

Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz



IMPRESSUM

HERAUSGEBERIN UND KONTAKT

Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+)
Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz
Haus der Akademien • Laupenstrasse 7 • Postfach • 3001 Bern • Schweiz
+41 31 306 93 52 • urs.neu@scnat.ch • go.akademien-schweiz.ch/energiekommission •  Akademien Schweiz

ZITIERVORSCHLAG

Neu U (2026) Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz.
Swiss Academies Reports 21 (6)

AUTOR, PROJEKTLÉITUNG UND REDAKTION

Urs Neu (a+/SCNAT)

MIT INPUT VON

Regina Betz (ZHAW) • Jochen Markard (ZHAW/ETHZ) • Reto Müller (ZHAW) • Oliver Kröcher (EPFL) •
Evangelos Panos (PSI) • Mario Paolone (EPFL) • Tobias Schmidt (ETHZ) • Marius Schwarz (Axpo) •
Thomas Weber (Axpo)

WISSENSCHFTLICHER BEIRAT

Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz

TITELBILD

Olivia Zwyygart (SCNAT)

LAYOUT UND GRAFIK

Monique Borer (SCNAT)

1. Auflage, 2026

Dieser Report wurde vom Autor erarbeitet in Zusammenarbeit mit der Energiekommission und mit Beiträgen und im Austausch mit weiteren Forschenden und im Thema tätigen Organisationen und Fachpersonen. Der Bericht wurde unabhängig und ohne Fremdfinanzierung erstellt. Die Koordination und Sachkosten wurden aus Eigenmitteln der Akademien finanziert.

Der Bericht ist in elektronischer Form verfügbar unter
go.akademien-schweiz.ch/energiekommission

ISSN (online): 2297-1572

DOI: doi.org/10.5281/zenodo.21803454



creativecommons.org/licenses/by/4.0

Diese Publikation ist unter CC BY 4.0 lizenziert.



Mit dieser Publikation leisten die Akademien der Wissenschaften einen Beitrag zur SDG 7.

> sdgs.un.org

> agenda-2030.eda.admin.ch/de

Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Das Wichtigste in Kürze	5
3	Fokus des Berichts	6
4	Eigenheiten der Finanzierung neuer KKW	7
5	Regionale Unterschiede und Auswirkungen auf die Baukosten	8
6	Anbieter von grossen KKW der aktuellen Generation	9
7	Erfahrungen zu Bauzeiten und -kosten grosser Kernkraftwerke	10
8	Zukünftige Kostenentwicklung	12
9	Kosten für ein neues KKW in der Schweiz	13
10	Finanzierungsmodelle in Europa und den USA	16
11	Finanzielle Risiken für die öffentliche Hand	18
12	Quellenverzeichnis	19
13	Anhänge	21

1 Einleitung

In der Schweiz wird über die Aufhebung des Neubauverbots für Kernkraftwerke diskutiert und Anfang 2027 kommt es voraussichtlich zu einer entsprechenden Volksabstimmung (Referendumsabstimmung zum indirekten Gegenvorschlag von Bundesrat und Parlament zur «Blackout-Initiative»). Da der Bau eines neuen KKW mit hohen Investitionsrisiken verbunden ist und die Notwendigkeit einer staatlichen Unterstützung – in welcher Form auch immer – sehr wahrscheinlich ist, sind Baukosten und die Finanzierung ein wichtiger Teil der gesellschaftlichen und politischen Diskussion. Der vorliegende Bericht bietet eine detailliertere Analyse über die beobachtete Entwicklung der Baukosten von neuen KKW und erörtert die möglichen Kosten eines allfälligen Neubaus in der Schweiz sowie deren Unsicherheiten. Zudem werden aktuelle Finanzierungsmodelle in Europa sowie die mit einem Bau verbundenen finanziellen Risiken für den Staat und die Wirtschaft dargestellt. Die Angaben stammen zumeist aus Informationen von Internationalen Kernenergieorganisationen, aus Mitteilungen und Berichten von Regierungsstellen oder wissenschaftlichen Artikeln.

Diese Studie ergänzt den Grundlagenbericht «Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz» der Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz von 2025.¹ Dieser bietet unter anderem einen Überblick über den Stand der Nukleartechnologie und -industrie sowie mögliche Vor- und Nachteile der Kernenergie hinsichtlich der Eingliederung in das zukünftige Energiesystem. Zudem entwirft er einen möglichen Zeitplan mit zahlreichen wichtigen Entscheiden, die auf dem Weg zu einem neuen KKW notwendig sind. Rechtliche Aspekte in Bezug auf einen allfälligen KKW-Neubau in der Schweiz werden in einer Studie von TA-SWISS² ausführlich beschrieben. Dieselbe Studie untersucht anhand von Energieszenarien u.a. auch den möglichen Beitrag neuer Nukleartechnologien zur Klimaneutralität.

2 Das Wichtigste in Kürze

Technologie: Für einen Neubau- und Investitionsentscheid bis Mitte der 2030er Jahre kommen sehr wahrscheinlich nur grosse Anlagen der Generation III/III+ (wassergekühlte Reaktoren) in Frage. ([Kapitel 5](#))

Baufirmen: Aus verschiedenen, unter anderem auch geopolitischen Gründen, kommen für den Bau eines grossen neuen KKW in der Schweiz in absehbarer Zeit voraussichtlich nur zwei Anbieter in Frage: EDF/Framatome (FRA) und Westinghouse (USA). ([Kapitel 6](#))

Beide Firmen weisen bei ihren bisherigen Bauprojekten hohe Kosten- und Bauzeitüberschreitungen auf. Sowohl die Angebotskosten bei Vertragsabschluss wie auch die effektiven Kosten sind von Projekt zu Projekt angestiegen. Die gegenwärtigen Angebotskosten (Stand 2026) für einen Neubau liegen bei ungefähr 12 000 CHF/Kilowatt Leistung. ([Kapitel 7](#))

Kostenfaktoren: Die hohen Kosten und Kostenüberschreitungen sind vor allem auf hohe Kapitalkosten, lange Bauzeiten, technische Komplexität, erstmaligen Bau in einem Land, fehlende Bau Erfahrung und Lieferketten, unvollständige Planung, Anpassungen des Designs während des Baus, sowie auf die Lösung von qualitäts-, sicherheits- und genehmigungsbezogenen Problemen zurückzuführen. Zudem können externe Faktoren wie geopolitische Vorkommnisse, Pandemien oder Lieferengpässe zu Kostensteigerungen führen. ([Kapitel 4](#))

Bestehende Anlagen und Bauprojekte: Zurzeit sind in Europa und den USA vier Reaktoren der Generation III/III+ seit wenigen Jahren in Betrieb und zwei weitere noch im Bau. Die Erfahrungen sind deshalb noch begrenzt. Der Bau weiterer Anlagen in Europa und den USA wird, mit einer Ausnahme, frühestens Ende der 2020er Jahre gestartet. Die Fertigstellung dieser Reaktoren wird nicht vor der zweiten Hälfte der 2030er Jahre erwartet. ([Kapitel 9](#))

Erfahrungswerte: Für eine politische Vorlage zur staatlichen finanziellen Unterstützung eines KKW in der Schweiz und für die Einholung von Offerten werden bis 2035 im Vergleich zum vorliegenden Bericht nur wenig zusätzliche Erfahrungswerte bezüglich der effektiven Kosten und Kostenentwicklungen vorliegen. ([Kapitel 9](#))

Kostenabschätzungen für die Zukunft: Schätzwerte für die Gesamtbaukosten für ein neues KKW in der Schweiz mit Baubeginn um etwa 2040 hängen hauptsächlich davon ab, inwieweit die verschiedenen Kostensenkungspotenziale realisiert und die Kostenüberschreitungen reduziert werden können. Je nach Annahme ergeben sich grosse Unterschiede: Rund 14 bzw. 25 Mrd. CHF₂₀₂₄ für einen der Westinghouse-Reaktoren (1250 Megawatt) bzw. rund 21 bzw. 43 Mrd. CHF₂₀₂₄ für einen der etwas grösseren EDF-Reaktoren (1630 Megawatt). Die Industrie rechnet eher mit Kosten im tieferen Bereich dieser Schätzungen oder sogar darunter, die beobachteten Entwicklungen weisen bisher eher auf den höheren Bereich hin. Diese Schätzwerte beinhalten auch die Finanzierungskosten während der Bauzeit und sind etwa 20–30 % höher als die reinen Baukosten, die in vielen Studien betrachtet werden. ([Kapitel 9, Box 2](#))

Investoren und staatliche Beteiligung: Die Kosten der ersten Anlagen der Generation III beider Anbieter haben in den USA und Europa noch weitgehend private Investoren und Konsortien getragen. Nach den hohen Kostenüberschreitungen übernimmt bei den aktuell geplanten Kraftwerken jeweils der Staat einen grossen Teil der Finanzierungsrisiken. Private Investoren haben sich in den letzten Jahren nur noch bei starker Risikoabfederung finden lassen. ([Kapitel 10](#))

Finanzierungsmodelle: Für den Bau neuer KKW in der Schweiz ist mit einer staatlichen Unterstützung zu rechnen. Die aktuell in Europa und den USA vorgesehenen staatlichen Finanzierungsmodelle sind unterschiedlich. In den meisten Fällen kommen staatliche Baugesellschaften, Investitionsbeteiligungen, Kreditgarantien oder zinsgünstige Darlehen sowie Zweiweg Abnahmepreisgarantien über 40 Jahre zur Anwendung. In einigen Fällen werden auch politische Risiken abgesichert (z.B. im Falle zusätzlicher Auflagen oder einer Schliessung aus politischen Gründen). ([Kapitel 10 und 11, Tabellen 3 und 4](#))

SMR: Für die «Small Modular Reactors» (oft als «Mini-Reaktoren» bezeichnet) gibt es noch keine Erfahrungswerte bezüglich Bauzeiten und effektiven Kosten. Mit dem Bau eines ersten Moduls wurde vor Kurzem in Kanada begonnen.

3 Fokus des Berichts

Dieser Bericht fokussiert grundsätzlich auf Fragen, die im Zusammenhang mit der Finanzierung eines allfälligen neuen Kernkraftwerks in der Schweiz stehen und beschränkt die Betrachtungen auf

- a) den Fall, dass ein neues KKW so rasch als möglich, das heisst etwa um 2050 in Betrieb gehen soll, um einen Beitrag zur Erreichung der Netto-Null-Ziele im Jahr 2050 zu liefern und deshalb ein Baubeginn um 2040 angestrebt werden müsste. Für einen deutlich späteren Zeitpunkt von Projekt- und Baubeginn sowie Inbetriebnahme (5–10 Jahre später) liegen möglicherweise mehr Erfahrungswerte zu den Baukosten vor, welche die gegenwärtigen Unsicherheiten in der Kostenentwicklung und die damit verbundenen Risiken einschränken können.
- b) grosse wassergekühlte KKW der Generation III/III+, wie sie derzeit in verschiedenen Ländern gebaut werden. Diese Technologie steht für Neubaumentscheide, welche in den nächsten 5–10 Jahren geplant sind, grundsätzlich zur Verfügung und es liegen erste Erfahrungswerte zu Bauzeit³ und Baukosten^{1,4} vor. Eine für Investoren ausreichende Marktreife von kleinen Anlagen (SMRs) oder alternativen Reaktorkonzepten ist derzeit nicht absehbar und Erfahrungswerte gibt es noch keine. Deshalb werden diese im Bericht nicht näher betrachtet (für eine kurze Übersicht über aktuelle SMR-Projekte siehe Anhang 1).
- c) Unternehmen, die für einen Neubau grosser Reaktoren in der Schweiz voraussichtlich in Frage kommen.
- d) Baukosten, die den grössten Teil der gesamten Kosten eines KKW über dessen gesamte Lebensdauer (einschliesslich Entsorgung) ausmachen und für die Rentabilität eines KKW entscheidend sind (Box 1). Die Kostenangaben und Abschätzungen für die Zukunft beinhalten die kompletten Gesamtbaukosten (reine Baukosten sowie die Finanzierungskosten während der Bauzeit; siehe Box 1), die vor Inbetriebnahme der Anlage aufzubringen sind. Beim Vergleich mit anderen Studien ist zu beachten, dass diese oft nur die Baukosten beinhalten (ohne Finanzierungskosten). Die Betrachtungen in diesem Bericht konzentrieren sich auf die Gesamtbaukosten, die einen grossen Teil (rund zwei Drittel oder mehr) der Gesamtkosten ausmachen¹ und wo es bereits Erfahrungswerte gibt (Box 1).
- e) verschiedene Finanzierungsmodalitäten und entsprechende finanzielle Risiken für den Staat oder private Investoren. Letztere sind abhängig von der entsprechenden Verteilung der Risiken.

Box 1: Kostenarten

Im Zusammenhang mit dem Bau bzw. der Stromerzeugung von (neuen) KKW werden meist zwei Parameter diskutiert:

Gesamtbaukosten

Dieser Begriff wird hier verwendet für die totalen Projektkosten des Baus eines Kernkraftwerks, das sind

- die reinen Baukosten («overnight construction costs» OCC) plus
- die Kosten für die Finanzierung des Kapitals während der Bauzeit («Finanzierungskosten»).

Bei der Angabe von «Baukosten» sind manchmal die Finanzierungskosten inbegriffen, manchmal nicht, ohne dass das klar deklariert ist.⁵ In diesem Bericht werden die Kosten mit dem Ziel der besseren Vergleichbarkeit soweit möglich nominal für das Jahr 2024 und in CHF pro Kilowatt Leistung (CHF/kW) angegeben, da die verschiedenen Reaktoren unterschiedlich gross sind und unterschiedliche Leistung aufweisen.

Gestehungskosten («levelized costs of electricity» LCOE)

Sie enthalten alle Kosten, die im Verlauf der Lebenszeit der Anlage anfallen (Bau und Rückbau, Betrieb, Brennstoff, Entsorgung der Abfälle, Kapitalkosten, Eigenkapitalrendite usw.) und werden im Verhältnis zur erwarteten Stromproduktion während der angenommenen Amortisationszeit berechnet. Für Letztere wird bei aktuellen Projekten meist mit 60 Jahren gerechnet. Die Angaben erfolgen in Rappen pro Kilowattstunde produzierten Strom (Rp/kWh).

Die Gestehungskosten sind stark abhängig von den Annahmen über unbekannte zukünftige und langfristige Entwicklungen (z. B. Auslastung eines Kraftwerks vor allem im Sommer; WACC oder Diskontsatz) oder den Renditeerwartungen der Investoren. Die Angaben sind deshalb nur schwierig vergleichbar.¹ Betrachtungen zur Rentabilität beinhalten zudem die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Strompreise über die nächsten 50 bis 70 Jahre hinweg und bezüglich der Möglichkeiten der Teilnahme an anderen Märkten (z. B. für Abwärme; Produktion von synthetischen Brennstoffen; Systemdienstleistungen).

4 Eigenheiten der Finanzierung neuer KKW

Ein Kernkraftwerk zeichnet sich vor allem durch hohe Anfangsinvestitionen und eine lange Bauzeit aus, gefolgt von einer langen Amortisationsphase. Die Finanzierung erfolgt oft durch eine Mischung aus Fremd- und Eigenkapital, mit unterschiedlicher staatlicher Beteiligung. Mit einer staatlichen Förderung ist auch in der Schweiz zu rechnen.⁶ Gemäss World Nuclear Association haben KKW-Projekte spezifische Eigenheiten, die für Investoren besondere Risiken mit sich bringen:⁵

- **Hohe Kapitalkosten:** Zu Beginn muss sehr viel Kapital investiert werden, das nur über sehr lange Zeit mit den Einnahmen amortisiert werden kann.
- **Technische Komplexität:** Diese birgt während der Bauphase hohe Risiken hinsichtlich Verzögerungen und Kostenüberschreitungen.
- **Politische und regulatorische Risiken:** Längere, teils kostspielige und mit der Zeit wechselnde Genehmigungs- und Zulassungsverfahren sowie sich ändernde Vorgaben können die Planungs- und Bauphase verlängern.
- **Lange Bauzeiten:** Die langen Bauzeiten (gegen zehn Jahre oder mehr) bedingen eine hohe Vorfinanzierung. Die Zinsen für die Bereitstellung des Kapitals während der Bauzeit sind eine spezielle Herausforderung, da in dieser Zeit Einnahmen noch fehlen. Verzögerungen beim Bau und Kostenüberschreitungen wirken sich stark auf die Finanzierungskosten und letztlich auf die Rentabilität aus.
- **Abfallentsorgung und der Stilllegung:** Die Kosten dafür werden über einen während der Betriebsdauer regelmässig alimentierten Fonds vorfinanziert, wobei die Beiträge in regelmässigen Abständen aktualisierten Schätzungen angepasst werden.
- **Haftungsrisiken:** Die Betreiber haften vollständig für nukleare Schäden, im schlimmsten Fall bis zur Zahlungsunfähigkeit.
- **Lange Amortisationszeit und unsichere Einnahmen:** Wegen unsicheren und variablen Strompreisen und -nachfragen, hoher Nachfrage nach flexiblem Betrieb von Kraftwerken aufgrund zunehmender fluktuierender Stromproduktion sowie variablen Zinsen bestehen hohe Risiken bezüglich Einkommen und Rendite. Dies gilt auch in Anbetracht der langen Amortisationsphase und der eingeschränkten Möglichkeiten zur Teilnahme an Ausgleichsmärkten (z. B. für flexible Produktion).

5 Regionale Unterschiede und Auswirkungen auf die Baukosten

Die Kostenentwicklungen sind weltweit sehr unterschiedlich^{7,8} und hängen unter anderem von lokalen Faktoren wie politischen Prozessen, staatlicher Förderung usw. ab.⁹ Kürzere Bauzeiten und deutlich tiefere Kosten sind vor allem in China⁸ und bei von der russischen Staatsfirma Rosatom in Ländern ausserhalb von Europa und den USA gebauten KKW zu beobachten. Die dortigen Verhältnisse (tiefere Löhne, einfachere Bewilligungsverfahren, staatliche Industriepolitik und Finanzierung/Förderung, technische Standardisierung, umfangreiche Bautätigkeit und Erfahrung, mehr verfügbares Fachpersonal) unterscheiden sich von den Rahmenbedingungen in Europa oder den USA und auch in der Schweiz deutlich.^{8,10}

Wie sehr die politischen Rahmenbedingungen die Baukosten beeinflussen, zeigt sich z.B. in China: Die beiden Anbieter EDF aus Frankreich und Westinghouse aus den USA haben ihre Reaktoren in China weitaus günstiger^{4,11,12} und teilweise deutlich schneller³ realisieren können als ihre ersten Reaktoren dieser Generation in Europa und den USA, die parallel dazu gebaut wurden. Dies legt nahe, dass die tieferen Kosten in China vor allem eine Folge der Rahmenbedingungen sind und weniger eine Frage des Anbieters oder des technischen Designs.

Weltweit gemittelte oder Median-Kosten sind deshalb für die Schweiz wenig aussagekräftig, weil chinesische und russische Reaktoren den weitaus grössten Teil der Bautätigkeit ausmachen.

Zu den wichtigsten Gründen für die sehr hohen Kosten in Europa und den USA zählen gemäss World Nuclear Association und wissenschaftlichen Studien folgende Punkte:^{13,14,15}

- Erstmalige Projekte («first-of-a-kind») oder erstmalige Projekte in einem bestimmten Land
- Fehlende Erfahrung und Organisation der Industrie und Mangel an hochspezialisierten Fachkräften, hauptsächlich aufgrund des langen Bauunterbruchs seit den letzten realisierten Anlagen
- Fehlende Standardisierung von Design, Planung, Lieferketten etc. (auch aufgrund nur weniger Anlagen)
- Hoher Aufwand zur Anpassung an zeit- und länderspezifische Baubedingungen
- Hohe Finanzierungskosten während des Baus (hohe Zinsbeträge durch lange Bauzeiten)
- Unvollständige Konstruktionsplanung

- Lösung von Problemen bezüglich Qualität, Sicherheit und Genehmigung (umfangreiche Absprachen mit Aufsichtsbehörden und Lieferanten, zusätzliche Sicherheitsanforderungen, Nachbesserungen vor Ort und Ähnliches)

Weiter können auch externe Faktoren wie (geo-)politische Entwicklungen oder eine Pandemie zu Verzögerungen und Kostensteigerungen führen.

Die meisten dieser Gründe könnten – in mehr oder weniger ausgeprägter Form – bei einem Neubau in der Schweiz auch eine Rolle spielen. Die nachfolgende Analyse konzentriert sich daher auf abgeschlossene oder geplante Bauprojekte, deren Bedingungen mit denen in Europa und der Schweiz vergleichbar sind.

6 Anbieter von grossen KKW der aktuellen Generation

Es gibt zurzeit nur wenige Anbieter weltweit, die grosse Reaktoren der aktuellen Generation anbieten und entsprechende Bau Erfahrung haben. Weitaus am meisten Reaktoren werden derzeit von den chinesischen Firmen CNG und CNNC (vor allem in China) sowie von der russischen Staatsfirma Rosatom (vor allem in Schwellen- und Entwicklungsländern) gebaut.¹⁶ In westlichen Ländern sind vor allem die amerikanische Firma Westinghouse und die französische Firma Framatome (im Mehrheitsbesitz des staatlichen Energieversorgers Électricité de France EDF)¹⁶ aktiv. Die koreanische Firma KEPCO (im Besitz der Staatsfirma KHNP) hat ein Bauprojekt in Tschechien.

Welche Anbieter könnten für die Schweiz in Frage kommen?

KEPCO/KHNP: KEPCO hat bisher zwei Reaktoren in Korea und vier in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) gebaut. In beiden Ländern sind weitere Reaktoren geplant, KEPCO hat zudem den Auftrag für den Bau von zwei Reaktoren in Tschechien erhalten. Ein Rechtsstreit mit der Firma Westinghouse im Anschluss an das Bieterverfahren in Tschechien^{17, 18} hat zu einem Abkommen für die nächsten fünfzig Jahre geführt. Dieses verbietet es KEPCO, seinen Reaktor («APR1400») unabhängig von Westinghouse in Europa und Nordamerika anzubieten.^{19, 20} KEPCO hat sich daraufhin aus allen laufenden Bieterverfahren in Europa zurückgezogen. Ein Angebot und ein Bau in der Schweiz erscheint deshalb als unwahrscheinlich und wird hier nicht im Detail angeschaut. Zudem hat KEPCO für das Projekt in Tschechien ein neues Design entwickelt, das die EU-Standards erfüllt (Kombination des alten OPR1000- und des neuen APR1400-Designs).²¹ Hierzu gibt es bislang keine Erfahrungswerte.

General Electric/Hitachi: Die amerikanisch-japanische Firma General Electric/Hitachi bietet im Prinzip ebenfalls einen grossen Reaktor an (den «ABWR»), hat allerdings das letzte Bauprojekt 2006 abgeschlossen und hat seither weder gebaut noch ein laufendes Projekt. Nach dem Reaktorunfall in Fukushima 2011 wurden alle KKW in Japan stillgelegt. In den letzten zwei Jahren wurden einige ältere Anlagen und zuletzt auch ein ABWR-Reaktor der neuen Generation wieder in Betrieb genommen.²² GE/Hitachi konzentriert sich zurzeit jedoch vor allem auf Entwicklung und Bau von kleinen Reaktoren («BWR-X»)²³ und wird daher nicht weiter betrachtet.

Russland und China: Eine Vergabe an russische oder chinesische Anbieter wird aus geopolitischen Überlegungen als sehr unwahrscheinlich betrachtet. Bei den kürzlich abgeschlossenen Bieterverfahren in Europa, in Tschechien und in England, wurden Rosatom und die chinesische Staatsfirma CNG ausgeschlossen.^{24, 25}

Aufgrund dieser Betrachtungen erscheint ein allfälliger Bau neuer grosser Reaktoren in der Schweiz durch einen der beiden Anbieter EDF/Framatome und Westinghouse aus heutiger Sicht als sehr wahrscheinlich. Es sind die beiden einzigen Anbieter mit Erfahrungen im Bau von Reaktoren der aktuellen Generation in Europa und USA. Die nachfolgenden Betrachtungen zu Bauzeit und -kosten konzentrieren sich deshalb auf diese beiden Firmen:

EDF/Framatome: Die bisherigen Projekte (Reaktor «EPR», ca. 1600 MW) in Europa weisen alle hohe Bauzeit- und Kostenüberschreitungen auf. Die EDF steht deshalb wegen fehlender Rentabilität ihrer Anlagen unter Kritik des französischen Rechnungshofs.⁴ Die weiteren Projekte in Frankreich wurden Anfang 2026 um drei Jahre zurückgestellt. Gleichzeitig treibt die französische Regierung jedoch den Export der einheimischen Kernreaktoren voran. Zurzeit wird ein neues Design entwickelt, das tiefere Kosten aufweisen soll («EPR2»).

Westinghouse: Westinghouse ging 2017 während des Baus der ersten vier Reaktoren («AP1000», ca. 1200 MW) in den USA (Vogtle und Virgil C. Summer) wegen hoher Kostenüberschreitungen in Konkurs, wurde dann von anderen Firmen aufgekauft und kann so ihre Reaktoren weiterhin anbieten. Die beiden Reaktoren in Vogtle wurden mit hohen Zusatzkosten fertig gebaut (Kapitel 7). Der Bau in Virgil C. Summer wurde aufgrund fehlender Rentabilität abgebrochen.²⁶

7 Erfahrungen zu Bauzeiten und -kosten grosser Kernkraftwerke

Tabelle 1 listet die gebauten, im Bau befindlichen oder mit abgeschlossenem Vertrag geplanten grossen Reaktoren von EDF und Westinghouse auf. Die Einträge sind nach dem Jahr der Inbetriebnahme sortiert und enthalten die Bauzeiten (geplant und effektiv) sowie die Baukosten, jeweils wieder geplant (Angebotskosten laut Vertrag) und effektiv (ohne und mit Finanzierungskosten). Alle Kosten sind normiert in CHF pro Kilowatt (kW) Leistung angegeben, damit die unterschiedlichen Projekte (Grössen der Reaktoren) vergleichbar sind.

In Tabelle 1 fallen generell die starken Überschreitungen sowohl bei den Bauzeiten als auch bei den Kosten auf (Faktor 2 bis mehr als 3 gegenüber dem ursprünglichen Plan). Weiter fällt auf, dass bei beiden hier betrachteten Anbietern sowohl die Angebotskosten (geplante Kosten) als auch die tatsächlichen Kosten in Europa und USA von Projekt zu Projekt deutlich gestiegen sind, insbesondere bei EDF. Bei Westinghouse ist zwar nur ein Projekt in den USA fertig gebaut worden, doch liegen die Angebotskosten für das nächste Projekt in Polen deutlich höher als für das erste Kraftwerk. Es dürfte da praktisch keine Kostenüberschreitungen geben, damit nicht auch die Endkosten höher ausfallen. Die grossen Kostenunterschiede zwischen den jeweiligen Projekten der beiden Anbieter sind nicht einfach zu erklären und können verschiedene Gründe haben (Kapitel 4).

Möglicherweise haben auch die Erfahrungen und Anpassungen während der Bauzeit bei früheren Projekten zu

technischen und sicherheitsmässigen Verbesserungen und Anpassungen im Design geführt und nachfolgend in den parallel oder später gebauten Anlagen Anpassungen bewirkt, welche die Kosten in die Höhe getrieben haben.

Ein Anstieg der Gesamtbaukosten über die Zeit ist kein neues Phänomen. Während die Gesamtbaukosten in der frühen Phase des KKW-Baus zuerst gesunken sind, sind sie ab ca. Anfang der 1970er Jahre kontinuierlich mehr oder weniger stark angestiegen.^{7, 27, 28}

In Bezug auf beobachtete Kostenreduktionen kann die Auswertung der Kostenentwicklung in Frankreich in den 1970er bis 1990er Jahren, als dort viele Anlagen gebaut worden sind, Hinweise auf die notwendigen Voraussetzungen für Kostensenkungen geben: Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Baukosten (OCC) im Verlauf der Zeit für die verschiedenen Reaktorserien bzw. -designs.

Frankreich verfolgte damals die Strategie der Standardisierung der französischen KKW-Flotte, wobei der Betreiber EDF durchgehend für die Architektur und Technik verantwortlich war.²⁹ So gelang es mit zunehmender Erfahrung, innerhalb der letzten beiden Serien mit gleichbleibendem Design die Kosten vom ersten zum letzten Reaktor um etwa 20 % zu senken. Die Durchschnittskosten stiegen mit jeder Anpassung des Designs an, aber dieser Anstieg konnte letztlich dank der langjährigen Erfahrung gebremst werden. Voraussetzung dafür war jedoch der Bau von zahlreichen Reaktoren des gleichen

Tabelle 1: Erfahrungswerte zu Bauzeiten und Gesamtbaukosten bei EDF und Westinghouse (Originalangaben: Anhang 2).

Anlage (Anzahl Reaktoren)	Inbetriebnahme ³	Bauzeit geplant (Jahre) ³	Bauzeit effektiv (Jahre) ³	Baukosten geplant (CHF ₂₀₂₄ /kW)*	Baukosten effektiv (ohne/inkl. Finanzierungskosten; CHF ₂₀₂₄ /kW)*
EDF «EPR» (1630 MW)					
Taishan/CHI (2)	2018/19	4	9,5	—	—
Olkiluoto/FIN (1) (1575 MW)	2023	4	18	1500 ⁴	5500 ⁴ /7000**
Flamanville/FRA (1)	2025	5	17	3000 ⁴	11 000/13 000 ⁴
Hinkley Point C/GB (2)	Im Bau	8	≥13	8000 ⁴	16 500 ^{4, 30, 31} /20 000**
Sizewell C (2)	Geplant	10–12 ³²		12 000 ³³	
Westinghouse «AP1000» (1250 MW)					
Sanmen/Haiyang/CHI (4)	2018/19	4	9	—	—
Vogtle/USA (2) (1117 MW)	2023/24	4	10,5	5000 ³⁴	12 500 ^{35, 36} /15 000 ³⁷
Lubjato/POL (3)	Geplant	8		11 500 ³⁸	

*Von Originalangaben (GBP, EUR, USD, PLN nominal) in CHF zum aktuellen Kurs umgerechnet und gerundet; für die in China gebauten Anlagen sind keine genaueren Daten verfügbar.

**Schätzung aufgrund der anderen Angaben.

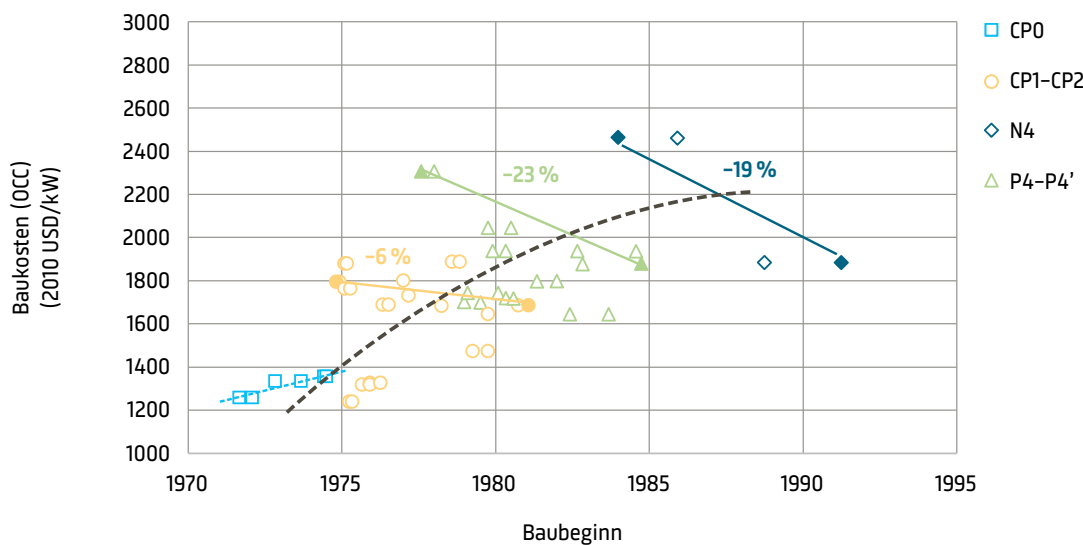


Abbildung 1: Entwicklung der Baukosten (OCC) der verschiedenen Design-Serien («CP0»; «CP1-2»; «N4»; «P4-P4'») aus dem französischen Nuklearprogramm in den 1970er bis 1990er Jahren. Diese Zeit war stark geprägt durch standardisierte Produktion unter konsistenter Regulation, identischer Bauherrschaft und etablierten Lieferketten im gleichen Land. Die Punkte bezeichnen den Baustart. Quelle: OECD Nuclear Energy Agency 2020, basierend auf Daten des Cour des Comptes von Frankreich 2012; ergänzt

Designs mit konsequenter Standardisierung, gleicher Regulierung, gleicher Bauherrschaft, gleichen Verantwortlichkeiten und etablierten Lieferketten im gleichen Land. Ähnliches ist heute in China, in der Vergangenheit auch in Südkorea zu beobachten. Von solchen Verhältnissen ist man heute in Europa und den USA (wieder) weit entfernt.

Wie wurden die Kostenüberschreitungen finanziert?

Der erste EPR-Reaktor in Olkiluoto (Finnland) wurde ursprünglich von der französischen Firma Areva «schlüsselfertig» mit einem Fixkostenvertrag angeboten. Nach der Restrukturierung des französischen Nuklearsektors (der Nuklearsektor von Areva wurde in die EDF-Tochterfirma Framatome ausgegliedert) musste letztlich EDF als staatlicher Energieversorger Frankreichs nach jahrelangen Rechtsstreitigkeiten einen beträchtlichen Teil der Kostenüberschreitung tragen. Den Rest übernahm der finnische Betreiber TVO. Der Reaktor in Flamanville (Frankreich) ist im Besitz der EDF, die auch hier die Kostenüberschreitungen trägt. Für die beiden Reaktoren in England wurde mit der britischen Regierung ein fixer Abnahmepreis für den produzierten Strom vereinbart. Der chinesische Mitinvestor, der Reaktorhersteller CNG, verweigerte die Übernahme eines Anteils der Kostensteigerungen, so dass letztlich auch hier die Zusatzkosten bei EDF verblieben.

Aufgrund dieser Erfahrung und deutlicher Kritik des französischen Rechnungshofs hat EDF seine finanziellen Beteiligungen im Ausland zurückgefahren. Für die beiden in England geplanten Reaktoren in Sizewell hat EDF ihre Beteiligung auf 12,5 % reduziert, wobei die französi-

sche Regierung zusätzlich noch eine gewisse Export- und Kreditrisikogarantie übernommen hat. Der britische Staat ist hier Hauptinvestor (45 %), der Rest stammt von mehreren privaten Investoren.

Beim neuen KKW in Vogtle 3 und 4 in den USA übernahm die Herstellerfirma Westinghouse (bzw. nach deren Konkurs die Mutterfirma) nur einen kleinen Teil der Kostenüberschreitungen. Den grossen grossen Teil bezahlten die investierenden Stromversorger, wobei diese die Zusatzkosten über eine markante Strompreiserhöhung an die Stromkunden weitergeben.³⁵

Auch in den USA ist nun eine finanzielle Unterstützung durch den Staat vorgesehen: Westinghouse erwartet nach Verhandlungen mit dem US-Präsidenten, dass die US-Regierung die Finanzierung für die neuen Kernkraftwerke bereitstellt und im Gegenzug einen Anteil von 20 % an allfälligen künftigen Gewinnen erhält, letzteres allerdings erst nach Ausschüttung von Gewinnen in Höhe von 17,5 Mrd. USD an die Westinghouse-Besitzer Brookfield und Cameco.³⁹

8 Zukünftige Kostenentwicklung

Eine entscheidende Frage für die Kostenentwicklung wird sein, ob und wie stark die Faktoren, die zu den Kostenanstiegen bzw. -überschreitungen geführt haben ([Kapitel 4](#)), in absehbarer Zeit verbessert oder vermieden werden können. Die beobachteten Trends in der Vergangenheit und die gegenwärtigen Kostenanstiege in der Gegenwart sprechen allerdings dafür, dass es eine grosse Herausforderung ist, dies – vor allem in Europa und den USA – auch in die Realität umzusetzen. Zudem muss während einer Bauzeit von rund zehn Jahren (oder sogar mehr) immer auch mit unvorhergesehenen Entwicklungen (lokal- oder geopolitisch) gerechnet werden. Auch eine optimale Planung und deren reibungslose Umsetzung über so lange Zeit sind sehr herausfordernd. Kernkraftwerke haben aufgrund ihrer Grösse und komplexen Technologie im Vergleich zu anderen Energieproduktionsanlagen allgemein ein relativ hohes Risiko von Bauzeit- und Kostenüberschreitungen.^{13, 40, 41} Kostenüberschreitungen werden demnach – wie in der Vergangenheit – auch in Zukunft kaum zu vermeiden sein.

Eine grundlegende Voraussetzung, um die Kosten in Europa wesentlich zu senken, wäre der Schritt von den gegenwärtigen Einzelprojekten hin zu möglichst europaweit standardisierten und reproduzierbaren Designs, einheitlicher Regulierung, erfahrenen Lieferanten und etablierten Lieferketten.¹⁵ Es gibt in Europa zwar Anstrengungen für eine gewisse Harmonisierung, doch die unterschiedlichen politischen Strukturen und Verfahren in den einzelnen Ländern machen eine Standardisierung auch für die Hersteller sehr schwierig.

Zudem nehmen derzeit sowohl Westinghouse⁴² als auch EDF⁴³ nach dem Bau von nur wenigen Reaktoren bereits wieder Anpassungen an ihrem jeweiligen Reaktordesign vor. Westinghouse hat ein entsprechendes neues Design zur Zertifizierung eingereicht⁴⁴ und EDF arbeitet schon länger am Nachfolgereaktor EPR2.^{4, 45} Damit beginnt man mindestens teilweise wieder mit technischen Erstlingsprojekten, was einem Streben nach einem konstanten Standarddesign entgegenläuft. Beide Anbieter versuchen, mit einer Vereinfachung ihrer jeweiligen Konstruktion und einem Übergang zu einer vermehrten modularen Bauweise die Kosten zu senken. Ob dies unter Einhaltung der regulatorischen Anforderungen tatsächlich gelingt, wird sich frühestens Ende der 2030er Jahre zeigen, wenn entsprechende Anlagen fertig gebaut sind. Die veranschlagten Kosten des ersten EPR2-Programms wurden bereits mehrmals erhöht, bevor der Bau begonnen hat⁴ und sind noch unklar. Der geplante Baubeginn und die Inbetriebnahme des ersten Reaktors wurden kürzlich um drei Jahre hinausgeschoben (auf 2029 bzw. 2038).^{4, 46}

Bei den in den nächsten Jahren beginnenden Neubauten in Polen und den geplanten Reaktoren in Schweden, den Niederlanden, Bulgarien und allenfalls auch später in der Schweiz handelt es sich in allen Fällen um Erstlingsprojekte der neuen Generation im betreffenden Land. Inwieweit diese Projekte von den bisherigen Erfahrungen in anderen Ländern kostenmässig profitieren können, ist aufgrund der länderspezifischen Rahmenbedingungen eher fraglich. Beim Projekt in Sizewell C in England könnte sich ein gewisser Standardisierungs-Effekt zeigen: Das Projekt umfasst zwei identische Reaktoren wie das KKW Hinkley Point C (HPC) ebenfalls in England, das in einigen Jahren ans Netz gehen soll. Dabei wird mit Kosteneinsparungen von 20 % gegenüber HPC gerechnet (diese Angabe wurde vor der letzten Kostensteigerung vom Frühjahr 2026 berechnet). Die geplanten Kosten betragen aber immer noch 12 000 CHF/kW.

9 Kosten für ein neues KKW in der Schweiz

Bei einem Neubau in der Schweiz könnten viele der in Kapitel 5 aufgeführten kostensteigernden Faktoren eine wichtige Rolle spielen, da es sich um ein Erstlingsprojekt der neuen Generation in unserem Land handelt. Die Anlagen müssten sicherheitsmässig laufend dem neusten Stand der Technik angepasst werden, wie es das Kernenergiegesetz vorschreibt.⁴⁷ Verschiedentlich wurde vorgeschlagen, den geforderten aktuellen Stand der Technik bei der Erteilung der Baubewilligung «einzufrieren», um kostspielige nachträgliche Anpassungen während des Baus zu verhindern. Weiter wird eine Verkürzung bzw. Straffung des Bewilligungsverfahrens vorgeschlagen.^{48, 49} Beide Vorschläge wären wohl politisch umstritten. Eine entsprechende Gesetzesänderung würde einige Zeit in Anspruch nehmen und deren politische Akzeptanz wäre ungewiss.

Welche Informationen zu Baukosten stehen wann zur Verfügung?

Damit ein neues KKW in der Schweiz Anfang der 2050er Jahre in Betrieb gehen könnte, müsste in Anbetracht der aktuellen Gesetzeslage und bei Annahme des indirekten Gegenvorschlags des Parlaments zur Blackout-Initiative wohl bereits Anfang der 2030er Jahre eine Ausschreibung für den Neubau erfolgen.^A Ebenfalls müsste zu diesem Zeitpunkt bereits ein gesetzlicher Rahmen verabschiedet sein, der die staatliche Förderung des Baus von KKW regelt, damit überhaupt die Chance besteht, dass potentielle Betreiber und Investoren ein Neubauprojekt dann über-

haupt in Angriff nehmen. Zu diesem Zeitpunkt werden kaum weitere Erfahrungswerte bezüglich effektiver Kosten von Neubauten vorliegen als zum heutigen Zeitpunkt (Juni 2026), da sich dannzumal die aktuell geplanten Neubauprojekte erst im Anfangsstadium des Baus befinden.

Nützliche Erfahrungswerte bezüglich effektiver Kosten werden sich erst in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre abzeichnen und könnten dann allenfalls für Projekte mit einem fünf bis zehn Jahre späteren Baubeginn und Betriebsstart vorliegen.

Kostenszenarien

Die Einschätzung der Kosten in der Zukunft hängt stark davon ab, von welchen Entwicklungen bezüglich Technik sowie Standardisierung in welchem Zeitraum man ausgeht. Im Folgenden werden zwei illustrative Kostenszenarien für die Gesamtbaukosten (inkl. Finanzierungskosten während der Bauzeit) skizziert. Beide basieren auf den vorhandenen Beobachtungen und schreiben diese fort, unter Annahme unterschiedlicher Entwicklungen der Angebotskosten und Kostenüberschreitungen (Tabelle 2). Die Szenarien hängen hauptsächlich von der tatsächlichen Realisierung der Kostensenkungspotentiale ab. Den beiden Szenarien liegen als Basis die aktuellen Angebotskosten von ca. 12 000 bzw. 11 500 CHF pro kW Leistung (EDF in Sizewell C bzw. Westinghouse in Polen) zugrunde (Tabelle 1). Die konkreten Annahmen sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Szenarien für die Gesamtbaukosten pro Reaktor (inkl. Finanzierungskosten während der Bauzeit*) eines neuen KKW der Hersteller EDF und Westinghouse (WH) in der Schweiz: Die Szenarien basieren auf den aktuellen Angebotskosten (Stand Juni 2026) und beobachteten und angenommenen Kostenentwicklungen, mit einer im Szenario «Hoch» für die Kosten eher ungünstigen und im Szenario «Tief» eher günstigen Entwicklung.

Szenario mit dazugehörigen Annahmen	Kosten EDF EPR/ EPR2; (1630 MW)	Kosten WH AP1000 (1250 MW)
«Hoch»		
Angebotskosten: Werden bei EDF (Annahme: EPR-Design) gegenüber Sizewell um 20 % erhöht, da die Kosten von Sizewell als zweitem identischem Projekt im Land nach Hinkley Point C um 20 % tiefer geschätzt wurden und dieser Effekt in der Schweiz fehlt. Bei WH gleich wie in Polen.	Ca. 43 Mrd. CHF (27 000 CHF/kW)	Ca. 25 Mrd. CHF (22 000 CHF/kW)
Kostenüberschreitungen: im Vergleich zum letzten Projekt etwas reduziert (Faktor 1,75 statt 2 bis 2,5).		
«Tief»		
Angebotskosten: Bei EDF (Annahme EPR2-Design) steigen die Schätzungen für das neue Design bis zum Baubeginn noch etwas weiter (von derzeit ca. 9000 ^A auf ca. 10 000 CHF ₂₀₂₃ /kW); bei WH (Annahme: neues Design) sinken die Angebotskosten um 25 %.	Ca. 21 Mrd. CHF (14 000 CHF/kW)	Ca. 14 Mrd. CHF (12 000 CHF/kW)
Kostenüberschreitung: Reduktion auf Faktor 1,3 (statt 2 bis 2,5).		

*Bei Sizewell Finanzierungskosten aus Sicht von Staat und Investoren praktisch null, da hauptsächlich durch Stromkunden finanziert.

^A Damit ein neues KKW in der Schweiz Anfang der 2050er Jahre in Betrieb gehen könnte, müsste Anfang der 2040er Jahre mit dem Bau begonnen werden. Die Einreichung der Baubewilligung müsste ca. sechs Jahre vorher erfolgen.^{1, 50} Das vom Parlament beschlossene Gesetz für die Aufhebung des Neubauverbots (indirekter Gegenvorschlag zur «Blackout-Initiative»)¹ verlangt, dass für die Erteilung der Rahmenbewilligung die Finanzierung des Neubaus gesichert sein muss. Dazu müsste bereits während dem Rahmenbewilligungsverfahren ein Angebot ausgewählt und entsprechend praktisch mit Beginn des Rahmenbewilligungsverfahrens eine Ausschreibung erfolgen, das heisst Anfang der 2030er Jahre.

Das **Szenario «Hoch»** geht davon aus, dass sich die gegenwärtigen Kosten ungefähr gleich entwickeln wie bisher, mit einem gewissen Rückgang des Anstiegs der Angebotskosten und der prozentualen Kostenüberschreitungen. Daraus werden die geschätzten Endkosten für den Bau abgeleitet. Dieses Szenario nimmt an, dass es kaum Fortschritte bei der Standardisierung gibt, die angestrebten Kostensenkungen durch Design-Vereinfachungen nicht wie gewünscht realisiert werden können und sich keine europaweiten Lieferketten etablieren, die auch von der Schweiz genutzt werden (können). Dies ist nicht als «Worst-case-Szenario» anzusehen, da externe Faktoren wie Unfälle oder geopolitische Spannungen zu unvorhersehbaren Verzögerungen und Kostensteigerungen führen können.

Das **Szenario «Tief»** rechnet mit einer Reduktion der Angebotskosten gegenüber heute aufgrund a) erwarteter Kostensenkungen durch die neuen Designs und/oder er-

wartetem Erfahrungsgewinn aus dem Bau weiterer Anlagen in Europa, die bis zum allfälligen Baubeginn in der Schweiz fertiggestellt sind; b) einer klaren Planung der ganzen Bauphase vor Baubeginn; c) geringen Kostenüberschreitungen dank nur geringfügigen Anpassungen im Design hinsichtlich Sicherheit oder aufgrund von Erfahrungen bei anderen Bauprojekten; und d) keinen unvorhergesehenen externen Ereignissen mit grossen Kostenfolgen.

Abbildung 2 zeigt zur Illustration die bisherige Entwicklung der Gesamtbaukosten (Angebots- und Endkosten) und illustriert die angenommene Entwicklung in den beiden Szenarien. Die entsprechenden geschätzten Endkosten liegen für den kleineren Reaktor von Westinghouse (AP1000) bei ca. 14 bzw. 25 Mrd. CHF, für den EPR/EPR2 bei ca. 21 bzw. 43 Mrd. CHF pro Reaktor. In Box 2 werden diese Szenarien noch mit Schätzwerten aus einigen anderen Arbeiten verglichen.

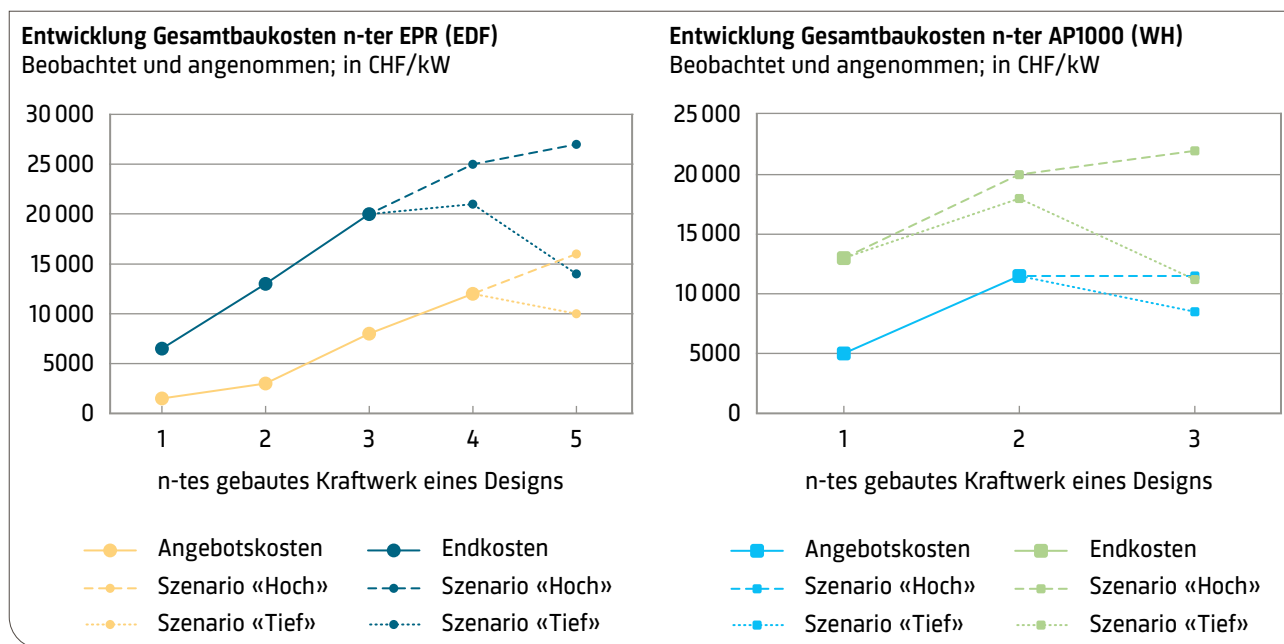


Abbildung 2: Bisherige Entwicklung der Gesamtbaukosten (Angebotskosten bei Vertragsabschluss und Endkosten nach Fertigstellung) und zwei Szenarien der angenommenen Entwicklung für den EPR von EDF/Framatome (links) und den AP1000 der Firma Westinghouse (rechts), jeweils in CHF pro kW Leistung (vergleiche Tabelle 2).

Box 2: Anderen Kostenstudien

Beim Vergleich mit anderen Kostenstudien ist zu beachten, dass die vorliegende Studie die Finanzierungskosten während der Bauzeit mit einbezieht, während die anderen nachfolgend erwähnten Arbeiten die reinen Baukosten betrachten. Die Werte in der vorliegenden Studie liegen deshalb grundsätzlich um 20–30 % höher.

Studie MIT:³⁷ Eine oft zitierte Studie aus der Kernforschung des Massachusetts Institute of Technology (MIT) von 2024 schätzt die Kosten für die nächste Offerte von AP1000-Reaktoren am selben Standort des bereits in Betrieb stehenden ersten Reaktors in Vogtle ab. Sie analysiert, wie viele Kosten aufgrund der Erfahrungen beim ersten Reaktorpaar eingespart werden können und berechnet so Kosten von ca. 9000 USD/kW. Diese Schätzung kann nur bedingt auf die Schweiz übertragen werden, weil da genau diese Erfahrungen und Vorkenntnisse fehlen. Wird dies berücksichtigt, so ergeben sich Gesamtbaukosten zwischen etwa 16 und 23 Mrd. CHF pro AP1000, also ein ähnlicher Bereich wie die Szenarien «Hoch» und «Tief» (Anhang 3).

Studie Axpo:⁴⁹ Eine Studie des Schweizer Stromkonzerns Axpo von 2026 kommt auf Kosten von 10 bis 12 Mrd. CHF für den Bau eines AP1000-Reaktors in der Schweiz. Die Schätzung basiert auf der MIT-Studie (oben) und rechnet mit einer weitgehenden Umsetzung der darin aufgeführten Kosteneinsparungen (durch die bereits bestehenden Erfahrungen) und erwartet nur sehr geringe Kostenüberschreitungen. Rechnet man die Finanzierungskosten dazu, entsprechen die Kosten ungefähr dem Szenario «Tief» in der vorliegenden Studie. Auch die Annahmen sind vergleichbar.

Monitoring-Studie BFE:⁴⁸ In der Monitoring-Studie des Bundesamts für Energie von 2024 werden die Kosten für einen KKW-Neubau in der Schweiz auf 4000 bis 7000 CHF/kW geschätzt. Diese Angaben wurden aus der Kostenstudie des Paul-Scherrer-Instituts von 2017⁵⁰ übernommen. Die Differenz zu den Schätzwerten in der vorliegenden Studie liegt möglicherweise vor allem daran, dass sie aus einer Zeit stammen, in der die Endkosten der bisherigen Projekte (Olkiluoto, Flamanville, Vogtle) noch nicht bekannt waren und der Bau in Hinkley Point gerade erst begonnen wurde. Sie entsprechen ungefähr dem damaligen Stand der Kostenschätzungen für die Projekte, die sich zu dieser Zeit im Bau befanden. Die tatsächlichen Endkosten waren dann aber deutlich höher.

Studie ETH/PSI:⁶ In einer Studie der ETH und des PSI von 2026, allerdings mit einer ganz anderen Fragestellung, wurde mit mehreren unterschiedlichen Modellen untersucht, unter welchen ökonomischen und politischen Bedingungen in einem kostenoptimierten Energieversorgungssystem in der Schweiz KKW gebaut würden. Unter der Bedingung, dass der Bau staatlich unterstützt würde, werden bei Baukosten (OCC) von 8000 CHF/kW nur in zwei von vier Modellen noch ca. 2 Gigawatt Kernkraft zugebaut, bei 12000 CHF/kW nur noch in einem der vier Modelle ca. 1 Gigawatt (entspricht einem KKW der Grösse von Gösgen). Bei den jeweils anderen Modellen wird kein neues Kernkraftwerk gebaut.

10 Finanzierungsmodelle in Europa und den USA

Die Finanzierungsmodelle in Europa und den USA sind je nach Land unterschiedlich. Es sind jedoch gewisse Muster zu erkennen:

- Die jeweils ersten Reaktoren der Generation III/III+ in Olkiluoto (EDF) und Vogtle 3/4 (Westinghouse) wurden mehrheitlich durch Konsortien von privaten Investoren finanziert, in Finnland getragen von Industrieunternehmen und Stromversorgern, in den USA hauptsächlich durch Stromversorger und unterschiedlich unterstützt von der öffentlichen Hand.
- Wie in Tabelle 3 ersichtlich, hat sich die Finanzierung mit der Zeit von privaten Investoren in Richtung wesentlicher staatlicher Unterstützung und Beteiligung verschoben.
- In Frankreich werden die KKW seit längerer Zeit ausschliesslich durch den heute vollständig im Staatsbesitz befindlichen Energieversorger Electricité de France (EDF) finanziert, gebaut und betrieben. In den meisten geplanten Projekten in Europa (Polen, Tschechien, Schweden, Niederlanden) übernimmt der Staat eine Hauptrolle, einerseits bei der Organisation und dem Betrieb, etwa durch eine staatliche Betreibergesellschaft (POL, CZE, NL), andererseits bei der Finanzierung, sei es als Mitinvestor, durch garantierte Abnahmepreise, zinslose oder zinsgünstige Darlehen oder Kreditgarantien. Teilweise sichert der Staat auch Risiken wie Kostenüberschreitungen oder die Abschaltung aus politischen Gründen ab.
- Private Investoren (z.B. Stromversorger) bzw. Kapitalgeber sind schwer zu finden, und wenn, dann meist nur mit staatlicher Risikoabsicherung.
- **Staatliche Kreditgarantien:** Der Staat versichert das Ausfallrisiko von Bank- oder sonstigen Krediten, die der Betreiber/Bauherr aufnimmt.
- **Staatliche Versicherung politischer Risiken:** Der Staat sieht eine Entschädigung für politische Risiken vor (z. B. bei Projektabbruch oder Stilllegung aufgrund politischer Entscheide).
- **Zweiweg-Abnahmepreisgarantie («contract for difference» CfD):** Ist ähnlich wie die **gleitende Marktpremie** in der Schweiz. Der Staat garantiert einen fixen Abnahmepreis: Liegt der durchschnittliche Marktpreis tiefer als der Fixpreis, zahlt der Staat dem Betreiber die Differenz, liegt der Marktpreis höher, zahlt der Betreiber dem Staat die Differenz. Der garantierte Abnahmepreis wurde bei den letzten Gesuchen zur KKW-Finanzierung in EU-Ländern von der EU-Kommission auf vierzig Jahre begrenzt (auf Basis der Regelung staatlicher Beihilfen; dies würde bei einem Stromabkommen Schweiz-EU wohl auch für die Schweiz gelten).

In praktisch allen Ländern wird eine Kombination von mehreren dieser Mechanismen angewandt. Am meisten verbreitet sind eine staatliche Investitionsbeteiligung (meist über eine staatseigene Betreiber-Gesellschaft wie in Frankreich, Polen, Tschechien und den Niederlanden sowie eine staatliche Preisgarantie (CfD)).

Bei einer staatlichen Betreibergesellschaft übernimmt der Staat praktisch die gesamten Finanzierungsrisiken. In den anderen Fällen wird das Risiko zwischen Staat und weiteren Investoren wie Stromversorgern (in der Schweiz zum Teil im Besitz der Kantone), KKW-Betreibern oder privaten Investoren aufgeteilt, je nach Modell in unterschiedlicher Weise.

Auch in der Schweiz würde es sehr wahrscheinlich staatliche Unterstützung brauchen.⁵ Die wichtigsten Finanzierungsmechanismen einer solchen Unterstützung, die in mehreren Ländern angewendet werden, sind:

- **Staatseigene Betreiberfirma:** Bau und Betrieb werden durch einen Staatsbetrieb oder eine staatseigene Gesellschaft (mit)finanziert, durchgeführt bzw. organisiert.
- **Staatliche Kostenbeteiligung:** Der Staat beteiligt sich an den Investitionskosten. Das ist ein ähnliches Prinzip wie die **Förderbeiträge als Einmalvergütung** in der Schweiz.
- **Staatliche Darlehen:** Der Staat stellt dem Betreiber/Bauherr ein zinsloses oder zinsgünstiges Darlehen für einen grossen Teil der Investition zur Verfügung.

In Sizewell C/GB wird das für die Nuklearindustrie zwar neue, aber in Grossbritannien für langlebige Infrastrukturen geschaffene «regulated asset base»-Modell (RAB) angewendet.^{51, 52, 53} Dabei zahlen die Stromkonsumenten während der Bauzeit einen Zuschlag auf die Stromkosten (geschätzt ungefähr 1 GBP pro Monat). Damit können einerseits die Gesamtbaukosten finanziert werden, andererseits können Investoren bereits während der Bauphase daraus eine Rendite erzielen. Damit sollen die Attraktivität für Investoren erhöht und die finanziellen Risiken gesenkt werden. Dieses Modell soll gemäss britischer Regierung die Stromkosten über die Lebensdauer des KKW deutlich verringern. Mit diesem Modell werden die Finanzierungskosten während der Bauphase und auch ein wesentlicher Anteil der Finanzierungsrisiken weitgehend den Stromkonsumierenden übertragen. Es kann im Prinzip als ein zinsloses Darlehen von diesen an die

Investoren betrachtet werden. Dessen «Rückzahlung» in Form erwarteter tieferer Strompreise beginnt allerdings erst nach Inbetriebnahme des KKW (nach ca. zehn Jahren oder auch mehr), ist sehr unsicher bzw. beinhaltet

einen Teil des Investitionsrisikos und kommt zu einem beträchtlichen Teil erst den kommenden Generationen zugute.

Tabelle 3: Verschiedene Finanzierungsmechanismen, die in Europa und den USA angewendet werden und ihr Einsatz in abgeschlossenen (FIN, FRA, USA), im Bau befindlichen (GB1) und geplanten Projekten (Rest). Die Projekte sind von links nach rechts in zeitlicher Reihenfolge des erfolgten bzw. geplanten Baubeginns (soweit bekannt) aufgeführt. (FIN: Olkiluoto 3; FRA: Flamanville 3; USA: Vogtle 3 und 4; GB1: Hinkley Point C1 und 2; GB2: Sizewell C1 und 2; POL: Lubjatowo-Kopalino; CZE: Dukovany; SWE: diverse Standorte; NL: Borssele)

Finanzierungsmodus	FIN ⁵	FRA ⁴	USA ^{34, 35}	GB1 ⁵⁴	GB2 ^{52, 53, 54}	POL ⁵⁵	CZE ⁵⁶	SWE ⁵⁷	NL ⁵⁸
Staatsbetrieb, staatliche Gesellschaft		X				X	X		X
Staatliche Investitionsbeteiligung					X	X	X		X
Staatliche Darlehen							X	X	X
Staatliche Kreditgarantien			X	X		X			
Staatliche Absicherung von (politischen) Risiken				X			X	X	
Staatliche Preisgarantien (CfD* 40 J.)				X		X	X	X	
Beitrag Exportrisikogarantie (von FRA)	X				X				
Stromkonsument (Aufpreis)			X		X				
Beteiligung Stromversorger	X		X						
Investitionsbeteiligung Baufirmen	X			X	X				
Bankenkredite	X								
Private Investoren	X		X		X	(X)		X	

*«contract for difference» (siehe Text S. 16)

11 Finanzielle Risiken für die öffentliche Hand

Aus den in Kapitel 10 genannten Formen der staatlichen Unterstützung ergeben sich entsprechende finanzielle Risiken für den Bund. Sie sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Risiken sind in allen Fällen abhängig davon, welchen Anteil an einem Risiko bzw. an einem Finanzbedarf der Staat übernimmt. In der Schweiz müsste dies über eine Gesetzesänderung geregelt werden.

Je nach Situation können aber auch Kantone oder im Kantons- oder Gemeindebesitz befindliche Firmen betroffen sein. So sind zwei der drei wahrscheinlich in Frage kommenden Betreiber eines KKW ganz (Axpo) oder teilweise (BKW) im Besitz von Kantonen. Damit wären die entsprechenden Kantone bzw. die öffentliche Hand bei einem Bau und/oder einer finanziellen Beteiligung durch diese Betreiber mindestens indirekt auch betroffen.

Tabelle 4: Finanzielle Risiken für den Staat, je nach Finanzierungsmodus, wobei meist mehrere Instrumente zusammen eingesetzt werden, um einen grossen Teil der Risiken abzudecken.

Finanzierungsmodus	Risiko
Bau und Betrieb durch Staatsbetrieb oder -gesellschaft	Alle finanziellen Risiken, die nicht durch private Investoren übernommen werden, liegen beim Staat bzw. der öffentlichen Hand.
Kostenbeteiligung beim Bau	Risiko von Zusatzkosten aufgrund von Mehrkosten und Bauzeitüberschreitung (abhängig von fixem Betrag oder prozentualem Anteil).
Darlehen	Müssen unter Umständen erhöht oder abgeschrieben werden, wenn die Anlage sonst nicht gebaut werden kann.
Kreditgarantien	Risiko des Kreditausfalls bei einem Konkurs (oder einer Schuldenrestrukturierung) des Kreditgebers, der Baufirma oder des Betreibers sowie bei einem Projektabbruch.
Abgeltung von politischen Risiken	Risiko einer Entschädigung bei einem «versicherten» Vorfall, z. B. wenn aufgrund politischer Entscheide trotz erteilter Bewilligung nicht gebaut werden kann oder trotz Einhaltung der Sicherheitsvorschriften abgestellt werden muss.
Preisgarantien (meist «contract for difference» CfD) ⁴	In Europa allgemein üblich sind heute CfDs mit Preisschwelle (vgl. Kapitel 10). Der Staat übernimmt sozusagen das Risiko tiefer Strompreise, kann aber bei hohen Strompreisen profitieren.
Versicherung bei grossen Unfällen (aktuelle Regel in der Schweiz)	Folgekosten bei Unfällen, die über die Versicherungssumme von 1,2 Mrd. EUR und den Beitrag von 300 Mio. EUR durch die Brüssel-Konventionsstaaten sowie danach die Zahlungsfähigkeit des Betreibers hinausgehen, werden vom Staat subsidiär übernommen.
Ohne EU-Stromabkommen: Bereitstellung Back-up-Produktionskapazitäten ¹	Ohne Integration in den europäischen Strommarkt bräuchte es Back-up-Produktionskapazitäten (so hoch wie die KKW-Leistung) für die Sicherung der Netzstabilität bei einem ungeplanten Ausfall eines KKW.

12 Quellenverzeichnis

1. Neu U, Markard J, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025) Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht. Swiss Academies Reports 20 (5). <https://akademien-schweiz.ch/news/neues-kernkraft-werk-in-der-schweiz-fruehestens-2050>
2. TA-SWISS (2026) Neue Nukleartechnologien – Eine Auslegung für das Schweizer Energiesystem (Arbeitstitel; wird Ende Oktober 2026 publiziert).
3. International Atomic Energy Agency (IAEA): PRIS-Datenbank. <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatistics-LandingPage.aspx>
4. Cour des comptes (2025) La Filière EPR: une dynamique nouvelle, des risques persistante. Rapport publique thématique. <https://www.vie-publique.fr/files/rapport/pdf/296839.pdf>
5. World Nuclear Association: Financing nuclear energy. <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy>
6. Bardow A et al. (2026) Kernkraft und das zukünftige Schweizer Energiesystem: Eine technisch-ökonomische Analyse basierend auf Modellresultaten, ETH Zürich. doi:10.3929/ethz-c-000801811
7. Lovering JR, Jip A, Nordhaus T (2016) Historical construction costs of global nuclear power reactors. Energy Policy, 91, 371–382. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.011>
8. Liu S, He G, Qiu M, Kammen DM (2025) China reins in the spiralling construction costs of nuclear power – what can other countries learn? Nature, 643, 1186–1188. <https://doi.org/10.1038/d41586-025-02341-z>
9. Malhotra A, Schmidt TS (2020) Accelerating Low-Carbon Innovation. Joule, 4(11), P2259–2267. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.09.004>
10. Deutsche Wirtschafts Nachrichten (2026) China und Russland bauen Atomkraft weiter aus. <https://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/718755/kernenergie-china-und-russland-bauen-atomkraft-weiter-aus>
11. World Nuclear Association: Country profiles – China nuclear power. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power>
12. South China Morning Post (2018) CGN Power's latest project delay deals another blow to China's nuclear energy ambition. <https://web.archive.org/web/20180712092859/> <https://www.scmp.com/business/companies/article/2126529/cgn-powers-latest-project-delay-deals-another-blow-chinas-nuclear>
13. World Nuclear Association: Economics of Nuclear Power. <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>
14. Eash-Gates PE et al. (2020) Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design. Joule 4(11), 2348–2373. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.10.001>
15. National Academy of Engineering (2020) Managing Drivers of Cost in the Construction of Nuclear Plants. <https://www.nae.edu/239360/Managing-Drivers-of-Cost-in-the-Construction-of-Nuclear-Plants>
16. World Nuclear Industry Status Report 2025 (2025). A Mycle Schneider Consulting Project, Paris. <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2025-v2.pdf> (S.59)
17. Westinghousenuclear (2025) Westinghouse Announces Global Settlement Agreement with KEPCO and KHNP. <https://info.westinghousenuclear.com/news/westinghouse-announces-global-settlement-agreement-with-kepcos-and-khnp>
18. Kepco Australia (2025) KEPCO and KHNP Strengthen Global Cooperation with Westinghouse. <https://www.kepcoaustralia.com/news-global-cooperation-with-westinghouse>
19. Korea Times (2025) A 50-year nuclear shackle. <https://www.koreatimes.co.kr/opinion/editorial/20250820/ed-a-50-year-nuclear-shackle>
20. Central European Times (2025) KHNP pulls Polish nuclear plans, clearing way for US. <https://centraleuropeantimes.com/khnp-withdraws-from-polish-nuclear-projects-clears-way-for-us-2/#>
21. Heikkilä L (2025) Effects of Regulatory Differences on Nuclear Power Plant Construction Costs and Schedules. Aalto University School of Science. <https://aaltooc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/ea8cfba5-07e9-42ba-963c-0cfdc0fbb3f2/content#:~>
22. World Nuclear Association (2026) Kashiwazaki-Kariwa 6 resumes commercial operation. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/kashiwazaki-kariwa-6-resumes-commercial-operation>
23. Nuklearforum Schweiz (2025) Strategische Allianz zur weltweiten Verbreitung des SMR BWRX-300. <https://www.nuklearforum.ch/de/news/strategische-allianz-zur-weltweiten-verbreitung-des-smr-bwr-300/>
24. World Nuclear Association (2026) Nuclear Power in Czech Republic. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/czech-republic>
25. DW.com (2022) UK removes China from Sizewell C nuclear plant amid tensions. <https://www.dw.com/en/uk-removes-china-from-sizewell-c-nuclear-plant-amid-tensions/a-63926813>
26. Nuklearforum Schweiz (2017) USA: Bau von Virgil C. Summer-2 und -3 gestoppt. <https://www.nuklearforum.ch/de/news/usa-bau-von-virgil-c-summer-2-und-3-gestoppt>
27. Lang PA (2027) Nuclear Power Learning and Deployment Rates; Disruption and Global Benefits Forgone. Energies, 10(12), 2169. <https://doi.org/10.3390/en1012169>
28. Grubler A (2009) An assessment of the costs of the French nuclear PWR program 1970–2000. International Institute for Applied Systems Analysis, Interim Report IR-09-036, Laxenburg, Austria. <https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/9116/1/IR-09-036.pdf>
29. OECD Nuclear Energy Agency (2020) Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders. OECD 2020 NEA No. 7530. <https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf> (Fig. 25, S. 67)
30. The Guardian (2026) Hinkley Point C nuclear plant delayed to 2030 as costs climb to £35bn. <https://www.theguardian.com/uk-news/2026/feb/20/hinkley-point-c-delayed-to-2030-as-costs-climb-to-35bn>
31. Construction Wave (2026) Hinkley Point C costs approach £49bn as project faces M&E delays. <https://constructionwave.co.uk/2026/02/23/hinkley-point-c-costs-approach-49bn-as-project-faces-me-delays/>
32. Sizewell C (2023) Sizewell C ESG brochure. <https://www.sizewellc.com/wp-content/uploads/2023/03/2022-szc-esg-brochure.pdf>
33. Sizewell C (2025) Final Investment Decision reached for Sizewell C – the biggest British clean energy project in a generation. <https://www.sizewellc.com/news-views/final-investment-decision-reached-for-sizewell-c-the-biggest-british-clean-energy-project-in-a-generation>

34. U.S. Energy Information Administration (2024) Plant Vogtle Unit 4 begins commercial operation. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61963#>
35. AP news (2023) Georgia nuclear rebirth arrives 7 years late, \$17B over cost. <https://apnews.com/article/georgia-nuclear-power-plant-vogtle-rates-costs-75c7a413cda3935d-d551be9115e88a64>
36. Allen RW (2024) Plant Vogtle Unit 4 enters full operation, now serving customers. <https://allen.house.gov/news/document-single.aspx?DocumentID=6267>
37. Shirvan K (2024) 2024 Total Cost Projection of Next AP1000. Massachusetts Institute of Technology, MIT-ANP-TR-201, July 2024. <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP201%20TR%20CANES.pdf>
38. World Nuclear Association (2026) President signs bill on funding for Polish nuclear power plant. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/president-signs-bill-on-funding-for-polish-nuclear-power-plant>
39. Construction Briefing (2025) US aims to build \$80bn worth of new nuclear power plants. <https://www.constructionbriefing.com/news/us-aims-to-build-80bn-worth-of-new-nuclear-power-plants/8087836.article>
40. Sovacool BK, Ryu H (2025) Beyond economies of scale: Learning from construction cost overrun risks and time delays in global energy infrastructure projects. *Energy Research & Social Science*, 123, 104057. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629625001380>
41. Eash-Gates PE et al. (2020) Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design. *Joule* 4(11), 2348–2373. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.10.001>
42. CNBC (2025) Westinghouse sees path to building cheaper nuclear plants after costly past. <https://www.cnbc.com/2025/02/23/westinghouse-sees-path-to-building-big-nuclear-reactors-more-cheaply.html>
43. Debat Public (2025) Comparaison entre l'EPR et l'EPR2 en termes de Sureté et Sécurité. <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2025-01/CA78-ULCO-Comparaison-entre-l-EPR-et-l-EPR2-en-termes-de-Surete-et-Securite.pdf>
44. Nuclear Engineering International (2026) Westinghouse updates AP1000 certification. <https://www.neimagazine.com/news/westinghouse-updates-ap1000-certification>
45. International Atomic Energy Agency IAEA (2020) The EPR 2 for a low-carbon electricity. <https://inis.iaea.org/records/3nq02-eaq14>
46. Electricité de France EDF (2025) EDF shares its forecasted cost estimate of the EPR2 programme for €72.8bn. <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>
47. Kernenergiegesetz Schweiz (Stand 1.4.2025) Art. 4 Abs. 3 und Art. 22 Abs.2 Bst g. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2004/723/de>
48. Manera A, Pautz A (eds.), Bauer C, Williams T, Krepel J, Mikityuk K, Schwarz G, Theiler C, Fasoli A, Schlatter C, Sedlak K (2024) Technology Monitoring of Nuclear Energy. PSI, ETHZ, EPFL, Paul Scherrer Institut, Villigen PSI, Switzerland. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZW4vcHVib-GlJYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTE4Mzg=.html>
49. Axpo (2026) Axpo Energy Reports Kernenergie. <https://www.axpo.com/ch/de/wissen/energy-reports/energy-report-kern.html>
50. Bauer C, Hirschberg S et al. (2017) Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. Bundesamt für Energie BFE, Bern. <https://www.psi.ch/sites/default/files/import/ta/PublicationTab/Final-Report-BFE-Project.pdf>
51. Business Wise Solutions (2025) Nuclear Regulated Asset Base (RAB): What you need to know. <https://www.businesswisesolutions.co.uk/2025/08/26/nuclear-regulated-asset-base-rab-what-you-need-to-know>
52. UK Department for Energy Security and Net Zero (2025) Sizewell C: Regulated Asset Base (RAB). <https://www.gov.uk/government/publications/sizewell-c-regulated-asset-base-rab>
53. UK Department for Energy Security and Net Zero (2025) Sizewell C gets green light with final investment decision. <https://www.gov.uk/government/news/sizewell-c-gets-green-light-with-final-investment-decision>
54. Europäische Kommission (2014) Beschluss (EU) 2015/658 der Kommission vom 8. Oktober 2014 über die vom Vereinigten Königreich geplante staatliche Beihilfe SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TEXT/PDF/?uri=CELEX:32015D0658&from=EL>
55. World Nuclear Association (2026) Nuclear Power in Poland. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland>
56. Europäische Kommission (2025) Commission opens in-depth State aid investigation into Czech support to two new nuclear units in Dukovany. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_25_3139
57. Government Offices of Sweden (2025) How the support model for financing new nuclear energy works. <https://www.government.se/government-policy/nuclear-financing/how-the-support-model-for-financing-new-nuclear-energy-works>
58. World Nuclear Association (2026) Nuclear Power in the Netherlands. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands>
59. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2023) Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor. <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>
60. Neutronbytes.com (2025) UK Government Taps Rolls-Royce for Three SMRs at Wylfa. <https://neutronbytes.com/2025/11/16/uk-govt-taps-rolls-royce-for-three-480-mw-pwrs-at-wylfa/>
61. World Nuclear Association (2026) Contract signed for delivery of UK's first SMRs. *World Nuclear News* 13 April 2026. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/contract-signed-for-delivery-of-uks-first-smrs>
62. Reuters (2026) Planned SMR nuclear power plant to cost \$6–7 billion, Romanian PM says. <https://www.reuters.com/business/energy/planned-smr-nuclear-power-plant-cost-6-7-billion-romanian-pm-says-2026-02-13>
63. World Nuclear Association (2025) Canada's first SMR project: How is CAD20.9 billion cost calculated? *World Nuclear News*, 23 May 2025. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/what-is-the-budget-for-canadas-first-smr-project>
64. Community Nuclear Power (2026) Community Nuclear Power announces the UK's first SMR project. <https://www.communitynuclearpower.com/blog/community-nuclear-power-announces-the-uks-first-smr-project>
65. CNBC (2023) Westinghouse announces a new small nuclear reactor – a notable step in the industry's efforts to remake itself. <https://www.cnbc.com/2023/05/04/westinghouse-announces-a-small-nuclear-reactor.html>

13 Anhänge

13.1 Projekte zu kleinen Reaktoren («Small Modular Reactors», SMR; Stand Juni 2026)

Von den kleinen modularen Reaktoren der Generation III/III+, das heisst mit der grundsätzlich gleichen Technologie mit Wasserkühlung wie die grossen Reaktoren, gibt es einen in Betrieb stehenden Prototypen in Russland. Zusätzlich ist ein gasgekühlter SMR der Generation IV in China in Betrieb. In anderen Ländern, auch in Europa und Nordamerika, befinden sich SMR von zahlreichen Firmen in Entwicklung. Mit dem Bau des am weitesten fortgeschrittenen Reaktors von NuScale wurde vor einigen Jahren in den USA begonnen. Das Projekt wurde jedoch wegen Kostenüberschreitungen und mangelnder Rentabilität abgebrochen.⁵⁹ Vor kurzem wurde mit dem Bau des Prototyps von GE-Hitachi in Kanada begonnen.

Einige weitere Projekte sind ebenfalls relativ weit fortgeschritten, mit dem Bau der Prototypen wurde aber noch nicht begonnen.

Tabelle 5 fasst den Projektstand und die aktuell (Stand Juni 2026) geschätzten Kosten der vier am weitesten entwickelten Designs von wassergekühlten SMR ausserhalb von China und Russland zusammen.

Erfahrungen zu Bauzeit und -kosten in Europa und den USA sind noch kaum vorhanden. Zurzeit entwickelt eine grosse Zahl von Firmen unabhängig ihr eigenes Design. Eine möglichst breite Standardisierung des Designs oder wenigstens die Konzentration auf nur wenige Designs gibt es bisher nicht.

Tabelle 5: Projektstand und geschätzte Kosten (Stand Juni 2026) der am weitesten entwickelten Designs von wassergekühlten kleinen modularen Reaktoren (SMR) ausserhalb von China und Russland.

Design	Projektstand	Publizierte Kostenschätzungen
Rolls Royce SMR (470 MW)	Drei Einheiten in Wylfa/GB; Bau noch nicht begonnen, vorgesehene Inbetriebnahme Anfang 2030er Jahre.	Noch nicht definiert ^{60, 61}
NuScale US-460 (77 MW)	Das Projekt für den ersten Prototyp in Idaho wurde aufgrund zu hoher Kostensteigerungen vor Baubeginn abgebrochen; ⁵⁹ Projekt für eine Anlage in Rumänien, ⁶² mit Inbetriebnahme stufenweise nach 2030.	11 500 CHF/kW
GE-Hitachi BWRX-300 (300 MW)	Vier Einheiten in Darlington/Kanada. Bau der ersten Einheit hat begonnen und soll bis 2030 in Betrieb genommen werden, alle weiteren folgen nach Fertigstellung des ersten; (ein weiteres Projekt existiert in Clinch River/USA).	11 800 CHF ₂₀₂₄ /kW für erste Einheit; 9 500 CHF/kW pro Einheit für die letzten drei ⁶³ (vorläufige Schätzung)
Westinghouse AP-300 (300 MW)	Projekt für vier Einheiten mit Community Nuclear Power in North Tees/GB, privat finanziert, ⁶⁴ erste Inbetriebnahme könnte 2033 sein.	Für Prototypen noch nicht bekannt (angestrebte Kosten bei Serienproduktion 2 700 CHF/kW ⁶⁵)

13.2 Originalangaben zu Tabelle 1

Tabelle 6: Erfahrungswerte zu Bauzeiten und Gesamtbaukosten bei EDF und Westinghouse (Originalangaben zu Tabelle 1)

Anlage (Anzahl Reaktoren)	Inbetriebnahme	Bauzeit geplant (Jahre)	Bauzeit effektiv (Jahre)	Baukosten geplant pro Reaktor	Baukosten effektiv (ohne/inkl. Kapitalkosten) pro Reaktor
EDF «EPR»					
Taishan/CHI (2)	12-18/09-19	4	9,1/9,5		
Olkiluoto/FIN (1) 1575 MW	05-23	4	17,9	2,3 Mrd. EUR ₂₀₂₃	9,5 Mrd. EUR ₂₀₂₃ /k.A.
Flamanville/FRA (1) 1630 MW	12-24	5	17,0	4 Mrd. EUR ₂₀₂₃	19,3/23,3 Mrd. EUR ₂₀₂₃
Hinkley Point/GB (2) 1630 MW	Im Bau	8		12 Mrd. GBP ₂₀₂₅	Ca. 25 Mrd. GBP ₂₀₂₅ /k.A.
Sizewell C (2)	Geplant	(Mitte bis Ende der 2030er Jahre)		19 Mrd. GBP ₂₀₂₄	
Westinghouse «AP1000»					
Hajyang/CHI (2)	10-18/01-19	4	9,1/8,7		
Sanmen/CHI (2)	09-18/11-18	4	9,5/8,9		
Vogtle/USA (2) 1117 MW	07-23/04-24	4	10,4/10,5	7 Mrd. USD	K.A./17,5 Mrd. USD
Lubjatoowo-Kopalino/POL (3) 1250 MW	Geplant	8		64 Mrd. PLN	

13.3 Kommentar zur Übertragbarkeit der Kostenstudie aus dem MIT für die Schweiz

Eine Studie eines Professors der Kernforschung am Massachusetts Institute of Technology (MIT)³⁷ analysierte die Kosten und die Gründe für die beobachteten Kostenüberschreitungen der bereits gebauten AP1000-Reaktoren in Vogtle (USA) und schätzt die möglichen Kostenreduktionen für die nächste Offerte von AP1000-Reaktoren am selben Standort ab. Die Studie berechnet dafür Kosten von 8300 USD₂₀₂₄/kW. Dies entspricht einer Reduktion von 6700 USD/kW gegenüber dem ersten Paar. Darin eingerechnet sind Einsparungen von ca. 3000 USD/kW aufgrund a) der bereits etablierten Beschaffung und b) der Erfahrung des Personals aus dem ersten Bau sowie c) eines konsistenten Rechtsrahmens und des standardisierten (unveränderten) Designs des ersten Reaktorpaars. Diese Einsparungen würden für die Schweiz kaum zutreffen. Dazu kommen Einsparungen von 3200 USD/kW, sofern keine Anpassungen des Designs (z.B. durch zusätzliche Anforderungen des ENSI) während der Bauphase erfolgen, ein komplettes Design und eine vollständige Planung vor

Baubeginn vorliegt und letztere auch umgesetzt werden kann sowie zwei Reaktoren am selben Standort gebaut werden. Dies ist alles für die Schweiz theoretisch möglich, aber nicht garantiert. Verzichtet man auf die für die Schweiz kaum zutreffenden Abzüge (a, b und c), so ergeben sich, mit den unsicheren Abzügen als Schwankungsbereich, Kosten zwischen 11 300 und 14 200 USD/kW. Unter der Annahme, dass in der Schweiz an einem bestehenden KKW-Standort gebaut wird und die Finanzierungskosten ähnlich hoch sind wie bei den fertiggestellten Reaktoren in Vogtle (Faktor von ca. 1,2), ergeben sich daraus totale Gesamtbaukosten von umgerechnet zwischen ca. 11 000 bis 14 000 CHF/kW für ein nächstes Paar AP1000. Nicht berücksichtigt sind dabei die gegenüber den USA höheren Arbeits- und Materialkosten in der Schweiz. Unter der Annahme einer relativ geringen Kostenüberschreitung verglichen mit den bisherigen Projekten (bzw. einer entsprechenden Reserve) von 15 bzw. 30 % ergeben sich letztlich Gesamtbaukosten im Bereich zwischen ca. 16 und 23 Mrd. CHF pro AP1000-Reaktor. Diese Werte liegen in einem ähnlichen Bereich wie die beiden Kostenszenarien dieses Berichts.

Wer sind wir?

Die **Akademien der Wissenschaften Schweiz** sind ein Verbund der vier wissenschaftlichen Akademien der Schweiz: der Akademie der Naturwissenschaften Schweiz (SCNAT), der Schweizerischen Akademie der Geistes- und Sozialwissenschaften (SAGW), der Schweizerischen Akademie der Medizinischen Wissenschaften (SAMW) und der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW). Sie umfassen nebst den vier Akademien die Kompetenzzentren TA-SWISS und Science et Cité sowie weitere wissenschaftliche Netzwerke. Der wissenschaftliche Nachwuchs organisiert sich in der Jungen Akademie Schweiz. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz vernetzen die Wissenschaften regional, national und international. Sie vertreten die Wissenschaftsgemeinschaften disziplinär, interdisziplinär und unabhängig von Institutionen und Fächern. Ihr Netzwerk ist langfristig orientiert und der wissenschaftlichen Exzellenz verpflichtet. Sie beraten Politik und Gesellschaft in wissenschaftsbasierten und gesellschaftsrelevanten Fragen.

Die **Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz** fördert und koordiniert die Diskussion und den Wissensaustausch zu den Themen Energie und nachhaltige Nutzung von Ressourcen innerhalb der Forschungsgemeinschaft und pflegt den Dialog mit Politik und Gesellschaft. Sie sucht die Zusammenarbeit mit Schweizer Hochschulen und Fachhochschulen und unterhält ein Netzwerk der Schweizer Forschungsgemeinschaft zum Thema Energie.

