



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Abteilung Energiewirtschaft und Versorgung

**Bericht vom 12. März 2026**

---

# **Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt – Grundlagenarbeiten zum Postulat 23.4152**

---



**Datum:** 12. März 2026

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Frontier Economics  
Im Zollhafen 24, DE-50678 Köln  
[www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)

Siempelkamp NIS Ingenieurgesellschaft mbH  
Industriestraße 13, DE-63755 Alzenau  
[www.siempelkamp-nis.com](http://www.siempelkamp-nis.com)

**Autor/in:**

Lyuba Ilieva, [lyuba.ilieva@frontier-economics.com](mailto:lyuba.ilieva@frontier-economics.com)  
Michael Zähringer, [michael.zaehringer@frontier-economics.com](mailto:michael.zaehringer@frontier-economics.com)  
Jonas Hannane, [jonas.hannane@frontier-economics.com](mailto:jonas.hannane@frontier-economics.com)  
Matthias Bienasch  
Bernt Truetsch, [bernt.truetsch@siempelkamp.com](mailto:bernt.truetsch@siempelkamp.com)  
Christian Schmitt, [christian.schmitt@siempelkamp.com](mailto:christian.schmitt@siempelkamp.com)

**BFE-Projektbegleitung:** Lukas Gutzwiller, [lukas.gutzwiller@bfe.admin.ch](mailto:lukas.gutzwiller@bfe.admin.ch)  
David Erni, [david.erni@bfe.admin.ch](mailto:david.erni@bfe.admin.ch)  
Ralf Straub, [ralf.straub@bfe.admin.ch](mailto:ralf.straub@bfe.admin.ch)  
Yulia Blondiau, [yuliya.blondiau@bfe.admin.ch](mailto:yuliya.blondiau@bfe.admin.ch)  
Amir Meskaldji, [amir.meskaldji@bfe.admin.ch](mailto:amir.meskaldji@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200501-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autor/innen dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>Technische Massnahmen und Kostenabschätzung für den Langzeitbetrieb über 80 Jahre</b>	<b>27</b>
<b>3</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsanalyse des Langzeitbetriebs</b>	<b>46</b>
3.1	Modelllogik und Szenario-Annahmen	46
3.1.1	Modelllogik	46
3.1.2	Relevante Märkte	48
3.1.3	Definition der Szenarien und Sensitivitäten	50
3.1.4	Szenario-Annahmen	53
3.2	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für unterschiedliche Preisszenarien	55
3.3	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse bei ausgewählten Sensitivitäten	60
3.4	Fazit zur Wirtschaftlichkeitsanalyse	64
<b>4</b>	<b>Analyse nicht-wirtschaftlicher Risiken als mögliche Investitionshindernisse</b>	<b>67</b>
4.1	Politische und regulatorische Risiken	67
4.1.1	Beispiele für politische und regulatorische Risiken	68
4.1.2	Beispiele für Investitionen in den Langzeitbetrieb ohne finanzielle Unterstützungsmassnahmen bei positiven Rahmenbedingungen	69
4.1.3	Wirkung von politisch-regulatorischen Risiken auf die Wirtschaftlichkeit	71
4.2	Weitere mögliche Hindernisse für die Investition in den Langzeitbetrieb, die nicht durch an die KKW gerichtete finanzielle Massnahmen adressiert werden können	76
4.3	Fazit zur Analyse nicht-wirtschaftlicher Risiken	77
<b>5</b>	<b>Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützung in der Schweiz</b>	<b>80</b>
5.1	Fördermassnahmen	80
5.1.1	Gleitende Marktprämie	81
5.1.2	RAB-Modell	84
5.1.3	Investitionsbeitrag	85
5.1.4	Staatliches Joint Venture («JV»)	87

5.1.5	Fazit	88
5.2	Regulatorisch-politische Massnahmen	89
5.3	Refinanzierungsinstrumente	91
5.4	Fazit zu Optionen für regulatorische und finanzielle Unterstützungsmassnahmen	95
Anhang A – Detaillierte Informationen über Kostenschätzungen in der Fachliteratur		96
Anhang B – Detaillierte Annahmen im NPV-Modell		99
Anhang C – Detaillierte Prüfung der Relevanz von finanziellen und regulatorischen Massnahmen im Schweizer Kontext		109
Anhang D – Erfahrungen mit staatlichen Massnahmen und Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken in anderen europäischen Ländern		116

## ZUSAMMENFASSUNG

Frontier Economics («Frontier») und Siempelkamp NIS wurden vom Bundesamt für Energie («BFE») beauftragt, den ökonomischen und technischen Handlungsbedarf für einen möglichen Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen («KKG») und Leibstadt («KKL») zu untersuchen. Dafür analysieren wir die erforderlichen technischen Massnahmen und die damit verbundenen Investitionskosten für eine Verlängerung der Betriebsdauer von 60 auf 80 Jahre. Wir stellen diese Kosten den erwarteten Erlösströmen gegenüber und berücksichtigen dabei zentrale Risiken. Auf dieser Basis identifiziert die Studie mögliche Investitionshindernisse und zeigt auf, welche Unterstützungsmassnahmen für einen Langzeitbetrieb notwendig sein können.

Für beide Kernkraftwerke («KKW») ist aktuell der Betrieb bis 60 Jahre geplant.<sup>1</sup> Es besteht jedoch die Sorge, dass eine Stilllegung in den 2040er Jahren die langfristige Versorgungssicherheit der Schweiz beeinträchtigen könnte. Das Postulat 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» vom 6. März 2024 fordert daher einen Überblick über die regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für einen Langzeitbetrieb bis zu 80 Jahren.

Unsere Analysen, welche die Kostenschätzungen der Kraftwerksbetreiber berücksichtigen, zeigen, dass ein Langzeitbetrieb bis 80 Jahre grundsätzlich möglich ist. Es bestehen keine technischen Hindernisse für den Langzeitbetrieb. Die Investitionsentscheidungen hängen jedoch von der erwarteten Entwicklung der Strompreise ab 2040 und der politischen und regulatorischen Planungssicherheit ab.

### **Der Langzeitbetrieb über 80 Jahre ist technisch umsetzbar – die Investitionskosten weisen eine erhebliche Bandbreite auf und liegen im Mittel bei rund 1 Mrd. CHF pro Kraftwerk (Kapitel 2)**

Die Betreiber verfügen über unbefristete Betriebsbewilligungen und erneuern sicherheitsrelevante Systeme laufend. Periodische Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) und die Vorgaben des schweizerischen Kernenergierechts erfordern laufende Nachrüstungen. Beide Anlagen werden daher das 60. Betriebsjahr voraussichtlich in gutem technischem Zustand erreichen.

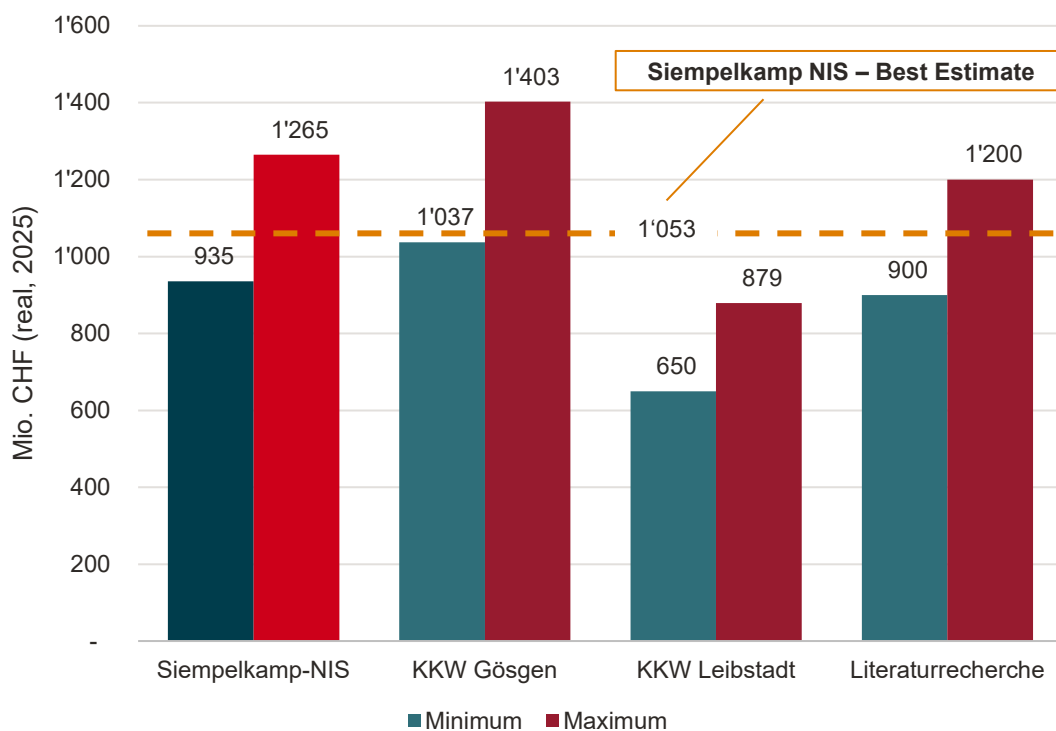
Zusätzliche Investitionen sind nötig, um einen Langzeitbetrieb bis 80 Jahre zu ermöglichen. Sie betreffen vor allem die mechanischen und elektrischen Systeme, die Leit- und

---

<sup>1</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, im Folgenden «Aktennotiz», S. 22.

Sicherheitstechnik sowie einzelne Grosskomponenten. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der Bandbreite an Kostenschätzungen für die Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre.<sup>2</sup>

**Abbildung 1 Übersicht über die Breite der Kostenschätzungen aus unterschiedlichen Quellen**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Arbeiten von Siempelkamp NIS und unter Berücksichtigung der Inflation zwischen 2023 und 2025

Die erwarteten Investitionskosten liegen in einer **Spanne von 650 - 1'403 Mio. CHF** (real, 2025) pro Kraftwerk:

- Die **unabhängige Kostenschätzung durch Siempelkamp NIS** ergibt erwartete werksunabhängige<sup>3</sup> Investitionskosten von 935 bis 1'265 Mio. CHF (real, 2025). Die **zentrale Schätzung** (orange Linie «Best Estimate») liegt bei 1'053 Mio. CHF (real, 2025) pro Kraftwerk.

<sup>2</sup> Für den bereits beschlossenen Langzeitbetrieb fallen zusätzliche Investitionskosten an, die ebenso in der Grössenordnung von ca. 1 Mrd. CHF pro Kraftwerk liegen. (Siehe BFE (2024), Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, S. 9)

<sup>3</sup> Bei einem gleichen Verlauf der Investitionen und des Alterungsmanagement bis zum 60. Betriebsjahr erwarten Siempelkamp NIS keine technisch bedingten Unterschiede in der Höhe oder im Verlauf der Investitionen für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre. Insbesondere spielt die Erzeugungsleistung keine Rolle bei der Bewertung der Investitionskosten. Die Betreiber verfügen über weitergehende kraftwerksspezifische Informationen, die zu einer differenzierten Einschätzung der notwendigen Kosten führen.

- Die **Betreiber** schätzen die Kosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre auf jeweils 1'037 bis 1'403 Mio. CHF (real, 2025) für KKG und 650 bis 879 Mio. CHF (real, 2025) für KKL ein. Die **zentrale Schätzung** liegt bei jeweils 1'169 Mio. CHF (real, 2025) für KKG und 732 Mio. CHF (real, 2025) für KKL.<sup>4</sup>
- **Kostenschätzungen in der Literatur zur Plausibilisierung** der Kostenschätzungen durch Siempelkamp NIS und die Betreiber zeigen eine Spanne von 900 bis 1'200 Mio. CHF (real, 2025) für ein KKW mit ca. ein GW installierter Leistung.

In allen drei Schätzungen setzen die Investitionskosten bereits mindestens zehn Jahre vor dem 60. Betriebsjahr ein. Sie fallen kontinuierlich über die Zeit an und erreichen ihren Höhepunkt um das 60. Betriebsjahr oder – in den Kostenschätzungen von KKL – kurz danach. Damit unterscheidet sich die Ausgabenstruktur deutlich von jener bei Neubauten, bei denen ein Grossteil der Kosten vor Betriebsbeginn anfällt («upfront»).

Die Kostenschätzung von KKG liegt um ca. 10% über der werksunabhängigen Schätzung von Siempelkamp NIS. Die zentrale Kostenschätzung liegt jedoch innerhalb der in der Literatur ausgewiesenen und von Siempelkamp NIS berechneten Kostenspanne. Die Kostenschätzung von KKL liegt hingegen um ca. 30% unter den unabhängigen Kostenschätzungen. Uns liegen keine detaillierten Informationen zu den spezifischen Annahmen der Betreiber vor, insbesondere zum Umfang der Massnahmen und zu den angesetzten Einzelkosten.<sup>5</sup>

### Ein Langzeitbetrieb bis 80 Jahre ist bei stabilen Rahmenbedingungen und unter moderaten Preisannahmen aus heutiger Sicht wirtschaftlich (Kapitel 3)

Frontier prüfen ökonomische Investitionshindernisse über ein Nettobarwert-Modell («**NPV-Modell**»). Das Modell bildet die Wirtschaftlichkeit der Investitionsentscheidungen in verschiedenen Strompreisszenarien und Sensitivitäten ab. Dabei werden die Geldflüsse aus den **zusätzlichen Erlösen** den durch den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre verursachten **zusätzlichen Kosten** gegenübergestellt.

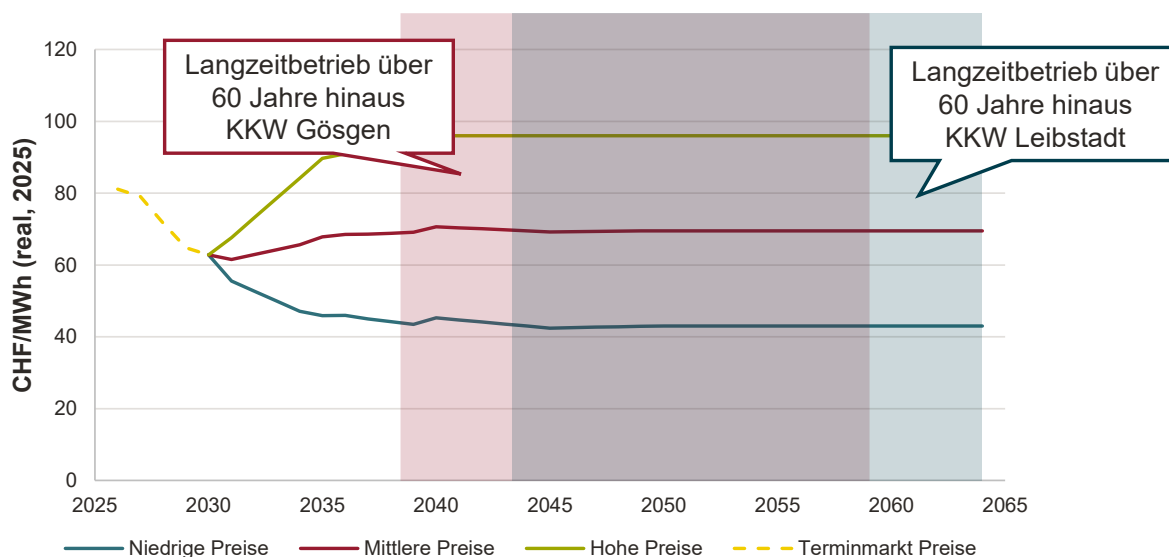
Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsprüfung sind die Kostenschätzungen der KKW-Betreiber sowie drei Preisszenarien. Langfristige Preisprognosen beruhen auf einer Vielzahl von Annahmen und weisen entsprechende Unsicherheiten auf. Deshalb berücksichtigen wir – wie

<sup>4</sup> Die Betreiber übermittelten ihre Kostenschätzungen in realen Werten zum 31.12.2023. Die zentralen Kostenschätzungen betragen 1'151 Mio. CHF für KKG und 721 Mio. CHF für KKL. Die Kostenspannen von jeweils 1'022 bis 1'381 Mio. CHF für KKG und 640 bis 865 Mio. CHF für KKL wurden durch Siempelkamp NIS ermittelt. Frontier Economics hat die Werte um die Inflation zwischen 2023 und 2025 angepasst (insgesamt ca. 2%), um eine Vergleichbarkeit mit den anderen Kostenschätzungen zum 31.12.2025 zu ermöglichen.

<sup>5</sup> Eine mögliche Erklärung der unterschiedlichen Kostenschätzungen könnte an unterschiedlichem Altersmanagement und Investitionen liegen, die die Betreiber bereits für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre planen – KKL plant deutlich höhere Investitionen im Rahmen des Langzeitbetriebs bis 60 Jahre. Wir haben unsere Schlussfolgerungen zur Wirtschaftlichkeit und zu den Investitionshindernisse auf Basis der werkseigenen Kostenschätzungen hergeleitet, um kraftwerksspezifische Aussagen abzuleiten. Die vorliegenden Investitionskostenunterschiede beeinflussen unsere Schlussfolgerungen nur unwesentlich (siehe Abschnitt 3).

in Investitionsbewertungen üblich – eine Spanne möglicher Grosshandelspreisverläufe, aufgespannt durch drei Preisszenarien (Abbildung 2). Dabei liegen die durchschnittlichen Grosshandelspreise im Zeitraum 2040 bis 2064 im **Niedrigpreisszenario** bei rund **42-45 CHF/MWh**, im **Mittelpreisszenario** bei rund **69-70 CHF/MWh** und im **Hochpreisszenario** bei rund **96 CHF/MWh** (alle Angaben real, 2025).<sup>6</sup>

Abbildung 2 Entwicklung der Grosshandelspreise in drei Preisszenarien



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von AFRY, Prognos, Energate (Stand 09.02.2026) und eigenen Berechnungen

Hinweis: Alle Werte sind reale Werte aus Sicht von 2025. Die Terminmarktpreise entsprechen dem durchschnittlichen Preis der letzten 30 Werte am 30.01.2026 für Jahresprodukte mit Lieferung im jeweiligen Jahr (CAL 2027-2030). Für CAL 2026 wurde der durchschnittliche Preis der letzten 30 Werte am 29.12.2025 verwendet. Die Preise wurden anhand des angenommenen Wechselkurses von EUR/MWh zu CHF/MWh umgerechnet und unter Berücksichtigung der erwarteten Inflation bis 2030 in reale Preise aus Sicht von 2025 umgewandelt.

Aufgrund der Unsicherheit der Grosshandelspreise weisen wir ergänzend zum Nettobarwert den **«Break-Even»-Preis** aus. Er bezeichnet den Grosshandelspreis, ab dem die Betriebs- und Investitionskosten des Langzeitbetriebs vollständig gedeckt sind (d. h. die langfristigen Stromgestehungskosten). Der Break-Even-Preis erlaubt Aussagen zur Wirtschaftlichkeit, die unabhängig von konkreten Annahmen zu zukünftigen Grosshandelspreisen sind.<sup>7</sup> Darüber hinaus berechnen wir eine Reihe von Sensitivitäten, um die Wirkung marktlicher und regulatorisch-politischer Risiken zu prüfen.

<sup>6</sup> Die Annahmen für das Niedrigpreisszenario und für das Hochpreisszenario stützen sich auf den Kurzbericht des BFE «Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge» (2025) sowie die Grosshandelspreise aus den «Energieperspektiven 2050+» (EP2050+ Szenarioergebnisse ZERO Basis, verfügbar unter <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>). Die Werte im Mittelpreisszenario entsprechen dem arithmetischen Mittel aus dem Niedrig- und Hochpreisszenario.

<sup>7</sup> Die dazu gehörigen NPV-Werte berichten wir in Kapiteln 3 und 4. Diese bestätigen unsere Einschätzung auf Basis der Break-Even-Preise.

## Wirtschaftlichkeit bei Best-Estimate-Investitionskosten grundsätzlich gegeben

Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Investitionen in einen Langzeitbetrieb im Hochpreis- und Mittelpreisszenario sowie in einer Reihe von Sensitivitäten im Mittelpreisszenario wirtschaftlich sind. Der Break-Even-Preis beträgt für **KKG ca. 46 CHF/MWh** (real, 2025) und für **KKL ca. 44 CHF/MWh** (real, 2025).<sup>8</sup> Beide Werte liegen knapp über den Grosshandelspreisen im Niedrigpreisszenario. Solange die erwarteten Strompreise ab dem Jahr 2040 über diesen aus heutiger Sicht eher geringem Strompreisniveau liegen und die Investitionskosten nicht signifikant die zentrale, Best-Estimate-Kostenschätzung übersteigen, ist ein Langzeitbetrieb bis 80 Jahre wirtschaftlich möglich. Heutige Terminmarktpreise liegen mit rund **60-80 CHF/MWh** (real, 2025) beispielsweise deutlich über dem geschätzten Break-Even-Preis. Eine substantielle Wirtschaftlichkeitslücke erscheint daher aus heutiger Sicht als wenig wahrscheinlich.

## Wirtschaftlichkeit auch bei um 20 % höheren Investitionskosten grundsätzlich gegeben

Moderate Erhöhungen der Investitionskosten beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit nur begrenzt, da die Investitionskosten zeitlich gestreckt anfallen.<sup>9</sup> Auch bei 20 % höheren Investitionskosten bleibt der NPV im Mittelpreisszenario für beide Anlagen positiv. Der Break-Even-Preis steigt für **KKG von rund 46 auf 49 CHF/MWh** (real, 2025) und für **KKL von rund 44 auf 45 CHF/MWh** (real, 2025).<sup>10</sup> Diese Werte liegen nur knapp über den konservativen Grosshandelspreisen im Niedrigpreisszenario.

## Wirtschaftlichkeit bei reinem Winterbetrieb abhängig von den zukünftigen Grosshandelspreisen

Ein starker Ausbau der Photovoltaik kann ab 2040 zu anhaltend niedrigen Grosshandelspreisen im Frühjahr und Sommer führen. Liegen die Preise dann über längere Zeit unter den variablen Kosten von KKG und KKL, kann eine mehrmonatige Betriebspause wirtschaftlich sinnvoll sein. Bei einem **Betrieb von nur sechs Monaten** pro Jahr steigt der Break-Even-Preis auf rund **78 CHF/MWh** (real, 2025) für **KKG** und rund **72 CHF/MWh** (real, 2025) für **KKL**. Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre sind damit nur wirtschaftlich,

<sup>8</sup> Break-Even-Preise bei «Best Estimate»-Kostenschätzung durch die KKW-Betreiber, nominaler WACC vor Steuern in Höhe von 7% und 20 Jahre Betrieb nach Erreichung des 60. Betriebsjahrs. Im Vergleich betragen die Gestehungskosten im Jahr 2023 jeweils 44,3 CHF/MWh für KKG und 47,3 CHF/MWh für KKL (Siehe BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, Aktenzeichen: BFE-354.0-8/2, S. 6). Somit würden die Gestehungskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre grundsätzlich in vergleichbarer Grössenordnung liegen.

<sup>9</sup> In NPV-Berechnungen ist der Hebel der Kapitalkosten, die als Diskontfaktor genutzt werden, dann am höchsten, wenn Kosten und Erlöse zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen und damit unterschiedlich stark diskontiert werden.

<sup>10</sup> Break-Even-Preise bei «Best Estimate»-Kostenschätzung durch die KKW-Betreiber und nominaler WACC vor Steuern in Höhe von 7%.

wenn die in den Wintermonaten erzielbaren Preise mindestens diese Niveaus erreichen. Andernfalls wäre eine Förderung erforderlich.

### Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre in anderen Ländern ohne finanzielle Förderung

Unsere Einschätzung, dass die Wirtschaftlichkeit grundsätzlich gegeben und somit die Investitionen ohne finanzielle Förderung grundsätzlich möglich sein sollten, deckt sich mit den Erfahrungen aus Finnland und Schweden. Dort haben KKW-Betreiber bereits ohne finanzielle Unterstützung durch den Staat in den Langzeitbetrieb investiert. Auch wenn die Rahmenbedingungen in Finnland und Schweden nicht direkt auf die Schweiz übertragbar sind,<sup>11</sup> zeigen die Beispiele, dass verlässliche regulatorische und politische Rahmenbedingungen und eine positive Einstellung der Politik und Gesellschaft gegenüber Kernkraft Investitionen ermöglichen. Kurzfristige energiepolitische Strategiewechsel – wie die kurzfristige Betriebsverlängerung der belgischen Reaktoren Doel 4 und Tihange 3 – erhöhen den Investitionsbedarf und können staatliche Förderung erfordern.

## Regulatorisch-politische Risiken sind mögliche Investitionshemmnisse für einen Langzeitbetrieb (Kapitel 4)

Die KKW-Betreiber betonen in der Aktennotiz zum Langzeitbetrieb<sup>12</sup> die Rolle regulatorisch-politischer Risiken, wie zum Beispiel:

- die Möglichkeit einer **politisch motivierten vorzeitigen Stilllegung**, z.B. nach einem weltweiten KKW-Unfall wie in Fukushima; und
- **veränderte Sicherheits- und Betriebsauflagen**, die unwirtschaftliche Zusatzinvestition erfordern.

### Steigende Break-Even-Preise bei verkürzter Betriebsdauer

Das Risiko einer vorzeitigen Stilllegung verkürzt die Betriebsdauer und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit einer Investition in den Langzeitbetrieb deutlich:<sup>13</sup>

- Bei einer **Stilllegung nach zwei (von geplanten 20) Jahren** des Langzeitbetriebs beträgt der Break-Even-Preis für **KKG ca. 134 CHF/MWh** (real, 2025) und für **KKL 104 CHF/MWh** (real, 2025) und liegt somit über den Preisen im Hochpreisszenario.

<sup>11</sup> Siehe Abschnitt 4.1.2 und Anhang D für mehr Informationen.

<sup>12</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, Aktenzeichen: BFE-354.0-8/2, im Folgenden «Aktennotiz».

<sup>13</sup> Die Berechnung basiert auf der «Best Estimate»-Kostenschätzung der KKW-Betreiber, einem WACC von 7% (nominal, vor Steuern) sowie der Annahme, dass die geplanten jährlichen Investitionskosten für weitere fünf Jahre sowie ein Teil der fixen und variablen Betriebskosten für weitere fünf beziehungsweise zehn Jahre nach Stilllegung anfallen.

- Bei einer **Stilllegung nach fünf Jahren** beträgt der Break-Even-Preis für **KKG ca. 76 CHF/MWh** (real, 2025) und für **KKL ca. 67 CHF/MWh** (real, 2025).
- Bei einer **Stilllegung nach zehn Jahren**, z.B. bei Nicht-Bestehen der technischen Prüfung, beträgt der Break-Even-Preis für **KKG ca. 57 CHF/MWh** (real, 2025) und für **KKL ca. 52 CHF/MWh** (real, 2025).

Die Auswirkungen kürzerer Betriebszeiten auf die Break-Even-Preise werden dadurch gedämpft, dass ein Teil der Investitionen reversibel ist und nur anteilig bei kürzeren Betriebsdauern anfällt. Selbst bei einer vorzeitigen Stilllegung nach zehn Jahren läge der für eine Wirtschaftlichkeit notwendige Grosshandelspreis in etwa auf der Höhe heutiger Terminpreise.

### Höhere Kapitalkosten nur mit geringer Auswirkung auf die Break-Even-Preise

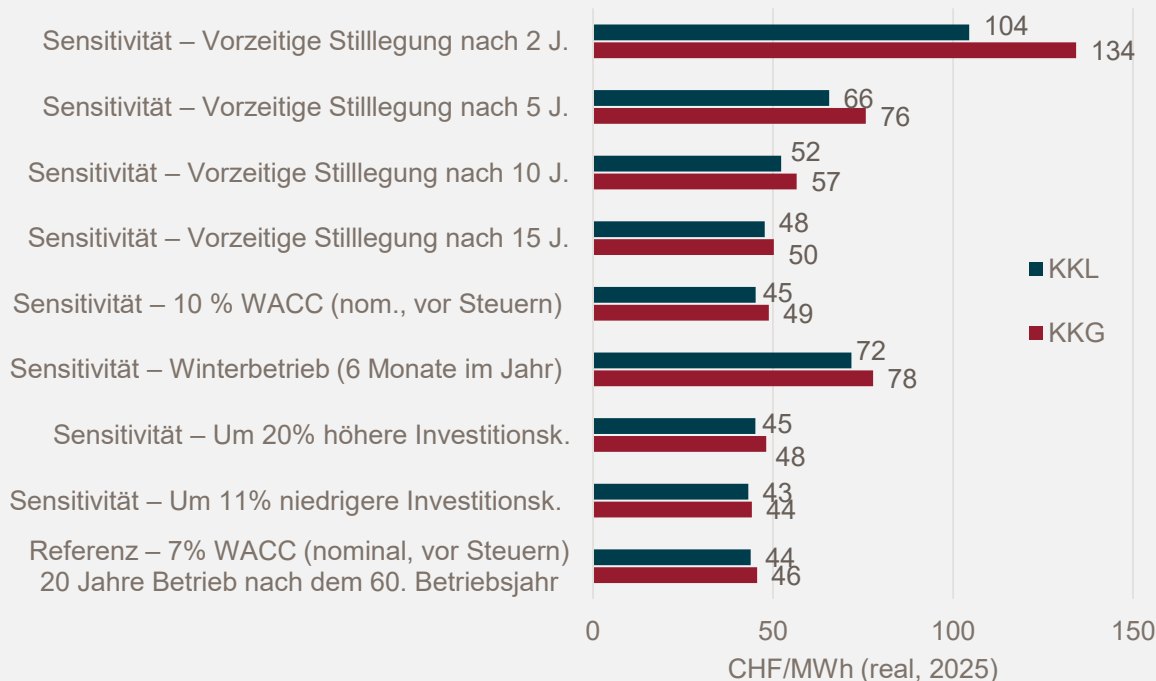
Regulatorisch-politische Risiken können ausserdem die Kapitalkosten erhöhen. Eine Erhöhung der Kapitalkosten von 7 % auf 10 % (nominal, vor Steuern) erhöht die Break-Even-Preise bei Best-Estimate-Investitionskosten nur in geringem Mass – von ca. 46 auf 48 CHF/MWh (real, 2025) für KKG und von 44 auf ca. 45 CHF/MWh (real, 2025) für KKL. Das liegt unter anderem daran, dass Kosten und Erlöse teilweise zeitgleich anfallen, und bedeutet, dass selbst wenn die KKW-Betreiber Risiken in ihren Kapitalkosten einpreisen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Marktpreise deutlich unter heutigen Terminmarktpreisen von 60-80 CHF/MWh (real, 2025) liegen.

### Sonstige Risiken

Die Betreiber nennen in der Aktennotiz zum Langzeitbetrieb ausserdem hohe Risiken im Zusammenhang mit Fachkräftemangel und Lieferketten als mögliche Investitionshindernisse. Diese Risiken sind nicht Teil unseres Auftrags und wurden daher nicht untersucht.

## Übersicht der Break-Even-Preise (CHF/MWh) in den unterschiedlichen Preisszenarien und Sensitivitäten

Die folgende Abbildung fasst die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsprüfung in den unterschiedlichen Preisszenarien und Sensitivitäten aus Kapitel 3 und 4 zusammen.



## Bei zukünftigem Förderbedarf sind gleitende Marktprämie oder Investitionszuschüsse ergänzend zu regulatorischen Massnahmen denkbar (Kapitel 5)

Wir haben verschiedene Instrumente und Massnahmen zur Unterstützung des Langzeitbetriebs geprüft, falls entgegen unserer heutigen Einschätzung ein Förderbedarf festgestellt wird und politisch erwünscht ist. Die Bewertung erfolgt anhand von Effektivität (Abbau von Investitionshemmnissen und Anreize für Verfügbarkeit in Knappheitssituationen, typischerweise im Winter), Effizienz, Praktikabilität und Umsetzbarkeit sowie Umweltverträglichkeit.

Im Ergebnis erweisen sich zwei Förderinstrumente als am besten geeignet:

- **Gleitende Marktprämien zum Abfedern von Marktpreisrisiken und zum Schliessen möglicher Wirtschaftlichkeitslücken:** Die gleitende Marktprämie legt für einen bestimmten Zeitraum einen Vergütungssatz in CHF pro Megawattstunde fest. Durch gezielte Ausgestaltung können Verzerrungen im Kraftwerkseinsatz und Verdrängungseffekte gegenüber erneuerbaren Energien minimiert und Anreize für Produktion in Knappheitsstunden (z.B. bei Winterstromlücke) geschaffen werden.
- **Investitionskostenbeträge (Capex-Förderung), falls Finanzierungs- oder Stilllegungsrisiken im Vordergrund stehen:** Mit einem Investitionsbeitrag erfolgt die Förderung über einmalige oder gestaffelte Zahlungen, unabhängig von der produzierten Strommenge. Das Instrument hat somit keine Wirkung auf die betriebswirtschaftlichen Anreize zum Kraftwerkseinsatz auf. Die Anlagen haben weiterhin den Anreiz, in erwarteten Knappheitssituationen betriebsbereit zu sein und bei niedrigen oder negativen Preisen die Erzeugung zu reduzieren.

Das Postulat 23.4152 betont ausdrücklich die Rolle der KKW als verlässliche Winterstromquelle.<sup>14</sup> Beide Förderinstrumente können so ausgestaltet werden, dass sie Anreize für Betriebsbereitschaft und Stromproduktion im Winter aufrechterhalten. Es ist nicht erforderlich, explizite Förderung von gesicherter Winterenergie bzw. einen expliziten Anreiz für Verfügbarkeit und Stromproduktion im Winter, etwa in Form einer Winterreserve oder eines Winterstrombonus, zu schaffen. Kernkraftwerke haben einen betriebswirtschaftlichen Anreiz, in erwarteten Knappheitssituationen mit hohen Strompreisen (typischerweise in den Wintermonaten) verfügbar zu sein und Strom zu erzeugen.

Weitere Massnahmen, wie eine klare politische Positionierung im Rahmen einer neuen **Kernenergiestrategie** oder einer **Kernenergie-Roadmap** sowie **Prüfung der Notwendigkeit expliziter Entschädigungsregeln bei vorzeitigen Stilllegungen** können die Planungssicherheit verbessern und politische Risiken senken.

Für den Fall, dass finanzielle Unterstützungsmassnahmen erforderlich werden, empfehlen wir eine Refinanzierung über die Netzzuschläge. Netzzuschläge sind bereits für die Refinanzierung von Förderung von Investitionen in erneuerbare Energien etabliert.

Bei einer vorzeitigen Stilllegung erscheint eine Refinanzierung über Netzzuschläge in Kombination mit einer Fondlösung, in der die Zahlungen fliessen und durch die Abwicklungsstelle gemanagt werden, sinnvoll – so können Entschädigungszahlungen über einen längeren Zeitraum gestreckt und auf mehrere Generationen von Stromverbrauchern verteilt werden.

---

<sup>14</sup> Die Bundesversammlung (2024), Postulat Burkart Thierry 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» vom 6. März 2024, Amtliches Bulletin verfügbar unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63811>.

## SYNTHÈSE

Frontier Economics (« Frontier ») et Siempelkamp NIS ont été mandatés par l'Office fédéral de l'énergie (« OFEN ») pour examiner la nécessité d'agir sur les plans économique et technique en vue d'une éventuelle exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen (« KKG ») et de Leibstadt (« KKL »). À cette fin, nous analysons les mesures techniques requises ainsi que les coûts d'investissement associés à une prolongation de la durée d'exploitation de 60 à 80 ans. Nous comparons ces coûts aux recettes attendues, en tenant compte des principaux risques. Sur cette base, l'étude identifie d'éventuels obstacles à l'investissement et montre quelles mesures de soutien peuvent s'avérer nécessaires à une exploitation à long terme.

Pour les deux centrales nucléaires (« KKW », de l'allemand Kernkraftwerke), l'exploitation est actuellement planifiée jusqu'à 60 ans.<sup>15</sup> Il existe toutefois la préoccupation qu'un arrêt dans les années 2040 puisse nuire à la sécurité d'approvisionnement à long terme de la Suisse. Le postulat 23.4152 « Pour le maintien en service des centrales nucléaires existantes » du 6 mars 2024 demande ainsi une vue d'ensemble des conditions-cadres réglementaires et financières nécessaire à une exploitation à long terme pouvant aller jusqu'à 80 ans.

Nos analyses, qui tiennent compte, entre autres, des estimations de coûts des exploitants, montrent qu'un fonctionnement à long terme jusqu'à 80 ans est en principe possible. Il n'existe pas d'obstacles techniques à ce fonctionnement prolongé. Les décisions d'investissement dépendent toutefois de l'évolution attendue des prix de l'électricité à partir de 2040 ainsi que de la sécurité offerte par la prévisibilité de la planification politique et réglementaire.

### **L'exploitation à long terme jusqu'à 80 ans est techniquement réalisable – les coûts d'investissement s'inscrivent dans une large fourchette et s'élèvent en moyenne à environ 1 milliard CHF par centrale (chapitre 2).**

Les exploitants disposent d'autorisations d'exploitation à durée indéterminée et renouvellent en continu les systèmes importants pour la sûreté. Les réexamens périodiques de sécurité (RPS) ainsi que les exigences du droit suisse de l'énergie nucléaire imposent des rétrofits et des mises à niveau réguliers. Les deux installations devraient ainsi atteindre leur 60<sup>e</sup> année d'exploitation dans un bon état technique.

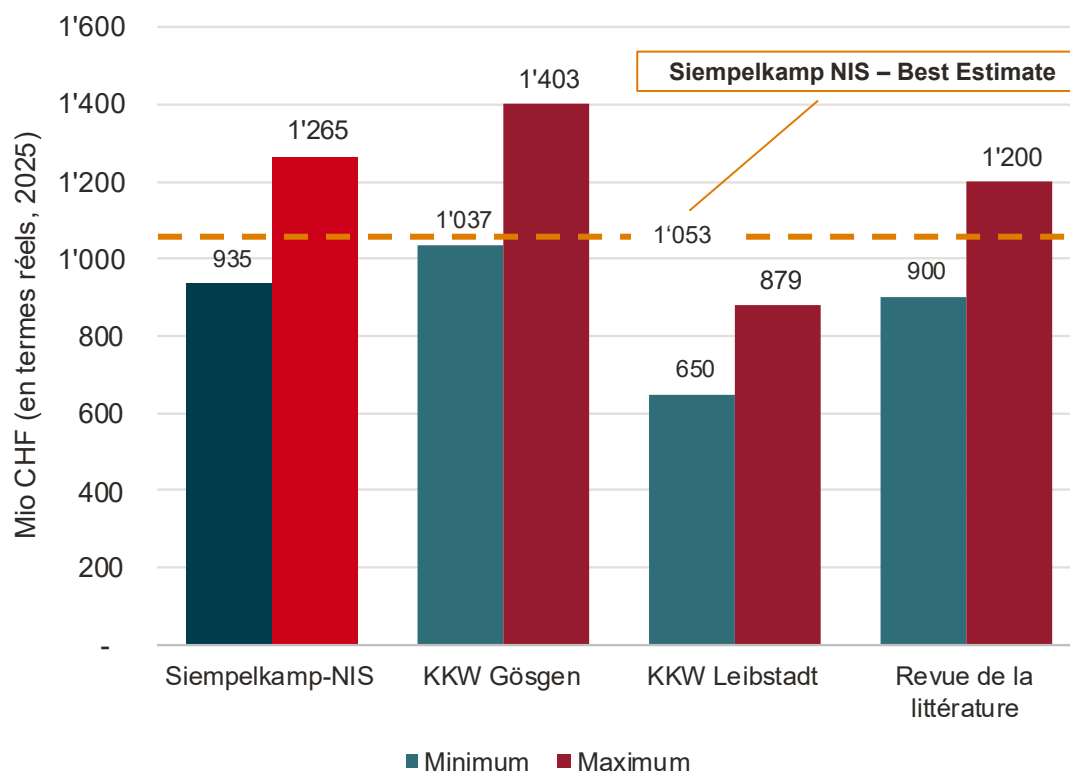
Des investissements supplémentaires sont nécessaires pour permettre une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans. Ils concernent principalement les systèmes mécaniques et électriques, la technique de conduite et de sûreté (contrôle-commande / I&C), ainsi que certains grands

---

<sup>15</sup> OFEN (2024) : Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken du 9 juillet 2024, ci-après « Aktennotiz », p. 22.

composants. La figure 1 présente une vue d'ensemble de la fourchette des estimations de coûts pour les investissements liés à l'exploitation à long terme jusqu'à 80 ans.<sup>16</sup>

**Figure 1** Vue d'ensemble de la fourchette des estimations de coûts provenant de différentes sources



Source: :Frontier Economics, sur la base des travaux de Siempelkamp NIS et en tenant compte de l'inflation entre 2023 et 2025.

Les coûts d'investissement attendus se situent dans une fourchette de **650–1'403 mio CHF** (en termes réels, 2025) par centrale :

- **L'estimation indépendante des coûts réalisée par Siempelkamp NIS** aboutit à des coûts d'investissement attendus, indépendamment de la centrale<sup>17</sup>, de 935 à 1'265 mio

<sup>16</sup> Pour l'exploitation à long terme déjà décidée (jusqu'à 60 ans), des coûts d'investissement supplémentaires ont été engagés, eux aussi de l'ordre d'environ 1 mrd CHF par centrale. (Voir Aktennotiz p. 9.)

<sup>17</sup> En partant de l'hypothèse que, jusqu'à la 60e année d'exploitation, l'évolution des investissements et de la gestion du vieillissement est comparable, Siempelkamp NIS ne s'attend pas à des écarts d'origine technique — ni dans le niveau, ni dans le calendrier — des investissements requis pour une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans. En particulier, la puissance électrique installée n'influence pas l'estimation des coûts d'investissement. Les exploitants disposent toutefois d'informations plus détaillées, propres à chaque centrale, qui peuvent conduire à une évaluation plus différenciée des coûts nécessaires.

CHF (en termes réels, 2025). **L'estimation centrale** (ligne orange « Best Estimate ») s'établit à 1'053 mio CHF (en termes réels, 2025) par centrale.

- **Les exploitants** estiment les coûts d'exploitation à long terme jusqu'à 80 ans entre 1'037 et 1'403 millions de francs (en termes réels, 2025) pour KKG et entre 650 et 879 millions de francs (en termes réels, 2025) pour KKL. **L'estimation centrale** s'élève à 1'169 millions pour KKG et à 732 millions CHF pour KKL.<sup>18</sup>
- **Les estimations de coûts figurant dans la littérature spécialisée**, utilisées pour vérifier la plausibilité des estimations de coûts de Siempelkamp NIS et des exploitants indiquent une fourchette comprise entre 900 et 1'200 millions de francs suisses (en termes réels, 2025) pour les centrales nucléaires d'une puissance installée d'environ 1 GW.

Dans les trois estimations, les coûts d'investissement commencent au moins dix ans avant la 60e année d'exploitation. Ils augmentent progressivement au fil du temps et atteignent leur pic vers la 60e année d'exploitation ou, selon les estimations de coûts de KKL, peu après. La structure des dépenses diffère donc considérablement de celle des nouvelles constructions, où la majeure partie des coûts est engagée avant le début de l'exploitation (« upfront »).

L'estimation des coûts de KKG est supérieure d'environ 10 % à l'estimation indépendante de Siempelkamp NIS. L'estimation centrale des coûts se situe toutefois dans la fourchette indiquée dans la littérature et calculée par Siempelkamp NIS. L'estimation des coûts de KKL est en revanche inférieure d'environ 30 % aux estimations indépendantes. Nous ne disposons pas d'informations détaillées sur les hypothèses spécifiques des exploitants, en particulier sur l'étendue des mesures et les coûts individuels estimés.<sup>19</sup>

## Une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans est rentable dans des conditions stables et selon des hypothèses de prix modérées (chapitre 3).

Frontier examine les obstacles économiques à l'investissement à l'aide d'un modèle de valeur actuelle nette (« **modèle NPV** »). Ce modèle reflète la rentabilité des décisions d'investissement dans différents scénarios de prix de l'électricité et d'analyse de sensibilité. Il

---

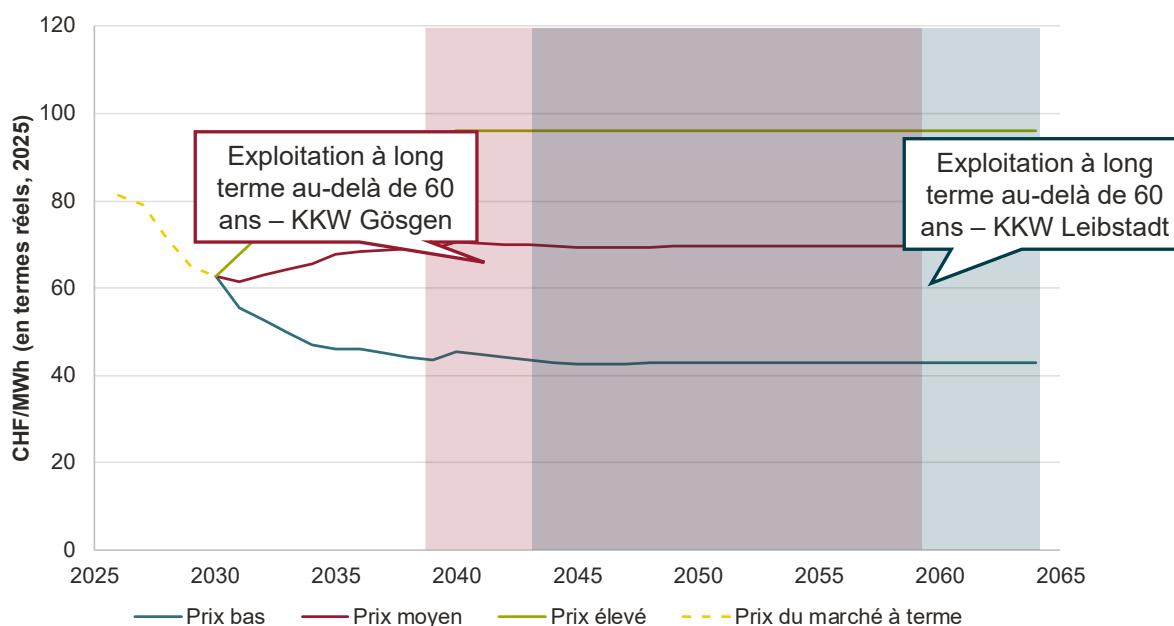
<sup>18</sup> Les exploitants ont transmis leurs estimations de coûts en valeurs réelles au 31.12.2023. Les estimations centrales s'élèvent à 1'151 mio de CHF pour KKG et à 721 mio de CHF pour KKL. Les fourchettes de coûts, comprises respectivement entre 1'022 et 1'381 mio de CHF pour KKG et entre 640 et 865 mio de CHF pour KKL, ont été déterminées par Siempelkamp NIS. Frontier Economics a ajusté ces montants pour tenir compte de l'inflation entre 2023 et 2025, soit au total environ 2 %, afin d'assurer la comparabilité avec les autres estimations de coûts au 31.12.2025.

<sup>19</sup> Une explication possible des différences entre les estimations de coûts pourrait résider dans les différentes stratégies de gestion du vieillissement et les investissements que les exploitants prévoient déjà pour une exploitation à long terme jusqu'à 60 ans – KKL prévoit des investissements nettement plus élevés dans le cadre d'une exploitation à long terme jusqu'à 60 ans. Nous avons déduit nos conclusions sur la rentabilité et les obstacles à l'investissement sur la base des estimations de coûts propres à chaque centrale afin d'aboutir à des conclusions spécifiques à chacune d'entre elles. Les différences de coûts d'investissement disponibles n'ont qu'une influence négligeable sur nos conclusions (voir section 3).

compare les flux financiers provenant des **recettes supplémentaires** aux **coûts supplémentaires** engendrés par l'exploitation à long terme jusqu'à 80 ans.

L'évaluation de la rentabilité se base sur les estimations de coûts des exploitants de centrales nucléaires et sur trois scénarios de prix. Les prévisions de prix à long terme reposent sur un grand nombre d'hypothèses et présentent donc des incertitudes. C'est pourquoi nous prenons en compte, comme il est d'usage dans les évaluations d'investissements, une fourchette d'évolutions possibles des prix de gros, couvrant trois scénarios de prix (Figure 2). Les prix de gros moyens pour la période 2040-2064 sont d'environ **42-45 CHF/MWh** dans le **scénario de prix bas**, d'environ **69-70 CHF/MWh** dans le **scénario de prix moyen** et d'environ **96 CHF/MWh** dans le **scénario de prix élevé** (toutes les données sont en CHF en termes réels, 2025).<sup>20</sup>

**Figure 2** Évolution des prix de gros dans trois scénarios de prix



Source: Frontier Economics, sur la base des données fournies par AFRY, Prognos, Energate (au 09/02/2026) et de ses propres calculs.

Remarque: Toutes les valeurs sont des valeurs réelles, exprimées en termes de 2025. Les prix du marché à terme correspondent au prix moyen des 30 dernières cotations au 30.01.2026 pour des produits annuels livrables l'année correspondante (CAL 2027–2030). Pour CAL 2026, le prix moyen des 30 dernières cotations au 29.12.2025 a été utilisé. Les prix ont été convertis de EUR/MWh en CHF/MWh sur la base du taux de change supposé et, en tenant compte de l'inflation attendue jusqu'en 2030, transformés en prix réels exprimés en termes de 2025

<sup>20</sup> Les hypothèses pour le scénario à bas prix et le scénario à prix élevé s'appuient sur le rapport succinct de l'OFEN « Scénarios de prix pour les rétributions uniques et les contributions à l'investissement » (2025) ainsi que sur les prix de gros tirés des « Perspectives énergétiques 2050+ » (résultats du scénario EP2050+ sur la base ZERO, disponibles sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>). Les valeurs du scénario de prix moyen correspondent à la moyenne arithmétique des scénarios de prix bas et élevé.

En raison de l'incertitude des prix de gros, nous indiquons, en complément de la valeur actuelle nette, le « **prix de seuil de rentabilité** ». Il désigne le prix de gros à partir duquel les coûts d'exploitation et d'investissement de l'exploitation à long terme sont entièrement couverts (c'est-à-dire les coûts actualisés de l'énergie à long terme). Le prix de seuil de rentabilité permet de tirer des conclusions sur la rentabilité qui sont indépendantes des hypothèses concrètes concernant les prix de gros futurs.<sup>21</sup> En outre, nous effectuons des analyses de sensibilité afin d'évaluer l'impact des risques liés au marché et à la politique réglementaire.

### La rentabilité serait assurée sur la base des coûts d'investissement «Best Estimate»

Nos résultats indiquent que les investissements dans une exploitation à long terme sont rentables dans le scénario à prix élevé et dans le scénario à prix moyen, ainsi que dans une gamme de scénarios de sensibilité dans le scénario à prix moyen. Le prix de seuil de rentabilité est d'environ **46 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) pour **KKG** et d'environ **44 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) pour **KKL**.<sup>22</sup> Ces deux valeurs sont légèrement supérieures aux prix de gros dans le scénario à prix bas. Tant que les prix de l'électricité attendus à partir de 2040 restent supérieurs à ce niveau de prix actuellement plutôt bas et que les coûts d'investissement ne dépassent pas de manière significative l'estimation centrale des coûts, une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans est économiquement possible. Les prix actuels sur le marché à terme, qui se situent entre **60 et 80 CHF/MWh** (en termes réels, 2025), sont par exemple nettement supérieurs au prix de seuil de rentabilité estimé. Un déficit de rentabilité substantiel semble donc peu probable dans la perspective actuelle.

### Rentabilité assurée même avec des coûts d'investissement supérieurs de 20 %

Les augmentations modérées des coûts d'investissement n'ont qu'un impact limité sur la rentabilité, car ces coûts sont étalés dans le temps.<sup>23</sup> Même avec des coûts d'investissement supérieurs de 20 %, la valeur actuelle nette (NPV) reste positive dans le scénario de prix moyen pour les deux installations. Le prix de seuil de rentabilité passe **pour KKG de 46 à 49 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) et **pour KKL de 44 à 45 CHF/MWh** (en termes réels,

---

<sup>21</sup> Les valeurs actuelles nettes (NPV) correspondantes sont présentées aux chapitres 3 et 4. Elles confirment notre estimation basée sur les prix de seuil de rentabilité.

<sup>22</sup> Prix de seuil de rentabilité selon l'estimation des coûts « Best Estimate » des exploitants de centrales nucléaires, WACC nominal avant impôts de 7 % et 20 ans d'exploitation après la 60e année d'exploitation. À titre de comparaison, les coûts actualisés de l'énergie en 2023 s'élevaient respectivement à 44,3 CHF/MWh pour KKG et 47,3 CHF/MWh pour KKL (Voir Aktennotiz p. 6). Ainsi, les coûts actualisés de l'énergie pour une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans seraient en principe d'un ordre de grandeur comparable.

<sup>23</sup> Dans les calculs de NPV, l'effet de levier des coûts du capital utilisés comme facteur d'actualisation est alors le plus élevé lorsque les coûts et les recettes surviennent à des moments différents et sont donc actualisés à des taux différents.

2025).<sup>24</sup> Ces valeurs ne sont que légèrement supérieures aux prix de gros conservateurs du scénario à bas prix.

### La rentabilité en cas d'exploitation limitée à l'hiver dépend des prix de gros futurs

Une forte expansion du photovoltaïque pourrait entraîner une baisse durable des prix de gros au printemps et en été à partir de 2040. Si les prix restent alors inférieurs aux coûts variables de KKG et KKL, une interruption de plusieurs mois de l'exploitation pourrait s'avérer judicieuse sur le plan économique. Avec une **exploitation de seulement six mois** par an, le prix de seuil de rentabilité passe à environ **78 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) pour **KKG** et à environ **72 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) pour **KKL**. Les investissements dans une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans ne sont donc rentables que si les prix pouvant être obtenus pendant les mois d'hiver atteignent au moins ces niveaux. Dans le cas contraire, une aide financière serait nécessaire.

### Exemples d'autres pays - investissements sans soutien financier pour une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans

Notre estimation selon laquelle la rentabilité est en principe assurée et que les investissements devraient donc être possibles sans aide financière correspond aux expériences faites en Finlande et en Suède. Dans ces pays, les exploitants de centrales nucléaires ont déjà investi dans l'exploitation à long terme sans aide financière de l'État. Même si les conditions-cadres en Finlande et en Suède ne sont pas directement transposables à la Suisse<sup>25</sup>, ces exemples montrent qu'un cadre réglementaire et politique fiable et une attitude positive de la part des responsables politiques et de la société à l'égard de l'énergie nucléaire permettent de réaliser des investissements. Les changements de stratégie énergétique à court terme, tels que la prolongation à court terme de l'exploitation des réacteurs belges Doel 4 et Tihange 3, augmentent les besoins d'investissement et peuvent nécessiter un soutien public.

## Les risques politico-réglementaires peuvent constituer des obstacles à l'investissement pour une exploitation à long terme (chapitre 4)

Dans l'« Aktennotiz » sur l'exploitation à long terme<sup>26</sup>, les exploitants de centrales nucléaires soulignent le rôle des risques réglementaires et politiques, tels que:

- la possibilité d'une **fermeture prématurée motivée par des raisons politiques**, par exemple après un accident nucléaire mondial comme celui de Fukushima ; et

---

<sup>24</sup> Prix de seuil de rentabilité dans le cadre d'une estimation des coûts « Best Estimate » par les exploitants de centrales nucléaires et d'un WACC nominal avant impôts de 7 %.

<sup>25</sup> Voir la section 4.1.2 et l'annexe D pour plus d'informations.

<sup>26</sup> Voir Aktennotiz

- la **modification des exigences en matière de sécurité et d'exploitation**, qui nécessite des investissements supplémentaires non rentables.

### Augmentation des prix de seuil de rentabilité en cas de durée d'exploitation raccourcie

Le risque d'un arrêt prématuré raccourcit la durée d'exploitation et détériore considérablement la rentabilité d'un investissement dans l'exploitation à long terme :<sup>27</sup>

- En cas de **fermeture après deux (sur les 20 prévus) ans** d'exploitation à long terme, le prix de seuil de rentabilité pour **KKG est d'environ 134 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) et pour **KKL de 104 CHF/MWh** (en termes réels, 2025), soit un niveau supérieur aux prix du scénario haut.
- En cas de **fermeture après cinq ans**, le prix de seuil de rentabilité pour **KKG est d'environ 76 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) et pour **KKL d'environ 67 CHF/MWh** (en termes réels, 2025).
- En cas de **mise hors service après dix ans**, par exemple en cas d'échec du contrôle technique, le prix de seuil de rentabilité pour **KKG est d'environ 57 CHF/MWh** (en termes réels, 2025) et pour **KKL d'environ 52 CHF/MWh** (en termes réels, 2025).

Les effets de la réduction des durées d'exploitation sur les prix de seuil de rentabilité sont atténués par le fait qu'une partie des investissements est réversible et n'est engagée que proportionnellement en cas de durées d'exploitation plus courtes. Même en cas de fermeture prématurée après dix ans, le prix de gros nécessaire à la rentabilité serait à peu près équivalent aux prix à terme actuels.

### Des coûts de capital plus élevés n'ont qu'un faible impact sur les prix de seuil de rentabilité

Les risques liés à la politique réglementaire peuvent également augmenter les coûts de capital. Une augmentation des coûts du capital de 7 % à 10 % (nominal, avant impôts) n'augmente que légèrement les prix de seuil de rentabilité pour les coûts d'investissement « Best-Estimate », qui passent d'environ 46 à 48 CHF/MWh (réel, 2025) pour KKG et de 44 à environ 45 CHF/MWh (en termes réels, 2025) pour KKL. Cela s'explique notamment par le fait que les coûts et les recettes sont en partie simultanés, ce qui signifie que même si les exploitants de centrales nucléaires intègrent les risques dans leurs coûts de capital, les prix du marché nécessaires à une exploitation rentable sont nettement inférieurs aux prix actuels du marché à terme de 60 à 80 CHF/MWh (en termes réels, 2025).

---

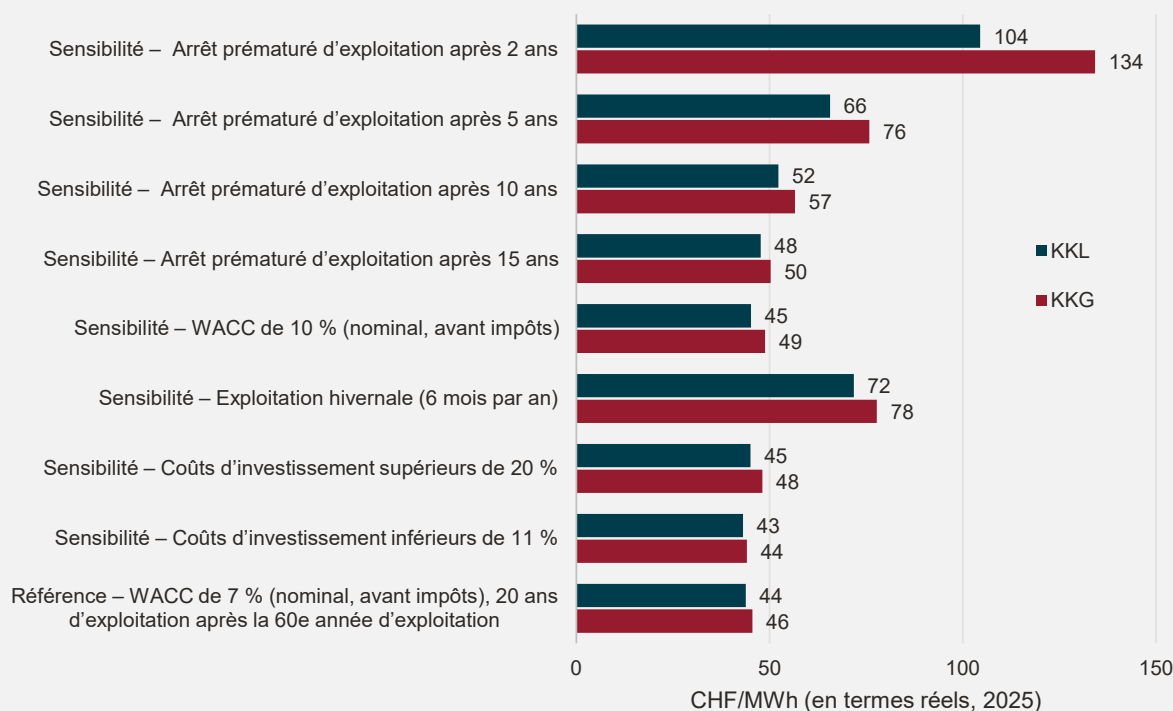
<sup>27</sup> Le calcul est basé sur l'estimation des coûts « Best Estimate » des exploitants de centrales nucléaires, un WACC de 7 % (nominal, avant impôts) et l'hypothèse que les coûts d'investissement annuels prévus pour les cinq années suivantes ainsi qu'une partie des coûts d'exploitation fixes et variables pour les cinq et dix années suivant la mise hors service seront engagés.

## Autres risques

Dans l'Aktennotiz sur l'exploitation à long terme, les exploitants mentionnent également les risques élevés liés à la pénurie de main-d'œuvre qualifiée et aux chaînes d'approvisionnement comme obstacles potentiels à l'investissement. Ces risques ne font pas partie du cadre de notre mandat et n'ont donc pas été examinés.

## Vue d'ensemble des prix de seuil de rentabilité (CHF/MWh) dans les différents scénarios de prix et sensibilités

Le graphique suivant résume les résultats de l'analyse de rentabilité dans les différents scénarios de prix et sensibilités présentés aux chapitres 3 et 4.



## En cas de besoin de soutien à l'avenir, une prime de marché variable ou des subventions à l'investissement, en complément de mesures réglementaires, sont envisageables (chapitre 5)

Nous avons examiné différents instruments et mesures visant à soutenir l'exploitation à long terme, au cas où, contrairement à notre estimation actuelle, un besoin de soutien serait

constaté et souhaité sur le plan politique. L'évaluation se fonde sur l'efficacité (suppression des obstacles à l'investissement et incitations à la disponibilité en cas de pénurie, généralement en hiver), l'efficience, la praticabilité et la faisabilité, ainsi que la compatibilité environnementale.

Au terme de cette analyse, deux instruments de promotion s'avèrent être les plus appropriés:

- **Primes de marché flottantes pour amortir les risques liés aux prix du marché et combler d'éventuelles lacunes de rentabilité** : la prime de marché flottante fixe un taux de rémunération en CHF par mégawattheure pour une période donnée. Une conception ciblée permet de minimiser les distorsions dans l'utilisation des centrales électriques et les effets d'éviction par rapport aux énergies renouvelables, et de créer des incitations à la production pendant les heures de pénurie (par exemple en cas de déficit d'électricité en hiver).
- **Contributions d'investissement (aide à l'investissement), si les risques de financement ou de mise hors service sont prépondérants** : la contribution à l'investissement prend la forme d'un paiement unique ou échelonné, indépendamment de la quantité d'électricité produite. Cet instrument n'a donc aucun effet sur les incitations économiques à l'exploitation des centrales électriques. Les installations continuent d'être incitées à être opérationnelles en cas de pénurie prévue et à réduire leur production lorsque les prix sont bas ou négatifs.

Le postulat 23.4152 souligne expressément le rôle des centrales nucléaires en tant que source fiable d'électricité en hiver.<sup>28</sup> Les deux instruments de promotion peuvent être conçus de manière à maintenir les incitations à la disponibilité opérationnelle et à la production d'électricité en hiver. Il n'est pas nécessaire de créer une promotion explicite de l'énergie hivernale garantie ou une incitation explicite à la disponibilité et à la production d'électricité en hiver, par exemple sous la forme d'une réserve hivernale ou d'un bonus d'électricité hivernal. Les centrales nucléaires ont un intérêt économique à être disponibles et à produire de l'électricité dans les situations de pénurie attendues où les prix de l'électricité sont élevés (généralement pendant les mois d'hiver).

D'autres mesures, telles qu'un positionnement politique clair dans le cadre d'une **nouvelle stratégie en matière d'énergie nucléaire** ou d'une **feuille de route pour l'énergie nucléaire**, ainsi que l'examen de la nécessité de règles d'indemnisation explicites en cas de fermeture anticipée, peuvent améliorer la sécurité de la planification et réduire les risques politiques.

---

<sup>28</sup> Assemblée fédérale (2024), postulat Burkart Thierry 23.4152 « Pour le maintien en service des centrales nucléaires existantes » du 6 mars 2024, bulletin officiel disponible à l'adresse <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63811>

Si des mesures de soutien financier s'avèrent nécessaires, nous recommandons un refinancement par le biais des suppléments réseau. Les suppléments réseau sont déjà utilisés pour le refinancement de la promotion des investissements dans les énergies renouvelables.

En cas de fermeture anticipée, un refinancement via des suppléments réseau combiné à une solution de fonds dans lequel les paiements sont versés et gérés par l'organisme de liquidation semble judicieux. Cela permet d'étaler les indemnités sur une plus longue période et de les répartir sur plusieurs générations de consommateurs d'électricité.

# 1 Einleitung

Zwischen 1969 und 1984 gingen in der Schweiz fünf Kernkraftwerke (KKW) an vier Standorten in Betrieb. Nach der endgültigen Ausserbetriebnahme des KKW Mühleberg sind derzeit noch vier Kernkraftwerke an drei Standorten in Betrieb (Tabelle 1). Die Anlagen befinden sich bereits im sogenannten Langzeitbetrieb und haben eine Betriebsdauer von über 40 Jahren erreicht.

**Tabelle 1** Übersicht über die Kernkraftwerke in der Schweiz

Merkmal	Beznau 1	Beznau 2	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg
<b>Reaktortyp</b>	DWR	DWR	DWR	SWR	SWR
<b>Inbetriebnahme</b>	1969	1972	1979	1984	1972
<b>Geplantes Laufzeitende</b>	2033 <sup>[1]</sup>	2032 <sup>[1]</sup>	-	-	2019 (ausser Betrieb)
<b>Elektrische Nettoleistung</b>	365 MW <sub>el</sub>	365 MW <sub>el</sub>	1'010 MW <sub>el</sub>	1'233 MW <sub>el</sub>	373 MW <sub>el</sub>

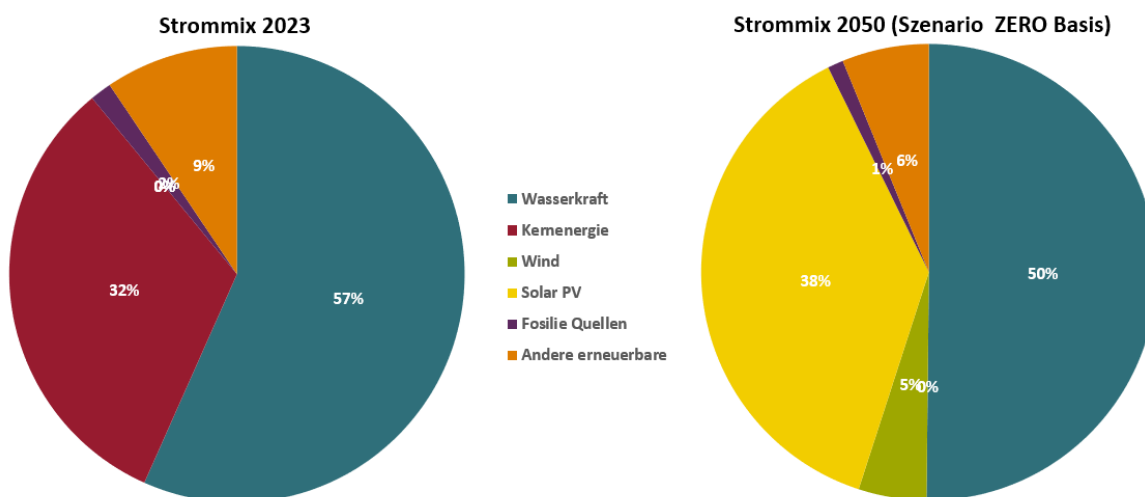
Quelle: Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat ENSI

Hinweis: [1] <https://ensi.admin.ch/de/2024/12/06/ensi-nimmt-entscheid-zur-betriebsdauer-des-kkw-beznau-bis-2033-zur-kenntnis/>, DWR = Druckwasserreaktor, SWR = Siedewasserreaktor

Das aktuell geltende Kernenergiegesetz verbietet den Bau neuer Kernkraftwerke<sup>29</sup>, die stillgelegte Kernkraftkapazitäten ersetzen könnten. In den Energieperspektiven 2050+ (Szenario ZERO, Variante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») ist daher ab 2050 keine nukleare Stromerzeugung mehr vorgesehen (Abbildung 3).

<sup>29</sup> Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 (Stand am 1. April 2025), Art. 12 a) mit Wortlaut «Rahmenbewilligungen» für die Erstellung von Kernkraftwerken dürfen nicht erteilt werden.

Abbildung 3 Erwartete Entwicklung des Stromerzeugung in der Schweiz in der Energiestrategie 2050



Quelle: Frontier Economics basierend auf [BFE Elektrizitätsstatistik 2023](#) (Tabelle 1) und [BFE Faktenblatt Energieperspektiven](#) (Tabellen 5 und 6).

Hinweis: Anteile an der Bruttostromerzeugung

Der wegfallende Kernenergieanteil wird vor allem durch einen massiven Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ersetzt, v.a. Photovoltaik ( $\approx 38\%$  des künftigen Mix). Trotz des Ausstiegs aus der Kernenergie soll die Versorgungssicherheit gewahrt bleiben, u. a. durch Flexibilitätsmassnahmen, Speicher, Importkapazitäten und Netzverstärkungen, die in der Energiestrategie sowie begleitenden Gesetzesrevisionen verankert sind.

Einige politische Stimmen befürchten indes, dass die Bedeutung der bestehenden Kernkraftwerke für die mittelfristige Versorgungssicherheit unterschätzt wurde. So verlangt das **Postulat 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen»** vom 6. März 2024 einen Bericht des Bundesrates zu den regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für einen Langzeitbetrieb bis zu 80 Jahren und betont ausdrücklich die Rolle der Anlagen als verlässliche Winterstromquelle sowie als Beitrag zur Netzstabilität.<sup>30</sup> Dieser Vorstoss zeigt, dass ein Teil des Parlaments eine sorgfältige Bewertung der Optionen für einen weiterführenden Kernenergieeinsatz fordert, bevor endgültige Entscheidungen im Kontext der Energiestrategie 2050 getroffen werden.

Nach ersten Gesprächen mit den Kraftwerksbetreibern der Kernkraftwerke Gösgen («KKG») - der Alpiq AG - und Leibstadt («KKL») - der Axpo Power AG - im Jahr 2022 hat das BFE im

<sup>30</sup> Die Bundesversammlung (2024), Postulat Burkart Thierry 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» vom 6. März 2024, Amtliches Bulletin verfügbar unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63811>.

Jahr 2024 eine vertiefte Analyse zum Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke durchgeführt und zentrale technische, wirtschaftliche und regulatorische Aspekte geprüft.<sup>31</sup> Dabei zeigt sich, dass alle verbleibenden Anlagen über eine unbefristete Betriebsbewilligung verfügen und ein Betrieb bis 60 Jahre mit hoher Wahrscheinlichkeit realistisch ist. Die Nachrüstpläne sind weit fortgeschritten und die damit verbundenen Zusatzkosten – zwischen 0,3 und 0,7 Rp./kWh<sup>32</sup> – erscheinen vor dem Hintergrund der aktuellen Marktpreise tragbar. Ein Betrieb über 60 Jahre hinaus wird als technisch grundsätzlich möglich beurteilt, erfordert jedoch erhebliche zusätzliche Investitionen, deren Amortisation unter den derzeitigen regulatorischen Unsicherheiten und der geringen politischen Akzeptanz laut Betreiberangaben fraglich bleibt. Die Betreiber betonen die Relevanz stabiler Rahmenbedingungen, insbesondere im Bereich der Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sowie des Kompetenzerhalts, um einen wirtschaftlich tragfähigen Weiterbetrieb prüfen zu können.

Im Rahmen des Projekts wurden folgende Fragen in Bezug auf einen Betrieb bis 80 Jahre («Langzeitbetrieb») überprüft:

- **Abschnitt 2:** Darstellung der notwendigen technischen Massnahmen und der zu erwartenden Kosten.
- **Abschnitt 3:** Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Investition in den Langzeitbetrieb sowie der möglichen Entstehung einer Wirtschaftlichkeitslücke.
- **Abschnitt 4:** Identifikation weiterer potenzieller Investitionshindernisse für den Langzeitbetrieb und Bewertung, ob diese durch staatliche Massnahmen adressiert werden sollten.
- **Abschnitt 5:** Ableitung von Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützungsmassnahmen, die einen Weiterbetrieb von KKG und KKL auf 80 Jahre ermöglichen können.

Die Anhänge enthalten detaillierte Informationen:

- **Anhang A :** Detaillierte Informationen über die Kostenschätzungen in der Fachliteratur;
- **Anhang B :** Details über die Annahmen in der Wirtschaftlichkeitsprüfung;

---

<sup>31</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, Aktenzeichen: BFE-354.0-8/2, verfügbar unter <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/kernenergie/aufgaben-des-bfe.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmVxYWQvMTE4Mzc=.html>.

<sup>32</sup> Siehe Aktennotiz. Die durchschnittlichen Kosten pro kWh wurden berechnet auf Basis von (i) der zusätzlichen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre (917 Mio. CHF für KKG und 1 Mia. CHF für KKL) und (ii) den erwarteten Produktionsmengen als ein einfacher Durchschnitt. Zeitliche Effekte auf den Wert (insb. eine Abdiskontierung) wurden nicht berücksichtigt. Die bisherigen Gestehungskosten belaufen sich auf 4,34 Rp./kWh für KKW und 4,73 Rp./kWh für KKL.

- **Anhang C:** Detaillierte Prüfung von der Relevanz grundsätzlich möglicher Massnahmen im Schweizer Kontext;
- **Anhang D :** Erfahrungen mit staatlichen Massnahmen und Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken in ausgewählten europäischen Ländern.

## 2 Technische Massnahmen und Kostenabschätzung für den Langzeitbetrieb über 80 Jahre

In diesem Abschnitt beschreiben wir:

- den Ansatz für die Schätzung der erwarteten Investitionskosten (**Abschnitt 2.1**);
- die technischen Voraussetzungen und erforderliche Investitionsmassnahmen für den Langzeitbetrieb von KKG und KKL (**Abschnitt 2.2**);
- eine unabhängige anlagenübergreifenden Kostenabschätzung für die erforderlichen Massnahmen durch Siempelkamp NIS (**Abschnitt 2.3**);
- die eigenen Kostenschätzungen der KKW-Betreiber (**Abschnitt 2.4**); und
- Kostenschätzungen in der Literatur (**Abschnitt 2.5**).

In **Abschnitt 2.6** ziehen wir ein Fazit zu der erwarteten Kostenhöhe und diesbezüglichen Unsicherheit.

### 2.1 Ansatz für die Schätzung der erwarteten Investitionskosten

Wir schätzen die erwarteten Investitionskosten in vier Arbeitsschritten:

- **Schritt 1: Prüfung der technischen Voraussetzungen** – Wir prüfen, welche technischen Nachrüstungen und betrieblichen Anpassungen für einen sicheren Betrieb von Kernkraftwerken über 60 Jahre hinaus notwendig werden. Die Prüfung erfolgte im Rahmen strukturierter Gespräche mit den KKW-Betreibern, auf Grundlage langjähriger Expertise in der Kerntechnik und auf Basis von Literaturlauswertungen.
- **Schritt 2: Schätzung der damit verbundenen werksunabhängigen Investitionskosten durch Siempelkamp NIS** – Wir schätzen die Höhe und den Verlauf der Investitionskosten für generische und werksunabhängige Kostenkennwerte, im Ergebnis einer werksunabhängigen Kostenschätzung.
- **Schritt 3: Schätzungen der kraftwerksspezifischen Investitionskosten durch die KKW-Betreiber selbst** – Die Betreiber haben eigene Abschätzungen der erwarteten Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre übermittelt. Diese ergänzen die unabhängigen Kostenschätzung durch Siempelkamp NIS und dienen der Einordnung der Ergebnisse in den werkspezifischen Kontext.
- **Schritt 4: Plausibilisierung** – Wir validieren unsere Kostenschätzungen und die Kostenschätzungen der KKW-Betreiber anhand von Kosteninformationen und Benchmarks internationaler Literaturveröffentlichungen.

Siempelkamp NIS erstellt in **Schritt 2** eine werksunabhängige Kostenschätzung mit dem etablierten Kalkulationstool CALCOM (siehe Textbox). Die Kostenschätzung basiert auf folgenden Annahmen und Abgrenzungen:

- CALCOM ist eine von Siempelkamp NIS entwickelte und auf MS Access basierende Datenbankanwendung für die Planung und Kalkulation komplexer und langfristiger Projekte. Das primäre Einsatzgebiet für CALCOM ist die Kostenkalkulation von kerntechnischen Rückbauprojekten.
- Die für diesen Fall erstellte Kostenschätzung berücksichtigt fallweise die Investitionskosten für den verlängerten Langzeitbetrieb von 60 bis 80 Jahre. Investitionen für den Langzeitbetrieb vorhergehender Zeiträume (bis 60 Jahre) werden nicht berücksichtigt und sind nicht Inhalt der werksunabhängigen Kostenschätzung.

Die Kostenschätzungen von Siempelkamp NIS werden im «Best Estimate» und zu realen Preisangaben mit Stand 31.12.2025 angegeben.<sup>33</sup>

## Hintergrund zu CALCOM

CALCOM (Calculation and Cost Management) ist ein datenbankgestütztes Planungs- und Kalkulationssystem, das komplexe Projektvorgehen in strukturierte und zeitlich verknüpfte Arbeitspakete zerlegt. Diesen Arbeitspaketen werden Ressourcen und Mittel, wie z.B. Personal, Geräte, Termine und Dauern, Kosten etc. zugeordnet, sodass im zeitlichen Konsens zusammenhängende Terminpläne und Projektkosten generiert werden können. Ursprünglich wurde CALCOM für Stilllegungskalkulationen im kerntechnischen Rückbau entwickelt und ist für Prozesse potenzieller Betriebsverlängerungen übertragbar.

Bei der Kostenschätzung für die Betriebsverlängerung verwendete Eingangsgrößen:

- Leistungsumfang: Komponenten und Anlagenteile und diesbezügliche Massnahmen (Ausserbetriebnahme, Demontage und Austausch, Modifikationen, Neuinstallationen, potenzielle Inspektions-, Prüfungs- und Genehmigungsschritte)
- Kostenstrukturen & Leistungskennwerte: Löhne- und Geräte, spezifische Leistungsfaktoren, Investitionen, Fremdleistungen.

Im Folgenden werden die technischen Voraussetzungen für den Langzeitbetrieb und die Kostenschätzungen im Detail erläutert.

<sup>33</sup> Die aus der Fachliteratur entnommenen Kostenschätzungen (siehe Abschnitt 2.5) werden von Siempelkamp NIS entsprechend einheitlich auf den Preisstand 31.12.2025 eskaliert. Die Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber unterliegen realen Preisangaben zum Stand 1.1.2024.

## 2.2 Technische Voraussetzungen und erforderliche Investitionsmassnahmen für den Langzeitbetrieb der KKW Gösgen und KKW Leibstadt

Dieser Abschnitt fasst die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zusammen und legt die subjektiven und gemäss Siempelkamp NIS bewerteten anlagenspezifischen und technischen Voraussetzungen fest, welche die Kernkraftwerksanlage (Werke) für einen Langzeitbetrieb von bis zu 80 Jahren erfüllen müssen und welche Investitionen daraus folgen.

Für dieses Vorgehen prüfen wir:

- den Zustand der Anlagen nach prognostizierten 60 Betriebsjahren (**Abschnitt 2.2.1.**);
- die erforderlichen Massnahmen für einen Langzeitbetrieb von 60 bis 80 Jahren sowie lebensbegrenzende Komponenten (**Abschnitt 2.2.2.**); und
- den Zeitpunkt notwendiger Investitionen (**Abschnitt 2.2.3.**).

### 2.2.1 Prognostizierter Zustand der Anlagen nach 60 Betriebsjahren

In diesem Punkt werden die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschrieben, sodass der technische Ausgangszustand der Werke nach einem 60-jährigen Langzeitbetrieb prognostiziert werden kann. Der dargestellte Zustand ist somit Basis für die Ableitung notwendiger Massnahmen für einen bis 80 Jahre dauernden Langzeitbetrieb.

Für die Feststellung notwendiger Investitionsmassnahmen sind die jeweiligen technischen Zustände der Anlagen relevant und zu bewerten. Im Kontext hierzu stehen existentielle und nicht austauschbare Anlagenteile, deren betriebsgerechte und sichere Funktionen jeglichen Anlagenbetrieb voraussetzt.

#### Ausgangszustand

Für den Betrieb von kerntechnischen Anlagen in der Schweiz, werden hohe Sicherheitsstandards an den technischen Anlagenzustand und die betrieblichen und personellen Strukturen gesetzt. In Erfüllung geforderter Sicherheitsanforderungen und auf Grundlage bisherigen, kontinuierlichen und proaktiven Investitionsvorgehens, ist anzunehmen, dass nach Vollendung des 60. Betriebsjahres, die kerntechnischen Anlagen Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) in einem adäquat guten technischen Ausgangszustand sein werden. Diese Schlussfolgerung lässt sich durch aktuelle sicherheitstechnische Stellungnahmen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorats (ENSI) zur **Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ)** beider Werke stützen.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> [https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2024/01/Sicherheitstechnische\\_Stellungnahme\\_zur\\_Periodischen\\_Sicherheitsueberpruefung\\_20](https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2024/01/Sicherheitstechnische_Stellungnahme_zur_Periodischen_Sicherheitsueberpruefung_20)

Die konkreten Sicherheitsanforderungen und Regelungen zu den Betriebsbewilligungen, auf denen die Erwartung basiert, sind wie folgt:

- **Sicherheitsanforderungen in der Schweiz** – Die Betreiber von Kernanlagen sind gemäss Kernenergiegesetz (Art. 22 Abs. 2 Bst. g KEG) dazu verpflichtet, die Anlagen so weit nachzurüsten, als dies nach Erfahrung und dem Stand der Nachrüsttechnik notwendig ist, und darüber hinaus, soweit dies zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist. Des Weiteren muss für jedes Kernkraftwerk periodisch eine umfassende Sicherheitsüberprüfung (Art. 22 Abs. 2 Bst. e KEG) vorgenommen werden. Gemäss Art. 34 der Kernenergieverordnung (KEV) muss alle 10 Jahre eine umfassende Sicherheitsüberprüfung (Periodische Sicherheitsüberprüfung, PSÜ) durchgeführt werden.
- **Umfassende Sicherheitsüberprüfung und Anforderungen für den Langzeitbetrieb** – Der Inhaber einer Betriebsbewilligung für ein Kernkraftwerk hat gem. Art. 34 Abs.1 KEV und in Erfüllung dargelegter Inhalte, alle zehn Jahre eine umfassende Sicherheitsüberprüfung (periodische Sicherheitsüberprüfung, PSÜ) durchzuführen. Des Weiteren muss, gemäss Art. 34 Ziff. 4 und als Bestandteil der PSÜ, für die Zeit nach dem vierten Betriebsjahrzehnt zusätzlich ein Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb nach Art. 34a KEV eingereicht werden. Für den konkreten Fall ist festzuhalten, dass KKG Ende 2019 und KKL Ende 2024 ihr jeweiliges viertes Betriebsjahrzehnt vollendet haben.
- **Unbefristete Betriebsbewilligungen** – Solange die KKW die periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) und die zusätzlichen Sicherheitsnachweise für den Langzeitbetrieb erfüllen, erfahren sie generell keine bewilligungsbedingte Beschränkung der Betriebszeit. Aus diesem Grund haben die KKW-Betreiber den Anreiz, kontinuierlich und proaktiv in ihre KKW zu investieren, um die steten Sicherheitsanforderungen zu erfüllen und technisch bedingte Ausfälle zu vermeiden. Als zuständige Aufsichtsbehörde überprüft das ENSI permanent die Werke auf die hierfür geltenden, im zeitlichen Betriebsvorgehen anzupassenden und nachzuweisenden Sicherheitsmassnahmen.

Die KKW-Betreiber haben in ihrer **Stellungnahme zur BFE-Aktennotiz** bezüglich eines Langzeitbetriebs bis 60 Jahre<sup>35</sup> geplante Nachrüstungen mitgeteilt und bestätigt, dass sie im verbleibenden Zeitraum (2025 bis 2039 für KKG, 2025 bis 2044 für KKL), gemäss Verpflichtung und zum Teil proaktiv, alle notwendigen Massnahmen für einen sicheren Betrieb gewährleisten und die erforderlichen Anlagennachrüstungen zur Aufrechterhaltung und

---

[18 des Kernkraftwerks Goesgen.pdf](#),

[https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2019/10/PS%C3%9C-KKL\\_SN-2019-09-09\\_web.pdf](https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2019/10/PS%C3%9C-KKL_SN-2019-09-09_web.pdf)

<sup>35</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, Aktenzeichen: BFE-354.0-8/2, verfügbar unter <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/kernenergie/aufgaben-des-bfe.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGijYX/Rpb24vZG93bmVxYWQvMTE4Mzc=:html>.

Verbesserung des Stands der Technik erfüllen werden. Eine Auswahl geplanter Nachrüstungen ist dieser Aktennotiz zu entnehmen.

Für eine detaillierte Prüfung notwendiger technischer Massnahmen für den Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus, sind folgende Kategorien von Komponenten zu berücksichtigen:

- **Grosskomponenten:** zentrale, kostenintensive Komponenten mit langer Lieferzeit. Beispiele: Dampferzeuger, Kühlmittelpumpen, Turbine.
- **Lebensbegrenzende Komponenten:** nicht oder nur mit unverhältnismässig hohem Aufwand austauschbar. Sie begrenzen die technische Lebensdauer.
- **Austauschbare Komponenten:** Komponenten und Ersatzteile im erprobten Austauschverfahren.

Erfahrungen<sup>36</sup> und Studien<sup>37</sup> zeigen, dass fast alle Komponenten (einschliesslich Grosskomponenten) in einem Kernkraftwerk ausgetauscht werden können. Jedoch können umfangreiche Anlagenanpassungen und der Austausch mancher Grosskomponenten bei begrenzter Restbetriebsdauer aus wirtschaftlichen und/oder technisch-radiologischen Gründen ausgeschlossen werden. Zudem können unterschiedliche Reaktortechnologien einen zusätzlichen Einfluss haben und verifizierende Auswirkungen hervorrufen. Es gibt einige wenige Grosskomponenten, deren Austausch aus technisch-radiologischen Gründen nicht möglich ist. In dem Gespräch mit den Anlagenbetreibern am 04.09.2025 im Hause Alpiq in Olten wurden die potenziell lebensbegrenzenden Komponenten der Anlagen KKG und KKL angesprochen und deren Aufzählung bestätigt.

Die nachfolgend aufgelisteten, nicht austauschbaren und somit lebensbegrenzende Komponenten gelten für Druckwasserreaktoren (DWR, wie bspw. der Reaktor von KKG) als auch für Siedewasserreaktoren (SWR, wie bspw. der Reaktor von KKL):

- Reaktordruckbehälter inkl. Einbauten;
- Bauliche Strukturen:
  - Biologischer Schild (DWR und SWR),
  - Drywell (SWR),
  - Betonhülle des Containments (DWR),
  - Containment (DWR und SWR);
- Teile der Anlagenverkabelung.

---

<sup>36</sup> Z.B. Austausch der Dampferzeuger und der RDB-Deckel im KKW Beznau.

<sup>37</sup> Siehe NEA (2021) Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies.

Tabelle 2 zeigt die Grosskomponenten (z.T. auch lebensbegrenzende Grosskomponenten), für die wir in Rücksprache mit den Betreibern annehmen, dass sie beim Erreichen einer Betriebszeit von 60 Jahren **nicht** erneuert oder ausgetauscht sein werden.

**Tabelle 2** Grosskomponenten, in Prognosezustand als nicht ausgetauscht nach Vollendung des 60. Betriebsjahres

Bezeichnung Grosskomponente	Ausgangslage für Betrachtung
<b>KKG</b>	
Reaktordruckbehälter inkl. Einbauten	Zum Teil kein Austausch möglich (bspw. RDB) auch nicht in Teilen bei potenzieller Machbarkeit vorgesehen (z.B. RDB-Deckel)
Dampferzeuger	Kein Austausch vorgesehen
Hauptkühlmittelpumpen	Kein Austausch vorgesehen auch nicht in Teilen (z.B. Leitrad)
Hauptkühlmittelleitungen (Loop-Leitungen)	Kein Austausch vorgesehen auch nicht in Teilen
Druckhalter	Kein Austausch vorgesehen
Biologischer Schild	Kein Austausch möglich
Stahldruckschale des Containments	Kein Austausch möglich
Betonhülle des Containments	Kein Austausch möglich
<b>KKL</b>	
Reaktordruckbehälter inkl. Einbauten	Zum Teil kein Austausch möglich (bspw. RDB) auch nicht in Teilen bei potenzieller Machbarkeit vorgesehen (z.B. RDB-Deckel, Dampftrockner, Wasserabscheider)
Biologischer Schild	Kein Austausch möglich
Drywell	Kein Austausch möglich
Stahl Sicherheitsbehälter (Containment)	Kein Austausch möglich

Quelle: Siempelkamp NIS

Hinweis: Die Einschätzungen und die Schlussfolgerungen auf die Zukunft basieren auf momentanen Informationen und Kenntnisständen. Im Laufe des Betriebs, im Zuge von Revisionen oder Periodischer Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) können sich grundsätzlich auch Erkenntnisse ergeben, die eine abweichende Ausgangsbetrachtung zulassen.

## 2.2.2 Erforderliche Massnahmen der KKW für einen Langzeitbetrieb von 60 bis 80 Jahren

Die werksunabhängige Kostenschätzung durch Siempelkamp NIS berücksichtigt Ertüchtigungen und Ersatz für austauschbare Gross- und Kleinkomponenten, Anpassungen und Ertüchtigungen an Systemen- oder Teilsystemen unterschiedlicher und mannigfaltiger Kraftwerkssysteme.

Nachfolgende Ertüchtigungsmassnahmen können anlagenübergreifend und **beispielhaft** aufgezählt werden<sup>38</sup>, wobei die in Klammer stehenden Zahlen, typische Lebensdauern jeweiliger Hauptkomponente darstellen. Nebenher und zusätzlich müssen periodische Ertüchtigungen, bspw. an speziellen Armaturen oder Sicherheitsventilen, innerhalb des jeweiligen Systems Berücksichtigung finden:

- Ertüchtigung/Erneuerung Turbinen (30-40 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung Generator (40-50 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung von Transformatoren (30-40 Jahre);
- Ertüchtigung/Ersatz von Kondensatoren (30-40 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung von Frischdampf und Speisewassersystem (20-40 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung von Lüftungsanlagen (20-30 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung Brandschutzanlagen/Brandmeldeanlagen (10-20 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung unterbrechungsfreie Stromversorgung (20-30 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung von Schaltanlagen (30-40 Jahre);
- Ersatz Betriebsführungssysteme wie z.B. Prozessrechner, Bediensysteme etc. (15-20 Jahre);
- Ersatz/Review Managementsysteme, wie z.B. Sicherheits-, Instandhaltungs-, Dokumentations- und Organisationssysteme (kontinuierlich, vollständige Überarbeitung innerhalb von 5-10 Jahren);
- Ersatz/Umstellung auf digitale Systeme (15-20 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung von Anlagengebäuden, z.B. Kühlturmeinbauten (15-25 Jahre);
- Ertüchtigung/Erneuerung der Anlagensicherung (10-20 Jahre); und
- Ersatz von Strahlenschutzmesstechnik (10-20 Jahre).

Die genannten Erneuerungs- und Ertüchtigungs-Massnahmen geben einen Einblick in wichtige und kostenintensive Einzelprojekte, welche aus Sicht von Siempelkamp NIS notwendig werden können, um Anlagen für einen Langzeitbetrieb zu ertüchtigen. Aus der Liste

---

<sup>38</sup> Die Liste ist exemplarisch und hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Trotz guter Anlagenkenntnisse und einem intensiven Abstimmungsgespräch mit den Betreibern (Olten, 04.09.2025), kann Siempelkamp NIS als Ergebnisdarstellung im Rahmen dieser Studie, keine z.T. mehrere hundert umfassende Einzelprojektvorgehen benennen, die präventiv der Anlagenertüchtigungen für den zu betrachtenden Langzeitbetrieb notwendig werden.

ist zu erkennen, dass typische Modernisierungen für den Langzeitbetrieb sich auf ganze Systeme, Strukturen und Komponenten beziehen.

Zu den Bestimmungen der notwendigen Investitionen im zeitlichen Verlauf gliedern wir die erwarteten Massnahmen und in Anlehnung an die Strukturierung in der Studie «Projected Costs of generating Electricity – 2020 Edition»<sup>39</sup> in folgende Übersichtsstruktur. Auch an dieser Stelle stehen die in Klammer genannten Zahlen für gemittelte Lebensdauern diesbezüglicher Komponenten in dargestellter Übersichtsstruktur:

- Mechanische Ausrüstungen (10-40 Jahre),
- Elektrische Ausrüstungen (10-50 Jahre),
- Instrumentierung und Steuerung (10-30 Jahre) und
- Bauwerke (15-25 Jahre).

### 2.2.3 Zeitpunkt notwendiger Investitionsmassnahmen

In der Regel werden Erneuerungs- und Ertüchtigungsmassnahmen in den Zeiträumen periodischer sowie vom betrieblichen Regelwerk vorgeschriebener Revisionen durchgeführt. Umfangreichere Massnahmen können sich auch über etwaige Revisionszeiträume erstrecken ggf. redundant während des Betriebs durchgeführt werden. Die monetäre Verteilung von Investitionsausgaben richtet sich nach den vertraglichen Verpflichtungen mit den Lieferanten und verteilt sich grundsätzlich über mehrere Jahre, die bspw. Zeiträume von Bestellung, Herstellung, Einbau und Installation, sowie Abnahme berücksichtigen. Für Kostenzuordnungen und Dauern typischer Investitionsmassnahmen greifen wir auf unsere Expertise zurück.

Für die Bestimmung der Zahlungshöhen treffen wir vereinfachende Annahmen. Bei einer realistischen Massnahmendurchführung wird ein Zahlungsplan mit Zahlungshöhen und terminlichen Zielen bilateral abgestimmt. Diese kennen wir nicht. Deshalb treffen wir die vereinfachenden Annahmen.

Die vertraglich festgelegten Zahlungsvereinbarungen sind aus dem heutigen Kenntnisstand nicht darstellbar. Aus diesem Grund nehmen wir an, dass die Höhe der ermittelten Investitionsmassnahmen über gemittelte Cash-Out-Planung zeitlich verteilt werden.

Abbildung 4 zeigt exemplarisch die von uns unterstellten Investitionszahlungen an beispielhaften Massnahmen.

---

<sup>39</sup> IEA, NEA (2020): Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition.

## Abbildung 4 Exemplarische Darstellung von Investitionszahlungen im Zeitverlauf ausgewählter Massnahmen

Massnahme (beispielhaft)	Summe [MCHF]	Jahre nach Investitionsstart															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ertüchtigung/Erneuerung von Transformatoren	20,0		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3									
Ertüchtigung/Erneuerung von Frischdampf und Speisewassersystem	35,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Ertüchtigung/Ersatz von Kondensatoren	15,0						1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Ertüchtigung/Erneuerung von Anlagengebäuden, z.B. Kühlturmeinbauten	15,0										2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ertüchtigung/Erneuerung von Lüftungsanlagen	20,0						1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

Quelle: Siempelkamp NIS

Hinweis: Beinhaltet nur ausgewählte Massnahmen

Abbildung 4 zeigt, dass einige Massnahmen zeitlich befristet umgesetzt werden. Dazu zählt etwa die Ertüchtigung von Transformatoren, die sich im Beispiel über sechs Jahre erstreckt. Andere Massnahmen erfolgen kontinuierlich, wie die Ertüchtigung des Frischdampf- und Speisewassersystems im dargestellten Beispiel.

### 2.3 Werksunabhängige Kostenschätzung durch Siempelkamp NIS

Auf Grundlage der mit den Betreibern abgestimmten Festlegungen zum technischen Ausgangszustand der Anlagen, ergeben die Berechnungen und Ergebnisse unserer werksunabhängigen Kostenschätzung, dass es keine signifikanten Unterschiede im Investitionsvorgehen der Werke geben sollte. Das betrifft sowohl die notwendigen Investitionsmassnahmen wie auch der zeitliche Ablauf für die betrieblich notwendige Investitionsentscheidung, die ca. 10 Jahre vorlaufend getroffen werden sollte.<sup>40</sup>

Folgende drei Kostenspannen werden für die Investitionskosten ermittelt:

- **«Best Estimate»** gibt die «bestmögliche» Schätzung der Investitionskosten auf Basis zugrundeliegender Informationen und gewählter Annahmen.

<sup>40</sup> Unterschiede im Ablauf der Investitionsmassnahmen sind bei KKW grundsätzlich möglich aufgrund von:

- 1) unterschiedlichen, bereits bis zum 60. Betriebsjahr geplanten und getätigten Massnahmen,
- 2) unterschiedlichen technischen Anlagengegebenheiten. Für diese gibt es für KKG und KKL aus unserer Sicht keine signifikanten Unterschiede, insbesondere auch nicht in Bezug auf die Erzeugungsleistung.

Bei den technischen Gegebenheiten für die Umsetzung sind Unterschiede denkbar. So konnte KKG in der jüngeren Vergangenheit Investitionsmassnahmen beispielsweise in Revisionszeiträumen und ohne grosse Einschränkung des Betriebs vornehmen – die Spiegelung des bisherigen Investitionsvorgehens zeigt bei der Anlage Gösgen keine signifikante Reduktion der Netzverfügbarkeit, d.h. über den Zeitraum von 2015 bis einschliesslich 2024 war gemäss Jahresbericht des Werkes eine ca. 91 % Verfügbarkeit gegeben. Im Gegensatz war laut Berichtswesen die Verfügbarkeit von KKL im gleichen Zeitraum aufgrund von Modernisierungsmassnahmen teilweise eingeschränkt und betrug durchschnittlich ca. 75 %.

- **Untere Kostenspanne** (Minimum) berücksichtigt, dass mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit die Kosten für die Massnahmen niedriger sein können; und
- **Obere Kostenspanne** (Maximum) berücksichtigt, dass die Kosten mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit höher sein können.<sup>41</sup>

Die Festlegung der oberen und unteren Kostenspanne (Minimum/Maximum) stützt sich auf den AACE-Klassifizierungsstandard (Association for the Advancement of Cost Engineering).<sup>42</sup> Die jeweiligen Klassifizierungen bilden die Unsicherheiten in den unterschiedlichen Projektstadien ab. Das Vorgehen wird nachfolgend in Tabelle 3 dargestellt:

**Tabelle 3 AACE-Klassifizierung**

Klasse	Projektdefinition	Zweck der Schätzung	Genauigkeit
5	0-2%	Konzept, Screening	Min: -20% bis -50% Max: +30% bis +100%
4	1-15%	Machbarkeitsstudie	Min: -15% bis -30% Max: +20% bis +50%
3	10-40%	Budgetierung	Min: -10% bis -20% Max: +10% bis +30%
2	30-75%	Kontrolle, Ausschreibung	Min: -5% bis -15% Max: +5% bis +20%
1	65-100%	Angebotsprüfung, finale Kontrolle	Min: -3% bis -10% Max: +3% bis +15%

Quelle: Siempelkamp NIS

Auf Grundlage momentaner projektkalkulatorischen Unwägbarkeiten<sup>43</sup> wird für die obere und untere Kostenspannenfestlegung eine Mischform aus den Klassen 4 und 3 gewählt, wobei Klasse 4 in asymmetrischer Verteilung und Klasse 3 in symmetrischer Verteilung in folgendem mathematischem Ansatz gründen:

- Minimum:  $25\% \times (-15\% - \text{Klasse 4}) + 75\% \times (-10\% - \text{Klasse 3}) = -11,25\%$

<sup>41</sup> Die Annahmen zur Definition der Kostenspanne von Minimum und Maximum-Werten basieren auf den Festlegungen und Erfahrungswerten von Siempelkamp NIS.

<sup>42</sup> [18R-97: Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries](#)

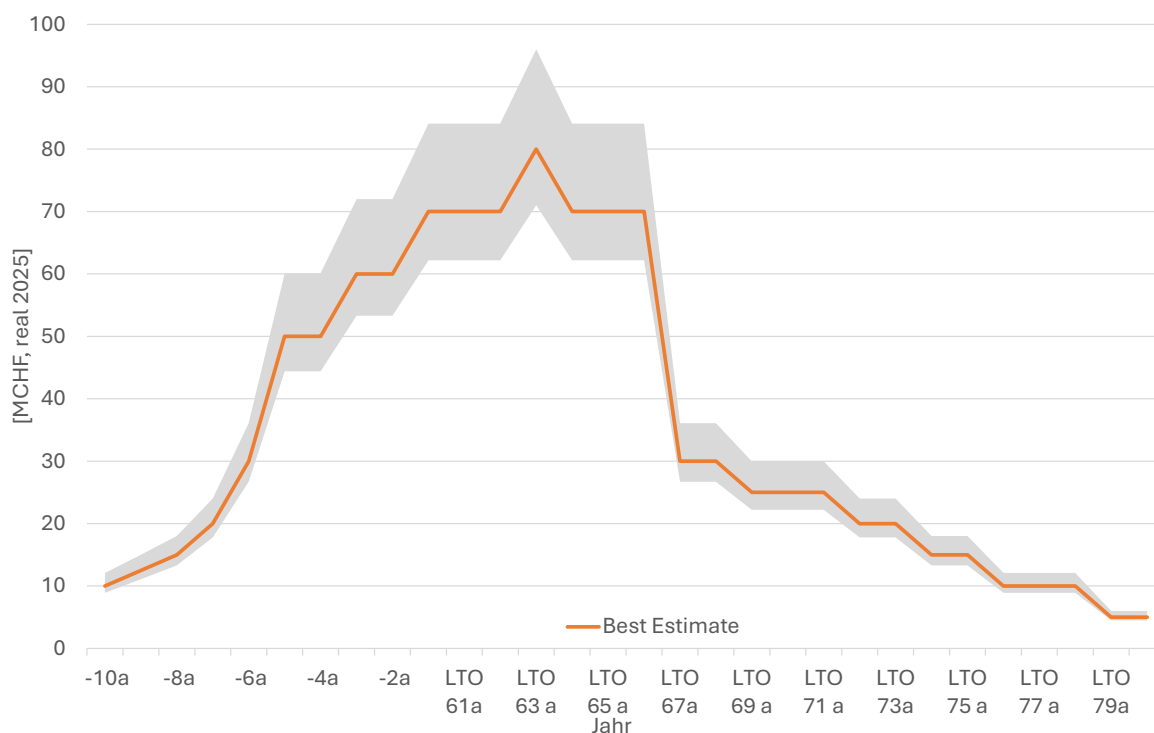
<sup>43</sup> Die Annahmen und Festlegungen zur Definition der oberen und unteren Kostenspanne basieren auf Standards der AACE-Klassifizierung sowie Projekterfahrungen von Siempelkamp NIS.

- Maximum:  $25\% \times (+50\% - \text{Klasse 4}) + 75\% \times (+10\% - \text{Klasse 3}) = +20,00\%$

Die Kostenspannen berücksichtigen die Unsicherheiten bei der Bewertung eines umfangreichen und langfristig angelegten Projekts. Im Ergebnis stellen sie plausible Abweichungen vom jeweiligen «Best Estimate»-Kalkulationswert dar.

Abbildung 5 zeigt unsere anlagenübergreifende Schätzung für die Höhe und den Verlauf der Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre über den Zeitraum von 30 Jahren. Die geschätzten Werte sind reale Kosten zum 31.12.2025 und berücksichtigen keine erwartete Inflation, Kapitalkosten oder eine Diskontierungsrate.<sup>44</sup> Eventuell gleichzeitig anfallende Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre sind nicht berücksichtigt.

**Abbildung 5 Anlagenübergreifende Schätzung der Höhe und des zeitlichen Verlaufs der Investitionskosten durch Siempelkamp NIS**



Quelle: Siempelkamp NIS basierend auf Gespräche mit den KKW, Literaturrecherche und eigenen Expertenschätzungen

Hinweis: Der Startzeitpunkt im dargestellten Diagramm ist werksunabhängig und muss für eine anlagenkonforme Bewertung zum Start jeweiliger Anlage Berücksichtigung finden. Investitionsstartzeitpunkt für KKG 2030, für KKL 2035. Die Kostenspannen basieren auf den Festlegungen von Siempelkamp NIS.

<sup>44</sup> Die vorliegenden Kostenschätzungen sind nicht mit den in der BFE-Aktennotiz ausgewiesenen Schätzungen für einen Betrieb bis 60 Jahre direkt vergleichbar. In der Aktennotiz ist nicht ersichtlich, auf welcher Basis die Kostenschätzungen vorgenommen wurden und ob die Werte nominal oder real sind.

Die erwarteten realen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre aus Sicht von 2025 betragen:

- 1'052,5 Mio. CHF als «Best Estimate»-Wert;
- 935,3 Mio. CHF als untere Kostenspanne (Minimum); und
- 1'264,5 Mio. CHF als obere Kostenspanne (Maximum).

Die realen Investitionskosten des «Best Estimate» verteilen sich gemäss der im Kapitel 2.2.2 festgelegten Übersichtsstruktur wie folgt:

- Mechanische Ausrüstungen (10-40 Jahre Lebensdauer): 485,5 Mio. CHF;
- Elektrische Ausrüstungen (10-50 Jahre Lebensdauer): 361,5 Mio. CHF;
- Bauwerke (15-25 Jahre Lebensdauer): 78,5 Mio. CHF; und
- Instrumentierung und Steuerung (10-30 Jahre Lebensdauer): 127,5 Mio. CHF.

Ergänzend zur Realwertzuordnung, sind die durchschnittlichen und typischen Lebensdauern (Angabe in Klammer, in Jahren) der technischen Komponenten in der Übersichtsstruktur mit angegeben.

## 2.4 Werksspezifische Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber

Neben der werksunabhängigen Kostenschätzung durch Siempelkamp NIS haben die Kraftwerksbetreiber eigene Kostenschätzungen übermittelt (Abschnitte 2.4.1 und 2.4.2). Diese berücksichtigen kraftwerksspezifische Unterschiede im Alterungs- und Ertüchtigungsmanagements für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre, die Auswirkung auf die Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre haben (Abschnitt 2.4.3).

Die Kalkulationen obliegen einer «Best Estimate»-Schätzung auf Preisbasis 31.12.2023. Die oberen und unteren Kostenspannen entsprechen gewähltem methodischen und mathematischen Ansatz.

### 2.4.1 Erwartete Kosten für das Kernkraftwerk Gösgen (Betreiberangabe)

Der Betreiber von KKG erwartet, dass die Investitionskosten für die Verlängerung des Betriebs von 60 auf 80 Jahren

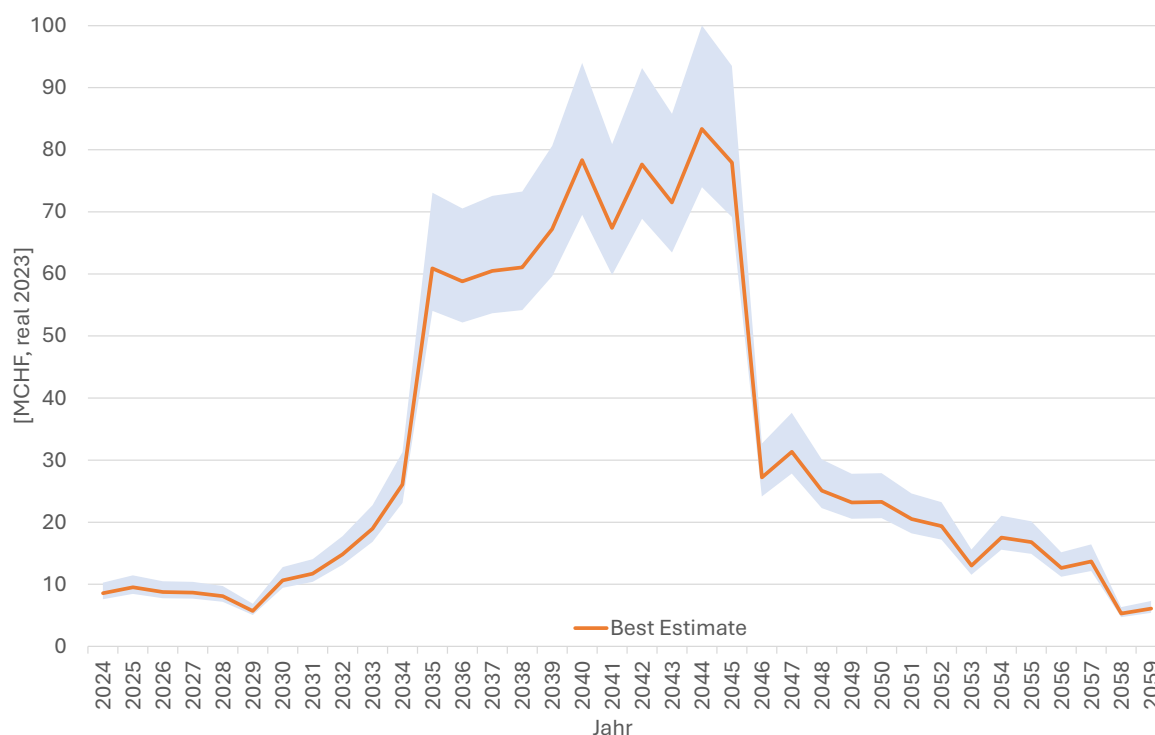
- insgesamt höher sind als die von Siempelkamp NIS geschätzten Kosten; und
- schon früher und über einen längeren Zeitraum anfallen.<sup>45</sup>

---

<sup>45</sup> Für die Schätzung der Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre hat KKG unterstellt, dass die Entscheidung über einen verlängerten Betrieb über 60 Jahre hinaus bereits im Jahr 2024 getroffen wurde. Ab diesem Zeitpunkt würden Komponenten ausgetauscht, die bei einem Betrieb bis 60 Jahre lediglich revidiert worden wären. Solche Investitionen fliessen daher ab 2024 in die Erhebung der Investitionskosten ein.

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Investitionskosten nach Angaben von KKG. Der Betreiber geht davon aus, dass die Investitionskosten zwischen **1'021,5 Mio. CHF (real, 2023)** und **1'381,2 Mio. CHF (real, 2023)**<sup>46</sup> liegen, mit einem «Best Estimate»-Wert in Höhe von **1'151,0 Mio. CHF (real, 2023)**. Diese werden über 36 Jahre im Zuge des zeitlich notwendigen Investitionsvorgehens für einen Langzeitbetrieb bis 80 Jahre verteilt.<sup>47</sup>

**Abbildung 6** Schätzung der Höhe und des zeitlichen Verlaufs der Investitionskosten durch KKG



Quelle: Siempelkamp NIS basierend auf Daten von KKW Gösgen

Hinweis: Die Annahmen zur Definition der Kostenspanne von Minimum und Maximum-Werten basieren auf den Festlegungen von Siempelkamp NIS

## 2.4.2 Erwartete Kosten für das Kernkraftwerk Leibstadt (Betreiberangabe)

Der Betreiber von KKL erwartet, dass die Investitionskosten für die Verlängerung des Betriebs von 60 auf 80 Jahren

- insgesamt niedriger sind als die von Siempelkamp NIS geschätzten Kosten; und

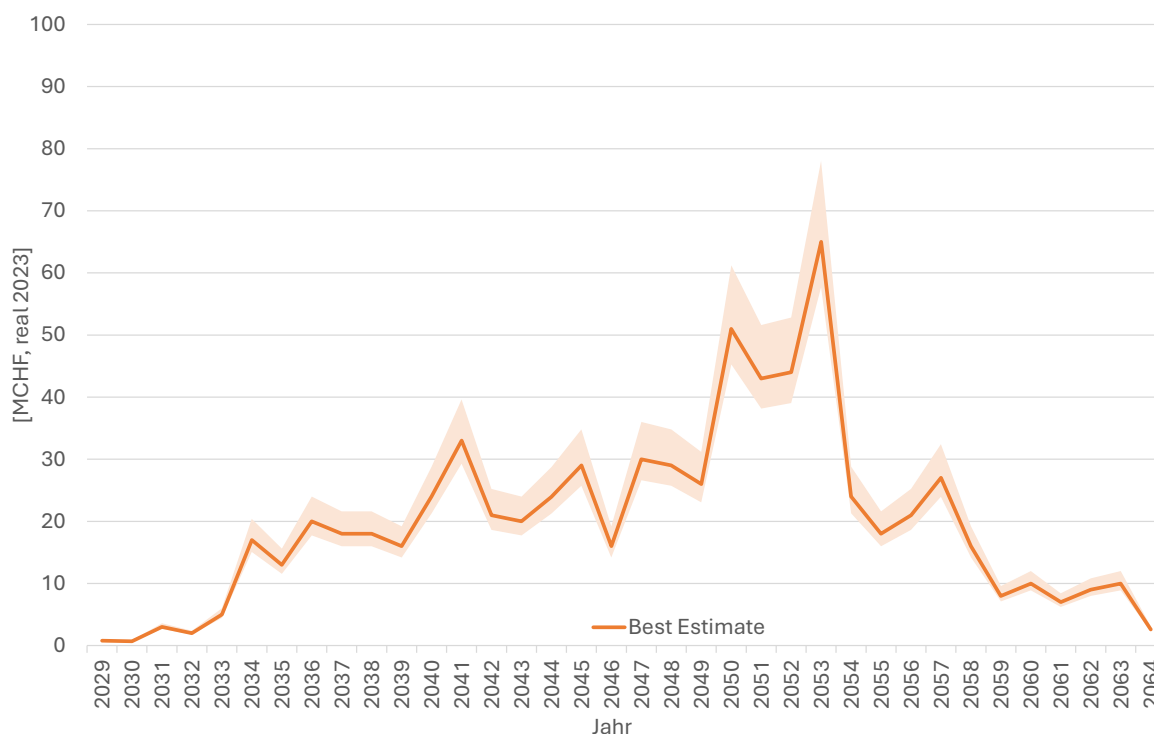
<sup>46</sup> Die Annahmen zur Definition der Kostenspanne von Minimum und Maximum-Werten basieren auf den Festlegungen von Siempelkamp NIS wie in Abschnitt 2.3 erläutert.

<sup>47</sup> Die vorliegenden Kostenschätzungen sind nicht mit den in der BFE-Aktennotiz ausgewiesenen Schätzungen für einen Betrieb bis 60 Jahre vergleichbar. In der Aktennotiz ist nicht ersichtlich, ob die von den Kernkraftwerken (KKW) genannten Werte nominal oder real sind.

- über einen längeren Zeitraum anfallen.

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Investitionskosten nach Angaben von KKL. Der Betreiber geht davon aus, dass die Investitionskosten zwischen **640,0 Mio. CHF (real, 2023)** und **865,4 Mio. CHF (real, 2023)**<sup>48</sup> liegen, mit einem «Best Estimate»-Wert in Höhe von **721,1 Mio. CHF (real, 2023)**. Diese werden über 36 Jahre im Zuge des zeitlich notwendigen Investitionsvorgehens für einen Langzeitbetrieb verteilt.<sup>49;50</sup>

**Abbildung 7** Schätzung der Höhe und des zeitlichen Verlaufs der Investitionskosten durch KKL



Quelle: Siempelkamp NIS basierend auf Daten von KKW Leibstadt

Hinweis: Die Annahmen zur Definition der Kostenspanne von Minimum- und Maximum-Werten basieren auf den Festlegungen von Siempelkamp NIS

<sup>48</sup> Die Annahmen und Festlegungen zur Definition der oberen und unteren Kostenspanne basieren auf Standards der AACE-Klassifizierung sowie Projekterfahrungen von Siempelkamp NIS wie in Abschnitt 2.3 erläutert.

<sup>49</sup> Für die Schätzung der Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre hat KKL unterstellt, dass die Entscheidung über einen verlängerten Betrieb über 60 Jahre hinaus bereits im Jahr 2029 getroffen wurde. Ab diesem Zeitpunkt würden Komponenten ausgetauscht, die bei einem Betrieb bis 60 Jahre lediglich revidiert worden wären. Solche Investitionen fließen daher ab 2029 in die Erhebung der Investitionskosten ein.

<sup>50</sup> Die vorliegenden Kostenschätzungen sind nicht mit den in der BFE-Aktennotiz ausgewiesenen Schätzungen für einen Betrieb bis 60 Jahre vergleichbar. In der Aktennotiz ist nicht ersichtlich, ob die von den Kernkraftwerken (KKW) genannten Werte nominal oder real sind.

### 2.4.3 Einordnung der unterschiedlichen Kostenschätzungen

Die Kostenschätzung von KKG liegt um ca. 10% über der werksunabhängigen Schätzung von Siempelkamp NIS. Die zentrale Kostenschätzung liegt jedoch innerhalb der in der Literatur ausgewiesenen (siehe Abschnitt 2.5) und von Siempelkamp NIS berechneten Kostenspanne. Die Kostenschätzung von KKL liegt hingegen um ca. 30% unter den unabhängigen Kostenschätzungen.

Solche Unterschiede können verschiedene Ursachen haben und, unter anderem, von Annahmen zu Umfang, Zeitpunkt und Ausgestaltung spezifischer Massnahmen und derer Kosten abhängig sein. Siempelkamp NIS liegen keine Informationen spezifischer Betreiberannahmen vor, insbesondere nicht zu den angesetzten Einzelkosten.

Allerdings lassen Informationen über das geplante Alterungsmanagement im Rahmen des Langzeitbetriebs bis 60 Jahre indirekte Rückschlüsse zu. KKL plant deutlich höhere Investitionen für den Langzeitbetriebs bis 60 Jahre, so dass KKL im Vergleich zu KKG Investitionen vorzieht. Ein unterschiedliches Alterungsmanagement zur Erfüllung der Sicherheitsanforderung könnte daher eine mögliche Erklärung für die Unterschiede sein.

#### Investitionsausgaben bis zum 60. Betriebsjahr

In der BFE-Aktennotiz «Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken, Stand 09.07.2024» wurden für **KKG** folgende, gesamthafte Investitionskostenangaben, bis einschliesslich eines 60-jährigen Langzeitbetriebs ausgewiesen:<sup>51</sup>

- Investitionskosten bis 2022: ca. 1`800,0 Mio. CHF
- Geplante Investitionskosten bis 2039: ca. 917,0 Mio. CHF

Für **KKL** wurden folgende, gesamthafte Investitionskostenangaben, bis einschliesslich eines 60-jährigen Langzeitbetriebs ausgewiesen:<sup>52</sup>

- Investitionskosten bis 2023: ca. 1`800,0 Mio. CHF
- Geplante Investitionskosten bis 2044: ca. 1`288,0 Mio. CHF

Trotz bestehender Unsicherheiten zu den werkseigenen Kostenschätzungen verwenden wir diese in den Wirtschaftlichkeitsanalysen. So können wir Unterschiede abbilden und

<sup>51</sup> Die hier angegebenen Investitionskosten beinhalten nicht die Erstellungskosten. Diese betragen ca. 2 Mia. CHF für KKG und ca. 4,8 Mia. CHF für KKL. Zu beachten ist, dass es nicht eindeutig klar ist, inwieweit die in der Aktennotiz enthaltenen Zahlen untereinander sowie mit den Schätzungen für die Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre vergleichbar sind – der Aktennotiz ist nicht zu entnehmen, auf welcher Preisbasis diese Kosten berechnet sind.

<sup>52</sup> Diese Kostenschätzungen beinhalten Mehrkosten in Höhe von ca. 288 Mio. CHF aufgrund von Präzisierungen im Rahmen aktueller Korrespondenz zwischen Siempelkamp NIS und KKL.

kraftwerksspezifische Aussagen zur Wirtschaftlichkeit treffen. Im vorliegenden Fall ist die konkrete Höhe der Investitionen für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit nicht ausschlaggebend, wie Sensitivitätsanalysen zeigen (siehe Abschnitt 3).

## 2.5 Plausibilisierung der Kostenschätzungen auf Basis von Literaturveröffentlichungen

Zur Plausibilisierung der werksunabhängigen Kostenschätzung sowie der Kostenschätzungen der Betreiber wurden die Ergebnisse mit einschlägigen Literaturquellen verglichen. Mitunter bieten diese auch Angaben zu möglichen Investitionskosten für einen Langzeitbetrieb (LTO; Long-Term-Operation).

Um die Angaben und Ergebnisse unterschiedlicher Währungen und Jahre auf eine vergleichbare Basis zu stellen, wurden die Wechselkurse zur Umrechnung in Schweizer Franken (CHF) und Inflationsraten aktueller statistischer Angaben verwendet.

- Die Ergebnisse entsprechen eingeschränkt Realpreisen, mit Preisstand 31.12.2025.
- Angaben aus folgenden Literaturstudien und Veröffentlichungen finden Berücksichtigung:
  - BFE - Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken – Schweiz 2024<sup>53</sup>
  - OECD & NEA (2022) Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050<sup>54</sup>;
  - EPA (2018) Nuclear Power Plant Life Extension Cost Development Methodology<sup>55</sup>;
  - IEA & NEA (2020) Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition<sup>56</sup>; und
  - Angaben auf der Internetseite von Vattenfall<sup>57</sup>.

Unterstellt man, dass die Investitionskosten für einen Langzeitbetrieb von 60 bis 80 Jahre in den 20 Jahren des verlängerten Langzeitbetriebs (also ohne Vorlauf) stattfinden, ergeben sich Kosten im Bereich von ca. **900 Mio. CHF bis 1'200 Mio. CHF (real, 2025)**.

---

<sup>53</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024.

<sup>54</sup> OECD, NEA (2022) Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050, verfügbar unter: [https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2022/11/achieving-net-zero-carbon-emissions-in-switzerland-in-2050\\_c674f460/ac21f8be-en.pdf](https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2022/11/achieving-net-zero-carbon-emissions-in-switzerland-in-2050_c674f460/ac21f8be-en.pdf).

<sup>55</sup> EPA (2018): Nuclear Power Plant Life Extension Cost Development Methodology, verfügbar unter: [https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-03/documents/attachment\\_4-1\\_nuclear\\_power\\_plant\\_life\\_extension\\_cost\\_development\\_methodology\\_1.pdf](https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-03/documents/attachment_4-1_nuclear_power_plant_life_extension_cost_development_methodology_1.pdf).

<sup>56</sup> IEA, NEA (2020) Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition, verfügbar unter: [https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/eqc-2020\\_2020-12-09\\_18-26-46\\_781.pdf](https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/eqc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf).

<sup>57</sup> Vattenfall (2024): Forsmark and Ringhals nuclear power plants aim for 80 years of operation of existing reactors, verfügbar unter <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2024/forsmark-and-ringhals-nuclear-power-plants-aim-for-80-years-of-operation-of-existing-reactors>.

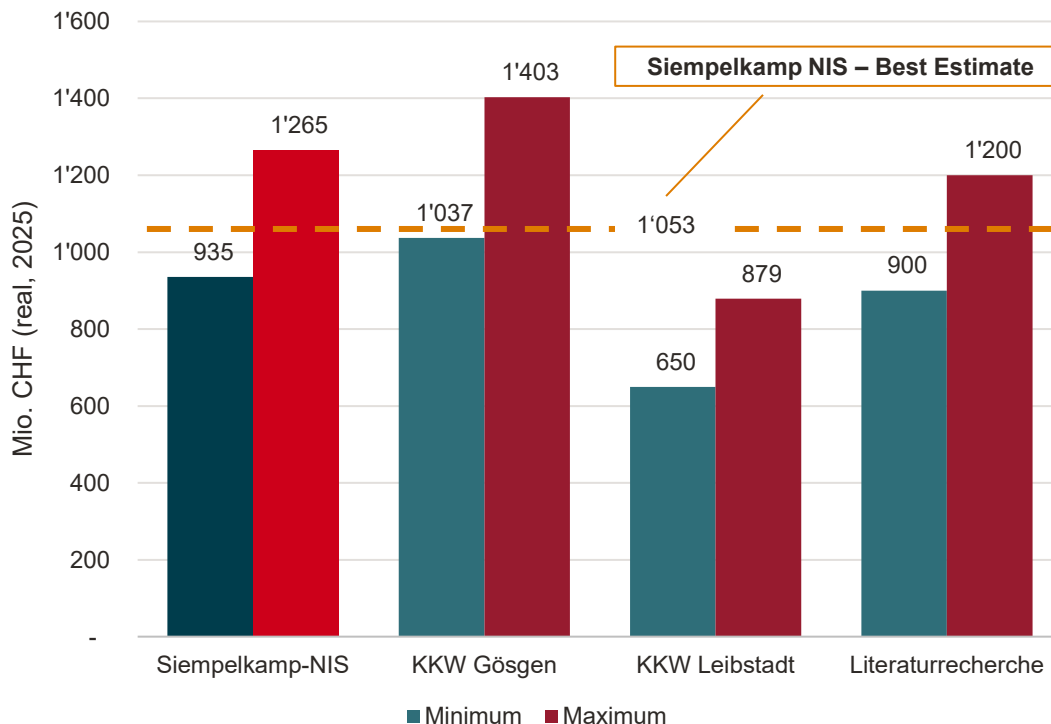
Wir weisen darauf hin, dass die in der Fachliteratur verfügbaren Kostenschätzungen nur eingeschränkt auf die spezifischen Gegebenheiten der Anlagen KKG und KKL übertragbar sind:

- **Sie bieten keine standardisierte Betrachtung von isolierten Investitionskosten**, d.h. in den angegebenen Kosten sind teilweise weitere Kostenbestandteile inkludiert, wie z.B. Finanzierungskosten;
- **Die nationalen Randbedingungen bleiben unberücksichtigt** – Die spezifischen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre können höher in Ländern sein, in denen die KKW befristete Betriebsgenehmigungen haben und für den erweiterten Betrieb neue Genehmigungen benötigen. In solchen Fällen kann es kurz vor den notwendigen Betriebsgenehmigungen zu potenziellen Investitionsstaus kommen. Dagegen haben KKW-Betreiber in Ländern wie der Schweiz, in denen der Betrieb unter Erfüllung geforderter Sicherheitsvorgaben grundsätzlich unbefristet ist, einen Anreiz, kontinuierlich in die Anlagen zu investieren.
- **Die Kostenangaben aus der Literatur betreffen ältere Anlagen und Anlagen mit wesentlich geringerer Leistung** – Die aus der aktuellen Literatur zu entnehmenden Investitionskosten für Langzeitbetrieb betreffen meist ältere Kraftwerksanlagen mit signifikant geringeren Leistungsdaten. Diese Angaben werden typischerweise pro installierte Leistung (z.B. USD/kW) angegeben. Ein Vergleich bzw. eine Skalierbarkeit diesbezüglicher Ergebnisse auf die beiden Werke in der Schweiz, ist demzufolge lediglich unter Vorbehalt möglich.

## 2.6 Fazit

Abbildung 8 zeigt die Breite der Kostenschätzungen im Vergleich aufgestellter Betrachtungen. Zum Zwecke der Vergleichbarkeit sind die Kostenschätzungen der KKW-Betreiber nunmehr auf reale Werte mit Stand 31.12.2025 angepasst worden.

**Abbildung 8 Übersicht über die Breite der Kostenschätzungen aus unterschiedlichen Quellen**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Arbeiten von Siempelkamp NIS und unter Berücksichtigung der Inflation zwischen 2023 und 2025

Hinweis: Zur Vergleichbarkeit wurden die Kostenschätzungen der KKW-Betreiber auf reale Werte mit Stand 31.12.2025 angepasst.

Die Höhe der Investitionskostenschätzung gemäss **Siempelkamp NIS** für einen Langzeitbetrieb von 60 bis 80 Jahren erstreckt sich im Spektrum von **935 bis 1'265 Mio. CHF** (real, 2025) pro Block und ist unabhängig von der installierten Leistung. Dieses ist eine werksunabhängige Kostenschätzung, welche die üblicherweise auszutauschenden und zu ertüchtigenden Anlagen, Systeme und Komponenten unter Zugrundelegung des CALCOM Kalkulationstools berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Investitionskosten pro MWh, unter Berücksichtigung spezifischer Kennzahlen (Kraftwerksleistung und unterstellte Auslastung), betragen 9,78 CHF/MWh bis 13,23 CHF/MWh (real, 2025) für KKG und 8,01 CHF/MWh bis 10,83 CHF/MWh (real, 2025) für KKL.<sup>58</sup>

<sup>58</sup> Die Investitionskosten pro MWh fallen bei insgesamt gleicher Höhe der Investitionskosten, vergleichbarem Investitionsprofil über die Zeit und gleicher Auslastung beim KKL tiefer aus, weil KKL eine höhere installierte Leistung und damit ein höheres Produktionsvolumen aufweist. Diese durchschnittlichen Investitionskosten sind nicht mit den durchschnittlichen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre gemäss Aktennotiz vergleichbar (70 CHF/MWh für das KKG und 50 CHF/MWh für das KKL; Seite 9 der BFE-Aktennotiz). Letztere wurden als Durchschnitt der Gesamtkosten pro Produktionsmenge berechnet, ohne Berücksichtigung der zeitlichen Verteilung der Investitionskosten und der über die Zeit sinkenden Auslastung sowie ohne Abzinsung zukünftiger Geld-Ein- und -Ausgänge.

Die **KKW-Betreiber** selbst schätzen die erwarteten spezifischen Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre auf **1'037 bis 1'403 Mio. CHF** (real, 2025) für das Werk Gösgen (KKG) und **650 bis 879 Mio. CHF** (real, 2025) für das Werk Leibstadt (KKL). Die sich daraus ergebenden Investitionskosten pro MWh, unter Berücksichtigung spezifischer Kennzahlen (Kraftwerksleistung und unterstellter Auslastung betragen 11,42 CHF/MWh bis 15,44 CHF/MWh (real, 2025) für KKG und 5,50 CHF/MWh bis 7,43 CHF/MWh (real, 2025) für KKL.

Unterschiede zwischen den Kostenschätzungen von Siempelkamp NIS und den Betreibern können verschiedene Ursachen haben und, unter anderem, von Annahmen zu Umfang, Zeitpunkt und Ausgestaltung spezifischer Massnahmen und derer Kosten abhängig sein. Siempelkamp NIS liegen keine Informationen spezifischer Betreiberannahmen vor, insbesondere nicht zu den angesetzten Einzelkosten.

Allerdings lassen Informationen über das geplante Alterungsmanagement im Rahmen des Langzeitbetriebs bis 60 Jahre indirekte Rückschlüsse zu. KKL plant deutlich höhere Investitionen für den Langzeitbetriebs bis 60 Jahre, so dass KKL im Vergleich zu KKG Investitionen vorzieht. Ein unterschiedliches Alterungsmanagement zur Erfüllung der Sicherheitsanforderung könnte daher eine mögliche Erklärung für die Unterschiede sein.

Die Kostenschätzungen sind grundsätzlich als indikativ zu verstehen. Sie basieren auf subjektiven Annahmen (Siempelkamp NIS sowie KKW-Betreiber) aus bisherigen Verläufen und Prognosen zu zukünftigen Entwicklungen. Zukünftige Entwicklungen sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und können dazu führen, dass die tatsächlichen Kosten abweichen, etwa infolge unerwarteter Preissteigerungen, geänderter regulatorischer Vorgaben oder zusätzlicher, nicht planbarer technischer Defekte oder verschleissbedingter Ausfälle an Anlagen, Systemen und Komponenten.

## 3 Wirtschaftlichkeitsanalyse des Langzeitbetriebs

Der Langzeitbetrieb eines Kernkraftwerks erfordert hohe Investitionen (siehe **Abschnitt 2**), die sich über die geplante zusätzliche Betriebszeit von 20 Jahren rechnen müssen. Nur dann entsteht keine Wirtschaftlichkeitslücke. Der Investitionsentscheid und der spätere Betrieb liegen weit in der Zukunft. Deshalb besteht eine erhebliche Unsicherheit über die künftige Kosten- und Erlösentwicklung.

Um diese Unsicherheiten abzubilden, nutzen wir ein Barwert- bzw. «Net Present Value»(NPV)-Modell. Das Modell bildet verschiedene Szenarien ab und widerspiegelt aus unserer Erfahrung, wie ein Investor die Lage realistisch beurteilt.

In diesem Abschnitt gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 3.1** beschreiben wir das NPV-Modell zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre und die zentralen Szenario-Annahmen;
- In **Abschnitt 3.2** zeigen wir die Ergebnisse für verschiedene Preisszenarien;
- In **Abschnitt 3.3** folgen die Ergebnisse ausgewählter Sensitivitäten; und
- In **Abschnitt 3.4** ziehen wir ein Fazit zur möglichen Wirtschaftlichkeitslücke als Investitionshindernis.<sup>59</sup>

### 3.1 Modellogik und Szenario-Annahmen

Im Folgenden erläutern wir die Modellogik des NPV-Modells (**Abschnitt 3.1.1**), die relevanten Märkte (**Abschnitt 3.1.2**), die Szenarien und Sensitivitäten (**Abschnitt 3.1.3**) sowie die Annahmen zu Erlösen und Kosten (**Abschnitt 3.1.4**).

#### 3.1.1 Modellogik

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines möglichen Langzeitbetriebs bis 80 Jahre nutzen wir ein NPV-Modell. Das Modell bildet die erwarteten Zahlungsströme ab, also die Investitionskosten, die laufenden Betriebskosten und die Erlöse. Diese Zahlungsströme werden über den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet und auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung abgezinst («Barwert»). Auf dieser Weise lässt sich prüfen, ob sich die Investition unter den gewählten Annahmen rechnet oder ob eine Wirtschaftlichkeitslücke entsteht.

---

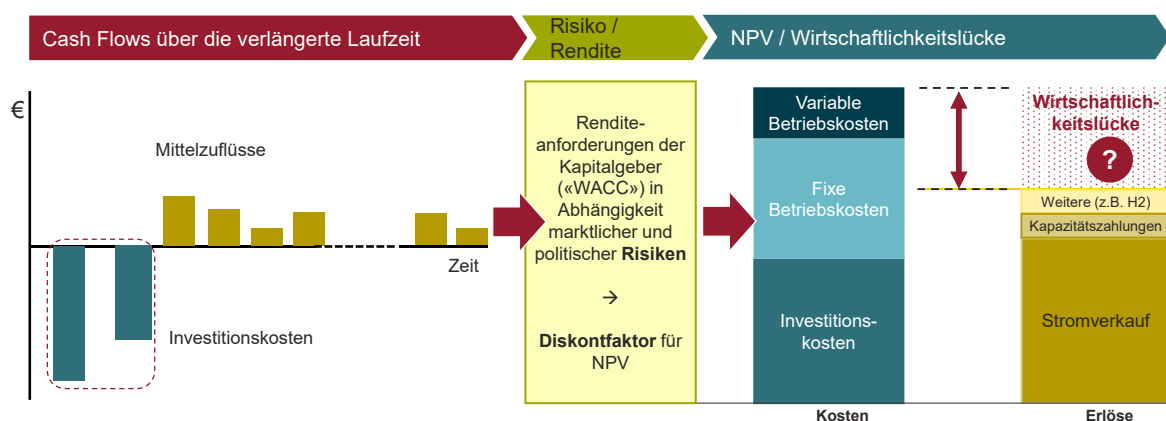
<sup>59</sup> Es fand ein Austausch mit den Kraftwerksbetreibern zu den Investitionshindernissen statt. Dabei möchten die Kraftwerksbetreiber betonen, dass es unterschiedliche Auffassungen gab und dass sie einige der aus dem Austausch gezogenen Schlussfolgerungen nicht mittragen können.

Das NPV-Modell bildet dazu die zukünftigen Zahlungsströme («Cashflows») der Investition über die 20 Jahre des Langzeitbetriebs von 60 bis 80 Jahre ab.<sup>60</sup> Dabei berücksichtigt es unter anderem folgende Parameter:

- erwartete **Kosten** für den Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus;
- erwartete **Erlöse** während der verlängerten Betriebszeit; und
- weitere Finanzgrößen wie den gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) und die Inflation<sup>61</sup>.

Das Modell prüft auf Basis des zeitlichen Anfalls der Zahlungsströme, ob eine Wirtschaftlichkeitslücke besteht. Eine Lücke liegt vor, wenn der Barwert der künftigen Kosten den Barwert der Erlöse übersteigt. Umgekehrt ist der Betrieb wirtschaftlich, wenn der Barwert der Erlöse höher ist als der Barwert der Kosten. Über den Diskontfaktor bildet das Modell auch die risikobezogene Renditeerwartung der Kapitalgeber ab (Abbildung 9).

**Abbildung 9 Logik des NPV-Modells zur Wirtschaftlichkeitsbewertung**



Quelle: Frontier Economics  
Hinweis: Illustrative Darstellung

Diese Methodik hat sich in der Praxis bewährt. Frontier Economics setzt sie regelmässig bei Investitionsentscheidungen im Energie- und Infrastrukturbereich ein. Das NPV-Modell bietet einen anerkannten, transparenten und nachvollziehbaren Rahmen, um die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre auf Basis konsistenter Annahmen zu beurteilen und Handlungsoptionen fundiert zu bewerten.

<sup>60</sup> Das NPV-Modell prüft die Wirtschaftlichkeit unter der Annahme, dass die geplante Dauer des Langzeitbetriebs erreicht wird. Eine konservativere Prüfungen mit kürzerer Betriebsdauer finden sich in Abschnitt 4.1.3.

<sup>61</sup> Das Modell arbeitet mit nominalen Werten, welche die Inflation berücksichtigen. Wichtige Inputgrößen liegen hingegen in realen Werten vor, die mit Hilfe der Inflationsannahme in nominale Werte konvertiert werden.

### 3.1.2 Relevante Märkte

Kraftwerke können auf verschiedenen Märkten Erlöse erzielen. Im Folgenden diskutieren wir, welche Vermarktungsoptionen für ein Kernkraftwerk in der Schweiz voraussichtlich relevant sein werden.<sup>62</sup>

#### Stromerzeugungsmarkt (Grosshandel)

Der zentrale Markt für ein Kernkraftwerk ist der Stromgrosshandelsmarkt. Betreiber verkaufen den erzeugten Strom meist über längerfristige Verträge oder über Terminmärkte, um Preisrisiken zu begrenzen und stabile Erlöse zu sichern. In der Praxis wird somit ein grosser Teil der Erzeugung im Voraus verkauft. Das reduziert das Risiko schwankender Marktpreise. Dies ist besonders relevant für Kernkraftwerke, die als Grundlastkraftwerke mit hoher Auslastung arbeiten und kontinuierlich Strom einspeisen.

Die Grosshandelspreise entstehen im europäischen Marktverbund durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Wichtige Treiber sind die Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>, die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und die Höhe der Stromnachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien können niedrige oder sogar negative Strompreise auftreten. Solche Preise zeigen sich vor allem auf den kurzfristigen Märkten wie Day-ahead und Intraday. Da Kernkraftwerksbetreiber einen grossen Teil der Erzeugung im Voraus vermarkten, sind sie in gewissem Mass vor diesen Preisrisiken geschützt.

#### Systemdienstleistungen

Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid beschafft im Rahmen seiner gesetzlichen Aufgaben verschiedene Systemdienstleistungen (SDL), um die Netzstabilität zu sichern. Diese Leistungen werden im Wesentlichen über wettbewerbliche Ausschreibungen bereitgestellt.

Zu den aktuell von Swissgrid beschafften SDL zur Frequenzhaltung gehören insbesondere:

- **Primärregelleistung** (PRL, Frequency Containment Reserve – FCR);
- **Sekundärregelleistung und -energie** (SRL / SRE, aFRR);
- **Tertiärregelleistung und -energie** (TRL, mFRR); sowie
- **Replacement Reserve** (RR) als Wiederherstellungs- oder Ersatzreserve für Extremereignisse.

Für Kernkraftwerke sind vor allem Produkte zur Frequenzhaltung technisch relevant, also Regelleistung und Regelenergie (PRL, SRL, TRL und RR). Andere Systemdienstleistungen

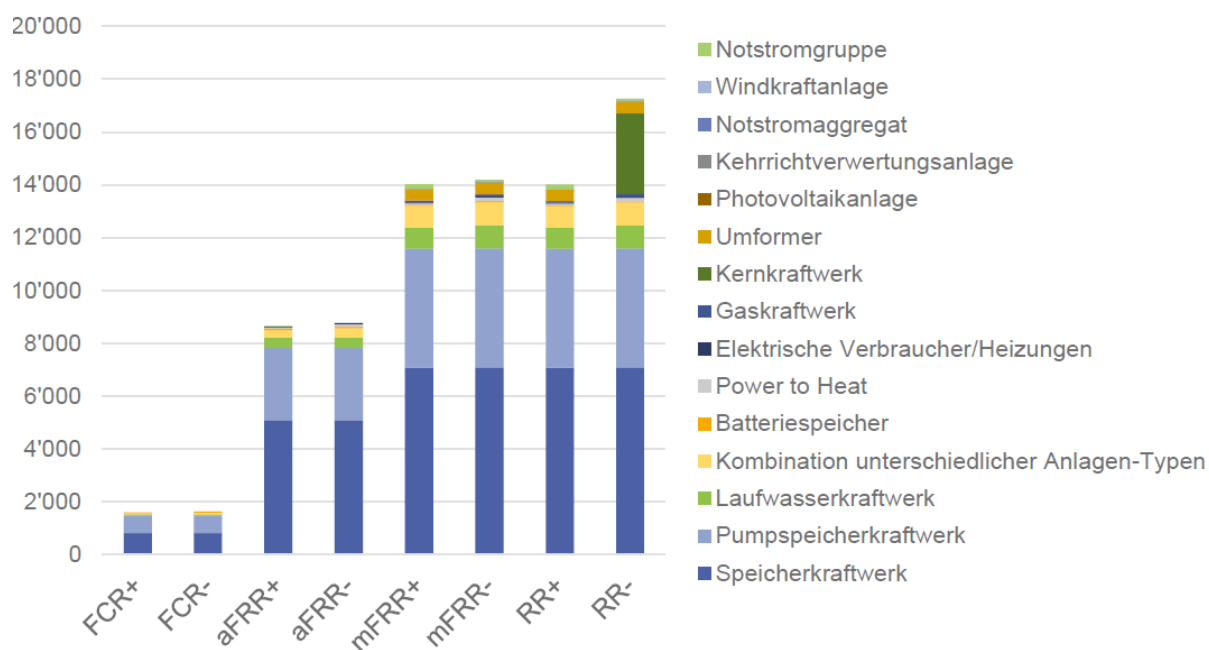
---

<sup>62</sup> Ab 2040 könnte auch die Produktion von pinkem Wasserstoff als zusätzliche Erlösquelle relevant sein. Diese erfordert jedoch zusätzliche Investitionen in einem Elektrolyseur, deren Wirtschaftlichkeit separat und unabhängig von Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre zu bewerten wäre. Deshalb werden mögliche Upsides durch die Produktion von pinkem Wasserstoff nicht weiter betrachtet.

wie Schwarzstartfähigkeit oder Blindleistung werden nach unserem Kenntnisstand nicht von Kernkraftwerken erbracht. Sie dürften jedenfalls keine materiellen Zusatzerlöse ermöglichen, da zum Beispiel die Schwarzstartfähigkeit hauptsächlich durch Wasserspeicher bereitgestellt wird.

Gemäss der ECom-Analyse des Marktes für Sekundärregelenergie (2025) sind Kernkraftwerke heute nur für negative Replacement Reserve (RR-) präqualifiziert.

**Abbildung 10 Präqualifizierte Leistung [MW] nach Anlagen- und Regelenergietyp**



Quelle: ECom (2025): Analyse des Marktes für Sekundärregelenergie, Abb. 31.

Hinweis: FCR: Primärregelleistung (PRL), aFRR: Sekundärregelleistung (SRL), mFRR: Tertiärregelleistung (TRL), RR: Replacement Reserve [Anm.: in der Quelle als «Restoration Reserve» bezeichnet].

In der Vergangenheit haben zum Beispiel die Kernkraftwerke Gösgen und Beznau bereits negative Tertiärregelleistung bereitgestellt.<sup>63</sup>

Aufgrund der kleinen Marktgrösse und der wachsenden Fähigkeit erneuerbarer Erzeuger, insbesondere von Wasserkraft- und PV-Anlagen, in geeigneten Stunden negative Regelenergie bereitzustellen, sind für Kernkraftwerke über 2040 hinaus keine materiellen Erlösmöglichkeiten aus Replacement Reserve oder Tertiärregelung zu erwarten.

### Kapazitätsmechanismen

Ergänzend zum Energieverkauf können in einzelnen Ländern Vergütungen über Kapazitätsmechanismen oder Reserven bestehen, die der Sicherstellung ausreichender

<sup>63</sup> ENSI, Technisches Forum: Betriebliche Flexibilität und Netzregelung bei Schweizer Atomkraftwerken, <https://ensi.admin.ch/de/technisches-forum/betriebliche-flexibilitaet-und-netzregelung-bei-schweizer-atomkraftwerken/>

Erzeugungskapazitäten in Zeiten hoher Nachfrage dienen. Für Kernkraftwerke ist eine Teilnahme an Reserven parallel zur Teilnahme an Grosshandelsmärkten wenig sinnvoll, da sie im Winter üblicherweise durchgehend produzieren und somit über keine zuschaltbare Leistung verfügen.

Zusätzlich wäre langfristig eine Teilnahme an ausländischen Kapazitätsmechanismen denkbar. Diese Möglichkeit ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

- Ein Zugang würde voraussichtlich ein bilaterales Stromabkommen mit der EU voraussetzen.
- Zudem wären langfristig reservierte Grenzkapazitäten sowie die gesicherte Produktion in kritischen Stunden erforderlich.
- Ausserdem müsste das künftige Marktdesign des jeweiligen Kapazitätsmechanismus die Teilnahme nicht nur formal ermöglichen, sondern auch wirtschaftlich attraktiv machen.

Aktuell sind zentrale Voraussetzungen nicht erfüllt und die Entwicklung bis Ende der 2030-iger Jahre unsicher. Daher berücksichtigen wir in der Modellierung für einen belastbaren Business Case keine Zusatzerlöse aus Kapazitätsmechanismen. Solche Erlöse wären ein mögliches Upside, aber nicht verlässlich genug für die Bewertung des Langzeitbetriebs.

### 3.1.3 Definition der Szenarien und Sensitivitäten

Das Vorgehen ermöglicht Wenn-Dann-Analysen. Wir prüfen, unter welchen Bedingungen ein wirtschaftlich tragfähiger Weiterbetrieb möglich wäre und wann eine Wirtschaftlichkeitslücke entsteht. Im Mittelpunkt steht nicht eine punktgenaue Prognose, sondern die Robustheit der Ergebnisse. Die Analysen zeigen, welche Einflussgrössen entscheidend sind und wie stark das Ergebnis auf Änderungen dieser Grössen reagiert.

Da der Beginn des Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus weit in der Zukunft liegt (Jahr 2040 für KKG und Jahre 2045 für KKL<sup>64</sup>) und die Investitionskosten über viele Jahre amortisiert werden sollen, sind künftige Kosten und Erlöse im relevanten Zeitraum besonders unsicher. Preisprognosen beruhen meist auf Strommarktmodellen, die viele Annahmen enthalten. Damit hängen die Ergebnisse für Prognosen für das Preisniveau bis 2050/2060 stark von den spezifischen Modellannahmen ab, deren Eintritt unsicher ist. Wir bilden diese Unsicherheit im NPV-Modell ab über drei Preisszenarien und ausgewählte Sensitivitäten.

Die Analysen zeigen, welche Einflussgrössen besonders wichtig sind und wie stark das Ergebnis auf Veränderungen dieser Grössen reagiert. Das Vorgehen erlaubt sogenannte Wenn-Dann-Analysen, mit denen wir prüfen, unter welchen Bedingungen ein wirtschaftlich

---

<sup>64</sup> Wir gehen und modellieren Beginn des Langzeitbetriebs nach 60 Jahren ab 2040 und 2045. Uns wurde im Austausch mit KKG mitgeteilt, dass KKGs Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus schon im Jahr 2039 startet. Die vereinfachende Annahme, dass Erlöse aus dem Langzeitbetrieb erst im Jahr 2040 anfallen hat keine signifikante Wirkung auf die Ergebnisse.

tragfähiger Weiterbetrieb möglich wäre und wann eine Wirtschaftlichkeitslücke entsteht. Im Zentrum steht nicht eine punktgenaue Prognose, sondern die Robustheit der Ergebnisse.

### Drei Strompreisszenarien

Die zukünftigen Grosshandelspreise auf dem Strommarkt sowie die Auslastung der Kernkraftwerke sind ausschlaggebend für deren erwartete Erlöse.

Um die Bandbreite der Unsicherheit künftiger Entwicklungen und deren Wirkung auf den Nettobarwert (NPV) abzubilden, untersuchen wir illustrativ folgende drei grundsätzlich mögliche Entwicklungen der Grosshandelspreise in der Schweiz.<sup>65</sup>

- **Niedrigpreisszenario** – Die durchschnittlichen Grosshandelspreise liegen zwischen 2040 und 2064 bei rund 42 bis 45 CHF/MWh (real, 2025). Diese Annahme stützt sich auf den Kurzbericht des BFE «Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge» (2025)<sup>66</sup> und stellt nach unserem Kenntnisstand und aktuellen Erwartungen eine eher konservative Einschätzung dar.
- **Hochpreisszenario** – Die durchschnittlichen Grosshandelspreise liegen zwischen 2040 und 2064 bei rund 96 CHF/MWh (real, 2025). Die Annahme basiert auf den Grosshandelspreisen aus den «Energieperspektiven 2050+».<sup>67</sup> Wir übernehmen die modellierten Preise bis 2040 und halten das Preisniveau danach real konstant, da wir den anschliessend stark steigenden Verlauf aus heutiger Sicht als wenig plausibel einschätzen.<sup>68</sup>
- **Mittelpreisszenario** – Die durchschnittlichen Grosshandelspreise liegen zwischen 2040 und 2064 bei rund 69 bis 70 CHF/MWh (real, 2025). Der Wert entspricht dem arithmetischen Mittel aus dem Niedrig- und Hochpreisszenario. Das Szenario ist als zusätzliche grundsätzlich mögliche Preisentwicklung zu verstehen.<sup>69</sup>

---

<sup>65</sup> Wir können zu diesem Zeitpunkt keine Einschätzung vornehmen, welche dieser Preise wahrscheinlicher sind, da die Preisentwicklung bis 2040 und danach von vielen Faktoren abhängig sein wird, wie z.B. Energiepolitik, Unterzeichnung des Stromabkommens mit der EU, Entwicklung des Kraftwerkparcs, Elektrifizierung, Zunahme von Power-to-X, CO<sub>2</sub>-Preise etc. Diese Entwicklungen sind ist aus heutiger Sicht unklar, was sich in der Breite an Preisprognosen in diversen Studien widerspiegelt.

<sup>66</sup> <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11481>

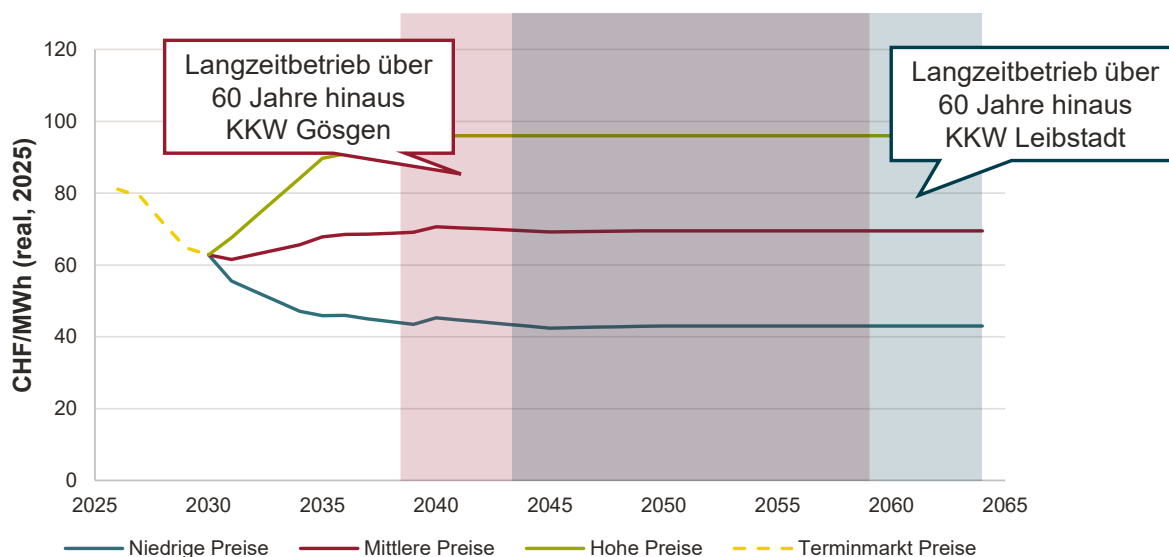
<sup>67</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>, Szenario «ZERO-Basis, KKW-Laufzeit 60 Jahre».

<sup>68</sup> Der Preisanstieg in den Preisprognosen von Prognos ist nach unserem Verständnis unter anderem dadurch zu begründen, dass im Modell Kraftwerke preissetzend sind, die Wasserstoff als Brennstoff benutzen. Diese Annahme führt zu sehr hohen preissetzenden Grenzkosten im Gleichgewicht.

<sup>69</sup> Das Mittelpreisszenario liegt somit unter den Preisprognosen in einer Studie der ETH Zürich und Nexus-E «Swiss electricity supply after the Mantelerlass - quo vadis? A perspective on Nuclear Power» vom September 2023, Abbildung 2c. (Laut Autoren sind die Preise in realen Geldeinheiten ausgewiesen.)

Abbildung 11 zeigt den Preisverlauf der drei Szenarien im Zeitverlauf sowie die Terminmarktpreise, welche die Erwartung über die Entwicklung des Preisniveaus bis 2031 wiedergeben (gelbe Linie). Sie liegen über den Preisen im Niedrigpreisszenario und unter den Preisen im Mittel- und Hochpreisszenario. Das für die Bewertung des Langzeitbetriebs relevante Zeitfenster ist farblich hervorgehoben.

**Abbildung 11** Entwicklung der Grosshandelspreise in drei Preisszenarien



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von AFRY, Prognos, Energate (Stand 09.02.2026) und eigenen Berechnungen

Hinweis: Alle Werte sind reale Werte aus Sicht von 2025. Die Terminmarktpreise entsprechen dem durchschnittlichen Preis der letzten 30 Werte am 30.01.2026 für Jahresprodukte mit Lieferung im jeweiligen Jahr (CAL 2027-2030). Für CAL 2026 wurde der durchschnittliche Preis der letzten 30 Werte am 29.12.2025 verwendet. Die Preise wurden unter Berücksichtigung der erwarteten Inflation bis 2030 in reale Preise aus Sicht von 2025 umgewandelt.

## Kapitalkosten

Die Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre werden über Fremd- und Eigenkapital finanziert. Die Kapitalkosten («WACC»<sup>70</sup>) betragen im Referenzszenario 7 % (nominal, vor Steuern). Das widerspiegelt eine mittelhohe Unsicherheit der Investition. Konkret ist der WACC höher als der WACC für geförderte erneuerbare Energien in der Schweiz<sup>71</sup> und vergleichbar mit dem WACC in der Beihilfeentscheidung für die belgischen Kernkraftwerke

<sup>70</sup> Gemischter Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC).

<sup>71</sup> Für Grosswasserkraftwerke wurde ein WACC in Höhe von 5,1 % festgelegt, der einem nominalen WACC vor Steuern in Höhe von ca. 6 % entspricht. Siehe BFE (2025) Erläuterungen zur Berechnung der kalkulatorischen Zinssätze im Jahr 2025 zu den Förderinstrumenten für die Produktion aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050, Seite 4.

Doel 4 und Tihange 3<sup>72</sup>, deren Langzeitbetrieb sehr kurzfristig beschlossen wurde und die einer unsicheren Investitionsumgebung ausgesetzt sind.

### Sensitivitäten

Wir prüfen im Mittelpreisszenario sowie teilweise auch im Niedrigpreisszenario mehrere Sensitivitäten für beide Kernkraftwerke, um die Robustheit der NPV-Schätzung und die Wirkung möglicher Investitionshindernisse zu beurteilen.

- **Variation der Investitionskosten** – Die Ausgaben für die Massnahmen für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre fallen teils weit in der Zukunft an (s. Abschnitt 2) und sind daher unsicher. Wir analysieren, wie höhere oder tiefere Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit beeinflussen.
- **Höhe der Kapitalkosten** – Die Kapitalkosten («WACC») können steigen, etwa durch höhere risikofreie Zinsen oder ein verändertes Risikoprofil und damit verbundene Risikoprämien. Wir prüfen die Wirkung höherer Kapitalkosten als Indikator für regulatorisch-politische Risiken im Vergleich zu einer Situation mit stabilen Rahmenbedingungen (s. auch **Abschnitt 4**).
- **Sensitivitäten mit vorzeitiger Stilllegung** – Politisch-regulatorisch oder technisch induzierte Betriebsgrenzen, z.B. in der Form von regulatorischen Auflagen zu Lastfolge/Betriebsdauer oder vorgezogene Stilllegung, reduzieren die nutzbaren Restjahre für die Amortisierung der Investitionen. Wir prüfen den NPV im Mittel- und Niedrigpreisszenario bei vorab nicht erwarteter Verkürzung der Betriebszeit nach dem 60. Betriebsjahr (ex-post Bewertung ohne Veränderung des Investitionspfades).
- **Winterbetrieb** – Wir prüfen Sensitivitäten im Mittel- und Niedrigpreisszenario mit saisonal eingeschränktem Betrieb, falls künftige Preisniveaus so stark schwanken, dass die Kraftwerke während der Frühjahrs- und Sommermonate nicht wirtschaftlich produzieren und den Betrieb vorübergehend einstellen würden.

### 3.1.4 Szenario-Annahmen

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Szenariodefinitionen, die Sensitivitäten und die jeweiligen Annahmen, die wir im **Anhang B** näher erläutern.

Die Investitionskosten basieren auf den Schätzungen der Kraftwerksbetreiber (siehe **Abschnitt 2.4.1** und **2.4.2**). In allen drei Preisszenarien verwenden wir die jeweils die «Best Estimate»-Schätzung der Betreiber. Diese wiedergeben genauer die erwarteten

---

<sup>72</sup> Europäische Kommission, Beschluss (EU) 2025/2370 der Kommission vom 21. Februar 2025 über die staatliche Beihilfemaßnahme SA.106107 (2024/N), die Belgien für die Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren (Doel 4 und Tihange 3) durchzuführen beabsichtigt, siehe z.B. Rz. 68 (b), 78 sowie Tabelle 6 und Tabelle 17.

Investitionskosten, da sie das kraftwerksspezifischen Alterungsmanagement bis zum 60. Betriebsjahr berücksichtigen.

**Tabelle 4 Zusammenfassung der Szenario-Annahmen (reale Werte aus Sicht von 2025)**

Parameter	Niedrigpreisszenario	Mittelpreisszenario	Hochpreisszenario
<b>Netto- Erzeugungskapazität</b>	1'010 MW für KKG und 1'233 MW für KKL		
<b>Kosten<sup>73</sup></b>			
Investitionskosten – Höhe und Verlauf	1'169 Mio. CHF für KKG; 732 Mio. CHF für KKL <i>[Schätzungen durch die KKW-Betreiber, umgerechnet auf reale Werte aus Sicht von 2025 durch Frontier Economics]</i>		
Fixe jährliche Betriebskosten, die unabhängig von der Produktion anfallen, wie z.B. Personalkosten, Material- und Fremdleistungen	185,5 Mio. CHF/a für KKG; 240,9 Mio. CHF/a für KKL		
Variable Kosten – Kosten für die Brennstoffbeschaffung – und -entsorgung	7,45 CHF/MWh für KKG; 10,78 CHF/MWh für KKL		
<b>Erlöse</b>			
Grosshandelspreise	42-45 CHF/MWh (zwischen 2040 und 2064)	69-70 CHF/MWh (zwischen 2040 und 2064)	96 CHF/MWh (zwischen 2040 und 2064)
Auslastung	88% ab dem 61. Betriebsjahr, 75% bei Erreichen des 80. Betriebsjahr,		88% für die gesamte Betriebszeit

<sup>73</sup> Wir berücksichtigen keine Kosten für den Rückbau und für die Stilllegung. Laut NEA können diese Kosten, die bereits während der ursprünglichen geplanten Betriebszeit anfallen, als vollständig zurückgestellt betrachtet werden und sollten somit nicht als zusätzliche Kosten während des Langzeitbetriebs bis 80 Jahre berücksichtigt werden. (Siehe OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Seite 127; sowie **Anhang B** für weitere Details.). Wir berücksichtigen auch keine Kosten für Abschreibungen von Bestandsanlagen. Wir nehmen an, dass diese bis zum Erreichen des 60. Betriebsjahr bereits abgeschrieben sind.

	linear interpoliert für die Jahre dazwischen		zwischen 60 und 80 Jahren
Sensitivität für Winterbetrieb	Ja	Ja	-
<b>Weitere Parameter</b>			
WACC	7%, nominal vor Steuern		
Sensitivität für höheren WACC	-	Ja	-
Betriebszeit nach 60 Jahren	20 Jahre		
Sensitivitäten für vorzeitige Stilllegung	Ja	Ja	-
Inflation	historisch bzw. 1% in der Zukunft		

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zur Umrechnung der Parameter in reale Werte des Jahres 2025 haben wir die historische Inflationsrate des Bundesamts für Statistik berücksichtigt. Durch diese Umrechnung sind die ausgewiesenen Investitionskosten in der Tabelle nicht direkt mit den Angaben in Abschnitt 2.4 vergleichbar.

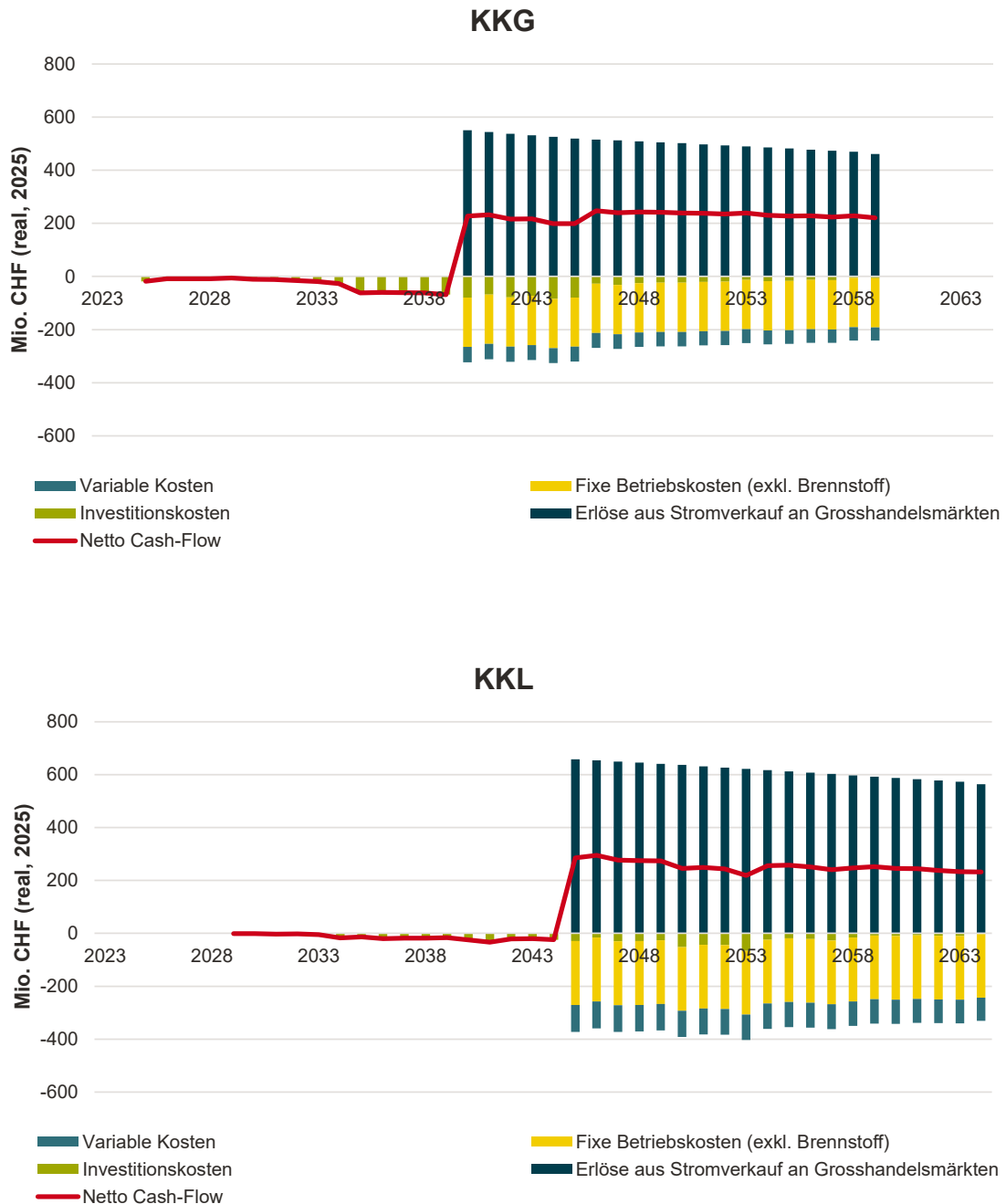
## 3.2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für unterschiedliche Preisszenarien

Unsere illustrativen Analysen zeigen, dass eine Wirtschaftlichkeitslücke zwar möglich ist. Wir schätzen sie jedoch als eher unwahrscheinlich ein.

Abbildung 12 zeigt den zeitlichen Verlauf der Geldzuflüsse und -abflüsse für KKG und KKL. Grundlage sind die Schätzungen für die Investitionskosten durch die Kraftwerksbetreiber sowie unsere Schätzungen der fixen und variablen Betriebskosten<sup>74</sup> und der Erlöse am Grosshandelsmarkt. Beide Betreiber gehen davon aus, dass sie Investitionen mit langem Vorlauf tätigen werden – teils bis zu 16 Jahre, bevor die Werke in den Langzeitbetrieb nach dem 60. Betriebsjahr gehen.

<sup>74</sup> Die fixen Betriebskosten umfassen unter anderem Personalkosten, Material- und Fremdleistung für den Unterhalt der Anlagen, Aufsichtsgebühren Bund und sonstigen Sach- und Verwaltungsaufwand. Sie fallen unabhängig von den tatsächlichen Produktionsmengen an, solange die Anlagen in Betrieb und nicht stillgelegt worden sind. Die variablen Betriebskosten enthalten die Kosten für die Brennstoffbeschaffung und -entsorgung und hängen von der tatsächlichen Produktionsmenge ab. Kapitalkosten für die Bestandsanlagen sind für die Prüfung der Wirtschaftlichkeit der Investitionen in einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus irrelevant, da diese bis zum 60. Betriebsjahr abgeschrieben sein sollten.

Abbildung 12 Cashflows über Zeit im Mittelpreisszenario und «Best Estimate»- Investitionskosten durch die KKW-Betreiber (aus Sicht von 2025)



Quelle: Frontier Economics

Quelle: Die fixen Betriebskosten umfassen unter anderem Personalkosten, Material- und Fremdleistung für den Unterhalt der Anlagen, Aufsichtsgebühren Bund und sonstigen Sach- und Verwaltungsaufwand. Sie fallen unabhängig von den tatsächlichen Produktionsmengen an, solange die Anlagen in Betrieb und nicht stillgelegt worden sind. Die variablen Betriebskosten enthalten die Kosten für die Brennstoffbeschaffung und -entsorgung und hängen von der tatsächlichen Produktionsmenge ab.

Aus Sicht der NPV-Berechnungen zeigt Abbildung 12, dass die laufenden Erlöse aus dem Stromverkauf mit Beginn des Langzeitbetriebs ab dem 61. Betriebsjahr die laufenden Ausgaben für Investitionen sowie fixe und variable Betriebskosten deutlich übersteigen.<sup>75</sup> Dadurch lassen sich die anfänglichen Investitionen amortisieren und zusätzliche Einnahmen erzielen.

Abbildung 13 fasst die Barwerte der einzelnen Kostenpositionen sowie den Erlös aus dem Stromverkauf am Grosshandelsmarkt aus Sicht von 2025 zusammen. Die Differenz in der Höhe der Balken gibt an, ob eine wirtschaftliche Deckung der Investitionskosten erreicht wird (wenn der Barwert der Einnahmen aus dem Stromverkauf auf der linken Seite den Barwert der Kosten auf der rechten Seite übersteigt) oder ob eine Wirtschaftlichkeitslücke besteht (wenn der Barwert der Einnahmen aus dem Stromverkauf unter dem Barwert der Kosten liegt). Beim Vergleich zwischen den Kraftwerken ist zu beachten, dass die Stromverkaufserlöse von KKG einen höheren Wert aus Sicht von 2025 haben als die Erlöse von KKL, da die Erlöse von KKG früher anfallen und somit aus Sicht von 2025 weniger stark abdiskontiert werden.

**Abbildung 13 Übersicht über die Barwerte der Kosten und Erlöse im Mittelpreisszenario und mit «Best Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber (aus Sicht von 2025)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der unterstellte nominale WACC vor Steuern liegt bei 7%.

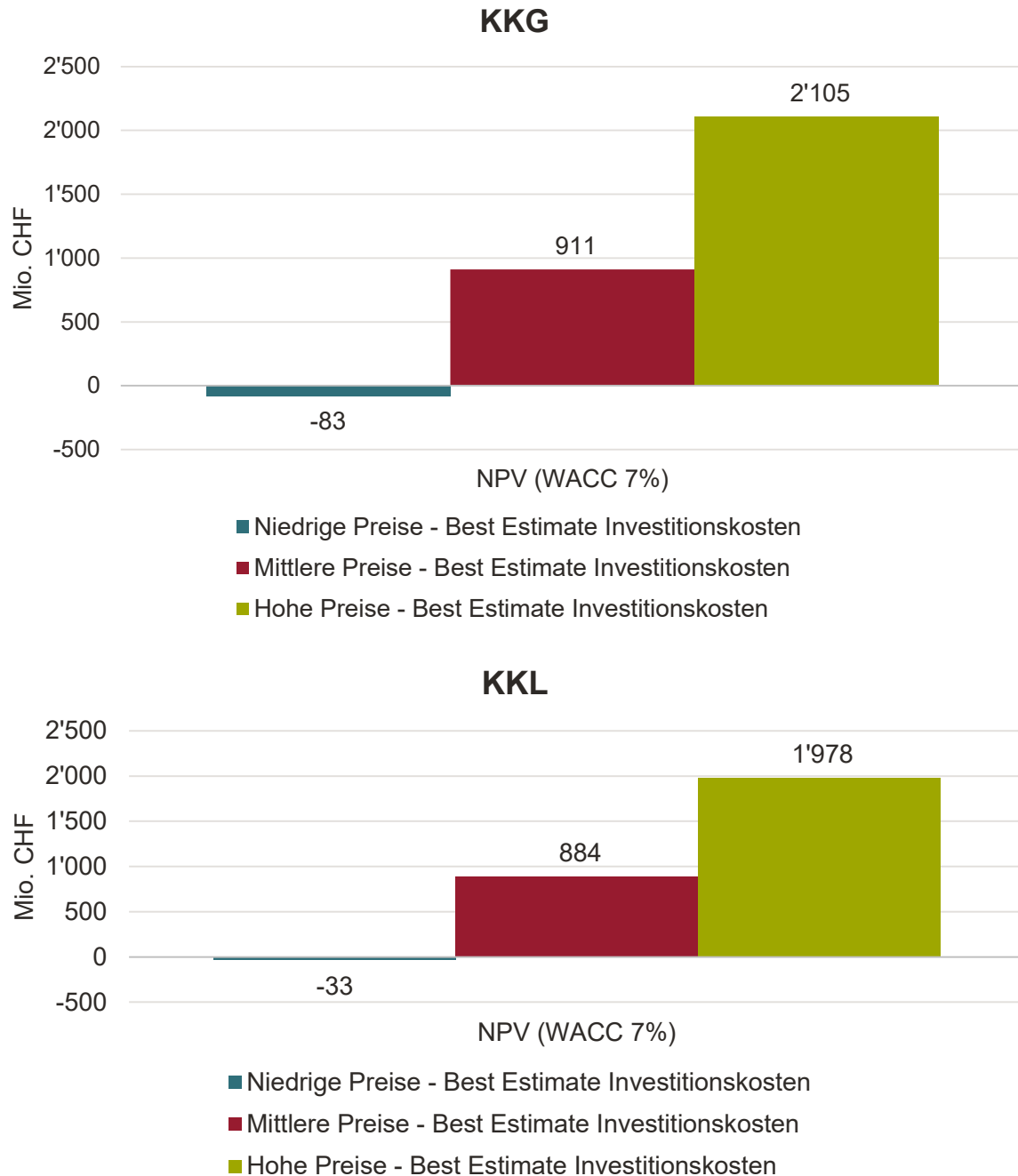
Die nachfolgende Abbildung 14 zeigt die Wirtschaftlichkeit (anhand der Barwerte) einer Investition in den Langzeitbetrieb in den drei Preisszenarien und auf Basis der «Best

<sup>75</sup> Die relative niedrigen Investitionskosten des Langzeitbetriebs haben unter anderem mehrere Gründe. Zum einen sind die Investitionskosten für den Langzeitbetrieb insgesamt deutlich niedriger als bei Neubauten. Zum anderen fallen sie kontinuierlich und teilweise gleichzeitig mit den Erlösen an, was den Nettoarwert der Kapitalkosten aus Sicht einer NPV-Berechnung senkt. Dazu kommt, dass die Betriebskosten der KKW in der Schweiz im Vergleich zu den Betriebskosten im internationalen Vergleich relativ hoch sind.

Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber. Eine **Wirtschaftlichkeitslücke** ergibt sich **nur im Niedrigpreisszenario** mit rund 83 Mio. CHF für das KKG und 33 Mio. CHF für das KKL. Dies entspricht weniger als 7 % der jeweiligen Investitionskosten. In den anderen Preisszenarien ist der NPV klar positiv.

Dieses Ergebnis steht im Einklang mit den Beobachtungen aus Schweden und Finnland, wo ebenfalls kontinuierlich in die bestehenden Kernkraftwerke investiert wird und Projekte für den Langzeitbetrieb ohne staatliche finanzielle Unterstützung geplant sind.

Abbildung 14 Wirtschaftlichkeit anhand der Barwerte (NPV) eines Langzeitbetriebs bis 80 Jahre mit «Best Estimate»-Investitionskosten durch die KKW-Betreiber (aus Sicht von 2025)



Quelle: Frontier Economics

### 3.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse bei ausgewählten Sensitivitäten

Wir prüfen im Rahmen von Sensitivitäten (d.h. der Variation einzelner Parameter) die Auswirkung der folgenden Annahmen auf die Wirtschaftlichkeit:

- Höhe der Investitionen; und
- reiner Winterbetrieb (Auslastungsrisiko für die Betreiber).

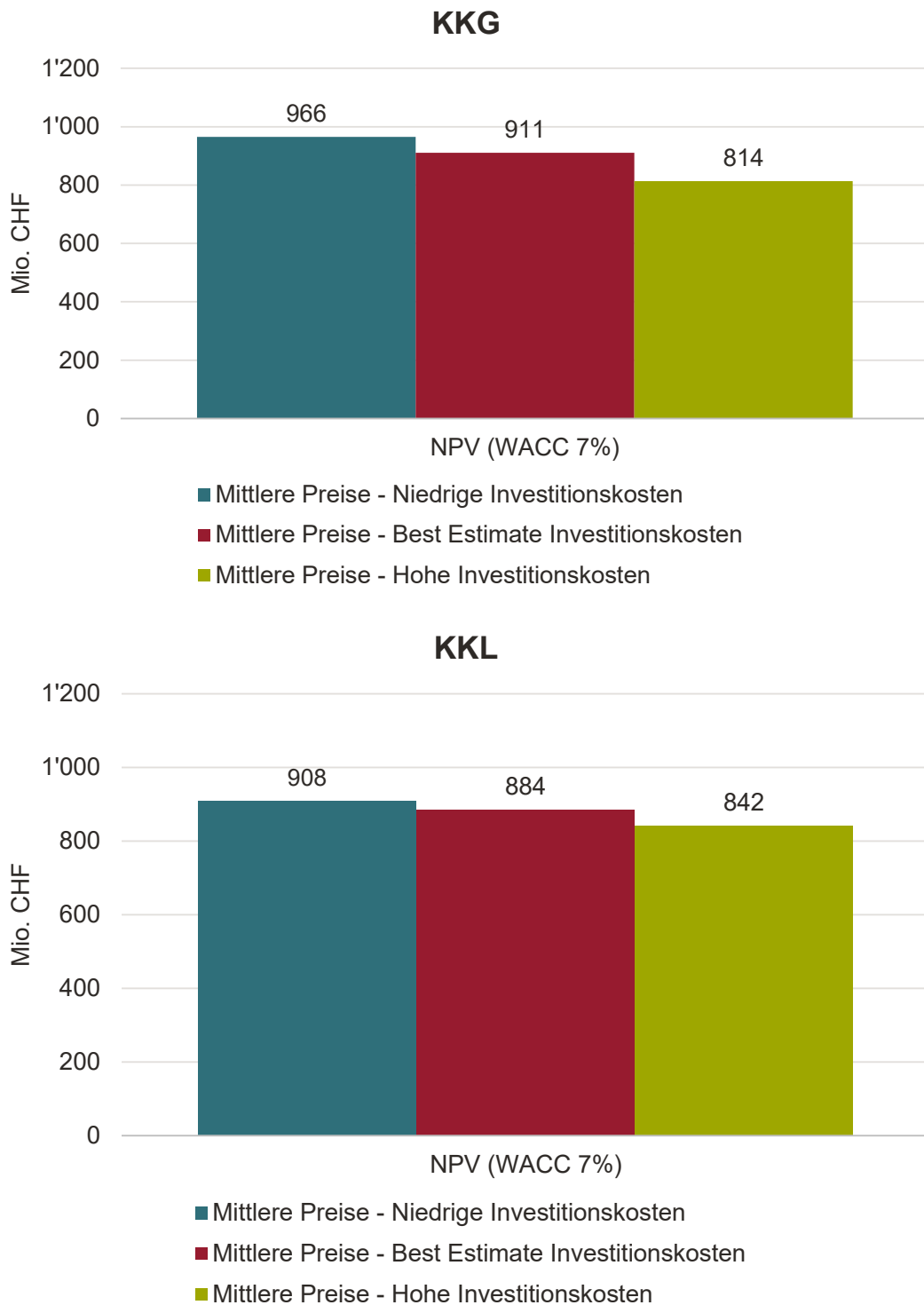
#### Höhe der Investitionskosten

Die Investitionskosten fallen über einen Zeitraum von mehr als dreissig Jahren an. Sowohl die genaue Höhe als auch der Zeitpunkt der einzelnen Ausgaben sind aus heutiger Sicht mit Unsicherheiten behaftet. Da beide Grössen – Höhe und zeitlicher Verlauf – die Wirtschaftlichkeit beeinflussen können, untersuchen wir die Wirkung alternativer Kostenannahmen.

Abbildung 15 zeigt den NPV der Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre bei höheren und geringeren Investitionskosten im Vergleich zur «Best Estimate»-Annahme.

Die Ergebnisse zeigen, dass im **Mittelpreisszenario** auch bei höheren Investitionskosten keine Wirtschaftlichkeitslücke zu erwarten ist: Der NPV bleibt deutlich positiv. Das bedeutet, dass selbst bei höheren Kosten – etwa infolge verschärfter regulatorischer Anforderungen oder technischer Defekte – keine Wirtschaftlichkeitslücke entsteht, solange die **zusätzlichen** Investitionen die Kosten der «Best Estimate»-Schätzung um 911 Mio. CHF beim KKW Gösgen bzw. 884 Mio. CHF beim KKW Leibstadt **nicht überschreiten**.

Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit eines Langzeitbetriebs bis 80 Jahre im  
Mittelpreisszenario mit unterschiedlichen Investitionskosten  
(aus Sicht von 2025, Kostenschätzungen der KKW-Betreiber)



Quelle: Frontier Economics

## Wirtschaftlichkeit bei reinem Winterbetrieb

Sollten die Grosshandelspreise ab 2040 in den Frühjahr- und Sommermonaten für einen längeren Zeitraum unter den variablen Kosten von KKG und KKL liegen, könnte es aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, den Betrieb über mehrere Monate einzustellen.

Wir prüfen die Wirtschaftlichkeit der KKW bei einem Betrieb in den Herbst- und Wintermonaten («Winterbetrieb»), also ein Betrieb in nur sechs Monaten pro Jahr.<sup>76</sup>

Ein Winterbetrieb verändert die Wirtschaftlichkeitsrechnung über zwei Wege:

- **Mengeneffekt** - Durch den reinen Winterbetrieb sinkt die jährlich produzierte Strommenge deutlich. Wir unterstellen, dass die Kraftwerke lediglich in den Herbst- und Wintermonaten Strom produzieren und ungeplante Nichtverfügbarkeit von 10% in dieser Zeit haben. Dies entspricht zum Beispiel einen technisch bedingten Ausfall für die gesamten sechs Monate, der alle sechs Jahre passiert. Die Investitions- und Fixkosten verteilen sich auf weniger erzeugte Kilowattstunden. Dadurch steigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Der Mengeneffekt wirkt somit kostenerhöhend.
- **Preiseffekt** – In den Wintermonaten liegen die Grosshandelspreise in der Regel über den Sommerwerten. Auf Grundlage von Preisprognosen im Rahmen eines Investitionsprojekts in Deutschland schätzt Frontier Economics den Preisaufschlag für die Herbst- und Wintermonaten im Vergleich zu den jährlichen Durchschnittspreisen auf ca. 21%.<sup>77,78</sup> Der Preiseffekt wirkt erlössteigernd.

Abbildung 16 zeigt die Wirtschaftlichkeit bei einem Betrieb in den Herbst- und Wintermonaten im Mittelpreisszenario. In diesem Szenario sinkt die Wirtschaftlichkeit von 911 Mio. CHF auf 129 Mio. CHF für KKG und von 884 Mio. CHF auf 224 Mio. CHF für KKL, bleibt jedoch positiv.

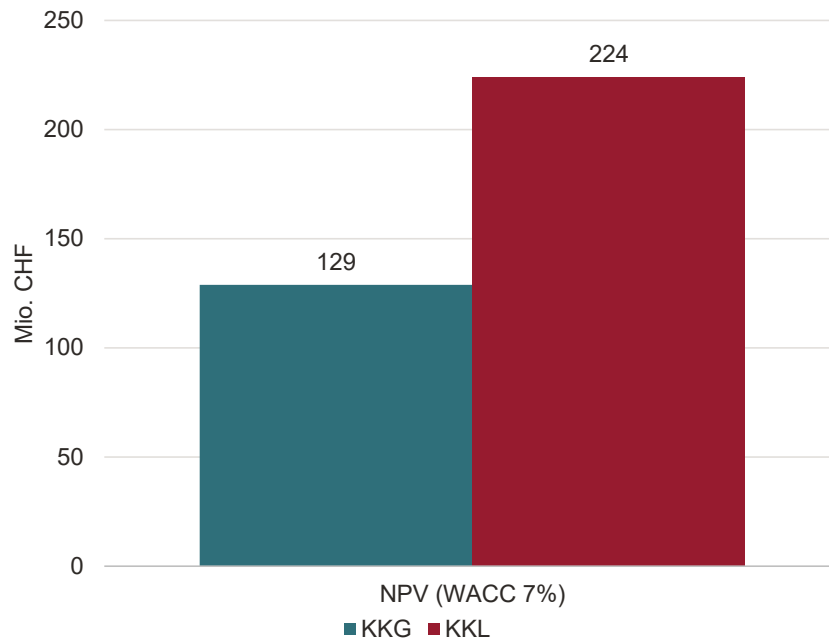
---

<sup>76</sup> Im Frühjahr sind die Grosshandelspreise tendenziell niedriger als in den Herbstmonaten, da viel Strom über Laufwasser produziert werden kann.

<sup>77</sup> Die Schätzung betrifft den Zeitraum 2038 bis 2042. Der Preisaufschlag ist etwas geringer als der auf den Spot-Märkten beobachtete Preisauflschlag im Jahr 2024 und deutlich höher als der Aufschlag im Jahr 2025. Grundsätzlich ist mit zunehmender Penetration von erneuerbaren Stromerzeugern von zunehmenden Preisunterschieden in den Winter- und Sommermonaten auszugehen. Strommarktmodelle können häufig die Volatilität der Grosshandelspreise nicht ausreichend abbilden. Somit unterschätzen wir gegebenenfalls die Wirkung des positiven Preiseffekts.

<sup>78</sup> Die erzielten Preise steigen durch den Preisauflschlag auf 54 bis 58 CHF/MWh (real, 2025) im Niedrigpreisszenario und 81 bis 83 CHF/MWh im Mittelpreisszenario.

Abbildung 16 Sensitivität: Reiner Winterbetrieb im Mittelpreisszenario (aus Sicht von 2025)

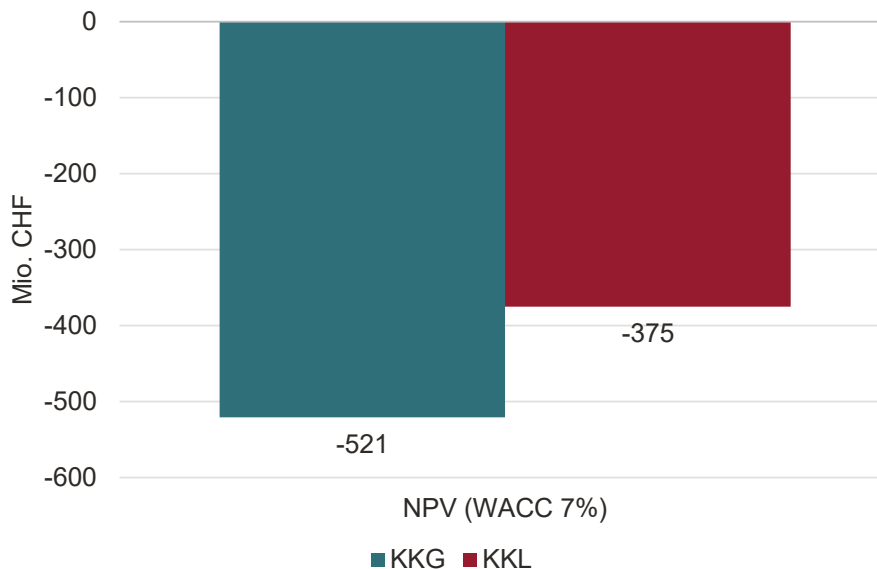


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf Basis von «Best Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber

Abbildung 17 zeigt die Wirtschaftlichkeit bei einem Betrieb in den Herbst- und Wintermonaten im Niedrigpreisszenario. In diesem Szenario steigt die ohnehin vorhandene Wirtschaftlichkeitslücke auf 521 Mio. CHF für KKG und auf 375 Mio. CHF für KKL.

Abbildung 17 Sensitivität: Reiner Winterbetrieb im Niedrigpreisszenario (aus Sicht von 2025)



Quelle: Frontier Economics

Quelle: Auf Basis von «Best Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber

### 3.4 Fazit zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) bis 80 Jahren aus heutiger Sicht grundsätzlich wirtschaftlich darstellbar ist. Unter realistischen Annahmen zu Investitionskosten und zukünftigen Strompreisen ergibt sich in den meisten Szenarien ein positiver Nettobarwert (NPV). Ein Break-Even-Preis, d.h. der Strompreis, ab dem sich die Investitionskosten vollständig amortisieren, liegt für beide KKW knapp über den Preisen im Niedrigpreisszenario, die wir aufgrund der aktuellen Terminmarktpreisen und unserer Expertise als unrealistisch niedrig einschätzen. Solange die Grosshandelspreise ab 2040 nicht unerwartet niedrig sein sollten, lassen sich Investitionen in einem Langzeitbetrieb bis 80 Jahre voraussichtlich amortisieren.<sup>79</sup>

<sup>79</sup> Die Volatilität der Grosshandelspreise spielt für den Vergleich zwischen dem Break-Even-Preis und den erwarteten Strompreisen vorerst keine Rolle. Bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung vergleichen wir lediglich die erwarteten Preis- und Kostenniveaus. Langfristige Preisrisiken können durch zusätzliche Preisszenarien oder durch höhere Kapitalkosten abgebildet werden. Unsere Analysen prüfen bereits die Wirtschaftlichkeit bei niedrigen Strompreisen. In Abschnitt 4.1.3 prüfen wir die Wirkung höherer Kapitalkosten auf die Wirtschaftlichkeit. Dabei zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit sinkt, im Mittelpreisszenario aber weiterhin deutlich positiv bleibt. Kurzfristige Preisrisiken sind für die Investitionsentscheidung von KKW-Betreiber wenig relevant, da diese diverse Möglichkeiten haben, kurzfristige Preisrisiken zu hedgen, z.B. über Termingeschäfte.

Eine Wirtschaftlichkeitslücke, also ein negativer Nettobarwert, tritt lediglich im Niedrigpreisszenario auf – und auch dort nur in begrenztem Umfang (unter 10 % der Investitionskosten). Damit erscheint eine substanzielle Wirtschaftlichkeitslücke aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Investitionen in den Langzeitbetrieb unter typischen Marktbedingungen durch die Stromerlöse gedeckt werden können.

Wir haben die Robustheit dieser Aussage durch verschiedene Sensitivitäten überprüft, die in Tabelle 5 zusammengefasst sind. Selbst bei einer Erhöhung der Investitionskosten um rund 20 % steigt der Break-Even-Preis minimal und der Nettobarwert im mittleren Strompreisszenario bleibt deutlich positiv. Bei einem reinen Winterbetrieb in jeweils sechs Monaten im Jahr, steigt der Break-Even-Preis signifikant – die durchschnittlichen Preise in den Betriebsmonaten müsste über jeweils 78 CHF/MWh für KKG und 72 CHF/MWh für KKL liegen, damit die Investitionen in den Langzeitbetrieb wirtschaftlich sind.

**Tabelle 5 Break-Even-Preise in CHF/MWh in Abhängigkeit von der Höhe der Investitionskosten und der Auslastung, aus Sicht von 2025**

<b>Sensitivität</b>	<b>KKG</b>	<b>KKL</b>
<b>Referenz – 7% WACC (nominal, vor Steuern) 20 Jahre Betrieb nach dem 60. Betriebsjahr, «Best-Estimate»-Investitionskosten</b>	45,57	43,84
<b>Sensitivität – Um 11% niedrigere Investitionskosten</b>	44,12	43,15
<b>Sensitivität – Um 20% höhere Investitionskosten</b>	48,14	45,08
<b>Sensitivität – Reiner Winterbetrieb (6 Monate im Jahr)</b>	77,78	71,78

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Nominaler WACC vor Steuern in Höhe von 7 %.

Nicht berücksichtigt sind bislang potenzielle Upsides aus der Bereitstellung systemdienlicher Leistungen oder aus der Nutzung von Überschussstrom (Strom produziert zu Stunden mit sehr tiefen oder sogar negativen Preisen) für die Erzeugung von «pinkem Wasserstoff». Diese könnten insbesondere in Szenarien mit niedrigen Strompreisen die Wirtschaftlichkeit verbessern oder eine bestehende Lücke verringern.

Gleichzeitig bestehen Unsicherheiten, die bei einer Investitionsentscheidung zu einem späteren Zeitpunkt erneut geprüft werden sollten. Dazu zählen insbesondere:

- die langfristige Entwicklung der Grosshandelspreise, die u.a. von der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt abhängt;

- die künftige Auslastung der Anlagen im Kontext wachsender erneuerbarer Einspeisung und saisonaler Preisschwankungen, welche die Auslastung und somit die Wirtschaftlichkeit beeinflussen können (siehe Sensitivität mit reinem Winterbetrieb);
- potenzielle Änderungen regulatorischer Rahmenbedingungen, die sich auf Kosten, Erlöse oder die effektive Betriebsdauer auswirken können.

Vor diesem Hintergrund ist das Ergebnis als positives, aber vorläufiges Ergebnis zu interpretieren: Unter den heutigen Annahmen spricht wenig gegen die Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs bis 80 Jahre. Die finale Beurteilung sollte jedoch zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung zum Langzeitbetrieb – unter Berücksichtigung neuer Informationen zu Marktpreisentwicklungen, regulatorischen Vorgaben und der europäischen Strommarktintegration – aktualisiert werden.

Insgesamt erscheint der Langzeitbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke bei stabilen Rahmenbedingungen und moderaten Preisannahmen wirtschaftlich tragfähig. Eine Wirtschaftlichkeitslücke erscheint daher unter aktuell erwarteten Rahmenbedingungen kein zentrales Investitionshindernis, kann aber unter bestimmten ungünstigen Markt- oder Politikbedingungen nicht vollständig ausgeschlossen werden.

## 4 Analyse nicht-wirtschaftlicher Risiken als mögliche Investitionshindernisse

In **Abschnitt 3** haben wir eine Wirtschaftlichkeitslücke als mögliches Investitionshindernis geprüft und festgestellt, dass auf Basis der von uns berücksichtigten Investitionskosten und der Preisszenarien eine Wirtschaftlichkeitslücke aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich ist. Es können neben einer Wirtschaftlichkeitslücke jedoch auch weitere Hindernisse für die Investitionen in den Langzeitbetrieb bestehen.

Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre erfordern einen hohen zeitlichen Vorlauf (mindestens 10 Jahre, siehe Abschnitt 2). Sie sind kapitalintensiv und haben lange Amortisationszeiten. Daher spielen langfristige Unsicherheiten und Risiken bei der Investitionsentscheidung eine wichtige Rolle. Daraus können sich weitere Investitionshindernisse ergeben, die wir in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen in **Abschnitt 3** nicht abgebildet haben.

Dieses Kapitel fasst die zentralen Risikofelder zusammen und beschreibt deren Wirkmechanismen auf die Investitionsentscheidung:

- In **Abschnitt 4.1** diskutieren wir mögliche politische und regulatorische Risiken unter Einbezug der Erfahrung aus dem europäischen Ausland und quantifizieren die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in den Langzeitbetrieb;
- in **Abschnitt 4.2** schildern wir kurz weitere grundsätzlich mögliche Investitionshindernisse; und
- **Abschnitt 4.3** fasst unser Fazit mit Blick auf einen sich ergebenden staatlichen Handlungsbedarf zusammen.

### 4.1 Politische und regulatorische Risiken

Politische und regulatorische Risiken können zu vorzeitigen Stilllegungen oder zusätzlichen Investitionen führen, so dass die Investitionskosten für die Ermöglichung des Langzeitbetriebs bis 80 Jahre nicht vollständig amortisiert werden und in «*stranded assets*»<sup>80</sup> resultieren. Die Betreiber von KKG und KKL betonen in diesem Zusammenhang die Bedeutung stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen.<sup>81</sup>

---

<sup>80</sup> Ein *stranded asset* im Kontext von Kernkraftwerken bezeichnet eine Anlage, bei der ein wesentlicher Anteil der Investitionskosten nicht amortisiert werden konnte. Dies kann beispielsweise eintreten, wenn sich aufgrund politischer, regulatorischer, technischer oder marktbezogener Veränderungen die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs oder der Investition in den Langzeitbetrieb verschlechtert.

<sup>81</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, S. 13: «Nach Einschätzung der Betreiber sind die für einen längeren Leistungsbetrieb erforderlichen Investitionen unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen voraussichtlich nicht amortisierbar. Insbesondere sei die ex ante Unsicherheit in Bezug auf die weitere Entwicklung des regulatorischen Rahmens und der politischen Meinungsbildung eine grosse Herausforderung.».

In diesem Abschnitt zeigen wir:

- ausgewählte Beispiele für politische und regulatorische Risiken, die die Investition in den Langzeitbetrieb hindern können (**Abschnitt 4.1.1**);
- Beispiele von Investitionen in den Langzeitbetrieb in anderen europäischen Ländern, die ohne finanzielle Fördermassnahmen erfolgt sind (**Abschnitt 4.1.2**); und
- die Wirkung von regulatorisch-politischen Risiken auf die Wirtschaftlichkeit durch Sensitivitätsrechnungen mit vorzeitigen Stilllegungen und höheren Kapitalkosten (**Abschnitt 4.1.3**).

#### 4.1.1 Beispiele für politische und regulatorische Risiken

Folgende politische und regulatorische Risiken können für die Investitionsentscheidung bei einem Langzeitbetrieb relevant sein:

- **Vorzeitige Stilllegung aus politischen Gründen:** Es besteht das Risiko eines politisch motivierten vorzeitigen Ausstiegs oder einer nachträglichen Einschränkung des Betriebs (z. B. durch Volksentscheid oder Gesetzesrevision) nach einem Sicherheitsvorfall im Ausland oder sich aus anderen Gründen veränderte politische Akzeptanz. Solche Risiken können in höheren Kapitalkosten (Risikozuschlag) sowie einem beschleunigten Amortisationspfad resultieren.<sup>82</sup>
- **Verschärfung von Sicherheitsanforderungen und Bewilligungspflichten:** Schrittweise verschärfte Nachweispflichten oder neue Auslegungsgrundsätze bestehender Regelungen können zusätzliche Nachrüstungen erforderlich machen. Diese Nachrüstungen führen zu höheren Investitionskosten für den Langzeitbetrieb. Solche Kosten können entweder frühzeitig antizipiert und in die Investitionsentscheidung einbezogen werden oder unerwartet auftreten und den Weiterbetrieb unrentabel machen.
- **Strengere Auslegung bestehender Regelwerke:** Falls bestehende Regelwerke strenger ausgelegt werden und Betreiber individuelle Sicherheitslösungen entwickeln müssen, statt auf industrielle Standardprodukte zurückgreifen zu können, kann das notwendige Sicherheitsmassnahmen verteuern.
- **Regelungen mit Rückwirkung auf den Betrieb:** Änderungen bei den Vorgaben für die Rückstellungen, Änderungen der Regelungen für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (STENFO), oder eine Anordnung zur Produktionssenkung durch den Netzbetreiber zu Zeiten mit hoher EE-Einspeisung können die laufende Kosten- und Erlösstruktur verändern. Auch steigende Sicherheitsanforderungen oder erschwerte Erlangung von notwendigen Bewilligungen und Freigaben, wie z.B. Bau- und Transportbewilligungen,

---

<sup>82</sup> Grundsätzlich ist auch eine vorzeitige Stilllegung aus technischen Gründen möglich – wenn z.B. eine lebensbegrenzende Komponente einen Defekt aufweist. Diese hätte die gleiche Wirkung wie eine politisch motivierte vorzeitige Stilllegung. Allerdings tragen üblicherweise die Risiken dafür die KKW-Betreiber. Vgl. BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024.

können die Erlösstruktur ändern, indem sie zu längeren Stillständen für die Umsetzung erforderlicher Massnahmen führen. Als Folge kann sich die Planungssicherheit reduzieren.

Politisch-regulatorische Risiken können dazu führen, dass entweder gar nicht in den Langzeitbetrieb investiert wird oder die Investoren bzw. finanzierende Kreditinstitute hohe Entschädigung für das eingesetzte Kapital verlangen. Das würde die Kapitalkosten erhöhen.

#### 4.1.2 Beispiele für Investitionen in den Langzeitbetrieb ohne finanzielle Unterstützungsmassnahmen bei positiven Rahmenbedingungen

Die nachfolgenden Beispiele zeigen, dass stabile Rahmenbedingungen wichtige Voraussetzung sind, um Investitionen in den Langzeitbetrieb ohne finanzielle Unterstützungsmassnahmen durch den Staat zu ermöglichen.

In **zwei europäischen Ländern (Finnland und Schweden) wurden bereits Investitionsentscheidungen für den Langzeitbetrieb** ohne staatliche finanzielle Unterstützung getroffen. In beiden Ländern gab es zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung eine klare positive politische Haltung gegenüber Kernkraft und dem Langzeitbetrieb.

- **Finnland:** NEA schätzte 2021 die regulatorisch-politischen Rahmenbedingungen positiv ein:<sup>83</sup>
  - es gab in Finnland keine Anzeichen eines Ausstiegs aus der Kernenergie;
  - die Betriebsbewilligungen der bestehenden KKW wurden verlängert;
  - ein neues Kernkraftwerk war im Bau (Olkiluoto 3).
- **Schweden:** NEA schätzte 2021 die politisch-regulatorische Risiken als mittelhoch ein, da es zu diesem Zeitpunkt zwar keine explizite Phase-Out Policy gab, jedoch KKW-Stilllegungen geplant waren und das energiepolitische Ziel 100% erneuerbaren Strom bis zum Jahr 2040 vorsah.<sup>84</sup> Es gab zuvor durch die Abschaffung der Kernenergie-Kapazitätssteuer im Jahr 2016 das Signal, dass es Änderungen im politischen Rahmen zugunsten von Kernenergie geben kann.<sup>85</sup> Im Mai 2025 hat der Reichstag einen Rahmen für staatliche Beihilfen (u. a. staatlich abgesicherte Kredite und Preisgarantien im CfD-

---

<sup>83</sup> OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Table 2.1

<sup>84</sup> OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Table 2.1.

<sup>85</sup> Enerdata (2016): Sweden removes nuclear capacity tax, 13. Juni 2016, <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/sweden-removes-nuclear-capacity-tax.html>

Stil) für neue Kernkraft beschlossen.<sup>86</sup> Die vorangehende Regierungskommunikation und Agenturberichte unterstreichen die langfristige Orientierung Richtung Kernenergie.<sup>87</sup>

Darüber hinaus senken staatliche Beteiligungen an den KKW die politischen Risiken indirekt.<sup>88</sup>

In der **Schweiz** gibt es seit dem Jahr 2024 Anzeichen für eine **Veränderung des politischen und gesellschaftlichen Klimas gegenüber der Kernenergie**:

- Die Sorge vor einer möglichen Strommangellage hat sich in den letzten Jahren zu einem zentralen Thema der schweizerischen Energiepolitik entwickelt. Unter Strommangellage versteht man eine länger andauernde Unterdeckung der inländischen Stromnachfrage, insbesondere in den Wintermonaten, wenn die Stromproduktion aus Photovoltaik gering ist und die Importe aus dem Ausland aufgrund knapperer Verfügbarkeit oder Netzengpässen eingeschränkt sein können. In solchen Zeiten können KKW einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.
- Der Bundesrat hat eine Botschaft für einen Gegenvorschlag zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» verabschiedet, mit dem das derzeitige Neubauverbot für Kernkraftwerke aufgehoben werden könnte.<sup>89</sup> Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) begrüsst den Gegenvorschlag des Bundesrates.<sup>90</sup>
- Umfragen deuten darauf hin, dass sich die öffentliche Stimmung zugunsten von Kernenergie gewandelt hat. In mehreren Umfragen befürworteten mehr als die Hälfte der Befragten die Aufhebung des Neubauverbots.<sup>91</sup>

---

<sup>86</sup> Government Offices of Sweden (2025): Green light for a new model for financing and risk sharing for investments in new nuclear power, Press Release, 21. Mai 2025, <https://www.government.se/press-releases/2025/05/green-light-for-a-new-model-for-financing-and-risk-sharing-for-investments-in-new-nuclear-power/>

<sup>87</sup> Die Richtungsentscheide der KKW-Betreiber zur Verlängerung auf 80 Betriebsjahre für Forsmark 1–3 und Ringhals 3–4 wurden schon im Juni 2024 getroffen. Es ist jedoch anzunehmen, dass politische Unterstützung bereits vorher absehbar war. Siehe Vattenfall, Forsmark and Ringhals nuclear power plants aim for 80 years of operation of existing reactors, 17. Juni 2024, <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2024/forsmark-and-ringhals-nuclear-power-plants-aim-for-80-years-of-operation-of-existing-reactors>

<sup>88</sup> In Schweden gehören die Kernkraftwerke Forsmark und Ringhals mit Anteilen von 66% bzw. 70,4% mehrheitlich zu Vattenfall, das vollständig im Besitz des schwedischen Staates ist. In Finnland ist der finnische Staat als Mehrheitseigentümer von Fortum (50,8%) an den beiden Kernkraftwerken des Landes beteiligt. Fortum ist alleiniger Eigentümer des KKW Loviisa und hält Anteile in Höhe von 25,8% am Betreiberunternehmen des KKW Olkiluoto.

<sup>89</sup> <https://www.news.admin.ch/de/newnsb/GIECKzWVs6ZX6W1ba4i6X>

<sup>90</sup> <https://www.strom.ch/de/nachrichten/der-vse-begruesst-den-gegenvorschlag-zur-initiative-blackout-stoppen-fuer-mehr-technologieoffenheit>

<sup>91</sup> <https://www.swissinfo.ch/ger/neue-umfrage-zeigt-mehrheit-f%c3%bcr-bau-neuer-akw/87639742>;  
<https://www.strom.ch/de/nachrichten/vse-umfrage-bestaetigt-versorgungssicherheit-hat-fuer-schweizer-bevoelkerung-oberste-prioritaet>

- Mehrere aktuelle Studien prüfen die positive Rolle von Kernenergie im Energiemix und zeigen, dass Kernenergie in der Schweiz als Option ernst genommen wird.<sup>92</sup>

Diese Entwicklungen können die Wahrnehmung politischer Risiken senken. Sie ersetzen jedoch nicht den Bedarf stabiler regulatorischer und politischer Rahmenbedingungen. In **Kapitel 5** zeigen wir mögliche Massnahmen zur weiteren Reduktion der regulatorisch-politischen Risiken auf.

### 4.1.3 Wirkung von politisch-regulatorischen Risiken auf die Wirtschaftlichkeit

Wir prüfen empirisch die Wirkung von politisch-regulatorischen Risiken auf die Wirtschaftlichkeit über Sensitivitäten mit vorzeitigen Stilllegungen und mit höherem WACC.

#### Vorzeitige Stilllegungen

Wir prüfen die Wirkung von politisch motivierter vorzeitiger Stilllegung über Sensitivitäten zum Mittel- und Niedrigpreisszenario. Wir berechnen dafür die Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit einer **vorzeitigen Stilllegung** nach 2, 5, 10 oder 15 Jahren (statt 20 Jahre Langzeitbetrieb) nach der Erreichung der 60 Jahre. In den Berechnungen berücksichtigen wir, dass eine politisch motivierte vorzeitige Stilllegung ungeplant verlaufen kann und somit mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.

Wir nehmen an, dass:

- die Investitionskosten für weitere fünf Jahre nach der vorzeitigen Stilllegung anfallen, da Bestellungen nicht storniert werden können;
- zusätzliche Betriebskosten und variable Kosten anfallen, die im **Anhang B** näher beschrieben sind.

Abbildung 18 zeigt die Auswirkung kürzerer Betriebszeiten auf die Wirtschaftlichkeit von KKG und KKL im Mittelpreisszenario. Bei einer vorzeitigen Stilllegung nach 10 Jahren sinkt die Wirtschaftlichkeit von 911 Mio. CHF auf 328 Mio. CHF (beides real, 2025) für KKG und von 884 Mio. CHF auf 390 Mio. CHF (beides real, 2025) für KKL im Vergleich zu einem Langzeitbetrieb bis 80 Jahre. Bei einer vorzeitigen Stilllegung nach 5 Jahren erstet für KKG eine Wirtschaftlichkeitslücke von 82 Mio. CHF (real, 2025) während KKL noch einen knapp positiven Barwert von 49 Mio. CHF (real, 2025) aufweist. In der Sensitivität einer vorzeitigen Stilllegung nach 2 Jahren, weisen beide KKW-Wirtschaftlichkeitslücken in Höhe von 404 Mio. CHF (KKG) und 204 Mio. CHF (KKL) auf (beides real, 2025).

---

<sup>92</sup> Siehe, zum Beispiel, Akademien der Wissenschaft Schweiz (2025) Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht; sowie eine derzeit bis voraussichtlich Juli 2026 laufende interdisziplinäre Studie von TA Swiss, zu der mehrere Schweizer Universitäten und Instituten beitragen, verfügbar unter: <https://www.ta-swiss.ch/neue-nukleartechnologien>.

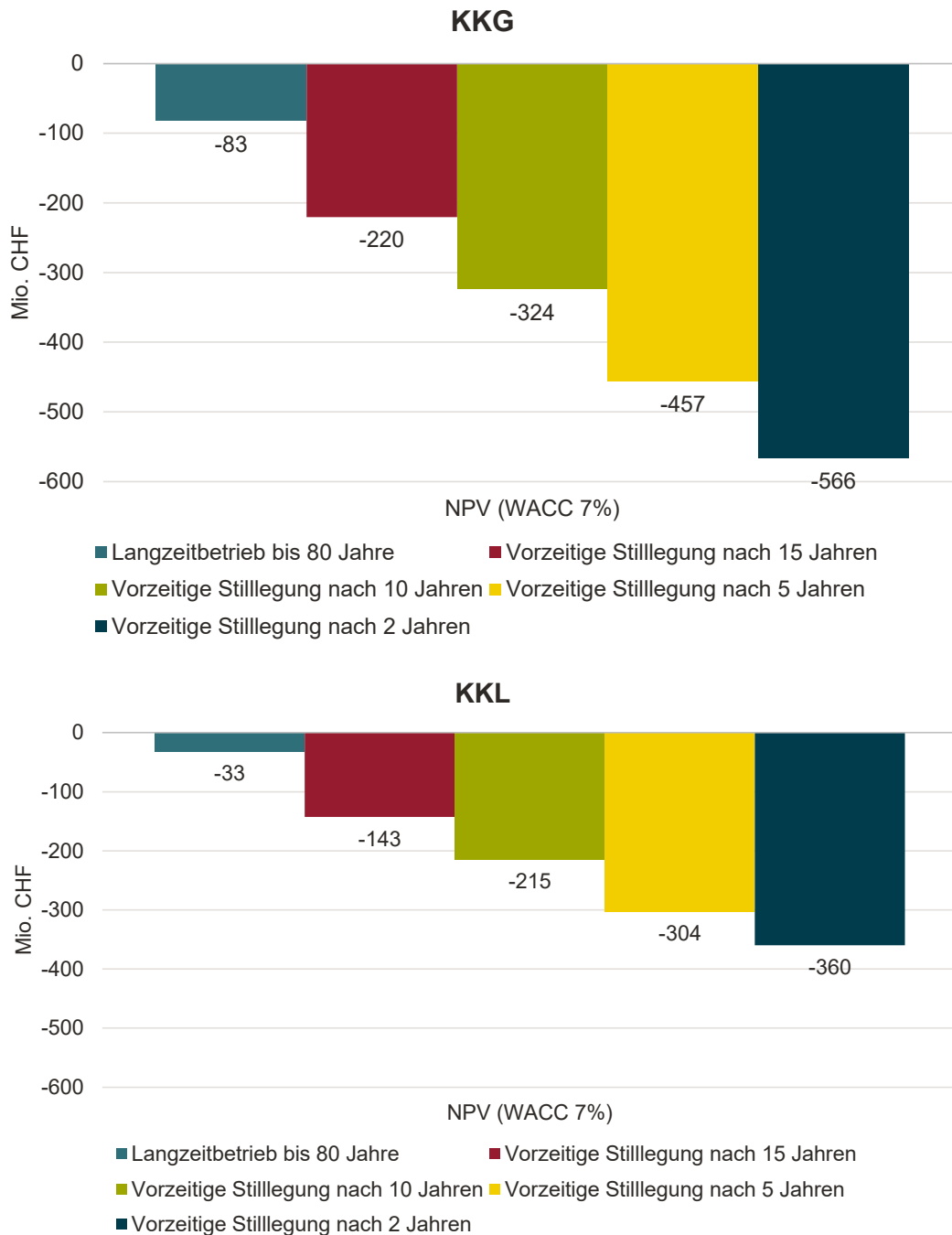
**Abbildung 18 Sensitivität: Vorzeitige Stilllegung nach 15, 10, 5 oder 2 Jahren nach dem 60. Betriebsjahr im Mittelpreisszenario (aus Sicht von 2025)**



Darüber hinaus haben wir untersucht, wie sich eine vorzeitige Stilllegung auf die Wirtschaftlichkeit der KKW im Niedrigpreisszenario auswirkt, in dem bereits im Langzeitbetrieb bis 80 Jahre eine Wirtschaftlichkeitslücke besteht. Diese Sensitivität ist damit begründet, dass eine politisch motivierte vorzeitige Stilllegung ungeplant verlaufen kann und somit eine bereits vorhandene Wirtschaftlichkeitslücke erhöhen kann.

Abbildung 19 zeigt die Wirtschaftlichkeit bei vorzeitiger Stilllegung im Niedrigpreisszenario. In diesem Szenario besteht bereits im Langzeitbetrieb bis 80 Jahre eine Wirtschaftlichkeitslücke in Höhe von 83 Mio. CHF für KKG und 33 Mio. CHF für KKL. Umso früher eine vorzeitige Stilllegung eintritt, desto mehr vergrössert sich die Wirtschaftlichkeitslücke. Im Falle einer vorzeitigen Stilllegung nach 2 Jahren liegt bei 566 Mio. CHF für KKG und 360 Mio. CHF für KKL.

**Abbildung 19 Sensitivität: Vorzeitige Stilllegung nach 15, 10, 5 oder 2 Jahren nach dem 60. Betriebsjahr im Niedrigpreisszenario (aus Sicht von 2025)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf Basis von «Best Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber

Eine vorzeitige Stilllegung führt dazu, dass die Break-Even-Preise, das heisst, die durchschnittlichen Erlöse pro Megawattstunde, die mindestens erzielt werden müssen, damit

Investitions- und Betriebskosten gedeckt werden, steigen. Tabelle 6 zeigt die Entwicklung der Break-Even-Preise in den jeweiligen Sensitivitäten. Je früher die KKW stillgelegt werden, desto höher müssen die Grosshandelspreise sein, damit sich die Investitionen amortisieren können. Schon bei einer vorzeitigen Stilllegung nach fünfzehn Jahren entfernen sich die Break-Even-Preise von den Strompreisen im Mittelpreisszenario. Sollten die Strompreise in der Zukunft tatsächlich niedriger als aktuell erwartet und nah an den Preisen im Niedrigpreisszenario liegen, wird die Wirtschaftlichkeitslücke bei einer vorzeitigen Stilllegung verstärkt (s. Abbildung 19).

**Tabelle 6 Break-Even-Preise in CHF/MWh in Abhängigkeit von der Dauer des Langzeitbetriebs, aus Sicht von 2025**

Sensitivität	KKG	KKL
Langzeitbetrieb bis 80 Jahre	45,57	43,84
Vorzeitige Stilllegung nach 15 Jahren	50,25	47,70
Vorzeitige Stilllegung nach 10 Jahren	56,60	52,29
Vorzeitige Stilllegung nach 5 Jahren	75,81	65,64
Vorzeitige Stilllegung nach 2 Jahren	134,22	104,47

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf Basis von, «Best Estimate»-Investitionskosten und nominalem WACC vor Steuern in Höhe von 7%.

## Höherer WACC

Höhere Risiken können im Rahmen der NPV-Bewertung auch über einen erhöhten *Weighted Average Cost of Capital* («WACC») abgebildet werden. Der WACC repräsentiert die gewichteten Kapitalkosten eines Projekts und dient als Diskontfaktor zur Abzinsung zukünftiger Zahlungsströme. 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. Durch die Erhöhung des WACC werden zukünftige Erlösströme riskanterer Investitionen stärker abgezinst, wodurch der Barwert der zukünftigen Cashflows sinkt. Damit lässt sich im NPV-Modell rechnerisch nachvollziehen, dass Projekte mit höherem Risiko – beispielsweise aufgrund von Markt-, Politik- oder Technologieunsicherheiten – eine geringere Investitionsattraktivität aufweisen, sofern keine kompensierende Renditeerwartung besteht.

Wir prüfen die Wirkung von höheren Kapitalkosten aufgrund von politisch-regulatorischer Risiken im Mittelpreisszenario, indem wir eine Sensitivität mit 10% nominalem WACC vor Steuern berechnen. Der Break-Even-Preis, ab dem sich die Investitionen in den

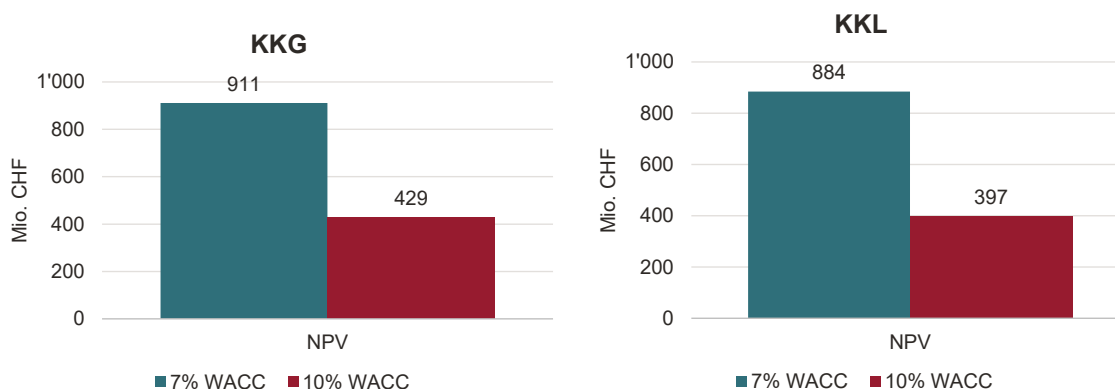
Langzeitbetrieb bis 80 Jahren rentieren, steigt für KKG von ca. 46 auf ca. 49 CHF/MWh. Für KKL steigt er von ca. 44 auf ca. 46 CHF/MWh.

Abbildung 20 stellt die Auswirkung eines höheren WACCs auf die Wirtschaftlichkeit für das Mittelpreisszenario in Zusammenhang mit den «Best Estimate»-Investitionskosten dar.

Die Wirtschaftlichkeit bleibt positiv, sinkt jedoch signifikant:

- von 911 auf 429 Mio. CHF (real, 2025), also um ca. 53% für KKG und
- von 884 auf 397 Mio. CHF (real, 2025), also um ca. 55% für KKL.

**Abbildung 20 Sensitivität: WACC in Höhe von 10 % im Mittelpreisszenario (aus Sicht von 2025)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf Basis von «Best Estimate»-Kostenschätzungen durch die KKW-Betreiber

## 4.2 Weitere mögliche Hindernisse für die Investition in den Langzeitbetrieb, die nicht durch an die KKW gerichtete finanzielle Massnahmen adressiert werden können

Grundsätzlich können auch weitere Risiken die Investition in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre hindern:

- **Technische Risiken:** Alterungsmanagement über 60 Jahre hinaus erfordert gezielte Nachrüstungen, Material- und Integritätsprüfungen sowie ggf. Ersatz grosser Komponenten. Diese können zur Einstellung des Weiterbetriebs führen. Zum Beispiel:
  - Ein Defekt an lebensbegrenzenden Komponenten («*single-point-failure*») nach Umsetzung einiger Massnahmen kann den Weiterbetrieb technisch unmöglich machen (s. **Abschnitt 2.2.1**). Kritische und nicht austauschbare sicherheitstechnisch wichtige Komponenten wie der Reaktordruckbehälter, das innere Containment oder das Bioshield gelten aus heutiger Sicht jedoch nicht als Hindernis für einen Betrieb

über 80 Jahre. Die Erfahrung mit Laufzeiten bis 80 Jahre ist jedoch begrenzt. Daher sollte man zumindest die theoretische Möglichkeit eines Defekts an solchen Grosskomponenten bei der Risikobetrachtung berücksichtigen.

- Ein Defekt an einer grundsätzlich austauschbaren grossen Komponente im Langzeitbetrieb über 60 Jahre kann aus wirtschaftlichen Gründen nicht durchgeführt werden, falls es absehbar ist, dass die verbleibende Betriebszeit für die Amortisation der Investition nicht ausreichend sein wird. Das Risiko solcher Defekte steigt mit Alter der Anlagen und der grossen Komponenten.
- **Risiken in Zusammenhang mit den Lieferketten und Fachkräftemangel:** Durch die unsichere Zukunft von Kernenergie in Europa nach Fukushima, ist die Verfügbarkeit von Komponenten, Rohstoffen und Fachpersonal unsicher. Die KKW-Betreiber beschreiben schon 2024 «den Erhalt der notwendigen Kompetenzen als eine Herausforderung».<sup>93</sup>

Die Wirkung technischer Risiken auf die Wirtschaftlichkeit steht nicht im Fokus unserer Analysen. Sie lässt sich jedoch ähnlich interpretieren wie die Sensitivitäten zu erhöhten Investitionskosten bzw. eine verkürzte Betriebsdauer. In beiden Fällen lag der Nettobarwert der Investitionen in den Langzeitbetrieb für das Mittelpreisszenario im positiven Bereich.

Beide Risiken sind in der Aktennotiz des BFE vom Jahr 2024 erkannt.<sup>94</sup> Sie stehen jedoch nicht im Fokus unserer Arbeiten und werden bei der weiteren Prüfung geeigneter Massnahmen ausschliesslich als Kontext berücksichtigt.

### 4.3 Fazit zur Analyse nicht-wirtschaftlicher Risiken

Neben der Wirtschaftlichkeit können insbesondere politische, regulatorische und technische Unsicherheiten die Investitionsentscheidung für einen Langzeitbetrieb massgeblich beeinflussen. Diese Risiken wirken vor allem über ihre Auswirkungen auf die Planungssicherheit und die Amortisationsdauer der Investitionen. Änderungen im politischen Kurs, neue Auflagen oder eine unerwartete Verschärfung der Sicherheitsanforderungen können die Wirtschaftlichkeit eines Langzeitbetriebs erheblich beeinträchtigen bzw. den Break-Even-Preis stark erhöhen. Auch Anpassungen bei Fondsregelungen oder Eingriffe in die Betriebsführung können die erwarteten Zahlungsströme verändern. Solche Unsicherheiten erhöhen in der Regel die Kapitalkosten (WACC) oder führen zu einer Verschiebung von Investitionsentscheidungen.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass eine moderate Erhöhung der Kapitalkosten oder eine leicht verkürzte Betriebsdauer auf beispielsweise 15 Jahre den Nettobarwert zwar mindern, jedoch bei mittleren Strompreisen keine Wirtschaftlichkeitslücke zu erwarten ist, da diese über den jeweiligen Break-Even-Preisen liegen. Bei deutlich erhöhtem Risiko – etwa durch

---

<sup>93</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, S. 18.

<sup>94</sup> BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024, S. 18.

vorzeitige Stilllegung oder wiederholte politische Eingriffe – kann sich die Wirtschaftlichkeit aber spürbar verschlechtern. Eine klare und verlässliche politische Haltung zum Langzeitbetrieb ist daher eine zentrale Voraussetzung für Investitionsentscheidungen.

**Tabelle 7 Break-Even-Preise in CHF/MWh in Abhängigkeit von der Betriebsdauer und der Kapitalkosten, aus Sicht von 2025**

Sensitivität	KKG	KKL
<b>Referenz – 7% WACC (nominal, vor Steuern) 20 Jahre Betrieb nach dem 60. Betriebsjahr</b>	45,57	43,84
<b>Sensitivität – 10 % WACC (nominal, vor Steuern)</b>	48,88	45,21
<b>Sensitivität – vorzeitige Stilllegung nach 15 Jahren</b>	50,25	47,70
<b>Sensitivität – vorzeitige Stilllegung nach 10 Jahren</b>	56,60	52,29
<b>Sensitivität – vorzeitige Stilllegung nach 5 Jahren</b>	75,81	65,64
<b>Sensitivität – vorzeitige Stilllegung nach 2 Jahren</b>	134,22	104,47

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf Basis von, «Best Estimate»-Investitionskosten. Nominaler WACC vor Steuern in Höhe von 7 % im Referenzszenario und in den Sensitivitäten mit früherer Stilllegung.

Technische und strukturelle Risiken wie der Ausfall lebensbegrenzender Komponenten oder Engpässe bei Fachkräften und Zulieferern bleiben ebenfalls relevant, sind aber nur begrenzt politisch steuerbar. Sie können durch vorausschauendes Alterungsmanagement, Kompetenzsicherung und internationale Kooperationen gemindert werden.

## Investitionshindernisse bei Langzeitbetrieb und Neubauten

Investitionen in KKW-Neubauten unterliegen teilweise anderen Investitionshindernissen.

Folgende Tabelle schafft einen Überblick über die Unterschiede zwischen Investitionshindernissen bei Langzeitbetrieb bis 80 Jahre und bei Neubauten.

Zusammengefasst: Die Rolle einer möglichen Wirtschaftlichkeitslücke ist bei Neubauten voraussichtlich höher als beim Langzeitbetrieb, da die Investitionskosten signifikant höher sind. Die Rolle von unerwarteten Stilllegungen aus technischen Gründen ist voraussichtlich geringer.

Hindernis	Langzeitbetrieb	Neubau	Erläuterungen
<b>Wirtschaftlichkeitslücke</b>	eher unwahrscheinlich <i>Neubewertung vor finaler</i>	Wahrscheinlichkeit höher aufgrund von höheren Stromgestehungskosten	LCOE bei Langzeitbetrieb relativ niedrig, LCOE bei Neubau tendenziell höher wegen höherer Kapitalkosten und längerem Zeitraum zwischen finaler

	<i>Investitionsentscheidung nötig</i>	(«LCOE» für «Levelised Cost of Energy»)	Investitionsentscheidung und Betrieb, höhere Risiken für zeitliche Verzögerungen (Baubewilligung, Netzanschluss), etc.
<b>Kostenrisiken</b>	vorhanden	vorhanden und höher	Jüngere Neubauten in Europa mit signifikanten Kostensteigerung und Bauverzögerungen (Grossbritannien, Finnland, Frankreich, USA)
<b>Preis- und Mengenrisiken</b>	vorhanden	vorhanden und über einen längeren Zeitraum	Preisvolatilität und Auslastung in Abhängigkeit von Penetration von P2X und Speichern  Technisch bedingte Auslastungsrisiken bei Neubau geringer
<b>Risiko vorzeitiger politisch motivierter Stilllegung</b>	grds. vorhanden	grds. vorhanden	Wahrscheinlichkeit eines Unfalls bei älteren KKW höher als bei neueren; allerdings Wirkung des Risikos bei vorzeitiger Stilllegung des Risikos bei Neubauten höher (bei Stilllegung nach X Jahren)
<b>Liquiditäts- und Finanzierungsrisiken</b>	gering	grds. vorhanden, anderes Cashflow-Profil	Bei Verlängerung relativ geringe und kontinuierliche Ausgaben, die teilweise von laufenden Einnahmen finanziert werden können  Bei Neubauten höhere Anforderungen für Bankability wegen Cashflow-Profil und höherer Realisierungsrisiken
<b>Regulatorische Risiken*</b>	vorhanden	hoch	Bei Langzeitbetrieb Exposure über einen kürzeren Zeitraum und geringere potenziell versunkene Kosten

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Regulatorische Risiken betreffen z.B. Unsicherheiten bei Entsorgungs- und Stilllegungsanforderungen und Stilllegungsmöglichkeiten oder bei Sicherheitsanforderungen

## 5 Empfehlungen für regulatorische und finanzielle Unterstützung in der Schweiz

In den **Abschnitten 3** und **4** haben wir festgestellt, dass aus heutiger Sicht

- eine Wirtschaftlichkeitslücke unwahrscheinlich ist, aber aufgrund von Unsicherheiten (steigende Kosten, fallende Strompreise) nicht ausgeschlossen werden kann;
- auch bei grundsätzlich ausreichendem Preisniveau Preis- und Mengenrisiken die Investition erschweren können;
- regulatorisch-politische Risiken, insbesondere die Gefahr einer unerwarteten vorzeitigen Stilllegung, einen Langzeitbetrieb unrentabel machen können; und
- Finanzierungsrisiken eine eher untergeordnete Rolle spielen dürften.<sup>95</sup>

In diesem Kapitel prüfen wir, welche finanziellen und regulatorisch-politischen Massnahmen Anreize für die Investition in den Langzeitbetrieb in Abhängigkeit der Investitionshindernisse setzen können.

Wir gehen dabei wie folgt vor:

- In **Abschnitt 5.1** prüfen und bewerten wir Fördermassnahmen;
- In **Abschnitt 5.2** diskutieren wir mögliche regulatorisch-politischen Massnahmen;
- In **Abschnitt 5.3** zeigen wir Optionen zur Refinanzierung einer Förderung auf; und
- In **Abschnitt 5.4** fassen wir unsere Ergebnisse zusammen.

### 5.1 Fördermassnahmen

Investitionen in Erzeugungstechnologien können durch ein breites Spektrum von Förderinstrumenten initiiert werden. In einer Vorprüfung (siehe Anhang D) haben wir eine Vorauswahl («Shortlist») der Instrumente getroffen, die effektiv Investitionshemmnisse für den Langzeitbetrieb von KKW's adressieren können.

Im Folgenden bewerten wir folgende grundsätzlich geeignete Massnahmen:

- Gleitende Marktprämie (ähnlich einem CfD);
- Regulated-Asset-Base-Modell (RAB-Modell);
- Investitionsbeiträge; und
- Staatliches Joint Venture («JV»).

---

<sup>95</sup> Technische, Lieferketten- und Fachkräftersrisiken können relevant sein, werden hier jedoch nicht weiter betrachtet, da sie nicht Teil unseres Auftrags sind.

Die Bewertung erfolgt anhand folgender Kriterien:

- **Effektivität** – Die Massnahme adressiert effektiv die festgestellten Investitionshemmnisse und setzt ausreichende Anreize für Investitionen in Betriebsanpassungen und den langfristigen Weiterbetrieb bestehender Anlagen.
- **Praktikabilität und Umsetzbarkeit im Schweizer Kontext** – Die Massnahme ist relativ einfach für BFE und Betreiber umsetzbar, ohne dass tiefgreifende Änderungen im Strommarktdesign notwendig sind oder ein erheblicher Umsetzungsaufwand erzeugt wird. Die Massnahme steht nicht im Widerspruch zum rechtlichen<sup>96</sup> Rahmen in der Schweiz. und sie ist grundsätzlich mit den EU-Beihilferegeln vereinbar ist (mit Blick auf ein zukünftiges Stromabkommen).<sup>97</sup>
- **Effizienz** – Eine Massnahme gilt als effizient, wenn sie unnötige Kosten vermeidet. Im Kontext der Förderung von Kernkraftwerken bedeutet das:
  - Es erfolgt keine wesentliche finanzielle Förderung über die bestehende Wirtschaftlichkeitslücke hinaus (d.h. geringe Mitnahmeeffekte);
  - Die Massnahme vermeidet Fehlanreize bei Investitionsentscheidungen – sie fördert keine unnötigen Investitionen;
  - Es besteht ein wirksamer Anreiz, Kernkraftwerke im Bedarfsfall (vor allem im Winter) betriebsbereit zu halten; und
  - Es bestehen keine Fehlanreize im Kraftwerkseinsatz, d.h. keine Kapazitätszurückhaltung bei Preisspitzen und keine Erzeugung in längeren Zeiträumen mit negativen Strompreisen.
- **Umweltverträglichkeit** – Die Massnahme hat keine negative Auswirkung auf die Integration erneuerbarer Energien und Flexibilitäten (Speicher, Power-to-X, etc.).

Im Folgenden diskutieren wir die Massnahmen, die grundsätzlich für die Ermöglichung der Investitionen in den Langzeitbetrieb von KKG und KKL bis 80 Jahre im Schweizer Kontext relevant wären.

### 5.1.1 Gleitende Marktprämie

**Ausgestaltung und adressierte Hemmnisse:** Die gleitende Marktprämie in der Schweiz legt für einen bestimmten Zeitraum einen Vergütungssatz in CHF pro Megawattstunde fest, den neu geförderte erneuerbare Energien erhalten. Der Vergütungssatz orientiert sich an den Gestehungskosten. Liegen die geschätzten Erlöse eines Kraftwerks in einem Zeitraum unter diesem Vergütungssatz, erhält der Betreiber die Differenz. Liegen sie darüber, muss er die

---

<sup>96</sup> Frontier leistet keine Rechtsberatung. Wir beziehen uns hier insbesondere auf beihilferechtliche Aspekte. Eine rechtliche Prüfung der Umsetzbarkeit der Fördermassnahmen müsste separat durch Juristen erfolgen.

<sup>97</sup> Siehe auch die aktuelle Position der Kommission bzgl. der Rolle und der möglichen Unterstützung von Kernkraftenergie: Communication from the Commission. Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee, vom 13.6.2025, verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52025DC0315>.

Differenz zurückzahlen.<sup>98</sup> Die gleitende Marktprämie funktioniert damit ähnlich wie die in der Europäischen Union verbreiteten zweiseitigen Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD).<sup>99</sup> Die gleitende Marktprämie sichert Betreiber damit gegen Marktpreisrisiken ab und kann so die Finanzierungskosten senken. Sie kann zudem genutzt werden, um eine Wirtschaftlichkeitslücke zu schliessen, wenn der Vergütungssatz über das langfristig erwartete Preisniveau angehoben wird.

**Praktikabilität und Umsetzbarkeit:** Die gleitende Marktprämie ist in der Schweiz bereits etabliert. Eine Anwendung zur Förderung des Langzeitbetriebs von Kernkraftwerken wäre daher grundsätzlich möglich. Vergleichbare zweiseitige CfDs sind in Europa ebenfalls etabliert, auch zur Förderung von Investitionen in die Kernenergie.<sup>100</sup> Die gleitende Marktprämie dürfte daher grundsätzlich mit den EU-Beihilferegeln vereinbar sein.

Der Implementierungsaufwand hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Ein zentrales Element ist der Vergütungssatz.<sup>101</sup> Bei einer Förderung des Langzeitbetriebs von KKG und KKL müsste dieser verhandlungsbasiert festgelegt werden, da Ausschreibungen aufgrund des fehlenden Bieterwettbewerbs nicht in Betracht kommt (siehe unten zu «Effizienz»). Die Bestimmung des Vergütungssatzes kann zu Beginn aufwendig sein und erfordert eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung unter Einbezug betreiberinterner Daten. Eine regelmässige Überprüfung der tatsächlich angefallenen Investitionskosten und des Vergütungssatzes kann sinnvoll sein, um eine Überförderung zu vermeiden. Für Anpassungen sind insbesondere realisierte Investitionskosten zu prüfen.<sup>102</sup> Der laufende Umsetzungsaufwand zur Bestimmung der Differenzerlöse kann hingegen moderat ausfallen, wenn vereinfachte Ansätze («Heuristiken»<sup>103</sup>), wie z.B. durchschnittliche Preise, genutzt und lediglich die wichtigsten Erlöskanäle, wie z.B. Grosshandelsmärkte, berücksichtigt werden.

**Effizienz:** Die gleitende Marktprämie muss so ausgestaltet sein, dass Fehlanreize für den Kraftwerkseinsatz und für Revisionszeitpunkte vermieden werden. Zentrale Herausforderungen sind die Sicherstellung der Betriebsbereitschaft und der Produktionsanreize in Knappheitsstunden sowie der Umgang mit sehr tiefen oder negativen Preisen. Wird die Erlösdifferenz stündlich ausgeglichen, sehen die Betreiber die Preissignale

---

<sup>98</sup> Siehe Swiss Economics und ETH Zürich (2023) Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft, ein Bericht im Auftrag des BFE, Seite 14.

<sup>99</sup> Ein zweiseitiger CfD fixiert einen «Strike-Preis» je MWh und vergleicht diesen mit einem Referenzpreis. Dieser orientiert sich typischerweise am Day-ahead-Markt, kann jedoch auch an längerfristige Produkte gekoppelt sein. Liegt der marktliche Referenzpreis darunter, gleicht der Staat die Differenz aus. Liegt er darüber, zahlt der Betreiber die Differenz zwischen Referenzpreis und Strike-Preis zurück. Der Referenzpreis ist dabei unabhängig von den durch den Kraftwerkbetreiber tatsächlich benutzten Vermarktungskanälen und tatsächlich erzielten Erlösen.

<sup>100</sup> Zum Beispiel Hinkley Point C in UK und Doel 4 und Tihange 3 in Belgien (siehe Anhang D ).

<sup>101</sup> Weitere festzulegende Parameter sind beispielsweise die Märkte, auf denen die KKW Erlöse erzielen können, und die Heuristiken zur Bestimmung der erzielten Erlöse.

<sup>102</sup> Siehe Beihilfeentscheidung SA.106107 (Doel 4 und Tihange 3), Abschnitt 8.3.4., Rz. 541.

<sup>103</sup> Siehe Swiss Economics und ETH Zürich (2023) Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft, ein Bericht im Auftrag des BFE, Seite 14.

kaum noch. Sie erhalten oder zahlen jeweils die Differenz zum Vergütungssatz und haben dadurch nur geringe Anreize, ihre Produktion in Niedrigpreisstunden zu reduzieren oder in Knappheitsstunden gezielt bereitzustellen.

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, im Rahmen einer gleitenden Marktprämie oder eines CfD-Modells geeignete Produktionsanreize zu setzen.

- Werden die erzielbaren Erlöse über längere Zeiträume bestimmt, etwa auf Basis eines jährlichen Base-Preises, bleiben unterjährige Preissignale erhalten. Betreiber haben weiterhin einen Anreiz, Revisionszeitpunkte, soweit technisch und organisatorisch möglich, in Niedrigpreisphasen zu legen und in Monaten mit Stromknappheit und tendenziell hohen Preisen zu produzieren. Ist die Differenzzahlung vom längerfristigen Durchschnittspreis abhängig, liegt der Gesamterlös in Hochpreisphasen höher, da Marktpreis und Differenzzahlung zusammenwirken.<sup>104</sup> Auch wenn die Erlöse unabhängig von der tatsächlichen Verfügbarkeit bestimmt werden, entstehen Anreize, Revisionen in Monaten mit häufigen Niedrigpreisstunden durchzuführen.
- Ergänzend sind spezifische Regeln für Stunden mit negativen Preisen<sup>105</sup> sowie explizite Verfügbarkeitsvorgaben für den Winter möglich. Diese können durch Sanktionen bei Nichtverfügbarkeit flankiert werden.<sup>106</sup>

Eine weitere Herausforderung ist die Vermeidung von Mitnahmeeffekten durch einen zu hoch angesetzten Vergütungssatz. Eine wettbewerbliche Festlegung über Ausschreibungen könnte Überförderung grundsätzlich begrenzen. Dies ist beim Langzeitbetrieb jedoch nicht umsetzbar, da die bestehenden Kernkraftwerke KKG und KKL keine konkurrierenden Bieter hätten.<sup>107</sup> Eine Alternative ist die Bestimmung über eine Wirtschaftlichkeitsanalyse (s.o.), die Mitnahmeeffekte begrenzen (aber nicht vollständig ausschliessen) kann.

**Umweltverträglichkeit:** Die gleitende Marktprämie muss so ausgestaltet sein, dass keine Anreize für Produktion in Niedrigpreisstunden bestehen. Eine lange Referenzperiode und die

---

<sup>104</sup> Eine längere Referenzperiode, etwa ein jährlicher Durchschnitt des Day-ahead-Preises, entkoppelt die über die gleitende Marktprämie gesicherten Erlöse der KKW von kurzfristigen Preisschwankungen. Produzieren die KKW in Hochpreisphasen, gleichen sie nur die Differenz zwischen längerfristigem Referenzpreis und Strike Preis aus. Die zusätzlichen kurzfristigen Markterlöse verbleiben beim Betreiber. In Niedrig- oder Negativpreisstunden werden negative Erlöse hingegen nicht kompensiert und die Betreiber haben einen Anreiz, diese zu vermeiden. Bei einer kurzen (bspw. stündlichen) Referenzperiode wirkt der Vergütungssatz hingegen wie ein fixer Erlös pro Megawattstunde. Der erzielte Erlös ist dann unabhängig vom tatsächlichen Marktpreis. Anreize zur Optimierung von Produktion und Wartungszeitpunkten in Abhängigkeit von Knappheitssituationen auf den Grosshandelsmärkten entfallen weitgehend.

<sup>105</sup> Negativpreisregeln legen fest, dass beim Auftreten von negativen Preisen an der Strombörse keine Förderung ausbezahlt wird.

<sup>106</sup> Ein Winterstrombonus in Anlehnung an den Winterstrombonus für grosse PV-Anlagen (siehe Anhang C ) ist grundsätzlich als ergänzendes Instrument denkbar, unserer Ansicht nach jedoch bei guter Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie nicht nötig.

<sup>107</sup> Ausschreibungen, in denen die KKW gegen andere geförderten Anlagen (z.B. Wasserkraftwerke oder Speicher) in Wettbewerb stehen, können dazu führen, dass die KKW die anderen Teilnehmer verdrängen oder selbst keine Förderung erhalten.

Einführung einer Negativpreisregel (s.o.) kann verhindern, dass ein ineffizienter Anreiz zur Produktion in Negativpreisperioden (mit Überschuss von Stromproduktion aus erneuerbaren Energien) besteht und somit die Erzeugung aus erneuerbaren Energien verdrängt oder deren Förderung erhöhen würde. In Hochpreisphasen ist dieser Effekt nicht zu befürchten, da hier tendenziell ein Nachfrageüberhang besteht.

### 5.1.2 RAB-Modell

**Ausgestaltung und adressierte Hemmnisse:** Beim RAB-Modell erhält der Betreiber eine regulierte Rendite auf die anerkannten Investitionskosten, die einen Kapitalstock («asset base») bilden. Zusätzlich erhält der Betreiber einen Ausgleich für die anerkannten Betriebskosten. Das Modell entspricht in seiner Logik der Regulierung von Netzinfrastrukturen. Erlöse aus der Stromvermarktung, die weiterhin durch den Betreiber erfolgt, werden kostenmindernd berücksichtigt. Dafür legen die Betreiber Informationen zu Kosten und Einnahmen regelmässig gegenüber der Regulierungsbehörde offen, die das RAB-Modell administriert. Zahlungen erfolgen, sobald Investitionskosten anfallen und RAB-erhöhend anerkannt werden. Sie sind unabhängig davon, ob die Anlagen bereits Strom produzieren und vermarkten.

Für KKG und KKL bedeutet dies, dass Zahlungen bereits nach den ersten Investitionen im Zusammenhang mit dem Langzeitbetrieb bis 80 Jahre und vor Erreichen des 60. Betriebsjahrs einsetzen könnten. Nach der Logik des RAB-Modells würden die Kernkraftwerke auch bei einer vorzeitigen Stilllegung weiterhin Zahlungen erhalten, solange die anerkannten Investitionskosten noch nicht vollständig abgeschrieben sind.

Damit unterscheidet sich das RAB-Modell in zwei zentralen Punkten von einem Marktprämienmodell:

- Die tatsächlich angefallenen Investitions- und Betriebskosten beeinflussen direkt die Höhe der Förderung; und
- Förderzahlungen können vor dem Start des Langzeitbetriebs beginnen und auch nach einer Stilllegung fortgeführt werden (siehe «Praktikabilität und Umsetzbarkeit»).

Das RAB-Modell kann somit eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen, Kosten-, Preis- und Volumenrisiken reduzieren und das Risiko versunkener Kosten bei vorzeitiger Stilllegung dämpfen (wenn weiterhin Zahlungen aus der Abschreibung des verbleibenden Kapitalstocks erfolgen).

**Praktikabilität und Umsetzbarkeit:** Das RAB-Modell ist in Europa im Kontext von Energienetzen bereits etabliert.<sup>108</sup> Dazu kommt das RAB-Modell zur Förderung des Neubauprojekts Sizewell C in UK zum Einsatz. Eine Vereinbarkeit mit den europäischen

---

<sup>108</sup> In Grossbritannien, Spanien und Italien unterliegen Strom- und Gasnetze einer expliziten RAB-Regulierung. In anderen europäischen Ländern, wie zum Beispiel Deutschland, folgt die Netzregulierung einer RAB-Logik.

Beihilferegeln in Zusammenhang mit Förderung von Kernkraft wäre trotzdem zu klären – die Förderung für Sizewell C wurde nach Brexit eingeführt und bedurfte keiner Genehmigung durch die Europäische Kommission.

Der administrative Aufwand für die Einführung und Umsetzung eines RAB-Modells in der Schweiz dürfte sehr hoch sein. Bei der Einführung müsste ein neues, bisher in der Schweiz unbekanntes Regulierungsregime etabliert werden, einschliesslich Regelungen zur Kostenanerkennung und möglicher Anreizmechanismen zur Kostenoptimierung (s.u.). Auch die laufende Umsetzung ist administrativ aufwendig – die Regulierungsbehörde muss, ähnlich wie bei der Regulierung von Stromnetzen, die tatsächlich angefallenen Kosten und deren Zuordnung zu anerkannten Kapital- oder Betriebskosten regelmässig prüfen, um eine Rekalibrierung der Erlöse durchzuführen, die für die Erreichung der regulierten Rendite notwendig ist.

**Effizienz:** Ohne zusätzliche Anreizmechanismen bestehen für die Betreiber keine Anreize zur Kostensenkung oder zur Einspeisereduktion und Verlagerung von Revisionen in Perioden mit niedrigen Strompreisen, da die regulierte Vergütung losgelöst von den tatsächlichen Erlösen erfolgen würde. Somit können erneuerbaren Energien in den Sommermonaten verdrängt werden, während die Winterproduktion nicht gesichert ist. Dies kann durch zusätzliche Anreizmechanismen, wie die Teilung von Kostenüberschüssen oder das Setzen von Referenzpreisen<sup>109</sup> für die Vermarktungserlöse, zumindest teilweise gelöst werden. Im Vergleich zu einer gleitenden Marktprämie ist eine solche Korrektur von Fehlanreizen aufwendiger.

Gegenüber der gleitenden Marktprämie haben RAB-Modelle jedoch den Vorteil, dass die kontinuierliche Aktualisierung der regulatorisch festgelegten Zahlungen nach detaillierter Prüfung der anerkannten Investitions- und Betriebskosten die Risiken einer Überförderung und Mitnahmeeffekten senken können. Dies ginge jedoch zu Lasten eines erheblichen Umsetzungsaufwands.

**Umweltverträglichkeit:** Ohne zusätzliche Anreizmechanismen ist nicht sichergestellt, dass der Anlageneinsatz in Niedrigpreisperioden mit Überschusseinspeisung durch erneuerbare Energien reduziert wird. Werden effektive Anreizmechanismen dazu geschaffen, ist die Auswirkung ähnlich zur gleitenden Marktprämie zu bewerten.

### 5.1.3 Investitionsbeitrag

**Ausgestaltung und adressierte Hemmnisse:** Mit einem Investitionsbeitrag fördert der Staat den Bau oder die Erweiterung von Anlagen durch einmalige oder gestaffelte Zahlungen. Der Zuschuss kann prozentual, in Abhängigkeit der tatsächlichen Kapitalkosten oder der Kapitalkosten einer Referenzanlage, oder als fixer Betrag gewährt werden. Das Instrument kann eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und die versunkenen Kosten bei einer

---

<sup>109</sup> In diesem Fall würden Betreiber Mehrererlöse zumindest teilweise einbehalten können.

vorzeitigen Stilllegung reduzieren, da die Investition durch den Investitionsbeitrag bereits teilweise amortisiert wurde. Das Instrument kann einen Finanzierungsbedarf senken, wenn der Investitionsbeitrag zeitnah nach Bewilligung der Förderung und schon vor oder während der Investitionsmassnahmen ausgezahlt wird.

**Praktikabilität und Umsetzbarkeit:** Ein Investitionsbeitrag ist verhältnismässig einfach und schnell umsetzbar und im beihilferechtlichen Rahmen grundsätzlich möglich. Die in der Schweiz bestehenden Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge für Erneuerbare fallen in diese Kategorie. Der Hauptaufwand liegt in der angemessenen Berechnung der Förderhöhe, die ähnlich zur gleitenden Marktprämie vorab durch eine Wirtschaftlichkeitsrechnung zu bestimmen wäre, um Mitnahmeeffekte zu begrenzen (s.u.).

**Effizienz:** Der Investitionsbeitrag weist von allen Instrumenten die geringste Gefahr von Marktverzerrungen auf, da die Marktpreissignale wie im Fall ohne Förderung bestehen bleiben. Betreiber haben einen Anreiz, die Revisionen und Leistungsreduktionen in Niedrigpreisperioden zu verlagern, da sie die Risiken und Chancen überdurchschnittlich hoher Gewinne vollständig tragen und nicht als zu hohen Erlöse (bei der gleitenden Marktprämie) oder Rendite auf das eingesetzte Kapital (beim RAB-Modell) mit der Abwicklungsstelle teilen müssen.

Unklar ist die Bewertung der Reinvestitionsanreize während des Langzeitbetriebs. Grundsätzlich haben die Betreiber bei ausreichend hohen Preisen, den Anreiz möglichst lange in Betrieb zu sein. Bleiben jedoch die Strompreise hinter den Erwartungen zurück, kann ein Anreiz zur vorzeitigen Stilllegung entstehen, besonders wenn die PSÜ beim Erreichen des 70. Betriebsjahrs hohe Investitionsbedarfe aufzeigt. Eine solche Stilllegung kann jedoch effizient sein, wenn sich künftig ein aus heutiger Sicht unerwarteter Erzeugungsüberschuss abzeichnet, der die niedrigen Preise bedingt, und die Versorgungssicherheit auch ohne den KKW-Weiterbetrieb gewährleistet ist.<sup>110</sup> Bei der gleitenden Marktprämie oder bei den RAB-Modellen entsteht dieser Anreiz nicht, da die Erlösströme von der langfristigen Strompreisentwicklung entkoppelt sind.

Es besteht grundsätzlich ein Risiko der Unter-/Überförderung, da eine wettbewerbliche Ermittlung der Höhe des Investitionsbeitrags (wie bei der gleitenden Marktprämie) nicht möglich ist. Regeln zur Abschöpfung von Überschussrenditen können das Risiko adressieren. Beispielsweise könnte alle fünf Jahre geprüft werden, ob die Renditen über einem Grenzwert liegen und Überschussrendite zurückgezahlt werden. Solche Regeln lösen jedoch

---

<sup>110</sup> Um zu vermeiden, dass Kernkraftwerke einen Investitionsbeitrag erhalten, ohne den Betrieb über 60 Jahre hinaus fortzuführen, sollte die Förderung an den Weiterbetrieb nach dem 60. Betriebsjahr geknüpft werden. Die Auszahlungen können sich am zeitlichen Profil der anfallenden Investitionen orientieren oder in jährlichen Raten erfolgen. So wird die Förderung nicht als versunken betrachtet und senkt indirekt die Kosten weiterer Investitionsmassnahmen. Ungeachtet dessen kann nach dem 70. Betriebsjahr eine Abwägung zwischen zusätzlichen Investitionen und einer vorzeitigen Stilllegung ergeben, dass eine Stilllegung betriebs- und volkswirtschaftlich effizient ist. Fallen betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Interessen auseinander, können Neuverhandlungen erforderlich werden.

zusätzlichen administrativen Aufwand aus und können negative Auswirkung auf die Kosteneffizienz haben.

**Umweltverträglichkeit:** Der Kraftwerkseinsatz und Reinvestitionsentscheidungen sind durch einen Investitionsbeitrag nicht beeinträchtigt. Die KKW haben einen Anreiz, in Niedrigpreisstunden die Produktion zu reduzieren, so dass eine Verdrängung von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten in diesen Stunden nicht zu erwarten ist.

#### 5.1.4 Staatliches Joint Venture («JV»)

**Ausgestaltung und adressierte Hemmnisse:** In einem Joint Venture beteiligt sich der Staat als Eigenkapitalgeber am Langzeitbetrieb und partizipiert damit direkt an Chancen und Risiken des Langzeitbetriebs. Das Instrument kann Finanzierungsrisiken durch den reduzierten Kapitalbedarf und günstigere Finanzierungsbedingungen senken und die Wirkung politischer Risiken auf private Eigentümer in Abhängigkeit des Umfangs der Beteiligung mindern. Das Risiko versunkener Kosten bei vorzeitiger Stilllegung würde beispielsweise im Rahmen des JV anteilig vom Staat getragen und weitere Entschädigungen können vertraglich geregelt werden.

**Praktikabilität und Umsetzbarkeit:** Die Implementierung könnte im Schweizer Kontext herausfordernd sein. Die Schweizer Kernkraftwerke sind bereits mehrheitlich in öffentlicher, v.a. über die Beteiligung von Kantonen und Gemeinden an den beteiligten Energieunternehmen (wie Axpo und Alpiq). Allerdings werden KKL und KKG als Gemeinschaftskraftwerke geführt mit fünf oder mehr Aktionären.<sup>111</sup> Eine zusätzliche Beteiligung durch den Bund als Aktionär würde eine ausreichende Begründung wie beispielsweise eine schwere Mangellage eine oder starke Gefährdung der Versorgungssicherheit benötigen – Bereiche, die in der Zuständigkeit des Bundes liegen.<sup>112</sup> Die Erfahrung mit dem Kraftwerk Birr, das kurzfristig zur Bewältigung der vorübergehenden Mangellage im Winter 2022/23 errichtet wurde und mit dem lediglich ein Beschaffungsvertrag abgeschlossen wurde, zeigt, dass es schwierig sein kann, den Bedarf nachzuweisen.<sup>113</sup> Darüber hinaus müssten Sunset- und Exit-Regeln definiert werden, falls die direkte staatliche Beteiligung nicht dauerhaft vorgesehen ist.

Wir gehen deshalb davon aus, dass eine JV rechtlich und politisch schwierig umzusetzen wäre. Eine Umsetzbarkeit wäre aber im Zweifel noch rechtlich zu prüfen.

**Effizienz und Umweltverträglichkeit:** Ein öffentliches JV hat grundsätzlich keine wettbewerbsverzerrende Wirkung in der Betriebsphase und verdrängt keine erneuerbaren

---

<sup>111</sup> <https://www.kkg.ch/de/wissen/strom-kernenergie/schweizer-kernkraftwerke-1112.html>

<sup>112</sup> Artikel 89 und Artikel 102 BV.

<sup>113</sup> Schweizerische Eidgenossenschaft (2025) Betriebsbewilligung für das Reservekraftwerk Birr im Winter 2022/23 Kurzbericht der Geschäftsprüfungskommission des Nationalrates. Dabei steigt der Bund nicht in einer Joint Venture mit dem Betreiber ein, sondern schliesst lediglich einen Vertrag mit den Entwicklern und Betreibern ab.

Energien und Flexibilitäten (solange dadurch nicht etwaige öffentliche Investitionen verdrängt würden), da die Anlagen den Anreiz behalten, sich wie bereits heute im Markt zu optimieren.

### 5.1.5 Fazit

Wie eingangs ausgeführt sehen wir aus heutiger Sicht keine Hinweise auf die Notwendigkeit finanzieller Fördermassnahmen.

Sollte sich diese Einschätzung aufgrund geänderter Rahmenbedingungen ändern, empfehlen wir entweder eine gleitende Marktprämie oder einen Investitionszuschuss, je nach Art des Investitionshemmnisses und rechtlicher bzw. politischer Einschätzung zur Umsetzbarkeit:

- **Gleitende Marktprämie bei erwarteter Wirtschaftlichkeitslücke / hohen Marktrisiken**  
– Die gleitende Marktprämie ist am besten geeignet, um Marktpreisrisiken abzusichern. Ein ausreichend hoher Vergütungssatz kann eine erwartete Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und damit einen negativen Nettobarwert vermeiden. Die gleitende Marktprämie lässt sich zudem so ausgestalten, dass Verzerrungen im Kraftwerkseinsatz und Verdrängungseffekte gegenüber erneuerbaren Energien gering bleiben und Anreize für Produktion in Knappheitsstunden (z.B. bei Winterstromlücke) geschaffen werden. Dies lässt sich durch lange Referenzzeiträume (bspw. Jahreszeitraum), explizite Regeln für Niedrig- und Negativpreisstunden oder explizite Winterstromboni erreichen. Zu beachten ist, dass der Implementierungsaufwand relativ hoch ist. Da wettbewerbliche Ausschreibungen im Kontext einer Förderung von KKG und KKL nicht infrage kommen, können nur eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung und regelmässige Überprüfung des Vergütungssatzes Mitnahmeeffekte reduzieren.
- **Investitionskostenzuschuss, falls Finanzierungs- oder Stilllegungsrisiken im Vordergrund** – Sollten Finanzierungsrisiken oder die Sorge einer vorzeitigen Stilllegung das wichtigste Investitionshindernis sein, dann bietet sich ein Investitionskostenzuschuss an. Dieser kann nicht nur eine erwartete Wirtschaftlichkeitslücke schliessen, sondern auch den Kapitalbedarf und das Exposure der KKW für vorzeitige Stilllegungen senken. Gleichzeitig haben die Betreiber automatisch einen Anreiz, ihre Produktion in Abhängigkeit der Marktknappheit und Marktpreise zu optimieren, so dass die Versorgungssicherheit im Winter erhöht und Verdrängungseffekte in Niedrigpreisstunden gesenkt werden.

RAB-Modelle und ein öffentliches JV halten wir hingegen nicht für zielführend, da sie unter anderem das Ziel haben, Finanzierungsrisiken zu senken. Dazu sind sie im Schweizer Kontext schwieriger umsetzbar als Instrumente, die bereits etabliert sind.

Weitere Instrumente haben wir im Anhang C geprüft und als weniger geeignet bewertet. Ein expliziter Anreiz für Verfügbarkeit und Stromproduktion im Winter, etwa in Form einer Winterreserve oder eines Winterstrombonus, halten wir speziell für Kernkraftwerke nicht erforderlich. Diese haben einen betriebswirtschaftlichen Anreiz, in erwarteten

Knappheitssituationen mit hohen Strompreisen (typischerweise in den Wintermonaten) verfügbar zu sein und Strom zu erzeugen.

Die Festlegung auf ein Förderinstrument sollte rechtzeitig vor der finalen Investitionsentscheidung und somit spätestens zehn Jahre vor Erreichen des 60. Betriebsjahr erfolgen.

## 5.2 Regulatorisch-politische Massnahmen

Folgende zusätzlichen regulatorisch-politischen Massnahmen können für die Ermöglichung der Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre relevant sein. Wir stellen diese Massnahmen nur kurz dar, da Empfehlungen eine tiefere rechtliche und politische Prüfung erfordern:

- **Klare politische Positionierung** – Eine eindeutige politische Positionierung mit klarem Zukunftsplan in Bezug auf den Langzeitbetrieb (und gegebenenfalls Neubauvorhaben) – beispielsweise durch eine entsprechende Kernenergiestrategie, durch Volksabstimmungen und Gesetzesänderungen – würde die Planungssicherheit für Betreiber und zuständige Bundesstellen verbessern. Die Kernenergiestrategie sollte den in der Energiestrategie 2050 enthaltenen Ausstiegspfad eindeutig aufheben, die Rolle von Kernenergie als CO<sub>2</sub>-armer Energieträger neben erneuerbaren Energien sowie klare Ziele für den Fortbestand und die Betriebsbedingungen bestehender Kernkraftwerke spezifizieren. Zusätzlich kann die Kernenergiestrategie die Rolle von Neubauten, mit separaten Strängen für Grosskraftwerke und kleine modulare Reaktoren einordnen. Eine klare Positionierung und eine Roadmap schliessen zwar zukünftige politisch motivierte frühzeitige Stilllegungen nicht aus, könnten jedoch politische Risiken und die damit verbundenen Kapitalkosten reduzieren. Ausserdem würde eine positive politische Haltung gegenüber Kernkraft ein positives Signal an den Arbeitsmarkt senden und kann Risiken in Zusammenhang mit Fachkräftemangel senken.
- **Staatliche Entschädigungsregeln bei vorzeitigen Stilllegungen** – Vertragliche Klauseln zwischen Bund und KKW-Betreibern sowie gesetzliche Entschädigungsregelungen können Klarheit für den Umgang mit ungeplanten technischen Befunden, Strategieänderungen oder neuen Auflagen schaffen, die zu vorzeitigen Stilllegungen führen. Dazu zählen insbesondere Force-Majeure-Klauseln, Regelungen zur Risikoteilung bei ungeplanten Instandhaltungsinvestitionen oder Ausfallzeiten infolge neuer Sicherheitsanforderungen sowie Entschädigungen bei vorzeitiger Stilllegung. Die Regelungen müssen klare Aufgreifkriterien und eindeutige Vorgaben enthalten, um spätere Auslegungstreitigkeiten zu vermeiden.<sup>114</sup> Sie

---

<sup>114</sup> Beispielsweise erforderlich ist insbesondere eine saubere Abgrenzung zwischen politisch motivierten Stilllegungsentscheidungen und verschärften Sicherheitsanforderungen, die zu einer betriebswirtschaftlich begründeten Stilllegung führen können. Beide Situationen können nach einem technischen Unfall in anderen Kernkraftwerken auftreten, und die Übergänge sind fließend. Klare Entschädigungsregeln können deshalb vorab die Methodik zur

begrenzen das Risiko von «versunkenen Kosten», wenn eine politisch motivierte frühzeitige Schliessung erfolgt. Es müsste geprüft werden, inwieweit Entschädigungen bei vorzeitigen Stilllegungen infolge von unerwarteten regulatorisch/politischen Änderungen bereits im Schweizer Recht verankert ist und gerichtlich durchgesetzt werden können. Eine explizite gesetzliche Schadenersatzregelung kann politische Risiken und die damit verbundenen Kapitalkosten reduzieren.

- **Steuerliche Instrumente** – Kantonale Vorzugsabschreibungen oder Steuergutschriften<sup>115</sup> können die Cashflows in den ersten Betriebsjahren des Langzeitbetriebs oder, je nach Ausgestaltung, schon vor Erreichung des 60. Betriebsjahr erhöhen und stärken die Liquidität.<sup>116</sup> Solche Instrumente verbessern die Finanzierbarkeit der Investition in den Langzeitbetrieb und können indirekt die Auswirkungen frühzeitiger Stilllegungen mindern, da der Kapitalstock schneller abgeschrieben wird bzw. sich die Investition schneller amortisiert. Steuerliche Instrumente sind mit EU-Beihilferecht grundsätzlich vereinbar.

Die drei oben genannten Massnahmen greifen nicht in die Stromvermarktung ein und verursachen somit keine Marktverzerrungen und haben keine negative Auswirkung auf die Integration erneuerbarer Energien und Flexibilitäten.<sup>117</sup>

Aus unserer Sicht sind eine klare politische Positionierung sinnvoll, da sie eine notwendige Planungssicherheit schaffen und die Wirtschaftlichkeit sowohl aus einzelwirtschaftlicher sowie systemweiter Sicht verbessern können. Staatliche Entschädigungsregeln müssten hingegen erst näher rechtlich und politisch geprüft werden. Steuerliche Instrumente erscheinen uns in Kombination mit den zuvor in Abschnitt 5.1 diskutierten aufgrund der Wechselwirkungen als wenig sinnvoll, können aber eine Alternative zu anderen Förderinstrumenten sein, falls zu einem späteren Zeitpunkt eine Wirtschaftlichkeitslücke als wahrscheinlich erachtet wird.

---

Ermittlung nicht amortisierter Investitionen («versunkenen Kosten»), die Logik zur Bestimmung von Restlaufzeiten und Reststrommengen sowie die anzuwendende Kapitalverzinsung festlegen. Als Blaupause können unter anderem die Entschädigungsregeln im deutschen Atomgesetz sowie das französische «Protokol» zur Schliessung von Fessenheim sowie verwandte EU-Beihilfekontrollen herangezogen werden. Aktuell prüft Schweden die Ausgestaltung eines Entschädigungsgesetzes (s. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/sweden-moves-to-raise-investor-confidence-in-nuclear-new-build>).

<sup>115</sup> Steuergutschriften senken die Steuerzahlung direkt und erhöhen damit unmittelbar die Liquidität (wenn eine Steuerschuld besteht). Somit wirken sie wie eine direkte Förderung, wie zum Beispiel im Inflation Reduction Act in den USA, oder die Steuergutschriften zur Förderung der Dekarbonisierung der Industrie und Investitionen in grünen Industrien in respektive Finland (SA.1133721) und Frankreich ([https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/ip\\_24\\_2785](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/ip_24_2785)). Vorzugsabschreibungen reduzieren hingegen die steuerliche Bemessungsgrundlage, sodass die Steuerersparnis indirekt über niedrigere ausgewiesene Gewinne entsteht. Dadurch fallen die Effekte bei Steuergutschriften früher und stärker aus, während Vorzugsabschreibungen die Steuerlast primär zeitlich verschieben.

<sup>116</sup> Dieser Effekt ist in unseren NPV-Berechnungen in Abschnitt 3 nicht darstellbar, da wir auf operative Cashflows vor Steuern abstellen.

<sup>117</sup> Die Flexibilisierung der KKW-Fahrweise würde die Integration von Erneuerbaren unterstützen, stünde aber in einer gewissen Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen.

## 5.3 Refinanzierungsinstrumente

Im Folgenden stellen wir eine Auswahl an möglichen Refinanzierungsinstrumenten vor. Dabei zeigen wir Unterschiede in der Gestaltung und konkrete Anwendungsbeispiele in der Schweiz auf. Zum Schluss bewerten wir kurz die Umsetzbarkeit in Zusammenhang mit der Refinanzierung eventueller Kosten für die Förderungen des Langzeitbetriebs.

Wir betrachten folgende Refinanzierungsinstrumente:

- Netzzuschläge oder Umlagen für öffentliche Energiedienstleistungen;
- Netznutzungstarife (Netznutzungsentgelte); und
- steuerliche Lösungen.

Ausserdem zeigen wir, wann weine Fondslösung ein Refinanzierungsinstrument sinnvoll ergänzen kann.

### Netzzuschläge oder Umlagen für geförderte Energieerzeuger und Energiedienstleistungen

Eine Umlage, in der Schweiz als «Netzzuschlag» bekannt, ist ein zweckgebundener Aufschlag pro kWh auf die Stromrechnungen der Endverbraucher.

Stromlieferanten oder Verteilnetzbetreiber ziehen die Beträge ein und führen sie an eine zentrale Stelle ab. Das kann ein Fonds, ein staatliches Unternehmen oder eine Abrechnungsstelle sein. Teilbefreiungen, reduzierte Sätze für stromintensive Unternehmen, Sozialtarife für Haushalte und sektorale Differenzierungen sind grundsätzlich möglich, um Bedenken bezüglich Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit zu adressieren.<sup>118</sup>

In der Schweiz erhebt die Pronovo AG, eine Tochter der Swissgrid, von den Netzbetreibern einen Zuschlag auf dem Netznutzungsentgelt, um eine Reihe von geförderten erneuerbaren Energien zu finanzieren. Die Netzbetreiber können den «Netzzuschlag» auf Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen. Die maximale Höhe des Netzzuschlags ist im Energiegesetz festgelegt und kann durch den Bundesrat bedarfsgerecht angepasst werden.<sup>119</sup>

Ein Netzzuschlag zur Refinanzierung eventueller Förderkosten für den Langzeitbetriebs ist somit mit der bestehenden Schweizer Praxis grundsätzlich vereinbar. Die Refinanzierung über einen Netzzuschlag bedürfte allerdings voraussichtlich einer Gesetzesänderung, um die Refinanzierungsziele des Netzzuschlags von aktuell erneuerbaren Energien auf Kernenergie zu erweitern.

---

<sup>118</sup> Bei einem Abkommen mit dem EU könnte allerdings das EU-Beihilferecht für Befreiungstatbestände anwendbar sein.

<sup>119</sup> Art. 35 Energiegesetz.

Im Netzzuschlag werden die spezifischen Kosten für die Förderung einzelner Anlagenarten nicht transparent ausgewiesen. Das könnte die Akzeptanz des Refinanzierungsinstrument unter den Verbrauchern erhöhen. Allerdings darf der Netzzuschlag aktuell 2,3 Rappen pro kWh nicht übersteigen. Falls die Gesamtkosten für Förderung von erneuerbaren Energien und Investitionen in den Langzeitbetrieb in einen höheren Netzzuschlag resultieren würden, wäre eine weitere Gesetzesänderung nötig.

### Komponente in den Netztarifen

Bei einer Refinanzierung über Netztarife wälzen die Netzbetreiber Kosten über regulierte Netztarife auf Endverbraucher ab. Die Netzbetreiber sind für die Abwicklung zuständig und es gibt im Gegensatz zum Netzzuschlag im Schweizer Kontext keine zusätzliche Abwicklungsstelle. Die Kostenüberwälzung kann je nach Regulierungsregime über variable, fixe oder leistungsorientierte Tarife erfolgen. Je nach Netznutzungsentgeltregime können auch andere Netznutzer – etwa Stromerzeuger oder Speicher – Netztarife zahlen und so die Refinanzierungsbasis erweitern. Bereits eingeführte Netztarife lassen sich im Rahmen der regulären Tariffestlegung anpassen.

Die Netztarife werden typischerweise bei den Endverbrauchern über ihre Stromrechnung und bei anderen Netznutzern über ihre Netzkostenrechnung erhoben.<sup>120</sup> Wie bei Netzzuschlägen sind Teilbefreiungen und reduzierte bzw. differenzierte Tarife grundsätzlich möglich.

In der Schweiz ist die Refinanzierung von Kosten, die nicht von den Netzbetreibern verursacht werden, über die Netztarife schon etabliert. Swissgrid erhebt aktuell zwei solche Tarife:

- Der Tarif «Stromreserve» dient der Refinanzierung der Kosten in Zusammenhang mit der Wasserkraftreserve und der thermischen Reserve.<sup>121</sup>
- Der Tarif «Zuschlag für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz», der seit Januar 2026 erhoben wird, dient der Finanzierung weiterer nicht von Swissgrid verursachte Kosten verrechnet, wie zum Beispiel finanzielle Hilfen für die Stahl- und Aluminiumindustrie.<sup>122</sup>

Die Tarife wurden durch Verordnungen des Bundesrats eingeführt. Swissgrid legt deren Höhe fest und legt sie zur Prüfung und Genehmigung der Schweizer Strommarktregulierungsbehörde, ElCom. Deren Höhe wird von Swissgrid transparent kommuniziert.

---

<sup>120</sup> Dabei stellt Swissgrid die Kosten den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilnetzbetreibern und Verbrauchern in Rechnung. Die Verteilnetzbetreiber wälzen die Swissgrid-Tarife in ihren eigenen Netzkosten um und geben diese an die lokalen Energieversorger weiter. Diese fassen die Kosten für Netznutzung des lokalen Verteilnetzes und die Kosten für das nationale Übertragungsnetz zusammen und stellen sie den Endverbrauchern in Rechnung, siehe <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>.

<sup>121</sup> <https://www.news.admin.ch/de/newsb/bEeA6RxDLjD-2Deb2CBst>

<sup>122</sup> <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html#so-entstehen-die>

Somit ist diese Form der Finanzierung von Förderkosten für einen Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken in das bestehende System integrierbar (eine gesetzliche Grundlage vorausgesetzt). Bleibt ein zusätzlicher KKW-spezifischer Tarif moderat und die öffentliche Meinung positiv gegenüber Kernenergie eingestellt, dürfte die Akzeptanz trotz Sichtbarkeit auf der Homepage von Swissgrid gegeben sein. Zudem lässt sich der Langzeitbetrieb – ähnlich der Winterreserve – als Beitrag des Langzeitbetriebs der KKW zur Versorgungssicherheit begründen.

Allerdings sind Netznutzungstarife eigentlich zur Refinanzierung von Kosten gedacht, die eindeutig dem Aufgabenbereich der Netzbetreiber zuzuordnen sind. Bei solcher Refinanzierung wäre daher eine saubere Abgrenzung von den traditionellen Netzkosten von Swissgrid, wie bei der bereits bestehenden Stromreserve, zwingend erforderlich.<sup>123</sup>

### Steuerliche Lösungen mit Zweckbindung ausserhalb des Bundeshaushalts

Steuern sind im Gegensatz zu Abgaben in der Regel nicht zweckgebunden. Davon abweichend kann eine steuerliche Finanzierung als Sondersteuer mit Zweckbindung erfolgen, die prozentual und in Abhängigkeit vom Strompreis oder als CHF per MWh erhoben werden kann. Die Mittel fliessen in diesem Fall über die zur Abführung der Steuer verpflichteten Lieferanten und unabhängig von den Netzbetreibern in einen Zweckfonds ausserhalb des regulären Bundeshaushalts.

Für eine Stromsteuer braucht es entsprechende Rechtsgrundlage mit klarer Zweckbindung der Einnahmen und eine Fondsarchitektur ausserhalb des Bundeshaushalts. Vorbild ist der Mineralölsteuer in der Schweiz, die prozentual zum Treibstoffpreis auf Bundesebene und zusätzlich zur Mehrwertsteuer erhoben wird. Die Einnahmen werden gezielt zur Finanzierung von Strassenverkehrsprojekten genutzt.<sup>124</sup> Die Verwaltung erfolgt durch das Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit.

Die steuerliche Lösung bietet eine breite Refinanzierungsbasis, ist aber weniger flexibel und aufwendiger in der Implementierung als Netzzuschläge oder Netznutzungstarife. Steuersätze lassen sich seltener anpassen und im Fall einer Sondersteuer kann eine Änderung der Bundesverfassung notwendig sein. Wir halten dieses Instrument daher für ungeeignet.

---

<sup>123</sup> Die Abgrenzung kann in Anlehnung an der Handhabung der mit der Winterreserve verbundenen Kosten. In seinen Geschäftsberichten weist Swissgrid lediglich den Wert der in Zusammenhang mit der Stromreserve selbst erbrachten Leistungen. (s. Swissgrid Geschäftsbericht 2024, S. 39, <https://www.report.swissgrid.ch/2024/jb/app/uploads/pdfs/Swissgrid%20Gesch%C3%A4ftsbericht%202024.pdf>).

<sup>124</sup> Konkret werden die Einnahmen für Massnahmen zur Verbesserung der Verkehrsinfrastruktur in Städten und Agglomerationen im Zusammenhang mit dem Strassenverkehr angewendet. Vgl. Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Art. 86 Abs. 2–4 BV in Verbindung mit Art. 131 Abs. 1 lit. d, e und Abs. 2 lit. a BV (Verwendung der Erträge aus Verbrauchssteuern auf Treibstoffen für Strassenverkehr und Verkehrsinfrastruktur).

## Fondslösung ergänzend zu anderen Instrumenten zur Vorfinanzierung und Glättung der Zahlungen

Das Konzept basiert auf einem Zweckfonds, der regelmässige Zuflüsse aus einem Netzzuschlag, Netztarifen oder zweckgebundenen Energieabgaben erhält. Der Fonds zahlt die Förderbeträge aus und kann Zwischenfinanzierungen oder eine Glättung der bei Endverbrauchern oder Netznutzern erhobenen Zahlungen über Kredite und Anleihen vornehmen. Die Beiträge fliessen über eine vom Bund beauftragte Abwicklungsstelle an den Fonds, der die Zahlungen an die Begünstigten leitet. Schwankungen lassen sich über zeitlich gestreckte Rückführungen ausgleichen.

Fondslösungen sind international und in der Schweiz etabliert. Spanien hat den FADE-Fonds eingerichtet, um das historische Tarifdefizit im Stromsektor durch langfristige Anleihen zu refinanzieren.<sup>125</sup> In der Schweiz werden Einnahmen aus dem Netzzuschlag in einen Netzzuschlagsfonds eingezahlt und durch die Pronovo AG verwaltet. Diese wickelt das Inkasso des Netzzuschlags ab und legt die Gelder in den Netzzuschlagsfonds ein.

Ein Fonds erleichtert die zeitliche Glättung der Kosten für die Förderung bei den Stromverbrauchern oder Netznutzern. Er eignet sich besonders für Zahlungen im Fall einer vorzeitigen Stilllegung, da sich solche Garantiezahlungen über einen längeren Zeitraum und auf mehrere Generationen von Stromverbraucher oder Netznutzer verteilen lassen. Die Implementierung kann sich an den bestehenden Fondsstrukturen für den Netzzuschlagsfond orientieren (eine gesetzliche Grundlage vorausgesetzt).

## Illustrative Berechnung zur möglichen Höhe des Netzzuschlags

Im Folgenden stellen illustrative Berechnungen zur möglichen **Höhe eines Netzzuschlags** zur Refinanzierung von Förderzahlungen für den Langzeitbetrieb vor. Wir unterstellen, dass der Netzzuschlag auf einen Stromverbrauch von 60 TWh pro Jahr und über einen Zeitraum von 20 Jahren erhoben wird.

Die durch Förderzahlungen zu schliessende Wirtschaftlichkeitslücke – und damit die Höhe der notwendigen Umlage – hängt ab von dem zukünftig erwarteten Strompreisniveau, der Höhe und dem Verlauf der Investitionskosten und der Dauer des Langfristbetrieb.

Auf Basis zweier Szenarien berechnen wir illustrativ eine Bandbreite für den Netzzuschlag von 0,0096 - 0,0507 Rp./kWh (real 2025) über einen Zeitraum von 20 Jahren:

- **Niedrigpreisszenario mit Langzeitbetrieb über 20 Jahre:** Die gemeinsame Wirtschaftlichkeitslücke von KKG und KKL beträgt 115 Mio. CHF (real, 2025). Zur Deckung dieses Betrags wäre ein Zuschlag von 0,0096 Rp./kWh (real, 2025) über 20 Jahre erforderlich.

<sup>125</sup> [https://www.fade-fund.com/FADE-FUND/docs/FADE\\_Presentacion\\_Inversores\\_Enero2019\\_ES.pdf](https://www.fade-fund.com/FADE-FUND/docs/FADE_Presentacion_Inversores_Enero2019_ES.pdf)

- **Mittelpreisszenario mit vorzeitiger Stilllegung nach zwei Jahren:** Die gemeinsame Wirtschaftlichkeitslücke von KKG und KKL beträgt 609 Mio. CHF (real, 2025). Zur Deckung dieses Betrags wäre ein Zuschlag von 0,0507 Rp./kWh (real, 2025) über 20 Jahre erforderlich.

Wird der Netzzuschlag über einen kürzeren Zeitraum erhoben, steigt seine Höhe entsprechend.

## 5.4 Fazit zu Optionen für regulatorische und finanzielle Unterstützungsmassnahmen

Die in den vorangegangenen Kapiteln analysierten Preis- und Kostenszenarien deuten darauf hin, dass der Langzeitbetrieb von KKG und KKL überwiegend wirtschaftlich tragfähig erscheint. Eine allfällige Wirtschaftlichkeitslücke sollte nur unter ungünstigen Bedingungen, wie zum Beispiel sehr niedrigen Grosshandelspreisen oder einer unerwarteten regulatorisch-politisch bedingten frühe Stilllegung, auftreten.

Zwei zielgerichtete Fördermassnahmen bieten sich an, sollten sich die Rahmenbedingungen später ungünstig entwickeln oder Betreiber einen klaren Förderbedarf zeigen:

- **Eine gleitende Marktprämie** wirkt vor allem gegen Marktpreisrisiken und kann eine erwartete Wirtschaftlichkeitslücke schliessen.
- **Investitionsbeiträge** adressieren primär Finanzierungsrisiken und können eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und das Risiko versunkener Kosten bei vorzeitigen Stilllegungen mindern.

RAB-Modelle und staatliche Joint Ventures erscheinen im Schweizer Kontext dagegen nur eingeschränkt praktikabel und mit hohem Umsetzungsaufwand verbunden.

Regulatorisch-politische Massnahmen können die Planungssicherheit ergänzend erhöhen und die Investitionsbereitschaft verbessern. Dazu gehören eine langfristige Kernenergiestrategie sowie klar definierte Entschädigungsregeln für politisch motivierte vorzeitige Stilllegungen.

Für den Fall, dass finanzielle Unterstützungsmassnahmen erforderlich werden, empfehlen wir eine Refinanzierung über die Netzzuschläge. Netzzuschläge sind bereits für die Refinanzierung von Förderung erneuerbarer Energien etabliert.

Bei einer vorzeitigen Stilllegung erscheint eine Refinanzierung über Netzzuschläge in Kombination mit einer Fondlösung, in der die Zahlungen fliessen und durch die Abwicklungsstelle gemanagt werden, sinnvoll – so können Entschädigungszahlungen über einen längeren Zeitraum gestreckt und auf mehrere Generationen von Stromverbrauchern verteilt werden.

## Anhang A – Detaillierte Informationen über Kostenschätzungen in der Fachliteratur

In **Abschnitt 2.4.3** haben wir die Grenzen der Validierung durch Fachliteraturangaben zusammengefasst. Im Folgenden erläutern wir die vorgenommenen Anpassungen, um eine gewisse Vergleichbarkeit herzustellen, und beschreiben detailliert und im Kontext möglicher Vergleichbarkeit, unsere Anpassungen.

Wir haben die Angaben aus den jeweiligen Quellen wie folgt angepasst:

- Preisstand: Umrechnung aller Kostenangaben auf reale Werte mit Preisbasis 2025.<sup>126</sup>
- Währung: Umrechnung der Werte in Schweizer Franken.<sup>127</sup>
- Bezugsgrösse: Berechnung der Kosten pro Jahr und pro installierte Leistung unter Berücksichtigung der jeweiligen Reaktorleistung.

Trotz dieser Anpassungen ist eine vollständige Vergleichbarkeit nicht möglich. Die Unterschiede ergeben sich im Wesentlichen aus zwei Punkten:

- Einige Studien enthalten zusätzliche und aus den Angaben diesbezüglich nicht separierbare Kapitalkosten, während unsere Definition reiner Investitionskosten diese ausschliesst.
- Teilweise beziehen sich die Kostenschätzungen auf andere Reaktortypen, Betriebszeiträume (z. B. bis 60 Jahre) oder regionale Kontexte mit abweichenden regulatorischen Vorgaben, Genehmigungsbedingungen und Investitionshistorien.

Die folgende Tabelle fasst die zentralen Merkmale der Studien und die Grenzen ihrer Übertragbarkeit auf die in dieser Studie berücksichtigten Investitionskosten für den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre der Werke KKG und KKL zusammen.

---

<sup>126</sup> Auf Basis von «Inflationsrate USA bis 2030: Statista». verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165718/umfrage/inflationsrate-in-den-usa/>, Stand 30.09.2025

<sup>127</sup> Auf Basis von «Wechselkurs USD/CHF: finanzen.ch», verfügbar unter <https://www.finanzen.ch/devisen/dollarkurs>. Stand 30.09.2025.

**Tabelle 8** Übersicht über Kostenschätzungen für Investitionen in den Langzeitbetrieb in der Fachliteratur (reale Werte im Jahr 2025)

Quelle	Datenbezug	Investitions- bedarf	LTO-Kosten (Jahre)			Grenzen der Übertrag-barkeit
			nein	bis 40	bis 60	
BFE 2024	Schweiz	40.9 MCHF/a bis 48.6 MCHF/a	x			bisherige Investitionskosten: KKG - 44 Jahre KKL - 37 Jahre
BFE 2024	Schweiz	45.3 MCHF/a bis 46.7 MCHF/a			x	Gesamtkosten/Investitionen für Langzeitbetrieb bis 60 Jahre
OECD/ NEA 2022	i. W. OECD- Länder	49.2 MCHF/a bis 59.6 MCHF/a			> 40	Inkl. Finanzierungs- und potenz. Stilllegungskosten
EPA 2018	USA	49.2 MCHF/a bis 59.6 MCHF/a	x			Inkl. Kosten für Leistungssteigerungen, Sicherheitsaufrüstungen und Anlagenverbesserungen; KKW mit zeitlich limitierten Lizenzen
EPA 2018	USA	77.9 MCHF/a bis				x Inkl. Kosten für Leistungssteigerungen, Sicherheitsaufrüstungen und

GRUNDLAGENARBEITEN ZUM POSTULAT 23.4152 «LANGZEITBETRIEB SCHWEIZER KERNKRAFTWERKE»

		94.4 MCHF/a		Anlagenverbesserungen; KKW mit zeitlich limitierten Lizenzen
IEA / NEA 2020	OECD und nicht OECD-Länder	23.7 MCHF/a bis 60.7 MCHF/a	> 40	Inkl. Kosten für Leistungssteigerungen, Sicherheitsaufrüstungen und Anlagenverbesserungen
Vattenfall	Schweden	34.0 MCHF/a bis 42.0 MCHF/a		Keine Angabe, ob Investitionskosten inkl. oder exkl. Finanzierungskosten

Quelle: Siempelkamp NIS basierend auf: BFE (2024): Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken vom 9. Juli 2024; OECD, NEA (2022) *Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050*; EPA (2018): *Nuclear Power Plant Life Extension Cost Development Methodology*; IEA, NEA (2020) *Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition*; Vattenfall (2024): *Forsmark and Ringhals nuclear power plants aim for 80 years of operation of existing reactors*.

## Anhang B – Detaillierte Annahmen im NPV-Modell

Im Folgenden erläutern wir ausführlicher die Annahmen im NPV-Modell.

Tabelle 9 zeigt eine detaillierte Übersicht über die Szenarien, Sensitivitäten und die entsprechenden Annahmen, die wir im Folgenden näher erläutern.

Tabelle 9 Detaillierte Übersicht über die Preisszenarien und Sensitivitäten im NPV-Modell, real aus Sicht vom Jahr 2025

Parameter	Niedrigpreis	Mittelpreis	Hochpreis	Quelle / Motivation
<b>Technische Parameter</b>				
Netto-Erzeugungskapazität	1'010 MW für KKG und 1'233 MW für KKL			Geschäftsberichte der KKW
<b>Erwartete Kosten</b>				
Investitionskosten	1'169 Mio. CHF für KKG; 732 Mio. CHF für KKL <i>[Schätzungen durch die Betreiber, umgerechnet auf 2025er Preise]</i>			Angaben durch Siempelkamp NIS, basierend auf Daten durch die KKW
<i>Sensitivität «Hohe Kosten»</i>	-	CHF 1'403 Mio. für KKG; CHF 879 Mio. für KKL	-	Maximum-Schätzung durch die KKW
<i>Sensitivität «Niedrige Kosten»</i>	-	CHF 1'037 Mio. für KKG; CHF 650 Mio. für KKL	-	Minimum-Schätzung durch die KKW
Fixe jährliche Betriebskosten, die unabhängig von der Produktion anfallen, wie z.B. Personalkosten	185,5 Mio. CHF/a für KKG; 240,9 Mio. CHF/a für KKL			Frontier auf Basis von Geschäftsberichten der KKW aus 2024

GRUNDLAGENARBEITEN ZUM POSTULAT 23.4152 «LANGZEITBETRIEB SCHWEIZER KERNKRAFTWERKE»

Variable Kosten – Kosten für die Brennstoffbeschaffung – und -entsorgung	7,45 CHF/MWh für KKWG; 10,78 CHF/MWh für KKL			Frontier auf Basis der Geschäftsberichte der KKW aus dem Jahr 2024
<b>Erwartete Erlöse</b>				
Grosshandelspreise	42-45 CHF/MWh	69-70 CHF/MWh	96 CHF/MWh	Prognosen von AFRY und Prognos sowie eigene Schätzungen
Erwartete Auslastung	88% ab dem 61. Betriebsjahr, 75% bei Erreichen des 80. Betriebsjahr, linear interpoliert für die Jahre dazwischen		88% für die gesamte Betriebszeit zwischen 60 und 80 Jahren	Frontier basierend auf Schätzungen und Annahmen: Auslastung im Jahr des Übergangs in den Langzeitbetrieb basierend auf KKW-Prognosen für die Auslastung im Aktennotiz von 2024; Auslastung am Ende der Laufzeit im Niedrig- und Mittelpreisszenario gem. Szenariodefinition in NEA
Sensitivität - Winterbetrieb	45%	45%	-	Annahme
<b>Weitere Annahmen</b>				
Betriebsdauer über 60 Jahren hinaus		20 Jahre		
<i>Sensitivität – Stilllegung zwei Jahre nach dem 60. Betriebsjahr</i>	<i>2 Jahre</i>	<i>2 Jahre</i>	-	
<i>Sensitivitäten – Stilllegung fünf Jahre nach dem 60. Betriebsjahr</i>	<i>5 Jahre</i>	<i>5 Jahre</i>	-	

GRUNDLAGENARBEITEN ZUM POSTULAT 23.4152 «LANGZEITBETRIEB SCHWEIZER KERNKRAFTWERKE»

Sensitivitäten – Stilllegung zehner Jahre nach dem 60. Betriebsjahr	10 Jahre	10 Jahre	-	Annahme
Sensitivitäten – Stilllegung 15 Jahre nach dem 60. Betriebsjahr	15 Jahre	15 Jahre	-	Annahme
WACC, nominal vor Steuern		7%		Annahme durch Frontier Economics
Sensitivität – höherer WACC		10%		Annahme durch Frontier Economics
Inflation	historisch bis August 2025 und 1% danach			Historische Werte vom Bundesamt für Statistik. FE-Annahme ab September 2025 basierend auf Annahmen bei der Bestimmung der Förderhöhe für Strom aus PV-Erzeugung

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Ein nominaler WACC von 7% vor Steuern liegt über den WACC für geförderte erneuerbare Energien in der Schweiz und unter dem WACC in der Beihilfeentscheidung für Doel 4 und Tihange 3. Das Risiko für Investitionen in den Langzeitbetrieb durch KKG und KKL dürfte zwischen dem Risiko von erneuerbaren Energien und der belgischen KKW liegen, die sehr kurzfristig in einer unsicheren politischen Umgebung in den Langzeitbetrieb investieren mussten. Zum Vergleich beträgt der reale WACC in OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies is real, 7%. Allerdings ist die Diskontierungsrate in NEA eine durchschnittliche über alle Kernkraftwerke der Welt und kann risikobehaftete Investitionsbedingungen oder höhere risikolose Zinsrate berücksichtigen. Zur Umrechnung der Parameter auf reale Werte des Jahres 2025 wurde die historische Inflationsrate gemäss den Daten des Bundesamts für Statistik berücksichtigt.

Die Annahmen wurden wie folgt hergeleitet.

## Kosten

### Investitionskosten

Die Investitionskosten basieren auf den Schätzungen der Kraftwerksbetreiber (siehe **Abschnitt 2.4.1 und 2.4.2**). In allen drei Preisszenarien verwenden wir die jeweils die «Best Estimate»-Schätzung der Betreiber. Für das NPV-Modell berechnen wir die Investitionskosten von realen Werten aus Sicht von 2023 in nominale Werte um. Für KKG legen wir die zurückliegenden Investitionskosten aus dem Jahr 2024 inflationsbereinigt auf das Jahr 2025 um. Im Mittelpreisszenario prüfen wir Sensitivitäten für positive und negative Abweichungen.

### Fixe Betriebskosten

Zur Bestimmung der fixen Betriebskosten orientieren wir uns an in den Geschäftsberichten ausgewiesenen Anteil des Postens «Betrieb» an den normalisierten Jahreskosten und wenden diesen auf die Gesamtkosten des Jahres 2024 an.

Konkret beträgt der Anteil der Betriebskosten an den normalisierten Jahreskosten 52% für KKG und 51% für KKL. Bei normalisierten Jahreskosten von 355 Mio. CHF (real, 2024) für KKG und 470 Mio. CHF (real, 2024) für KKL resultieren daraus fixe Betriebskosten von rund 185 Mio. CHF (real, 2024) bzw. 240 Mio. CHF (real, 2024) im Jahr 2024. Für die Folgejahre schreiben wir diese fixen Betriebskosten unter Berücksichtigung der Inflation fort.<sup>128</sup>

Die von uns geschätzten fixen Betriebskosten fallen höher aus als die fixen Betriebskosten, die in der Fachliteratur für den Langzeitbetrieb typischerweise angegeben werden. Eine mögliche Erklärung könnten höhere Personalkosten in der Schweiz oder unterschiedliche Standards für die Rechnungsauslegung sein.

Wir halten die fixen Betriebskosten über den Langzeitbetrieb real konstant, d.h. die nominalen fixen Betriebskosten steigen jährlich um die allgemeine Preissteigerung (Inflation).

Es ist grundsätzlich möglich, dass die Instandhaltung mit zunehmendem Anlagenalter steigen können. Studien der Nuclear Energy Agency zeigen jedoch, dass es im Langzeitbetrieb auch Faktoren gibt, welche die fixen Betriebskosten sinken lassen. Dazu gehören Betriebsoptimierungen und technischer Fortschritt, die dazu beitragen können, dass die fixen Betriebskosten real stabil bleiben oder sogar sinken. Laut NEA sind die Betriebskosten nach

---

<sup>128</sup> Diese Kosten sind nicht mit den fixen Betriebskosten in der Studie von ETH Zürich und Nexus-E «Swiss electricity supply after the Mantelerlass - quo vadis? A perspective on Nuclear Power» vom September 2023 vergleichbar. Die Autoren weisen die fixen Betriebskosten in CHF pro Megawattstunde aus. Fixe Betriebskosten fallen jedoch typischerweise unabhängig von der produzierten Menge an. Eine jährliche Festlegung ist daher sachgerechter.

umfangreichen Modernisierungen im Rahmen von Massnahmen zur langfristigen Betriebsführung teilweise gesunken.<sup>129</sup>

Es ist denkbar, dass im Langzeitbetrieb der Bedarf an Instandhaltung und Wartung aufgrund erhöhter Sicherheitsanforderungen im Zeitverlauf ansteigt. Wir haben ein solches Risiko durch Kosten-Sensitivitäten für die Investitionskosten implizit abgebildet.

### Variable Kosten

Zur Ermittlung der variablen Kosten orientieren wir uns an den Angaben zu Brennstoff- und Entsorgungskosten in den Geschäftsberichten der KKW für das Jahr 2024. Dabei werden die variablen Kosten als Summe der in den Berichten ausgewiesenen Anteile der Posten «Kernbrennstoff» und «nukleare Entsorgung» an den normalisierten Produktionskosten<sup>130</sup> berechnet.

Für KKG werden Anteile von 7,8 % (Kernbrennstoff) und 8,9 % (Entsorgung) ausgewiesen, während für KKL-Anteile von je 11 % für Kernbrennstoff und Entsorgung ausgewiesen werden. Bei normalisierten Produktionskosten von 44,4 CHF/MWh (real, 2024) für KKG und 48,8 CHF/kWh (real, 2024) für KKL resultieren daraus variable Kosten von 7,41 CHF/MWh (real, 2024) für KKG bzw. 10,74 CHF/MWh (real, 2024) für KKL im Jahr 2024. Für die Folgejahre schreiben wir diese variablen Kosten unter Berücksichtigung der Inflation fort.<sup>131</sup>

Wir sehen keine Notwendigkeit, von steigenden Beschaffungskosten für Kernbrennstoff auszugehen. Zum einen fallen die auf Basis der Geschäftsberichte geschätzten variablen Kosten höher aus als die variablen Kosten, die in der Fachliteratur für Langzeitbetrieb typischerweise angegeben werden. Zum anderen können Uranpreise in der Zukunft steigen und sinken – beispielsweise hatten sie 2024 einen Höchstwert von über 100 USD/Lbs erreicht und liegen mittlerweile auf unter 80 USD/Lbs.<sup>132</sup>

### Rückbau- und Stilllegungskosten

Spezifische, mit dem Langzeitbetrieb bis 80 Jahre verbundenen Stilllegungskosten wurden nicht für die Wirtschaftlichkeitsanalyse des Langzeitbetriebs berücksichtigt. Laut NEA können diese Kosten, die bereits während der ursprünglichen geplanten Betriebszeit anfallen, als vollständig zurückgestellt betrachtet werden und sollten somit nicht als zusätzliche Kosten während des Langzeitbetriebs bis 80 Jahre berücksichtigt werden.<sup>133</sup> In der Schweiz sind

---

<sup>129</sup> OECD, NEA (2021) Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, S. 126.

<sup>130</sup> Die normalisierten Produktionskosten ergeben sich aus den normalisierten Jahreskosten dividiert durch die jährliche Stromproduktion und werden in den Geschäftsberichten der Kernkraftwerke in Rp./kWh ausgewiesen.

<sup>131</sup> Brennstoffkosten können in Wirtschaftlichkeitsanalysen entweder als fixe, periodische Kosten oder als variable Kosten erfasst werden. Wir haben uns in Anlehnung an den Kostenangaben in den Geschäftsberichten von KKG und KKL für Letzteres entschieden.

<sup>132</sup> Siehe <https://tradingeconomics.com/commodity/uranium>, Stand 12. Dezember 2025.

<sup>133</sup> OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Seite 127.

ausserdem KKW-Betreiber verpflichtet bereits während des Betriebs die Arbeiten für die Stilllegung über den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds für Kernanlagen (STENFO) vorzufinanzieren.<sup>134</sup> Somit ist davon auszugehen, dass zum derzeit geplanten Laufzeitende nach 60 Jahren, genügend Kapital zurückgestellt wurde, dass ein Langzeitbetrieb bis 80 Jahre keine Mehrkosten für die Stilllegung verursacht. Wir haben gemäss Auftrag keine zusätzlichen Stilllegungskosten für den Langzeitbetrieb zwischen 60 und 80 Jahre berücksichtigt.

Allerdings fallen bei einer ungeplanten vorzeitigen Stilllegung zusätzliche Stilllegungskosten an, die weiter unten beschrieben sind.

## Erlöse

Die KKW erzielen Erlöse auf dem Grosshandelsmarkt. Die Erlöse hängen somit von den Grosshandelspreisen und der Auslastung ab.

## Grosshandelspreise

Die Grosshandelspreise sind dabei wie folgt definiert:

- Die Grosshandelspreise in unserem Niedrigpreisszenario stammen aus dem Kurzbericht für das BFE «Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge» (2025).<sup>135</sup>
- Die Grosshandelspreise in unserem Hochpreisszenario stammen aus dem Bericht «Energieperspektiven 2050+ » für das BFE.<sup>136</sup> Wir übernehmen die modellierten Preise bis 2040 und halten sie danach real konstant, da wir den anschliessend stark ansteigende Preisverlauf aus heutiger Sicht als wenig plausibel einschätzen.
- Die Grosshandelspreise in unserem Mittelpreisszenario entsprechen dem arithmetischen Mittelwert aus dem Niedrig- und Hochpreisszenario.

## Auslastung

Die Auslastung variiert in Abhängigkeit vom Preisszenario. Die Grosshandelspreise können eine Auswirkung auf die Auslastung haben – wenn diese in den meisten Stunden im Jahr höher als die variablen Produktionskosten sind, ist die erwartete Auslastung der Anlagen hoch, wenn sie niedriger sind, dann ist die erwartete Auslastung niedrig.<sup>137</sup> Für die Auslastung der KKW ist deshalb neben dem durchschnittlichen Preisniveau die stündliche oder tägliche

---

<sup>134</sup> Art. 8 Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung (SEFV)

<sup>135</sup> <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11481>

<sup>136</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>, Szenario «ZERO-Basis, KKW-Laufzeit 60 Jahre».

<sup>137</sup> Voraussetzung für Variationen der Auslastung ist, dass die Kernkraftwerke die technischen Möglichkeit haben, ihre Auslastung kurzfristig zu variieren und die Drosselung bzw. Erhöhung der Produktion nicht mit wesentlichen Zusatzkosten verbunden ist.

Variation der Preise relevant. Diese steigt in der Zukunft aufgrund eines höheren Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich an.

Im Niedrigpreis- und im Mittelpreisszenario nehmen wir an, dass die durchschnittliche Auslastung der KKW im ersten Jahr des Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus (2040 für KKG und 2045 für KKL) 88% beträgt und bis Ende des Betriebs (inkl. 2059 für KKG und 2064 für KKL) kontinuierlich auf 75% sinkt.<sup>138</sup> In dem Hochpreisszenario nehmen wir an, dass auch wenn die Volatilität steigt, diese keine Auswirkung auf die Auslastung über die Zeit hat und sie für beide KKW bei 88% bleibt – das entspricht einer Annahme, dass die Preise in den Niedrigpreisstunden nicht unter den variablen Betriebskosten der KKW liegen.

In der Sensitivität für den reinen Winterbetrieb nehmen wir eine Auslastung in Höhe von 45%. Dies entspricht einem Betrieb von September bis März und einer nicht geplanten Nicht-Verfügbarkeit von 10%.

### Weitere Annahmen

Weitere Annahmen betreffen die Kapitalkosten (WACC) sowie die Dauer des Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus.

### WACC

In allen drei Preisszenarien nehmen wir einen nominalen WACC vor Steuern in Höhe von 7% an. Das widerspiegelt eine mittelhohe Unsicherheit der Investition.<sup>139</sup>

Im Mittelpreisszenario prüfen wir ausserdem über eine Sensitivität die Wirkung höherer Kapitalkosten und untersuchen die Wirtschaftlichkeit, wenn das nominale WACC vor Steuern 10%<sup>140</sup> beträgt.

### Betriebsdauer über 60 Jahre hinaus

In allen Preisszenarien untersuchen wir die Wirtschaftlichkeit der Investitionskosten bei Langzeitbetrieb bis 80 Jahre. Im Mittelpreis- und Niedrigpreisszenario untersuchen wir die Wirkung vorzeitiger Stilllegungen. Vorzeitige Stilllegungen sind beispielsweise infolge einer Verschärfung der Sicherheitsanforderungen nach einem technischen Vorfall bei einem anderem KKW oder durch ein Referendum, das zu einer (politisch motivierten) Stilllegung

---

<sup>138</sup> OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Table 6.1.

<sup>139</sup> Ein nominaler WACC von 7% vor Steuern liegt über den WACC für geförderte erneuerbare Energien in der Schweiz und ist vergleichbar mit dem WACC in der Beihilfeentscheidung für Doel 4 und Tihange 3. Das Risiko für Investitionen in den Langzeitbetrieb durch KKG und KKL dürfte über dem Risiko von erneuerbaren Energien liegen. Zum Vergleich beträgt der reale WACC in OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies is real, 7%. Allerdings ist die Diskontierungsrate in NEA eine durchschnittliche über alle Kernkraftwerke der Welt und kann risikobehaftete Investitionsbedingungen oder höhere risikolose Zinsrate berücksichtigen.

<sup>140</sup> OECD, NEA (2021): Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies, Table 6.1.

möglich.<sup>141</sup> Es ist auch denkbar, dass die KKW bei Nicht-Bestehen einer periodischen Sicherheitsprüfung (PSÜ), die alle 10 Jahre durchzuführen ist, vorzeitig stillgelegt werden müssen.

Folgende Sensitivitäten für unerwartete vorzeitige Stilllegungen werden im Mittelpreisszenario und Niedrigpreisszenario untersucht:

- Stilllegung **2 Jahre nach dem 60. Betriebsjahr** (Betrieb bis inkl. 2041 für KKW Gösgen, 2046 für KKW Leibstadt);
- Stilllegung **5 Jahre nach dem 60. Betriebsjahr** (Betrieb bis inkl. 2044 für KKW Gösgen, 2049 für KKW Leibstadt);
- Stilllegung **nach 10 Jahren nach dem 60. Betriebsjahr** (Betrieb bis inkl. 2049 für KKW Gösgen, 2054 für KKW Leibstadt); und
- Stilllegung **nach 15 Jahren nach dem 60. Betriebsjahr** (Betrieb bis inkl. 2054 für KKW Gösgen, 2059 für KKW Leibstadt).

Eine unerwartete vorzeitige Stilllegung führt zu einem sofortigen Wegfall der Erlöse und zu fortbestehenden Kosten über mehrere Jahre.

- **Erlöse** – Ab dem Zeitpunkt der Stilllegung entfallen sämtliche Erlöse. Bei einer Stilllegung nach zwei Jahren im verlängerten Betrieb bis 80 Jahre bedeutet dies den Wegfall der Erlöse für KKG ab dem Jahr 2042 und für KKL ab dem Jahr 2047.
- **Kosten** – Ein Teil der Kosten fällt nach der Stilllegung weiterhin an.<sup>142</sup>
  - Die **Investitionskosten** fallen noch fünf Jahre nach der Stilllegung an. Grund ist, dass bei einer vorzeitigen Vertragsauflösung noch Zahlungen für bereits vereinbarte Investitionen zu leisten sind. Investitionsentscheidungen wirken der vorangegangenen vier bis fünf Jahre nach und müssen teilweise weitergetragen werden.
  - Die **fixen Betriebskosten** bleiben ebenfalls für fünf Jahre bestehen. Nach der unerwarteten Einstellung des Leistungsbetriebs müssen viele Systeme und Einrichtungen weiter betrieben, geprüft und gewartet werden, bis eine Stilllegungsverfügung vorliegt. Der Zeitraum ergibt sich aus der internen Erstellung und Einreichung der Unterlagen (etwa zwei Jahre) und der externen Prüfung durch Gutachter und Behörden (weitere zwei bis drei Jahre). Diese Annahme ist

---

<sup>141</sup> Die Sensitivitäten sind grundsätzlich auch für den Fall anwendbar, dass sich die Behebung eines technischen Ausfalls bzw. grosser Komponentenbedarf kurz vor Erreichung der geplanten Betriebsende nach 80 Jahren Betrieb nicht amortisieren würde.

<sup>142</sup> Folgende Annahmen basieren auf der Experteneinschätzungen durch Siempelkamp NIS.

konservativ. Wir nehmen wir an, dass die jährlichen Betriebskosten 88 Mio. CHF (real, 2025) für KKG und 107 Mio. CHF (real, 2025) für KKL betragen.

- **Variable Kosten** fallen für weitere 10 Jahre in unterschiedlicher Höhe an. Brennstoffbeschaffung und -entsorgung verursachen in den ersten zwei Jahren nach der Stilllegung weiterhin volle Kosten gemäss erwarteter Auslastung. Wir nehmen weiterhin an, dass in den folgenden acht Jahren rund 50 % der Beschaffungskosten anfallen. Hintergrund ist, dass Brennstoffbestellungen typischerweise zehn Jahre im Voraus vertraglich fixiert sind. Eine Weitervermarktung nicht benötigter Brennelemente ist zwar möglich, führt jedoch zu erheblichen Wertverlusten. Frische Brennelemente werden meist ein bis eineinhalb Jahre vor ihrem Einsatz geliefert und verursachen somit zusätzliche Entsorgungskosten. Die Berechnung erfolgt auf Basis fiktiver Strommengen, die der regulären Produktion entsprechen.

## Inflation

Zur Bestimmung der durchschnittlichen Jahresinflation in der Schweiz verwenden wir Daten des Bundesamts für Statistik (BFS).<sup>143</sup> Für das Jahr 2025 wird die monatliche Jahresteuern von Januar bis August 2025 berücksichtigt; für die verbleibenden Monate wird eine monatliche Jahresteuern von 1 % angenommen. Daraus ergibt sich eine geschätzte Jahresinflation von 0,45 % für 2025. Ab 2026 wird im Modell eine konstante jährliche Inflationsrate von 1 % unterstellt.

## Wechselkurs (CHF-EUR)

Für die Umrechnung von Euro in Schweizer Franken (für die Grosshandelsstrompreise aus dem Kurzbericht für das BFE «Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge» (2025)) verwenden wir die Referenzkurse der Europäischen Zentralbank (EZB).<sup>144</sup> Für das Jahr 2025 und die Folgejahre verwenden wir den durchschnittlichen Wechselkurs von Januar bis September 2025 von 0,94 CHF pro EUR.

---

<sup>143</sup> Bundesamt für Statistik: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/landesindex-konsumentenpreise.html> (abgerufen am 23.09.2025)

<sup>144</sup> Siehe [ECB Data Portal](#) für durchschnittlichen jährliche Wechselkurse bis 2024 (abgerufen am 23.09.2025) sowie [EZB](#) für die täglichen Wechselkurse im Jahr 2025 (abgerufen am 23.09.2025).

## Anhang C – Detaillierte Prüfung der Relevanz von finanziellen und regulatorischen Massnahmen im Schweizer Kontext

Die folgende Tabelle zeigt für eine Long-List grundsätzlich denkbarer Instrumente, welche Investitionshindernisse sie adressieren können und ob sie geeignet sind, die für KKG und KKL identifizierten möglichen Investitionshindernisse zu mindern.<sup>145</sup>

---

<sup>145</sup> Einige der Massnahmen können geeignet sein, Investitionshindernisse bei Neubau von KKW zu adressieren. Das sind zum Beispiel Instrumente, welche das Ziel haben, die Finanzierungsrisiken und Finanzierungskosten zu senken, wie zum Beispiel staatliche Garantien und staatlich geförderte Kredite. Eine detaillierte Prüfung der Relevanz für die Förderung von Neubauten ist nicht Bestandteil dieser Studie.

**Tabelle 10** Übersicht potenziell relevanter finanzieller und regulatorischer Massnahmen zur Unterstützung von Investitionen in den Langzeitbetrieb bis 80 Jahre

<b>Massnahme</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Adressierte Hindernisse</b>	<b>Relevanz für KKG und KKL und Erläuterungen</b>
<b>Zweiseitige CfD (z.B. Hinkley Point C in Grossbritannien)</b>	Sichert Betreibern einen festen Erlös pro MWh, indem der Staat / ein öffentliches Unternehmen die Differenz zwischen Marktpreis und einem vereinbarten Strike-Preis ausgleicht oder vereinnahmt	Kann eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen; Senkt langfristiges Marktpreisrisiko; Kann dadurch die Finanzierungskosten senken	<b>Relevant</b> Das Instrument kann sowohl das vorhandene Marktpreisrisiko wie eine eventuell später festgestellte Wirtschaftlichkeitslücke adressieren
<b>Langfristige Power Purchase Agreements (PPA)</b>	Langfristiger Stromliefervertrag, über den bei Vereinbarung eines Fixpreises für eine bestimmte Erzeugungsmenge pro Jahr das Preisrisiko auf den PPA-Käufer übertragen werden kann	Kann Preisrisiken senken ( <i>Hinweis: Mengenrisiken im Sinne von geringeren Erzeugungsmengen bei längeren Perioden mit negativen Preisen wären ebenfalls absicherbar (fixe Vertragsmenge oder Min-Take-Menge), dafür entstehen neue Mengenrisiken bei</i>	<b>Nicht relevant</b> Abnehmer schliessen in der Regel Verträge 5-15 Jahre im Voraus ab, in Einzelfällen auch bis 25 Jahre (beispielsweise für neue Wind Offshore Projekte). Es ist daher unwahrscheinlich, dass zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung (FID) 10 Jahre vor

		<i>längerfristigen technischen Ausfällen).</i>	Erzeugungsbeginn eine Vertragspartei für den relevanten Betriebszeitraum (10-30 Jahre nach FID) gefunden werden kann..
<b>Kapazitätzahlungen / Winterreserve</b>	Vergütet Kraftwerksbetreiber oder Speicher für gesicherte Leistung in Knappheitssituationen	Wirtschaftlichkeitslücke	<b>Nicht relevant</b> Eine Winterreserve ist nicht sinnvoll für KKW als Baseload-Technologien, die ohnehin im Winter produzieren würden.
<b>Winterstrombonus</b>	Das Instrument vergütet die Stromerzeugung im Winter zusätzlich zu Markterlösen. Dadurch verändern sich die Anreize für die Standortwahl von Photovoltaikanlagen. Anstelle einer Standortwahl, die die gesamte Stromproduktion maximiert, werden Standorte bevorzugt, die zwar insgesamt weniger Strom erzeugen, dafür aber eine höhere Produktion im Winter aufweisen.	Wirtschaftlichkeitslücke	<b>Nicht relevant</b> Grundsätzlich haben Kernkraftwerke einen Anreiz, in Knappheitsstunden mit hohen Strompreisen verfügbar zu sein und Strom zu produzieren. Das Design anderer Förderinstrumente kann diese Anreize aufrechterhalten.
<b>RAB-Modell (z.B. Sizewell C in Grossbritannien)</b>	Sichert den Betreibern eine regulierte Rendite auf die anerkannten Investitionskosten («asset base») und einen Ausgleich für Betriebskosten, indem eine öffentliche Stelle die Differenz	Kann eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen	<b>Grundsätzlich relevant</b> Das Instrument kann viele der festgestellten

	<p>zwischen einem regulierten Erlös und erzielten Erlös ausgleicht</p> <p>Zuverlässiger Ertrag auf regulierter Basis und nach Offenlegung von Kosten und Einnahmen</p>	<p>Kann Kosten-, Preis- und Volumenrisiken adressieren</p> <p>Kann Risiken versunkener Kosten bei vorzeitiger Stilllegung adressieren</p>	<p>Investitionshindernisse adressieren</p>
<p><b>Investitionsbeitrag (Capex-Zuschuss)</b></p>	<p>Finanzielle Unterstützung der Investitionskosten (in % oder als Mio. CHF)</p>	<p>Kann eine Wirtschaftlichkeitslücke schliessen und den Umfang an versunkenen Kosten bei einer vorzeitiger Stilllegung reduzieren;</p> <p>kann je nach Gestaltung den Finanzierungsbedarf senken</p>	<p><b>Relevant</b></p> <p>Das Instrument kann eine später festgestellte Wirtschaftlichkeitslücke adressieren bzw. die Risiken von versunkenen Kosten senken</p>
<p><b>Senkung des Kapitalbedarfs und Eigenkapitalkosten über staatliches JV</b></p>	<p>Staat beteiligt sich als Eigenkapital-Geber an der Investition und trägt anteilig die Chancen und Risiken</p>	<p>Senkt Finanzierungsrisiken (durch Senkung des Bedarfs an Fremdkapital und die Bankability)</p> <p>Senkt die Wirkung politischer Risiken auf private Miteigentümer</p>	<p><b>Relevant</b></p> <p>Das Instrument kann die festgestellten Risiken einer politisch motivierten vorzeitiger Stilllegung senken</p>

<p><b>Senkung der Finanzierungskosten über staatliche Kreditgarantie/Bürgschaft</b></p>	<p>Bund garantiert Anleihen/Darlehen und senkt die Kosten für die Aufnahme von Fremdkapital</p>	<p>senkt die Kapitalkosten</p>	<p><b>Nicht relevant</b> Finanzierungskosten voraussichtlich kein Investitionshindernis bei Investitionen in den Langzeitbetrieb</p>
<p><b>Senkung der Finanzierungskosten über grüne Bundes-/Kantonsdarlehen &amp; -anleihen</b></p>	<p>Zinsgünstige (ggf. steuerbegünstigte) Kredite/Green Bonds zweckgebunden für Investitionen in Langzeitbetrieb bis 80 Jahre</p>	<p>Senkt die Kapitalkosten</p>	<p><b>Nicht relevant</b> Finanzierungskosten voraussichtlich keine Investitionshindernis bei Investitionen in den Langzeitbetrieb</p>
<p><b>Steuerliche Hebel (Steuerzugschrift wie in USA, schnellere Abschreibung)</b></p>	<p>Steuerzugschriften senken die Steuerzahlung direkt und erhöhen damit unmittelbar die Liquidität (wenn eine Steuerschuld besteht). Kantonskoordinierte Vorzugsabschreibung reduzieren die steuerliche Bemessungsgrundlage, Steuerersparnis über niedrige ausgewiesene Gewinne.  Im Ergebnis höhere Cashflows in früheren und geringeren Cashflows in späteren Zeiten.</p>	<p>Kann das Risiko vorzeitiger Stilllegungen senken, indem der Restwert schneller sinkt</p>	<p><b>Relevant</b> Das Instrument kann die Wirkung vorzeitiger Stilllegungen senken</p>
<p><b>Kernenergiestrategie</b></p>	<p>Eine langfristig angelegte Kernenergiestrategie, die eine Roadmap für den Langzeitbetrieb (und ggf. Neubauvorhaben) festlegt und über Volksabstimmungen und Gesetzesänderungen</p>	<p>Kann Risiken und Kapitalkosten senken  Senkt nicht Risiko vorzeitiger, politisch motivierter Stilllegungen</p>	<p><b>Relevant</b> Das Instrument kann die Wirkung politische Risiken auf die Kapitalkosten senken</p>

	legitimiert ist, kann eine sicherere Investitionsumgebung schaffen		
<b>Transparente Sicherheits-/Entsorgungskommunikation</b>	ENSI-Berichte, Anwohnende-Gremien, Visualisierung LZB-Nachrüstungen, Tiefenlager-Zeitplan grds. förderlich für Senkung der technisch bedingten Unsicherheiten	Verbessert die Gesellschaftliche Akzeptanz und senkt politische Risiken	<b>Relevant</b>
<b>Staatliche Schadenersatzregelung bei vorzeitigen Stilllegungen</b>	Vertragliche Klauseln zu Force Majeure, Risikoteilung und gesetzliche Entschädigungsregelungen	Senkt regulatorisch-politische Risiken für vorzeitige Stilllegung	<b>Relevant</b>
<b>Staatliche Haftungsübernahme / Haftungsbeschränkung (z.B. USA, DE)</b>	Der Staat übernimmt Haftung bei Schäden ab einem bestimmten Betrag, so dass die Betreiber lediglich für Schäden bis zu diesem Betrag haften und diese absichern müssen	Kann die Kosten für die Versicherungsprämien senken und die Wirtschaftlichkeit verbessern	<b>Bedingt relevant</b> In der Schweiz besteht eine Versicherungsdeckung auf 1,2 Milliarden Euro, die bereits teilweise vom Bund übernommen wird, Betreiber haftet mit gesamtem Vermögen <sup>146</sup> ; es besteht beim Weiterbetrieb bestehender Anlagen keine Notwendigkeit zur Anpassung
<b>Reduzierte Netznutzungsentgelte /</b>	Die KKW-Betreiber zahlen nur reduzierte Netznutzungsentgelte relativ zu den Netznutzungsentgelten, die andere	Kann die Betriebskosten und die Wirtschaftlichkeit verbessern	<b>Nicht relevant</b> In der Schweiz werden bisher keine

<sup>146</sup> <https://ensi.admin.ch/de/technisches-forum/versicherungshaftung/>

<p><b>Befreiung von Abgaben auf Strom</b></p>	<p>Stromerzeuger zahlen oder die KKW-Betreiber werden von der Zahlung der von Abgaben auf Strom (wie z.B. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen) befreit</p>	<p>Netznutzungsentgelte für die Einspeisung von Stromerzeugern erhoben; falls es zukünftig eine Änderung des Netznutzungsentgeltregimes geben sollte, könnte eine Befreiung / Senkung von Abgaben die Betriebskosten senken</p>
-----------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Quelle: *Frontier Economics*

## Anhang D – Erfahrungen mit staatlichen Massnahmen und Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken in anderen europäischen Ländern

Wir haben die Investitionen in Langzeitbetrieb und neue Blöcke von Kernkraftwerken und die staatlichen Unterstützungsmassnahmen in ausgewählten europäischen Ländern untersucht.

Tabelle 11 fasst die wichtigsten Informationen zusammen. Darüber hinaus zeigen Tabelle 12 bis Tabelle 15 Details über die Verlängerungen der Betriebslaufzeit von KKW in Belgien, Finnland, Schweden und Frankreich.

Die Vergleichbarkeit zur Situation in der Schweiz ist teilweise eingeschränkt, was bei der Interpretation zu berücksichtigen ist. Trotzdem lassen die Ländervergleiche generelle Schlussfolgerungen zu.

Aus den folgenden Tabellen wird ersichtlich:

- In der Vergangenheit adressierte Massnahmen insbesondere Risiken im Kontext von Erweiterungen / Neubauten von KKW – dies umfasst sowohl marktliche, technische als auch politisch-regulatorische Risiken; Wirtschaftlichkeitslücke war weniger relevant.
- Finanzielle Unterstützungsmassnahmen gab es vor allem in Zusammenhang mit KKW-Neubauten, nur in Ausnahmefällen (wie in Belgien) bei Langzeitbetrieb.
- In einigen Ländern betreiben staatliche Energieunternehmen die KKW, d.h. die politischen Risiken sind zumindest teilweise internalisiert.
- Die häufigsten Unterstützungsmassnahmen für Langzeitbetrieb und Neubauten bestehen in:
  - langfristiger Preissicherung (CfD) zur Reduktion marktlicher Risiken;
  - staatliche Kapitalzufuhr (sowohl Eigenkapital durch Beteiligungen in Joint Ventures als auch Fremdkapital durch die Bereitstellung vergünstigter Kredite), was neben Finanzierungsrisiken indirekt auch politische Risiken senkt.

**Tabelle 11 Übersicht über Investitionen in Langzeitbetrieb und Neubauten von KKW oder KKW-Blöcken in ausgewählten europäischen Ländern**

<b>Land und KKW</b>	<b>Erweiterung/Neubau</b>	<b>Handlungsbedarf</b>	<b>Staatliche Unterstützungsmassnahmen</b>
<b>Belgien (Doel 4 &amp; Tihange 3)</b>	Verlängerung um 10 Jahre	Wirtschaftlichkeitslücke und hohe Risiken	Gesellschafterdarlehen und Eigenkapitalzufuhr vom belgischen Staat zu einem JV mit Electrabel (50% von 2 Mrd. €); Übertragung von Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit der langfristigen Lagerung und Endlagerung auf den belgischen Staat; zweiseitiger Differenzkontrakt («CfD») für 10 Jahre (Strike-Preis vorläufig bei 80-90 €/MWh)
<b>Finnland (Loviisa)</b>	Verlängerung um 20 Jahre	Kein Handlungsbedarf, geringe politische Risiken	Keine finanzielle staatliche Unterstützung
<b>Schweden (Forsmark &amp; Ringhals)</b>	Verlängerung um 20 Jahre & Neubau Blöcke geplant	Kein Handlungsbedarf, geringe politische Risiken	Keine finanzielle staatliche Unterstützung für die Langzeitbetrieb; Staatliche Kredite und CfD für Neubau

GRUNDLAGENARBEITEN ZUM POSTULAT 23.4152 «LANGZEITBETRIEB SCHWEIZER KERNKRAFTWERKE»

<b>Frankreich (betrifft alle Reaktoren älter als 25 Jahre)</b>	Verlängerung um 10 Jahre	(Potentielle) Wirtschaftlichkeitslücke, aber geringe politisch-regulatorische Risiken	Modernisierungsprogramm Grand Carénage (finanziert vom staatlichen Betreiber EDF); Mit französischer Regierung wurde eine Post-ARENH-Preis-Korridorregelung <sup>147</sup> verhandelt, die es EDF erlaubt, höhere Preise zu erzielen als der regulierte Festpreis von 42 €/MW für ARENH-Mengen
<b>Slowakei (Bohunice)</b>	Verlängerung um 20 Jahre & Neubau Block	Geringe Risiken, da positive Einstellung zu Kernkraft und staatliche Beteiligung	Keine staatliche Unterstützung für die Langzeitbetrieb bekannt; zwischenstaatliches Kooperationsabkommen mit den USA für den Bau (von Westinghouse) des neuen Reaktors
<b>Niederlande (Borssele)</b>	Verlängerung um 10-20 Jahre (in Prüfung) & Neubau Blöcke	Wirtschaftlichkeitslücke, moderates politisches Risiko, da Einstellung zu Kernkraft zunehmend positiv; Finanzierungsrisiken für Neubau	Staatlich finanzierte Machbarkeitsstudien für den Langzeitbetrieb; unverbindliches Angebot des Staats zum Kauf der 70% Anteile von Zeeuwse

<sup>147</sup> ARENH oder «Accès régulé à l'électricité nucléaire historique» (auf Deutsch: «Regulierter Zugang zu historischer Atomenergie») ist ein französisches Recht, das es Energieanbietern ermöglichen, Strom von den französischen Atomkraftwerken zu einem regulierten Preis zu kaufen.

			Energie Houdstermaatschappij (ZEH) am KW Borssele
<b>Rumänien (Cernavodă)</b>	Verlängerung & Neubau Blöcke	Geringe politische Risiken für Verlängerung, da KKW in staatlicher Hand, Wirtschaftlichkeitslücke und hohe Risiken für Neubau (Finanzierung, Abhängigkeit von internationalen Partnern)	Keine finanzielle staatliche Unterstützung für die Langzeitbetrieb; Staatliche Kredite und CfD nur für Neubau
<b>Vereinigtes Königreich (Sizewell C)</b>	Neubau KKW	Starke politische Unterstützung und Wirtschaftlichkeitslücke und Finanzierungsrisiken vor allem während der Bauphase	Regulated-Asset-Base (RAB) Modell mit Kapitalzuführung während der Bauphase und Aufsicht durch die britische Energieregulierungsbehörde Ofgem; Staatliche Eigenkapitalbeteiligung (45%)
<b>Polen (Lubiatowo-Kopalino)</b>	Neubau KKW	Geringe politische Risiken, da positive Einstellung zu Kernkraft und staatliche Beteiligung; Liquiditätsrisiken	Staatliche Eigenkapitalzufuhr in Höhe von rund 14 Mrd. EUR; staatliche Garantien, die 100 % der von PEJ <sup>148</sup> zur Finanzierung des Investitionsvorhabens aufgenommenen Schulden abdecken; zweiseitiger Differenzkontrakt («CfD») über

<sup>148</sup> PEJ steht für «Polskie Elektrownie Jądrowe» (auf Deutsch «Polnische Kernkraftwerke») ist das staatliche Unternehmen, das für den Aufbau der ersten grossen Kernkraftwerke in Polen verantwortlich ist.

GRUNDLAGENARBEITEN ZUM POSTULAT 23.4152 «LANGZEITBETRIEB SCHWEIZER KERNKRAFTWERKE»

			die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks von 60 Jahren
<b>Bulgarien (Kozloduy 7–8)</b>	Neubau Blöcke	Geringe politische Risiken, da positive Einstellung zu Kernkraft und staatliche Beteiligung; hohe Liquiditätsrisiken, da Neubau	Staatliche Kapitalisierung der Projektgesellschaft; starke politische Unterstützung von Atomkraft (historisch bedingt); Exportkredit USA für Errichtung durch Westinghouse
<b>Ungarn (Paks II)</b>	Neubau Blöcke	Geringe politische Risiken, da positive Einstellung zu Kernkraft und staatliche Beteiligung Finanzierungsrisiken	Der Bau wird vollständig vom ungarischen Staat finanziert (u.a. über Kredit mit Russland)

Quelle: Betreiberwebseiten ([EDF](#) für Frankreich, [Vattenfall](#) für Schweden, [Fortum](#) für Finnland); Regierungswebseiten inkl. EU ([Belgien](#), [Niederlande](#), [Vereinigtes Königreich](#), [Polen](#), [Bulgarien](#), [Ungarn](#)); World Nuclear News ([Frankreich](#), [Niederlande](#), [Rumänien](#)); World Nuclear Association ([Slowakei](#)); Reuters ([Schweden](#), [Bulgarien](#)) und weitere Quellen.

Hinweis: Stand September 2025.

Wir haben in den vier untersuchten europäischen Ländern (Belgien, Finnland, Schweden und Frankreich) die Investitionshindernisse und die evtl. vorhandenen finanziellen Unterstützungsmassnahmen bei Langzeitbetrieb vertiefter analysiert.

**Tabelle 12 Belgien**

<b>Aspekt</b>	<b>Information</b>
Anteil KKW im Strommix	41% (2024)
KKW und Alter der Anlagen vor der Verlängerung	<b>KKW Doel</b> (1 Block, Doel-4, Alter: 40 Jahre) <sup>1</sup> <b>KKW Tihange</b> (1 Block, Tihange-3, Alter: 40 Jahre) <sup>2</sup>
Vorlauf der Entscheidung zum Langzeitbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Gespräche über Langzeitbetrieb begannen ca. 3 Jahre (2022) vor der ursprünglich geplanten Abschaltung nach 40-jähriger Laufzeit, die Beihilfe-Entscheidung der Europäischen Kommission erfolgte im Februar 2025</li> </ul>
Art der Verlängerung	Von 40 auf 50 Jahre
Politisch-regulatorische Risiken vor den Verlängerungsmassnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Instabilität und Trägheit der politischen Führung in Belgien mit kurzfristigem Kurswechsel weg vom geplanten Atomenergieausstieg</li> <li>Späte Diskussion möglicher Verlängerungen</li> </ul>
Investitionshindernisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe politische Risiken wg. des lange Zeit anvisierten Atomenergieausstiegs</li> <li>Wirtschaftlichkeitslücke wg. Kurzfristigkeit der Verlängerungsentscheidung und Investitionsstau: Wegen der langen Zeit anvisierten Atomenergieausstiegs haben die Betreiber sich strategisch und wirtschaftlich auf das Ende des Betriebs vorbereitet und keine Investitionen unternommen, um einen Langzeitbetrieb zu ermöglichen</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Wirtschaftlichkeitslücke wg. Design der KKWs: keine Modulation (flexible Betriebsweise, load following) möglich, lediglich Baseload-Betrieb bei maximaler Leistung</li> <li>■ Finanzierungsrisiken wg. Investitionsstau: hohe Ausgaben binnen kurzem Zeitraum, relativ geringe Einnahmen während Investitionsphase (2026–2028) aufgrund der häufigeren planmässigen Abschaltungen der beiden Reaktoren</li> </ul>
<p>Massnahmen für die jeweiligen Hindernisse</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>Senkung des politischen Risikos:</b> Risikoteilung durch 50%ige Beteiligung des belgischen Staats an der neuen Kraftwerksbetreibergesellschaft und Entschädigung im Falle bestimmter Gesetzesänderungen</li> <li>■ <b>Förderung der Wirtschaftlichkeit:</b> Einnahmeförderung durch Vergütung bzw. Deckung der Betriebskosten durch staatliche Subventionierung des Atomstroms für die nächsten 10 Jahre über CfD-ähnliche Vergütung</li> <li>■ <b>Förderung der Wirtschaftlichkeit:</b> Kostensenkung durch Übernahme der Kostenrisiken durch die für diese Zwecke gegründete staatliche Einrichtung «Hedera»</li> <li>■ <b>Finanzierungsrisiken: Senkung der Kapitalkosten</b> durch Einrichtung des Joint Ventures BE-NUC mit jeweils 50% Beteiligung von Engie Electralabel und des belgischen Staates</li> <li>■ <b>Sicherstellung der Liquidität:</b> Kredite und staatliche Versicherungslösungen stellen Sicherheitsinstrumente dar, um jederzeit genügend Liquidität bereitstellen zu können</li> </ul>
<p>Beihilfenotifizierung</p>	<p>Ja</p>

Motivation der Beihilfe

- Bei Investitionen in die Kernenergie handelt es sich um grosse Infrastrukturinvestitionen mit jahrelangen Laufzeiten, die durch hohe Vorlaufkosten und Bauzeiten mit erheblichen Risiken und Unsicherheiten sowie lange Amortisationszeiten gekennzeichnet sind
- In der Vergangenheit wurden Kernreaktoren entweder im Rahmen öffentlicher Eigentümerschaft und/oder eines unterstützenden Regulierungsrahmens finanziert, der das Risiko reduzierte und ein langfristiges staatliches Engagement sicherstellte
- Keine Möglichkeit, Fremdkapital zur Finanzierung der Investitionen in den Langzeitbetrieb aufzunehmen: Investitionen in die Kernenergie werden von Finanzinstituten einer strengen Prüfung unterzogen. Es gelten umfassende Sorgfaltspflichten, um die potenziellen Auswirkungen verschiedener Arten von Risiken und Unsicherheiten zu bewerten.

Staatliche Beteiligung an KKW

50%ige Beteiligung des belgischen Staates an den KKW

Quelle: Frontier Economics, basierend u.a. auf <https://www.iea.org/countries/belgium/electricity>, COMMISSION DECISION of 21.2.2025 on the State aid measure SA.106107 (2024/N), <https://www.clearygotlieb.com/news-and-insights/publication-listing/commission-opens-in-depth-investigation-over-belgian-state-aid-package-to-support-nuclear-energy-production>, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium>

Hinweis: 1) Der Reaktor Doel-2 soll im Dezember 2025 endgültig vom Netz gehen und wird daher hier nicht aufgeführt 2) Der Reaktor Tihange-1 wurde Ende September 2025 abgeschaltet

**Tabelle 13 Finnland**

Aspekt	Information
Anteil KKW im Strommix	40% (2024)

KKW und Alter der Anlagen vor der Verlängerung	<p><b>KKW Olkiluoto</b> (3 Blöcke, Alter: 2 (Neubau), 45 und 47 Jahre)</p> <p><b>KKW Loviisa</b> (2 Blöcke, Alter: 45 und 48 Jahre)</p>
Vorlauf der Entscheidung zum Langzeitbetrieb	<p><b>KKW Olkiluoto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Die Entscheidung zum Langzeitbetrieb der beiden älteren Reaktoren um 20 Jahre erfolgte im Jahr des Erreichens bzw. 2 Jahre vor Erreichen der ursprünglich geplanten Laufzeit von 40 Jahren (2018)</li> <li>■ Weitere Verlängerung bis 2048 oder 2058 wird derzeit geprüft</li> <li>■ <b>KKW Loviisa:</b> 4 bzw. 7 Jahre vor Ablauf der bis dahin geplanten Laufzeit der beiden Reaktoren bis 50 Jahren (2023)</li> </ul>
Art der Verlängerung	<p><b>KKW Olkiluoto:</b> Von 40 auf 60 Jahre (auf 70 oder sogar 80 Jahre wird vom Betreiber derzeit vorbereitet)</p> <p><b>KKW Loviisa:</b> Von 50 auf 69 bzw. 73 Jahre</p>
Politisch-regulatorische Risiken zum Zeitpunkt der Verlängerungsmassnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Geringes politisches Risiko für die Langzeitbetrieb von Loviisa: Ausreichender Vorlauf und Signal positiver politisch-gesellschaftlicher Einstellung durch abgeschlossenen Neubau des dritten Reaktors des KKW Olkiluoto</li> <li>■ Regierungsprogramm und aktuelle Gesetzesänderung betonen Rolle von Kernkraft in Finnland</li> <li>■ Positive Einstellung in der Bevölkerung zum Thema Atomstrom verstärkt nach russischem Angriff auf die Ukraine 2022</li> </ul>
Investitionshindernisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Keine spezifischen Hindernisse erkennbar*</li> </ul>
Massnahmen für die jeweiligen Hindernisse	Keine
Beihilfenotifizierung und Motivation der Beihilfe	Nicht anwendbar

Staatliche Beteiligung an KKW	Staatliche Beteiligung an beiden KKW über Fortum (bei Olkiluoto hat Fortum eine Minderheitsbeteiligung in Höhe von knapp 26%, bei Loviisa ist Fortum alleiniger Eigentümer und Betreiber)
-------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Quelle: Frontier, basierend auf <https://www.iea.org/countries/finland/energy-mix>, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland>, <https://valtioneuvosto.fi/en/-/1410877/fortum-granted-licence-to-operate-loviisa-power-plant-units-until-end-of-2050>, <https://valtioneuvosto.fi/en/-/1410877/tvo-lle-lupa-kayttaa-olkiluodon-voimalaitosyksikoita-vuoden-2038-loppuun>, <https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchange/2024/environmentalimpactassessmentreport-completedregardingextensionofservicelifeandincreaseofthermalpowerofolkiluoto1andolkiluoto2plantunits.html>; <https://tem.fi/en/-/revised-nuclear-energy-act-is-sent-out-for-comments>; <https://valtioneuvosto.fi/en/governments/government-programme/#/7/1>

Hinweis: \* Die Investitionshindernisse schliessen wir aus dem regulatorisch-politischen Kontext, in dem die Verlängerungsentscheidung getroffen wurde, und den spezifischen finanziellen Unterstützungsmassnahmen, falls diese vorhanden sind.

Tabelle 14 Schweden

Aspekt	Information
Anteil KKW im Strommix	29% (2024)
KKW und Alter der Anlagen vor der Verlängerung	<p><b>KKW Forsmark</b> (3 Blöcke, Alter: 40-45 Jahre)</p> <p><b>KKW Ringhals</b> (2 Blöcke, Alter: 42 und 44 Jahre)</p> <p><b>KKW Oskarshamn</b> (1 Block, Alter: 40 Jahre)</p>
Vorlauf der Entscheidung zum Langzeitbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Keine gesetzlich festgelegten Laufzeiten oder Ablauffristen der Betriebsgenehmigungen; periodische Sicherheitsüberprüfungen und Nachrüstpflichten</li> <li>■ Umfangreiche Modernisierungsprogramme mit Nachrüstpflichten wurden von den Behörden für alle Anlagen in der jüngeren Vergangenheit auferlegt (z.B. 2005–2015 und 2014–2020) für den Weiterbetrieb bis 60 Jahre</li> <li>■ Richtungsentscheidungen für die Verlängerung der <b>Lebensdauer auf 60</b></li> </ul>

	<p><b>bis 80 Jahre</b> (also Betrieb bis in die 2060er) für <b>Forsmark</b> und <b>Ringhals</b> ca. 15-20 Jahre vor Verlängerung, Investitionsentscheide nach vertiefter Prüfung geplant</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Der Betreiber des <b>KKW Oskarshamn</b> bereitet den Langzeitbetrieb bis <b>60 Jahre</b> vor und führt zu diesem Zweck Prüfungen durch</li> </ul>
Art der Verlängerung	Auf 60 bis 80 Jahre für Forsmark und Ringhals, von 40 auf 60 Jahre für Oskarshamn
Politisch-regulatorische Risiken zum Zeitpunkt der Verlängerungsmassnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zuletzt deutlich positive politische Signale für die Kernkraft:</li> <li>Aufhebung der Steuer auf Kernkraftstrom</li> <li>Die aktuelle schwedische Regierung hat sich zur langfristigen Nutzung der Kernenergie bekannt</li> <li>Im Mai 2025 wurde vom Parlament ein Rahmen für staatliche Beihilfen für Neubau verabschiedet</li> </ul>
Investitionshindernisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine spezifischen Hindernisse*</li> </ul>
Massnahmen für die jeweiligen Hindernisse	Keine
Beihilfenotifizierung und Motivation der Beihilfe	Nicht anwendbar
Staatliche Beteiligung an KKW	Staatliche Beteiligung an den <b>KKW Forsmark und Ringhals</b> über Vattenfall, mit Mehrheitsbeteiligungen in Höhe von aktuell 66% und knapp über 70%. Am <b>KKW Oskarshamn</b> ist der schwedische Staat nicht beteiligt.

Quelle: Frontier Economics, basierend u.a. auf <https://www.iea.org/countries/sweden/electricity>, <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2024/forsmark-and-ringhals-nuclear-power-plants-aim-for-80-years-of-operation-of-existing-reactors>, <https://www.reuters.com/business/energy/sweden-proposes-state-loans-new-nuclear-reactors-2025-03-27/>, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden>, <https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-concludes-long-term-operation-safety-review-at-swedens-oskarshamn-nuclear-power-plant>, <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2020/countryprofiles/Sweden/Sweden.htm>

Hinweis: \* Die Investitionshindernisse schliessen wir aus dem regulatorisch-politischen Kontext, in dem die Verlängerungsentscheidung getroffen wurde, und den spezifischen finanziellen Unterstützungsmassnahmen, falls diese vorhanden sind.

**Tabelle 15 Frankreich**

<b>Aspekt</b>	<b>Information</b>
Anteil KKW im Strommix	67% (2024)
KKW und Alter der Anlagen vor der Verlängerung	<p>18 Kernkraftwerke in Frankreich mit insgesamt 56 Reaktoren in Betrieb, davon:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Alter 40 Jahre und älter: 35 Reaktoren</li> <li>■ Alter zwischen 30 und 40 Jahren: 18 Reaktoren</li> <li>■ Alter jünger als 30 Jahre: 5 Reaktoren (nur 1 Reaktor jünger als 25 Jahre)</li> </ul>
Vorlauf der Entscheidung zum Langzeitbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Seit 2014: Grand Carénage: Umfassendes Modernisierungs- und Verlängerungsprogramm der EDF, um die Laufzeit der französischen Kernreaktoren deutlich über 40 Jahre hinaus zu verlängern</li> <li>■ 2020: Ankündigung der französischen Regierung die Verlängerung der Laufzeit für alle in Betrieb befindlichen Reaktoren von 40 auf 50 Jahre anzustreben</li> <li>■ 2021 bzw. 2025: Jeweils Grundsatzentscheidungen der französischen Atomaufsichtsbehörden für einen Weiterbetrieb nach Einzelfallprüfung und Erfüllung zusätzlicher Auflagen<sup>1</sup></li> </ul>
Art der Verlängerung	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 40 auf 50 Jahre</li> </ul>
Politisch-regulatorische Risiken zum Zeitpunkt der Verlängerungsmassnahmen	Gering, da Kernkraft im französischen Energiesystem von überragender Bedeutung und alle KKW im staatlichen Besitz
Investitionshindernisse	Potenzielle Wirtschaftlichkeitslücke aufgrund des regulierten Preises
Massnahmen für die jeweiligen Hindernisse	Erhöhung des regulierten Preises

Beihilfenotifizierung und Motivation der Beihilfe	Nicht anwendbar
Staatliche Beteiligung an KKW	Alle KKW werden von Électricité de France (EDF) betrieben, das seit 2023 wieder vollständig in Staatsbesitz ist

Quelle: Frontier Economics, basierend u.a. auf <https://www.iea.org/countries/france/electricity>, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france>, <https://www.neimagazine.com/news/edf-adjusts-the-cost-of-its-nuclear-fleet-upgrades-8342319?cf-view>, <https://regulation-oversight.asnr.fr/information/news-archives/asn-consults-the-public-on-the-guidelines-for-the-5th-periodic-review-of-900-mwe-reactors>

Hinweis: 1) Nach Frontiers Verständnis wurden und werden derzeit viele Reaktoren ohne gültige Genehmigung im Sinne einer erfolgreich abgeschlossenen reaktorspezifischen, periodischen Sicherheitsprüfung betrieben. Lediglich die sogenannten generischen Genehmigungen zum Weiterbetrieb für die verschiedenen Baureihen sind erteilt worden.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Erfahrungen in anderen Ländern aus mehreren Gründen nicht direkt auf den Schweizer Kontext übertragbar sind:

- Viele der bereits beschlossenen Laufzeitverlängerungen betreffen den Langzeitbetrieb bis 60 Jahre. Nur in Schweden und Finnland wird der Langzeitbetrieb von Reaktoren bis 80 Jahre vorbereitet. Ein Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus beinhaltet höhere Risiken als die Verlängerung von 40 auf 50 oder von 50 auf 60 Jahre, weil es lebensbeschränkende Komponenten gibt, deren Alter und somit das Risiko für einen nicht reparierbaren Schaden grundsätzlich steigen.
- In Belgien und Frankreich erfolgten die Entschlüsse zum Langzeitbetrieb teilweise sehr kurzfristig, so dass es im Gegensatz zu den Kernkraftwerken Leibstadt und Gösgen keine kontinuierlichen Investitionen in den Erhalt der Anlagen gab, was massgeblich die staatliche Unterstützung bedingte.

Es ist festzustellen, dass Investitionen in Langzeitbetrieb grundsätzlich ohne staatliche Unterstützung möglich sind, wenn entsprechende politische und regulatorische Rahmenbedingungen gegeben sind.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.