Sachdokumentation:

Signatur: DS 5872

Permalink: www.sachdokumentation.ch/bestand/ds/5872

Nutzungsbestimmungen

Dieses elektronische Dokument wird vom Schweizerischen Sozialarchiv zur Verfügung gestellt. Es kann in der angebotenen Form für den Eigengebrauch reproduziert und genutzt werden (private Verwendung, inkl. Lehre und Forschung). Für das Einhalten der urheberrechtlichen Bestimmungen ist der/die Nutzer/in verantwortlich. Jede Verwendung muss mit einem Quellennachweis versehen sein.

Zitierweise für graue Literatur

Elektronische Broschüren und Flugschriften (DS) aus den Dossiers der Sachdokumentation des Sozialarchivs werden gemäss den üblichen Zitierrichtlinien für wissenschaftliche Literatur wenn möglich einzeln zitiert. Es ist jedoch sinnvoll, die verwendeten thematischen Dossiers ebenfalls zu zitieren. Anzugeben sind demnach die Signatur des einzelnen Dokuments sowie das zugehörige Dossier.

avenir suisse:

Die Kernfrage

Was Energie aus Kernkraft kostet – und welche Rolle der Staat dabei spielt

Christoph Eisenring

Auf einen Blick

Warum ist das wichtig?

Die alten Kernkraftwerke gehen langsam vom Netz, und die Nachfrage nach Strom steigt. Diese Lücke gilt es zu schliessen. Ob neue Kernkraftwerke hier einen sinnvollen Beitrag leisten können, ist umstritten.

Was zeigen die Fakten?

Ein neues Kernkraftwerk in der Grösse von Gösgen dürfte 10 bis 15 Mrd. Fr. kosten. Bei einer ganzheitlichen Betrachtung zeigt sich: Kernenergie kostet ähnlich viel wie Strom aus grossen Solaranlagen und weniger als jener kleiner Dachanlagen.

Was folgt daraus?

Neue Kernkraftwerke haben in der heutigen Subventionslandschaft einen schweren Stand. Sie sind ökonomisch nur realisierbar, wenn die Verfahren gestrafft und berechenbarer werden sowie das Risiko von nachträglichen politischen Eingriffen eingedämmt wird.

Inhalt

1. Was kostet ein neues Kernkraftwerk?
Seite 2

2. Wie viel kostet Strom aus einem neuen Kernkraftwerk?
Seite 4

3. Ist Solarstrom billiger als Kernenergie?
Seite 6

4. Welche Rolle kommt dem Staat zu?
Seite 8

5. Fazit: Fünf Voraussetzungen für neue Kernkraft
Seite 11

Anhang: Berechnung der Gestehungskosten
Seite 13

Analyse | 10.2026

Worum es geht

Die Schweiz wird bis 2050 deutlich mehr Strom brauchen, wenn immer mehr E-Autos auf unseren Strassen fahren, Wärmepumpen unsere Häuser heizen und Datencenter gebaut werden. Während die alten Kernkraftwerke in den nächsten Jahrzehnten vom Netz gehen werden, könnten neue Kernkraftwerke (KKW) dazu beitragen, die steigende Nachfrage zu bedienen. Vor diesem Hintergrund beantwortet diese Analyse vier Fragen:

- Was kostet ein neues Kernkraftwerk? (Kapitel 1)
- Wie viel kostet Strom aus einem neuen Kernkraftwerk? (Kapitel 2)
- Wie vergleichen sich die Kosten von Kernenergie mit Solar- und Windstrom? (Kapitel 3)
- Welche Rolle soll dem Staat bei der Kernenergie zukommen? (Kapitel 4)

1. Was kostet ein neues Kernkraftwerk

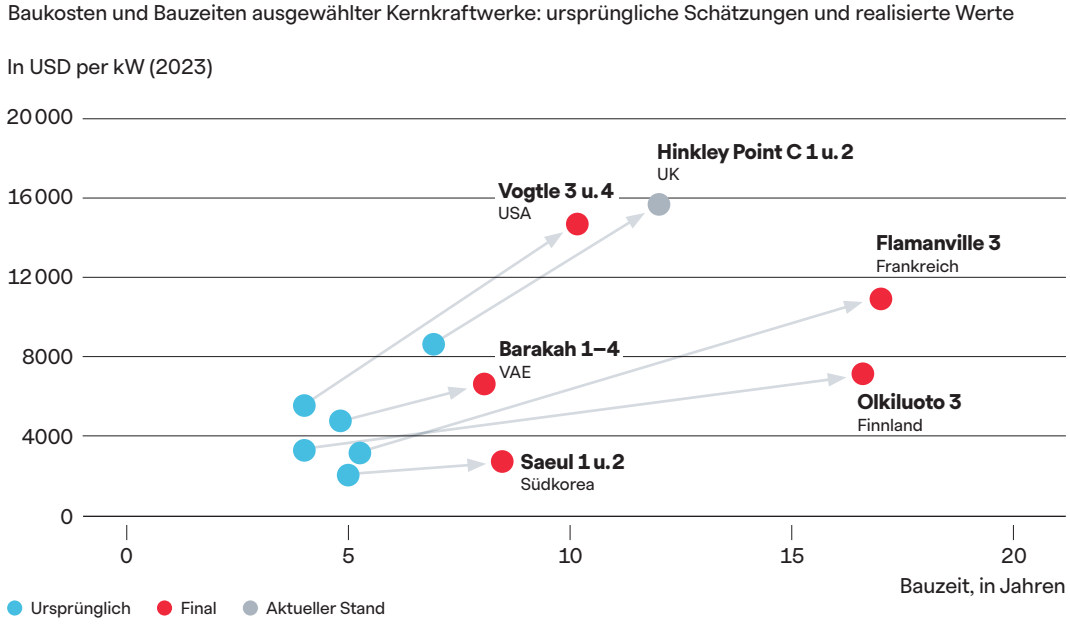
In einem ersten Schritt wird berechnet, was ein neues KKW kostet. Anschliessend werden diese Kosten auf die produzierte Strommenge umgelegt. So ergeben sich die Gestehungskosten, also die Kosten je produzierte Megawattstunde Strom. Diese sind relevant, um die Kosten von Kernenergie mit Strom aus anderen Technologien vergleichen zu können.

Für die Kosten eines neuen KKW sind vor allem zwei Faktoren ausschlaggebend:

01 **Die reinen Baukosten:** Um diese Kosten zu berechnen, wird angenommen, dass ein Kernkraftwerk «über Nacht» gebaut wird. Entsprechend heisst diese Komponente in der Fachsprache «Overnight Capital Cost» (OCC).

Die Bandbreite realisierter OCC bei westlichen Projekten ist gross. Laut der Internationalen Energieagentur (IEA, 2025) lagen diese bei vier Projekten in Europa und den USA zwischen 7200 $ je Kilowatt (kW) (Olkiluoto 3 in Finnland) und voraussichtlich über 16 000 $/kW (Hinkley Point C in Grossbritannien). In anderen Weltgegenden wird dagegen deutlich günstiger gebaut: So lagen die Aufwendungen für vier Reaktorblöcke in den Vereinigten

Abbildung 1: Massive Kosten- und Zeitüberschreitungen beim Bau neuer KKW im Westen
In Europa und den USA fehlt es beim Bau von KKW an Know-how und Routine. In anderen Weltgegenden geht es rascher und günstiger.



Quelle: Internationale Energieagentur (IEA)

Kernkraft bindet über zehn Jahre viel Kapital, bevor der erste Franken Ertrag fliesst.

Arabischen Emiraten bei 6500 $/kW und für zwei Reaktorblöcke in Südkorea sogar nur bei 2700 $/kW (vgl. Abbildung 1).

Annahme Grundmodell: 8000 Fr./kW, entsprechend 8 Mrd. Fr. für einen Reaktor mit 1000 Megawatt Leistung (1 MW = 1000 kW). Dies entspricht der Grösse des KKW Gösgen. Auch eine Studie von ETH/PSI macht diese Annahme (Bardow et al., 2026). Der Durchschnitt der jüngsten vier Projekte im Westen beträgt allerdings über 10 000 Fr./kW. In unserem Wert steckt also die Annahme, dass im Westen bis zum Baustart in der Schweiz mehrere Projekte gebaut werden und man aus den Erfahrungen lernt.

02 **Die Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC):** Es handelt sich um die von den Eigen- und Fremdkapitalgebern verlangte Rendite. Bei einer privatwirtschaftlichen Finanzierung würden Investoren für KKW-Neubauten wohl eine hohe Risikoprämie verlangen. Kernkraft bindet viel Kapital über einen Zeithorizont von zehn Jahren und mehr, bevor der erste Franken Ertrag fliesst. Dazu kommen die Kosten- und Terminüberschreitungen bei den jüngsten Neubauten im Westen (vgl. Abbildung 1) sowie besonders auch politische Unwägbarkeiten.

Annahme Grundmodell: 8 % realer WACC. Prognos (2011) rechnet für neue Schweizer Kernkraftwerke mit einer realen Rendite von 9 % auf Eigen- und 6 % auf Fremdkapital, was bei Anteilen von je 50 % Eigen- und Fremdkapital einen WACC von 7,5 % ergibt. Die höhere Rendite auf Eigenkapital hat damit zu tun, dass die Eigenkapitalgeber Verluste zuerst tragen. Erst wenn das Eigenkapital aufgezehrt ist, erleiden auch die Fremdkapitalgeber Verluste. Das Massachusetts Institute of Technology geht von einem realen WACC von 7 % aus (Shirvan, 2024); die bereits erwähnte Studie von ETH/PSI rechnet mit 8 %.

Damit lässt sich beziffern, was ein neues KKW mit einer Leistung von 1000 MW im Grundmodell kostet. Zu den 8 Mrd. Fr. reinen Baukosten kommen Finanzierungskosten während der angenommenen Bauphase von 10 Jahren von rund 4 Mrd. Fr. Zusammen sind das 12 Mrd. Fr. für ein KKW der Grösse von Gösgen. Diese 12 Mrd. Fr. müssen dann über den Verkauf von Strom während der nächsten 60 Jahre wieder verdient werden.

Wenn die reinen Baukosten bei 10 000 Fr./kW liegen, wie das bei westlichen Projekten jüngst der Fall war, sind es 10 Mrd. Fr. Baukosten plus 5 Mrd. Fr. Finanzierungskosten während des Baus – zusammen also 15 Mrd. Franken.

Für Aufregung hatte kürzlich eine Analyse der Akademien der Wissenschaften Schweiz gesorgt, die die Kosten eines neuen KKW auf 14 bis 43 Mrd. Fr. veranschlagte (Akademien der Wissenschaften Schweiz, 2026). In den Medien fand vor allem der Höchstwert Beachtung. Dieser betrifft allerdings einen Reaktor von 1630 MW, also deutlich grösser als Gösgen, und unterstellt hohe Kostenüberschreitungen, was von diversen Experten kritisiert wurde (z. B. Schwarz, 2026).

Unsere Schätzung liegt im Bereich der Axpo Energy Reports, die für ein Kraftwerk mit 1000 MW Kosten von 8 bis 12 Mrd. Fr. veranschlagen, sowie einer Studie von BAK Economics (2026) mit 11 Mrd. Fr. Beide Studien rechnen jedoch mit einem WACC von 5 %, weil sie von staatlichen Finanzierungshilfen ausgehen. Dieser Frage wenden wir uns in Kapitel 4 zu.

2. Wie viel kostet Strom aus einem neuen Kernkraftwerk?

Um aus den Kosten eines KKW die Gestehungskosten für Strom zu berechnen, braucht es zusätzliche Annahmen zur Auslastung, Laufzeit, den variablen und fixen Betriebskosten sowie zu den Kosten für Uran. Sie finden sich im Anhang am Schluss der Analyse. In unserem Grundszenario betragen die Gestehungskosten demnach 172 Fr. je Megawattstunde (1 MWh = 1000 Kilowattstunden, kWh).

Das ist angesichts eines Börsenstrompreises von 97 Fr./MWh im Jahr 2025 ein hoher Wert. An den Terminmärkten liegen die Preise für die nächsten fünf Jahre bei 150 bis 70 Fr./MWh, mit abnehmender Tendenz. Wie erwähnt, liegen den geschätzten Gestehungskosten aber verschiedene Annahmen zugrunde. Um zu sehen, was die zentralen Treiber sind, wurden die Gestehungskosten für mehrere Szenarien berechnet.

Die Tabelle zeigt, dass die Finanzierungs- und Baukosten die Gestehungskosten von Kernenergie massgeblich prägen. Entscheidend ist deshalb, ob und wie sich diese beiden Grössen steuern lassen:

01 **Finanzierungskosten senken.** Wenn der Kapitalkostensatz von 8 % auf 5 % sinkt, reduzieren sich die während der Bauzeit anfallenden Zinskosten gegenüber dem Basisszenario um 1,7 Mrd. Fr. Ein KKW mit der Leistung von Gösgen würde dann noch gut 10 Mrd. Fr. kosten.

Damit müssten während des Betriebs entsprechend weniger Kosten amortisiert werden. Die Gestehungskosten für Strom würden um einen Drittel fallen: von 172 auf 114 Fr./MWh. Damit rückte Kernenergie in die Nähe des Börsenstrompreises von 97 Fr./MWh. im Jahr 2025.

Bei einem Kernkraftwerk sind die Risiken über die Zeit sehr ungleich verteilt. In der Bauphase sind sie wegen allfälliger Verzögerungen und Kostenüberschreitungen höher als nach Aufnahme des Betriebs. Ein einheitlicher Satz über die ganze Zeit unterstellt implizit, dass das Risiko über 70 Jahre gleichbleibt. Man könnte stattdessen für die Bauphase mit 8 % und in der Betriebsphase mit 5 % rechnen. In diesem Fall betragen die Gestehungskosten noch 127 Fr./MWh.

Tabelle 1: Was den Preis von Strom aus Kernkraft bestimmt
Je niedriger die Finanzierungs- und Baukosten sind, desto konkurrenzfähiger ist Strom aus Kernenergie. Verzögerungen bei Bewilligung und Bau treiben die Gestehungskosten hingegen in die Höhe.

Szenario	Variation	Gestehungskosten (Fr./MWh)
Basisszenario: OCC Fr. 8000/kW · WACC 8 % · 10 Jahre Bauzeit · Auslastung 85 % · 60 Jahre Laufzeit · gleichmässige Investitionsverteilung	—	172
Tiefe Finanzierungskosten	5 % statt 8 % WACC	114
Finanzierungskosten nach Phasen	WACC 8 % für Bauzeit, 5 % für Betrieb	127
Tiefe Baukosten	6000 statt 8000 Fr./kW	132
Tiefe Baukosten, tiefe Finanzierungskosten	6000 Fr./kW und 5 % WACC	89
Hohe Baukosten	10 000 statt 8000 Fr./kW	211
Lange Bauzeit	15 statt 10 Jahre Bauzeit	204
«Flamanville»	10 000 Fr./kW und 17 Jahre Bauzeit	272

Quelle: Eigene Berechnungen

02 **Baukosten begrenzen.** Der zweite grosse Hebel sind die reinen Baukosten. Liessen sie sich auf 6000 Fr./kW senken, fielen die Gestehungskosten von 172 auf 132 Fr./MWh. In Kombination mit einem WACC von 5 % lägen sie bei 89 Fr./MWh. Unter diesen Bedingungen wäre Strom aus neuen KKW günstig.

Umgekehrt schlagen hohe Baukosten ins Kontor: Bei Baukosten von 10 000 Fr./kW steigen die Gestehungskosten auf 211 Fr./MWh. Kommt dazu noch eine Bauzeit von 17 Jahren wie im Fall des französischen KKW Flamanville 3, stehen sogar 272 Fr./MWh zu Buche.

Ein Kernkraftwerk ist viel anspruchsvoller zu bauen als etwa ein Gaskraftwerk. Die enormen Kosten- und Terminüberschreitungen bei den jüngsten Projekten (Flamanville 3, Vogtle 3 und 4 in den USA oder Hinkley Point C in Grossbritannien) gehen vor allem darauf zurück, dass mit dem Bau begonnen

Box 1: Wer haftet bei einem Unfall?

Seit 2022 muss jeder KKW-Betreiber eine Haftpflichtdeckung von 1,2 Mrd. Euro nachweisen. Weitere 300 Mio. Euro steuern die Vertragsstaaten des Brüsseler Zusatzübereinkommens bei, zu denen auch die Schweiz gehört. Insgesamt stehen damit 1,5 Mrd. Euro zur Verfügung. Darüber hinaus haftet der Betreiber gesetzlich unbegrenzt. Die Betreibergesellschaften der KKW Gösgen und Leibstadt wiesen Ende 2025 Eigenkapital von 462 bzw. 520 Mio. Fr. auf.

Die möglichen Schäden liegen in einer anderen Grössenordnung. Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz rechnet in seinem Referenzszenario mit rund 180 Todesopfern. An der Strahlung sterben demnach ein bis zwei Personen, die meisten anderen durch Unfälle während der Evakuation. Hinzu kommen 25 Mrd. Fr. an Vermögensschäden und Bewältigungskosten sowie 15 Mrd. Fr. an verminderter Wirtschaftsleistung (Babs, 2026a). Insgesamt summiert sich der wirtschaftliche Schaden damit auf rund 40 Mrd. Fr.

Zum Vergleich: Die japanische Regierung beziffert die Kosten des Unfalls von Fukushima mittlerweile auf umgerechnet 125 Mrd. Fr. (Meti, 2024). Das Japan Center for Economic Research kommt sogar auf 185 bis 420 Mrd. Fr. (JCER, 2019).

Wenn die Haftpflichtdeckung ausgeschöpft und die Betreibergesellschaft konkurs ist, ist der Bund und damit der Steuerzahler Versicherer der letzten Instanz. Wie teuer ist diese Versicherung der öffentlichen Hand? Dafür muss man die Eintrittswahrscheinlichkeit eines schweren Unglücks berücksichtigen.

Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) schätzt die Wahrscheinlichkeit einer grossen Freisetzung von Radioaktivität für alle Schweizer KKW zusammen auf ein Ereignis in 830 000 Jahren (Babs, 2026b). Bei einem Schaden von 40 Mrd. Fr. ergibt das einen Erwartungswert von rund 50 000 Fr. pro Jahr. Bei einer KKW-Produktion von 23 TWh in einem normalen Jahr sind das 0,002 Fr./MWh oder ein Rappen pro Haushalt und Jahr.

Der Ensi-Wert, pro Reaktor ein Ereignis in 3,3 Mio. Jahren, stammt aus einem Modell. Weltweit gab es in den bisher über 20 000 Reaktorjahren des kommerziellen Betriebs zwei Unfälle mit grosser Freisetzung von Radioaktivität: Tschernobyl und Fukushima (World Nuclear Association, 2026). Dies entspricht einem Ereignis pro 10 000 Reaktorjahre. Beide Unfälle betrafen jedoch andere Reaktortypen und Standortrisiken als in der Schweiz. Doch selbst mit dieser viel höheren Rate und einem Schaden von 200 Mrd. Fr. ergäbe sich für ein KKW der Grösse von Gösgen nur ein Erwartungswert von 2,5 Fr./MWh oder bis zu 2 % der Gestehungskosten.

Neue Anlagen sollten zudem nochmals deutlich sicherer sein als bestehende: Beim Europäischen Druckwasserreaktor der Generation III+ (Flamanville, Olkiluoto) ist das gesamte Sicherheitssystem vierfach vorhanden, in räumlich getrennten Gebäuden. Jedes davon kann den Reaktor nach einem Störfall in einen sicheren Zustand bringen. Und selbst wenn der Kern schmilzt, fängt ihn eine Auffangwanne unter dem Reaktor auf, so dass die Schmelze in der Schutzhülle bleibt und dort abgekühlt werden kann.

Trotz der sehr niedrigen Wahrscheinlichkeit eines Extremereignisses ist das Risiko in der Praxis privatwirtschaftlich kaum versicherbar. Es fehlt bei so wenigen Unfällen an Erfahrungswerten, um eine Prämie zu berechnen (Keberle und Federer, 2026). Das ist kein Sonderfall der Kernenergie, sondern trifft etwa auch auf potenzielle Havarien von Staudämmen zu.

wurde, bevor das Detaildesign abgeschlossen war. Dies führte zu Änderungskaskaden; hinzu kamen Nacharbeiten infolge von Fertigungs- und Qualitätsmängeln.

Vom Pionierprojekt zur Serienreife

Bei den reinen Baukosten besteht die Erwartung, dass Reaktoren billiger werden, wenn es eine Pipeline von Projekten mit einem fortgeschrittenen Reaktortyp gibt. In Europa und den USA wurden in den letzten vierzig Jahren nur vereinzelt KKW gebaut, weshalb jedes Projekt für sich genommen Pioniercharakter hatte. Zudem ging durch die lange Zeit ohne Neubau viel Know-how verloren, das wieder aufgebaut werden muss. Das amerikanische Energieministerium schätzt, dass der fünfte bis zehnte Reaktor eines standardisierten Designs 25 bis 40 % weniger kostet als der erste (DOE, 2023).

Kernkraft braucht angesichts der langen Laufzeiten und hohen Anfangsinvestitionen somit Kontinuität. Nur wenn Reaktortypen über mehrere Projekte hinweg möglichst standardisiert gebaut werden können, lassen sich Lern-, Serien- und Skaleneffekte erzielen. Dafür müssten sich Länder abstimmen, die neue Kernkraftwerke planen – in Westeuropa sind das etwa Frankreich, Grossbritannien, Schweden oder die Niederlande.

In Europa und den USA wurden in den letzten vierzig Jahren nur vereinzelt KKW gebaut, weshalb jedes Projekt Pioniercharakter hatte.

3. Ist Solarstrom billiger als Kernenergie?

Rolf Wüstenhagen, Professor für Management Erneuerbarer Energien an der Universität St. Gallen, sagte in einem Interview (Bolzli, 2022): «Bei einem fairen Vergleich sind Solar- und Windenergie schon heute deutlich günstiger als neue AKW.» Auf den ersten Blick scheint sich diese Einschätzung zu bestätigen. Die Gestehungskosten für Solarstrom liegen laut den Axpo Energy Reports für kleine Dachanlagen bei rund 150 Fr./MWh; grosse Dachanlagen kommen auf rund die Hälfte. Kernenergie liegt in unserem Basisszenario dagegen bei 172 Fr./MWh und ist damit auf den ersten Blick teurer als Solarstrom (vgl. Kapitel 1).

Vergleich von Äpfeln und Birnen

Doch der Blick auf die reinen Gestehungskosten greift zu kurz. Entscheidend ist, wann eine Kilowattstunde Strom produziert wird. Eine Kilowattstunde in kalten Winternächten ist wertvoller als eine Kilowattstunde, die in den Mittagsstunden im Sommer anfällt.

Solaranlagen liefern in sonnigen Stunden alle gleichzeitig Strom. Das drückt die Preise: 2025 waren die Strompreise in der Schweiz sogar während gut 300 Stunden negativ, meist um die Mittagszeit (Eisenring und Stocker, 2025). Wer in diesen Stunden Strom an der Börse verkaufen wollte, musste dem Abnehmer sogar noch eine «Entsorgungsgebühr» bezahlen. Die entscheidende Frage, um die beiden Erzeugungsarten ökonomisch sinnvoll zu vergleichen, lautet deshalb: Wie hoch muss der durchschnittliche Erlös mindestens sein, damit die Gestehungskosten gedeckt sind?

Zur Illustration ein Beispiel: Angenommen, der Strompreis an der Börse beträgt übers Jahr gesehen im Durchschnitt 100 Fr./MWh. Doch mit Solarstrom verdient man im Schnitt nur 50 Fr./MWh, weil Solaranlagen oft liefern, wenn die Preise niedrig sind. In diesem Fall dürfen auch die Gestehungskosten nicht höher als 50 Fr./MWh sein. Ein Kernkraftwerk läuft dagegen mehr oder weniger übers ganze Jahr und kann somit ungefähr den Jahresschnitt von 100 Fr./MWh realisieren. Man muss also bei einem Kostenvergleich auch die verschiedenen Erzeugungsprofile berücksichtigen.

Solarstrom mit geringem Wertfaktor

Die Realität lag 2025 nahe an diesem illustrativen Beispiel: Solarstrom hat in der Schweiz im Schnitt 56 Fr./MWh am Markt eingebracht, während der Börsenwert übers Jahr gesehen bei 97 Fr./MWh lag (BFE, 2026). Solarstrom besitzt somit in der Schweiz einen Wertfaktor (im Fachjargon «Capture Rate») von 58 %. Schätzungen zur Kernkraft gehen dagegen von einem Wertfaktor von

100 % aus. Der Wertfaktor bildet somit ab, ob ein Kraftwerk dann produziert, wenn Strom gebraucht wird.

Wie wirkt sich der Wertfaktor auf den Kostenvergleich aus? Für einen vergleichbaren Massstab teilen wir in Tabelle 2 die Gestehungskosten durch den Wertfaktor (analog Hirth, 2026). Das Ergebnis zeigt, wie hoch der durchschnittliche Börsenstrompreis mindestens sein müsste, damit eine Anlage ihre Kosten deckt. Da Solarstrom nur gut 58 % des durchschnittlichen Strompreises eines Jahres erzielt, sind die korrigierten Gestehungskosten auch fast doppelt so hoch wie die reinen Gestehungskosten. Bei KKW sind dagegen die korrigierten Werte identisch mit den unkorrigierten, da Kernenergie gerade etwa den durchschnittlichen Erlös erzielt.

In der Tabelle sind auch die Kosten für Windstrom aufgeführt. Wind hat in der Schweiz wie Kernkraft einen Wertfaktor von 100 % (Kyos, 2026), weil zwei Drittel der Produktion ins Winterhalbjahr fallen. Nicht berücksichtigt ist indes, ob eine Stromquelle auch in seltenen Notlagen wie einer mehrtägigen «Dunkelflaute» (trübe, windstille Tage) liefert.

Wie vergleicht sich nun Kernenergie mit Solarstrom nach der Wertkorrektur? Grosse Solaranlagen sehen mit 80 Fr./MWh auf den ersten Blick zwar günstig aus – nach der Korrektur braucht es aber einen durchschnittlichen Börsenstrompreis von 138 Fr./MWh, damit sie keine Verluste schreiben. Die korrigierten Gestehungskosten sind höher als diejenigen für ein neues Kernkraftwerk mit niedrigen Bau- oder Finanzierungskosten (für die Berechnung vgl. Kapitel 1).[1]

Strom aus kleinen Solaranlagen hat durch die Wertkorrektur Gestehungskosten von 259 Fr./MWh. Dies ist deutlich teurer als Kernenergie im Basisszenario und etwa gleichauf mit Strom aus einem KKW, dessen Bauzeit und Kosten völlig aus dem Ruder gelaufen sind, wie das im französischen Flamanville der Fall war.

Nun könnte man argumentieren, dass Solaranlagen zunehmend mit Batterien kombiniert werden, damit sie Strom vom Mittag in den Abend verschieben können. Dadurch erhöht sich auch der Wertfaktor. Allerdings sind gleichzeitig die Gestehungskosten solcher Anlagen deutlich höher: Für kleinere Dachanlagen (< 30 kW) liegen sie laut den Axpo Energy Reports bei rund 235 Fr./MWh, für grössere (30–100 kW) bei 190 Fr./MWh. Selbst wenn der Wertfaktor dank Batterie also deutlich steigen sollte, wären die Gestehungskosten immer noch sehr hoch. Der Preis für Batterien muss nochmals massiv sinken, damit sich an dieser Einschätzung etwas ändert.[2]

Tabelle 2: Kernkraft holt bei Berücksichtigung des Wertfaktors auf
Strom in einer Winternacht ist knapp, an einem sommerlichen Mittag nicht. Wenn man das berücksichtigt, schneidet Kernenergie ähnlich oder besser ab als Solarstrom.

Technologie	Gestehungskosten (Fr./MWh)	Wertfaktor	Korrigierte Gestehungskosten* (Fr./MWh)
KKW: Basisszenario Reine Baukosten Fr. 8000/kW · Finanzierungskosten 8 % · 10 Jahre Bauzeit · Auslastung 85 % · 60 Jahre Laufzeit · gleichmässige Investitionsverteilung	172	100 %	172
KKW: Finanzierungskosten 5 %	114	100 %	114
KKW: tiefe Baukosten, Fr. 6000/kW	132	100 %	132
KKW: «Flamanville», Fr. 10 000/kW, 17 Jahre Bauzeit	272	100 %	272
Solar klein: < 30 kW	150	58 %	259
Solar gross: > 100 kW	80	58 %	138
Wind	100	100 %	100

* Korrigierte Gestehungskosten = Gestehungskosten ÷ Wertfaktor

Quelle: Axpo Energy Reports (2026), Hirth (2026), Kyos (2026), eigene Berechnungen

Am besten schneidet Windstrom ab, dessen Wertfaktor wie für Kernenergie bei 100 % liegt. Allerdings ist die Opposition gegen Windturbinen wegen des Eingriffs ins Landschaftsbild gross, was dieser Erzeugungsart in der Schweiz bisher enge Grenzen gesetzt hat.

Netzkosten kommen noch dazu

Ein weiterer, wenn auch deutlich kleinerer Kostenblock, der bei Vergleichen der unkorrigierten Gestehungskosten unberücksichtigt bleibt, sind die Netzkosten. Die Kosten für den Netzausbau steigen, wenn das System mehr fluktuierende Solarenergie absorbieren muss.

Um eine Grössenordnung abzuschätzen, bietet sich die Studie «Energiezukunft 2050 – Auswirkungen auf die Verteilnetze» (VSE, 2024) an. Dort werden jährliche Zusatzkosten für den Netzausbau von 600 Mio. Fr. ausgewiesen, die durch die vielen zusätzlichen Solaranlagen verursacht werden. Teilt man diese Summe durch die zusätzlich erzeugte Solarstrommenge von 22 TWh, ergeben sich 27 Fr./MWh.

Die Netzbetreiber können die Kosten für den Netzausbau allerdings senken: Wird die Einspeisung von Solaranlagen bei 70 % der Leistung gekappt, lassen sich 30 % der Netzausbaukosten einsparen.[3] Die netzseitigen Zusatzkosten durch die Photovoltaik bewegen sich somit bei 19 bis 27 Fr./MWh.

Zählt man neben dem Wertfaktor diese zusätzlichen Netzkosten hinzu, verschiebt sich das Bild weiter: Die korrigierten Gestehungskosten aus grossen Solaranlagen liegen dann bei rund 160 Fr./MWh – also ungefähr gleich teuer wie Strom aus Kernenergie im Basisszenario.

Wenn man den Wertfaktor und die Netzkosten einbezieht, ist Kernkraft also in vielen Konstellationen günstiger als Solarstrom. Dies gilt erst recht, wenn es gelänge, die Finanzierungskosten zu reduzieren. Das bringt uns zum vierten und letzten Kapitel dieser Analyse.

Kernkraft ist in vielen Konstellationen günstiger als Solarstrom.

4. Welche Rolle kommt dem Staat zu?

Ein neues Kernkraftwerk ist ein gewaltiges Unterfangen, von der Dimension her vergleichbar mit dem Gotthard-Basistunnel, der 2016 in Betrieb ging. Dessen Bauzeit lag bei 17 Jahren, die Kosten bei 12,2 Mrd. Fr. Die Kosten für ein neues Kernkraftwerk der Grösse von Gösgen dürften in einer ähnlichen Dimension liegen (vgl. Kapitel 1 und Anhang). Eine rein private Trägerschaft ist derzeit angesichts der grossen, besonders auch politischen Risiken kaum zu erwarten. Deshalb wird hier der Frage nachgegangen, welche Rolle dem Staat bei der Kernkraft zukommen soll.

Welche Risiken trägt ein neues Kernkraftwerk?

Im Fall von Energieprojekten gibt es vier grosse Risiken, die Investoren einbeziehen müssen (in Anlehnung an Filippini und Srinivasan, 2024):

01 **Baurisiken:** zum Beispiel Verzögerungen, technische Probleme und Kostenüberschreitungen. Die letzten Kernkraftwerke im Westen waren Pionierbauten, bei denen Routine und Know-how fehlten, was zu deutlichen Zeit- und Kostenüberschreitungen führte.

02 **Kostenrisiken:** zum Beispiel neue Sicherheitsauflagen, höhere Kapital- oder Brennstoffkosten oder eine teurere Stilllegung.

03 **Marktrisiken:** Sie betreffen die Erlösseite, zum Beispiel tiefere Strompreise aufgrund neuer Konkurrenztechnologien oder eine veränderte Nachfrage. Bei einer Betriebsdauer von 60 Jahren und mehr sind diese Risiken hoch, zumal es für solche Zeiträume keine Terminmärkte gibt.

04 **Politische Risiken:** zum Beispiel ein Ausstiegsbeschluss oder Auflagen, die sich während des Baus mehrfach ändern. Sie können sowohl den Bau als auch die Kosten und Erlöse im Betrieb treffen. In Deutschland entwertete der Ausstieg Kernkraftwerke im Wert von Milliarden.

Bei welchen Risiken ist der Staat gefordert?

Die ersten drei Risikokategorien müssen weitgehend die Investoren tragen. Allerdings reicht die Politik in jede dieser Kategorien hinein: über nachträgliche Auflagen während des Baus, über Volksentscheide zur Entsorgung oder über Eingriffe in den Strommarkt. Solche politische Risiken fallen in der Regel bei den privaten Investoren an und werden von diesen getragen. Im Fall der Kernkraft wiegen sie wegen der langen Zeithorizonte aber besonders schwer. Bis ein KKW Strom liefert, vergehen zehn Jahre oder mehr, und das Kraftwerk läuft 60 Jahre und länger. Das sind mindestens 15 Legislaturperioden. Man kann ein halbfertiges Kernkraftwerk weder

verlegen noch für andere Zwecke nutzen. Eine berechenbare und verlässliche Politik ist deshalb essenziell.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich ein Massstab für staatliche Unterstützung: Eine Absicherung ist am ehesten gerechtfertigt, wenn ein Risiko durch spätere staatliche Eingriffe entsteht, die eine bereits getroffene Investition entwerten. Übernimmt der Staat dagegen umfassend Bau-, Kosten- und Marktrisiken, hat dies problematischen Subventionscharakter – und das gilt selbstredend nicht nur bei der Kernenergie, sondern auch bei anderen Energieformen (vgl. Box 2).

Welche Instrumente staatlicher Unterstützung kommen infrage?

An diesem Massstab lassen sich verschiedene Varianten einer staatlichen Unterstützung messen:

— **Verfahren straffen.** Heute braucht ein neues KKW drei Bewilligungen nacheinander: zuerst eine Rahmenbewilligung, gegen die das Referendum ergriffen werden kann, dann eine Bau- und schliesslich eine Betriebsbewilligung. Gegen die beiden letzten sind Beschwerden bis vor Bundesgericht möglich. Im schlimmsten Fall steht ein fertiges Kraftwerk still, weil eine Beschwerde gegen die Betriebsbewilligung hängig ist. Das kostet mehrere hundert Millionen Franken pro Jahr. Ein Vorschlag lautet deshalb: Schon die Rahmenbewilligung würde festlegen, welcher Reaktortyp gebaut wird und welche Sicherheitsregeln gelten (Schwarz, 2024). Bau- und Betriebsbewilligung würden zusammengelegt, Streitfälle so schon vor Baubeginn geklärt. Verhindert werden soll, dass sich während des Baus die regulatorischen Anforderungen laufend verschieben, weil die Aufsicht Anpassungen verlangt, die nicht zwingend sind.

— **Absicherung der Entwicklungskosten.** Bis zur Rahmenbewilligung vergehen mehrere Jahre. Diese Projektierungsphase kostet rund 100 Mio. Fr. (Axpo, 2026). Scheitert das Projekt an der Urne, ist das Geld verloren. Allerdings handelt es sich um ein Risiko, mit dem auch andere grosse Bauprojekte kalkulieren müssen. Solange die Spielregeln bekannt sind und sich im Verfahren nicht ändern, gibt es wenig Grund für eine Kompensation.

— **Entschädigungsregel.** Grossbritannien hat sich gegenüber den Investoren von Hinkley Point C verpflichtet, sie zu entschädigen, wenn die Regierung Bau oder Betrieb dauerhaft verhindert oder das Kraftwerk aus politischen Gründen stillgelegt wird. Eine Stilllegung könnte den Staat 22 Mrd. Pfund kosten (NAO, 2017). Greift die Aufsicht aus Sicherheitsgründen ein, gibt es indes keine Entschädigung. Für die Schweiz böte sich ein analoges

Box 2: Ein Subventionswettrennen verhindern

Manche Leserinnen und Leser dürften sich fragen: Müsste man KKW subventionieren, weil erneuerbare Energien ebenfalls gefördert werden? Seit 2009 wurde allein die Solarenergie mit etwa 5 Mrd. Fr. gefördert (Bundesrat, 2026), also mit einem Drittel bis zur Hälfte des Betrags, der für ein neues KKW notwendig wäre. KKW erzeugen gut die Hälfte ihrer Jahresproduktion im Winterhalbjahr, weil die Revisionen in der Regel im Sommer stattfinden. Sie produzieren also dann am meisten, wenn die Schweiz auf Importe angewiesen ist, und anders als Solaranlagen auch bei Nebel und Dunkelheit.

In eine ähnliche Richtung gehen Argumente, die Schweiz müsse aus geopolitischen Gründen stärker als bisher auf die eigene Energieproduktion setzen. Uran und Brennelemente müssen zwar importiert werden, doch lassen sich die fertigen Brennelemente auf dem Werksgelände für mehrere Jahre im Voraus lagern. Das macht die Stromproduktion unabhängig von kurzfristigen Lieferunterbrüchen.

Folgt aus diesen Gründen, dass der Staat KKW unterstützen muss? Nein, das hiesse Feuer mit Feuer zu bekämpfen. Die Energiebranche ist schon heute stark von undifferenzierten Subventionen geprägt. Statt weiterer Förderungen braucht es einerseits eine Neuausrichtung der Solarförderung: Heute erhalten die am wenigsten effizienten Dachanlagen pro Kilowattstunde am meisten Geld, und weitere wenig transparente Regeln begünstigen diese Stromquelle zusätzlich. Hier ist der Reformbedarf gross.

Wenn anderseits der Strommarkt den Wert der Versorgungssicherheit zu wenig abbildet, ist die Antwort darauf nicht eine Subvention für eine bestimmte Stromerzeugungsart, sondern eine transparente Abgeltung dieser Leistung: Wer zum Beispiel gesicherte Winterleistung bereitstellt, würde dafür belohnt. Das müsste technologieneutral, also für alle Energiearten gelten. Die Kernenergie könnte dabei im Vergleich zu stärker schwankenden Stromquellen punkten.

Vorgehen an. Die Wasserkraft kennt heute schon eine ähnliche Regel. Eine Konzession läuft bis zu 80 Jahre und kann in dieser Zeit nur gegen volle Entschädigung entzogen werden (Art. 43 Abs. 2 Wasserrechtsgesetz). Hauptnachteil einer solchen Lösung für KKW: Rechtsstreitigkeiten wären wahrscheinlich, etwa darüber, ob eine Stilllegung politisch motiviert war und wie hoch die Entschädigung ausfallen müsste.

— **Garantien für Fremdkapital.** Der Bund könnte, wie bei den Covid-Krediten, zum Beispiel 85 % eines Kreditausfalls übernehmen. Dies dürfte die Finanzierungskosten deutlich senken; die restlichen 15 % sorgen dafür, dass die Kreditgeber das Projekt kritisch begleiten. Weil eine solche Garantie aber auch Bau-, Kosten- und Marktrisiken abdeckt und nicht nur politische Risiken, hat sie teilweise Subventionscharakter.
— **Ein Differenzvertrag.** Grossbritannien garantiert dem KKW Hinkley Point C einen festen Strompreis für 35 Jahre, Schweden sieht für neue KKW Preisgarantien über 40 Jahre vor. Liegt der Marktpreis unter dem vereinbarten Preis, erhält der Betreiber die Differenz; liegt er darüber, muss er sie zurückzahlen. Das Marktpreisrisiko wird damit weitgehend vom Betreiber auf die Allgemeinheit verlagert. Ein solches Modell geht deshalb über die gezielte Absicherung politischer Risiken hinaus.
— **Eine direkte Beteiligung des Bundes.** Sie hätte zwar Selbstbindungscharakter: Würde der Staat einen Ausstiegsentscheid fällen, verlöre er sein investiertes Eigenkapital. Trotzdem ist sie die am wenigsten geeignete Variante. Zum einen würde der Bund zu einem der grössten Stromproduzenten der Schweiz, obwohl ihm jegliche operative Erfahrung in diesem Bereich fehlt. Zum anderen gerät er in Interessenkonflikte: Der Bund ist Gesetzgeber, Bewilligungsbehörde und über das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) auch oberste Aufsicht. Er hätte als Miteigentümer ein finanzielles Interesse an Entscheiden, die staatliche Stellen neutral treffen müssen.

Von den sechs Instrumenten zur Risikoreduktion sind die Reform der Verfahren sowie die Entschädigungsregel ordnungspolitisch am saubersten. Sie decken Risiken ab, die der Staat selbst verursacht und schützen dabei alle Kapitalgeber bei langfristigen Investitionen gleichermassen.

Wie wirken sich solche Massnahmen auf die Gestehungskosten aus?

Wie stark eine Entschädigungsregel die Finanzierungskosten senken würde, lässt sich kaum beziffern. Zur Illustration sei angenommen, Investoren rechnen mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 %, dass ein neues

Box 3: Die Finanzierung im Praxischeck

Das Modell der bestehenden KKW Gösgen und Leibstadt dürfte auch für neue Anlagen naheliegen. Solche **Partnerwerke** weisen drei Eigenschaften auf:

— **Aktionärskreis.** Die drei Stromkonzerne Axpo, Alpiq und BKW wären natürliche Kandidaten. Hinzukommen könnten grosse Stromverbraucher aus der Industrie.[4] In Schweden beteiligen sich zum Beispiel neun Industriekonzerne mit 20 % am Projekt Videberg Kraft, darunter ABB, Volvo und Hitachi Energy.
— **Anteiliger Strombezug.** Die Aktionäre beziehen Strom gemäss ihrem Anteil und tragen im Gegenzug anteilig die Jahreskosten. Das Marktrisiko liegt dann vor allem bei den Stromkonzernen, also ihren privaten Investoren sowie ihren öffentlich-rechtlichen Eigentümern.
— **Hoher Fremdkapitalanteil.** Die Finanzierung dürfte durch das Partnermodell erleichtert werden: Die Eigentümer tragen das Marktrisiko (fixer Strombezug), und hinter den Stromkonzernen steht teilweise die öffentliche Hand. Die Finanzierungskosten dürften deshalb tiefer ausfallen als bei rein privaten Firmen, was einer impliziten Subvention gleichkommt. Alpiq war 2010 für neue Schweizer KKW von einem Fremdkapitalanteil von 60 % ausgegangen (Prognos 2011).

Was passiert bei Kostenüberschreitungen? Steigen die Baukosten deutlich, könnten zusätzliche Nachschüsse über mehrere Milliarden Franken fällig werden. Dies würde die Bilanzen der beteiligten Stromkonzerne stark belasten und auch deren eigene Finanzierung verteuern. Das zeigt, wie zentral eine strikte Kontrolle der Baukosten ist.

KKW politisch gestoppt wird und ihr Geld verloren ist. Dann muss die Rendite im Erfolgsfall diesen erwarteten Verlust mitdecken. Im Zins von 8 % steckt deshalb ein Aufschlag: Ohne dieses Risiko könnte der jährliche Kapitaldienst um einen Zehntel tiefer sein. Eine wirksame Entschädigungsregel würde diesen Aufschlag beseitigen. Die geforderte Rendite sänke in diesem Beispiel auf 7,2 %.

Die Gestehungskosten gingen dadurch von 172 auf 154 Fr./MWh zurück. Damit wäre Kernenergie in etwa gleich teuer wie Strom aus Solaranlagen, wenn man sich auf einen ganzheitlichen Vergleich mit Wertfaktor und Netzkosten abstützt (vgl. Kapitel 3). Um in die Nähe des Börsenstrompreises von rund 100 Fr./MWh zu kommen, der von europäischen Subventionen verzerrt ist, reicht diese Entlastung aber nicht.

5. Fazit: Fünf Voraussetzungen für neue Kernkraft

Laut unseren Berechnungen dürfte ein neues Schweizer Kernkraftwerk mit der Leistung von Gösgen 10 bis 15 Mrd. Fr. kosten (Kapitel 1). Getrieben wird dieser Betrag vor allem von den Bau- und Finanzierungskosten. Politische Risiken verteuern beide. Je nach Szenario liegen dann die Gestehungskosten von Strom aus Kernenergie in einer Grössenordnung von 114 bis 211 Fr./MWh. Der Börsenstrompreis lag 2025 bei rund 100 Fr./MWh – wobei dieser Preis durch Subventionen verzerrt ist. Auch wenn die Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken ähnlich hoch oder niedriger sind als von Solaranlagen (Kapitel 3), wird es somit schwierig, mit Kernkraft wettbewerbsfähigen Strom zu erzeugen. Fünf Aspekte spielen dabei eine zentrale Rolle:

Der Staat sollte keine Risiken übernehmen, die zum normalen unternehmerischen Geschäft gehören.

01 **Die Baukosten im Griff behalten:** Es braucht ein erprobtes Referenzdesign und eine vollständige Planung, bevor der Bau beginnt.

02 **Verfahren planbarer machen:** Nötig ist eine Straffung der Verfahren, damit ein Kraftwerk nicht durch jahrelange Verfahren oder nicht zwingende nachträgliche Auflagen blockiert wird.

03 **Politische Risiken begrenzen:** Eine Entschädigungsregel schützt Investitionen vor nachträglichen politischen Eingriffen. Das eigentliche Problem wird damit gezielt angegangen: politische Kehrtwenden, die bereits getätigte Investitionen in KKW entwerten können.

04 **Bestehende Subventionen überarbeiten:** Seit 2009 wurden erneuerbare Energien mit 8 Mrd. Fr. unterstützt (Bundesrat, 2026). Subventionen verzerren den Wettbewerb, erhöhen damit das Marktrisiko und sind oft wenig zielgerichtet. Ineffiziente Subventionen sollten abgeschafft werden. Zudem sollten die Ziele der Förderungen geklärt und mit technologieneutralen Instrumenten angegangen werden.

05 **Versorgungssicherheit abgelten:** Verlässliche Leistung im Winter wird für die Schweiz wichtiger. Die Frage ist, ob der Markt diesen Beitrag zur Versorgungssicherheit genügend abgilt. Der Staat könnte eine allfällige Lücke adressieren, indem er gesicherte Leistung vergütet, nicht aber eine bestimmte Technologie bevorzugt. Mit ihrem Leistungsprofil hätten KKW hier gute Karten.

Eine umfassende Subventionierung oder eine staatliche Vollkasko-Versicherung darf es für keine Stromquelle geben, weder für Erneuerbare noch für die Kernkraft. Der Staat sollte keine Risiken übernehmen, die zum normalen unternehmerischen Geschäft gehören. Stattdessen sollte er für die Verlässlichkeit der von ihm gesetzten Spielregeln einstehen und geeignete Rahmenbedingungen für eine sichere Versorgung setzen.

Endnoten

1 Für Solaranlagen verwendet Axpo je nach Grösse einen Kapitalkostensatz (WACC) von 3,5% oder 4%, für Wind 4%.

2 Die Axpo Energy Reports gehen für 2035 bei kleinen Anlagen (<30 kW) mit Batterie noch von 190 Fr./MWh aus, bei grösseren Anlagen (30 kW bis 100 kW) von 150 Fr./MWh.

3 Trotzdem verliert man übers Jahr gesehen nur 3% des Ertrags, weil Solaranlagen selten ihre volle Leistung erreichen.

4 2025 haben über 200 Schweizer Wirtschaftsvertreter die Aufhebung des Neubauverbots von KKW gefordert (Meier, 2025).

Quellen

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2026): Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz. *https://scnat.ch/de/uuid/i/4fa05d9c-58b6-57d8-a46f-77c0e650cad1-Wieviel_k%C3%B6nnte_ein_neues_Kernkraftwerk_in_der_Schweiz_kosten_und_wie_betrifft_das_die_%C3%B6ffentliche_Hand*

Axpo (2026): Energy Reports. *https://www.axpo.com/ch/de/wissen/energy-reports.html*

BAK Economics (2026): Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ersatzneubaus der Schweizer Kernkraftwerke. Studie im Auftrag von Economiesuisse. *https://backend.economiesuisse.ch/sites/default/files/2026-07/BAK_Economics_ecnoomiesuisse_Impact-Analyse_KKW-Ersatzneubau.pdf*

Bardow, André et al. (2026): Kernkraft und das zukünftige Schweizer Energiesystem: Eine Techno-Ökonomische Analyse basierend auf Modellresultaten. ETH Zürich und Paul Scherrer Institut (PSI). *https://www.research-collection.ethz.ch/server/api/core/bitstreams/6c2d72b7-d4e5-4940-8986-349de97aa1d5/content*

Bloch, Lionel; Sauter, Yannick, und Jacqmin, Florent (2026): Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2025. Abschlussbericht. Im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie. *https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/12694*

Bolzli, Michael (2022): Rolf Wüstenhagen über Solar- und Windenergie versus neue AKWs. Awp Finanznachrichten. *https://www.unisg.ch/de/newsdetail/news/rolf-wuestenhagen-ueber-solar-und-windenergie-versus-neue-akws/*

Bundesamt für Bevölkerungsschutz (2026a): Gefährdungsdossier KKW-Unfall. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2025. Bern, Februar 2026. *https://www.babs.admin.ch/dam/de/sd-web/XVzFHrIL lZlL/22-KKW-Unfall-GD-de.pdf*

Bundesamt für Bevölkerungsschutz (2026b): Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2025. Bern, Februar 2026. *https://www.babs.admin.ch/dam/de/sd-web/PpZZg4eroKXo/KNS-2025-Risikobericht-final_de.pdf*

Bundesamt für Energie (BFE) (2026): Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnFV. *https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/12538*

Bundesrat (2026): Antwort auf die Frage 26.7708 «Fördergelder für erneuerbare Energien» von Christian Glur, Fragestunde Nationalrat, 21. September 2026. *https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20267708*

Department of Energy (DOE) (2023): Commercializing Advanced Nuclear Reactors Explained in Five Charts. *https://www.energy.gov/ne/articles/commercializing-advanced-nuclear-reactors-explained-five-charts*

Eisenring, Christoph, und Stocker, Simon (2025): Die Schattenseiten des Solarbooms. Avenir Suisse. *https://avenir-suisse.ch/de/blog/die-schattenseiten-des-solarbooms*

Enec (2016): Enec and Kepco Sign Joint Venture for UAE Peaceful Nuclear Energy Program. Medienmitteilung, 20. Oktober 2016. *https://www.enec.ae/news/latest-news/enec-and-kepco-sign-joint-venture-for-uae-peaceful-nuclear-energy-program/*

Filippini, Massimo, & Suchita Srinivasan (2024): An Introduction to Energy Economics and Policy. Cambridge Academic. *https://www.cambridge.org/core/services/aop-cambridge-core/content/view/330248A5D38A65BF463C59A26E193CB7/9781009471817AR.pdf/An_Introduction_to_Energy_Economics_and_Policy.pdf?event-type=FTLA*

Hirth, Lion (2026): The total Cost of Power Supply. *https://www.linkedin.com/posts/lionhirth_neon-explainer-the-cost-of-power-supply-activity-7431993192255963136-gRO8/*

International Energy Agency (IEA) (2025): The Path to a New Era for Nuclear Energy. *https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6a6fc8c-c62e-411d-a15c-bf211ccc06f3/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf*

Japan Center for Economic Research (JCER) (2019): Accident Cleanup Costs Rising to 35–80 Trillion Yen in 40 Years. Tokio, 3. Juli 2019. *https://www.jcer.or.jp/english/accident-cleanup-costs-rising-to-35-80-trillion-yen-in-40-years*

Keberle, Alexander, und Federer, Lukas (2026): Studie zeigt erstmals in Zahlen: Neue Generationen von Kernkraftwerken bringen massive Sicherheitsgewinne. Economiesuisse, 11. März 2026. *https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/studie-zeigt-erstmals-zahlen-neue-generationen-von-kernkraftwerken-bringen-massive*

Kyos (2026): European Power Analytics – Capture Rates. *https://power.kyos.com/capture-rates*

Meier, Jürg (2025): Wirtschaftsvertreter fordern in offenem Brief das Ende des AKW-Neubau-Verbots. NZZ am Sonntag, 16. August 2025. *https://www.nzz.ch/wirtschaft/wirtschaftsvertreter-fordern-in-offenem-brief-das-ende-des-akw-neubauverbots-ld.1897619*

Ministry of Economy, Trade and Industry (Meti) (2024): Working Group on Power Generation Costs – Nuclear Power, 3rd meeting, 18. Oktober 2024. *https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2024/data/03_05.pdf*

National Audit Office (2017): Hinkley Point C. Report by the Comptroller and Auditor General, HC 40, Session 2017–2018, London. *https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf*

Nuclear Energy Agency (NEA) (2026): Uranium 2026: Resources, Production and Demand, OECD Publishing, Paris. *https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_121658/uranium-2026-resources-production-and-demand*

Prognos (2011): Kosten neuer Kernkraftwerke. Auftraggeber: Bundesamt für Energie. *https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/5797*

Schwarz, Georg (2024): Kapitel 9.3, in: Manera, A., Pautz, A. (Hrsg.): Technology Monitoring of Nuclear Energy. Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie. *https://aves.ch/wp-content/uploads/BFE_Bericht_2024_Stand_Kernenergie_Schweiz_und_weltweit.pdf*

Schwarz, Georg (2026): Review-Bericht zur KKW-Kostenstudie der Akademie der Naturwissenschaften. *https://georgschwarz.ch/review-bericht-zur-kkw-kostenstudie-der-akademie-der-naturwissenschaften/*

Shirvan, Koroush (2024): Total Cost Projection of Next AP1000. Center for advanced nuclear Energy Systems. *https://canes.mit.edu/hubfs/ANP201%20TR%20CANES.pdf*

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2024): Energiezukunft 2050, Auswirkungen auf die Verteilnetze. *https://www.strom.ch/de/media/14919/download*

World Nuclear Association (2026): Safety of Nuclear Power Reactors. London. *https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/safety-of-nuclear-power-reactors*

Dank

Der Autor dankt Prof. Dr. Reto Föllmi, Vorsitzender der Programmkommission von Avenir Suisse, und Prof. Dr. Aymo Brunetti, stv. Vorsitzender der Kommission, für das externe Lektorat, Simon Stocker für seine wertvolle Unterstützung und Lukas Rühli für die kritische Durchsicht des Manuskripts. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt allein beim Autor und beim Direktor von Avenir Suisse, Jürg Müller.

Anhang:
Berechnung der Gestehungskosten

Die Berechnung erfolgt in drei Schritten. Aus einem einmaligen Betrag für Bau und Finanzierung (Fr.) wird eine Jahresgrösse (Fr./Jahr) und daraus ein Preis je Megawattstunde (Fr./MWh).

Schritt 1: Effektive Investitionskosten

Effektive Investitionskosten = Reine Baukosten + Zinsen während der Bauzeit

- Reaktorleistung: 1000 MW (Grösse des KKW Gösgen)
- Baukosten je Kilowatt (Overnight Capital Cost, OCC): 8000 Fr./kW (mittleres Szenario ETH/PSI)
- Reine Baukosten: 1 000 000 kW × 8000 Fr./kW = **8,0 Mrd. Fr.**
- Bauzeit: 10 Jahre, gleichmässiger Ausgabenverlauf
- Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC): 8 % real
- Aufgelaufene Bauzinsen (Interest During Construction, IDC): **4,0 Mrd. Fr.**
  Beispiel für das erste Baujahr: In Jahr 1 werden 800 Mio. Fr. investiert. Bis zur Inbetriebnahme am Ende von Jahr 10 vergehen 9,5 Jahre (wir nehmen an, die Zahlung erfolgt zur Jahresmitte). Dieser Betrag wird während 9,5 Jahren aufgezinst: 800 Mio. Fr. × (1,08)^9,5 = 1662 Mio. Fr. Der aufgelaufene Zins nach 10 Jahren für die Kosten in Jahr 1 beträgt somit 862 Mio. Fr. Diese Rechnung wird für jedes Baujahr gemacht und die Beträge werden summiert. Insgesamt kommt man auf 4,044 Mrd. Fr.
- Effektive Investitionskosten (Effective Capital Cost, ECC): 8,0 + 4,0 = **12,0 Mrd. Fr.**

Schritt 2: Jahreskosten

Jahreskosten = ECC × Annuitätsfaktor + fixe Betriebskosten + variable Kosten × Produktion

- Amortisationszeit: 60 Jahre; **Annuitätsfaktor** bei 8 % über 60 Jahre: 0,0808, das heisst pro Franken investiertes Kapital muss man jährlich 0.0808 Fr. für Zinsen und Tilgung zahlen. Bei langer Laufzeit und hohem Zinssatz dominiert der Zinsanteil, die Tilgung wird minimal.
- Kapitaldienst: 12,044 Mrd. Fr. × 0,0808 = **973 Mio. Fr./Jahr**
- Fixe Betriebskosten: 2,5 % der OCC, also Personal, Versicherungen für normale Betriebsrisiken (Unterbrüche, Sachschäden) und Wartung = **200 Mio. Fr./Jahr** (analog Bardow et al., 2026)
- Auslastung: 85 % → Jahresproduktion 1000 MW × 8760 h × 0,85 = **7446 GWh**
- Variable Betriebskosten: 10.20 Fr./MWh; Rücklagen für Stilllegung, Rückbau und Endlagerung werden analog Bardow et al. (2026) auf die Produktion umgelegt. Während das bei der Entsorgung Sinn ergibt, ist die Stilllegung ein Fixbetrag, der vom Kraftwerk abhängt. Er wird jedoch der Einfachheit halber auf die Produktion bei normaler Leistung umgelegt.
- Brennstoffkosten: 4.00 Fr./MWh (analog Bardow et al., 2026)
- Variable Kosten gesamt: 14.20 Fr./MWh × 7446 GWh = **106 Mio. Fr./Jahr**
- Jahreskosten: 973 + 200 + 106 = **1279 Mio. Fr./Jahr**

Schritt 3: Gestehungskosten

Gestehungskosten = Jahreskosten ÷ Jahresproduktion

- 1279 Mio. Fr. ÷ 7446 GWh = **172 Fr./MWh**

Die Gestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) stellen damit jenen Strompreis dar, bei dem der Gegenwartswert der Einnahmen dem Gegenwartswert der Ausgaben entspricht – also alle Kosten über die Lebensdauer gerade gedeckt sind.

Annahmen:

(i) Die Bauzeit von 10 Jahren liegt deutlich unter den jüngsten europäischen und amerikanischen Erfahrungen (Flamanville 3 und Olkiluoto 3 benötigten 16 bzw. 17 Jahre), aber über den Werten südkoreanischer Projekte. Die Bauzeit scheint für einen Serienreaktor realistisch und wurde früher durchaus erreicht: Gösgen wurde in 6, Leibstadt in 11 Jahren gebaut.

(ii) Die Auslastung von 85 % ist ein Erwartungswert über 60 Jahre und schliesst längere ungeplante Stillstände ein. Das Schweizer KKW Leibstadt erzielte in den letzten Jahren Werte zwischen 80 % und 95 %, Gösgen lag über 90 %, fiel allerdings jüngst zehn Monate aus. Beznau 1 produzierte zwischen 2015 und 2018 drei Jahre lang keinen Strom.

(iii) Die fixen Betriebskosten werden als Anteil der Baukosten modelliert (2,5 % der OCC). Diese Konvention stammt aus der ETH/PSI-Studie; tatsächlich hängen Personal-, Wartungs- und Versicherungsaufwand nur begrenzt davon ab, was der Bau gekostet hat. In den Szenarien mit tiefen Baukosten werden die Betriebskosten dadurch eher unterschätzt. Analog zur Studie von ETH/PSI werden zu den variablen Betriebskosten von Kernkraftwerken die Kosten für Rückbau und Endlagerung ein-

gerechnet. Insgesamt belaufen sich die variablen Kosten auf Fr. 10.20/MWh.

(iv) Die angenommene Amortisationszeit von 60 Jahren ist für das Ergebnis von untergeordneter Bedeutung. Bei einem Diskontierungssatz von 8 % tragen die Jahre 40 bis 60 kaum noch zum Barwert bei. Reale Laufzeiten dürften eher darüber liegen: In den USA sollen mehrere Reaktoren 80 Jahre lang laufen, Beznau 1 und 2 gehen 2032 und 2033 nach 63 bzw. 62 Betriebsjahren vom Netz. Gösgen und Leibstadt könnten deutlich länger als 60 Jahre im Betrieb sein.

(v) Die Brennstoffkosten von 4 Fr./MWh bleiben auch bei stark steigenden Uranpreisen ein Nebenfaktor. Das unterscheidet Kernkraftwerke grundlegend von Gas- oder Kohlekraftwerken, bei denen die Brennstoffkosten den Grossteil der Gestehungskosten ausmachen. Der Uranpreis hat sich seit 2020 mehr als verdreifacht, von rund 25 auf rund 90 Dollar je Pfund U_3O_8. Doch die Reserven sind gross. Gemäss der Nuclear Energy Agency sind weltweit über 8,1 Mio. Tonnen Uran identifiziert. Beim heutigen Jahresbedarf reicht das rechnerisch über 120 Jahre (NEA, 2026).

: Fragen oder Anregungen?



Ihre Ansprechperson:
Christoph Eisenring
christoph.eisenring@avenir-suisse.ch

Autor	Christoph Eisenring
Lektorat	Patrick Leisibach
Gestaltung	Ernie Ernst
Herausgeber	Avenir Suisse, Zürich
ISSN	2813-8473
DOI	doi.org/10.5281/zenodo.23499346
Download	avenir-suisse.ch/de/analysis/die-kernfrage

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Da Avenir Suisse an der Verbreitung der hier präsentierten Ideen interessiert ist, ist die Verwertung der Erkenntnisse, Daten und Abbildungen dieser Publikation durch Dritte ausdrücklich erwünscht, sofern die Quelle exakt und gut sichtbar angegeben wird und die gesetzlichen Urheberrechtsbestimmungen eingehalten werden.