Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Der Bundesrat

Bern, 13. Mai 2026

Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke und Versorgungssicherheit

Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.4152 Burkart vom 28. September 2023

Inhaltsverzeichnis

1 Das Postulat 23.4152 3
2 Zusammenfassung 3
3 Einleitung 6
4 Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke 7
4.1 Technische Massnahmen und Kostenschätzung für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre 8
4.2 Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs 10
4.3 Nicht-wirtschaftliche Risiken 13
4.4 Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützung 14
4.5 Regulatorische Rahmenbedingungen für den Austausch von Kernkomponenten 18
5 Entwicklung des Schweizer Strommixes 18
5.1 Neue Energieperspektiven 2060 18
5.2 Energieperspektiven 2050+ 19
5.3 Ad-hoc-Szenarien 19
6 Schlussfolgerungen 25

1 Das Postulat 23.4152

Das Postulat 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» wurde am 28. September 2023 von Ständerat Thierry Burkart eingereicht und am 6. März 2024 vom Ständerat angenommen.

Eingereichter Text

Der Bundesrat wird aufgefordert, in einem Bericht aufzuzeigen,

1. welche regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten, um den Erhalt der bestehenden Kernkraftwerke für einen Langzeitbetrieb zu ermöglichen und gleichzeitig die Sicherheit dieser Anlagen zu gewährleisten.
2. Dabei soll er in verschiedenen Optionen aufzeigen, wie unter anderem die Kostenstruktur der Betreiber entlastet oder zusätzliche finanzielle Anreize für Tiefpreisphasen (z.B. Entgelt für Produktion von gesicherter Winterenergie) geschaffen werden können.
3. Darüber hinaus soll er darstellen, welche regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um den Austausch von Kernkomponenten eines Kernkraftwerks (z. B. Ersatz des Reaktordruckbehälters) zu ermöglichen.
4. Der Bericht soll zudem aufzeigen, wie sich der Strommix (Import, Export, inländische und ausländische Produktionsarten) in der Schweiz entwickeln wird und wie viele Produktionskapazitäten an erneuerbaren Energien (insbesondere für die Wintermonate) bis 2030 aufgebaut werden müssen, damit ohne Risiko für die Versorgungssicherheit bestehende Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen werden können. Dabei soll auch der Neubau von Kernkraftwerken ein mögliches Szenario sein, falls der Ausbau anderer emissionsarmer Kapazitäten zu langsam vorankommt.

2 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht untersucht, unter welchen regulatorischen, finanziellen und energiepolitischen Voraussetzungen der sichere Langzeitbetrieb der bestehenden Schweizer Kernkraftwerke über 60 Betriebsjahre hinaus ermöglicht werden kann. Gleichzeitig wird der Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz als mögliches Szenario geprüft. Der Bericht analysiert die potenziellen Auswirkungen eines Langzeitbetriebs bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sowie der Neubau eines Kernkraftwerks auf den künftigen Strommix der Schweiz. Der Bundesrat kommt dabei zum Schluss, dass ein Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt technisch möglich und in den allermeisten Fällen auch wirtschaftlich wäre. Eine finanzielle Förderung des Langzeitbetriebs erachtet der Bundesrat zum jetzigen Zeitpunkt als nicht notwendig.

In der Schweiz sind derzeit vier Kernkraftwerke in Beznau, Gösgen und Leibstadt in Betrieb. Diese leisten seit Jahrzehnten einen wichtigen Beitrag zur Stromproduktion der Schweiz. Im Jahr 2024 betrug die Stromproduktion der Kernenergie in der Schweiz rund 23 Terawattstunden (TWh), was rund 30 Prozent der inländischen Stromproduktion entspricht. Im Winterhalbjahr 2024/25 trug die Kernenergie dabei 36 Prozent zur inländischen Stromproduktion bei. Die bestehenden Kernkraftwerke leisten damit insbesondere im Winterhalbjahr nach wie vor einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Der Langzeitbetrieb kann künftig zur Überbrückung einer allfälligen Stromlücke im Winter beitragen. Dafür müssen die Betreiber die nötigen Investitionen in Erneuerungen vornehmen. Die Kernkraftwerke in der Schweiz verfügen über unbefristete Betriebsbewilligungen und können so lange betrieben werden, wie sie sicher sind. Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) überprüft laufend, ob die Sicherheit gewährleistet ist. Dank umfangreicher Nachrüstungen weisen alle Schweizer Kernkraftwerke heute ein im internationalen Vergleich gutes Sicherheitsniveau auf.

Die vier noch in Betrieb stehenden Kernkraftwerke in der Schweiz wurden ausschliesslich privat finanziert und werden heute wirtschaftlich betrieben. Der Entscheid über die Laufzeit eines Kernkraftwerks

ist dabei von betriebswirtschaftlichen Überlegungen abhängig. Die Betreiber werden einen Langzeitbetrieb nur dann anstreben, wenn sie die notwendigen Investitionen voraussichtlich vollständig wirtschaftlich amortisieren können. Die Betreiber der bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz planen aktuell mit einer Betriebsdauer von rund 60 Jahren. Für diesen Zeitraum erscheint der Langzeitbetrieb technisch machbar und wirtschaftlich tragbar. Staatliche Fördermassnahmen sind dafür nach Einschätzung des Bundesrates zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich.

Im Fokus des vorliegenden Berichts steht der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt während einer Betriebsdauer von bis zu 80 Jahren. Die beiden Firmen Frontier Economics und Siempelkamp NIS haben im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) die dafür notwendigen technischen Massnahmen, die Investitionskosten, die Wirtschaftlichkeit sowie die nicht-wirtschaftlichen Risiken analysiert. Sie sind dabei zum Schluss gekommen, dass sich die für den Langzeitbetrieb erforderlichen Investitionen für die technischen Nachrüstungen – je nach Werk rund 0,7 bis 1,2 Milliarden Franken – unter realistischen Annahmen zur weiteren Entwicklung der Strompreise und der Kosten voraussichtlich amortisieren lassen. Eine Wirtschaftlichkeitslücke tritt nur in einem sehr konservativen Szenario mit sehr niedrigen Strompreisen auf und bleibt auch dann begrenzt. Insgesamt erscheint ein wirtschaftlich tragfähiger Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt während einer Betriebsdauer bis 80 Jahren sehr wahrscheinlich. Der Austausch von Kernkomponenten wie beispielsweise der Ersatz des Reaktordruckbehälters ist für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren weder erforderlich noch geplant.

Nicht-wirtschaftliche Risiken ergeben sich aus politischen und regulatorischen Unsicherheiten, etwa durch eine mögliche vorzeitige Stilllegung oder verschärfte Sicherheitsanforderungen. Solche Risiken können die Planungssicherheit und die Kapitalkosten beeinflussen. Eine klare politische Positionierung von Bundesrat und Parlament sowie stabile regulatorische Rahmenbedingungen sind von zentraler Bedeutung. Angesichts der aktuellen und absehbar hohen Strompreise sollten die Investitionen für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren innerhalb der restlichen Betriebsdauer amortisiert werden können. Eine Subventionierung des Langzeitbetriebs ist zurzeit kein Thema. Falls sich wider Erwarten eine Wirtschaftlichkeitslücke oder erhebliche Investitionshemmnisse ergeben sollten, erachtet der Bundesrat zweiseitige Differenzverträge («gleitende Marktprämie») oder Investitionsbeiträge als geeignete staatliche Fördermassnahmen.

Riassunto

Der vorliegende Bericht analysiert zudem anhand von Ad-hoc-Szenarien zu den Energieperspektiven 2050+ die Entwicklung des Schweizer Strommixes bis 2060. Die Ergebnisse zeigen, dass in der Schweiz künftig insbesondere im Winter ein erhebliches Risiko einer steigenden Importabhängigkeit besteht. Ein Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke kann in Kombination mit einem konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien zur Reduktion der Importabhängigkeit im Winter beitragen. Langfristig kann der Bau eines neuen Kernkraftwerks dazu beitragen, den Deckungsbedarf zu reduzieren. Die Bedeutung eines neuen Kernkraftwerks akzentuiert sich bei einem unzureichenden Ausbau der erneuerbaren Energien oder bei einer anderweitig auftretenden Stromlücke.

Il presente rapporto esamina i presupposti normativi, finanziari e di politica energetica necessari per garantire un esercizio sicuro a lungo termine delle centrali nucleari svizzere esistenti oltre i 60 anni previsti. Nel contempo viene valutata, come possibile scenario, la costruzione di nuove centrali nucleari in Svizzera. Il rapporto analizza i potenziali effetti sul futuro mix elettrico della Svizzera derivanti da un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt nonché della costruzione di una nuova centrale nucleare. Il Consiglio federale giunge alla conclusione che un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt è tecnicamente possibile e quasi sempre anche redditizio. Per questi motivi attualmente non ritiene necessario un sostegno finanziario dell’esercizio a lungo termine.

In Svizzera sono attualmente in funzione quattro centrali nucleari a Beznau, Gösgen e Leibstadt. Da decenni esse contribuiscono in misura importante alla produzione nazionale di energia elettrica. Nel 2024 la produzione di energia elettrica da fonte nucleare in Svizzera è stata di circa 23 terawattora (TWh), pari a circa il 30 per cento della produzione nazionale di energia elettrica. Nel semestre invernale

2024/25 l'energia nucleare ha contribuito per il 36 per cento a tale produzione. Le centrali nucleari esistenti continuano quindi a fornire un apporto fondamentale alla sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare durante il semestre invernale. Il loro esercizio a lungo termine potrà in futuro contribuire a colmare un'eventuale penuria di energia elettrica durante l'inverno. A tal fine, i gestori devono effettuare i necessari investimenti in lavori di retrofitting. Le centrali nucleari in Svizzera dispongono di autorizzazioni di esercizio a tempo indeterminato e possono rimanere in funzione fintantoché la loro sicurezza è garantita. L'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) verifica costantemente che tale condizione sia adempiuta. Oggi, grazie ad ampi interventi di retrofit, tutte le centrali nucleari svizzere presentano un buon livello di sicurezza nel confronto internazionale.

Le quattro centrali nucleari ancora in funzione in Svizzera sono state finanziate esclusivamente con capitali privati e attualmente il loro esercizio è redditizio. La decisione concernente la durata di vita di una centrale nucleare dipende quindi anche da considerazioni di tipo economico. I gestori sono interessati a un esercizio a lungo termine solo se ritengono possibile poter ammortizzare completamente gli investimenti necessari. I gestori delle centrali nucleari attualmente in funzione in Svizzera prevedono una durata di esercizio di circa 60 anni, un lasso di tempo considerato fattibile sul piano tecnico ed economicamente sostenibile. Il Consiglio federale è del parere che misure di promozione statali a tale scopo attualmente non siano necessarie.

Il presente rapporto pone l'attenzione sull'esercizio a lungo termine delle centrali nucleari di Gösgen e di Leibstadt per un periodo fino a 80 anni. A tal proposito, su incarico dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) le due società di consulenza Frontier Economics e Siempelkamp NIS hanno analizzato le necessarie misure tecniche, i costi di investimento, la redditività e i rischi non economici. Sono giunte alla conclusione che, sulla base di ipotesi realistiche relative all'andamento futuro dei prezzi dell'energia elettrica e dei costi, gli investimenti necessari per il retrofit finalizzati all'esercizio a lungo termine – compresi tra circa 0,7 e 1,2 miliardi di franchi a seconda dell'impianto – dovrebbero essere ammortizzati. Un divario di redditività si verifica solo in uno scenario molto prudente, caratterizzato da prezzi dell'energia elettrica molto bassi, e anche in tal caso rimane limitato. Nel complesso, sembra molto probabile che l'esercizio delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt possa continuare in modo economicamente sostenibile per un periodo fino a 80 anni. La sostituzione di componenti fondamentali, come ad esempio il contenitore a pressione del reattore, non è né necessaria né prevista per un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni.

I rischi non economici derivano da incertezze in ambito politico e normativo, ad esempio a causa di un possibile spegnimento anticipato della centrale o di requisiti di sicurezza più rigorosi. Tali rischi possono influire sulla certezza della pianificazione e sul costo del capitale. Una chiara posizione politica da parte del Consiglio federale e del Parlamento come pure un quadro normativo stabile sono di fondamentale importanza. Considerati gli elevati prezzi dell'energia elettrica attuali e futuri, gli investimenti per un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni dovrebbero poter essere ammortizzati entro la durata di esercizio residua. Al momento non si prevedono sussidi per l'esercizio a lungo termine. Qualora, contrariamente alle aspettative, dovessero emergere un divario di redditività o notevoli ostacoli agli investimenti, il Consiglio federale considera come misure di promozione statali adeguate i contratti bidirezionali per differenza (»premio di mercato fluttuante») o i contributi agli investimenti.

Il presente rapporto analizza inoltre l'evoluzione del mix elettrico svizzero fino al 2060 in base a scenari ad hoc delle Prospettive energetiche 2050+. I risultati indicano che in futuro in Svizzera, soprattutto in inverno, rimane un rischio considerevole di aumento della dipendenza dalle importazioni. Un esercizio a lungo termine delle centrali nucleari esistenti, accompagnato da un potenziamento sistematico delle energie rinnovabili, può contribuire a ridurre la dipendenza dalle importazioni durante l'inverno. Sul lungo periodo, la costruzione di una nuova centrale nucleare può favorire la riduzione del fabbisogno di copertura. L'importanza di una nuova centrale nucleare diventa ancora più evidente in caso di un potenziamento insufficiente delle energie rinnovabili o dell'insorgere di una penuria di energia elettrica dovuta ad altre cause.

3 Einleitung

In der Schweiz sind heute vier Kernkraftwerke an drei Standorten am Netz: Beznau 1 und 2, Gösgen und Leibstadt. Das Kernkraftwerk Mühleberg wurde 2019 endgültig ausser Betrieb genommen. Die verbleibenden Kernkraftwerke sind seit über 40 Jahren in Betrieb und befinden sich somit im Langzeitbetrieb. Sie verfügen jeweils über eine unbefristete Betriebsbewilligung und können betrieben werden, solange sie sicher sind. Das ENSI überprüft als unabhängige Aufsichtsbehörde laufend, ob die Sicherheit gewährleistet ist. Das ENSI ist befugt, alle zur Gewährleistung der nuklearen Sicherheit notwendigen und verhältnismässigen Massnahmen anzuordnen. Stellt es Mängel fest, ordnet es die notwendigen Massnahmen zu deren Behebung an. Ist es der Auffassung, die gesetzlichen Minimalanforderungen für einen sicheren Betrieb seien nicht mehr erfüllt, kann es die vorläufige Ausserbetriebnahme des Werkes anordnen, bis die Mängel behoben sind.

Der Betreiber eines Kernkraftwerks muss gemäss Artikel 34 der Kernenergieverordnung (KEV) alle zehn Jahre eine umfassende Periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) durchführen. Das ENSI beurteilt die PSÜ und verlangt gegebenenfalls Nachrüstungen, sowie weitere Massnahmen zur Verbesserung der Sicherheit. Bei einer Betriebsdauer von mehr als 40 Jahren beinhaltet die PSÜ auch einen Langzeitbetriebsnachweis. Die Schweizer Gesetzgebung definiert klare Kriterien, wann ein Kernkraftwerk ausser Betrieb genommen und nachgerüstet werden muss (Artikel 44 KEV und die Verordnung des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK] über die Methodik und die Randbedingungen zur Überprüfung der Kriterien für die vorläufige Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken). Diese Kriterien umfassen auch Alterungserscheinungen wie beispielsweise die Versprödung des Reaktordruckbehälters mit steigender Betriebsdauer.[1]

Nach dem Reaktorunfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi hat der Bundesrat im Jahr 2011 beschlossen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen. Die bestehenden Kernkraftwerke sollten am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Das Parlament folgte dem Bundesratsbeschluss und überwies in der Wintersession 2011 verschiedene Motionen für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Gleichzeitig beauftragte es den Bundesrat mit der Ausarbeitung einer Energiestrategie, die die Energieversorgung der Schweiz langfristig ohne Nutzung der Kernenergie sicherstellen sollte. Der Bundesrat liess daraufhin die Energiestrategie 2050 ausarbeiten, die den Richtungsentscheid enthielt, dass keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut werden dürfen. Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 wurde schliesslich am 30. September 2016 vom Parlament verabschiedet. In der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 nahm die Schweizer Stimmbevölkerung die Vorlage an. Eine Begrenzung der Laufzeiten für die bestehenden Kernkraftwerke wurde hingegen in der Volksabstimmung vom 27. November 2016 zur Atomausstiegsinitiative von Volk und Ständen abgelehnt.

Das ENSI hat den Reaktorunfall im Kernkraftwerk Fukushima Daiichi zum Anlass genommen, um die Sicherheit der Schweizer Kernanlagen im Hinblick auf Erdbeben und Hochwasser erneut zu überprüfen. In der Schweiz wurde die Gesetzgebung zur Kernenergie und zum Strahlenschutz entsprechend überarbeitet. Die Kernkraftwerke mussten weitere Sicherheitsnachweise erbringen und technische Nachrüstungen leisten, um den gehobenen Sicherheitsanforderungen im Zusammenhang mit Erdbeben, Überflutung, Strom- und Kühlwasserversorgung gerecht zu werden. Zudem wurde eine umfassende Neuanalyse der Hochwassergefährdung an der Aare nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik unter der Leitung des Bundesamts für Umwelt (BAFU) durchgeführt. Ferner lässt das ENSI seine Aufsichtstätigkeit regelmässig von internationalen Expertinnen und Experten kontrollieren und die Schweizer Kernkraftwerke müssen dem europäischen Sicherheitsvergleich entsprechen.

Die bestehenden Kernkraftwerke leisten nach wie vor einen wichtigen Beitrag zur Stromproduktion der Schweiz. Im Jahr 2024 betrug die Stromproduktion der Kernenergie in der Schweiz rund 23 TWh, was rund 30 Prozent der inländischen Stromerzeugung entspricht.[2] Im Winterhalbjahr 2024/25 trug die Kernenergie dabei mehr als 36 Prozent zur inländischen Stromproduktion bei. Vor diesem Hintergrund ist der Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit

[1] In Artikel 4 der Ausserbetriebnahmeverordnung (SR 732.114.5) wird die Grenze der akzeptablen Versprödung festgehalten.
[2] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. www.bfe.admin.ch > Versorgung > Energiestatistiken >Elektrizitätsstatistik.

von zentraler Bedeutung. Das BFE steht in regelmässigem Austausch mit den Betreibern der Kernkraftwerke, um deren Planungsannahmen für den verbleibenden Betrieb der Kernkraftwerke zu kennen. Diese Erkenntnisse fliessen in die Aktualisierung der Energieperspektiven ein und helfen, die Stromversorgungssicherheit in den kommenden Jahrzehnten zu beurteilen.

Basierend auf den Gesprächen mit den Betreibern und den Stellungnahmen der Axpo Power AG (nachfolgend «Axpo», Betreiberin des Kernkraftwerks Beznau und geschäftsführende Gesellschaft des Kernkraftwerks Leibstadt) sowie der Alpiq AG (nachfolgend «Alpiq», geschäftsführende Gesellschaft des Kernkraftwerks Gösgen) zu einer Liste von Fragen hat das BFE im Jahr 2024 eine Aktennotiz zum Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke veröffentlicht.[3] In dieser Aktennotiz führt das BFE aus, dass die Betreiber der Kernkraftwerke jeweils mit einem Langzeitbetrieb von rund 60 Jahren planen und diese Planung robust erscheint. Mit dieser Aktennotiz werden die Fragen des Postulates 23.4152 betreffend den Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke bis 60 Jahre abgedeckt.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Aktennotiz waren die Planungsannahmen der Betreiber der bestehenden Kernkraftwerke für einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus noch unklar. Im Dezember 2024 gab die Axpo bekannt, dass sie beabsichtigt, das Kernkraftwerk Beznau bis 2033 zu betreiben und dafür 350 Millionen Franken zu investieren. Der Block 2 des Kernkraftwerks soll bis 2032 und der Block 1 bis 2033 am Netz bleiben. Dies entspricht einem Langzeitbetrieb von 60 Jahren bei Block 2 bzw. 64 Jahren bei Block 1. Danach soll das Kernkraftwerk Beznau ausser Betrieb genommen und endgültig stillgelegt werden.[4] Das Kernkraftwerk Gösgen wird im Jahr 2039 und das Kernkraftwerk Leibstadt im Jahr 2044 die Schwelle von 60 Betriebsjahren erreichen. Die Betreiber der beiden Kernkraftwerke prüfen derzeit jeweils einen Betrieb über 60 Jahre hinaus. Technisch wäre dies nach ihren Aussagen machbar, jedoch gibt es Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit.

Zur Beantwortung der Fragen des Postulates 23.4152 betreffend den Langzeitbetrieb des Kernkraftwerks Gösgen und des Kernkraftwerks Leibstadt über 60 Jahre hinaus fehlten dem BFE Grundlagen. Deshalb beauftragte das BFE die beiden Firmen Frontier Economics und Siempelkamp NIS mit der Ausarbeitung einer Studie.[5] In dieser externen Studie sollen die technischen Voraussetzungen und die notwendigen Investitionskosten für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ermittelt, die Wirtschaftlichkeit analysiert und die nicht-wirtschaftlichen Risiken beleuchtet werden. Der vorliegende Bericht in Erfüllung des Postulates 23.4152 untersucht einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren. Daneben wird das Szenario eines Neubaus von Kernkraftwerken in der Schweiz geprüft. Die neuen Energieperspektiven 2060 des BFE werden solche Szenarien eines Neubaus von Kernkraftwerken detailliert betrachten. Die Ergebnisse der Energieperspektiven 2060 liegen jedoch nicht rechtzeitig vor, um in den vorliegenden Bericht einfliessen zu können. Deshalb erfolgen die Aussagen zu einem Neubau von Kernkraftwerken im vorliegenden Bericht auf Grundlage der bestehenden Energieperspektiven 2050+ in Form von Ad-hoc-Szenarien.

4 Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke

Die Betreiber planen aktuell einen Langzeitbetrieb ihrer Kernkraftwerke bis 60 Jahre. Nach Einschätzung des BFE scheint diese Planung robust zu sein, sodass die jeweiligen Kernkraftwerke voraussichtlich für 60 Jahre betrieben werden können. Auch sollten die dafür notwendigen Investitionen angesichts der absehbaren Strommarktpreise innerhalb der restlichen Betriebsdauer amortisiert werden können. Unterstützungsmassnahmen des Bundes für den 60-jährigen Betrieb scheinen nicht notwendig zu sein. Der Bundesrat geht davon aus, dass die Betreiber die finanziellen Herausforderungen des Langzeitbetriebs bis 60 Jahre selbst bewältigen können.

Die Axpo kündigte im Jahr 2024 an, das Kernkraftwerk Beznau nach rund 60 Jahren ausser Betrieb zu nehmen. Was die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt angeht, so ist davon auszugehen, dass deren

[3] *Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken. Aktennotiz des BFE vom 9. Juli 2024*. www.bfe.admin.ch > Versorgung > Kernenergie > Aufgaben des BFE.
[4] *Axpo wird Kernkraftwerk Beznau bis 2033 betreiben und dafür weitere 350 Mio. Franken investieren*. Medienmitteilung der Axpo vom 5. Dezember 2024. www.axpo.com/ch > Newsroom.
[5] Frontier Economics und Siempelkamp NIS im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE): *Grundlagenarbeiten zum Postulat 23.41542 'Langzeitbetrieb Schweizer Kernkraftwerke'*.

Betreiber einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus nur dann anstreben, wenn sie davon ausgehen, die dafür notwendigen Kosten vollständig amortisieren zu können. Um die Herausforderungen für einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus in Erfahrung zu bringen und bewerten zu können, ob die Kosten voraussichtlich amortisiert werden können, gingen die Autorinnen und Autoren der externen Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS wie folgt vor:

- Ermittlung der notwendigen technischen Massnahmen für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren sowie der dafür zu erwartenden Kosten.
- Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Investition in den Langzeitbetrieb sowie der möglichen Ursachen für eine Wirtschaftlichkeitslücke.
- Ermittlung weiterer möglicher Investitionshindernisse sowie Bewertung, ob diese durch staatliche Massnahmen adressiert werden sollten.
- Ableiten von Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützungsmassnahmen, die einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ermöglichen könnten.

4.1 Technische Massnahmen und Kostenschätzung für den Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren

4.1.1 Methodik der Kostenschätzung

Die Investitionskosten für einen Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren wurden in den folgenden Schritten ermittelt:

1. Prüfung der technischen Voraussetzungen: Es wurde analysiert, welche technischen Nachrüstungen und betrieblichen Anpassungen für einen sicheren Betrieb über 60 Jahre hinaus erforderlich sind. Grundlage hierfür waren Gespräche mit den Betreibern sowie Fachliteratur.[6]
2. Werksunabhängige Kostenschätzung: Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Investitionen für generische und werksunabhängige Kosten wurden mit einem speziellen Kostenberechnungstool von Siempelkamp NIS berechnet.
3. Kraftwerksspezifische Kostenschätzung: Die Betreiber übermittelten eigene Abschätzungen der erwarteten Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren. Diese ergänzen die unabhängige Kostenschätzung von Siempelkamp NIS.
4. Plausibilisierung: Die Kostenschätzungen von Siempelkamp NIS und jene der Betreiber wurden anhand von Kosteninformationen und internationaler Fachliteratur verglichen.[7]

4.1.2 Zustand der Anlagen nach 60 Betriebsjahren

Die Kernenergiegesetzgebung schreibt für den Betrieb von Kernanlagen hohe Sicherheitsstandards vor. Diese betreffen sowohl den technischen Zustand der Anlagen als auch die betrieblichen und personellen Strukturen. Frontier Economics und Siempelkamp NIS gehen in ihrer Studie davon aus, dass die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt auch nach 60 Betriebsjahren immer noch in einem guten technischen Zustand sein werden. Dabei stützen sie sich auf die sicherheitstechnischen Stellungnahmen des ENSI zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung[8] der beiden Kernkraftwerke sowie auf die folgenden Erwägungen:

- Die Sicherheitsanforderungen in der Schweiz bedingen regelmässige technische Nachrüstungen. Der Betreiber ist nach Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe g des Kernenergiegesetzes (KEG) dazu verpflichtet, die Anlagen so weit nachzurüsten, als dies nach Erfahrung und dem Stand

[6] Vgl. die herangezogenen Literaturstudien und Veröffentlichungen in Ziff. 2.5 sowie die Ausführungen in Anhang A der Studie Frontier Economics und Siempelkamp NIS. Diese Studie wird gleichzeitig mit diesem Postulatsbericht veröffentlicht.
[7] Vgl. Fn. 6.
[8] Sicherheitstechnische Stellungnahme zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung 2018 des Kernkraftwerks Gösgen vom 17. Januar 2024 (ENSI 17/2962) und Sicherheitstechnische Stellungnahme zur periodischen Sicherheitsüberprüfung 2022 des Kernkraftwerks Leibstadt vom 19. Dezember 2025 (ENSI 12/3775). www.ensi.ch > Dokumente > Stellungnahmen.

der Nachrüsttechnik notwendig ist, und darüber hinaus, soweit dies zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist. Schliesslich muss alle zehn Jahre eine PSÜ durchgeführt werden (Art. 22 Abs. 2 Bst. e KEG).
- Für den Langzeitbetrieb gelten zusätzliche Sicherheitsanforderungen. Der Betreiber muss einen Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb einreichen (Art. 34a KEV).
- Die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt verfügen über unbefristete Betriebsbewilligungen. Das schafft einen Anreiz für kontinuierliche Investitionen, um die Sicherheitsanforderungen jederzeit zu erfüllen und technisch bedingte Ausfälle zu vermeiden.

Die Betreiber der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt haben dem BFE ihre geplanten Nachrüstungen für einen Langzeitbetrieb bis 60 Jahre mitgeteilt. Die Nachrüstungen stützen die Annahme eines guten Zustands nach 60 Betriebsjahren. Die Betreiber wollen im verbleibenden Zeitraum alle notwendigen Massnahmen für einen sicheren Betrieb gewährleisten und die erforderlichen Nachrüstungen zur Aufrechterhaltung und Verbesserung des Stands der Technik umsetzen.

Für eine detaillierte Prüfung der für den Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus notwendigen technischen Massnahmen berücksichtigte die Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS die folgenden Kategorien von Komponenten:

- Grosskomponenten: zentrale, kostenintensive Komponenten mit langer Lieferzeit.
- Lebensbegrenzende Komponenten, die nicht oder nur mit unverhältnismässig hohem Aufwand austauschbar sind. Sie begrenzen die technische Lebensdauer.
- Austauschbare Komponenten: Komponenten und Ersatzteile, die in einem erprobten Austauschverfahren ersetzt werden können.

Für den Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus sind zahlreiche technische Massnahmen erforderlich. Dazu gehören die Erneuerung von Turbinen, Generatoren und Transformatoren, der Ersatz von Kondensatoren, die Erneuerung des Speisewassersystems, die Ertüchtigung oder Erneuerung von Brandschutzanlagen, die Modernisierung der Stromversorgung und Schaltanlagen, die Digitalisierung von Betriebsführungssystemen sowie die Erneuerung von Gebäudestrukturen und Sicherheitsanlagen. Als lebensbegrenzende Komponenten gelten sowohl für Druckwasserreaktoren wie das Kernkraftwerk Gösgen als auch für Siedewasserreaktoren wie das Kernkraftwerk Leibstadt insbesondere der Reaktordruckbehälter inklusive Einbauten, bauliche Strukturen wie der biologische Schild oder das Containment sowie Teile der Anlagenverkabelung. Diese Komponenten können nicht ausgetauscht werden. Gemäss Betreibern gibt es zudem Grosskomponenten wie beispielsweise den Dampferzeuger beim Kernkraftwerk Gösgen, bei denen auch bei einem allfälligen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren kein Austausch vorgesehen ist.

4.1.3 Werksunabhängige Kostenschätzung

Bei der werksunabhängigen Kostenschätzung für einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus wurden zahlreiche technische Massnahmen berücksichtigt, insbesondere auch die Erneuerung und der Ersatz diverser Komponenten bzw. Systeme.

Die Berechnungen und Ergebnisse der werksunabhängigen Kostenschätzung sind für die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ähnlich. Es ergeben sich daraus keine signifikanten Unterschiede im Vorgehen bei den Investitionen. Dabei wurden drei Kostenspannen für die Investitionskosten ermittelt und die entsprechenden Kosten geschätzt (Realwerte per 31. Dezember 2025, ohne Berücksichtigung von Inflation, Kapitalkosten und Diskontierungsrate):

- Best-Estimate (bestmögliche Schätzung[9]): 1'052,5 Millionen Franken.
- Untere Kostenspanne (Minimum): 935,3 Millionen Franken.
- Obere Kostenspanne (Maximum): 1'264,5 Millionen Franken.

[9] Mit einer Best-Estimate-Schätzung ist die fachlich begründete mittlere Kostenschätzung gemeint. Sie basiert auf technischen Analysen, Erfahrungswerten und Vergleichsdaten und repräsentiert den wahrscheinlichsten Wert innerhalb einer Bandbreite.

4.1.4 Kraftwerksspezifische Kostenschätzung

Die von den Betreibern der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt übermittelten eigenen Kostenschätzungen für die Verlängerung des Betriebs von 60 auf 80 Jahren berücksichtigen auch die erwarteten Investitionsmassnahmen bis zum 60. Betriebsjahr. Die erwarteten Investitionskosten fallen bei den beiden Kernkraftwerken jeweils unterschiedlich aus.

Der Betreiber des Kernkraftwerks Gösgen geht davon aus, dass die Investitionskosten zwischen 1’021,5 Millionen Franken und 1’381,2 Millionen Franken liegen werden. Der «Best Estimate»-Wert liegt dabei in Höhe von 1’151 Millionen Franken. Diese Kosten würden sich auf 36 Jahre verteilten.

Der Betreiber des Kernkraftwerks Leibstadt geht davon aus, dass die Investitionskosten zwischen 640 Millionen Franken und 865,4 Millionen Franken liegen werden. Der «Best Estimate»-Wert liegt dabei bei 721,1 Millionen Franken. Diese würden sich auf einen Zeitraum von 36 Jahre verteilen. Da das Kernkraftwerk Leibstadt in seinen Planungen einen höheren Investitionsbedarf für den Zeitraum des Langzeitbetriebs bis 60 Jahre berücksichtigt, fallen die erwarteten Investitionskosten für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren anschliessend geringer aus.

4.1.5 Plausibilisierung der Kostenschätzungen

Um die werksunabhängige Kostenschätzung und die Kostenschätzungen der Betreiber zu plausibilisieren, wurden die Ergebnisse in der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS mit einschlägigen Publikationen der internationalen Fachliteratur verglichen.[10] Diese enthalten mitunter auch Angaben zu möglichen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb.

Die berücksichtigten Quellen ergeben Investitionskosten für einen 60- bis 80-jährigen Betrieb von rund 900 bis 1'200 Millionen Franken. Die Schätzungen für das Kernkraftwerk Gösgen bewegen sich im Bereich der Literaturwerte. Die Schätzungen für das Kernkraftwerk Leibstadt sind hingegen niedriger. Dies wird in der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS mit höheren Investitionen für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre erklärt.

Die Angaben aus der internationalen Fachliteratur können nur beschränkt auf die Kernkraftwerke in der Schweiz übertragen werden. Erstens enthalten die internationalen Kosten teilweise Finanzierungskosten, andererseits werden darin die spezifischen Rahmenbedingungen der Schweiz nicht berücksichtigt. Hinzu kommt, dass in der Fachliteratur meist ältere Anlagen mit geringerer Leistung untersucht wurden. All dies führt dazu, dass die Investitionskosten nur bedingt skaliert bzw. verglichen werden können.

4.2 Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs

4.2.1 Modelllogik

Um eine Wirtschaftlichkeitslücke zu vermeiden, müssen sich die geschätzten Investitionen in den Langzeitbetrieb über die geplante Betriebszeit von 20 Jahren amortisieren lassen. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurde in der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS ein Net-Present-Value (NPV)-Modell (Barwert-Modell) verwendet, das sich in der Praxis bewährt hat und von Frontier Economics regelmässig bei Investitionsentscheidungen im Energie- und Infrastrukturbereich eingesetzt wird.

Mithilfe dieses Modells lassen sich die erwarteten zukünftigen Zahlungsströme – also Investitionskosten, laufende Betriebskosten und Erlöse – über den Betrachtungszeitraum hinweg abbilden und auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung abzinsen. Der jeweils resultierende erwartete Wert für die Kosten und Erlöse wird «Barwert» genannt. Die Summe aller Barwerte wird «Kapitalwert» (auch «Nettobarwert») genannt. Das Modell berücksichtigt zudem Kapitalkosten, Inflation und Auslastung.

4.2.2 Relevante Märkte

Kernkraftwerke können auf verschiedenen Märkten Erlöse erzielen. Der Stromgrosshandelsmarkt stellt dabei die zentrale Vermarktungsoption dar. Die Betreiber verkaufen den erzeugten Strom überwiegend

[10] Vgl. Fn. 6.

über langfristige Verträge oder Terminmärkte, um Preisrisiken zu minimieren. Kurzfristige Märkte können bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu sehr niedrigen oder sogar negativen Preisen führen. Durch Vorausverkäufe sind Kernkraftwerke dagegen teilweise geschützt.

Theoretisch könnten zusätzliche Erlöse über Systemdienstleistungen erzielt werden, die Swissgrid zur Netzstabilität beschafft. Für Kernkraftwerke sind aktuell vor allem die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie relevant. Aufgrund der kleinen Marktgrösse und der wachsenden Fähigkeit erneuerbarer Erzeuger, insbesondere von Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen, in geeigneten Stunden negative Regelenergie bereitzustellen, sind jedoch ab 2040 für die Kernkraftwerke keine wesentlichen Zusatzerlöse aus Systemdienstleistungen mehr zu erwarten.

In einigen Ländern bieten Kapazitätsmechanismen Vergütungen für die Bereitstellung von Leistung in kritischen Zeiten. In der Schweiz gibt es die Stromreserve, an der Kernkraftwerke jedoch nicht teilnehmen. Eine Teilnahme an ausländischen Mechanismen wäre langfristig denkbar, ist aber wegen fehlender Rahmenbedingungen – beispielsweise eines Stromabkommens mit der EU – und erheblicher Unsicherheiten derzeit nicht realistisch. Daher wurden solche Erlöse in der Modellierung nicht berücksichtigt.

4.2.3 Definition der Szenarien und Sensitivitäten

Das von Frontier Economics und Siempelkamp NIS gewählte Vorgehen ermöglicht Wenn-Dann-Analysen, mit denen sich prüfen lässt, unter welchen Bedingungen ein wirtschaftlich tragfähiger Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus möglich ist und ab wann die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben ist. Die Analysen zeigen dabei, welche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit des Landzeitbetriebs entscheidend sind und wie stark die Ergebnisse auf Änderungen reagieren.

Der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus beginnt erst ab den Jahren 2040 bzw. 2045. Investitionen werden dabei über viele Jahre amortisiert. Künftige Kosten und Erlöse sind daher besonders unsicher. Preisprognosen beruhen auf Strommarktmodellen mit zahlreichen Annahmen, deren Eintreten ungewiss ist. Diese Unsicherheit wird im NPV-Modell durch drei Preisszenarien und ausgewählte Sensitivitäten berücksichtigt. Unter Sensitivitäten ist in diesem Zusammenhang zu verstehen, dass geprüft wird, wie stark sich das Ergebnis verändert, wenn einzelne Annahmen angepasst werden. Dazu gehören beispielsweise höhere Investitionskosten, steigende Finanzierungskosten oder eine verkürzte Betriebsdauer.

Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen der Grosshandelspreise und deren Auswirkungen auf den Kapitalwert darzustellen, werden drei Strompreisszenarien untersucht:

- Niedrigpreisszenario: Durchschnittliche Preise von rund 42 bis 45 Franken pro Megawattstunde in den Jahren 2040-2064. Dieses Szenario basiert auf einem Kurzbericht des BFE und stellt nach dem aktuellen Kenntnisstand und den Erwartungen von Frontier Economics eine eher konservative Einschätzung dar.[11]
- Hochpreisszenario: Durchschnittliche Preise von rund 96 Franken pro Megawattstunde. Diese Annahmen basieren auf den Energieperspektiven 2050+, wobei das Preisniveau aus Plausibilitätsgründen nach 2040 konstant gehalten wird.
- Mittelpreisszenario: Durchschnittliche Preise von rund 69 bis 70 Franken pro Megawattstunde. Dabei handelt es sich um das arithmetische Mittel der beiden anderen Szenarien. Frontier Economics stuft dies als zusätzliche grundsätzlich mögliche Preisentwicklung ein.

Zu beachten ist, dass diese Szenarien jeweils den Base-Preis, also den Durchschnitt über alle Stunden des Jahres abbilden und somit implizit auch allfällige Null- oder Negativpreise berücksichtigen.

Zur Beurteilung der Robustheit der Ergebnisse und möglicher Investitionshindernisse werden folgende Sensitivitäten geprüft:

- Variation der Investitionskosten: Auswirkungen höherer oder tieferer Kosten von Massnahmen für den Langzeitbetrieb auf die Wirtschaftlichkeit.
- Höhe der Kapitalkosten (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC): Auswirkungen steigender Finanzierungskosten durch höhere Zinsen oder ein verändertes Risikoprofil.

[11] AFRY Management Consulting AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE): *Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge. Rechnungslauf 2024 für die Jahre 2025ff.* Kurzbericht vom April 2025. https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11481.

- Vorzeitige Stilllegung: Politisch-regulatorische oder technische Einschränkungen, welche die Betriebsdauer verkürzen und die Amortisation der Investitionen beeinflussen.
- Winterbetrieb: Szenarien mit saisonal eingeschränktem Betrieb bei stark schwankenden Preisniveaus.

Die Analysen zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs massgeblich von den Strompreisen, der Auslastung und den Investitions- sowie Kapitalkosten beeinflusst wird.

4.2.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Analysen von Frontier Economics und Siempelkamp NIS zeigen, dass eine Wirtschaftlichkeitslücke zwar möglich ist, unter den geprüften Annahmen jedoch als unwahrscheinlich gilt. Grundlage hierfür sind die Kostenschätzungen der Betreiber sowie die gewählten Annahmen zu fixen und variablen Betriebskosten und Erlösen aus dem Stromverkauf.

Die Barwertanalyse zeigt, dass eine Wirtschaftlichkeitslücke nur im Niedrigpreisszenario auftritt und diese weniger als 7 Prozent der jeweiligen Investitionskosten beträgt. In den anderen Szenarien ist der Kapitalwert hingegen klar positiv: rund 900 Millionen Franken im Mittelpreisszenario und rund 2 Milliarden Franken im Hochpreisszenario.

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigen, wie robust die Ergebnisse sind:

- Investitionskosten: Selbst bei deutlich höheren Kosten bleibt der Kapitalwert im Mittelpreisszenario positiv, solange die Mehrkosten eine bestimmte Schwelle nicht überschreiten. Diese liegt bei 911 Millionen Franken für das Kernkraftwerk Gösgen und bei 884 Millionen Franken für das Kernkraftwerk Leibstadt.
- Winterbetrieb: Ein Betrieb über jeweils sechs Monate nur in den Herbst- und Wintermonaten reduziert die Wirtschaftlichkeit deutlich, bleibt im Mittelpreisszenario aber positiv. Im Niedrigpreisszenario steigt die Wirtschaftlichkeitslücke erheblich.

Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von den Strompreisen, der Auslastung sowie der Höhe der Investitionen ab. Unter realistischen Annahmen ist ein wirtschaftlich tragfähiger Langzeitbetrieb sehr wahrscheinlich.

4.2.5 Fazit zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Analysen von Frontier Economics und Siempelkamp NIS zeigen, dass der Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt aus heutiger Sicht grundsätzlich wirtschaftlich sein dürfte. Unter realistischen Annahmen zu Investitionskosten und Strompreisen ergibt sich in den meisten Szenarien ein positiver Kapitalwert. Der Break-Even-Preis, d. h. der Strompreis, ab dem sich die Investitionskosten vollständig amortisieren, liegt knapp über den Werten des Niedrigpreisszenarios. Dieses wird aufgrund aktueller Marktinformationen und der Expertise von Frontier Economics als unrealistisch eingeschätzt. Solange die Grosshandelspreise ab 2040 nicht unerwartet niedrig ausfallen, lassen sich die Investitionen in einem Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren aller Voraussicht nach amortisieren.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen zudem, dass der Kapitalwert selbst bei rund 20 Prozent höheren Investitionskosten im mittleren Preisszenario deutlich positiv bleibt. Potenzielle zusätzliche Erlöse durch systemdienliche Leistungen oder die Nutzung von Überschussstrom für die Wasserstoffproduktion wurden nicht berücksichtigt. Sie könnten jedoch die Wirtschaftlichkeit noch weiter verbessern. Eine Wirtschaftlichkeitslücke tritt nur im Niedrigpreisszenario auf, und zwar in begrenztem Ausmass von unter 10 Prozent der Investitionskosten.

Gleichzeitig bestehen Unsicherheiten, die bei einer späteren Investitionsentscheidung erneut geprüft werden müssen, insbesondere:

- langfristige Strompreisentwicklung und Integration der Schweiz in den europäischen Markt,
- künftige Auslastung im Kontext wachsender erneuerbarer Einspeisung und saisonaler Preisschwankungen,
- mögliche Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Unter den heutigen Annahmen ist die Wirtschaftlichkeit eines Langzeitbetriebs bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt gegeben. Eine Wirtschaftlichkeitslücke ist aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich, aber unter ungünstigen Bedingungen nicht völlig ausgeschlossen. Die finale Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sollte zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung noch einmal überprüft werden.

4.3 Nicht-wirtschaftliche Risiken

4.3.1 Politische und regulatorische Risiken

Neben einer Wirtschaftlichkeitslücke sind bei einem Langzeitbetrieb auch andere, nicht-wirtschaftliche Risiken denkbar. Insbesondere politische und regulatorische Risiken können die Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs von Kernkraftwerken erheblich beeinträchtigen. Sie können zu vorzeitigen Stilllegungen oder zusätzlichen Investitionen führen, sodass die geplanten Kosten nicht vollständig amortisiert werden können. Die Betreiber der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt betonen daher die Bedeutung stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen für ihre Investitionsentscheidungen.

Zu den wichtigsten Risiken zählen politisch motivierte vorzeitige Stilllegungen, die beispielsweise durch einen Volksentscheid oder eine Gesetzesänderung nach sicherheitsrelevanten Ereignissen verursacht werden können. Ebenso können verschärfte Sicherheitsanforderungen, Nachweispflichten oder eine strengere Auslegung bestehender Regelwerke sowie neue Bewilligungspflichten zusätzliche Nachrüstungen erforderlich machen und die Kosten erheblich erhöhen. Änderungen mit Rückwirkung auf den Betrieb können die Erlöse verschlechtern und die Planungssicherheit mindern. Generell können politisch-regulatorische Unsicherheiten dazu führen, dass Investoren höhere Risikoprämien verlangen, wodurch sich die Kapitalkosten («WACC») erhöhen.

Erfahrungen aus Finnland und Schweden zeigen, dass Investitionen in den Langzeitbetrieb ohne staatliche Unterstützung möglich sind, wenn die politischen Rahmenbedingungen positiv und stabil sind. Laut Frontier Economics und Siempelkamp NIS gibt es in der Schweiz seit 2024 Anzeichen für eine wachsende Akzeptanz der Kernenergie. Die Sorge vor einer möglichen Strommangellage hat sich in den letzten Jahren zu einem zentralen Thema der Schweizer Energiepolitik entwickelt. Die Kernkraftwerke tragen insbesondere im Winter zur Versorgungssicherheit bei. Ein weiteres Anzeichen für die zunehmende Akzeptanz sei gemäss Frontier Economics und Siempelkamp NIS der indirekte Gegenvorschlag des Bundesrates zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)», der die Aufhebung des Neubauverbots für Kernkraftwerke vorsehe. Zudem würden auch Meinungsumfragen auf eine steigende Zustimmung zur Kernenergie hindeuten.[12] Dennoch bleibe die Notwendigkeit verlässlicher regulatorischer Bedingungen bestehen.

Die Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS untersucht die wirtschaftlichen Auswirkungen von politisch-regulatorischen Risiken mithilfe von Sensitivitätsanalysen:

- Eine vorzeitige Stilllegung reduziert den Kapitalwert stark. So sinkt der Kapitalwert bei einer Verkürzung der Betriebsdauer um zehn Jahre um mehr als die Hälfte. Der Kapitalwert ist jedoch immer noch deutlich positiv. Bei einer Stilllegung nach fünf Jahren ergibt sich für das Kernkraftwerk Gösgen ein Verlust. Bei einer Stilllegung nach lediglich zwei Jahren entstehen bei den beiden Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt hohe Wirtschaftlichkeitslücken.
- Auch höhere Kapitalkosten wirken sich stark aus: Steigt die Unsicherheit über künftige Erlöse, Kosten oder regulatorische Rahmenbedingungen, verlangen Kapitalgeber in der Regel eine höhere Risikoprämie. Diese spiegelt sich sowohl in höheren Eigenkapitalkosten als auch gegebenenfalls in einem höheren Fremdkapitalzins wider. Im Ergebnis resultiert ein höherer WACC. Ein Anstieg des WACC von 7 auf 10 Prozent halbiert den Kapitalwert im Mittelpreisszenario.

4.3.2 Weitere mögliche Hindernisse für die Investition in den Langzeitbetrieb

Neben politisch-regulatorischen Risiken können weitere Faktoren die Investition in den Langzeitbetrieb von bis zu 80 Jahren gefährden:

[12] VSE Umfrage bestätigt: Versorgungssicherheit hat für Schweizer Bevölkerung oberste Priorität | VSE

- Technische Risiken: Ein gezieltes Alterungsmanagement für den Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus erfordert technische Nachrüstungen, Material- und Integritätsprüfungen sowie gegebenenfalls den Ersatz grosser Komponenten. Ein Defekt an sicherheitskritischen, nicht austauschbaren Komponenten wie dem Reaktordruckbehälter oder dem inneren Containment gilt zwar nur als Restrisiko, könnte den Weiterbetrieb jedoch technisch unmöglich machen. Auch bei grundsätzlich austauschbaren Grosskomponenten kann ein Defekt wirtschaftlich problematisch sein, wenn die verbleibende Betriebszeit nicht ausreicht, um die Ersatzkosten zu amortisieren. Das Risiko solcher Defekte steigt mit zunehmendem Alter.
- Risiken betreffend Lieferketten und den Fachkräftemangel: Die unsichere Zukunft der Kernenergie in Europa nach dem Reaktorunfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi hat die Verfügbarkeit von Komponenten, Rohstoffen und Fachpersonal eingeschränkt. Die Betreiber weisen darauf hin, dass der Wissens- und Kompetenzerhalt insbesondere auch für den Langzeitbetrieb eine Herausforderung darstellt.

4.3.3 Fazit zur Analyse nicht-wirtschaftlicher Risiken

Neben der Wirtschaftlichkeit können politische, regulatorische und technische Unsicherheiten die Investitionsentscheidung für einen Langzeitbetrieb massgeblich beeinflussen. Diese Risiken wirken sich vor allem auf die Planungssicherheit und die Amortisationsdauer der Investitionen aus. Politische Kursänderungen, neue Auflagen oder verschärfte Sicherheitsanforderungen können die Wirtschaftlichkeit deutlich mindern und die Kapitalkosten erhöhen.

Die Sensitivitätsanalysen von Frontier Economics und Siempelkamp NIS zeigen, dass eine moderate Erhöhung der Kapitalkosten oder eine leicht verkürzte Betriebsdauer den Kapitalwert reduziert, bei mittleren Strompreisen jedoch nicht zu einer Wirtschaftlichkeitslücke führt. Gravierendere Risiken wie eine vorzeitige Stilllegung können die Wirtschaftlichkeit jedoch spürbar verschlechtern. Stabile politische Rahmenbedingungen sind daher für die Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs entscheidend.

Auch technische und strukturelle Risiken, wie der Ausfall grosser Komponenten oder Engpässe bei Fachkräften und Zulieferern, sind relevant, sie können aber durch ein vorausschauendes Alterungsmanagement, Bemühungen zum Kompetenzerhalt und internationale Kooperationen gemindert werden.

4.4 Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützung

4.4.1 Fördermassnahmen

Auch wenn eine Wirtschaftlichkeitslücke beim Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus sehr unwahrscheinlich ist, kann eine solche aufgrund unsicherer Entwicklungen in Bezug auf die Strompreise und die Investitionskosten nicht vollständig ausgeschlossen werden. Hinzu kommen politische und regulatorische Risiken, die den Langzeitbetrieb unrentabel machen können.

In der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS wurden deshalb potenzielle Förderinstrumente geprüft, die Investitionshemmnissen für den Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken entgegenwirken können. Die Bewertung dieser Förderinstrumente erfolgte anhand der folgenden drei Kriterien: 1. Praktikabilität und Umsetzbarkeit im Schweizer Kontext (rechtliche Kompatibilität, administrativer Aufwand, Vereinbarkeit mit EU-Beihilferegeln), 2. Effizienz (Vermeidung von Überförderung und Fehlanreizen, Sicherstellung von Kosteneffizienz und marktgerechtem Betrieb) und 3. Umweltverträglichkeit (keine negative Wirkung auf die Integration von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten). Folgende Instrumente wurden geprüft:

Gleitende Marktprämie (zweiseitiger Differenzvertrag)

Die gleitende Marktprämie legt für einen bestimmten Zeitraum einen Vergütungssatz in Schweizer Franken pro Megawattstunde fest. Der Vergütungssatz orientiert sich an den Gestehungskosten. Liegen die Erlöse unter diesem Vergütungssatz, erhält der Betreiber die Differenz. Liegen sie darüber, muss er die

Differenz zurückzahlen. Die gleitende Marktprämie funktioniert ähnlich wie die zweiseitigen Differenzverträge in der EU. Der Betreiber wird damit gegen Marktpreisrisiken abgesichert. Wird der Vergütungssatz über das langfristig erwartete Preisniveau angehoben, kann zudem eine erwartete Wirtschaftlichkeitslücke geschlossen werden.

- Praktikabilität: Zweiseitige Differenzverträge sind in Europa und der Schweiz (gleitende Marktprämien für Biomasse, Windenergie und Wasserkraft) etabliert und mit den EU-Beihilferegeln vereinbar. Der Aufwand für die Implementierung hängt vom Inhalt des Vertrages ab. Von zentraler Bedeutung ist die Bestimmung des Vergütungssatzes, der bei Kernkraftwerken im Rahmen von Verhandlungen festgelegt wird. Diese Verhandlungen können aufwendig sein.
- Effizienz: Zweiseitige Differenzverträge können so ausgestaltet werden, dass Fehlanreize für die Stromproduktion vermieden werden. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, geeignete Produktionsanreize zu setzen, damit z.B. Revisionszeitpunkte in Niedrigpreisphasen gelegt werden. Zudem sind spezifische Regeln für Stunden mit Negativpreisen und Verfügbarkeitsvorgaben für den Winter möglich. Bei einer Verhandlungslösung kann jedoch die Vermeidung von Mitnahmeeffekten aufgrund eines zu hoch angesetzten Vergütungssatzes herausfordernd sein.
- Umweltverträglichkeit: Der Differenzvertrag ist so auszugestalten, dass keine Anreize für Produktion in Niedrigpreisstunden bestehen. Namentlich die Einführung einer Negativpreisregel kann ineffiziente Anreize verhindern, welche sich potenziell negativ auf die Produktion von neuen erneuerbaren Energien auswirken könnten.

Regulated-Asset-Base-Modell

Der Betreiber erhält eine regulierte Rendite auf die anerkannten Investitionskosten und einen Ausgleich für die Betriebskosten. Markterlöse werden kostenmindernd angerechnet. Die Regulierungsbehörde prüft regelmässig Kosten, Erlöse und Effizienz. Das Instrument kann eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und diverse Risiken reduzieren.

- Praktikabilität: Das Regulated-Asset-Base-Modell ist in Europa für Energienetze etabliert und wird beim Neubauprojekt Sizewell C in Grossbritannien eingesetzt. Die Vereinbarkeit mit den EU-Beihilferegeln müsste jedoch noch geklärt werden.
- Effizienz: Ohne zusätzliche Anreizmechanismen fehlen Kostensenkungs- und Einsatzoptimierungsanreize, da die Vergütung unabhängig von Markterlösen erfolgt. Solche Anreize (z.B. Teilung von Kostenüberschüssen, Referenzpreise) sind möglich, aber komplexer und aufwendiger als bei den zweiseitigen Differenzverträgen. Vorteilhaft gegenüber den zweiseitigen Differenzverträgen ist hingegen die kontinuierliche Anpassung der Zahlungen. Dies bedingt zwar einen hohen Umsetzungsaufwand, kann aber die Risiken einer Überförderung und von Mitnahmeeffekten senken.
- Umweltverträglichkeit: Ohne Anreize ist nicht sichergestellt, dass die Produktion bei niedrigen Preisen mit hoher Einspeisung von neuen erneuerbaren Energien reduziert wird. Mit wirksamen Anreizmechanismen ist die Wirkung vergleichbar mit den zweiseitigen Differenzverträgen.

Investitionsbeitrag

Ein Investitionsbeitrag ist eine staatliche Förderung, die in Form einmaliger oder gestaffelter Zahlungen gewährt wird. Er kann prozentual, abhängig von den Kosten oder als fixer Betrag gewährt werden. Das Ziel besteht darin, eine Wirtschaftlichkeitslücke zu vermeiden und den Finanzierungsbedarf zu reduzieren. Da ein Teil der Investition vorab amortisiert wird, sinkt das Risiko versunkener Kosten im Falle einer vorzeitigen Stilllegung.

- Praktikabilität: Das Instrument ist vergleichsweise einfach, schnell umsetzbar und grundsätzlich mit den EU-Beihilferegeln vereinbar. Die Schweiz verfügt über Erfahrung mit ähnlichen Förderungen, beispielsweise bei den Einmalvergütungen und Investitionsbeiträgen für erneuerbare Energien. Der Hauptaufwand entsteht bei der Berechnung der Förderhöhe auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsanalyse, um Mitnahmeeffekte zu begrenzen.
- Effizienz: Der Investitionsbeitrag verursacht die geringsten Marktverzerrungen, da die Marktpreissignale erhalten bleiben. Die Betreiber behalten Anreize für Revisionen in Niedrigpreisphasen. Beim Langzeitbetrieb sind die Reinvestitionsanreize bei niedrigen Strompreisen jedoch

unklar. Dabei kann ein Anreiz zur vorzeitigen Stilllegung entstehen, wenn gleichzeitig ein hoher Investitionsbedarf besteht. Zudem besteht ein Risiko zur Überförderung, weil eine wettbewerbliche Preisfindung (wie bei den zweiseitigen Differenzverträgen) nicht möglich ist. Mit Regeln zur Abschöpfung von Überschussrenditen könnte dieses Problem adressiert werden. Deren Umsetzung löst jedoch administrativen Aufwand aus und könnte die Kosteneffizienz beeinträchtigen.
- Umweltverträglichkeit: Eine Verdrängung der erneuerbaren Energien wird nicht erwartet.

Staatliches Joint Venture

Der Staat beteiligt sich in einem Joint Venture als Eigenkapitalgeber am Langzeitbetrieb und teilt damit Chancen und Risiken. Dieses Instrument senkt die Finanzierungsrisiken, da der Kapitalbedarf reduziert wird und günstigere Finanzierungskonditionen möglich sind. Im Falle einer vorzeitigen Stilllegung trägt der Staat anteilig die versunkenen Kosten.

- Bewertung: Die Umsetzung ist im Schweizer Kontext jedoch komplex, da die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt Gemeinschaftskraftwerke mit mehreren Eigentümern sind, an denen wiederum Kantone und Gemeinden beteiligt sind. Eine staatliche Beteiligung erfordert klare rechtliche Grundlagen sowie Governance-Regeln. Der administrative und politische Aufwand wäre erheblich.
- Effizienz und Umweltverträglichkeit: Ein Joint Venture hat grundsätzlich keine wettbewerbsverzerrende Wirkung und beeinflusst den Einsatz der Anlagen nicht negativ, solange operative Entscheidungen marktorientiert bleiben. Auch die Integration von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten wird nicht beeinträchtigt.

Fazit zu Fördermassnahmen

Die Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS sieht keine Notwendigkeit für Fördermassnahmen. Falls sich diese Einschätzung ändern sollte, werden folgende Förderinstrumente empfohlen:

- Zweiseitige Differenzverträge bzw. gleitende Marktprämien bei einer erwarteten Wirtschaftlichkeitslücke oder hohen Marktrisiken. Diese sichern gegen Marktpreisrisiken ab und können eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen. Der Implementierungsaufwand ist jedoch hoch und regelmässige Überprüfungen des Vergütungssatzes sind erforderlich.

- Investitionszuschuss insbesondere bei Finanzierungs- oder Stilllegungsrisiken. Dieses Instrument reduziert den Kapitalbedarf und senkt das Risiko versunkener Kosten.

Das Regulated-Asset-Base-Modell und staatliche Joint Ventures werden als wenig zielführend und schwer umsetzbar eingeschätzt. Die Entscheidung über ein Förderinstrument sollte spätestens zehn Jahre vor Erreichen des 60. Betriebsjahres erfolgen.

4.4.2 Regulatorisch-politische Massnahmen

In der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS werden auch Massnahmen für die Ermöglichung eines Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus erörtert:

- Eine klare politische Positionierung von Bundesrat und Parlament zum Langzeitbetrieb schafft Planungssicherheit für die Betreiber und die zuständigen Bundesstellen. Sie reduziert politische Risiken und damit Kapitalkosten. Zudem sendet sie ein positives Signal an den Arbeitsmarkt und mindert den Fachkräftemangel.
- Staatliche Entschädigungsregeln bei vorzeitiger Stilllegung: Vertragliche Regelungen oder gesetzliche Entschädigungsansprüche für politisch motivierte Stilllegungen mindern das Risiko versunkener Kosten. Eine ausdrückliche gesetzliche Schadenersatzregelung kann politische Risiken für die Betreiber reduzieren.
- Steuerliche Instrumente: Vorzugsabschreibungen oder Steuergutschriften erhöhen die Liquidität und verbessern die Finanzierbarkeit. Sie können indirekt das Risiko einer vorzeitigen Stilllegung mindern, sind aber nur als Ergänzung oder Alternative zu anderen Förderinstrumenten sinnvoll.

Diese Massnahmen greifen nicht in die Stromvermarktung ein, verursachen keine Marktverzerrungen und beeinträchtigen die Integration erneuerbarer Energien nicht. Besonders empfehlenswert ist eine klare politische Positionierung. Entschädigungsregeln und steuerliche Instrumente hingegen erfordern eine vertiefte rechtliche und politische Prüfung.

4.4.3 Refinanzierungsinstrumente

Zur Deckung der Ausgaben für staatliche Fördermassnahmen betreffend den Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken (Refinanzierung) kommen vier Instrumente infrage, die teilweise kombinierbar sind:

- Netzzuschläge oder Umlagen sind zweckgebundene Aufschläge pro Kilowattstunde auf die Stromrechnung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Sie sind flexibel anpassbar und in Europa weit verbreitet. In der Schweiz gibt es bereits einen Netzzuschlag, der auf erneuerbare Energien beschränkt ist und aktuell 2,3 Rappen pro KWh nicht übersteigen darf. Eine Förderung des Langzeitbetriebs bzw. eine Erhöhung des Netzzuschlages bedürfte einer Gesetzesänderung.
- Die Netznutzungstarife wälzen die Kosten über die regulierten Netztarife auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher ab. In der Schweiz sind sie etabliert, beispielsweise zur Finanzierung des Übertragungsnetzes oder zur Unterstützung der Stahl- und Aluminiumindustrie. Eine Finanzierung der Förderkosten für den Langzeitbetrieb wäre gemäss der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS angesichts der gesellschaftlichen Akzeptanz möglich, auch wenn es sich dabei nicht um Netzkosten handelt. In diesem Fall sind die Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher jedoch weniger transparent als bei Umlagen.
- Fondslösungen nutzen einen Zweckfonds, der regelmässige Zuflüsse aus Umlagen oder Tarifen erhält und Zahlungen an Begünstigte leistet. Sie ermöglichen eine zeitliche Glättung der Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher sowie eine Vorfinanzierung über Kredite oder Anleihen. Fondslösungen sind in der Schweiz und international erprobt.
- Steuerliche Lösungen mit Zweckbindung bieten zwar eine breite Finanzierungsbasis, sind jedoch weniger flexibel und aufwendiger in der Umsetzung als Umlagen oder Tarife. Sie erfordern klare Rechtsgrundlagen und können eine Verfassungsänderung notwendig machen. Aufgrund des hohen administrativen Aufwands und der geringen Anpassungsfähigkeit wird dieses Instrument als ungeeignet erachtet.

4.4.4 Fazit zu Unterstützungsmassnahmen

Die in der Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS durchgeführten Analysen zeigen, dass der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt aller Voraussicht nach wirtschaftlich tragfähig sein dürfte. Eine Wirtschaftlichkeitslücke würde nur unter ungünstigen Bedingungen entstehen, beispielsweise bei sehr niedrigen Strompreisen.

Sollte sich wider Erwarten ein Förderbedarf abzeichnen, kommen zwei zielgerichtete Massnahmen infrage: zweiseitige Differenzverträge, um Marktpreisrisiken abzusichern und eine Wirtschaftlichkeitslücke zu schliessen, sowie Investitionsbeiträge, um Finanzierungsrisiken zu mindern und das Risiko vorzeitiger Stilllegungen zu reduzieren. Regulated-Asset-Base-Modelle und staatliche Joint Ventures werden hingegen als wenig praktikabel erachtet. Zur Refinanzierung möglicher Förderkosten empfiehlt die Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS Umlagen, da diese transparent und flexibel sind.

Zur Erhöhung der Planungssicherheit können regulatorisch-politische Massnahmen beitragen, wie etwa ausdrückliche Entschädigungsregeln, die Nutzung technischer Flexibilisierungspotenziale und vor allem eine klare Strategie des Bundes bezüglich der Kernenergie. Die einschlägigen Instrumente der internationalen Zusammenarbeit, insbesondere die Aktivitäten der Internationalen Energieagentur (IEA) und der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) im Nuklearbereich sowie die Beiträge des Euratom-Forschungs- und Ausbildungsprogramms, könnten in die Überlegungen einbezogen werden.

4.5 Regulatorische Rahmenbedingungen für den Austausch von Kernkomponenten

Ein Austausch der Kernkomponenten ist für einen Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren nicht notwendig. Die Betreiber der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt planen daher auch nicht, solche Kernkomponenten auszutauschen. Im Falle des Reaktordruckbehälters erachten die Betreiber einen Austausch als unmöglich. Laut den Betreibern gelten kritische und nicht austauschbare sicherheitstechnisch wichtige Kernkomponenten wie der Reaktordruckbehälter, das innere Containment oder der biologische Schild aus heutiger Sicht auf jeden Fall nicht als Hindernis für einen Betrieb bis 80 Jahre. Insofern gibt es für den Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt keinen Bedarf für eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, um den Austausch von Kernkomponenten zu ermöglichen.

Wenn der Gesetzgeber unabhängig von der Frage des tatsächlichen Bedarfs die regulatorischen Möglichkeiten für den Ersatz von Kernkomponenten eines Kernkraftwerks prüfen möchte, muss nach Art der Komponenten differenziert werden. Grosskomponenten wie Dampferzeuger oder Turbinen können gemäss der geltenden Kernenergiegesetzgebung mit einer Bewilligung («Freigabe») des ENSI ausgetauscht werden. Solche Nachrüstungen wurden bei den bestehenden Kernkraftwerken in der Schweiz auch schon vorgenommen. Geht es hingegen um Nachrüstungen, die eine grundlegende Erneuerung eines Kernkraftwerks zur massgeblichen Verlängerung seiner Betriebsdauer bezwecken, so wäre hierfür eine Änderung der Rahmenbewilligung erforderlich. Artikel 65 Absatz 1 Buchstabe b des KEG nennt dafür als Beispiel ausdrücklich den Ersatz des Reaktordruckbehälters.

Die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz verfügen zwar nicht über eine Rahmenbewilligung, dürfen jedoch gemäss Artikel 106 Absatz 1 KEG ohne eine solche Bewilligung weiterbetrieben werden, solange keine Änderungen vorgenommen werden, die gemäss Artikel 65 Absatz 1 KEG eine Rahmenbewilligung erfordern. Gemäss Artikel 106 Absatz 1bis KEG dürfen für Änderungen bestehender Kernkraftwerke keine Rahmenbewilligungen erteilt werden. Nach heutiger Rechtslage wäre demnach ein Ersatz des Reaktordruckbehälters nicht erlaubt. Möchte der Gesetzgeber ermöglichen, dass in Zukunft auch grundlegende Erneuerungen der bestehenden KKW zur massgeblichen Verlängerung der Betriebsdauer erlaubt sind, so müsste er den bestehenden Artikel 106 Absatz 1bis KEG aufheben.

Im indirekten Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» beantragt der Bundesrat dem Parlament die Aufhebung des Artikel 106 Absatz 1bis KEG. Er begründet seinen Antrag damit, dass sich das Verbot von Rahmenbewilligungen für Änderungen bestehender Kernkraftwerke im Sinne der Technologieoffenheit nicht mehr rechtfertigen lassen, auch wenn ein Ersatz des Reaktordruckbehälters nicht möglich oder zumindest nicht wirtschaftlich sein dürfte.

5 Entwicklung des Schweizer Strommixes

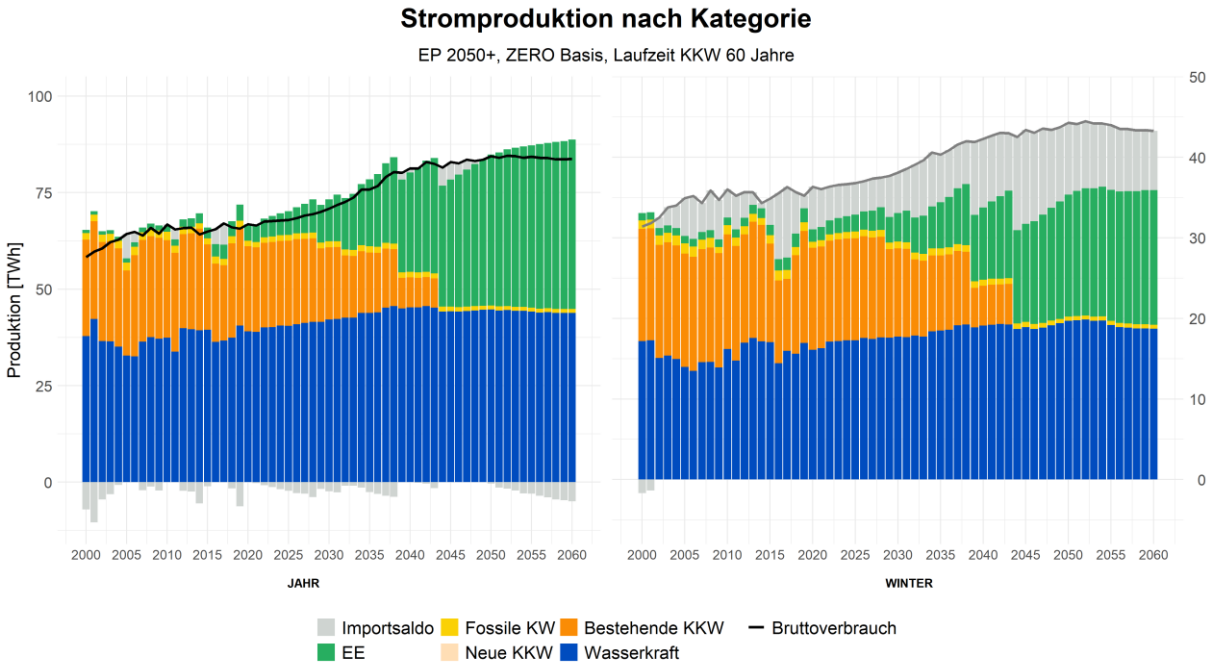
5.1 Neue Energieperspektiven 2060

Die neuen Energieperspektiven 2060, die derzeit vom BFE erarbeitet werden, zeigen anhand verschiedener Szenarien die zukünftige Entwicklung des Schweizer Strommixes auf. Der Fokus liegt dabei vor allem auf der Frage, wie der steigende Strombedarf aufgrund der Dekarbonisierung des Energiesystems insbesondere im Winterhalbjahr künftig gedeckt werden kann. Es wird dargestellt, wie sich die Stromproduktion in der Schweiz nach Technologien sowie die Importe und Exporte gemäss verschiedenen Szenarien bis 2060 entwickeln werden. Bei der Modellierung der Szenarien wird das gesamte europäische Stromsystem berücksichtigt. Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion, des Langzeitbetriebs bestehender Kernkraftwerke sowie des Baus neuer Kernkraftwerke. Die Ergebnisse der Energieperspektiven 2060 werden voraussichtlich Ende 2027 verfügbar sein.

5.2 Energieperspektiven 2050+

Die Energieperspektiven 2050+ von 2020/2021 sind die aktuellen Szenarien des Bundes.[13] Abbildung 1 zeigt die Stromproduktion nach Technologien, den Stromverbrauch sowie den Importbedarf des Szenarios *ZERO Basis* der Energieperspektiven 2050+ für das Kalenderjahr sowie das Winterhalbjahr bis 2060. Dabei wird von einer mittleren Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke von 60 Jahren ausgegangen. Es zeigt sich ein maximaler Importbedarf von 11,7 TWh im Winter bzw. 4,7 TWh während des Kalenderjahrs nach Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerks. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion verringert sich der Importbedarf in der Folge wieder. Ein Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken über 60 Jahre hinaus oder ein allfälliger Neubau eines Kernkraftwerks wurden bei den Energieperspektiven 2050+ nicht untersucht.

Abbildung 1 Stromverbrauch & Stromproduktion Szenario *ZERO Basis*, Laufzeit KKW 60 Jahre



Quelle: Prognos/TEP Energy/Infras 2021, Darstellung BFE

Seit der Publikation der Energieperspektiven 2050+ hat sich das Energiesystem weiterentwickelt. Besonders dynamisch haben sich die Elektromobilität und der Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt. Zudem gewinnt der Stromverbrauch von Rechenzentren durch Anwendungen der künstlichen Intelligenz an Bedeutung. Mit dem Stromabkommen sollen die Beziehungen zur Europäischen Union (EU) beziehungsweise die Integration der Schweiz in den EU-Strommarkt neu geregelt werden. Die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und des Kriegs in der Ukraine wurden in den Energieperspektiven 2050+ noch nicht berücksichtigt. Themen wie die Versorgungssicherheit oder der Neubau von Kernkraftwerken werden derzeit breit diskutiert. Zudem sind mehrere Gesetzesvorlagen der Schweizer Energie- und Klimapolitik in Kraft getreten, die in den Energieperspektiven 2050+ noch nicht berücksichtigt sind. Dazu gehören beispielsweise das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, der Solarexpress, der Windexpress, das Klima- und Innovationsgesetz (KIG) und die Revision des CO_2-Gesetzes. Darüber hinaus sind die grundlegenden Annahmen, beispielsweise die Bevölkerungsszenarien, Wirtschaftsszenarien und Verkehrsperspektiven, nicht mehr aktuell.

5.3 Ad-hoc-Szenarien

Für den vorliegenden Bericht wurden die in Abbildung 1 dargestellten Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ bezüglich Stromnachfrage und der Produktion gewisser Technologien in aggregierter Form angepasst. Insbesondere die Integration der Stromproduktion und die Nutzung von Flexibilitäten im

[13] Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE): *Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht*. November 2020. www.bfe.admin.ch > Politik > Energieperspektiven 2050+.

Stromsystem konnten dabei ohne detaillierte Modellierung des Energiesystems nicht abgebildet werden. In Box 1 sind die Aspekte aufgelistet, die nicht berücksichtigt werden konnten und bei der Interpretation der folgenden Abbildungen zu beachten sind. Bei den neuen Energieperspektiven 2060 wird das Schweizer Stromsystem eingebettet ins europäische Stromsystem in stündlicher Auflösung bis 2060 detailliert modelliert. Die in Box 1 genannten Aspekte werden bei den Energieperspektiven 2060 berücksichtigt, so dass eine fundierte Diskussion der aufgeworfenen Fragen möglich sein wird.

Box 1: Nicht berücksichtigte Aspekte bei den Ad-hoc-Szenarien

- Die zusätzliche Stromnachfrage durch den zunehmenden Bedarf von Rechenzentren für Anwendungen der künstlichen Intelligenz wurde nicht berücksichtigt.
- Der Ausbau der Wasserkraft konnte nicht an die jüngsten Entwicklungen angepasst werden. Insbesondere konnten die 15 Speicherwasserkraftwerke gemäss Anhang 2 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) bzw. deren Projektstand nicht berücksichtigt werden.
- Die Nutzung der Flexibilitäten bei der Stromnachfrage und -produktion aufgrund der breiteren Durchdringung der Elektromobilität sowie der Anpassungen beim Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion konnte nicht berücksichtigt werden.
- Die Systemintegration der zusätzlichen Stromproduktionskapazitäten bei den erneuerbaren Energien und den Kernkraftwerken konnte nicht abgebildet werden. Bei den hohen Zubauraten der erneuerbaren Energien ist mit Herausforderungen bei der Systemintegration zu rechnen.
- Kostenüberlegungen spielten beim Zubau der Produktionstechnologien keine Rolle.

5.3.1 Zusammensetzung der Szenarien

Es werden drei Ad-hoc Szenarien abgeleitet. Diese unterscheiden sich bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion sowie der Rolle der Kernkraft:

a) **Szenario «*EE hoch*»**: Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion erfolgt aus heutiger Perspektive optimistisch mit hohen Zubauraten, sodass die Ziele gemäss Energiegesetz (EnG) Artikel 2 Absatz 1 erreicht werden. Das Kernkraftwerk Beznau wird gemäss Ankündigung der Betreiber 2033 ausser Betrieb genommen. Für die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt wird eine Laufzeit von 60 Jahren angenommen.

b) **Szenario «*EE mittel» mit einem Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke***: Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion erfolgt aus heutiger Perspektive mit realistischen Zubauraten, die an jene der letzten Jahre anknüpfen. Die Ziele im EnG Artikel 2 Absatz 1 werden für 2035 verfehlt und das Ausbauziel 2050 wird knapp nicht erreicht. Das Kernkraftwerk Beznau wird gemäss Ankündigung der Betreiber 2033 ausser Betrieb genommen. Für die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt wird ein Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren angenommen.

c) **Szenario «*EE tief» mit einem Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke und dem Bau eines neuen Kernkraftwerks***: Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion erfolgt aus heutiger Perspektive pessimistisch mit niedrigen Zubauraten. Die Ziele gemäss EnG werden deutlich verfehlt. Das Kernkraftwerk Beznau wird gemäss Ankündigung der Betreiber 2033 ausser Betrieb genommen. Für die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt wird ein Langzeitbetrieb bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren angenommen. Im Jahr 2050 wird ein neues Kernkraftwerk in Betrieb genommen.

An den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wurden folgende Anpassungen vorgenommen:

Stromnachfrage: Bei den Energieperspektiven 2050+ wurde insbesondere die Elektrifizierung des Strassenverkehrs unterschätzt. Es wurden neue Schätzungen zur Elektromobilität eingepflegt.

Ausbau der erneuerbaren Energien: Der Zubau der erneuerbaren Stromproduktion erfolgte in den letzten Jahren dynamischer als in den Energieperspektiven 2050+ angenommen. Zudem wurden mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien deutlich höhere Zielwerte für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion festgelegt: 35 TWh im Jahr 2035 und 45 TWh

im Jahr 2050. Für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion werden drei angepasste Varianten betrachtet: «EE hoch» folgt den Zielen gemäss Energiegesetz für das Jahr 2035 und setzt den Trend moderat fort. Die gesetzlichen Ziele im Jahr 2050 werden damit übertroffen. «EE tief» geht von einem deutlich verlangsamten Ausbau der erneuerbaren Energien aus. «EE mittel» liegt dazwischen und erreicht 2035 eine Produktion von 27,5 TWh und 2050 knapp 44 TWh. Der Technologiemix und die Verteilung der Produktion auf Sommer/Winter bleiben grundsätzlich gleich wie in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+. Bei einem hohen Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion wird das Technologieziel für die Photovoltaik von 18,7 TWh im Jahr 2030 gemäss Energieverordnung (EnV, Art. 1*a*) erreicht, das Ziel für die Windenergie von 2,3 TWh hingegen nicht. Der Ausbaupfad der Wasserkraft wurde nicht angepasst und entspricht jenem der Energieperspektiven 2050+.

Betrieb der Kernkraftwerke: Die Betreiber der Schweizer Kernkraftwerke gehen heute von Laufzeiten von mindestens 60 Jahren aus. So hat die Axpo am 5. Dezember 2024 kommuniziert, dass sie das Kernkraftwerk Beznau bis 2033 (Block 2 bis 2032, Block 1 bis 2033) betreiben wird, sodass es insgesamt 64 Jahre am Netz war. Für das Kernkraftwerk Gösgen haben die Eigner noch kein Datum zur geplanten Ausserbetriebnahme bzw. zu einer minimalen Betriebsdauer kommuniziert. Für das Kernkraftwerk Leibstadt wurde ebenfalls kein Datum zur geplanten Ausserbetriebnahme veröffentlicht, jedoch angekündigt, dass die Stromproduktion bis mindestens im Jahr 2045 aufrechterhalten werden soll.[14] Die Eigner bzw. Betreiber ihrerseits klären, ob ein Betrieb über 60 Jahre hinaus möglich und wirtschaftlich ist. In allen Ad-hoc-Szenarien wird die Betriebsdauer des Kernkraftwerks Beznau bis 2033 erhöht. Beim Ad-hoc-Szenario a) bleiben Gösgen und Leibstadt bei 60 Jahren. Bei den Ad-hoc-Szenarien b) «EE mittel» und c) «EE tief» wird für Gösgen und Leibstadt ein Langzeitbetrieb von 80 Jahren angenommen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse der drei Ad-hoc-Szenarien bezüglich der Jahres- und der Winterbilanz bis zum Jahr 2060. In Abbildung 2 sind die Ergebnisse für das Ad-hoc-Szenario a) «EE hoch», in Abbildung 3 für das Ad-hoc-Szenario b) «EE mittel» mit einem Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke und in Abbildung 4 für das Ad-hoc-Szenario c) «EE tief» mit einem Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke und dem Bau eines neuen Kernkraftwerks dargestellt.

Der Unterschied zwischen der Stromnachfrage und der inländischen Stromproduktion wird in den Szenarien als zusätzlicher Deckungsbedarf oder Produktionsüberschuss dargestellt. Ein zusätzlicher Deckungsbedarf tritt insbesondere im Winter auf. Sofern im Ausland entsprechende Produktionskapazitäten vorhanden sind und die Importmöglichkeiten bestehen, kann der Bedarf durch Importe gedeckt werden. Dies wird hier angenommen. Es bestünde jedoch auch die Möglichkeit, den Deckungsbedarf zu reduzieren, indem die inländischen Produktionskapazitäten stärker ausgebaut werden als in den Ad-hoc-Szenarien angenommen. Beispielsweise könnte die erneuerbare Stromproduktion stärker ausgebaut oder auch die Produktionskapazitäten der Kernkraft erhöht werden.

Der Stromaustausch mit und innerhalb des europäischen Stromsystems dient einer effizienten und volkswirtschaftlich sinnvollen Optimierung der Stromversorgung, welche die Versorgungsicherheit durch höhere Flexibilitäten grundsätzlich stärken kann. Dies bedingt eine gute Integration der Schweiz ins europäische Stromsystem. Um die Unabhängigkeit der Schweizer Stromversorgung zu stärken, wurde in Artikel 2 Absatz 3 des Energiegesetzes (EnG) ein Richtwert von 5 TWh maximalen Winterstromimporten festgeschrieben. Dieser Richtwert ist jedoch nicht als Importverbot oder Handelsrestriktion gedacht, sondern bildet primär eine politische Basis für den Zubau von Winterproduktionskapazitäten in der Schweiz. Vor diesem Hintergrund wird bei den Ad-hoc Szenarien eine besondere Beachtung auf den Winterstromimportanteil gelegt. Um die Stromversorgungssicherheit effektiv zu beurteilen, sind jedoch spezifische System Adequacy Analysen notwendig, welche beispielsweise die ElCom regelmässig durchführt.

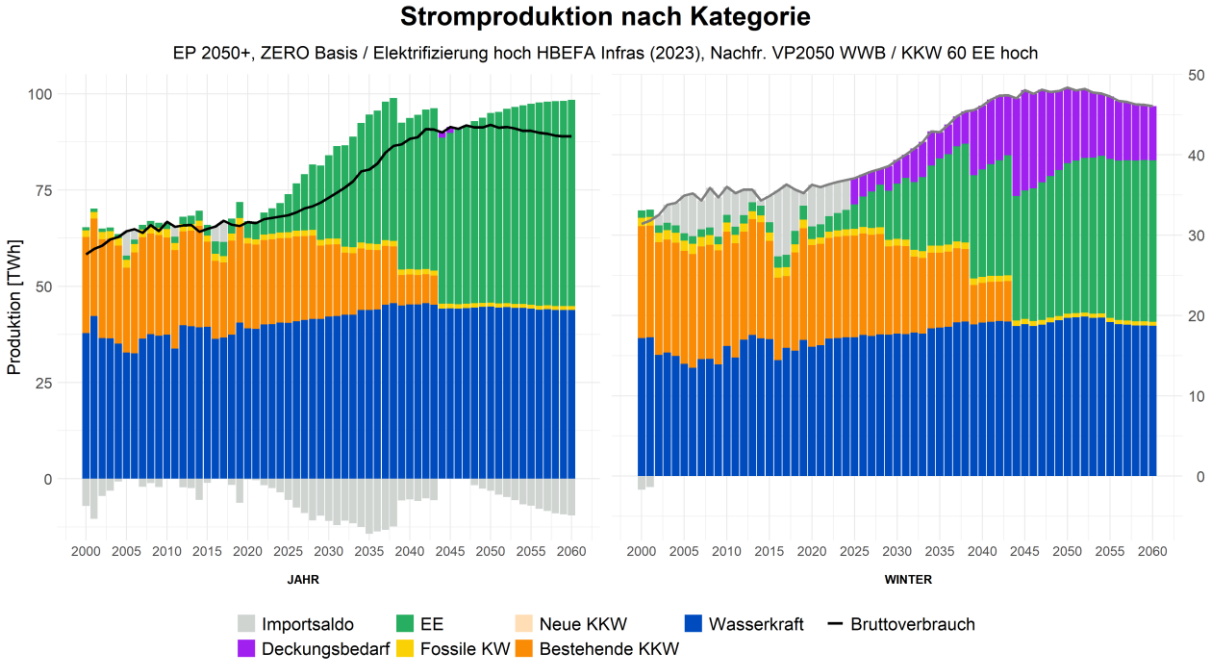
a) Ad-hoc-Szenario «EE hoch» - Betrieb der Kernkraftwerke bis 60 Jahre

Durch den hohen Ausbau der erneuerbaren Energien übertrifft die Stromproduktion über das ganze Jahr den Stromverbrauch. Ab Mitte der 2040er Jahre verringert sich der durch den Wegfall der beiden Kernkraftwerke bedingten zusätzlichen Deckungsbedarf im Winterhalbjahr bis 2060. Diese Reduktion

[14] Vgl. "Stromproduktion auf konstant hohem Niveau", 14. Januar 2026.

des Deckungsbedarfs trifft aufgrund eines leicht sinkenden Stromverbrauchs und eines höheren Anteils der erneuerbaren Energien ein.

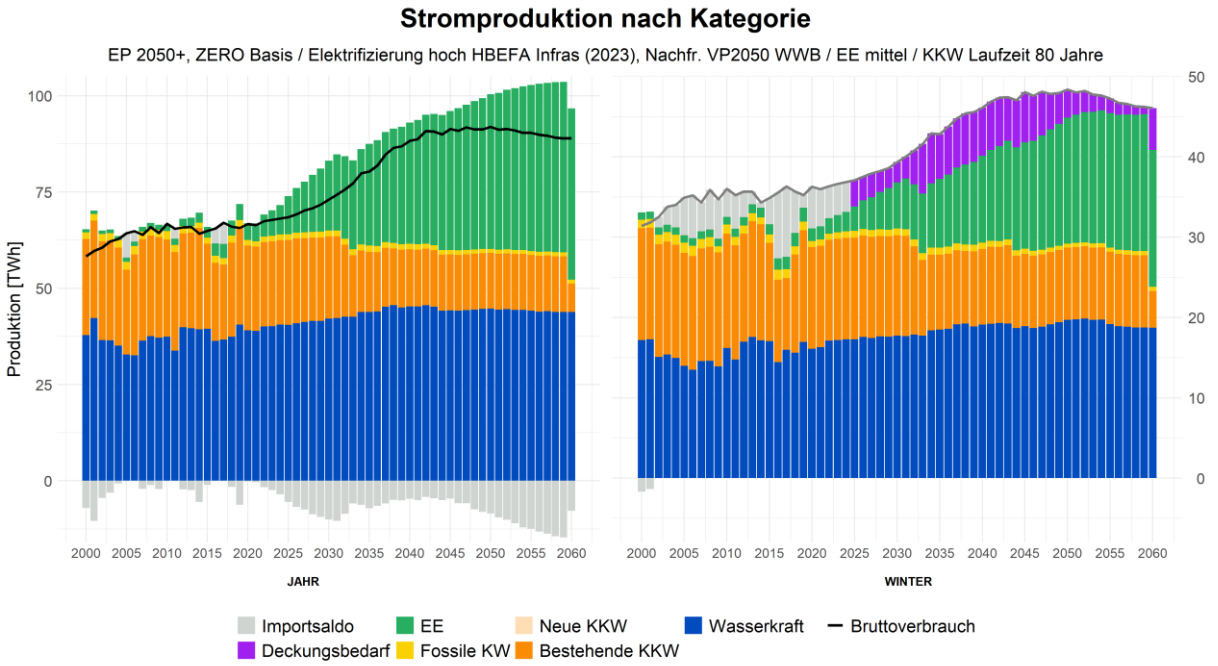
Abbildung 2 Stromverbrauch & Stromproduktion Ad-hoc-Szenario a) «EE hoch»



b) Ad-hoc-Szenario «EE mittel» - Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren

Die Stromproduktion übertrifft auch im Szenario «EE mittel» über das ganze Jahr den Stromverbrauch während der gesamten Beobachtungszeit. Da die beiden Kernkraftwerke im Vergleich zu Szenario a) jedoch 20 Jahre länger am Netz bleiben, verringert sich den Deckungsbedarf im Winter insbesondere zwischen dem 61. und 80. Betriebsjahr der Kernkraftwerke. Gleichzeitig führt der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien ebenfalls zu einer Verringerung des Deckungsbedarfs. Ab dem Jahr 2060 vergrössert sich jedoch der Deckungsbedarf, da unter den gemachten Annahmen das Kernkraftwerk Gösgen nur bis ins Jahr 2059 Strom produziert. Der Bau neuer Kernkraftwerke, die den Deckungsbedarf reduzieren, ist in diesem Szenario nicht vorgesehen.

Abbildung 3 Stromverbrauch & Stromproduktion Ad-hoc-Szenario b) «EE mittel» mit Langzeitbetrieb KKW

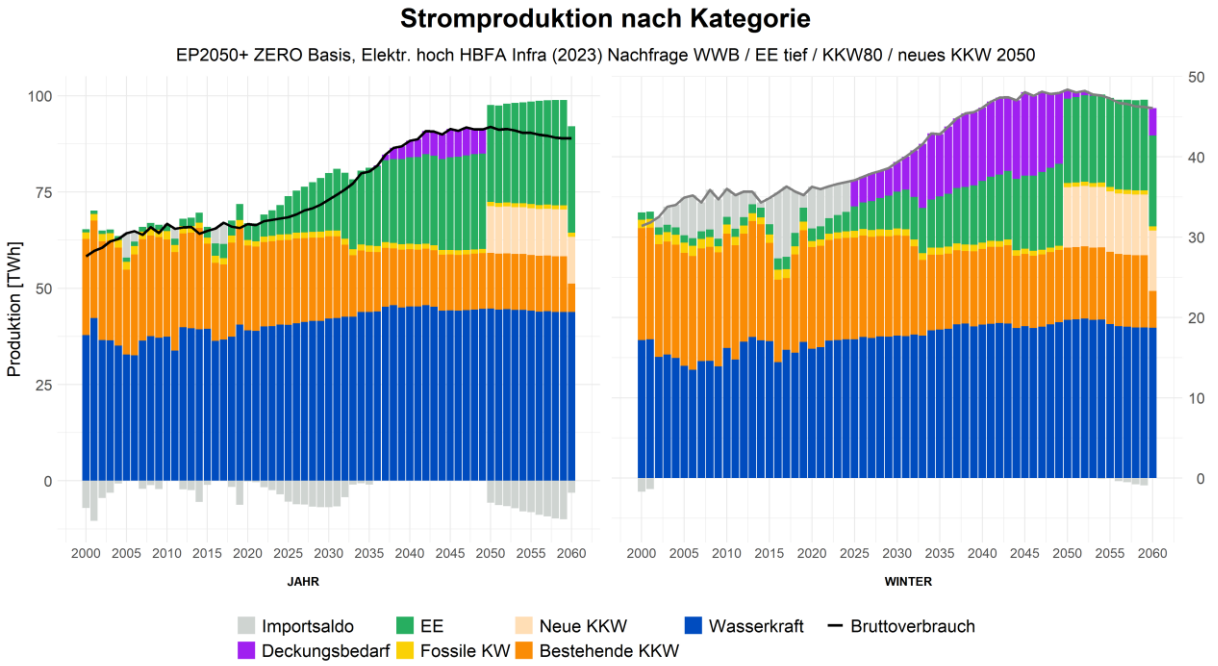


c) Ad-hoc-Szenario «EE tief» - Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren und Neubau eines Kernkraftwerks

Für das Ad-hoc-Szenario c) «EE tief» wird im Jahr 2050 ein neues Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1,6 Gigawatt (GW) hinzugefügt. Im Gegensatz zu den Szenarien a) und b) gibt es im Szenario «EE tief» (siehe Abbildung 4) in den Jahren 2037 bis 2049 über das gesamte Jahr gesehen einen Deckungsbedarf. Zudem ergibt sich mittelfristig ein grosser Deckungsbedarf im Winter. Zwar hilft der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt, dass der Deckungsbedarf im Winter nicht noch stärker ansteigt, er bleibt jedoch auch längerfristig hoch, bis das neue Kernkraftwerk den Betrieb aufnimmt. Mit dem Bau eines neuen Kernkraftwerks reduziert sich der Deckungsbedarf.

Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks: Voraussetzung für den Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz ist, dass das entsprechende gesetzliche Neubauverbot von Parlament und Stimmbevölkerung aufgehoben wird. Unter optimalen Voraussetzungen wäre der Neubau eines Kernkraftwerks mit den heute gültigen Bewilligungsverfahren bis 2050 möglich. Werden jedoch längere Projektentwicklungszeiten und allfällige Beschwerdeverfahren eingerechnet, wäre wohl mit einer späteren Inbetriebnahme zu rechnen. Andererseits ist es möglich, dass die Verfahren auch ohne Beeinträchtigung der Sicherheit gestrafft werden könnten, sollte die Akzeptanz für neue Kernkraftwerke steigen, der Bedarf für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dringender werden und die Verfügbarkeit entsprechender Technologien steigen. Vor diesem Hintergrund wird für das Ad-hoc-Szenario c) «EE tief» die Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks im Jahr 2050 angenommen.

Abbildung 4 Stromverbrauch & Stromproduktion Ad-hoc-Szenario c) «EE» tief mit Langzeitbetrieb und Neubau KKW



5.3.2 Erkenntnisse aus den drei Ad-hoc-Szenarien

Stromimporte / -exporte sensibel auf Szenarien: Über das Jahr betrachtet bleibt die Schweiz in allen Szenarien deutlich Nettoexporteurin. Eine Ausnahme ist der Zeitraum zwischen 2037 und 2049 im Ad-hoc-Szenario c), in dem es auch übers Jahr gesehen ein Importsaldo gibt.

Saisonal zeigt sich jedoch ein anderes Bild: Durch den hohen Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion im Ad-hoc-Szenario a) (siehe Abbildung 2) lässt sich der Deckungsbedarf im Winter mittelfristig in Grenzen halten. Nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke nach rund 60 Jahren steigt der Deckungsbedarf im Winter jedoch deutlich an. Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion reduziert er sich bis zu einem gewissen Grad.

Rolle des Langzeitbetriebs der Kernkraftwerke: Der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt bis zu einer Betriebsdauer von 80 Jahren kann dabei helfen, den Deckungsbedarf im Winter auch längerfristig zu begrenzen. Wie das Ad-hoc-Szenario b) (siehe Abbildung 3) zeigt, steigt der Deckungsbedarf bei einem mittleren Ausbaupfad der erneuerbaren Stromproduktion mittelfristig nicht deutlich an. Der Langzeitbetrieb der beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt in Kombination mit dem weiteren Ausbau der erneuerbarer Stromproduktion ermöglicht es, den Deckungsbedarf im Winter auch langfristig deutlich zu reduzieren. Mit der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Gösgen nach 80 Jahren Betriebsdauer öffnet sich im Jahr 2060 jedoch wieder eine grössere Lücke.

Bau neuer Kernkraftwerke: Verläuft der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion auch in Kombination mit dem Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke verlangsamt, kann der Bau eines neuen Kernkraftwerks dazu beitragen, den langfristig bestehenden Deckungsbedarf deutlich zu reduzieren.

Die Ergebnisse der drei Ad-hoc-Szenarien zeigen, dass es eine grosse Herausforderung ist, den zukünftigen Deckungsbedarf im Winter zu reduzieren, um die notwendigen Stromimporte in Grenzen halten zu können. Ob und wie dieser Importbedarf unter Berücksichtigung der Produktionskapazitäten im Ausland und netztechnischer Importmöglichkeiten gedeckt werden kann, werden die Modellierungen im Rahmen der neuen Energieperspektiven 2060 zeigen.

Risikoreduktion mit Technologieoffenheit: Den Ad-hoc-Szenarien zufolge kann ein starker Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion mittelfristig den Importbedarf im Winter begrenzen. Ein Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt über 60 Jahre hinaus in Kombination mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien würde es ermöglichen, den Importbedarf auch über das Jahr 2050 hinaus weiter zu reduzieren. Verläuft der Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch nur langsam, steigt der Importbedarf mittel- und langfristig, selbst bei einem Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen

und Leibstadt bis zu einer Betriebsdauer von 80 Jahren, weiter an. In diesem Fall würde der Neubau eines Kernkraftwerks den Importbedarf im Winter ab dessen Inbetriebnahme deutlich reduzieren. Offen bliebe auch bei einem Neubau, wie der wachsende Importbedarf im Winter bis zur Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks bewältigt werden könnte.

6 Schlussfolgerungen

Ein Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt bis zu einer Betriebsdauer von maximal 80 Jahren ist nach heutigem Kenntnisstand technisch machbar. Für einen solchen Langzeitbetrieb ist der Austausch von Kernkomponenten nicht notwendig. Mit der Annahme des indirekten Gegenvorschlags des Bundesrates zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» würde gleichwohl die Möglichkeit für grundlegende Erneuerungen bestehender Kernkraftwerke geschaffen.

Für den Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke bis zu einer Betriebsdauer von 80 Jahren sind keine besonderen staatlichen Unterstützungsmassnahmen erforderlich. Gleichzeitig ist der Betrieb unter realistischen Annahmen zur Entwicklung der Strompreise und der Investitionskosten für die Betreiber voraussichtlich auch wirtschaftlich. Aus heutiger Sicht erscheint eine substanzielle Wirtschaftlichkeitslücke als sehr unwahrscheinlich. Sie tritt nur unter dauerhaften sehr ungünstigen Rahmenbedingungen auf. Die bedeutendsten Risiken für Investitionsentscheidungen liegen weniger in technischen Herausforderungen als vielmehr in politischen und regulatorischen Unsicherheiten. Stabile, verlässliche und langfristig berechenbare Rahmenbedingungen sind daher von zentraler Bedeutung, um die Planungssicherheit der Betreiber zu gewährleisten.

Derzeit sind keine Fördermassnahmen des Bundes für den Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke notwendig. Die Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft (Art. 6 EnG). Es ist in erster Linie Aufgabe der Aktionäre der betroffenen Unternehmen, sich an den Risiken bzw. allfälligen Verlusten zu beteiligen, wobei dies durch den Erhalt von Dividenden entschädigt wird und über Jahre hinweg wurde. Falls sich wider Erwarten eine Wirtschaftlichkeitslücke oder erhebliche Investitionshemmnisse ergeben sollten, wird der Bundesrat verschiedene Massnahmen prüfen und gegebenenfalls vorschlagen. Zu diesen Massnahmen gehören beispielsweise zweiseitige Differenzverträge oder Investitionsbeiträge. Ergänzend können klare politische Leitlinien sowie Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen die Investitionssicherheit erhöhen.

Die Ad-hoc-Szenarien zu den Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass im Winterhalbjahr langfristig ein erhöhter Importbedarf droht. Der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke kann in Kombination mit einem konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien den Importbedarf im Winter beschränken und massgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen. Bei einem unzureichenden Ausbau der erneuerbaren Energien kann der Bau eines neuen Kernkraftwerks in der langen Frist dazu beitragen, den bestehenden Deckungsbedarf deutlich zu reduzieren. Die Bedeutung eines neuen Kernkraftwerks akzentuiert sich deshalb bei einem unzureichenden Ausbau der erneuerbaren Energien oder bei einer anderweitig auftretenden Stromlücke. Bei einem schwachen Ausbau der erneuerbaren Energien bliebe allerdings auch bei einem Neubau offen, wie der wachsende Importbedarf im Winter bis zur Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks bewältigt werden könnte. Eine vertiefte Beurteilung dieser Fragestellungen wird im Rahmen der Energieperspektiven 2060 erfolgen. Angesichts der Unsicherheiten bezüglich einer dauerhaften ganzjährigen Stromversorgungssicherheit ist es aus Sicht des Bundesrates angebracht, die Option eines Baus eines neuen Kernkraftwerks offen zu halten und das Neubauverbot von Kernkraftwerken aufzuheben.