzeitigen Ruhestand entscheidet.

Methodik

Öffentliche Informationen über den Stand des Rückbaus und über anlagenspezifische Details einzelner Reaktoren sind begrenzt verfügbar. Verantwortliche in der Nuklearindustrie befürchten, dass Rückbauverträge gefährdet werden könnten, wenn Reaktoren wieder für eine Instandsetzung in Betracht gezogen werden. Ein weiteres Hindernis für die Gewinnung belastbarer Einschätzungen ist eine verbreitete interne Kultur der Anpassung an die vorgegebene Unternehmenslinie. Dies hat offene Diskussionen erschwert. Aus diesem Grund haben Branchenexperten Informationen für diesen Bericht unter der Bedingung der Anonymität beigesteuert. Seit dem Bericht der Radiant Energy Group von 2023 wurden entsprechende Informationen fortlaufend zusammengetragen und unter Berücksichtigung der Rückbaufortschritte, neu verfügbarer Informationen sowie der Ausführung oder Verzögerung geplanter Maßnahmen aktualisiert.

Informationen wurden von Personen auf mehreren Ebenen der Branche erhoben. Auf Betreiberseite zählen dazu derzeitige und ehemalige Kraftwerksleiter, Schichtleiter und Facharbeiter mit direkter operativer Kenntnis bestimmter Anlagen. Auf Seiten der Dienstleister umfasste das Netzwerk Führungskräfte, Projektleiter und Mitarbeiter der externen Unternehmen, die spezialisierte Leistungen für deutsche Kernkraftwerke erbringen – Firmen, deren Personal häufig über detaillierte und aktuelle Kenntnisse der Zustände in Anlagen verfügt, die für Außenstehende formal nicht zugänglich sind. Diese breite Quellenbasis war bewusst gewählt. Informationen aus höheren Führungsebenen spiegeln tendenziell offizielle Positionen und übergeordnete Zeitpläne wider; Einschätzungen von Personen näher an der Anlage erfassen dagegen eher die tatsächliche Situation vor Ort: was wirklich ausgebaut wurde, in welchem Zustand die verbliebenen Systeme sind und wie die Rückbauarbeiten gegenüber dem vorgesehenen Zeitplan tatsächlich voranschreiten.

Die Modellierung von Wiederinbetriebnahmekosten und Zeitbedarf beruht auf einem gravimetrischen Ansatz, der gängige Branchenpraxis widerspiegelt. Er dient dazu, die Kosten für Beschaffung und Einbau von Komponenten in den Kraftwerken, die Beschaffung von Werkzeugen und Ausrüstung sowie die Erstellung von Verfahrensanweisungen und Dokumentation abzuschätzen. Das Modell nimmt zudem einen festen Vorlaufzeitraum vor Beginn der Reparatur- und Wiederaufbauarbeiten an. Ebenso wird berücksichtigt, dass mehrere Teilprojekte in einer Anlage parallel ausgeführt werden können.

Für die Analyse des Investitions- und Zeitbedarfs der Wiederinbetriebnahmen werden konservative Annahmen für einen hypothetischen Ausgangszustand jeder Anlage zum Stichtag 1. Januar 2027 herangezogen. Für alle Anlagen wird angenommen, dass sie neue Leittechnik, einen neuen Vollsimulator sowie neu angeworbenes und vollständig geschultes Betriebspersonal erhalten. Komponenten werden repariert, soweit dies möglich ist; stärker beschädigte Komponenten werden als zerstört betrachtet und mit vollständigem Austausch

angesetzt. Bei Reaktoren, deren Wiederaufbau den Ersatz von Turbinenanlage und Dampferzeugern erfordert, werden Leistungssteigerungen durch Effizienzverbesserungen berücksichtigt.

Die Gesamtkosten der Wiederinbetriebnahme werden für jede Anlage aufsummiert und anschließend mit einem konservativen Risikoaufschlag versehen: Als Basisfall wird eine Kostenüberschreitung von 35 Prozent angenommen, um die Unwägbarkeiten abzubilden, die bei Arbeiten an Anlagen in verschiedensten Rückbauzuständen und ohne unmittelbaren Inspektionszugang unvermeidlich sind. Zusätzlich kann eine Fehlerspanne von ± 20 Prozent angesetzt werden.

Ähnlich konservative Annahmen liegen den für jeden Reaktor berechneten Stromgestehungskosten zugrunde. Für die Betriebskosten wurden erfahrene Führungskräfte aus der deutschen Nuklearindustrie direkt konsultiert; ihre Einschätzungen beruhen auf Betriebserfahrung aus der Zeit vor der Abschaltung und wurden an Inflation und das heutige Kostenumfeld angepasst. Die resultierenden Werte wurden anschließend mit öffentlich verfügbaren Finanzdaten abgeglichen. Die Annahmen zu Brennstoffkosten wurden auf ähnliche Weise entwickelt: Historische Kosten wurden an die Inflation sowie an die heute höheren Preise für Uran und Anreicherung angepasst. Zusätzlich wird ein Beitrag von 4 Euro pro Megawattstunde zur Finanzierung künftiger Rückbau- und Entsorgungskosten angesetzt.

Für beide Finanzierungsszenarien wurde dieselbe Kapitalstruktur zugrunde gelegt: 75 Prozent Fremdkapital und 25 Prozent Eigenkapital, bei einer für Energieinfrastruktur üblichen Tilgungsdauer des Fremdkapitals von 20 Jahren.

Szenario I bildet private Marktbedingungen ab. Eine Eigenkapitalrendite von 10 Prozent entspricht den Erwartungen privater Investoren für ein Infrastrukturprojekt dieses Risikoprofils; ein Fremdkapitalzins von 6,5 Prozent entspricht einer Finanzierung über Geschäftsbanken. Daraus ergibt sich ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) von 7,38 Prozent.

Szenario II bildet eine langfristige strategische und staatlich gestützte Finanzierung ab. Instandgesetzte Kernkraftwerke können weit über die 20-jährige Tilgungsdauer hinaus Erlöse erzielen und eignen sich daher für Infrastruktur- und Pensionsfonds mit langen Anlagehorizonten und geringeren Renditeanforderungen. Zugleich macht der erhebliche öffentliche Nutzen dieser Anlagen sie zu geeigneten Kandidaten für staatliche Unterstützung. Deutschlands hohe Bonität würde es dem Staat ermöglichen, Kredite zu Zinsen von 3,5 Prozent bereitzustellen und dabei noch einen Ertrag auf diese Darlehen zu erzielen. Eine Eigenkapitalrendite von 6,5 Prozent und ein Fremdkapitalzins von 3,5 Prozent ergeben in Szenario II einen WACC von 4,25 Prozent.

Quellen

1. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2025 (in TWh), Deutschland insgesamt, Datenstand: Februar 2026, listed under "Zusatzinformationen," <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>
2. Fraunhofer ISE, Energy-Charts: Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland, annual average spot market prices; underlying data sources: ENTSO-E, Netztransparenz, EPEX SPOT, https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?c=DE&interval=year
3. Jan Emblemsvåg, "What If Germany Had Invested in Nuclear Power?," International Journal of Sustainable Energy 43, no. 1 (2024).
4. Netztransparenz.de, "EEG Financing Requirements 2024," accessed May 20, 2026, <https://www.netztransparenz.de/en/Renewable-energies-and-levies/EEG/EEG-financing/EEG-financing-requirements/EEG-financing-requirements-2024>
5. Bundesrechnungshof, "Energiewende nicht auf Kurs: Deutschland hinkt seinen ambitionierten Zielen hinterher," press release, March 7, 2024, <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/energiewende.html>
6. Statistisches Bundesamt (Destatis), "Energieintensive Industriezweige mit Produktionsrückgang um 15,2 % von Februar 2022 bis März 2026," Pressemitteilung Nr. N032, May 15, 2026, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/05/PD26_N032_42.html
7. Deutsche Industrie- und Handelskammer, "Energiewende hat für jeden dritten Betrieb negative Folgen," July 29, 2025, updated December 18, 2025, <https://www.dihk.de/de/newsroom/energiewende-barometer-2025-157826>
8. "Belgian Government in Talks to Take Over Nuclear Power Plants," World Nuclear News, April 30, 2026, <https://www.world-nuclear-news.org/articles/belgian-government-in-talks-to-take-over-nuclear-power-plants>
9. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2025 (in TWh), Deutschland insgesamt, Datenstand: Februar 2026, listed under "Zusatzinformationen," <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/> source including data from before 1990: Fraunhofer ISE, Energy-Charts: Bruttostromerzeugung in Deutschland, historical annual data by energy source; underlying data sources: Statistisches Bundesamt (Destatis) and Statistisches Amt der DDR, <https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?c=DE&interval=year&source=historical>
10. Radiant Energy Group, "Restarting Germany's Reactors: Feasibility and Schedule," December 4, 2024, updated May 20, 2025, <https://www.radiantenergygroup.com/reports/restarting-germanys-reactors-feasibility-and-schedule>

-
11. U.S. Nuclear Regulatory Commission, "NRC Hybrid Workshop on Structural Materials: What Research for Beyond 80 Years?" October 1-4, 2024, <https://www.nrc.gov/public-involve/conference-symposia/workshop-structural-materials>
 12. World Nuclear Association, "Nuclear Power in Japan," updated April 21, 2026, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power>
 13. American Nuclear Society, "Holtec hits milestones in Palisades restart, new reactor projects," April 2, 2026, <https://www.ans.org/news/2026-04-02/article-7901/holtec-hits-milestones-in-palisades-restart-new-reactor-projects/>
 14. Google, "Google Collaborates to Reopen Duane Arnold Nuclear Plant in Iowa," The Keyword, October 27, 2025, <https://blog.google/feed/infrastructureduane-arnold-nuclear-plant-iowa/>
 15. Constellation, "One Year Later: Crane Clean Energy Center Still in the Spotlight and Ahead of Schedule," September 23, 2025, <https://www.constellationenergy.com/news/2025/09/one-year-later-crane-clean-energy-center-still-in-the-spotlight-and-ahead-of-schedule.html>
 16. Su Mei-feng, Lin Jing-hua, and Jonathan Chin, "Lai Reveals Nuclear Power Revival Plan," Taipei Times, March 22, 2026, <https://www.taipeitimes.com/News/front/archives/2026/03/22/2003854247>
 17. Radiant Energy Group, "The Feasibility of Restarting Belgium's Nuclear Reactors: A Question of Political Will," April 19, 2026, <https://www.radiantenergygroup.com/reports/the-feasibility-of-restarting-belgium-s-nuclear-reactors-a-question-of-political-will>; Engie, "The Belgian State and ENGIE Group Enter into Exclusive Negotiations for the Acquisition by Belgium of ENGIE's Nuclear Activities," joint press release, April 30, 2026, <https://en.newsroom.engie.com/assets/pr-eng-the-belgian-state-and-engie-group-enter-into-exclusive-negotiations-for-the-acquisition-by-belgium-of-engie-s-nuclear-activities-f14b3-314df.html?dl=1>
 18. H. Schenk, A. Hummeler, and E. Pickel, "The Replacement of the Steam Generators at Obrigheim Nuclear Power Plant," Transactions of the American Nuclear Society 46, no. 1 (1984), <https://www.osti.gov/biblio/6164108>; World Nuclear News, "Steam Generator Removal Begins at German Plant," January 28, 2026, <https://www.world-nuclear-news.org/articles/steam-generator-removal-begins-at-german-plant>; Mammoet, "Rip-and-Ship Solution Speeds Up German Nuclear Decommissioning Project," accessed May 20, 2026, <https://www.mammoet.com/cases/rip-and-ship-solution-speeds-up-german-nuclear-decommissioning-project-2/>
 19. EDF, "EDF Shares Its Forecasted Cost Estimate of the EPR2 Programme for €72.8bn," press release, December 18, 2025, <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/edf-shares-its-forecasted-cost-estimate-of-the-epr2-programme-for-eu728bn>

-
20. Polskie Elektrownie Jądrowe, "Polskie Elektrownie Jądrowe Applied for a Construction License to Build a Nuclear Power Plant in Pomerania," September 18, 2025, <https://pei.pl/en/press-center/news/polskie-elektrownie-jadrowe-applied-for-a-construction-license-to-build-a-nuclear-power-plant-in-pomerania/>
 21. Fraunhofer ISE, Energy-Charts: Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland, public net electricity generation; underlying data source: ENTSO-E, <https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?c=DE&interval=year>
 22. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2025 (in TWh), Deutschland insgesamt, Datenstand: Februar 2026, listed under "Zusatzinformationen," <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>
 23. SMARD, Bundesnetzagentur (federal grid agency), volume and costs of congestion management measures since 2015, <https://www.smard.de/page/en/topic-article/212250/217910/the-development-of-congestion-management>
 24. Fraunhofer ISE, Energy-Charts: Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland, daily spot market prices 2022; underlying data sources: ENTSO-E, Netztransparenz, EPEX SPOT, https://www.energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=en&c=DE&interval=day&year=2022
 25. Fraunhofer ISE, Energy-Charts: Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland, annual average spot market prices; underlying data sources: ENTSO-E, Netztransparenz, EPEX SPOT, https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?c=DE&interval=year
 26. Argus Media, "Germany Mulls Slowing Coal-Fired Plant Closures," April 29, 2026, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2730792-germany-mulls-slowing-coal-fired-plant-closures>; Sören Amelang, "2030 Coal Exit in Western Germany Increasingly Unlikely Given Gas Power Plant Lag: Media Report," Clean Energy Wire, January 19, 2026, <https://www.cleanenergywire.org/news/2030-coal-exit-western-germany-increasingly-unlikely-given-gas-power-plant-lag-report>
 27. Kerstine Appunn, "Germany Bids Farewell to Domestic Hard Coal Mining," Clean Energy Wire, December 20, 2018, <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-bids-farewell-domestic-hard-coal-mining>
 28. Bundesnetzagentur, "Kraftwerksliste," data as of November 3, 2025, last updated November 19, 2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>
 29. Deutsche Industrie- und Handelskammer, "Energiewende hat für jeden dritten Betrieb negative Folgen," July 29, 2025, updated December 18, 2025, <https://www.dihk.de/de/newsroom/energiewende-barometer-2025-157826>
 30. World Nuclear News, "China and Brazil among New Signatories to Tripling Nuclear Goal," March 10, 2026, <https://www.world-nuclear-news.org/articles/china-and-brazil-sign-up-to-tripling-nuclear-goal>

-
31. Peter Hippauf, "Decommissioning Costs of Nuclear Power Plants: An International Overview," *vgbe energy journal* 5 (2024): 39-43, <https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2024/05/vgbe-ej-2024-05-039-043-HIPPAUF-RGB-Specimen-Copy.pdf>; "So viel kostet der Rückbau des Atomkraftwerks Grohnde," *Westfalen-Blatt*, November 12, 2023, <https://www.westfalen-blatt.de/owl/bielefeld/rueckbau-atomkraftwerk-grohnde-kosten-2881665>; Heise Online, "Das große Hadern: Kernkraftwerk Isar 2 wird geschlossen," March 30, 2023, <https://www.heise.de/news/Kernkraftwerk-Isar-2-vor-dem-Aus-Rueckbau-kostet-2-2-Milliarden-Euro-8233048.html>
 32. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, "Anhang 3 zu den 'Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke': Anforderungen an den Schutz gegen Einwirkungen von innen und außen sowie aus Notstandsfällen," sec. 4.2.2.1, "Flugzeugabsturz," March 3, 2015, <https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/pdf/BMU-RSI5-20150303-SF-A003.pdf>; Reaktor-Sicherheitskommission, "Zusammenfassende Stellungnahme der RSK zu zivilisatorisch bedingten Einwirkungen, Flugzeugabsturz," statement adopted at the 524th meeting, October 20, 2021, https://rskonline.de/sites/default/files/reports/EP_Anlage1_RSK524_Stgn_FLAB_hp.pdf
 33. World Nuclear News, "Constellation Seeks Regulator's Help for 2027 Plant Restart," April 1, 2026, <https://www.world-nuclear-news.org/articles/constellation-seeks-regulators-help-for-2027-plant-restart>
 34. Posiva Oy, "Implementation of Posiva's Final Disposal Solution Moves Forward," March 4, 2025, <https://www.posiva.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2025/implementationofposiva8217sfinaldisposalsolutionmovesforward8239.html>; Swedish Ministry of Climate and Enterprise, "Final Disposal of Spent Nuclear Fuel," January 27, 2022, <https://www.government.se/articles/2022/01/final-disposal-of-spent-nuclear-fuel/>; Simon Johnson, "Sweden Starts Building 100,000 Year Storage Site for Spent Nuclear Fuel," *Reuters*, January 15, 2025, <https://www.reuters.com/business/energy/sweden-starts-building-100000-year-storage-site-spent-nuclear-fuel-2025-01-15/>
 35. Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit, "Nationales Entsorgungsprogramm," FAQs, last updated January 19, 2026, <https://www.bundesumweltministerium.de/faqs/faq-nationales-entsorgungsprogramm>
 36. Radiant Energy Group 2025 polling, report forthcoming
 37. Radiant Energy Group 2025 polling, report forthcoming
 38. Radiant Energy Group 2025 polling, report forthcoming
 39. Bundesrepublik Deutschland, Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz), January 27, 2017, <https://www.gesetze-im-internet.de/nachhg/BJNR012700017.html>

ÜBER RADIANT ENERGY GROUP

Radiant Energy Group ist ein Beratungsunternehmen im Energiebereich, das eigene Forschung und evidenzbasierte Analysen erstellt, um Entscheidungsprozesse zu unterstützen und das Verständnis für Kernenergie zu vertiefen.

AUTOREN

Madison Hilly

Madison Hilly ist Mitgründerin und Geschäftsführerin der Radiant Energy Group. Sie hat einen B.Sc. in Umweltwissenschaften und Politikwissenschaft von der University of Wisconsin und analysiert seit fast einem Jahrzehnt Atomausstiege und deren Folgen weltweit. Ihre Arbeiten erschienen unter anderem in der New York Times, Forbes und der Chicago Tribune. Sie lebt in Chicago.

Noah Jakob Rettberg

Noah Jakob Rettberg ist Feinwerkmechaniker-Meister und Physiklaborant, mit beruflicher Erfahrung in der Entwicklung analytischer Lasersysteme und in der Fertigung für den Verteidigungssektor. Seit 2018 befasst er sich intensiv mit der deutschen Kerntechnik und hat in dieser Zeit ein umfangreiches Netzwerk innerhalb der Branche aufgebaut. Er ist in Deutschland ansässig.

DANKSAGUNG

Dieser Bericht wurde durch die tatkräftige Unterstützung und fachlichen Beiträge zahlreicher Mitglieder der deutschen Pro-Kernkraft-Initiative Nuklearia e.V. sowie unzähliger Experten aus der deutschen kerntechnischen Industrie ermöglicht.

Die Autoren danken insbesondere für die Beiträge von:

- Sascha Bechtel
- Daniel Brand
- David Gramatzki
- Niels Harksen