Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

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

Notiz des BFE vom 10. Dezember 2025 zu Handen der UREK-S zu Wettbewerbsfähigkeit und Finanzierung neuer Kernkraftwerke

Auftrag an die Verwaltung

Die Kommission bittet die Verwaltung um eine Auslegeordnung der Rahmenbedingungen rund um Fragen zur Finanzierung neuer Kernkraftwerke (KKW), wobei insbesondere nachfolgende Fragestellungen beantwortet werden sollen:

1. Wettbewerbsfähigkeit neuer Kernkraftwerke im Strommarkt: Wie können Kernkraftwerke mit hohen Fixkosten und geringer Flexibilität in einem zunehmend von volatilen Preisen und steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung geprägten Schweizer Strommarkt wirtschaftlich bestehen? Welche Zusatzkosten entstehen für notwendige zusätzliche Flexibilitäten im Gesamtsystem (Reserveleistung, Netzausbau, Speicher)? Wie stehen die langfristigen Gestehungskosten eines neuen KKW im Verhältnis zu jenen von erneuerbaren, flexiblen und dezentralen Systemen und welche Preisentwicklung ist in den nächsten 10 Jahren zu erwarten?
2. Staatliche Subventionierung: Von welcher Förderung seitens der öffentlichen Hand (Bund oder Kantone) muss heute ausgegangen werden, damit ein Neubau realisiert werden kann? Welche Rolle spielt die öffentliche Hand (Staaten oder staatliche Akteure/Energieversorger) beim Neubau in mit der Schweiz vergleichbaren Staaten Westeuropas oder den USA und welche Finanzierungsinstrumente werden dabei angewendet und wie werden die dafür nötigen Einnahmen erzielt?
3. Finanzielle Risiken: Welche langfristigen finanziellen Risiken wie Haftungsrisiken, mögliche Bürgschaften, Kosten für Rückbau und Entsorgung, Kriseninterventionen sowie Risiken aus Projektverzögerungen oder -abbrüchen drohen für Bund, Kantone und andere öffentliche Körperschaften unabhängig von einer direkten staatlichen Subventionierung im Zusammenhang mit dem Bau und Betrieb neuer KKW?
4. Ausschluss öffentliche Finanzierung: Das BFE wird um einen Formulierungsvorschlag in Ergänzung zum vom Bundesrat formulierten Gegenvorschlag gebeten, wie eine direkte oder indirekte staatliche Subventionierung für den Bau neuer Kernkraftwerke ausgeschlossen und finanzielle Risiken für die öffentliche Hand möglichst minimiert werden könnte.

Antwort der Verwaltung

Zu Punkt 1:

Der Neubau von Kernkraftwerken wird in der Schweiz wieder politisch diskutiert. Vor diesem Hintergrund gewinnen Fragen nach der Wettbewerbsfähigkeit neuer Kernkraftwerke, nach zusätzlichen System- und Flexibilitätskosten sowie nach dem Vergleich mit erneuerbaren und dezentralen Technologien an Bedeutung. Die Botschaft zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» und zum indirekten Gegenvorschlag (Änderung des Kernenergiegesetzes) sowie bereits vorhandene Analysen und Berichte des Bundesamtes für Energie (BFE), darunter die Energieperspektiven 2050+, die

Studie System Adequacy and Flexibility of the Swiss Power System oder die Untersuchung zum Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz bis 2035 und 2050 bilden die Grundlage für diese Einordnung.

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass das künftige Energiesystem zunehmend durch dezentrale Produktion, volatile Einspeisung und höhere Anforderungen an Flexibilität geprägt sein wird. Im Szenario «Netto-Null 2050» steigt der Flexibilitätsbedarf im Vergleich zum Referenzjahr 2020 deutlich. Etwa die Hälfte soll gemäss der Modellierung durch Wasserkraft und Speicher abgedeckt werden; in der Praxis hinkt der Ausbau der Wasserkraft jedoch den Annahmen stark hinterher. Der verbleibende Anteil soll durch Demand Response und Importe abgedeckt werden[1], wobei unklar bleibt, ob Importe im benötigten Ausmass möglich sein werden. Modellgestützte Untersuchungen prognostizieren bis 2035 einen wirtschaftlichen Bedarf von rund 4,3 GW zusätzlicher Batteriespeicherleistung, bis 2050 von weiteren rund 3,1 GW. Diese Kapazitäten dienen vor allem dem Ausgleich kurzfristiger PV-Schwankungen. Gleichzeitig bestehen theoretisch erhebliche Potenziale bei flexiblen Verbrauchern: Bis zu 9 TWh modulierte Last aus Elektromobilität und bis zu 13 TWh aus Wärmepumpen könnten theoretisch zur Systemstabilisierung beitragen; davon ist die Schweiz aber noch weit entfernt. Saisonale Stromspeicher werden unter den erwarteten Kostenentwicklungen nicht als kosteneffiziente Option angesehen; die saisonale Versorgung soll weitgehend durch die Wasserkraft gesichert werden.[2] Damit die Wasserkraft diese ihr zugedachte Rolle wahrnehmen kann, müsste der Ausbau allerdings stark beschleunigt werden. Die 16 Wasserkraft-Projekte, denen gemäss Energie-Mantelerlass übergeordnetes nationales Interesse zukommt, sollten bis 2040 die Winterstromversorgung stärken und insgesamt 2 Terawattstunden (TWh) zusätzliche saisonale Speicherproduktion ermöglichen. Rückmeldungen der Projektträger zeigen jedoch, dass bis 2040 voraussichtlich nur rund 1,1 TWh realisiert werden können. Generell wird der Zubau im Bereich Wasser-, Wind- und Solarkraft durch Einsprachen, technische Schwierigkeiten, Fragen der Wirtschaftlichkeit und negative Volksentscheide erschwert. Ob der Stromverbrauch im Winterhalbjahr bis 2050 nur durch Wasserkraft und die erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, ist aus heutiger Optik sehr unsicher. Zudem ist unklar, wie 2050 mit Stromüberschüssen im Sommer (und folglich Preisen, die gegen Null tendieren oder sogar negativ werden können) und grösseren Engpässen im Winter, beispielsweise bei langanhaltenden ungünstigen Wetterverhältnissen für die Produktion von erneuerbarer Energie im In- und Ausland, umgegangen werden soll. Wenn dereinst die Bandenergie aus den derzeit noch laufenden KKW wegfällt, wird das Spitzenlast-Management im Sommer und mittags desto anspruchsvoller, je höher – ohne KKW-Ersatz – der Photovoltaik-Anteil an der Stromproduktion ist.

Ohne weitergehende energiepolitische Ziele (Szenario Weiter-wie-bisher) werden für das Verteilnetz bis 2050 Investitionen von rund 45 Mrd. CHF (real zu Preisen von 2020) erwartet. Das Erreichen des Netto-Null-Ziels (Szenario ZERO Basis) erfordert zusätzliche 30 Mrd. CHF an Investitionen. Eine noch stärkere Elektrifizierung würde den Investitionsbedarf nochmals in die Höhe treiben. In beiden Szenarien entfällt ein bedeutender Teil der Investitionen auf die Erneuerung der bestehenden Anlagen.[3] Der systemische Nutzen flexibler Technologien ist dabei zu unterstreichen: Würden steuerbare Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Heimspeicher systematisch eingesetzt, könnte der Netzausbaubedarf um bis zu 11 Prozent reduziert werden.[4] Analysen zur Systemadäquanz gehen zudem davon aus, dass unzureichende Preissignale für Flexibilität die Gesamtkosten stärker erhöhen als der Netzausbau selbst. Eine marktbasierte Steuerung könnte die Systemkosten um 10-15 Prozent senken.[5]

[1] Bundesamt für Energie (BFE). (2020). *Energieperspektiven 2050+.*

[2] ZHAW, Consentec, HSLU. (2025). *Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz.* Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

[3] Consentec, EBP, Polynomics. (2022). *Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie

[4] ZHAW, Consentec, HSLU. (2025). *Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie*.

[5] Universität Basel, ETH Zürich, Consentec. (2022). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022.* Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Kernkraftwerke sind für die Bereitstellung von Bandlast ausgelegt und stehen heute im Kontext eines zunehmend volatilen Energiesystems. Moderne Leichtwasserreaktoren erreichen Rampenraten[6] von 3–5 Prozent der Nennleistung pro Minute, während Pumpspeicherkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Batteriespeicher und flexible Lasten innerhalb von Sekunden bis Minuten reagieren können, um hohe Leistungen zur Verfügung zu stellen. Kernkraftwerke tragen zur Systemstabilität bei, sind im Vergleich zu anderen Technologien jedoch eine langsame und weniger kosteneffiziente Flexibilitätsquelle.[7] Neue Reaktorkonzepte wie modulare Reaktoren (SMR) sollen diese Einschränkungen reduzieren; bislang existieren jedoch keine marktreifen Referenzprojekte, die zuverlässige Kosten- und Bauzeitannahmen erlauben. Es ist nicht davon auszugehen, dass Kernkraftwerke im schweizerischen Kontext einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilität leisten können. Dies ist jedoch auch nicht ihre primäre Funktion: Der grosse Vorteil der Kernkraft liegt darin, dass sie klimaschonende Bandenergie liefert.

Schätzungen auf der Grundlage des aktuellen Monitoringberichts zur Kerntechnologie[8] des Paul Scherrer Instituts (PSI) beziffern die Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke auf 7–12 Rp/kWh. Solange die Bauzeit unter 8 Jahren bleibt, sind Gestehungskosten von 7 Rappen erreichbar. Gemäss den Autorinnen und Autoren des Berichts liegt dies im Bereich der aktuellen und künftigen Gestehungskosten für erneuerbare Energiequellen und bestehende Wasserkraftwerke in der Schweiz. Je nach Reaktortyp ist für einen Block mit einer Leistung von 1 GW mit reinen Baukosten zwischen 4 und 7 Milliarden Franken zu rechnen. Aktuell liegen die Gestehungskosten bei den vier Schweizer Kernkraftwerken bei 4–5,5 Rp./kWh. Ein Langzeitbetrieb von 60 Jahren würde die Stromgestehungskosten dieser Anlagen um maximal einen Rappen erhöhen. Jüngste Beispiele aus dem Ausland zeigen, dass die Kosten auch höher liegen können: So kostete der Bau der Reaktoren (Europäische Druckwasserreaktoren [EPR], 3. Generation; Leistung 1600 Megawatt [MW]) in Olkiluoto (Finnland) und Flamanville (Frankreich) rund 11 und 13,2 Milliarden Euro. Sie wurden zudem mit erheblichen Verzögerungen in Betrieb genommen. Generell lässt sich festhalten, dass in Bezug auf mögliche Investitionskosten neuer Kernkraftwerke in der Schweiz Unsicherheiten bestehen. Allerdings ist auch der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion mit erheblichen Unsicherheiten und hohen Kosten auch für den Staat verbunden. Von 2008 bis 2025 wurden via Netzzuschlagsfonds rund 14 Milliarden Franken für die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion ausgegeben.

In der erwähnten Studie des PSI wird darauf hingewiesen, dass das Konzept der Stromgestehungskosten in einem zunehmend komplexen Energiesystem mit einem immer stärkeren Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien von begrenztem Wert ist. Deshalb sollten nicht nur die Stromgestehungskosten der Produktionstechnologien betrachtet werden, sondern es müssen auch die gesamten Systemkosten (Ausgleichskosten, Kosten für den Netzausbau, Backup-Kosten) berücksichtigt werden. Hier sehen die Autorinnen und Autoren die Kernenergie im Vorteil, weil diese wertvolle Bandenergie liefert. Auch halten sie fest, dass die Herausforderung der hohen Kapitalkosten grosser Kernkraftwerke mit der Technologie der kleinen modularen Reaktoren (small modular reactors, SMR) entschärft und durch Mikroreaktoren weitgehend eliminiert wird. Weitere Faktoren, die sich positiv auf die Baukosten neuer Kernkraftwerke auswirken, sind gemäss der Autorenschaft die Fertigstellung relevanter Teile vor dem Baubeginn, das Vorhandensein einer gut etablierten Lieferkette sowie der Zugang zu qualifizierten Arbeitskräften und ein stabiler regulatorischer Rahmen. Vergleicht man die Jahresenergie (12 TWh/Jahr) eines EPR mit jener von alpinen Solaranlagen, bräuchte es gemäss der Studie des PSI beispielsweise rund 780 Alpinsolarprojekte wie jenes von Gondo, um die Jahresenergie eines EPR zu realisieren. Die Kosten für die alpinen Solaranlagen würden rund 29 Milliarden Franken betragen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Stromproduktion in einem KKW planbar und zuverlässig ist, während die Stromproduktion mit Solarenergie nicht rund um die Uhr möglich ist und vom Wetter abhängt.

Eine neuere Studie weist für neue Kernkraftwerke höhere Stromgestehungskosten von rund 7,5-19 Rp./kWh aus bei einer Auslastung von mindestens 80 Prozent über das ganze Jahr, basierend

[6] Die Ramp-Rate bezeichnet die Geschwindigkeit der Leistungsänderung; 5%/min entsprechen bei einem 1000-MW-Reaktor rund 50 MW pro Minute.

[7] Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants | OECD

[8] 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.*

auf Investitionskosten von 4-15 Mrd. CHF pro Gigawatt sowie zusätzlichen Aufwendungen für Entsorgung und Rückbau. Wenn aufgrund einer hohen Produktion erneuerbarer Energien die Kernkraftwerke im Sommer nicht produzieren würden, würden sich die Gestehungskosten entsprechend erhöhen. Niedrige Werte innerhalb der Bandbreite der Investitionskosten setzen Bauzeiten von unter acht Jahren voraus, die international kaum erreicht werden.[9]

Zu Punkt 2

Möglicher Bedarf der Finanzierung durch den Staat

Für die Förderung eines KKW-Neubaus seitens der öffentlichen Hand (Bund oder Kantone) bestehen keine Förderinstrumente. Die Kernkraft unterscheidet sich darin von den erneuerbaren Arten der Stromproduktion, für die in den letzten Jahren umfangreiche Förderprogramme aufgebaut wurden.

Die meisten KKW-Neubauprojekte, die in den letzten Jahren weltweit in Angriff genommen wurden, bedurften staatlicher Unterstützung, z.B. in Form von staatlichen Unternehmen oder Investoren, staatlichen Darlehen, Kaufverträgen mit festen Strompreisen (z. B. in Grossbritannien, Finnland), Entschädigungen im Falle einer politischen Projektstornierung bzw. Stilllegung und/oder Verträgen über die Aufteilung der Kosten und Gewinne (z.B. in Schweden).

Im Juni 2025 hat die EU-Kommission im Rahmen des «programme illustratif nucléaire» gemäss Euratom-Vertrag einen Grundlagenbericht zum Stand der Kernenergie in der EU publiziert[10]. Darin werden die Finanzierungsrisiken der Kernenergie sowie die möglichen staatlichen Beihilfen skizziert. Bei der Ausgestaltung der öffentlichen Unterstützung sollten die Mitgliedstaaten Anreize schaffen, um ein effizientes Verhalten der Begünstigten sicherzustellen, etwa den termingerechten Abschluss der Bauarbeiten im Rahmen des Budgets und die Bereitstellung von Kapazitäten auf der Grundlage von Marktsignalen gemäss Strommarktdesign. Im EU-Recht müssen staatliche Beihilfen nachweislich angemessen und verhältnismässig sein. Dies bedeutet, dass die Massnahmen auf das absolut Notwendige beschränkt sein müssen, um die definierten Ziele zu erreichen, und keinen übermässigen Vorteil gegenüber Wettbewerbern gewähren dürfen.

Die EU-Kommission hat im März 2023 im Rahmen des Green Deal-Industrieplans eine Reform der bestehenden Strommarktregeln vorgeschlagen. Diese trat im Juli 2024 in Kraft. Mit dieser Reform wurde unter anderem festgelegt, dass direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in die neue Stromerzeugung aus kohlenstoffarmen Quellen, einschliesslich Kernenergie, in Form von wechselseitigen Differenzverträgen (CfDs) oder gleichwertigen Systemen mit gleicher Wirkung erfolgen müssen. Darüber hinaus sollen die Mitgliedstaaten die Einführung von Power Purchase Agreements (PPAs) fördern.

In vergleichbaren Staaten Westeuropas und den USA spielt die öffentliche Hand eine zentrale Rolle: In Frankreich ist der Staat Hauptaktionär von Electricité de France (EDF) und übernimmt Bau- und Finanzierungsrisiken indirekt. Im Vereinigten Königreich werden Projekte wie Hinkley Point C über *Contracts for Difference* (CfD) abgesichert, die langfristig garantierte Erlöse aus dem Stromverkauf bieten. In Finnland wird das kooperative Finanzierungsmodell der Energieversorgungsunternehmen als Mankala-Modell bezeichnet. Im Mankala-Modell besteht die Rolle der finnischen Regierung darin, das Finanzierungsmodell für grosse Energieprojekte zu ermöglichen und rechtlich zu unterstützen[11]. In den USA stellte das Department of Energy Kreditgarantien über 12 Milliarden Dollar für die beiden Vogtle-Reaktoren bereit[12].

[9] 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)*.

[10] Communication on the Nuclear Illustrative Programme under Article 40 of the Euratom Treaty - European Commission

[11] Finnland verfügt über einen vollständig liberalisierten Strommarkt. Ein grosser Teil des Stroms wird jedoch ausserhalb des regulären Marktes im Rahmen des Mankala-Modells geliefert, bei dem mehrere Unternehmen gemeinsam eine gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung gründen. Quelle: IEA Energy Policy Review Finland 2023.

[12] https://www.energy.gov/lpo/vogtle - visité 13.11.2025

Ein europäisches Land, das erst vor kurzem (im Jahr 2022) entschieden hat, wieder in die Kernenergie zu investieren, ist Schweden. Die schwedische Regierung hat deshalb im Budget für 2026 einen Finanzrahmen von bis zu 220 Milliarden schwedischen Kronen (19,9 Milliarden Euro) über einen Zeitraum von zwölf Jahren vorgeschlagen, um den Bau neuer Kernkraftwerke mit insgesamt 5000 MW Leistung zu unterstützen[13]. Der langfristige Förderrahmen ist darauf ausgelegt, Kredite an Projektgesellschaften zu ermöglichen. Die ersten Verträge werden für 2026 und 2027 erwartet. Die vorgeschlagenen Zahlen stellen dabei eine Obergrenze für Verhandlungen dar, nicht den endgültigen Preis. Zudem muss die staatliche Unterstützung noch durch die EU-Kommission bewilligt werden.

Im Weiteren hat die Europäische Kommission Polen im Dezember 2025 die Genehmigung erteilt, sein erstes kommerzielles Kernkraftwerk mit öffentlichen Hilfen in Höhe von schätzungsweise 60 Milliarden PLN (14,2 Milliarden Euro) zu finanzieren. Die gesamten Investitionsausgaben für das Projekt werden auf nominal rund 42 Milliarden Euro geschätzt. Das Kernkraftwerk soll mit drei Westinghouse-AP1000-Reaktorblöcken voraussichtlich in der zweiten Hälfte der 2030er-Jahre in Betrieb gehen.[14]

Zu Punkt 3:

Bei den finanziellen Risiken für den Bund in Bezug auf die Kernenergie sind zwei Fälle zu unterscheiden: die Haftung bei Nuklearschäden und die Risiken bei den Kosten für Stilllegung und Entsorgung. Diese werden im Folgenden erläutert.

Haftungsfragen bei Nuklearschäden

Gemäss Kernenergiehaftpflichtgesetz (KHG; SR 732.44) haftet der Betreiber unbegrenzt für Nuklearschäden, die durch den Betrieb seiner Anlage oder durch damit zusammenhängende Transporte von Kernmaterial entstehen.

Haftungsgrundsätze im Nuklearrecht

a) Gefährdungshaftung

Das KHG sieht eine strenge Gefährdungshaftung vor. Der haftpflichtige Betreiber haftet auch ohne Verschulden und selbst dann, wenn ein Nuklearschaden durch z.B. kriegerische Ereignisse oder terroristische Akte verursacht wird.

b) Kanalisierung der Haftung auf den Betreiber

Einzig der Betreiber der Kernanlage ist haftpflichtig. Dies erleichtert es den Opfern, ihre Schadenersatzansprüche durchzusetzen.

c) Deckungspflicht

Der Betreiber muss eine Versicherung in der Höhe von 1,2 Milliarden Euro zuzüglich 10% für Zinsen und gerichtlich zuerkannte Kosten (insgesamt 1,32 Mrd. Euro) abschliessen.

d) Verjährungsfrist und Verwirkungsfrist

Die relative Verjährungsfrist beträgt drei Jahre ab Kenntnisnahme und die Verwirkungsfrist 30 Jahre ab dem schädigenden Ereignis.

e) Spätschaden

Schaden, von dem ein Opfer erst nach Ablauf von 30 Jahren Kenntnis hat, deckt der Bund aus dem Nuklearschadenfonds.

f) Zuständiges Gericht

[13] Swedish government budgets for nuclear new-build - World Nuclear News

[14] Europe Approves State Aid For Poland Nuclear Station, First Concrete Planned For 2028

Für Entschädigungsansprüche nach einem Unfall ist ein einziges Gericht zuständig, unabhängig von Wohnort oder Nationalität der Geschädigten.

Entschädigung

Ein Nuklearschaden ist bis zu 1,2 Mrd. Euro durch Versicherungen gedeckt. Im Schadensfall kommt zu dieser Versicherungsdeckung zusätzlich ein Betrag von 300 Mio. Euro, der von den Vertragsstaaten des Brüsseler Zusatzübereinkommens aufgebracht wird. Insgesamt stehen so 1,5 Mrd. Euro (zuzüglich 150 Mio. Euro für Zinsen und gerichtlich zuerkannte Kosten) zur Deckung eines Nuklearschadens zur Verfügung. Für darüberhinausgehenden Schaden haftet der Betreiber einer Kernanlage unbeschränkt mit seinem ganzen Vermögen.

Anlagen zur Nuklearforschung, das Bundeszwischenlager sowie Kernanlagen in Stilllegung, bei denen sich keine Brennelemente mehr auf der Anlage befinden, werden zu 70 Mio. Euro versichert, gewisse Transporte von Kernmaterial zu 80 Mio. Euro (jeweils zuzüglich 10% für Zinsen und gerichtlich zuerkannte Kosten).

Deckungsgeber

Die Deckung wird hauptsächlich durch private Versicherungen erbracht. Jene Risiken, welche private Versicherer nicht oder nicht vollumfänglich versichern können, werden vom Bund gedeckt. Hierfür bezahlen die Betreiber eine Prämie, die in den Nuklearschadenfonds fliesst.

Grossschaden

Reichen trotz der umfangreichen Versicherungen die vorhandenen Mittel nicht zur Deckung der Schäden aus oder kann wegen der grossen Zahl von Geschädigten das ordentliche Verfahren nicht durchgeführt werden, so liegt ein sogenannter Grossschaden vor. In diesem Fall kann die Bundesversammlung zur gerechten Verteilung der vorhandenen Mittel eine Entschädigungsordnung aufstellen und gegebenenfalls vorsehen, dass der Bund zusätzliche Beträge an den nichtgedeckten Schaden sprechen kann.

International

Die Schweiz hat die beiden Kernenergiehaftpflichtabkommen von Paris und Brüssel (beide in der revidierten Fassung von 2004) sowie das Gemeinsame Protokoll ratifiziert.

Mit Deutschland besteht ein bilaterales Abkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie aus dem Jahre 1986, mit welchem der Grundsatz der Gleichbehandlung der Angehörigen beider Staaten geregelt wird.

Risiken bei den Kosten für Stilllegung und Entsorgung

Für die Kosten der Stilllegung und der Entsorgung der radioaktiven Abfälle kommen nach dem Verursacherprinzip die Eigentümer der Kernanlagen auf. Sie tragen die finanzielle Verantwortung und zahlen laufend hohe Beiträge in den Stilllegungs- und den Entsorgungsfonds ein. Die Kostentragungspflicht und das Kostenrisiko werden damit aber nicht auf die Fonds übertragen, sondern verbleiben bei den Eigentümern der Kernanlagen.

Kostentragungskaskade

Falls die von einem Eigentümer geleisteten Beiträge an die Fonds nicht ausreichen, muss er den fehlenden Betrag aus seinen Mitteln decken. Sofern letztere dafür nicht ausreichen, decken die Fonds

die verbleibenden Kosten vorerst aus ihren Mitteln. Der Eigentümer muss den geschuldeten Betrag inklusive Zins in einer vom Bundesrat festgelegten Frist an die Fonds zurückerstatten.

Ist ein Eigentümer einer Kernanlage zahlungsunfähig und kann daher eine Zahlung oder Rückerstattung an die Fonds in der vom Bundesrat gesetzten Frist nicht leisten, haften die übrigen Eigentümer gemäss ihrem Anteil an den Beiträgen. Sie müssen derartige Nachschüsse aus ihren eigenen Mitteln leisten. Wenn die übrigen Eigentümer die fehlenden Mittel nicht nachschiessen könnten, entscheidet die Bundesversammlung, ob und in welchem Ausmass sich der Bund an den Kosten beteiligt.

Folglich gibt es umfangreiche Kostentragungspflichten, aber keinen Automatismus zu Lasten der öffentlichen Hand. Der Bund steht erst an letzter Stelle der fünfstufigen Kostentragungskaskade. Weitere Absicherungsmechanismen sorgen dafür, dass die Eigentümer der Kernanlagen Stilllegung und Entsorgung zuverlässig sowie umfassend finanzieren.

Es sind keine weiteren finanziellen Risiken für Bund, Kantone und andere öffentliche Körperschaften bekannt.

Zu Punkt 4:

Gewünscht wird ein Formulierungsvorschlag für einen Gesetzesartikel, mit dem eine direkte oder indirekte staatliche Subventionierung für den Bau neuer Kernkraftwerke ausgeschlossen und finanzielle Risiken für die öffentliche Hand möglichst minimiert werden kann.

Wie vorangehend erwähnt, gibt es aktuell keine direkte oder indirekte staatliche Subventionierung für den Bau neuer Kernkraftwerke und sind die finanziellen Risiken für die öffentliche Hand bereits minimiert. Namentlich weil es keine Gesetzesgrundlage für eine finanzielle Unterstützung für Bau und Betrieb von Kernkraftwerken gibt, ist eine solche Unterstützung bereits heute ausgeschlossen. Mit anderen Worten ist eine solche Bestimmung überflüssig, weil sie das bereits geltende Recht wiedergäbe und umgekehrt die Schaffung einer Gesetzesgrundlage erforderlich wäre, um eine Förderung überhaupt erst zu ermöglichen.

Ist jedoch ungeachtet dessen eine ausdrückliche Bestimmung im KEG gewünscht, welche die Förderung ausschliesst, so könnte diese wie folgt lauten:

Art. 3a Finanzierung des Baus und Betriebs von Kernkraftwerken

Der Bund leistet keine finanziellen Beiträge an den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken. Subventionen, Darlehen, Bürgschaften und andere Formen der finanziellen Unterstützung sind ausgeschlossen.