



25.068 s BRG «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» Volksinitiative und indirekter Gegenvorschlag

Notiz des BFE vom 10. Dezember 2025 zu Händen der UREK-S zu Stand und Perspektiven neuer Kernkrafttechnologien für die Schweiz

Auftrag an die Verwaltung

Die Verwaltung wird gebeten, eine umfassende Beurteilung des Entwicklungsstands und der Einsatzfähigkeit neuer Kernkrafttechnologien vorzulegen, die in der aktuellen energiepolitischen Diskussion genannt werden (z. B. Small Modular Reactors (SMR), Generation-IV-Reaktoren, Thorium-Reaktoren). Die Prüfung soll insbesondere folgende Punkte abdecken:

- Eignung für die Schweiz: Welche dieser Technologien wären grundsätzlich technisch, wirtschaftlich und sicherheitspolitisch für den Einsatz in der Schweiz geeignet? Welche Anpassungen der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wären notwendig, um solche Anlagen überhaupt zuzulassen oder zu betreiben?
- Vergleich mit bestehenden Alternativen: Wie beurteilt der Bundesrat die Kosten, Bauzeiten, Sicherheitsanforderungen und Systemintegration dieser neuen Technologien im Vergleich zu bestehenden erneuerbaren Energieoptionen?

Begründung:

In der energiepolitischen Diskussion werden verschiedene neue Kernkrafttechnologien – etwa SMR oder Thoriumreaktoren – häufig als potenziell bald verfügbare Lösungen dargestellt. Tatsächlich befinden sich diese Konzepte noch in frühen Entwicklungsphasen und sind weder kommerziell erprobt noch zugelassen. Für eine sachgerechte energiepolitische Debatte ist es daher wichtig, dass die Verwaltung darlegt, welche Technologien heute und mittelfristig realistisch in der Schweiz einsatzfähig sind, und welche zeitlichen und gesetzlichen Hürden bestehen.





Antwort der Verwaltung

1. Stand der Entwicklung von Reaktoren der Generation III und IV¹

1.1. Überblick

Die Hersteller von Kernkraftwerken setzen weiterhin auf die erprobten Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+. Kernkraftwerke der Generation III+² zeichnen sich durch eine verbesserte Sicherheit aus und berücksichtigen die Lehren aus den Reaktorunfällen in Three Mile Island 1979, Tschernobyl 1986 und Fukushima 2011. Zudem weisen sie eine höhere Effizienz und Lebensdauer aus.

Reaktoren der vierten Generation beinhalten mehrere Konzepte nicht wassergekühlter Reaktoren (beispielsweise Kühlung mit Gas, flüssigen Metallen wie Blei oder Natrium oder geschmolzenen Salzen). Diese Reaktoren sollen die Effizienz der nuklearen Stromproduktion erhöhen, zugleich sicherer und weniger anfällig für die Proliferation von Nuklearmaterialien sein. Die Sicherheit soll durch passive Sicherheitssysteme und verbesserte Notfallmassnahmen verbessert werden. Die Reaktoren sollen dazu beitragen, den radioaktiven Abfall zu reduzieren, indem sie effizienter mit Brennstoff umgehen und langlebige radioaktive Isotope minimieren. Sie sollen in der Lage sein, verschiedene Arten von Brennstoff zu nutzen, einschliesslich abgereicherter Uran- und Plutoniumbestände sowie Thorium. Schliesslich sollen sie eine höhere Energieeffizienz erreichen und in der Lage sein, flexibler auf die schwankende Energienachfrage reagieren zu können.

Das 2001 gegründete Generation IV International Forum (GIF) ist eine internationale Kooperation zur Förderung der Forschung zu Kernenergiesystemen der vierten Generation, der u.a. auch die Schweiz angehört. Das GIF hat sechs Reaktortypen³ für die weitere Forschung und Entwicklung ausgewählt, die sich in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung und Demonstration befinden.

1.2. Small Modular Reactors (SMR)

Unter Small Modular Reactors (SMR) versteht man fortgeschrittene Reaktoren mit einer elektrischen Nennleistung von etwa 20 bis 300 MW pro Einheit. Sowohl die Reaktoren der Generationen II, III/III+ als auch der Generation IV können SMR sein. Diese Reaktoren werden künftig in Fabriken hergestellt, die Montage erfolgt anschliessend am Einsatzort. Auf diese Weise werden Kosten eingespart. Die Vorteile von SMR sind deutlich geringere Investitionskosten aufgrund der geringeren Anlagengrösse, kürzere Bauzeiten aufgrund der Umstellung auf Fabrikproduktion, höhere Flexibilität bei der Lastregelung und verbesserte Sicherheitskonzepte. Die meisten SMR-Konzepte werden unterhalb der Erdoberfläche installiert, damit sie vor externen Bedrohungen und Gefahren besser geschützt sind. Für SMR gibt es gemäss der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEA) derzeit gegen 70 verschiedene Konzepte in Entwicklung. Die meisten SMR gehören wie die Grossreaktoren zur Kategorie der Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+. Diese Entwicklungen sind am weitesten fortgeschritten. Die andere Hälfte sind völlig neue Entwürfe aus dem Bereich der entsprechenden grossen Reaktoren der vierten Generation. In Europa wird wohl nebst der Akzeptanz von Neubauten nicht zuletzt auch die Geschwindigkeit, mit der eine Standardisierung und Zulassung kommerzieller Kernreaktoren erreicht werden kann, über deren Verbreitung entscheiden. SMR haben das Potenzial, einige der Hindernisse für die Nutzung der Kernenergie zu überwinden, beispielsweise hohe Anfangskosten und

¹ Für eine ausführlichere Diskussion der unterschiedlichen Technologien siehe auch: Technology Monitoring of Nuclear Energy. Bericht des PSI, der ETHZ und der EPFL im Auftrag des BFE, Juli 2024 oder Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht der Akademien der Wissenschaft Schweiz, Juli 2025.

² Beispielsweise die Druckwasserreaktoren EPR (European Pressurized Reactor) der französischen Unternehmen Framatome und Électricité de France (EDF) in Olkiluoto in Finnland, in Flamanville in Frankreich und in Hinkley Point C in Grossbritannien sowie die beiden Druckwasserreaktoren der US-Firma Westinghouse in Vogtle in den USA.

³ Der Natriumgekühlte Schnelle Reaktor (Sodium-Cooled Fast Reactor, SFR), der Bleigekühlte Schnelle Reaktor (Lead-Cooled Fast Reactor, LFR), der Gasgekühlte Schnelle Reaktor (Gas-Cooled Fast Reactor, GFR), der Höchsttemperaturreaktor (Very High Temperature Reactor, VHTR), der Flüssigsalzreaktor (Molten Salt Reactor, MSR) und der Superkritische Leichtwasserreaktor (Super-Critical Water-Cooled Reactor, SCWR)



lange Bauzeiten. Sie sind jedoch auch mit technischen, regulatorischen und marktbezogenen Unsicherheiten behaftet, die ausgeräumt werden müssen, bevor sie wirtschaftlich tragfähig sind und in grossem Massstab eingesetzt werden können.

1.3. Aktueller Stand konkreter Projekte für Reaktoren der Generation IV

In China ist seit Ende 2023 der **gasgekühlte, thermische Hochtemperaturreaktor** (HTR-PM) kommerziell in Betrieb. Der gasgekühlte Hochtemperaturreaktor Xe-100 (X-energy, USA) hat die Vorzertifizierung in Kanada erfolgreich abgeschlossen und befindet sich in der Detaillizenzierung für den Bau in den USA und Kanada. Dies ist eine bedeutende Entscheidung, da die Nuklearbehörde für dieses neuartige Reaktorkonzept eines gasgekühlten Hochtemperaturreaktors keine grundsätzlichen Hindernisse festgestellt hat, die einer Genehmigung entgegenstehen würden.

Das US-amerikanische Unternehmen TerraPower, das von Bill Gates gegründet und unterstützt wird, entwickelt einen **natriumgekühlten schnellen kleinen modularen Reaktor** und hat 2024 mit dem Bau einer Demonstrationsanlage in Wyoming in den USA begonnen. 2025 wurde die Umweltgenehmigung abgeschlossen, der Abschluss der Sicherheitsprüfung wird für Ende 2025 und die Genehmigung für einen kommerziellen fortgeschrittenen Reaktor für Ende 2026 erwartet. In China ist eine Demonstrationsanlage mit 600 MW seit 2023 in Xiapu in Betrieb, eine zweite mit gleichgrosser Leistung steht kurz vor der Fertigstellung. In Russland sind zwei natriumgekühlte schnelle Brutreaktoren mit einer Leistung von 600/800 MW bereits seit 1981 bzw. 2016 in Betrieb, und mehrere weitere Blöcke befinden sich im Bau.

Flüssigsalzreaktoren verwenden geschmolzenes Salz als Kühlmittel, Brennstoff und/oder Moderator. Eine der grössten Herausforderungen beim Betrieb dieser Reaktoren ist die starke Korrosivität der Salze. Im Dezember 2023 erhielt das US-amerikanische Unternehmen Kairos Power in den USA die Genehmigung für den Bau einer ersten Demonstrationsanlage in Tennessee, die ausschliesslich Salzschnmelze als Kühlmittel verwendet, mit HALEU TRISO Brennstoff⁴ und Graphit als Moderator. Seit Mai 2025 laufen die ersten nuklearen Bauarbeiten für diesen Demonstrationsreaktor. Ein Flüssigsalzreaktor des kanadischen Unternehmens Terrestrial Energy befindet sich in den USA und Kanada im Vorgenehmungsverfahren. Im Juni 2023 erhielt ein experimenteller Flüssigsalzreaktor, der eine thoriumbasierte Salzschnmelze als Brennstoff verwendet, eine Betriebsgenehmigung in China. Im November 2025 konnte dieser Reaktor erstmals Thorium in spaltbares Uran umwandeln. Das Paul-Scherrer-Institut (PSI) ist intensiv in die Forschung zu Flüssigsalzreaktoren eingebunden und hat 2024 mit dem dänischen Entwickler von Salzschnmelzreaktoren Copenhagen Atomics einen Kooperationsvertrag abgeschlossen, um Experimente mit Thorium-Flüssigsalz durchzuführen und gemeinsam an der Weiterentwicklung der Technologie der Salzschnmelzreaktoren zu arbeiten.

Thorium ist aufgrund seiner Häufigkeit ein vielversprechender Brennstoff für Reaktoren der nächsten Generation. Für Thorium spricht grundsätzlich die Tatsache, dass bei seinem Einsatz weniger langlebige radioaktive Abfälle produziert werden. Dadurch würde der radioaktive Abfall in einem Endlager deutlich schneller abklingen. Einige Abfallarten könnten bereits nach wenigen Jahrhunderten statt Zehntausenden Jahren unschädlich werden. Allerdings birgt der Thorium-Brennstoffkreislauf weiterhin Herausforderungen im Bereich der Abfallentsorgung, darunter die Produktion einiger hochradioaktiver Isotope, die eine sorgfältige Handhabung erfordern. Beim Thorium entstehen ebenfalls radioaktive Spaltprodukte. Aus Sicht der nuklearen Sicherheit im Anlagenbetrieb bestehen zwischen Thorium- und Uran-basierten Brennstoffen keine wesentlichen Unterschiede. Zudem ist die Proliferation von waffenfähigem Plutonium, das im Thorium-Brennstoffkreislauf entsteht, eine Herausforderung.

Gegenwärtig verfolgen vor allem Indien und China langfristig angelegte Entwicklungsprogramme für **Thoriumreaktoren**. China führt derzeit die praktische Erprobung an. Indien, das grosse Hoffnungen in Thorium-Reaktoren setzt und ein ehrgeiziges langfristiges Entwicklungsprogramm verfolgt, verfügt über die weltweit grössten Thorium-Reserven, gefolgt von Brasilien, Australien und den USA. Die Konversion von Uran zu Thorium steht vor Herausforderungen, da neue Systeme für die Brennstoffherstellung, das Recycling sowie angepasste Regulierungen benötigt werden. Im Zusammenhang mit

⁴ HALEU, kurz für High-Assay Low-Enriched Uranium, ist Uran, das so angereichert ist, dass die Konzentration des spaltbaren Isotops Uran-235 (U-235) zwischen 5% und 20% der Uranmasse liegt. Konventioneller Uran-Brennstoff ist nur bis 5% angereichert.



dem Brennstoffkreislauf ist weiter zu bemerken, dass abgebrannter Uranbrennstoff wiederaufgearbeitet werden kann. Im Westen wird dies allerdings nur noch durch Frankreich (La Hague) gemacht. In Grossbritannien (Sellafield) wurden die Aktivitäten 2018 eingestellt und in den USA ist die Wiederaufarbeitung seit den 1970er-Jahren verboten.

2. Schlussfolgerungen

Die Kompetenz für die Lizenzierung/Bewilligung von Kernenergiereaktoren liegt bei den jeweiligen Staaten, wobei die Lizenzierung von neuen Reaktortypen mit wenig internationaler Erfahrung wesentlich aufwändiger ist als die Lizenzierung von bekannten Reaktortypen. Für die Schweiz ist davon auszugehen, dass nur bewährte Technologien durch Investoren in Betracht gezogen und der Bewilligungsbehörde (ENSI) vorgelegt werden. Grundsätzlich sind alle oben beschriebenen Technologien für den Einsatz in der Schweiz geeignet, wobei die Schweiz bisher aus sicherheitspolitischen Gründen auf die Wiederaufarbeitung und Plutoniumherstellung verzichtet hat.

Heute gibt es in westlichen Ländern nur Erfahrungen mit grossen Leichtwasserreaktoren (Westinghouse und Framatome), von denen in den letzten Jahren fünf gebaut wurden. Bei den SMR scheint der BWRX von General Electric/Hitachi am weitesten fortgeschritten. Kanada hat 2025 die erste Baugenehmigung für den BWRX-300 erteilt, 2029 soll der SMR fertiggestellt sein. Erst ab dann ist mit einer breiteren Kommerzialisierung dieser Reaktoren zu rechnen. Solange spaltbares Uran zu wirtschaftlichen Preisen zur Verfügung steht, wird weder die Wiederaufarbeitung von abgebranntem Uran noch der Thorium-Kreislauf konkurrenzfähig betrieben werden können. Neue Kernkraftwerke könnten in der Schweiz – selbst bei einer Aufhebung des Neubauverbots – gemäss einem Bericht der Akademien der Wissenschaften Schweiz⁵ sowie gemäss Ausführungen im Rahmen der Hearings in der UREK-S vom 20. November 2025 frühestens ab 2050 ans Netz gehen. SMR und Generation-IV-Reaktoren sind vor 2035 nicht kommerziell verfügbar. Thoriumreaktoren sind langfristige Optionen ohne industrielle Erfahrung.

Die schweizerische Kernenergiegesetzgebung erlaubt auch andere Reaktorkonzepte als die konventionellen Leichtwasserreaktoren. Nach der Aufhebung des Neubauverbots bräuchte es daher keine weiteren Anpassungen auf Gesetzesstufe, damit auch SMR mit neuartigen Konzepten bewilligt werden könnten. Allerdings müsste bei der Aufsichtsbehörde ENSI entsprechendes Know-how vorhanden sein, damit sie zuhanden der Bewilligungsbehörde die Sicherheit dieser Konzepte beurteilen könnte. Es ist auch davon auszugehen, dass für den Bau und Betrieb solcher SMR neue Richtlinien bzw. Anpassungen bestehender Richtlinien des ENSI erforderlich wären.

⁵ 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)*.



Vergleich der Kosten, Bauzeiten, Sicherheitsanforderungen und Systemintegration dieser neuen Technologien mit bestehenden erneuerbaren Energien

Die folgende Tabelle macht einen Vergleich, wobei bei den erneuerbaren Energien vor allem die Speicherwasserkraft zum Vergleich hergezogen wird, da diese wesentlich zur Winterstromversorgung beitragen kann.

	Neue Kernenergie	Bestehende erneuerbare Energieanlagen (insbesondere Wasserkraft)
Kosten	Gestehungskosten neuer Kernkraftwerke 7–12 Rp/kWh, wobei eine Bauzeit von unter 8 Jahren nötig ist, um Gestehungskosten von 7 Rappen zu erreichen. Je nach Reaktortyp ist für einen Block mit einer Leistung von 1 GW mit reinen Baukosten zwischen 4 und 7 Milliarden Franken zu rechnen. Quelle: Technology Monitoring of Nuclear Energy, 2024⁶). Grosse Anlagen sind nötig, um Skaleneffekte zu realisieren; kapitalintensive, langfristige Investitionen; hohe finanzielle Risiken; Anlage von EDF kostet 10 bis 13 Milliarden Franken pro Block; spezifische Kosten 4 bis 15 Milliarden Franken pro Gigawatt elektrisch (verschiedene Reaktortypen); Gestehungskosten 7,5 bis 19 Rp/kWh pro Kilowattstunde. Quelle: Bericht der Akademien der Wissenschaften Schweiz.	Die Gestehungskosten der meisten bestehenden Speicherkraftwerke der Schweiz variieren zwischen etwa 4 bis 6 Rp/kWh, wobei der Wasserzins rund 1,5 Rp/kWh davon ausmacht. Quelle: Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft, im Auftrag BFE 2018. Die Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken lagen in Abschätzung vor ihrer Umsetzung bei durchschnittlich 14 Rp/kWh. Quelle: Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, BFE 2013.
Bewilligungsverfahren	Um ein neues KKW in der Schweiz zu bauen und zu betreiben, sind drei Bewilligungen erforderlich: eine Rahmenbewilligung, eine Baubewilligung und eine Betriebsbewilligung. Für die Rahmenbewilligung müssen die Grundzüge der Anlage bekannt sein. Als Grundzüge des Projektes gelten die ungefähre Grösse und Lage der wichtigsten Bauten sowie das Reaktorsystem, die Leistungsklasse sowie das Hauptkühlsystem (Art. 14 KEG). Politische Hürden bleiben hoch; neue KKW könnten gemäss einem Bericht der Akademien der Wissenschaften Schweiz⁷ frühestens 2050 ans Netz gehen; Gegen die Erteilung einer Rahmenbewilligung kann das Referendum ergriffen werden.	Die Bewilligungsverfahren bei Wasserkraft und Windenergie sind komplex und langwierig. Es bestehen zahlreiche Beschwerdemöglichkeiten. Bei der Wasserkraft dauern Bewilligungsverfahren bei unbestrittenen Projekten bestenfalls 2 bis 3 Jahre, können aber auch länger als 20 Jahre gehen (vgl. Erhöhung Grimselmauern). Das Parlament verabschiedete in der Herbstsession 2025 den Beschleunigungserlass, der konzentrierte Verfahren für Solar- und Windprojekte vorsieht. Für Erweiterungen von Wasserkraftwerken bietet die neu festgeschriebene Zusatzkonzession mehr Verfahrensflexibilität. Zudem regelt der Beschleunigungserlass neu, dass eine Festsetzung eines Vorhabens im Richtplan nur für Wasserkraftwerke über 10 MW installierter Leistung notwendig ist und präzisiert, dass Wasserkraftwerke keiner Grundlage im Nutzungsplan bedürfen. Ein Grossteil

⁶ Manera, A., Pautz, A. (eds.), Bauer, C., Williams, T., Krepel, J., Mikityuk, K., Schwarz, G., Theiler, Ch., Fasoli, A., Schlatter, Ch., Sedlak, K., (2024), «Technology Monitoring of Nuclear Energy» PSI, ETHZ, EPFL.

⁷ 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).





		der Wasserkraftprojekte wird damit weiterhin zwei Bewilligungsverfahren durchlaufen, ein Konzessionsverfahren und ein Baubewilligungsverfahren, bei beiden Verfahren steht jeweils der Beschwerdeweg offen. In Kantonen, in denen die Gewässerhoheit bei den Gemeinden liegt, ist für Konzessionsverfahren meist eine Volksabstimmung notwendig.
Bauzeiten	Komplexe Projekte mit vielen voneinander abhängigen Aufgaben; die Bauzeiten (ohne Bewilligungsverfahren) variieren weltweit zwischen 4 und 17 Jahren, in den westlichen Ländern sind es mindestens 8 Jahre.	Wasserkraftprojekte sind komplex. In den letzten Jahren wurden nur wenige Projekte realisiert. Geologische Probleme können zu längeren Bauzeiten führen, so stieg die Bauzeit beim Gemeinschaftskraftwerk Inn von geplanten 4 auf 8 Jahre. Auch der Neubau der Zentrale Ritom, ursprünglich bis 2023 geplant, wird frühestens Ende 2026 in Betrieb sein. Mit dem Bau war im Jahr 2019 begonnen worden.
Sicherheitsanforderungen	Die Sicherheitsanforderungen sind sehr hoch, rechtlich festgelegt und werden durch das ENSI überwacht. Hauptrisiko: Restrisiko eines Unfalls mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit und sehr hohen Auswirkungen; Sicherheitsstandards haben sich im Laufe der Jahre wesentlich verbessert; neue KKW Generation III/III+ haben viel höheres Sicherheitsniveau als in Vergangenheit erforderlich; Wahrscheinlichkeit eines Reaktorkernschadens ist mindestens 100-mal geringer als bei älterer Generation II. ENSI bestätigt 2024/2025 Einhaltung aller Sicherheitsvorgaben; Restrisiko bleibt extrem gering (<1 Ereignis pro 10 Millionen Jahre).	Das BFE ist die Aufsichtsbehörde des Bundes über die Sicherheit der Stauanlagen in der Schweiz. Das Stauanlagengesetz (SR 721.101) regelt die Sicherheit der Stauanlagen und die Haftung für Schäden, die auf das Austreten von Wassermassen aus einer Stauanlage zurückzuführen sind.
Systemintegration	Derzeit Grundlast mit einer Auslastung von 80 bis 90 Prozent; Lastfolgebetrieb im Auslastungsbereich von 30 bis 100 Prozent möglich (80 bis 100 Prozent gut machbar; 30 bis 50 Prozent möglich, aber weniger günstig; niedrigere Auslastungen ermüden die Materialien schneller und wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.	Speicherseen bzw. Talsperren werden systemdienlich betrieben, das heisst, sie können Ausgleichsenergie bereitstellen und sind somit prädestiniert für Systemdienstleistungen. Zudem dienen sie als Saisonspeicher. Laufwasserkraftwerke liefern Bandenergie und können nur sehr eingeschränkt Systemdienstleistungen liefern.