


# Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz

Grundlagenbericht



## IMPRESSUM

### HERAUSGEBERIN UND KONTAKT

Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+)  
Erweiterte Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz  
Haus der Akademien • Laupenstrasse 7 • Postfach • 3001 Bern • Schweiz  
+41 31 306 93 52 • [urs.neu@scnat.ch](mailto:urs.neu@scnat.ch) • [energie.akademien-schweiz.ch](http://energie.akademien-schweiz.ch) •  Akademien Schweiz

### ZITIERVORSCHLAG

Neu U, Markard J, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025)  
Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht. Swiss Academies Reports 20 (5)

### AUTORINNEN UND AUTOREN

Regina Betz (ZHAW) • Konstantinos Boulouchos (ETH Zürich) • Jochen Markard (ETH Zürich/ZHAW) •  
Urs Neu (a+/SCNAT) • Andreas Pautz (PSI/EPF Lausanne) • Isabelle Stadelmann (Universität Bern)

### PROJEKTLEITUNG

Urs Neu (a+/SCNAT)

### BEITRAGENDE

Massimo Filippini • Wolfgang Kröger • Reto Müller • Michel Piot (VSE) • Evangelos Panos •  
Mario Paolone • Andreas Schefer • Evelina Trutnevyte • Hannes Weigt • Simon Weiher (Axpo)

### WISSENSCHFTLICHER BEIRAT

Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz

### REDAKTION

Urs Neu (a+/SCNAT)

### TITELBILD UND LAYOUT

Olivia Zwygart (SCNAT)

1. Auflage, 2025

Dieser Report wurde erarbeitet von einer Kerngruppe von Fachexpertinnen und -experten (siehe Autorinnen und Autoren) in Zusammenarbeit mit der Energiekommission und mit Beiträgen und im Austausch mit weiteren Forschenden und im Thema tätigen Organisationen und Fachpersonen. Der Bericht wurde in Milizarbeit, unabhängig und ohne Fremdfinanzierung erstellt. Die Koordination und Sachkosten wurden aus Eigenmitteln der Akademien finanziert.

Der Grundlagenbericht und die Kurzfassung sind in elektronischer Form verfügbar unter [go.akademien-schweiz.ch/energiekommission](http://go.akademien-schweiz.ch/energiekommission)

ISSN (online) 2297-1572

DOI: [doi.org/10.5281/zenodo.15599182](https://doi.org/10.5281/zenodo.15599182)



Mit dieser Publikation leisten die Akademien der Wissenschaften einen Beitrag zu der SDG 7.

> [sdgs.un.org](http://sdgs.un.org)

> [agenda-2030.eda.admin.ch/de](http://agenda-2030.eda.admin.ch/de)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	2
<b>1 Einleitung</b> .....	7
<b>2 Kernenergie in der Schweiz bestehende Reaktoren, Politik und Laufzeitverlängerung</b> .....	8
2.1 Gegenwärtige Situation (bestehende KKW und gesetzlicher Rahmen).....	8
2.2 Verlängerung des Betriebs bestehender KKW: Möglichkeiten und Anforderungen.....	9
<b>3 Technologien zur Stromproduktion aus Kernenergie – kurzer Überblick</b> .....	11
3.1 Generation III/ III+.....	11
3.2 Generation IV.....	11
3.3 Kleine modulare Reaktoren (SMR).....	12
<b>4 Internationale Entwicklungen</b> .....	14
4.1 Frühere Entwicklungen und aktueller Stand.....	14
4.2 Die wichtigsten Akteure beim Bau neuer KKW.....	14
<b>5 Technische, wirtschaftliche und gesellschaftspolitische Bewertung</b> .....	17
5.1 Allgemeine Bewertung auf der Grundlage internationaler Erfahrungen.....	17
5.1.1 Kosten und Kostenstruktur.....	17
5.1.2 Bauzeit.....	19
5.1.3 Nukleare Bauwirtschaft und Arbeitskräfte.....	19
5.1.4 Betriebsverhalten des Reaktors/Rampenbetrieb.....	20
5.1.5 Sicherheit.....	21
5.1.6 Brennstoffversorgung.....	22
5.1.7 Radioaktive Abfälle.....	23
5.1.8 Auswirkungen auf die Umwelt.....	23
5.1.9 Stilllegung.....	24
5.2 Perspektiven bezüglich Energiesystem.....	24
5.2.1 Gesellschaftliche Perspektiven.....	24
5.2.2 Systemänderungen und Auswirkungen auf die Kernenergie.....	27
5.2.3 Integration in das zukünftige Stromsystem: Markt und internationale Zusammenarbeit.....	30
5.2.4 Die Rolle des Staates.....	33
5.3 Bewertung.....	33
<b>6 Wichtige Entwicklungen, Entscheide und ein möglicher Zeitplan für ein neues KKW in der Schweiz</b> .....	37
6.1 Blackout-Initiative und Gegenvorschlag.....	37
6.2 Stromabkommen mit der EU.....	38
6.3 Investitionen, Betrieb und Finanzierung.....	39
6.4 Änderungen des Stromversorgungs-systems, Bewertung und Entscheidung zur Beantragung einer Rahmenbewilligung.....	40
6.5 Erteilung der Rahmenbewilligung.....	40
6.6 Erteilung der Baubewilligung und Baubeginn.....	41
6.7 Abschluss der Bauarbeiten, Erteilung der Betriebsgenehmigung und Beginn der Stromproduktion.....	41
6.8 Schlussbemerkungen.....	41
<b>Literatur</b> .....	45

## Zusammenfassung

Der Schweizer Elektrizitätssektor und die damit verbundenen Systeme werden sich in Zukunft tiefgreifend verändern. Zu den drei wichtigsten Treibern des Wandels gehören: ein zunehmender Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik (PV), ein signifikanter Anstieg der Stromnachfrage, angetrieben durch die Elektrifizierung der Heizung und des Strassenverkehrs, sowie eine Zunahme von Rechen- und Dienstleistungszentren. Gleichzeitig nähern sich die bestehenden Kernkraftwerke (KKW) dem Ende ihrer Lebensdauer und werden irgendwann abgeschaltet (Beznau im Jahr 2032/2033). Als Antwort darauf schlagen einige Akteure den Bau neuer KKW vor. Da dies zurzeit gesetzlich verboten ist, gibt es eine Volksinitiative («Blackout-Initiative») sowie einen indirekten Gegenvorschlag des Bundesrates, die das Gesetz ändern und den Weg für neue KKW öffnen sollen. Dies hat eine öffentliche Debatte über Vor- und Nachteile des Baus von neuen KKW ausgelöst. Damit diese Diskussion fundiert geführt werden kann, wurden in diesem Bericht die neuesten Erkenntnisse zu einer breiten Palette von Themen zusammengetragen, die dabei eine Rolle spielen. Es werden technische, ökonomische, rechtliche und politische Aspekte betrachtet sowie Fragen der Systemintegration und der Umsetzung. Der Fokus liegt dabei auf der Kernenergie und im letzten Kapitel wird ein möglicher Zeitplan für den Bau eines neuen KKW in der Schweiz skizziert. Dies ist nicht als Empfehlung für oder gegen neue KKW zu verstehen. Auch ist es nicht unser Ziel, einen umfassenden Vergleich zwischen der Kernenergie und den erneuerbaren Energien anzustellen, abgesehen von einer Tabelle mit einem groben qualitativen Vergleich von verschiedenen Aspekten. Die meisten dieser Aspekte sind mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet, weisen teilweise unterschiedliche Merkmale auf und ein Vergleich erfordert oft (politische) Werturteile.

Dieser Bericht wurde von einer Gruppe von Forschenden aus verschiedenen Disziplinen erstellt und von unabhängigen Fachpersonen geprüft.

### A) Bestehende KKW und Verlängerung der Betriebsdauer

Die vier derzeit in der Schweiz betriebenen KKW sind 40 bis 55 Jahre alt. Der Betreiber der beiden ältesten Anlagen in Beznau hat deren Stilllegung für 2032/2033 nach etwas mehr als 60 Betriebsjahren angekündigt. Würde der Betrieb der beiden verbleibenden KKW ebenfalls auf 60 oder mehr Jahre verlängert, würden sie 2039 bzw. 2044 oder

noch später stillgelegt. Die Abschaltung der KKW wird zu einem schrittweisen Verlust der jährlichen Stromversorgung von 6 TWh im Jahr 2033 und bis zu insgesamt 23,5 TWh in den 2040er Jahren führen.

In der Schweiz gibt es keine gesetzliche Begrenzung für die Lebensdauer von KKW. Aus regulatorischer Sicht können sie so lange betrieben werden, wie sie sicher sind, wobei das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) mit der Überwachung der Sicherheit der KKW beauftragt ist. Für jedes KKW muss alle zehn Jahre eine periodische Sicherheitsüberprüfung vorgelegt werden. Aus wirtschaftlicher Sicht beeinflussen die Kosten für Wartung, Reparatur und Nachrüstung sowie die erwarteten Einnahmen und deren Schwankungen in den nächsten 10–20 Jahren die Entscheidung der KKW-Eigentümer über den Zeitpunkt der Abschaltung. Bei fehlender Rentabilität einer Verlängerung könnte eine finanzielle staatliche Unterstützung in Frage kommen, da die Verlängerung der Lebensdauer Vorteile für die Transformation des Energiesystems bietet.

Im Falle eines fehlenden Stromabkommens mit der EU sind Reserveanlagen in der Grössenordnung des grössten in Betrieb stehenden KKW für den Fall einer ungeplanten Abschaltung notwendig.

### B) Neue KKW

#### B1) Technische Aspekte

**Technologie:** Der Bericht konzentriert sich auf die Technologie der dritten Generation von KKW (Gen. III/III+), da diese Technologiegeneration derzeit verfügbar ist und es genügend Erfahrungen gibt, um eine sinnvolle Bewertung vorzunehmen. Die Generation III/III+ wird wahrscheinlich die Grundlage für jede kurzfristige Entscheidung über neue KKW sein. Reaktoren der vierten Generation (Gen. IV), inklusive der kleinen und mittleren Reaktoren (SMR) der Gen. IV, befinden sich in einem früheren Entwicklungsstadium mit vielen Unwägbarkeiten und vergleichsweise wenig Erfahrung. Zum Zeitpunkt, an dem in der Schweiz eine Entscheidung von Investoren und Betreibern über neue Kernkraftwerksprojekte getroffen werden könnte (in der ersten Hälfte der 2030er Jahre), werden einige neue Reaktortechnologien bzw. -konzepte, insbesondere kleine modulare Reaktoren der Generation III/III+, kommerziell erhältlich sein (einige sind es bereits heute), allerdings mit begrenzter Bau- und Betriebserfah-

rung, während die Generation IV (einschliesslich entsprechender SMRs) noch nicht verfügbar sein wird.

**Sicherheit und Risiko:** Die grösste Verbesserung der Generation-III/III+ gegenüber den derzeitigen KKW der Generation I (Beznau) bzw. II (Leibstadt und Gösgen) betrifft die Sicherheit. Die Wahrscheinlichkeit einer erheblichen Freisetzung von Radioaktivität nach einem Kernschmelzunfall in einem KKW wurde von ca.  $10^{-5}$ /Jahr für die bestehenden grossen Schweizer KKW infolge der Nachrüstung von Sicherheitssystemen auf weniger als  $10^{-7}$ /Jahr für ein Kraftwerk der Generation-III reduziert, d. h. auf weniger als ein Ereignis in 10 Millionen Jahren pro Reaktor. Bei derart niedrigen Werten verwenden die europäischen Atomaufsichtsbehörden üblicherweise die Formulierung, dass schwere Kernschmelzunfälle mit schädlicher Freisetzung von Radioaktivität «praktisch ausgeschlossen» sind.

**Industrie und Bauzeit:** Der Bau neuer KKW ist komplex und hängt von vielen Faktoren ab, u. a. von der Erfahrung der Industrie oder von späten Konstruktionsänderungen. Die Bauzeiten sind sehr unterschiedlich und reichen von etwa vier Jahren in Japan (alle vor 2007 und mit Problemen während des Betriebs) bis zu fast 17 Jahren in Europa. Die jüngsten Bauzeiten in westlichen Ländern oder von Unternehmen, die nicht aus Russland oder China stammen, betragen mindestens acht Jahre. Bei den europäischen Kernreaktoren in Finnland, Frankreich und dem Vereinigten Königreich kam es zu Verzögerungen von bis zu zwölf Jahren, was zum Teil auf erstmalige Projekte, späte Konstruktionsänderungen, regulatorische Unsicherheiten, Mangel an qualifiziertem Personal und Erfahrung oder an fehlender organisatorischer Zusammenarbeit in der Lieferkette zurückzuführen ist. Die europäische und US-amerikanische Nuklearindustrie hat in den letzten zehn Jahren nur wenige neue Anlagen gebaut oder baut sie derzeit und die japanische Industrie hat seit 2007 keine neuen Anlagen mehr errichtet. Stand 2025 sind China und Russland bei weitem die wichtigsten Konstruktionsländer. Südkorea (KEPCO) baut einige neue Anlagen im In- und Ausland, Frankreich (EDF) baut immer noch im Vereinigten Königreich, hat aber kürzlich den Bau neuer Anlagen im Inland verschoben. Die Firma Westinghouse (USA) bietet neue Anlagen an und hat einen Auftrag in Polen erhalten, hat aber derzeit keine Anlage im Bau.

**Brennstoffversorgung:** In der Vergangenheit wurde ein bedeutender Teil des in den Schweizer Kraftwerken verwendeten Brennstoffs von Rosatom (Russland) bezogen. Das hat sich jedoch geändert oder ändert sich gerade. Das im KKW Gösgen verwendete Uran stammt aus Australien und Kanada, die Weiterverarbeitung erfolgt in Deutschland und Frankreich. Das KKW Leibstadt hat nun neue Lieferverträge ohne russische Lieferanten. Derzeit gibt es

internationale Bemühungen, den Abbau und die Anreicherung von Uran in Nordamerika und Europa wieder aufzubauen, um eine vollständige, von russischer Technologie unabhängige Versorgungskette zu schaffen. Die natürlichen Uranreserven sind weit verbreitet und reichen aus, um den Bedarf für die nächsten Jahrhunderte zu decken. Aufgrund der niedrigen Uranpreise sind derzeit jedoch weltweit nur wenige Abbaustätten in Betrieb, hauptsächlich in Kasachstan, Kanada und Australien sowie in Namibia.

**Umweltauswirkungen:** Die Kernenergie ist während des Betriebs praktisch  $\text{CO}_2$ -frei; die verbleibenden  $\text{CO}_2$ -Emissionen stammen in erster Linie aus dem Urananreicherungsprozess und in geringerer Masse aus dem Uranabbau und der Stilllegung. Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen der Kernkraft mit denen der Wind- und Wasserkraft vergleichbar. Ausserdem hat die Kernkraft aufgrund der sehr hohen Energiedichte des Produktionsprozesses den geringsten Platzbedarf pro erzeugter Energieeinheit. Mit Ausnahme von Uran (siehe oben) sind für den Bau und den Betrieb von KKW nur geringe Mengen an Baustoffen und keine Verwendung kritischer Mineralien erforderlich. Der Einsatz von Materialien wie Stahl, Beton, Kupfer oder Aluminium ist bei der Kernenergie teilweise um eine Grössenordnung geringer als bei den erneuerbaren Stromproduktionstechnologien.

**Nukleare Abfälle:** Weltweit sind sich die Experten einig, dass mehrere Wirtsgesteinstypen geeignet sind, die strengen Kriterien für den sicheren Einschluss radioaktiver Isotope über Hunderttausende von Jahren zu erfüllen. Es mangelt jedoch an internationalen Erfahrungen mit dem tatsächlichen Bau und dem Betrieb eines Endlagers für hochradioaktiven Atommüll. Das weltweit erste Endlager, das in Finnland gebaut wurde, soll im Jahr 2025 in Betrieb gehen. Schweden hat ebenfalls mit dem Bau eines unterirdischen Endlagers für abgebrannte Brennelemente begonnen, das in den 2030er Jahren in Betrieb gehen soll. In der Schweiz wurde ein Standort für ein geologisches Endlager identifiziert. Das Genehmigungsverfahren mit den Nuklearbehörden, gefolgt von einer möglichen Volksabstimmung, ist im Gange; eine endgültige Entscheidung über die Standortwahl und die Erteilung der Baugenehmigung wird um 2032 erwartet. Die Inbetriebnahme ist für etwa 2050 geplant. Die Kapazität des geplanten Endlagers ist für die Abfälle der bestehenden Schweizer KKW ausgelegt (mit Reservekapazität für einen möglichen Langzeitbetrieb).

**Stilllegung:** Die Schweiz sammelt erste Erfahrungen mit dem Rückbau des KKW Mühleberg. Der Rückbau soll rund 15 Jahre dauern. Die Stilllegungs- und Entsorgungskosten werden von den Betreibern der Schweizer KKW während der aktiven Betriebszeit der Anlagen bezahlt

(kumuliert in zwei entsprechenden Fonds, dem Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, im Laufe der Betriebszeit, basierend auf laufend aktualisierten Kostenschätzungen). Sie sind somit bereits in den Stromgestehungskosten in der Schweiz eingepreist.

## B2) Integration in das Energiesystem

**Betriebsmerkmale:** Gegenwärtig werden die Schweizer KKW während rund 80–90 % der Zeit mit ihrer Nennleistung betrieben (Grundlastbetrieb). Geplante Abschaltungen zu Wartungszwecken sind in der Regel für den Sommer vorgesehen (ab Ende April). In Zukunft könnte ein steigender Anteil an variablen erneuerbaren Energien die Nachfrage nach Grundlastbetrieb verringern, insbesondere in der Sommersaison. KKW haben eine gewisse Flexibilität, um unterhalb der Nennkapazität betrieben zu werden, insbesondere im Lastbereich von 80–100 %. Ein Regelbetrieb über einen Lastbereich von 50–100 % ist möglich, wird aber den Gesamlastfaktor verringern und damit die Produktionskosten erhöhen. Ausserdem wäre dies nur ein geringer Beitrag des Systems zur kurzfristigen Flexibilität von maximal ein paar Zehntel Gigawatt (GW) pro KKW, verglichen mit den 8–9 GW aus speicherbasierten Wasserkraftwerken.

**Systemintegration (technologisch):** Die künftige Stromversorgung in der Schweiz soll gemäss aktueller Energiestrategie von Wasserkraft und Photovoltaik (PV) dominiert werden. Beide Quellen schwanken im Laufe der Jahreszeiten und die PV-Produktion schwankt auch kurzfristig (täglich, wöchentlich). Der saisonale Ausgleich wird eine Herausforderung sein, da im Winter die Produktion aus Wasserkraft (insbesondere aus Laufwasserkraft) geringer ist und aus PV auf Gebäuden sehr niedrig ist. Gleichzeitig ist die Nachfrage im Winter höher als im Sommer, insbesondere bei einem steigenden Einsatz von Wärmepumpen und E-Mobilität. Auch ist die Speicherkapazität der Wasserkraftwerke begrenzt (die Gesamtkapazität beträgt etwa 8,8 Terawattstunden (TWh), aber nur etwa 6,5 TWh werden erfahrungsgemäss tatsächlich für die Stromproduktion genutzt). Neue KKW könnten im Winter mit voller Kapazität Strom produzieren und so den Bedarf an saisonalen Speicherkapazitäten verringern. Im Sommer könnte die Kernenergie allenfalls zur Produktion von Wasserstoff und/oder synthetischen Brennstoffen genutzt werden, doch ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer solchen Lösung noch unklar. Andere kohlenstoffarme Optionen zur Erhöhung der Stromversorgung im Winter sind Windkraft (mit typischerweise höherer Produktion im Winter), alpine PV, Biomasse, vielleicht Geothermie, synthetische Brennstoffe und Stromimporte (im Falle eines Stromabkommens mit der EU und aus kohlenstoffarmen Quellen stammend). Jede dieser Optio-

nen hat ihre Vor- und Nachteile, in Kombination ist eine Stromversorgung im Winter jedoch kostengünstig möglich.

Die Kernenergie kann kurzfristige Schwankungen bei den erneuerbaren Energien kaum ausgleichen. Ein lastabhängiger Betrieb ist zwar möglich, aber begrenzt und finanziell unvorteilhaft. Der kurzfristige Ausgleich von PV und Wind kann durch Wasserkraft (z.B. Pumpspeicher), Batteriespeicher (in der Nähe von Produktionsanlagen), Nachfragesteuerung oder grenzüberschreitenden Handel (im Falle eines Stromabkommens mit der EU) erreicht werden.

## B3) Kosten und Marktintegration

**Kosten, Investitionsrisiken und staatliche Unterstützung:** Ein neues grosses Generation-III/III+-KKW mit einer Produktionskapazität von über 1000 MW erfordert hohe Vorabinvestitionen. In liberalisierten Elektrizitätsmärkten und Demokratien mit mehrstufigen politischen Entscheidungsprozessen sind derartige Investitionen mit einem erheblichen Risiko verbunden. Die meisten neuen Kernkraftwerkprojekte, die in den letzten Jahren in Angriff genommen wurden, erforderten erhebliche staatliche Unterstützung, z.B. in Form von staatlichen Unternehmen und Investoren, staatlichen Darlehen, garantierten Abnahmeverträgen usw. Es ist sehr wahrscheinlich, dass dies auch in der Schweiz der Fall sein wird. Erneuerbare Energien wurden und werden auch heute noch in gewissem Umfang gefördert, aber diese Förderung soll gemäss Gesetz in den nächsten Jahren auslaufen.

Die Stromproduktionskosten der Kernenergie hängen von einer Vielzahl von Faktoren und Annahmen ab (Baukosten, Bauzeit, Zinssätze, Anzahl der Volllastbetriebsstunden usw.). Weltweite technische Standardisierungen und industrielle Allianzen könnten die Kosten später senken, sind aber noch selten. Kostenschätzungen der Gestehungskosten (LCOE) für kürzlich neu gebaute KKW in westlichen Ländern liegen in einem Bereich von 7,5–19 Rp/kWh. Dies liegt in einer ähnlichen Grössenordnung wie bei den erneuerbaren Energien.

Die Bewertung der Gesamtsystemkosten mit und ohne neue Kernenergie ist sehr komplex und beinhaltet viele schwer abschätzbare Entwicklungen wichtiger Faktoren. Umfassende Bewertungen sind immer noch selten. Einerseits erfordert die Integration grosser Mengen erneuerbarer Energien einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes sowie der saisonalen Speicherkapazität. Andererseits ist durch die Elektrifizierung von Heizung und vor allem Fahrzeugen ebenfalls ein erheblicher Ausbau des lokalen Netzes nötig. Der notwendige Netzausbau kann durch

Eigenverbrauch und lokale Speicherung sowie Nachfragemanagement reduziert werden. Zwei von BFE und VSE in Auftrag gegebene Studien kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich Kosten und Treibern des Netzausbaus.

**Marktintegration:** Es bestehen grosse Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung vieler marktrelevanter Faktoren (Strompreis, Kapazität und Art der künftigen Produktionsanlagen, Import-/Exportmöglichkeiten, kurz- und langfristige Speicherkapazitäten, Flexibilität der Nachfrage usw.). Die Schätzungen über die Rentabilität eines neuen KKW gehen weit auseinander. Diese Unsicherheit erhöht die Investitionsrisiken erheblich.

Die Kernenergie konkurriert auf dem Strommarkt mit anderen Stromproduktions- und Speicher-Technologien. Erneuerbare Energiequellen wie Sonne, Wind und Wasserkraft (nur Laufwasserkraft) haben Grenzkosten nahe Null (siehe Kapitel 5.1.1). Sie werden die Hauptkonkurrenten der KKW sein, die ebenfalls niedrige Grenzkosten haben. Wenn der Anteil der PV zunimmt, werden konkurrierende Energiequellen möglicherweise weniger häufig genutzt als in der Vergangenheit und im Falle von KKW weniger rentabel. Auch die Flexibilität (sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite) wird von zunehmendem Wert sein. Heute ist die Wasserkraft aus Stauseen, inklusive Pumpspeicherung, die wichtigste Quelle für Flexibilität. Importe und Exporte sind, soweit möglich, ebenfalls von Bedeutung, vor allem auf saisonaler Basis. Künftige Flexibilitätsquellen könnten Nachfragesteuerung (z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge), aber auch Batteriespeicher oder saisonale Speicherung durch synthetische Brennstoffe oder Wärme umfassen. Welche Rolle jede dieser Quellen in Zukunft spielen wird, ist unklar. Die Kernenergie kann in gewissem Umfang flexibel betrieben werden, doch kann dies ihre Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen.

## B4) EU-Stromabkommen

Die Schweiz ist traditionell stark in das europäische Stromsystem integriert. Das EU-Stromsystem dient unter anderem als Backup für erwartete und unvorhergesehene Versorgungsengpässe. Für die Kernenergie ist dies besonders wichtig, da ein unvorhergesehener Ausfall eines KKW in der Schweiz ein Backup erfordert, das derzeit in erheblichem Umfang von unseren Nachbarn bereitgestellt wird. Der Bedarf an Reservekapazitäten wäre im Falle von kleineren modularen Reaktorblöcken geringer, wenn diese verfügbar und wirtschaftlich rentabel werden.

Der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU ist noch unklar und hängt wahrscheinlich von einem Refe-

rendum und einem Volksentscheid ab. Kommt es nicht zu einem Abkommen, ist es umso dringlicher, die fehlende Versorgung im Winter mit einheimischen Ressourcen zu decken (möglicherweise einschliesslich der Kernenergie, entweder durch Verlängerung des Betriebs bestehender Anlagen oder nach 2050 möglicherweise durch eine neue Anlage). Ohne Stromabkommen wäre für ein KKW ein Back-up-Kraftwerk mit einer Leistung im Umfang der grössten Einheit notwendig. Sowohl in einem Szenario mit als auch ohne neue KKW würde die Sicherung der Versorgung im Winter somit die Installation von Gaskraftwerken in ähnlichem Leistungsumfang erfordern, entweder als Reservekraftwerk oder als flexible zusätzliche Stromquelle für die Wintermonate. Die «Blackout-Initiative» fordert, dass ein solches Kraftwerk nur erneuerbare Energien nutzen darf, was den Einsatz von synthetischen Brennstoffen oder von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung und -nutzung bzw. -speicherung (CCUS) erfordern würde, deren Verfügbarkeit im erforderlichen Umfang jedoch noch ungewiss ist.

## B5) Politischer Prozess und Zeithorizont

**Politische Machbarkeit und gesellschaftliche Akzeptanz:** Der Weg zu einem neuen KKW in der Schweiz führt über verschiedene politische Etappen und Entscheidungen. Dazu gehören parlamentarische Prozesse, Volksabstimmungen und möglicherweise auch öffentlicher Widerstand. Jüngste Umfrageergebnisse zu den Energiequellen, welche die Bevölkerung im künftigen Strommix der Schweiz sehen möchte, zeigen, dass die Gesellschaft in der Frage der Kernenergie gespalten ist. Infolgedessen könnten ein neues KKW und die damit verbundenen Prozesse auf Widerstand stossen, was den Planungs- und weiteren Entscheidungsprozess zu verschiedenen Zeitpunkten erheblich verlängern oder sogar stoppen könnte.

**Zeithorizont und Etappenziele:** In Anbetracht der notwendigen regulatorischen Änderungen, der damit verbundenen öffentlichen Abstimmungen, Einsprüche, Planungen und Bauarbeiten ergibt sich ein Zeithorizont für ein neues KKW der Generation III/III+ von etwa 25 Jahren ab heute. Das heisst, wenn es keine grösseren Verzögerungen, ablehnende Entscheidungen oder unvorhergesehene Entwicklungen gibt, könnte ein neues KKW um das Jahr 2050 in Betrieb gehen.

Die wichtigsten Entscheide in einem möglichen Zeitplan sind, nacheinander und mit Zeitabständen von mehreren Jahren: 1) Volksabstimmung über die «Blackout-Initiative» und einen allfälligen indirekten Gegenvorschlag (2026/2027); 2) Entscheid über ein Stromabkommen mit der EU (um 2028/2029); 3) Gesetzesänderungen (und fakultatives Referendum) zur Umsetzung der

«Blackout-Initiative» (im Falle ihrer Annahme) sowie zu Subventionen und Staatsgarantien für ein neues KKW (~3 Jahre nach Schritt 1 → um 2030); 4) Prüfung und Entscheidung eines Schweizer Energieversorgers, eine Rahmenbewilligung zu beantragen (1–3 Jahre → 1. Hälfte der 2030er Jahre); 5) Erteilung einer Rahmenbewilligung nach einem allfälligen Referendum (~4 Jahre → 2. Hälfte der 2030er Jahre); 6) Erteilung einer Baubewilligung (inklusive der Möglichkeit von Rekursen) und Baubeginn (5–6 Jahre → 1. Hälfte der 2040er Jahre). 7) Bau (8 oder mehr Jahre), Erteilung der Betriebsbewilligung (inklusive der Möglichkeit von Einsprüchen; kann parallel erfolgen) und Beginn der Stromproduktion (um/nach 2050).

Mehrere dieser Schritte bergen das Risiko eines «Scheiterns», was den Bau neuer KKW verhindern oder zumin-

dest stark verzögern würde, so dass bis zum Zeitraum um das Jahr 2050 kein neues KKW fertig gebaut werden kann. Aufgrund der hohen Anzahl solcher potenzieller Stoppunkte ist der Prozess mit einem hohen Mass an Unsicherheit für die beteiligten Akteure verbunden. Wenn also ein neues KKW ein fester Bestandteil der Energiestrategie würde, bestünde ein hohes Ausfallrisiko für eine grosse Menge Strom.

Andererseits könnte eine Laufzeitverlängerung der Kraftwerke Gösgen und/oder Leibstadt auf bis zu 70 Jahre (d.h. Abschaltung von Gösgen im Jahr 2049 und von Leibstadt im Jahr 2054) einen nahezu nahtlosen Übergang von der alten zur neuen Kraftwerksgeneration ermöglichen, wenn es im Zuge des Baus eines neuen KKW zu keinerlei Verzögerungen kommt.

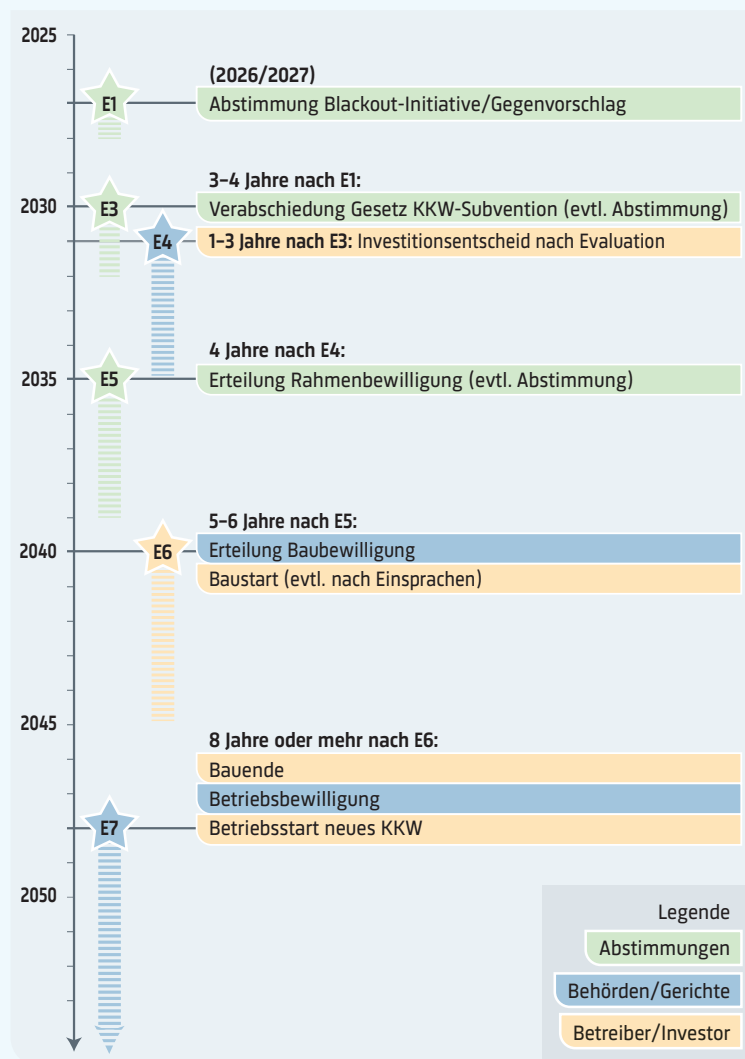


Abbildung 1: Geschätzter kumulierter Zeitbedarf für die politischen und betriebsbezogenen Entscheidungsprozesse für ein neues KKW. Der Stern markiert den aufgrund von Erfahrungswerten geschätzten frühesten Zeitpunkt der entsprechenden Entscheide E1 bis E7 (siehe Kapitel 6). Der gestrichelte Balken markiert jeweils den kumulierten Unsicherheitsbereich der geschätzten Zeitdauer der vorangehenden Prozesse. Der Zeitplan basiert auf dem bestehenden Rechtsrahmen und den zu erwartenden minimalen Gesetzesänderungen, um ein neues KKW zu ermöglichen (E2 ist hier nicht aufgeführt, da er den Zeitrahmen nicht direkt beeinflusst).

# 1 Einleitung

Die Umstellung des Schweizer Elektrizitätssektors ist im Gange und es ist zu erwarten, dass die Stromnachfrage in den nächsten Jahrzehnten erheblich ansteigen wird, insbesondere aufgrund der Elektrifizierung des Strassenverkehrs und der Heizung und Kühlung sowie zunehmenden Rechenzentren. Derzeit wird eine intensive Diskussion über die künftige Stromversorgung geführt und einige Interessengruppen schlagen vor, neue KKW zu bauen und/oder die Betriebsdauer der bestehenden KKW in der Schweiz erheblich zu verlängern. Derzeit verbietet der gesetzliche Rahmen den Bau neuer KKW, daher wäre eine Änderung des Kernenergiegesetzes erforderlich, um dieses Verbot aufzuheben. Dieser Bericht soll Entscheidungsträgern in Politik und Industrie sowie der interessierten Öffentlichkeit fundierte Informationen liefern über den Stand der Kernenergie und der Nuklearindustrie, Laufzeitverlängerungen und den Neubau von KKW, die mögliche Integration neuer KKW in ein zukünftiges Schweizer Stromsystem und andere damit zusammenhängende Fragen.

Zu diesem Zweck wird zunächst die aktuelle Situation der schweizerischen Atomstromproduktion einschliesslich des regulatorischen Rahmens untersucht. Anschliessend wird die Verlängerung der Betriebsdauer der bestehenden KKW betrachtet, beziehungsweise die Bedingungen, unter denen dies aus rechtlicher, technischer sowie finanzieller Sicht möglich wäre. Das anschliessende Kapitel gibt einen Überblick über die zu berücksichtigenden Nukleartechnologien sowie die internationalen Entwicklungen und den Stand der Nuklearindustrie.

Für den Bau eines neuen KKW in der Schweiz kommt in den nächsten ein bis zwei Jahrzehnten nur die aktuelle KKW-Generation III/III+ in Frage. Für die Technologien der Generation IV existiert eine Reihe konkurrierender Konzepte, aber auf einem eher niedrigen bis mittleren technischen Reifegrad. In diesem frühen Stadium bestehen noch viele Unsicherheiten und Unbekannte und es gibt nur wenig Erfahrungswerte. Dies gilt in noch verstärktem Mass auch für die Kernfusionstechnologien, die in diesem Bericht überhaupt nicht diskutiert werden. Die Bewertung der Kernenergie-Perspektiven erfolgt in zwei Schritten: Erstens werden technische und wirtschaftliche Kriterien im Detail diskutiert. Zweitens werden gesellschaftspolitische Kriterien untersucht, darunter regulatorische Anforderungen und relevante Aspekte für Investitionsentscheidungen sowie die komplexe Frage, wie neue KKW in das künftige Schweizer Energiesystem eingebettet werden können, das voraussichtlich von erneuerbaren Energien dominiert wird. Da das politische

Umfeld in der Schweiz typischerweise eine oder mehrere Volksabstimmungen, Einspruchsmöglichkeiten und damit recht lange Fristen für abschliessende Entscheidungen vorsieht, erfolgt abschliessend die Skizzierung eines möglichen Zeitplans mit den wichtigsten Entscheidungen im Hinblick auf das künftige Stromproduktionsportfolio des Landes. Trotz der Unsicherheiten und Pfadabhängigkeiten halten wir einen solchen Zeitplan für nützlich, um die wichtigsten Interessengruppen und die Öffentlichkeit über mögliche «Verzweigungen» und geeignete Zeitpunkte für Schlüsselentscheidungen zu informieren, unter Berücksichtigung der technisch-wirtschaftlichen Entwicklung von Alternativen und der internationalen energiebezogenen und geopolitischen Entwicklung.

Auf kleine modulare Reaktoren (SMR) wird nicht im Detail eingegangen, da es weniger Informationen gibt und die technische Entwicklung und ihr Zeitplan noch ziemlich unsicher sind.

Ebenfalls wird auf einen umfassenden Vergleich zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energien verzichtet, abgesehen von einer Tabelle mit einem groben qualitativen Vergleich für verschiedene Aspekte in Kapitel 5.3. Die meisten Aspekte sind mit relativ grossen Unsicherheiten behaftet, die Technologien weisen teilweise ziemlich unterschiedliche Merkmale auf und ein Vergleich erfordert oft (politische) Werturteile, beispielsweise in Bezug auf die Beurteilung unterschiedlicher Risiken, was einen Vergleich äusserst schwierig und anfechtbar macht.

## 2 Kernenergie in der Schweiz bestehende Reaktoren, Politik und Laufzeitverlängerung

Im Folgenden werden die bestehende Schweizer KKW-Flotte und die aktuellen Regelungen beschrieben und Möglichkeiten und Anforderungen für eine Laufzeitverlängerung der in Betrieb befindlichen Anlagen diskutiert, die darauf abzielt, mehr Zeit für den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion zu schaffen.

### 2.1 Gegenwärtige Situation (bestehende KKW und gesetzlicher Rahmen)

Die KKW produzierten 2024 rund 23 TWh Strom. Das entspricht 30 % der gesamten jährlichen Stromproduktion (Speicherwasserkraftwerke lieferten netto 32 %, Laufkraftwerke 26 %, Photovoltaik 8 %, Wind 0,2 %; BFE 2025). In der Schweiz stehen derzeit drei KKW mit vier Blöcken im kommerziellen Betrieb – Beznau (Blöcke Beznau I und II), Gösgen und Leibstadt. Sie befinden sich an drei verschiedenen Standorten und verfügen über drei verschiedene Reaktor- und Sicherheitsbehälterkonzepte, die von drei verschiedenen Reaktorherstellern geliefert worden sind. Das KKW in Mühleberg wurde im Dezember 2019 aus wirtschaftlichen Gründen endgültig abgeschaltet und befindet sich derzeit in der Stilllegung und im Rückbau. Ab 2025 ist der älteste Reaktor seit 56 Jahren in Betrieb, der jüngste seit 41 Jahren (siehe Tabelle 1).

Gemäss Bundesverfassung ist der Bund für die Gesetzgebung im Bereich der Kernenergie zuständig. Dies wird im Kernenergiegesetz umgesetzt, das für nukleare Güter, Kernanlagen und radioaktive Abfälle gilt. Jeder Umgang mit Kernmaterial ist bewilligungspflichtig. Für Kernanlagen sind eine Rahmenbewilligung, eine Bau- und eine

Betriebsbewilligung erforderlich. Es handelt sich dabei um ein konzentriertes Verfahren nach Bundesrecht, das alle für ein Projekt notwendigen Bewilligungen umfasst.

Die Erteilung von Rahmenbewilligungen für den Bau von KKW sowie für die umfassende Nachrüstung bestehender KKW ist derzeit gesetzlich verboten. Insbesondere der Ersatz eines Reaktordruckbehälters, der zentralen die Lebensdauer begrenzenden Komponente eines KKW, ist nach geltendem Recht nicht erlaubt (und wäre zudem wahrscheinlich nicht wirtschaftlich). Die Betriebsbewilligungen der bestehenden Schweizer KKW laufen im Gegensatz zu anderen Ländern, wie z. B. den USA, nicht zu einem festen Datum ab (Müller 2015). Gleichzeitig geniessen die Bewilligungsinhaber weniger Schutz als in einem Rechtsrahmen mit befristeten Bewilligungen. Die Betreiber sind verpflichtet, ihre Anlagen so weit nachzurüsten, wie es der Betriebserfahrung und dem Stand der Nachrüsttechnik entspricht und darüber hinaus, soweit eine weitere Nachrüstung sinnvoll ist und zu einer weiteren Verringerung des Risikos für Mensch und Umwelt führt. Das Eidgenössische Nuklearinspektorat ENSI überwacht die Einhaltung dieser Verpflichtungen durch die Betreiber.

Trotzdem ist das allgemeine Sicherheitsniveau der Schweizer KKW auch im internationalen Vergleich hoch. Die älteren Schweizer Anlagen, d. h. Beznau und Mühleberg, wurden erheblich und effektiv nachgerüstet (wobei die Eigentümer von Beznau z. B. im Laufe der Zeit etwa 2,5 Mrd. CHF investiert haben) und übertreffen die Standards, die in den meisten ausländischen Kernenergieprogrammen zu beobachten sind. Auf diese Weise wurden

Tabelle 1: Übersicht über die KKW in der Schweiz

	KKW der ersten Generation			KKW der zweiten Generation	
	Beznau I	Beznau II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
<b>Beginn des kommerziellen Betriebs</b>	1969	1971	1972	1979	1984
<b>Status</b>	In Betrieb	In Betrieb	Stilllegung/ Rückbau im Gange	In Betrieb	In Betrieb
<b>Nettostromproduktionskapazität (MW)</b>	365	365	373	1010	1285
<b>Durchschnittlicher Auslastungsgrad</b>	80 %	88 %	88 %	89 %	83 %
<b>Durchschnittliche Stromproduktion (TWh/Jahr)</b>	3,0	3,0	-	8,1	9,4
<b>Voraussichtliche Stilllegung</b>	2032/2033 (angekündigt)		2019	Noch offen	Noch offen

die geschätzten Kernschadenshäufigkeiten in den probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) für diese Anlagen um ein bis zwei Grössenordnungen reduziert (BFE 2012). Die später errichteten Anlagen Gösgen und Leibstadt wurden von Anfang an nach erhöhten Sicherheitsanforderungen ausgelegt, was sich in einem erhöhten Redundanz- und Trennungsgrad ausdrückt. Diese Merkmale sind für den wirksamen Schutz gegen innere und äussere Gefahren von besonderer Bedeutung. Gleichwohl wurde bei diesen neueren Anlagen der ständigen Weiterentwicklung der nuklearen Sicherheit in Form von nennenswerten Verbesserungen Rechnung getragen.

Die schwach- und mittelradioaktiven Abfälle sowie die hochradioaktiven Abfälle werden zurzeit in zwei gut gesicherten Hallen in Würenlingen und Beznau im Kanton Aargau gelagert. Vor der Endlagerung werden sie in einer Gebindeanlage (BEVA), die sich auf dem Gelände der ZWILAG in Würenlingen AG befinden wird, in kleinere Endlagerbehälter umgepackt. Die Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA) hat im November 2024 ein Rahmenbewilligungsgesuch für die Errichtung eines geologischen Tiefenlagers («Endlager») für radioaktive Abfälle an einem geologisch geeigneten Standort (Nördlich Lägern; siehe Kapitel 5.1.7) eingereicht.

Der rechtliche Rahmen für die nukleare Haftung folgt dem Pariser Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie und dem Brüsseler Übereinkommen zur Ergänzung des Pariser Übereinkommens. Das Kernenergiehaftungsgesetz folgt dem Konzept der Gefährdungshaftung und legt fest, dass der Eigentümer einer kerntechnischen Anlage für nukleare Schäden ohne Betragsbeschränkung haftet. Der Begriff «Schaden» umfasst insbesondere den Verlust von Leben oder die Verletzung von Personen, den Verlust oder die Beschädigung von Sachen, aber auch die Kosten für Massnahmen zur Wiederherstellung einer beeinträchtigten Umwelt, es sei denn, die Beeinträchtigung ist unerheblich, wenn solche Massnahmen tatsächlich getroffen werden oder zu treffen sind. Grundsätzlich muss die Haftung durch eine Versicherung oder eine andere finanzielle Sicherheit gedeckt sein. Der Bundesrat legt jedoch entsprechende, an Einzelereignisse gebundene Sockelbeträge fest, die sich für KKW auf 1,2 Mrd. EUR belaufen. Ein zusätzlicher Betrag von 300 Mio. EUR wird von den Vertragsstaaten des Brüsseler Übereinkommens gedeckt. Schäden, die über diese obligatorische Versicherungssumme hinausgehen, werden von den Betreibern bis zum Ende ihrer Zahlungsfähigkeit gedeckt. Ist die Zahlungsfähigkeit des Betreibers erschöpft, müssen weitere Schäden vom Staat übernommen werden.

## 2.2 Verlängerung des Betriebs bestehender KKW: Möglichkeiten und Anforderungen

Es wird erwartet, dass der Stromverbrauch in der Schweiz von heute ca. 56 TWh bis zum Jahr 2050 auf ca. 70–90 TWh ansteigen wird (Boulouchos et al. 2022, SWEET CROSS 2024), vor allem aufgrund des Übergangs zur Elektromobilität, des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen und der globalen Digitalisierungstrends im Zusammenhang mit der Installation von künstlicher Intelligenz und grossen Rechenzentren. Die prognostizierten Zahlen variieren und hängen unter anderem vom gewünschten Autarkiegrad ab (z. B. Importe vs. heimische Produktion von Strom und synthetischen Kraftstoffen) oder dem Einbezug der Dekarbonisierung des Flugverkehrs (die Produktion von synthetischem Kerosin ist energieintensiv). In den meisten Szenarien wird ein starker Anstieg der Stromproduktion aus Photovoltaik von 6 TWh im Jahr 2024 auf eine jährliche Produktion im Bereich von 20–40 TWh (SWEET CROSS 2024) prognostiziert und auch die Windenergie könnte um einige TWh zunehmen (Boulouchos et al. 2022, Sanvito & Garrison 2024). In den meisten Szenarien wird die Nachfrage durch erneuerbare Energien, hauptsächlich Solar- und Wasserkraft, gedeckt, wobei der Anteil an importiertem Strom oder synthetischen und biogenen Brennstoffen variiert.

Aufgrund des bestehenden Verbots, neue KKW zu bauen, wurde praktisch kein Versuch unternommen, die Kernenergie in die Szenarienmodellierung einzubeziehen. In der Übergangsphase könnte jedoch eine zeitliche Lücke zwischen dem Auslaufen der bestehenden KKW und dem Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung entstehen. Daher wird die Verlängerung der Betriebszeit bestehender KKW allgemein als wichtige Unterstützung der Energiewende angesehen. Der Weiterbetrieb bestehender Anlagen, solange sie sicher sind, ist daher in der Politik kaum umstritten.

### Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die beiden KKW von Beznau liefern rund 6 TWh Strom pro Jahr, die nach der geplanten Abschaltung im Jahr 2032/2033 ersetzt werden müssen. Die beiden jüngsten und grössten Schweizer Kraftwerke, Gösgen und Leibstadt, würden bei einer Betriebsdauer von 60 Jahren bis 2039 bzw. 2044 jährlich 15–20 TWh Strom liefern. Es gibt auch Diskussionen über noch längere Laufzeiten von bis zu 80 Jahren. In den USA wurden die Lizenzen der meisten Reaktoren auf 60 Jahre verlängert und zwölf von 100 Kraftwerken haben bereits die Lizenzverlängerung für 80 Jahre Betrieb erhalten, weitere zehn sind in Vorbereitung und für weitere 20 Anlagenstandorte wurden Absichtserklärungen abgegeben (NRC 2025). Klar ist jedenfalls, dass die bestehenden Reaktoren in die Jahre gekommen sind und immer wieder mehr oder weniger um-

fangreiche Revisionen mit entsprechenden Investitionen benötigen und irgendwann abgeschaltet werden müssen.

### Technische Anforderungen

Generell ist die Lieferung von Komponenten und Zubehör für KKW, deren Lebensdauer verlängert wird, mit Herausforderungen verbunden, die mit der Alterung, der Einhaltung von Vorschriften und der Verfügbarkeit qualifizierter Lieferanten zusammenhängen. Da einige der ursprünglichen Komponenten möglicherweise nicht mehr hergestellt werden, kann dies teilweise die Entwicklung von Reverse-Engineering-Teilen oder die Identifizierung moderner Äquivalente erfordern, die strenge Sicherheits- und Leistungsstandards erfüllen. Darüber hinaus erfordern die sich entwickelnden rechtlichen Rahmenbedingungen strenge Prüf- und Zertifizierungsverfahren. Dies gilt insbesondere für Software-/Hardware-Upgrades des Reaktorkontroll- und -schutzsystems, der nuklearen Instrumentierung oder für den Ersatz grosser Komponenten wie Hauptkühlmittelpumpen, Dampferzeuger usw. Trotz dieser Herausforderungen scheinen die Kernkraftwerksbetreiber insgesamt davon überzeugt zu sein, dass Fortschritte in der Fertigungstechnologie und die Zusammenarbeit zwischen den Akteuren der Branche und den Aufsichtsbehörden die notwendige Innovation in den Lieferketten fördern werden, um sicherzustellen, dass kritische Komponenten effizient und unter Einhaltung höchster Sicherheits- und Zuverlässigkeitsstandards hergestellt werden können. Darüber hinaus existieren Anbieter, welche die bestehenden Schweizer KKW gebaut haben (GE, Framatome), immer noch.

Für eine Verlängerung der Lebensdauer bestehender schweizerischer KKW gibt es neben der kontinuierlichen Wahrung der nuklearen Sicherheit und Sicherung keine formale Vorgabe, jedoch ist eine umfassende Nachrüstung inklusive Ersatz des Reaktorbehälters zurzeit verboten (siehe Kapitel 2.1). Eine umfassende Periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) muss alle zehn Jahre durchgeführt werden. Im Rahmen der PSR muss jede Anlage ihre eigenen Betriebserfahrungen und die Lehren aus dem Betrieb vergleichbarer KKW auswerten. Für den Zeitraum nach der vierten Betriebsdekade ist zusätzlich ein Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb zu erbringen. Dieser umfasst: a) die Grundbetriebszeit (die Betriebszeit, auf die das KKW ursprünglich ausgelegt war), b) den Nachweis, dass die sicherheitstechnisch relevanten Auslegungsgrenzen während der geplanten Betriebszeit nicht erreicht werden, c) die für die folgende Betriebsdekade geplanten Nachrüstungen und Verbesserungen und d) die Massnahmen, die eine ausreichende Personalausstattung mit der erforderlichen Fachexpertise für die geplante Betriebszeit gewährleisten sollen. Die PSR werden beurteilt und allfällige Massnahmen können vom ENSI angeordnet werden (ENSI 2022). Der entsprechende Bericht ist öffentlich zugänglich.

### Entscheidungsfindung

Unter der Voraussetzung, dass die Sicherheit gewährleistet ist, liegt es im Ermessen der Bewilligungsinhaber bzw. Betreiber, wie lange sie die Anlage betreiben wollen. Wirtschaftliche Erwägungen spielen bei der Lebensdauer von KKW eine wichtige Rolle, insbesondere die Frage, ob sich die notwendigen Investitionen zur Aufrechterhaltung und Verbesserung der Sicherheit während der verbleibenden Betriebszeit amortisieren lassen. Es kann auch technische Einschränkungen geben, wie z.B. die Verfügbarkeit von Ersatzteilen für die alten Reaktortypen.

Aufgrund solcher Überlegungen hat der Betreiber von Mühleberg im Jahr 2013 beschlossen, das Kraftwerk aus Rentabilitätsgründen Ende 2019 abzuschalten. Der Betreiber des KKW Beznau hingegen hat 2024 angekündigt, in die Nachrüstung der beiden Anlagen zu investieren und sie bis 2032 bzw. 2033 zu betreiben und danach abzuschalten. Für Gösgen und Leibstadt erfordert eine Betriebsdauerverlängerung auf 60 Jahre einen verstärkten Unterhalt und ein konsolidiertes Nachrüst-/Ersatzprogramm für Verschleissteile. Bei einer Betriebsdauer von mehr als 60 Jahren könnte der Ersatz von grösseren Komponenten wie Kühlmittelpumpen oder Dampferzeugern notwendig sein, was dann grössere Investitionen erfordern würde.

Daher ist absehbar, dass die Betreiber den Betrieb nur dann fortsetzen werden, vor allem über 60 Jahre hinaus, wenn er als wirtschaftlich rentabel eingeschätzt wird oder wenn es ausreichende staatliche Unterstützung oder Garantien und Risikoteilung (auch bezüglich politischer Risiken) gibt, die gegebenenfalls die Rentabilität sicherstellen könnten. Eine solche staatliche Unterstützung könnte eine Gesetzesänderung erforderlich machen und erfordert daher politische Akzeptanz. Jüngste Erhebungen deuten darauf hin, dass die Akzeptanz für eine Verlängerung erreicht werden könnte, wenn dadurch die Versorgungssicherheit zu wirtschaftlichen und vorhersehbaren Kosten verbessert wird.

Eine ausführlichere Bewertung findet sich in BFE (2024b).

### Zusammenhang mit dem Stromabkommen

Der Weiterbetrieb der bestehenden KKW und deren Rentabilität wird durch den Zugang der Schweiz zum EU-Strommarkt in ähnlicher Weise beeinflusst wie neue KKW. Das bedeutet, dass im Falle eines fehlenden Abkommens kurzfristige Reserveausgleichskapazitäten und längerfristige Produktionskapazitäten (möglicherweise ein Reserve-Gaskraftwerk) benötigt werden, um eine unvorhergesehene Abschaltung eines KKW bis zu seiner Wiederinbetriebnahme zu kompensieren (siehe Kapitel 5.4 und 6.2).

## 3 Technologien zur Stromproduktion aus Kernenergie – kurzer Überblick

Dieses Kapitel enthält eine kurze Charakterisierung der derzeit weltweit in Betrieb und im Bau befindlichen Reaktortechnologien sowie der in der Entwicklung befindlichen neuen Konzepte und der entsprechenden Erfahrungen.

### 3.1 Generation III/ III+

Wassergekühlte Reaktoren sind seit den Anfängen der kommerziellen Nuklearindustrie, d.h. für die Generationen I bis III, die vorherrschende Technologie mit einem Marktanteil von derzeit über 95 % an den weltweit mehr als 400 in Betrieb befindlichen zivilen Leistungsreaktoren. Die meisten der derzeit im Bau befindlichen Kernreaktoren sind ebenfalls wassergekühlt. Die weltweit am meisten verbreiteten Typen sind Leichtwasserreaktoren (LWR), insbesondere Druckwasserreaktoren (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR). Bei diesen Reaktortypen hat Wasser die doppelte Funktion eines Kühlmittels und eines Moderators. In SWR wird der im Reaktorkern erzeugte Dampf direkt zu den Dampfturbinen geleitet, wo er zur Stromproduktion genutzt wird. In DWR tauscht der Kernkühlkreislauf (Primärkreislauf) über einen Dampferzeuger Wärme mit dem Sekundärkreislauf aus, aus dem der Dampf zur Dampfturbine geleitet wird. Die russische WWER-Reaktorflotte fällt in die umfassendere Kategorie der DWR, während die kanadischen CANDU-Reaktoren im Prinzip DWR sind, die mit so genanntem Schwerem Wasser betrieben werden, bei dem die Brennelemente nicht in einem grossen Druckbehälter, sondern in einzelnen Druckrohren untergebracht sind.

Generation-III/III+-Reaktoren stellen eine neue Generation von KKW dar. Sie basieren auf der gleichen LWR-Technologie wie die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen (oft als Generation-II-Kraftwerke bezeichnet), weisen aber deutlich verbesserte Sicherheitsmerkmale und -philosophien auf. Dazu gehören Konstruktionsmerkmale, in welche die Lehren aus drei schweren Reaktorunfällen in der Geschichte eingeflossen sind, wie z.B. die Integration von Systemen zur Beherrschung schwerer Unfälle in die Konstruktion und eine stärkere Unabhängigkeit der verschiedenen Ebenen der mehrstufigen Sicherheit. Dies hat zu einer neuen Generation von passiven Sicherheitssystemen geführt, die nicht von externen Energiequellen oder vom Eingreifen der Betreiber abhängig sind. Darüber hinaus wurden verlängerte Karenzzeiten in die

Auslegung aufgenommen, um das Risiko schwerer Unfallsequenzen mit Kernschmelze und anschliessendem Versagen des Sicherheitsbehälters zu minimieren, die zu einer frühzeitigen oder umfangreichen Freisetzung radioaktiver Stoffe führen könnten. Die entsprechende Unfallwahrscheinlichkeit wurde damit im Vergleich zu den heutigen Kraftwerken der Generation II, die aufgrund von Nachrüstungsmassnahmen und den Stresstests nach Fukushima bereits ein ausgezeichnetes Sicherheitsniveau erreicht haben, um ein bis zwei Grössenordnungen weiter reduziert.

Im Januar 2024 waren 38 grosse Generation-III/III+-LWR-Blöcke in Betrieb und 51 der 60 im Bau befindlichen Reaktoren gehören zur Kategorie der grossen Generation-III/III+-LWR mit einer Nennleistung von jeweils mehr als 1000 MW. Weitere Blöcke sind bestellt oder befinden sich in der Ausschreibungsphase (z.B. drei Blöcke in Polen, zwei Blöcke im Vereinigten Königreich und einer in der Tschechischen Republik), und mehrere weitere sind in einem fortgeschrittenen Planungsstadium (siehe Kapitel 4). Es gibt also eine breite Betriebserfahrung mit bestehenden Anlagen und in mehreren Ländern gibt es eine erfahrene Industrie. Damit gibt es trotz erheblicher Unsicherheiten eine Grundlage für zumindest grobe Schätzungen von Kosten, Bauzeit, Betriebssicherheit usw., die in Kapitel 5 vorgenommen werden.

### 3.2 Generation IV

Die Entwicklung von Reaktoren der Generation IV erfolgt parallel zu den Reaktoren der Generation III. Es gibt viele verschiedene Konzepte und erste Pilot- und Demonstrationsanlagen. Der zeitliche Rückstand der technischen Entwicklung gegenüber der Generation III/III+ ist je nach Konzept sehr unterschiedlich (zwischen einigen Jahren und Jahrzehnten). Eine Kommerzialisierung der ersten Generation-IV-Anlagen über den Prototypenmassstab hinaus ist ab 2035 zu erwarten.

Es gibt bereits Prototypen von gas- und natriumgekühlten Hochtemperaturreaktoren, vor allem in China und Russland, und Demonstrationsanlagen könnten in den 2030er Jahren das Licht der Welt erblicken. Für die meisten Kühlmittel liegen jedoch noch kaum Erfahrungen vor, so dass die Bewertung beispielsweise der Kosten, der Bauzeit oder der Betriebssicherheit schwierig ist. Im Ver-

gleich zu wassergekühlten Reaktoren bergen diese alternativen Kühlmittel aufgrund ihres korrosiven Charakters und möglicher chemischer Gefahren andere Risiken oder Herausforderungen.

Die Generation IV beinhaltet mehrere Konzepte nicht wassergekühlter Reaktoren (z. B. Kühlung mit Gas, flüssigen Metallen wie Blei oder Natrium oder geschmolzenen Salzen), die mit dem Ziel entwickelt wurden, den Wirkungsgrad entweder durch eine Steigerung des thermodynamischen Wirkungsgrads und/oder eine verbesserte Brennstoffausnutzung und eine weitere Verringerung der Menge hochradioaktiver Abfälle zu erhöhen (schnelle Spektrumreaktoren). Dieser Ansatz würde die Nutzbarkeit der natürlichen Uran- und Thoriumressourcen erheblich erweitern und die Produktion von radiotoxischen Abfällen verringern. Die Reaktoren der Generation IV haben das Potenzial, die Kernbrennstoffressourcen um den Faktor 100 bei einer Brennstoffwirtschaft auf Uranbasis und um den Faktor 400 zu erweitern, wenn auch Thorium einbezogen wird. Allein die heute gesicherten Ressourcen an Uran- und Thoriumerzen würden dann ausreichen, um die gesamte globale Stromproduktion von heute für mehrere 10 000 Jahre zu decken. Würde man auch das im Meerwasser enthaltene Uran einbeziehen (für das die Extraktionsverfahren heute noch nicht wettbewerbsfähig sind), wären die verfügbaren Ressourcen praktisch unendlich (Zubair et al. 2023), aber die technische Machbarkeit muss noch nachgewiesen werden.

Die vielversprechendsten Konzepte für Reaktoren der Generation IV sind im Folgenden aufgeführt:

Gasgekühlte thermische Reaktoren, die Helium als Kühlmittel verwenden, haben einen hohen thermodynamischen Wirkungsgrad, da sie bei viel höheren Temperaturen arbeiten als LWR. Dadurch eignen sie sich nicht nur für die Stromproduktion, sondern auch für die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme für industrielle Prozesse. In China sind seit 2021 zwei gasgekühlte thermische Reaktoren (HTR-PM-Design) in Betrieb. Der Xe-100 (X-energy, USA) hat die Vorzertifizierung in Kanada erfolgreich abgeschlossen. Dies ist eine bedeutende Entscheidung, da die Nuklearbehörde für dieses spezielle Reaktorkonzept keine grundsätzlichen Hindernisse festgestellt hat, die einer Genehmigung entgegenstehen würden. Mit einer Hochtemperaturleistung von bis zu 1000 °C sind gasgekühlte Reaktoren auch für die Wasserstoffproduktion mittels Hochtemperatur-Dampfelektrolyse (HTSE) oder thermochemischer Wasserspaltung geeignet.

Schnelle Reaktoren, die mit Flüssigmetallen (Natrium oder Blei/Blei-Wismut) gekühlt werden, arbeiten ebenfalls bei hohen Temperaturen, die irgendwo zwischen denen von LWR und gasgekühlten Reaktoren liegen, und

das bei nahezu Umgebungsdruck. Mit diesen Reaktoren wurden in der Vergangenheit zahlreiche Betriebserfahrungen gesammelt, und in Ländern wie Frankreich, Japan und Russland waren oder sind mehrere Anlagen in Betrieb. Terrapower, ein US-amerikanisches Unternehmen, entwickelt einen natriumgekühlten schnellen kleinen modularen Reaktor (SMR) und hat 2025 mit dem Bau einer Demonstrationsanlage in Wyoming, USA, begonnen (die Genehmigung der nationalen Aufsichtsbehörden für einen kommerziellen fortgeschrittenen Reaktor wird für Ende 2026 erwartet). In China sind zwei Demonstrationsanlagen mit 600 MW in Betrieb (seit 2023) oder werden voraussichtlich 2025 Jahr in Betrieb genommen. In Russland sind zwei natriumgekühlte schnelle Brutreaktoren mit einer Leistung von 600/800 MW bereits seit 1981 bzw. 2016 in Betrieb, und mehrere weitere Blöcke befinden sich im Bau. In Russland wird am Standort eines Sibirischen Chemiekonzerns in der Nähe von Tomsk auch ein Prototyp eines bleigekühlten schnellen Reaktors gebaut, dessen Inbetriebnahme für 2026 geplant ist. Die Brennstoffherstellungsanlage am selben Standort hat im Januar 2025 den Pilotbetrieb aufgenommen.

Schmelzsalzreaktoren (MSR) verwenden geschmolzenes Salz als Kühlmittel, Brennstoff und/oder Moderator. Diese Reaktoren werden bei hohen Temperaturen betrieben und es gibt sowohl thermische als auch schnelle Ausführungen d. h. sie arbeiten entweder mit thermischen oder schnellen Neutronen. Eine der grössten Herausforderungen beim Betrieb dieser Reaktoren ist die starke Korrosivität der Salze. Im Dezember 2023 erhielt KAIROS (USA) die Genehmigung für den Bau einer ersten Demonstrationsanlage in Tennessee, die ausschliesslich Salzschnmelze als Kühlmittel verwendet, mit HALEU TRISO Brennstoff und Graphit als Moderator. Ein integraler MSR (Terrestrial Energy) befindet sich derzeit in den USA und Kanada im Vorgehmungsverfahren. Im Juni 2023 erhielt ein experimenteller MSR, der eine thoriumbasierte Salzschnmelze als Brennstoff verwendet, eine Betriebsgenehmigung in China.

### 3.3 Kleine modulare Reaktoren (SMR)

Unter SMR (Small Modular Reactors) versteht man im Allgemeinen fortgeschrittene Reaktoren mit einer elektrischen Nennleistung von etwa 20 bis 500 MW pro Einheit mit Generation III/III+ oder IV-Technologie. Diese Blöcke sind für eine künftige Produktion in einer Fabrik und die anschliessende Montage am Einsatzort ausgelegt, um Kosten zu sparen. Ein gemeinsames Konstruktionsmerkmal ist, dass die meisten SMR-Konzepte etwas unterhalb der Erdoberfläche installiert werden, um zusätzlichen Schutz vor externen Bedrohungen und Gefahren zu bieten. Aufgrund ihrer geringeren Grösse sind die meisten

Reaktoren so konzipiert, dass sie mit vollständig passiven Sicherheitsmerkmalen ausgestattet sind, d. h. im Notfall ist kein menschliches Eingreifen erforderlich. In Anbetracht dieser Überlegungen hat die US-Nuklearaufsichtsbehörde (Nuclear Regulatory Commission) eine neue Bemessungsmethode für Notfallplanungszonen (EPZ) für den SMR von NuScale genehmigt. Laut NuScale wird es dadurch möglich, an vielen Anlagestandorten die EPZ auf den Umfang des Anlagengeländes zu beschränken. Dadurch entfällt die Notwendigkeit einer Evakuierungszone. Es wird davon ausgegangen, dass andere KKW in den Vereinigten Staaten eine vergleichbare Regelung erhalten werden.

Bei den meisten kurzfristig verfügbaren SMR handelt es sich um Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+. Die ersten Demonstrationsanlagen in westlichen Ländern werden um 2030 erwartet. Es gibt auch SMR des Typs Gen-IV, die andere Kühlmittel als Wasser verwenden (z. B. Flüssigmetall, Helium, Salzschmelze). Diese werden von Start-ups, aber auch von grösseren Unternehmen wie Westinghouse entwickelt. Daher werden in absehbarer Zukunft (d. h. in den nächsten ein bis zwei Jahrzehnten) wie bei den grösseren Anlagen höchstwahrscheinlich nur SMR der Generation III/III+ für den Einsatz in der Schweiz in Frage kommen. Aufgrund der unsicheren technischen und wirtschaftlichen Entwicklung des SMR-Marktes werden SMR jedoch nicht in den Zeitplan dieses Berichts für ein neues KKW in der Schweiz aufgenommen.

Das anfängliche Interesse an SMR wurde durch die Notwendigkeit der Stromversorgung abgelegener Regionen und netzferner Gebiete ausgelöst. Für Länder mit kleinen Stromnetzen, in denen der Einsatz grosser KKW nicht möglich ist oder Investoren und Betreiber nicht bereit oder in der Lage sind, viel Kapital zu investieren, könnten sich SMR als Alternative erweisen. SMR können auch Möglichkeiten zur Versorgung energieintensiver Industriestandorte (z. B. der Beton- oder Stahlindustrie) oder zur Nutzung der Kernenergie für andere Zwecke als die Stromproduktion bieten, z. B. Fernwärme, Meerwasserentsalzung oder Wasserstoffproduktion. Zu den weiteren potenziellen Vorteilen von SMR gehören geringere Anfangskapitalkosten aufgrund der kleineren Anlagengrösse, kürzere Bauzeiten aufgrund der Verlagerung von der Vor-Ort-Konstruktion zur Fabrikproduktion, grössere Flexibilität für den lastabhängigen Betrieb (aufgrund der Konstruktion mit mehreren Modulen) und verbesserte Sicherheitsmerkmale. Es gibt zwar Prototypen, aber keiner von ihnen wurde bisher in einer Art und Weise oder in einer Fabrik hergestellt, die eine Fließbandproduktion ermöglichen würde. Letzteres wäre eine Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit. Die Internationale Ener-

gieagentur IEA (2024) erwartet die Wettbewerbsfähigkeit nicht vor der zweiten Hälfte der 2030er Jahre.

Die Anlagenhersteller gehen davon aus, dass die Stromgestehungskosten (LCOE, [siehe Kasten 2, Kapitel 5.1.1](#)) für SMR-Kraftwerke ein Niveau erreichen werden, das mit demjenigen grosser KKW vergleichbar ist, indem die Vorteile der Herstellung (Fabrikbau) genutzt werden, um den Verlust von Grössenvorteilen auszugleichen (IEA 2024). Ob sich diese Erwartungen tatsächlich erfüllen werden, ist unklar und die Erwartungen gehen auseinander. In jedem Fall ist mit höheren Kosten für die ersten Anlagen zu rechnen. Für das erste NuScale SMR-Projekt, das in den kommenden Jahren in Utah gebaut werden soll, wurden Gestehungskosten von etwa 5,8 ct/kWh (Schätzung für 2020) veranschlagt. Aufgrund eines Anstiegs der Zinssätze um 150 % und eines erheblichen Anstiegs der Materialkosten (z. B. um 40 % bei Stahl) in den letzten 1,5 Jahren stiegen die voraussichtlichen Kosten für 2023 auf 8,9 ct/kWh. Das Projekt wurde daraufhin gestrichen, da der prognostizierte Preis gegenüber den in Utah verfügbaren billigeren Gas- und Kohleooptionen nicht mehr wettbewerbsfähig war.

Die Kernenergie-Agentur der OECD (NEA) prognostiziert, dass SMR bis 2035 bis zu 9 % der gesamten neuen Kernkraftkapazität ausmachen werden (OECD 2022), und möglicherweise bis zu 25 % im Jahr 2050 (IEA 2025). Gegenwärtig sind 4 SMR in Russland und China in Betrieb. Die IAEO und die US-amerikanischen/europäischen Atomaufsichtsbehörden arbeiten derzeit an einer Harmonisierung der Genehmigungsverfahren für SMR. Ziel ist es, ein stabiles und transparentes Genehmigungsumfeld zu schaffen, das unvorhersehbare Änderungen der nationalen Genehmigungsregelungen vermeidet. Einige SMR der Generation III/III+ könnten in Europa ab den frühen 2030er Jahren kommerziell verfügbar sein. NuScale/USA hat in den USA bereits die Zulassung für seinen VOYGR-Reaktor erhalten, während andere Konstruktionen (von Rolls-Royce/UK, Westinghouse und Holtec/USA) in den USA, Kanada und einigen europäischen Ländern das Verfahren der Vorzertifizierung durchlaufen. Einige SMR-Anbieter haben bereits Aufträge erhalten, z. B. GE-Hitachi (Japan) aus Kanada für den BWRX-300. Im Jahr 2022 erhielt NUWARD (EDF/Frankreich) von der französischen Regierung einen Zuschuss in Höhe von 500 Mio. EUR und der Bau des ersten Reaktors (mit einem konventionellen LWR-Konzept) soll 2030 beginnen. Während nicht wassergekühlte SMR in China und Russland bereits in Betrieb sind, könnte der erste in westlichen Ländern der natriumgekühlte SMR von Terrapower sein, dessen Bau in Wyoming (USA) 2025 begann.

## 4 Internationale Entwicklungen

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über den weltweiten Stand und die Entwicklungen im Bereich der Kernenergie. Aus Sicht der Industrie werden dann die wichtigsten Akteure, die derzeit am Bau von KKW beteiligt sind, näher betrachtet.

### 4.1 Frühere Entwicklungen und aktueller Stand

Nach Angaben der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEA, 2024) sind derzeit 415 Kernreaktoren mit einer Gesamtkapazität von rund 373 GW in Betrieb. Die Kernenergie hatte ihre Blütezeit in den 1970er und 1980er Jahren, als viele neue Kraftwerke gebaut wurden, insbesondere in den USA, Europa, Russland und Japan. Mitte der 90er Jahre erreichte der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromproduktion mit fast 18 % seinen Höhepunkt. Seitdem ist der Markt für neue KKW erheblich geschrumpft, und einige grosse Unternehmen wie Siemens oder General Electric haben ihren Kernkraftbereich verkauft oder sich mit anderen zusammengeschlossen (Markard et al. 2020). Die Nuklearsparte von Siemens beispielsweise wurde 2011 nach zehn Jahren Joint Venture an Areva verkauft. Im Jahr 2018 wurde der französische Kernbrennstofflieferant Cogema nach seiner Insolvenz mit Areva fusioniert und in Framatome umbenannt. Er befindet sich nun im Besitz des staatlichen französischen Stromversorgers EDF (80,5 %) und von Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %). Das amerikanische Unternehmen Westinghouse meldete 2017 Insolvenz an und befindet sich nun im Besitz von Brookfield (51 %) und Cameco (49 %).

Die Aussichten für neue Kernreaktoren haben sich um und nach 2010 etwas erholt, als China ein eigenes Kernenergieprogramm entwickelte. Inzwischen ist China der führende Markt für neue Reaktoren, von denen die meisten von einheimischen Unternehmen gebaut werden (siehe Kapitel 4.2). Die weltweite Stromproduktionskapazität der Kernenergie hat sich seit etwa 2000 nicht wesentlich verändert. Aufgrund des allgemeinen Wachstums der Stromproduktion ist der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromproduktion im Laufe der Zeit auf 9,1 % im Jahr 2023 gesunken. Im Vergleich dazu deckten fossile Brennstoffe (insbesondere Kohle und Erdgas) 61 %, Wasserkraft 14 %, Windkraft 7,8 % und Solarenergie 5,5 % ab. Der alternde Bestand an KKW könnte in den nächsten 10–20 Jahren zu einem erheblichen Rückgang der Produktionskapazität führen. Andererseits sind die jährlichen Investitionen in neue Anlagen und Laufzeitverlän-

gerungen seit 2020 um fast 50 % gestiegen und auf der COP 28 hat sich eine Gruppe von 28 Ländern, darunter die USA, das Vereinigte Königreich, Kanada, Frankreich, Südkorea sowie zehn europäische Länder, verpflichtet, ihre Kernkraftkapazität bis 2050 zu verdreifachen. Zudem hat sich die Europäische Nuklearallianz bestehend aus 15 EU-Mitgliedstaaten für eine Erweiterung der europäischen Flotte von 100 auf 150 GW bis 2050 entschieden (IEA 2025). Dies scheint ein sehr ehrgeiziges Ziel zu sein und würde eine erhebliche Beschleunigung der derzeitigen Planungs- und Bauaktivitäten erfordern. Der jüngste IEA-Bericht zur Kernenergie (IEA 2025) geht davon aus, dass der Anteil der Kernenergie an der Stromversorgung weltweit bei etwa 10 % bleiben wird, unabhängig vom Szenario für den Nachfrageanstieg. Dabei handelt es sich jedoch um Absichten, die erst noch verwirklicht werden müssen. Im Vergleich dazu wird der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 bei 70–80 % liegen, und die geschätzten jährlichen Investitionen in erneuerbare Energien bis 2050 sind etwa zehnmal so hoch wie die in die Kernenergie (IEA 2024, 2025).

### 4.2 Die wichtigsten Akteure beim Bau neuer KKW

Im Juli 2023 befanden sich weltweit 63 Kernreaktoren im Bau (IAEA 2025). Von den 52 Reaktoren, mit deren Bau seit 2017 weltweit begonnen wurde, sind 25 chinesischer und 23 russischer Bauart (IEA 2025). Den höchsten Marktanteil von rund 40 % hat derzeit die russische Rosatom, die am Bau von 24 neuen Reaktoren beteiligt ist, davon 19 im Ausland (siehe Abbildung 2). Die beiden chinesischen Reaktorhersteller, die China National Nuclear Corporation und die China General Nuclear Power Group, sind ebenfalls führend (19 Reaktoren), haben sich aber bisher auf ihren Heimatmarkt konzentriert und nur einmal einen Reaktor mit zwei Blöcken in Pakistan gebaut. Ende 2024 wurde mit dem Bau eines weiteren begonnen sowie eine Vereinbarung mit Argentinien über den Bau eines Reaktors im Wert von 8 Milliarden Dollar unterzeichnet. Die Korean Electric Power Corporation (KEPCO) baut derzeit zwei neue Reaktoren («APR-1400») in Südkorea, beginnt 2025 mit dem Bau von zwei weiteren und lieferte in je rund acht Jahren Bauzeit vier Blöcke am Standort Barrakah in den Vereinigten Arabischen Emiraten, die jetzt voll in Betrieb sind. KEPCO wurde 2024 für den Bau von zwei neuen Reaktoren in der Tschechischen Republik ausgewählt (Nuklearforum 2024), hat aber sein Angebot für Slowenien, nach der Beilegung eines Rechtsstreits mit Westinghouse über die Verwendung von deren lizen-

zierter Technologie in seinen Reaktoren, zurückgezogen. KEPCO und Westinghouse haben nun einen Vertrag über die weltweite Nutzung ihrer Technologie und eine engere Zusammenarbeit in der Zukunft unterzeichnet (Nuklearforum 2025). Was dies für einen möglichen Bau durch eine dieser Firmen in der Schweiz bedeutet, ist nicht klar. Die französische Electricité de France (EDF) ist derzeit an einem laufenden Bauprojekt im Grossbritannien beteiligt (zwei Reaktoren «EPR», in Hinkley Point C1 und C2). Im Jahr 2023 ging der erste EPR in Olkiluoto, Finnland, nach mehr als 16 Jahren Bauzeit ans Netz. Der EPR in Flamanville wurde Ende 2024 nach 17 Jahren Bauzeit in Betrieb genommen. Die voraussichtliche Inbetriebnahme der beiden Reaktoren in Hinkley Point wurde kürzlich auf zwischen 2029 und 2031 (nach 11–12 Jahren Bauzeit) verschoben. Der französische Rechnungshof (Cour des Comptes 2025) hat empfohlen, dass EDF zunächst seine finanziellen Probleme lösen muss (u. a. eine Finanzierungslücke von 11 Mrd. EUR bei Hinkley Point nach dem Rückzug der finanziellen Beteiligung durch China; Rechtsstreit über die Deckung von Kostenüberschreitungen bei Okiluoto), bevor es mit dem Bau des französischen EPR beginnen kann, und dass ein künftiges Engagement im Ausland einen Nutzen für das französische Programm bringen muss.

Das US-amerikanische Unternehmen Westinghouse, das den Bau der kürzlich fertiggestellten Blöcke 3 und 4 des KKW in Vogtle, Georgia, begonnen hatte («AP-1000»-Reaktoren), ging 2017 in Konkurs und wurde von zwei anderen Firmen aufgekauft. Der Bau der Reaktoren wurde von der Firma Bechtel auf der Grundlage von Bundeskreditbürgschaften nach zehn Jahren Bauzeit abgeschlossen. Das japanische Unternehmen Hitachi-GE hat in Japan zwischen 1992 und 2006 vier Reaktoren («ABWR») mit einer Bauzeit von jeweils etwa vier Jahren gebaut, wobei es jedoch später (nach 2003 bzw. 2007) häufig zu technischen Schwierigkeiten beim Betrieb kam und der Auslastungsgrad (Anteil der Zeit, in der ein Kraftwerk mit voller Kapazität betrieben wird) aller vier Anlagen relativ klein war (im Durchschnitt nur 40–70 %). Aufgrund des Baustopps in Japan nach Fukushima im Jahr 2012 gab es

seit 2014 keine Bauaktivitäten mehr, diese wurden jedoch kürzlich wieder aufgenommen.

Stand Januar 2025 sind in Europa und den USA nur drei Reaktoren im Bau (Hinkley Point C1/C2 und einer in der Slowakei). Einige wenige könnten in den nächsten Jahren mit dem Bau beginnen (in der Tschechischen Republik und in Slowenien), während neue Projekte im Vereinigten Königreich (Sizewell C), in Finnland und Frankreich (6 Reaktoren) vor kurzem aufgrund finanzieller Bedenken auf unbestimmte Zeit bzw. um mehrere Jahre verschoben wurden. In weiteren europäischen Ländern (u. a. Polen, Schweden, Rumänien) wurde der Bau neuer KKW angekündigt. Am 1. Januar 2025 waren nur Russland (20), China (1 in Pakistan) und Frankreich (2 im Vereinigten Königreich) beim Bau neuer grosser KKW im Ausland engagiert. China (1 in Argentinien) und Südkorea (1 in der Tschechischen Republik) haben entsprechende Verträge unterzeichnet, während Westinghouse und GE-Hitachi ihre grossen Reaktoren nach wie vor anbieten, allerdings bisher mit relativ wenig Erfolg. Konkrete Aktivitäten zur Umsetzung der Ankündigungen einiger europäischer Länder, zur Kernenergie zurückzukehren, scheinen derzeit eher zögerlich. Zudem scheint der Austausch zu den beim Bau von EPR-Reaktoren gewonnenen Erfahrungen weltweit sehr schwierig und recht begrenzt zu sein, wie die Erfahrungen mit den Fehlfunktionen der von EDF gebauten EPR-Reaktoren in Okiluoto und Taishan (China) zeigen (Cour des Comptes 2025).

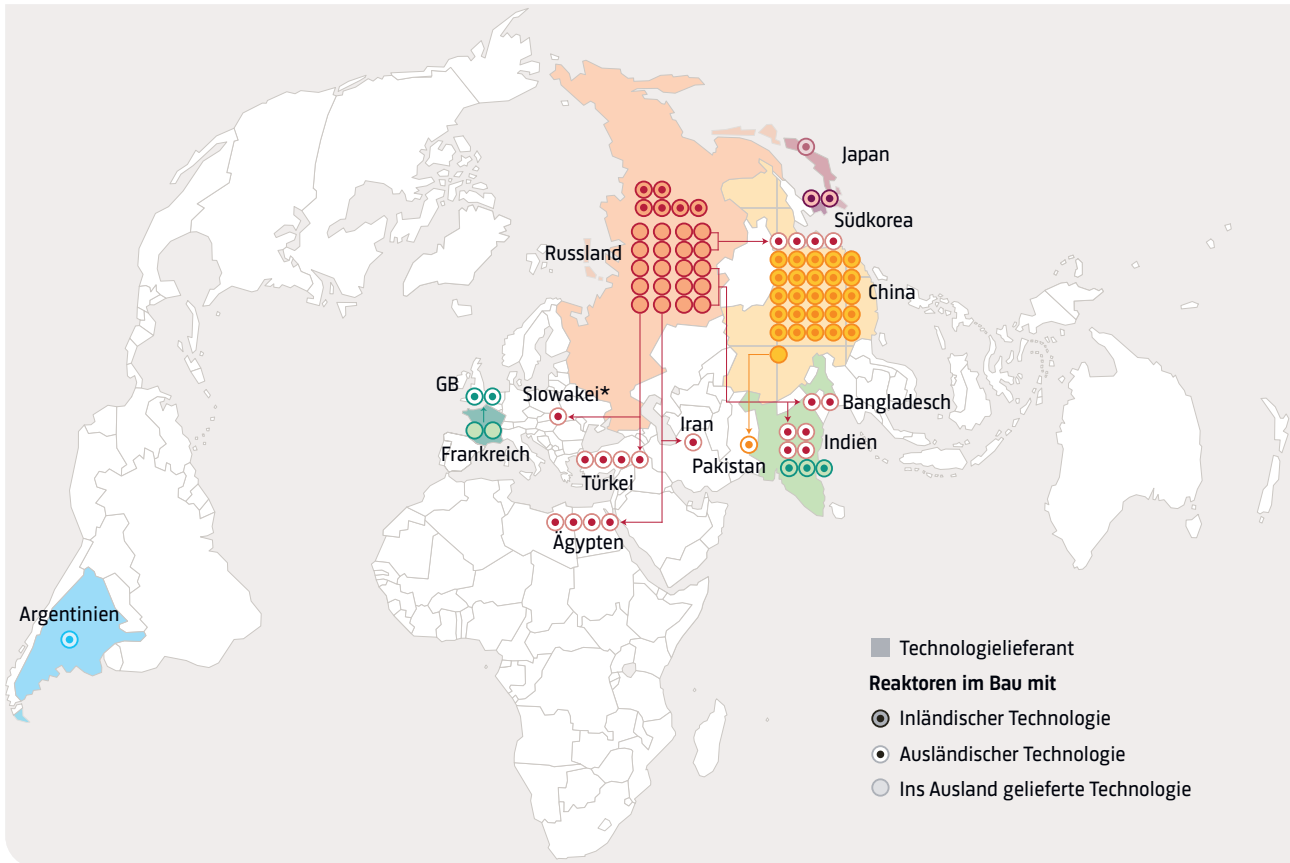


Abbildung 2: Anzahl der sich im Bau befindlichen KKW weltweit nach Ländern am 1. Juli 2023. Anlagen mit Punkten im Kreis werden im entsprechenden Land gebaut und sind nach Technologie kategorisiert (ausländisch ohne Füllfarbe oder einheimisch mit Farbe), Anlagen ohne Punkte werden vom entsprechenden Land im Ausland gebaut. Quelle: WNISR, 2025

## 5 Technische, wirtschaftliche und gesellschaftspolitische Bewertung

Dieses Kapitel beinhaltet eine Bewertung neuer KKW der Generation III/III+ unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftspolitischer Kriterien. Das Kapitel besteht aus drei Teilen. Der erste Teil enthält Einschätzungen eher technischer Art, die oft auf internationalen Erfahrungen beruhen (siehe Kapitel 5.1). Der zweite Teil berichtet über Kriterien, die wesentlich von den spezifischen Bedingungen in der Schweiz abhängen (siehe Kapitel 5.2). Der dritte Teil bietet eine Synthese in Form von Tabelle 3. Es wurden verfügbare Daten aus einem breiten Spektrum von Quellen zusammengetragen (siehe Literatur) und unabhängige Experten in die Überprüfung dieses Dokuments einbezogen (siehe Kasten 2). Jedoch wurden keine Primärdaten gesammelt (z. B. durch eigene Erhebungen).

### 5.1 Allgemeine Bewertung auf der Grundlage internationaler Erfahrungen

#### 5.1.1 Kosten und Kostenstruktur

Die Kernenergie zeichnet sich durch hohe Kapitalkosten (Reaktorplanung und -bau) und vergleichsweise niedrige Betriebskosten (Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten) aus. Die derzeitige Kerntechnik begünstigt den Bau und den jahrzehntelangen Betrieb von Grossanlagen (über 1000 MW Nennleistung), um Grössenvorteile zu erzielen. Daraus ergeben sich drei Herausforderungen für die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie: Erstens sind erhebliche Vorabinvestitionen erforderlich und das Finanzkapital ist für lange Zeiträume gebunden. Solche Investitionen sind mit hohen Risiken verbunden und viele Privatinvestoren sind zurückhaltend, wenn es darum geht, sich als Hauptaktionär zu beteiligen. Zweitens konkurrieren sie in den liberalisierten Strommärkten mit anderen Kraftwerken und die künftigen Einnahmen sind ungewiss – vor allem angesichts der langen Betriebsdauer von KKW. Drittens werden die KKW angesichts des zunehmenden Anteils variabler erneuerbarer Energien an der Stromproduktion möglicherweise nicht mehr wie in der Vergangenheit die meiste Zeit des Jahres mit voller Kapazität betrieben. Stattdessen könnte der Auslastungsgrad, der derzeit bei etwa 80–90 % liegt, deutlich niedriger sein. Die meisten neuen Kernkraftwerksprojekte, die in den letzten Jahren in Angriff genommen wurden, bedurften erheblicher staatlicher Unterstützung, um gegenüber anderen Kraftwerken wettbewerbsfähig zu sein (siehe Kapitel 5.2.4).

Die Baukosten für ein neues KKW variieren und hängen von vielen Faktoren ab, darunter Reaktortyp und -grösse, Bauzeit, Zinssätze, Branchenerfahrung, Konstruktionsänderungen während des Baus, Stabilität der Lieferketten usw. Advanced Power Reactors (APR) von KEPCO (gebaut in den Vereinigten Arabischen Emiraten) kosteten rund 8 Mrd. USD pro Einheit, die französischen EPR-Blöcke in Olkiluoto und Flamanville kosten 11 und 13 Mrd. EUR und die Kostenschätzungen (Stand September 2024 von EDF) für die beiden Blöcke in Hinkley C (2 × EPR) im Vereinigten Königreich sind auf 18–20 Mrd. EUR pro Block gestiegen. Die Kosten für die zwei Westinghouse-Reaktoren in Vogtle (USA) sind letztlich auf etwa 17 Mrd. USD pro Block gestiegen.

Diese Zahlen entsprechen einer Spanne von 4–15 Millionen CHF pro installiertem MWe (Megawatt Strom) an Stromproduktionskapazität. Diese grosse Bandbreite lässt sich durch erfolgreiche Projekte erklären, die im Zeitplan blieben, und durch Projekte, die aufgrund von Engpässen in der Lieferkette, behördlichen Problemen, späten Konstruktionsänderungen oder erstmaligem Bau des Reaktortyps mit grossen Verzögerungen und hohen Kostensteigerungen zu kämpfen hatten.

Die Kosten für Strom aus neuen KKW hängen von verschiedenen Faktoren ab, unter anderem von den Baukosten (siehe oben), den Stilllegungskosten (siehe Kapitel 5.1.7), der erwarteten Lebensdauer und dem Auslastungsgrad. Eine PSI-Studie aus dem Jahr 2017 im Auftrag des BFE (Bauer et al. 2017) errechnete für einen EPR mit einer Bauzeit von sechs Jahren und einem Zinssatz von 6 % bei einem durchschnittlichen Auslastungsgrad von 85 % Kosten von 7,5 Rp/kWh. Bei einer Bauzeit von 9 Jahren würden die Kosten auf 8,8 Rp/kWh ansteigen. Die Ergebnisse des PSI stehen im Einklang mit den Schätzungen der IEA (2025) von 6–11,5 UScts/kWh. Bei einem Lastfaktor von nur 60 % (und neun Jahren Bauzeit) steigen die Kosten auf 12,5 Rp/kWh. Im Vergleich dazu belaufen sich die tatsächlichen Kostenberechnungen für den EPR Flamanville unter der Annahme eines Zinssatzes von 6 % und eines Lastfaktors von 85 % auf 14 Rp/kWh (mit Geldwert von 2015; Cours des Comptes 2025). Für Olkiluoto lassen sich Gestehungskosten (LCOE, siehe Kasten 2) von etwa 7,5 Rp/kWh ermitteln (einschliesslich des von EDF gezahlten Anteils; Rothwell 2022). Die Kosten der Kernenergie beinhalten das Risiko negativer «Lernkurven», d. h. dass die Kosten mit zunehmender Anzahl von Anlagen eher stei-

gen als sinken, z.B. aufgrund der mit der Zeit steigenden Sicherheitsanforderungen (Lovering et al. 2016).

Die grossen Schwankungen bei den Kosten für die in Europa und den USA gebauten KKW sind vor allem auf Erstlingswerke in Regionen zurückzuführen, in denen seit Jahrzehnten keine KKW mehr gebaut wurden, sowie auf

zusätzliche Sicherheitsanforderungen während der Bauzeit. Südkorea und China melden wesentlich niedrigere Kosten, die nur teilweise mit niedrigeren Arbeitskosten begründet werden können. Weitere Gründe könnten ein kürzerer und geringerer Planungs- und Genehmigungsaufwand sowie unterschiedliche Kostenberechnungen oder -berichte sein.

## Kasten 1: Verschiedene Arten von Kosten für die Energieproduktion und damit verbundene wirtschaftliche Herausforderungen

**Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE):** Die Summe der gegenwärtigen (abgezinsten) Kosten der Produktion über die Lebensdauer – einschliesslich Bau-, Brennstoff- und Betriebskosten – geteilt durch die Summe des über die Lebensdauer der Produktionsanlage erzeugten Stroms. Die LCOE umfassen feste Kapitalkosten («CAPEX»), hauptsächlich für den Bau der Anlage (im Falle von KKW auch für die Stilllegung und die Abfallentsorgung), sowie feste bzw. variable Betriebskosten («OPEX»; z. B. Personal bzw. Brennstoff). Die variablen Betriebskosten hängen stark von den Volllaststunden ab, in denen die Anlage in Betrieb sein soll. Der Abzinsungssatz (Umrechnung zukünftiger Kosten auf den heutigen Wert) ist ein relevanter Parameter, der von den geschätzten, aber im Prinzip unbekanntem zukünftigen Zinssätzen abhängt und zwischen verschiedenen Technologien variieren kann.

Die Stromgestehungskosten sind in Kostenvergleichsstudien am häufigsten anzutreffen, weisen aber Mängel auf, die für einen fairen Vergleich berücksichtigt werden müssen. Betrachtet man stattdessen die «Systemkosten», z.B. für PV- oder Windkraftanlagen, müssen die Stromgestehungskosten für Speichertechnologien und Netzausbau (soweit zusätzlich erforderlich) berücksichtigt werden. Andererseits kann die Speicherung (oder Abregelung) auch für die Grundlastproduktion in Zeiten der Überproduktion und ein Netzausbau auch aus anderen Gründen (z. B. Verbrauchszuwachs) notwendig sein.

**Grenzkosten:** Die Betriebskosten für die letzte von einer Anlage produzierte Stromeinheit zu einem bestimmten Zeitpunkt. In einem liberalisierten Markt begünstigt das «Merit-Order-Prinzip» Technologien mit praktisch null Grenzkosten wie PV oder Wind, gefolgt von Wasser- und Kernkraft (vielleicht auch Geothermie) und schliesslich fossilen Quellen, insbesondere Gasturbinenkraftwerke. Der Preis wird also durch die letzte benötigte Produktionseinheit mit den niedrigsten Grenzkosten zur Deckung der Nachfrage bestimmt; siehe Kasten 2). Die «Grenzkosten» von hochgradig verfügbaren Anlagen wie Wasserspeicherkraftwerken beziehen sich allerdings häufig nicht auf die Betriebskosten des zuletzt erzeugten Stroms, sondern auf den Preis, der alternativ in Zeiten hoher Nachfrage (und hoher Preise) erzielt werden könnte.

Anlagen mit hohem CAPEX und niedrigem OPEX wie KKW werden mit Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Volllastbetriebsstunden konfrontiert sein (abhängig z.B. von der Entwicklung der zeitlichen Produktions- und Nachfragestruktur). Es wird erwartet, dass ihre Betriebslast in Zukunft deutlich zurückgehen wird. Dies macht solche Produktionstechnologien im Vergleich zu Anlagen mit sehr niedrigen CAPEX, selbst solchen mit hohen OPEX (z. B. Gaskraftwerke), ziemlich teuer. PV- und Windkraftanlagen hingegen sind nicht regelbar (zumindest ohne spezielle Speicher), haben aber niedrige oder gar keine Grenzkosten und werden in einem liberalisierten Markt häufig bevorzugt. Regelbare Versorgungsquellen, die «Strom auf Abruf» liefern (wie Staudamm-Wasserkraftwerke und Gasturbinen oder Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen), können jedoch oft wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber Grundlastkraftwerken und noch mehr gegenüber volatilen Produktionsquellen sein, da sie in Zeiten mit hoher Nachfrage und geringer Produktion höhere Preise erzielen können.

**Endkundenkosten («Endkundenstrompreise»):** Der Preis, den der Endkunde zu zahlen hat; dazu gehören auch die Gewinnspannen der Versorger, Steuern und Gebühren (z. B. Netzegebühren) und manchmal Kosten für (oder Vorteile aus) Subventionsmassnahmen.

**Externe Kosten:** Sie spiegeln negative ökologische und andere soziale Auswirkungen wider, die in der Regel nicht vom Erzeuger, sondern von der Gesellschaft als Ganzes (oft einschliesslich künftiger Generationen) getragen werden.

**Systemkosten:** Sie umfassen alle Ausgaben, die für die Produktion, Übertragung, Verteilung und Verwaltung von Strom erforderlich sind. Dies beinhaltet Kapital- und Betriebskosten für Kraftwerke, Übertragungsleitungen, Verteilnetze und den Betrieb des Systems. Weiter gehören die Einhaltung von Vorschriften, Verwaltungskosten und externe Effekte wie Umweltauswirkungen dazu. Zusammen bestimmen diese Kosten die wirtschaftliche Gesamtbelastung durch die Versorgung der Verbraucher mit Strom.

## 5.1.2 Bauzeit

Der Bau von KKW ist ein komplexes Unterfangen mit vielen voneinander abhängigen Aufgaben und Teilprojekten. Die Möglichkeiten, die Abhängigkeiten zu lockern, z.B. durch Vorfertigung, waren bisher begrenzt. Kommt es in einzelnen Teilbereichen zu Verzögerungen, können sich diese leicht auf das Gesamtprojekt und die Bauzeit auswirken. Um die Vergleichbarkeit der Bauzeiten einzelner Anlagen zu gewährleisten, verwenden wir in diesem Bericht immer die Daten aus der Datenbank der IAEA (2024).

Die durchschnittliche Bauzeit für die 38 derzeit in Betrieb befindlichen Gen-III/III+-Reaktoren beträgt 7,7 Jahre, mit einem Median von 8 Jahren. Die Bauzeiten können je nach Projekt und Kontext erheblich variieren. Zeitüberschreitungen bei kürzlich abgeschlossenen oder laufenden EPR-Projekten haben viel Aufmerksamkeit erregt. Der Bau der ersten beiden EPR (Olkiluoto, Finnland und Flamanville, Frankreich) dauerte mehr als 16 Jahre, mit einer Verzögerung von etwa zwölf Jahren. Die Bauzeit für die beiden EPR-Reaktoren in Hinkley Point im Vereinigten Königreich wird derzeit auf 12–14 Jahre geschätzt. Der Bau des Westinghouse APR-1000 in den USA (Vogtle-3 und 4) dauerte zehn Jahre. Er wurde 2023/2024 mit sieben Jahren Verspätung in Betrieb genommen.

Umgekehrt gibt es schlüsselfertige Anlagen, die in weniger als sechs Jahren geliefert werden, sofern eine funktionierende Lieferkette für Hauptbestandteile eingerichtet wird. Die ABWR-Blöcke in Japan haben eine bemerkenswert kurze Bauzeit – alle Blöcke wurden in etwa vier Jahren fertiggestellt –, weisen aber aussergewöhnlich niedrige Lebensdauer-Auslastungsfaktoren (Anteil der Betriebszeit seit der Inbetriebnahme bis zur Abschaltung im Jahr 2012) von ~70 % bei den älteren und nur ~45 % bei den neueren Blöcken auf (IAEA 2024), verglichen mit Betriebsfaktoren von 85–90 % bei Schweizer KKW. Die Projekte in China, Indien und Südkorea konnten die geplante Bauzeit und das Budget einhalten. Dies zeigt, dass die oben genannten Verzögerungen auf ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren zurückzuführen sind: Sie standen vor besonderen Herausforderungen, z.B. den Bemühungen, nach jahrzehntelangem Stillstand das erste Grosskraftwerk seiner Art in Europa und den USA zu bauen, und der Notwendigkeit, Fertigungskapazitäten, Lieferketten und geschulte Arbeitskräfte (auch für den zivilen Bau) wieder aufzubauen. Ausserdem verlangten die Nuklearbehörden in Finnland und den USA bis weit in die Bauphase der Kraftwerke hinein erhebliche Konstruktionsänderungen, um die Sicherheitsanforderungen zu erfüllen. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Lernkurve dieser Hersteller – angesichts der politischen und regulatorischen Bedingungen in Europa im Allgemeinen und

der Schweiz im Besonderen – auf die Bauzeit auswirken wird. Aufgrund der beobachteten Entwicklungen werden die Bauzeiten in der Schweiz auf acht Jahre und mehr geschätzt.

## 5.1.3 Nukleare Bauwirtschaft und Arbeitskräfte

Planung, Bau, Betrieb und Rückbau von KKW sowie Beschaffung und Entsorgung von Kernbrennstoffen erfordern neben einem breiten Spektrum an hochspezialisierten und qualifizierten Unternehmen auch Netzwerke von Zulieferern und hochqualifizierte Arbeitskräfte. Beides, Industrie und Arbeitskräfte, werden nicht nur für den Bau eines neuen Kraftwerks benötigt, wenn die Arbeitsbelastung am grössten ist, sondern in unterschiedlicher Kapazität und Kompetenz über Zeiträume von bis zu 100 Jahren für ein einzelnes KKW, wenn Planung, Bau, Betrieb und Wartung sowie Rückbau mit einbezogen werden.

Tabelle 2 zeigt die wichtigsten Unternehmen westlicher Länder, die derzeit im Bau neuer KKW der Generationen III/III+ tätig sind sowie deren Erfahrungen mit neuen KKW. Betrachtet wird hier die Industrie, welche die Grundstruktur der Anlage, d.h. die Reaktoren, baut, während in späteren Bauphasen noch andere Vertragsunternehmen beteiligt sind (wie Bechtel, Hyundai & Samsung, AECOM). In Europa und den USA ist die industrielle Basis für den Bau neuer KKW deutlich geschrumpft, insbesondere im Vergleich zu den Boomzeiten der Kernenergie in den 1970er Jahren (Markard, 2020). Nach der Umstrukturierung der Branche sind nur noch Framatome und Westinghouse als «westliche» Unternehmen übrig geblieben (siehe oben). In Russland, China, Südkorea und Japan ist die Nuklearindustrie viel stärker, aber es ist unklar, welche Firmen für den Bau eines neuen KKW in der Schweiz in Frage kämen und dazu bereit wären (siehe Kasten 2). Allenfalls besteht auch die Möglichkeit von Joint Ventures zwischen mehreren dieser Firmen.

Tabelle 2: Unternehmen in westlichen Ländern, die derzeit im Bau neuer KKW der Gen. III/III+ tätig sind oder über Erfahrungen damit verfügen.

	Eigentümerschaft	Bau von KKW der Generation III/III+	Bauzeit (Jahre)*	Betriebserfahrung (Auslastungsfaktor*)
Framatome/EDF (ehemals Areva)	Eigentümer sind EDF (80,5 %) und Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %); EDF ist im Besitz des französischen Staates	Olkiluoto, Fin (EPR-1750) Flamanville, F (EPR-1650) Hinkley Point C, UK (EPR-1630, zwei Blöcke), Taishan (China, zwei Blöcke)	14–17	Okiluoto und Flamanville seit 2024, Taishan seit 2019
KEPCO	Im Besitz von Südkorea (51 %)	Barakah, VAE (APR-1400) Saeul und Shin-Hanul, SK (jeweils zwei Blöcke)	7–10	Betriebsfaktor von 80–85 % für die beiden Einheiten mit mehr als zwei Jahren Betriebszeit
Westinghouse	Im Besitz von Brookfield Renewable Partners und Cameco; aus der Insolvenz von 2017 nach Kostenüberschreitungen im KKW Vogtle wieder hervorgegangen	Vogtle, US (APR-1000, zwei Blöcke)	10–11	In Betrieb seit 2023 und 2024
Toshiba/Hitachi-GE Nuclear Energy	Eigenes Unternehmen (Toshiba); Im Besitz von Hitachi (40 %) und General Electric (60 %)	Kashiwasaki/Kariwa (zwei Blöcke), Hamaoka, Shika (alle ABWR), alle vor 2008 gebaut. Derzeitiger Schwerpunkt auf SMR (Projekte in Kanada; Ausstieg aus dem Grosskraftwerksprojekt in GB 2020)	4 (in Japan); 2 Blöcke im Ausland nach 4 bzw. 7 Jahren eingestellt (nach Fukushima)	Auslastungsfaktor während der Betriebsdauer: ~70 % für die beiden älteren (abnehmend nach 2003), ~45 % für die neueren

\* Quelle: Internationale Atomenergie-Organisation: Leistungsreaktor-Informationssystem (PRIS): <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>

Neben einer soliden industriellen Basis sind qualifizierte Arbeitskräfte mit den erforderlichen Kenntnissen, Fähigkeiten, Ausbildungen und Erfahrungen unerlässlich. In einem neuen Bericht des US-Energieministeriums wird hervorgehoben, dass die Nuklearindustrie an beiden Enden des Arbeitskräftespektrums eine Abwanderung erfährt (DOE 2024): Jüngere Mitarbeiter finden oft andere Bereiche wie IT, Medien oder Wirtschaft attraktiver, während diejenigen, die in den Ruhestand gehen, unschätzbare Erfahrungen und implizites Wissen mitnehmen (DOE 2024, IAEA 2023). Deshalb schlagen Institutionen wie die IAEA oder das DOE gezielte Programme zur Vergrößerung und Verjüngung der Belegschaft in der Nuklearindustrie vor und warnen vor dem Risiko für bestehende Anlagen und künftige Expansionspläne, falls in Zukunft die personellen Ressourcen fehlen.

#### 5.1.4 Betriebsverhalten des Reaktors/Rampenbetrieb

Im Vordergrund stehen hier zwei Gruppen von Betriebsmerkmalen: Lastfolgebetrieb und Zuverlässigkeit in einem sich ändernden Klima. Der Lastfolgebetrieb, d. h. die kurzfristige Änderung der Leistungsabgabe, ist aufgrund der Zunahme an variablen erneuerbaren Energiequellen im Stromnetz wichtig. Die Zuverlässigkeit könnte zu einem Problem werden, wenn heisse und/oder trockene

Sommer aufgrund des Klimawandels häufiger auftreten und dadurch die Kühlung von KKW beeinträchtigen.

**Lastfolgebetrieb:** Obwohl die Fähigkeit von KKW zur Leistungsanpassung im Allgemeinen etwas langsamer ist als z. B. bei Gaskraftwerken, wurde der Lastfolgebetrieb seit Anfang der 2000er Jahre in Ländern wie Deutschland und Frankreich verbreitet betrieben, um dem zunehmenden Einsatz von Wind- und Sonnenenergie gerecht zu werden. Typische Druck- und Siedewasserreaktoren in diesen Ländern sind oder waren in der Lage, ihre Leistung regelmässig zwischen 30 und 100 % der Nennleistung zu variieren, die Leistung während des Lastwechsels um 2 bis 5 %/Minute zu erhöhen oder zu verringern und an der primären und sekundären Frequenzregelung teilzunehmen mit  $\pm 2$  bis 3 % pro Minute (primäre Frequenzregelung) und  $\pm 3$  bis 5 %/Minute (sekundäre Frequenzregelung; bei den fortschrittlichsten Anlagen sogar mehr als 5 %). Abhängig von der genauen Auslegung und der Betriebsart kann die Fähigkeit zum Betrieb mit geringer Leistung oder zum schnellen Hochfahren in den sehr späten Phasen des Brennstoffzyklus teilweise eingeschränkt sein.

Bei nahezu Volllast, d. h. über 80 % der Nennleistung, kann ein Druckwasserreaktor wie Gösgen seine Leistung um bis zu 10 % seiner Nennleistung pro Minute erhöhen oder reduzieren. Bei einem 1-GW-Reaktor wie Gösgen sind

dies beim Herunterfahren im Bereich der vollen Leistung 100 MW pro Minute, das ist mehr als die Primärregelleistung von Swissgrid. Eine Erhöhung der Leistung, z. B. um die geringere Produktion anderer Quellen auszugleichen, ist aber nur möglich, wenn das Kraftwerk nicht standardmässig mit voller Leistung betrieben wird. Dies verringert jedoch die Rentabilität des Kraftwerks, es sei denn, die regulatorische oder Marktconfiguration ermöglicht ein entsprechendes Geschäftsmodell. Ein weiterer zu berücksichtigender Faktor ist die Anzahl der Lastfolge-Zyklen, mit denen die Anlagen betrieben werden können. Jeder Lastzyklus führt zu einer mechanischen Beanspruchung der Materialien und trägt bei häufiger Wiederholung zur Materialermüdung bei (Lokhov 2011). Ermüdung ist im Allgemeinen ein gut verstandener Mechanismus und KKW wurden für eine maximale Anzahl von Zyklen ausgelegt, bis eine Ermüdungsgrenze erreicht ist. Im oberen Lastbereich, z. B. bei einer Änderung der Leistung von 100 % der Nennleistung auf 80 % und zurück, ändern sich Kühlmitteltemperatur und -druck kaum. Aus diesem Grund sind die Kraftwerke für bis zu 100 000 solcher Zyklen ausgelegt, was einen ausreichenden Spielraum weit über die Lebensdauer der Anlage hinaus bietet. Im unteren Lastbereich steigt jedoch die Wechselbeanspruchung der Komponenten und die maximale Zyklenzahl reduziert sich deutlich, bietet aber noch genügend Flexibilität für mehrere tägliche Lastwechsel über die gesamte, gegebenenfalls auch verlängerte Lebensdauer der Anlage.

**Zuverlässigkeit in einem sich ändernden Klima:** Die Zuverlässigkeit von KKW ist normalerweise hoch. Sie arbeiten traditionell über längere Zeiträume von 12–18 Monaten mit voller Leistung und werden in der Regel nur durch geplante Wartungspausen in Zeiten geringer Stromnachfrage für 2–6 Wochen unterbrochen. In heissen oder trockenen Perioden kann die Leistung von KKW, vor allem bei durch Flusswasser gekühlten, durch die erhöhte Temperatur der Kühlwasserquellen und die Verringerung der Kühleffizienz beeinträchtigt werden. In extremen Fällen, wenn die Wassertemperaturen bestimmte Grenzwerte überschreiten, muss die Leistung möglicherweise reduziert werden, um einen sicheren Betrieb und die Einhaltung der Umweltvorschriften zu gewährleisten. Rückblickend betrachtet haben sich die Klimaauswirkungen, insbesondere die heissen Sommertage und die steigenden Flusstemperaturen, jedoch nicht wesentlich auf die Stromproduktion ausgewirkt. Die Abschaltung von KKW aufgrund extremer Hitzeperioden hat seit dem Jahr 2000 zu einem Rückgang der europäischen Kernkraftwerksleistung um etwa 0,1 % geführt. Speziell für Frankreich mit seinen vielen Flusskraftwerken im Landesinneren liegt der entsprechende Wert bei etwa 0,15 %. Selbst zu Spitzenzeiten waren während der jüngsten Hitzewellen weniger als 5 % der europäischen Kernkraftkapazitäten aufgrund von Abregelungen nicht verfügbar. Damit war die

Verfügbarkeit der Kernkraft in diesen Zeiten höher als die aller anderen kohlenstoffarmen Stromproduktionstechnologien in Europa, einschliesslich Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft (Clean Air Task Force 2023). Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Klimawandel zwar neue Herausforderungen für alle Arten der Stromproduktion mit sich bringt, die Kernenergie aber – wenn sie nicht durch Flusswasser gekühlt wird – recht robust ist und die Herausforderungen im Zusammenhang mit klimabedingten Produktionsreduktionen daher überschaubar bleiben. Allerdings besteht die Möglichkeit, dass in sehr heissen Perioden die Leistung gedrosselt werden muss.

### 5.1.5 Sicherheit

Das Sicherheitsniveau der Generation-II-Anlagen, zu der die meisten der derzeit betriebenen Reaktoren gehören, war Gegenstand kontinuierlicher Verbesserungen und internationaler Harmonisierungsbestrebungen, ausgelöst durch die umfassenden Lehren aus den internationalen Betriebserfahrungen und den Stresstests nach Fukushima. Dies ist auch bei den Schweizer Anlagen der Fall (siehe Kasten 2).

Das Hauptrisiko ist die Möglichkeit eines Unfalls mit Folgen für die Öffentlichkeit, d. h. über die Grenzen der Anlage hinaus, insbesondere einer Kernschmelze. Dabei wird der Begriff «Restrisiko» verwendet, um die Möglichkeit von Unfallszenarien mit extrem geringer Wahrscheinlichkeit zu beschreiben, die zu sehr grossen Folgen führen. Dieses Risiko lässt sich zwar nicht völlig ausschliessen, aber doch erheblich verringern.

Die Reaktoren der Generation II weisen bis heute eine Gesamtbetriebszeit von ungefähr 20 000 Jahren auf. In fünf Reaktoren (Harrisburg, Tschernobyl, drei in Fukushima) gab es bisher Kernschäden mit Freisetzung erheblicher Mengen an Radioaktivität. Dies führt zu einer entsprechenden Wahrscheinlichkeit von etwa  $2 \times 10^{-4}$  pro Reaktor und Jahr. Dies ist statistisch vergleichbar mit den ursprünglichen Schätzungen bei der Inbetriebnahme der Generation-II-Kraftwerke in den 1970er Jahren (geschätzte Kernschadenshäufigkeit für neu gebaute Kraftwerke von  $10^{-4}$ ). Bereits vor 2011, aber insbesondere im Rahmen des Stresstests nach Fukushima, wurden praktisch alle Kraftwerke der zweiten Generation weltweit erheblich nachgerüstet, um seltene Ereignisse wie Erdbeben, Überschwemmungen oder Kombinationen davon bewältigen zu können. Die Häufigkeit von Kernschäden und insbesondere die für alle Schweizer Kraftwerke relevante Anzahl grosser frühzeitiger Freisetzungen von Radioaktivität ist daher im Vergleich zur Bauzeit deutlich zurückgegangen und liegt zwischen  $10^{-5}$  und  $10^{-6}$  pro Reaktorjahr.

Die Generationen III und III+ zeichnen sich durch erhebliche Konstruktionsverbesserungen aus, welche die Sicherheit, insbesondere in den Bereichen Unfallverhütung und -minderung, weiter erhöhen. Ursprüngliches Ziel dieser evolutionären Entwicklung war es, bei glaubwürdigen Unfallszenarien die Notwendigkeit von Notfallmassnahmen ausserhalb des Standortes zu beseitigen. Dieses Ziel wurde durch die Verbesserung bestehender aktiver Sicherheitssysteme zur Verhinderung von Kernschäden und die Einführung eines Kernrückhaltekonzepts verfolgt, das schwerwiegende Folgen von Kernschäden ausserhalb der Anlage verhindern kann. Gen III+-Konzepte stützen sich stärker auf passive Sicherheitsfunktionen, obwohl auch die Kombination von aktiven und passiven Systemen eingesetzt wird, um die Diversifizierung zu erhöhen. Dieses neue Sicherheitskonzept hat auch dazu geführt, dass die so genannte Karenzzeit, in der kein menschliches Eingreifen erforderlich ist, von für Generation-II-Konzepte typischen 30 Minuten auf mindestens drei Tage erhöht wurde und dass die Häufigkeit von Kernschäden unter  $10^{-6}$  pro Reaktorjahr liegt und die Wahrscheinlichkeit eines nachfolgenden Versagens des Sicherheitsbehälters mit Freisetzungen in die Umwelt unter  $10^{-7}$  pro Reaktorjahr liegt. Daher ist die erwartete Häufigkeit solcher Unfallszenarien für Kraftwerke der Generation III in der Regel um einen Faktor 10 bis 100 niedriger als bei den derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerken der Generation II.

Wenn die Wahrscheinlichkeit für ein Ereignis einer umfangreichen, frühen Freisetzung von Radioaktivität, die eine schnelle Evakuierung in bestimmten Zonen rund um das KKW erfordern würde, nachweislich unter  $10^{-7}$ /Reaktorjahr liegt, spricht das französische Atomgesetz davon, dass die Gefahr solcher Ereignisse «praktisch beseitigt» ist. Die meisten modernen Reaktoren der Generation III erreichen dieses Sicherheitsziel durch ihre Auslegung. In der Schweiz wurde ein solcher Grenzwert bisher nicht definiert.

Weitere Risiken sind die Freisetzung von Radioaktivität aus nuklearen Abfällen (siehe Kasten 2) und das Risiko der Verbreitung von radioaktivem Material (Proliferation). KKW selbst werden nicht als hohes Verbreitungsrisiko angesehen, da es schwierig ist, waffenfähiges Material direkt aus Reaktorbrennstoff herzustellen. Die Hauptorge gilt dem potenziellen Missbrauch des zivilen Kernbrennstoffkreislaufs, z. B. der Anreicherungsanlagen, der Wiederaufbereitung abgebrannter Brennelemente oder der potenziellen Wiederverwendung von Anlagen und Technologien, die in Kernenergieprogrammen eingesetzt werden.

## 5.1.6 Brennstoffversorgung

Die natürlichen Uranreserven sind eine weit verbreitete Ressource und reichen aus, um die Nachfrage für die nächsten Jahrhunderte zu decken, wenn man das derzeitige Niveau der nuklearen Produktion weltweit annimmt und die komplexer abzubauenen und damit teureren sowie zusätzliche einigermaßen gesicherte und prognostizierte Vorkommen einbezieht. Bekannte aktuelle Vorkommen zu aktuellen Preisen sind für etwa 60-100 Jahre ausreichend. Hauptvorkommen sind bekannt in Australien (28 % im Jahr 2021), Kasachstan, Kanada, Russland und Namibia (jeweils zwischen 8–13 %; World Nuclear Association 2024). Das Uran des KKW Gösgen stammt aus Australien und Kanada, die Weiterverarbeitung erfolgt in Deutschland und Frankreich. Das KKW Leibstadt hat gemäss dem Verband der Schweizer KKW (Swiss-nuclear) neue Lieferverträge ohne russische Lieferanten. Wie bei anderen natürlichen Ressourcen ist der Marktpreis ein weiterer zu berücksichtigender Faktor. Schwach angereichertes Uran, das in Leichtwasserreaktoren verwendet wird, wird in mehreren Anreicherungsanlagen hergestellt, so dass eine vielfältige und zuverlässige Lieferkette gewährleistet ist. Langfristige Risiken für die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Kernbrennstoff sind derzeit nicht zu erwarten, trotz der aktuellen geopolitischen Lage, in der ein vorübergehender Engpass aufgrund eines Grossteils der weltweiten Anreicherungs-kapazitäten in Russland besteht. Kernbrennstoff ist jedoch ein leicht zu lagernder Brennstoff und der Krieg in der Ukraine hat dazu geführt, dass in den westlichen Ländern grosse Anstrengungen unternommen werden, um die Anreicherung mit hoher Priorität wieder aufzubauen. Daher kann man davon ausgehen, dass die Anreicherungs-kapazitäten in den USA und Europa ausreichen werden, um den Bedarf mittel- und langfristig zu decken. Uranerz selbst ist eine weit verbreitete Ressource, wobei allerdings derzeit nur eine Handvoll Minen weltweit den globalen Bedarf decken. Dies ist vor allem auf den niedrigen Uranpreis der letzten Jahre zurückzuführen, aber nicht auf die weltweite Verfügbarkeit. Sollte das Uran aus den in Betrieb befindlichen Minen aus irgendwelchen Gründen knapp werden, könnten andere bestehende Minen ohne weiteres einspringen, wenn auch zu höheren Uranpreisen. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Brennstoffkosten nur 10–15 % der Betriebskosten eines KKW ausmachen und nur ein kleiner Teil dieser 10–15 % auf den Uranerzpreis zurückzuführen ist, d. h. die Kosten für Uranerz machen nur 1–2 % der gesamten Betriebskosten aus.

Es ist davon auszugehen, dass eine erhöhte Nutzung von Kernenergie in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts zu verstärkten Explorationsaktivitäten und damit zu erhöhten Uranreserven führen wird. Darüber hinaus wird er-

wartet, dass die Technologie der Generation-IV-Reaktoren so weit fortgeschritten ist, dass andere Brennstoffe mit einem grösseren Energiepotenzial als Uran-235 in einem geschlossenen Brennstoffkreislauf verwendet werden können, wodurch die Verfügbarkeit von Kernbrennstoff von Hunderten auf viele Tausende von Jahren verlängert wird. Weltweit sind bereits mehrere schnelle Reaktoren in Betrieb oder im Bau (siehe Kapitel 3.3). Ein wichtiger Brennstoff für nicht wassergekühlte fortgeschrittene Reaktoren, einschliesslich des Terrapower-Konzepts, ist höher angereichertes Uran (HALEU; 5–20 % Uran-235-Gehalt). Infolgedessen wurde die Produktion von HALEU-Brennstoff erhöht. Die durch den Krieg in der Ukraine verursachten Unterbrechungen der Lieferkette für Kernbrennstoffe könnten in den nächsten fünf bis zehn Jahren dazu führen, dass die westlichen Brennstoffversorgungskapazitäten und die Widerstandsfähigkeit gestärkt und ausgebaut werden. In den Vereinigten Staaten und Frankreich werden derzeit neue Versorgungsketten für HALEU-Brennstoff aufgebaut. Auch die Kapazität der bestehenden Anlagen für niedrig angereichertes Uran (LEU), das in der Regel in konventionellen wassergekühlten Reaktoren verwendet wird, wurde in Europa und den Vereinigten Staaten erweitert.

### 5.1.7 Radioaktive Abfälle

Die geologische Tiefenlagerung radioaktiver Abfälle ist in den meisten Ländern mit Kernenergieprogrammen die bevorzugte Methode der Abfallentsorgung. International wird dieses Verfahren als die wichtigste Methode für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente angesehen. Die Abfälle werden in hochgradig korrosionsbeständigen Behältern untergebracht, die von zusätzlichem natürlichem und technischem Schutz wie Bentonitton umgeben sind, und die Endlager befinden sich in stabilen geologischen Formationen mehrere hundert Meter unter der Oberfläche. Zu den Restrisiken gehören die geologische Instabilität, die Ungewissheit über die langfristige Verschlechterung des Schutzes oder das versehentliche oder absichtliche Eindringen von Menschen in das Lager in fernerer Zukunft. Derzeit ist noch kein Endlager in Betrieb. Das weltweit erste Endlager für radioaktive Abfälle befindet sich aktuell in Finnland im Testbetrieb, die Inbetriebnahme ist für 2025 geplant. In der Schweiz hat die Nagra ihr Rahmenbewilligungsgesuch für ein Endlager in Nördlich Lägern im November 2024 eingereicht. Dieses wird von der schweizerischen Aufsichtsbehörde ENSI einer besonderen Prüfung unterzogen. Ein Referendum und eine entsprechende Volksabstimmung über die Rahmenbewilligung des Bundesrates (ca. 2030) sind bereits angekündigt. Die aktuelle Planung sieht eine Inbetriebnahme im Jahr 2050 vor. Die prognostizierten Kosten für den gesamten Entsorgungspfad (Kraftwerkrückbau und Abfallentsor-

gung) werden alle fünf Jahre neu bewertet. Die aktuellen Kostenschätzungen belaufen sich auf rund 24 Mrd. CHF (3,8 Mrd. für die Stilllegung, 20 Mrd. für die Entsorgung gemäss der Schweizer Kostenstudie 2021). Dies entspricht etwa 1,0 Rappen pro erzeugter Kilowattstunde, was, wie bereits erwähnt, in den Stromgestehungskosten für Schweizer KKW enthalten ist. Gemäss dem schweizerischen Kernenergiegesetz werden die Rückstellungen für die aufgeschobene Verbindlichkeit der Abfallentsorgung während des Betriebs der Anlagen den KKW belastet und in zwei speziellen Fonds, dem Entsorgungs- und dem Stilllegungsfonds, angesammelt. Die geplante Kapazität des Tiefenlagers ist für die Abfälle der derzeitigen KKW, einschliesslich einer möglichen Verlängerung des Betriebs, ausgelegt, nicht aber für Abfälle eines neuen KKW. Die geologischen Bedingungen würden eine Erweiterung des Standorts ermöglichen, doch müsste das Genehmigungsverfahren erneut durchlaufen werden.

### 5.1.8 Auswirkungen auf die Umwelt

Die Umweltbelastung durch die Kernenergie, die durch eine sogenannte Lebenszyklusanalyse (LCA) quantifiziert wird, umfasst die Auswirkungen auf den Klimawandel, die Emission von Luftschadstoffen und toxischen Substanzen sowie den Verbrauch von Land, Wasser und anderen Ressourcen. Die Ergebnisse der Ökobilanz können für einen Vergleich der Umwelteinflüsse verschiedener Stromproduktionstechnologien herangezogen werden. Es gibt mehrere internationale Studien, darunter auch Analysen des Paul Scherrer Instituts, die speziell für die Schweizer KKW durchgeführt wurden. KKW verursachen keine direkten Emissionen von Treibhausgasen (THG) oder Luftschadstoffen im Betrieb. Die Umweltbilanz der Schweizer KKW wird weitgehend von der Herkunft des Urans bestimmt. Die gesamten THG-Emissionen für die grossen Schweizer KKW (Gösgen/PWR) und (Leibstadt/BWR) liegen bei etwa 6 g CO<sub>2eq</sub>/kWh bzw. 9 g CO<sub>2eq</sub>/kWh (Zhang und Bauer 2018). Diese Werte liegen in der gleichen Grössenordnung wie bei Wind- und Wasserkraft, niedriger als bei Solarenergie und viel niedriger als bei fossilen Brennstoffen und können als CO<sub>2</sub>-arme Energiequellen eingestuft werden.

Eine vergleichende Analyse der anderen Metriken zeigt, dass Wasserkraft die geringsten Gesamtumweltauswirkungen hat und Kernkraft (mit Ausnahme von ionisierender Strahlung und Humantoxizität) und Windkraft (mit Ausnahme von Landnutzung und Humantoxizität) ebenfalls in den meisten Kategorien vergleichsweise geringe Umweltauswirkungen haben (Zhang und Bauer 2018). Der Einsatz von Massengütern wie Stahl, Beton, Kupfer und Aluminium ist bei der Kernenergie teilweise um eine Grössenordnung geringer als bei den erneu-

erbaren Stromproduktionstechnologien (z. B. ein Faktor 10 für Beton im Vergleich zu Wasser- und Windkraft, ein Faktor 30 für Kupfer im Vergleich zu Solarenergie und ein Faktor fünf bis zehn für Stahl im Vergleich zu Wind- und Solarenergie; DOE 2015).

### 5.1.9 Stilllegung

Mit der Stilllegung des KKW Mühleberg seit 2019 sammelt die Schweiz erste Erfahrungen mit dem Rückbau von KKW. Die Brennelemente wurden 2023 ins Zwischenlager Würenlingen gebracht und alle radioaktiv kontaminierten Anlagenteile werden bis 2031 abgebaut. Gereinigtes und freigegebenes Material wird als normaler Abfall deponiert oder wenn möglich rezykliert und die radioaktiven Abfälle werden ins Zwischenlager gebracht. Die Eigentümerin des Standorts (BKW) muss bis Ende 2027 beim BFE ein Gesuch für die Nachnutzung des Standorts einreichen und ist im Gespräch über entsprechende Möglichkeiten.

Der nukleare Rückbau verursacht erhebliche Stilllegungs- und Entsorgungskosten, die nach dem Verursacherprinzip von den Betreibern der Schweizer KKW zu tragen sind. Die Kosten für Stilllegung, Zwischenlagerung und Endlagerung der KKW Mühleberg (BKW, 2020) und Bezau werden auf rund 3 Mrd. CHF pro Anlage geschätzt. Zur Sicherstellung der Stilllegungskosten zahlen die Betreiber der KKW regelmässig Beiträge in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds ein. Die zu erwartenden Kosten und die entsprechenden jährlichen Beiträge werden alle fünf Jahre aufgrund der aktuell vorliegenden Erfahrungen neu bewertet und angepasst.

## 5.2 Perspektiven bezüglich Energiesystem

### 5.2.1 Gesellschaftliche Perspektiven

Energieinfrastruktur kann in der Schweiz kaum gegen den Willen der Bevölkerung gebaut werden, da der partizipative Kontext den Gegnern viele Möglichkeiten bietet, Infrastrukturprojekte zu stoppen oder zu verzögern. Generell benötigen Energietechnologien eine sehr breite Akzeptanz auf allgemeiner Ebene (dies wird als «gesellschaftspolitische Akzeptanz» bezeichnet, siehe Dermont et al. 2017, Wüstenhagen et al. 2007), damit eine konkrete geplante Infrastruktur die politischen Prozesse überstehen kann.

Wie eine aktuelle Studie über die öffentliche Meinung zu Energiequellen zeigt, sind Photovoltaik auf Gebäuden und Grosswasserkraft die von der Schweizer Bevölkerung am besten akzeptierten Energietechnologien (Zitat; [siehe Abbildung 3](#)). Trotzdem können auch grosse Wasserkraftprojekte oft nicht ohne Widerstand realisiert werden. Die Kernenergie gehört in dieser Rangliste zu den am wenigsten akzeptierten Technologien. Eine relative Mehrheit befürwortet die Kernenergie grundsätzlich, aber eine beträchtliche Minderheit möchte nicht, dass diese Technologie Teil des zukünftigen Energiemixes der Schweiz ist. Es gibt diesbezüglich kaum einen Unterschied zwischen Umfragen 2022, mitten in der Energiekrise, und Ende 2024, nach der Ankündigung des Bundesrates, einen indirekten Gegenvorschlag zur Ausstiegsinitiative zu erarbeiten, der das Verbot neuer KKW aufheben würde ([siehe Abbildung 3 und Tabelle 3](#)). Das generelle Meinungsbild zur Kernenergie ist ähnlich wie bei der Windenergie oder der Photovoltaik auf Freiflächen, die erheblichen Widerständen und Verzögerungen bei konkreten Infrastrukturprojekten ausgesetzt sind.

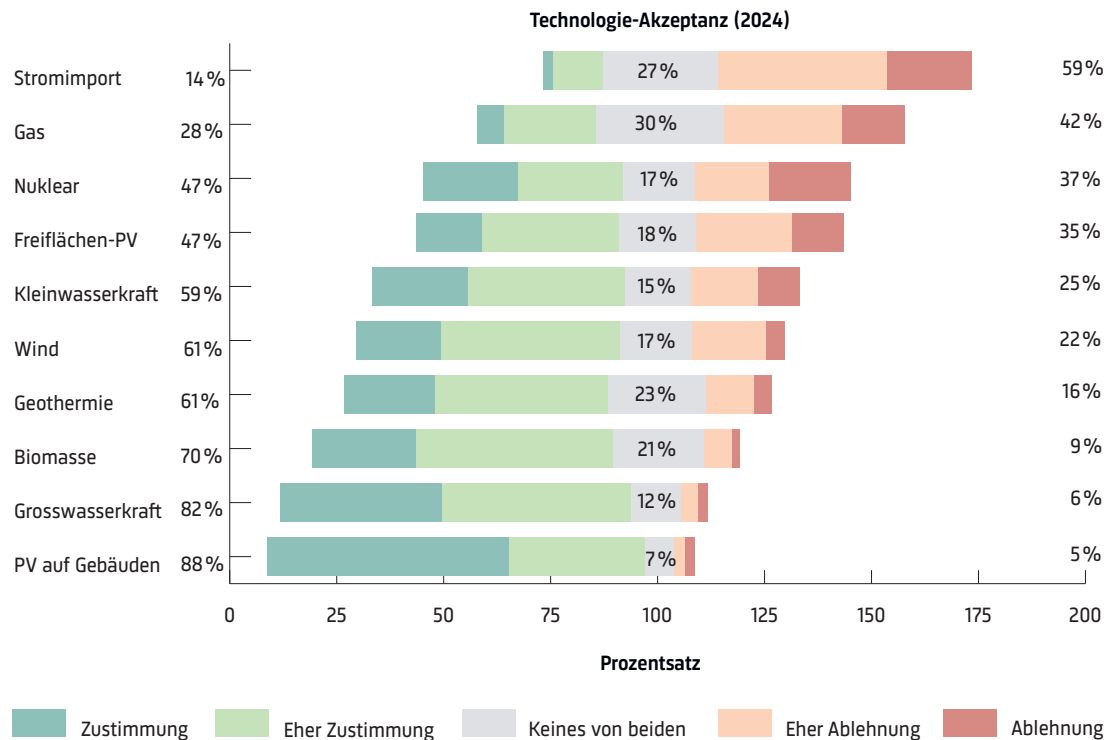
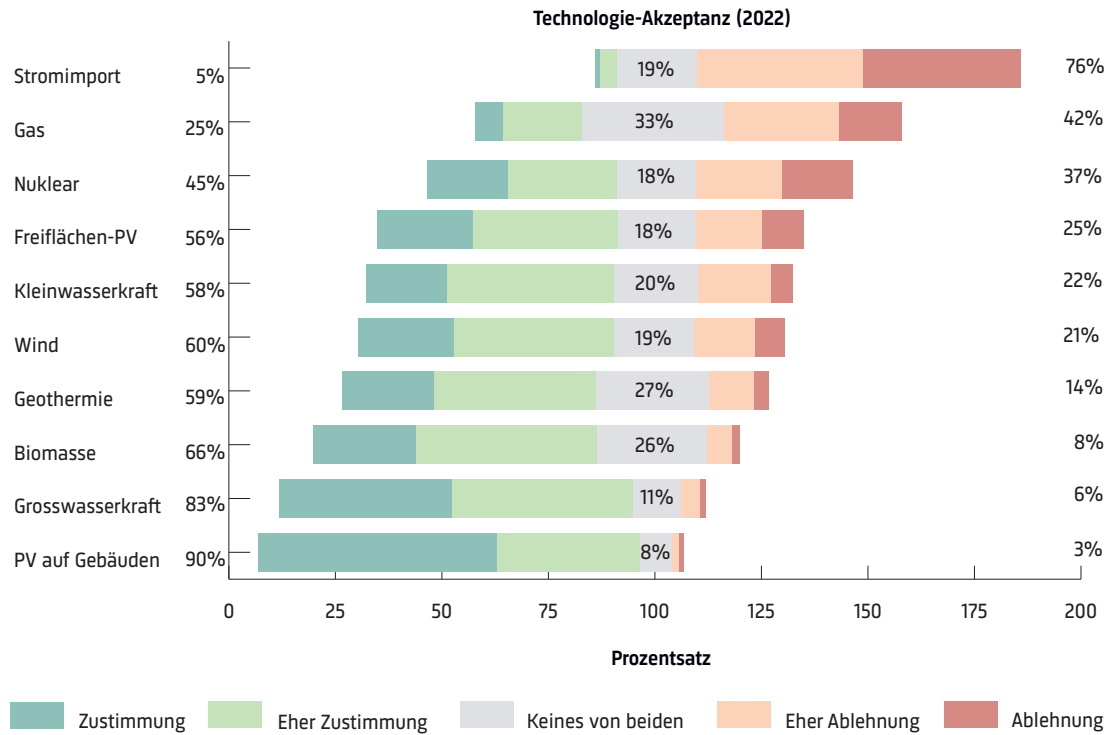


Abbildung 3: Öffentliche Meinung zur Frage, welche Energiequellen Teil des zukünftigen Energiemixes der Schweiz sein sollten. Quelle: Van Liedekerke et al. 2025 (Energietechnologiepräferenzen). Die Daten für 2022 stammen aus der EDGE-Umfrage, die im Herbst 2022 durchgeführt wurde (Anzahl Antworten: 4852), die Daten für 2024 stammen aus der SURE-Umfrage, die im November/Dezember 2024 durchgeführt wurde (Anzahl Antworten: 965).

In den letzten zwei Jahren wurde die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergie in mehreren Bevölkerungsumfragen untersucht.<sup>1</sup> Zwar unterscheiden sich die Studien in Bezug auf ihre Urheberschaft, ihren Schwerpunkt und ihren Zeitpunkt sowie in der Formulierung der Fragen (siehe Tabelle 3), doch lassen sich zwei einheitliche Schlussfolgerungen ziehen. Erstens: Während die Akzeptanz der Kernenergie je nach Umfrage, d. h. je nach untersuchtem Aspekt (z. B. Weiterbetrieb bestehender vs. Bau neuer Kraftwerke) und der Formulierung der Fragen, stark variiert, gibt es keinen eindeutigen zeitlichen Trend in Bezug auf die Akzeptanz in den letzten Jahren. Das allgemeine Muster ist sehr stabil: Selbst im Kontext von globaler Unsicherheit und Krieg ist etwa die Hälfte der Bevölkerung für die Kernenergie und etwa die Hälfte dagegen. Zweitens ist die Unterstützung der Bevölkerung für die Verlängerung der bestehenden Kraftwerke deut-

lich grösser als für den Bau neuer Kraftwerke. Während sich in der VSE/gfs.bern-Studie vom März 2024 mehr als 70 % für die Verlängerung aussprachen, ist die Bevölkerung bei allen anderen Formen des Umgangs mit der Kernenergie etwa zweigeteilt. Dies gilt auch für den jüngsten Vorschlag des Bundesrates, das Verbot für den Bau neuer Kraftwerke aufzuheben.

Zu beachten ist jedoch, dass die in Umfragen gemessene Unterstützung nachweislich deutlich höher ist als die spätere Akzeptanz konkreter Projekte oder das reale Abstimmungsverhalten (Dermont et al. 2017). Dies liegt daran, dass Umfragedaten Informationen über die allgemeine Stimmung der Bevölkerung liefern, aber typischerweise auf einer hypothetischen und abstrakten Ebene bleiben und inhärente Kompromisse wie Kosten, Risiken oder Alternativen, die während des Umsetzungsprozesses deutlicher zutage treten, nicht explizit berücksichtigen. Daher deuten die vorliegenden Erkenntnisse darauf hin, dass konkrete Vorschläge und Projekte im Bereich der Kernenergie wahrscheinlich auf einen ähnlichen Widerstand stossen werden, wie er derzeit bei der Infrastruktur für erneuerbare Energien zu beobachten ist. Der politische Widerstand dürfte deshalb ein bedeutendes Hindernis für den Bau neuer KKW sein.

**Tabelle 3: Aktuelle Daten zur Unterstützung der Kernenergie durch die Bevölkerung**

Studie in Auftrag gegeben und durchgeführt von	Datum	Welcher Aspekt	Anteil der Unterstützung/ Zustimmung*
Nuklearforum/Demoskop	Februar 2022 Juli 2022	– Kernenergie als Teil des Energiemixes	44 %
		– Kernenergie als Teil des Energiemixes	52 %
SWEET-EDGE-Umfrage/BFE	August 2022	Kernenergie als Teil des Energiemixes	45 %
Ringier/sotomo	März 2023	– Unterstützung des Ausstiegs bis 2037	36 %
		– Subventionen für den Weiterbetrieb von KKW	49 %
		– Aufhebung des Verbots für neue KKW	57 %
		– Bau neuer Kraftwerke (Stromproduktion) als Massnahme gegen Stromknappheit	56 %
VSE/gfs.bern	März 2024	– Bau neuer Kraftwerke (Stromproduktion) als Massnahme gegen Stromknappheit	40 %
		– Bau neuer Kraftwerke (nächste Generation) als Massnahme gegen Stromknappheit	52 %
		– Überlegungen zum Bau neuer KKW	49 %
		– Verlängerung der bestehenden Kraftwerke	71 %
Watson/Demoskop	September 2024	Unterstützung des Bundesratsbeschlusses zur Aufhebung des Verbots für neue KKW.	44 %
SWEET-SURE-Umfrage/BFE	November/Dezember 2024	Kernenergie als Teil des Energiemixes	47 %

\*Anmerkung: Die Ja-Anteile geben den Anteil der Befragten an, die der Aussage eher oder eindeutig zustimmen.

1 <https://cms.nuklearforum.ch/sites/default/files/2022-08/2022%2008%2009%20online-Quick-Survey%20Kernenergie%20-%20Bericht.pdf>;  
[https://sotomo.ch/site/wp-content/uploads/2023/03/sotomo\\_ringier\\_mar23\\_Energie.pdf](https://sotomo.ch/site/wp-content/uploads/2023/03/sotomo_ringier_mar23_Energie.pdf);  
<https://www.gfsbern.ch/wp-content/uploads/2024/05/242006-versorgungssicherheit-w3-schlussbericht.pdf>;  
<https://www.watson.ch/schweiz/energie/834526951-umfrage-zu-akw-plaenen-des-bundesrates-romandie-will-deutschweiz-nicht>

In der Vergangenheit zeigte die politische und gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergie ereignisgesteuerte Schwankungen. Insbesondere die beiden bisherigen schweren Unfälle (Tschernobyl 1986 und Fukushima 2011) haben die Politik verändert und die gesellschaftliche Akzeptanz kurzfristig erheblich reduziert. Sie führten zur Aufgabe bestehender Projekte (Graben und Kaiseraugst zwei Jahre nach Tschernobyl; Niederaamst und zwei Anlagen der Axpo kurz nach Fukushima) und nach Fukushima sogar zum Verbot neuer KKW in einer Volksabstimmung (Kriesi 2017). In beiden Fällen ist jedoch nach ein bis zwei Jahrzehnten die Erinnerung an die Unfälle verblasst (Kristiansen et al. 2018) und die Diskussion über neue KKW kam wieder auf, wie es derzeit auch der Fall ist. Daher ist die öffentliche Meinung zur Kernenergie langfristig im Allgemeinen recht stabil, wenn auch mit gewissen Schwankungen. Diese Dynamik impliziert jedoch, dass externe Ereignisse wie Unfälle irgendwo auf der Welt oder vielleicht auch weniger dramatische Ereignisse die öffentliche Meinung zumindest kurzfristig entscheidend beeinflussen können. Dies erhöht die Investitionsrisiken und die Planungsunsicherheit, da die Planung und der Bau eines neuen KKW wahrscheinlich mehrere öffentliche Abstimmungen über einen Zeitraum von deutlich mehr als einem Jahrzehnt umfassen (siehe Kapitel 6.4). Darüber hinaus sind auch widersprüchliche Volkstentscheide möglich: Die Bevölkerung könnte beispielsweise ein neues KKW akzeptieren, aber gegen staatliche Unterstützung oder ein Endlager stimmen. Gemäss Kernenergiegesetz müssen die radioaktiven Abfälle aus den Schweizer KKW im Inland entsorgt werden. Es ist unklar, wie eine solche Situation von einem Gericht beurteilt würde.

### 5.2.2 Systemänderungen und Auswirkungen auf die Kernenergie

Die Entwicklung des zukünftigen Elektrizitätssystems in der Schweiz hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab, darunter Fortschritte bei bestehenden und neuen Technologien, geopolitische Entwicklungen, innenpolitische Massnahmen und Entscheidungen (z.B. in Bezug auf grosse Anlagen für erneuerbare Energien und Speicherkapazitäten), gesellschaftliche Präferenzen oder Fortschritte bei Effizienz und Suffizienz. Es würde den Rahmen dieses Berichts sprengen, all diese Entwicklungen im Detail zu bewerten.

Es wird erwartet, dass der Strombedarf von heute rund 55–60 TWh/Jahr auf 70–90 TWh/Jahr um 2050 ansteigen wird (Boulouchos et al. 2022). Dies wird vor allem durch die Elektrifizierung des Verkehrs, die Heizung und Kühlung von Gebäuden und die zunehmende Digitalisierung getrieben. Gleichzeitig wurden in der Vergangenheit er-

hebliche Effizienzsteigerungen bei Geräten usw. beobachtet und es wird erwartet, dass sich dieser positive Trend in Zukunft fortsetzen wird.

Die Schweiz und die Europäische Union haben vor kurzem die Neuverhandlung ihrer bilateralen Verträge abgeschlossen. Ein zentrales Element dieser Verhandlungen ist ein neues Strommarktabkommen. Das Abkommen ist für die Aufrechterhaltung der Integration in das EU-Stromnetz und die Teilnahme der Schweiz an den verschiedenen Strommärkten (Energie- und Ausgleichsmärkte) unerlässlich. Sollte es kein Stromabkommen mit der EU geben, wird der Bedarf an flexibler inländischer Versorgung bzw. an Frequenzsicherungs-, Wiederherstellungs- und Ersatzreserven deutlich steigen, unabhängig von der Verteilung der Stromquellen.

Für die Zukunft plant die Schweiz einen starken Ausbau der PV auf 25 bis 40 TWh, eine geringfügige Erhöhung der Wasserkraft auf rund 40 TWh und einen Ausbau der Windenergie auf etwa 4 TWh, um den zunehmenden Bedarf zu decken und die schrittweise altersbedingte Abschaltung der bestehenden KKW zu ersetzen. Beznau wird 2032/2033 abgeschaltet, Gösgen und Leibstadt bei einer Betriebsdauer von 60 Jahren 2039 bzw. 2044. Kürzere oder längere Laufzeiten für die beiden Letzteren sind denkbar, aber abhängig von der finanziellen Wettbewerbsfähigkeit des weiteren Investitionsbedarfs und könnten allenfalls nur mit finanzieller staatlicher Unterstützung umgesetzt werden. Da die zunehmende Stromeinspeisung der Photovoltaik und der Windenergie zeitlich schwankt während die Grundlastleistung der KKW schrittweise reduziert wird, wird die Stromversorgung auf allen Zeitskalen (d. h. von Minuten bis hin zu jährlichen Zeitskalen) variabler sein. Daher werden flexiblere Stromproduktionskapazitäten und eine flexiblere Nachfrage auf der kürzeren Zeitskala sowie grössere Speicherkapazitäten auf der saisonalen Skala benötigt. Neben diesen betrieblichen Veränderungen sind auch strukturelle Veränderungen in der Elektrizitätsversorgung zu erwarten. Dazu gehören eine feinere räumliche Verteilung des Stromangebots, insbesondere durch PV auf Dächern, und eine höhere Einspeisung in Nieder- bzw. Mittelspannungsnetze (durch PV bzw. durch PV und Wind).

Beim Betrieb von Stromnetzen ist die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage ein grundlegender betrieblicher Aspekt. In der Vergangenheit wurden Nachfrageschwankungen stets durch Veränderungen im Angebot ausgeglichen. Unvorhergesehene Ausfälle von Kraftwerken wurden durch andere Quellen ersetzt, die über die nationalen und internationalen Netze angeschlossen waren. Traditionell stützt sich die Schweiz auf grosse Wasserkraftwerke und Pumpspeicherwerke, die sehr flexibel betrieben werden können,

sowie auf Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke, die weit weniger flexibel sind und im Wesentlichen als Grundlast betrieben werden. Auf internationaler Ebene war die Schweiz bis vor einigen Jahren vollständig in das EU-Netz integriert und profitierte von den entsprechenden Kompensationsmöglichkeiten und Netzersatzleistungen. So wurden beispielsweise im Falle einer – seltenen – unvorhergesehenen Notabschaltung eines grossen KKW (Gösgen oder Leibstadt) mehr als 90 % der erforderlichen Ausgleichsleistung unmittelbar aus der europäischen Frequenzsicherungsreserve bereitgestellt und nach und nach durch nationale Frequenzwiederherstellungs- und Ersatzreserven ersetzt. In den letzten Jahren hat die Zusammenarbeit und Integration im EU-Stromnetz im Zuge der Verhandlungen über ein Rahmenabkommen mit der EU bereits schrittweise abgenommen und wird ohne ein neues Stromabkommen weitgehend eingeschränkt sein.

Wie können diese Herausforderungen gemeistert werden und welche Rolle könnten neue KKW in dieser zukünftigen Struktur des Schweizer Energieversorgungssystems spielen?

**Kurzfristige Variabilität:** Da die Nachfrage tagsüber höher ist als nachts, wird eine steigende PV-Produktion die Nachfragespitze über Mittag gut abdecken können, zumindest im Sommer. Im Gegensatz zu früher, als Pumpspeicherkraftwerke unter anderem zur Speicherung der Grundlastproduktion der KKW von der Nacht in den Tag genutzt wurden, könnten sie in Zukunft eher zur Speicherung der PV-Überproduktion von der Mittags- in die Abend-/Nachtzeit oder von sonnigen zu bewölkten Wetterbedingungen genutzt werden. Die schwankende PV- und Windenergieproduktion kann auf der täglichen Zeitskala mit einer gewissen Zuverlässigkeit vorhergesagt werden, aber dennoch sind flexible Anlagen und geeignete Markt- und Kontrollmechanismen erforderlich, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Im Hinblick auf die tägliche Zeitskala zeigen verschiedene Stromnetze mit einer dominierenden Präsenz erneuerbarer Energien (z. B. in Australien und Kalifornien), dass die derzeit verfügbaren Grossbatterien mit hoher Zuverlässigkeit und Leistung, z. B. mit sehr hohem Round-Trip-Wirkungsgrad und hoher Leistungsflexibilität, eine wichtige Option für zukünftige Stromnetze darstellen. Die jüngsten Entwicklungen, die eine deutliche Kostensenkung für Grossbatterien belegen, haben ein grosses Interesse von Investoren an der Bereitstellung von Systemstabilisierungsdiensten geweckt. Dabei sind die sehr schnelle Aufnahme von überschüssigem Strom und die ebenso schnelle Entladung im Falle von Engpässen wichtige Merkmale. Die Verfügbarkeit solcher Batterien sowie der Eigenverbrauch und die lokale Batteriespeicherung in Gebäuden oder Quartieren mit PV-Anlagen bieten das Potenzial, die Kosten für den Netzausbau zu senken, sofern die entsprechenden Anla-

gen optimal in die lokale/regionale Netztopologie und die vorhandene Infrastruktur eingebettet sind.

Der Umfang der benötigten flexiblen Anlagenkapazität kann durch die folgenden Faktoren gesenkt werden:

- ein Stromabkommen mit der EU, das es ermöglicht, Versorgungslücken oder Überschüsse in erheblichem Umfang auszugleichen;
- Nachfragesteuerung, d. h. Anpassung der Nachfrage an die Verfügbarkeit des Angebots (z. B. intelligente Netze, flexibler Betrieb von Wärmepumpen und intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen);
- Nachfragerückgang bspw. durch Effizienzsteigerung oder Verhaltensänderungen
- Energiespeicherung in verschiedenen Formen (in der Nähe von Produktionsanlagen, in lokalen Netzen usw.) und mit verschiedenen Technologien (z. B. Batterien, Power-to-X) und Konzepten (z. B. Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher). Diese haben einen unterschiedlichen, aber fortschreitenden technischen Reifegrad. Die Kosten für Batterien sind in den letzten zehn Jahren erheblich gesunken, z. B. für Lithium-Ionen-Batterien um etwa 60 % von 2013 bis 2021, wobei sie 2022/2023 aufgrund steigender Mineralienpreise stabil blieben und 2024 wieder sanken. Für die Zukunft wird ein weiterer Preisrückgang erwartet.
- Grundlastproduktion von bestehenden oder neuen KKW in Zeiten, in denen die erneuerbaren Energien den Strombedarf nicht oder nur zum Teil decken, d. h. hauptsächlich im Winter.

Bei den verfügbaren flexiblen Anlagen handelt es sich vor allem um Pumpspeicherkraftwerke, die seit Jahrzehnten eingesetzt werden und derzeit grundlegend verbessert werden, um die Bereitstellung flexibler Dienste zu erweitern (siehe z. B. EU-H2020-Projekt XFLEX Hydro), sowie um Batteriespeichersysteme zum Ausgleich von Tagesschwankungen. Die wichtigste Option als Reservekraftwerke für den Fall ungünstiger meteorologischer Bedingungen (wenig Sonne und Wind) werden kurzfristig, allenfalls auch längerfristig, wahrscheinlich gas- oder zweistoffbetriebene Kraftwerke sein, die hochflexibel sind und relativ hohe Betriebs-, aber niedrige Kapitalkosten haben. Diese weisen jedoch hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, was längerfristig den Einsatz biogener oder aber erneuerbarer synthetischer Brennstoffe erfordert, die mit Technologien zur Kohlenstoffabscheidung hergestellt werden, welche ihrerseits ebenfalls kapitalintensiv und noch nicht im industriellen Massstab verfügbar sind.

Der lastabhängige Betrieb von KKW wäre eine weitere Option und ist in gewissem Umfang (hauptsächlich zwischen etwa 50 % und 100 % der vollen Kapazität) und mit einer bestimmten Frequenz möglich, doch bedeutet dies ein anderes Betriebskonzept als im derzeitigen Elek-

trizitätssystem, in dem die KKW meist eine stabile und kontinuierliche Leistung erbringen. Dies wird jedoch zu einem niedrigeren Auslastungsfaktor als heute und damit zu höheren Durchschnittskosten führen, da KKW hohe Kapital- und niedrige Betriebskosten haben. Diese Option muss in Bezug auf die ökologische, wirtschaftliche und technische Leistung und unter Berücksichtigung von Änderungen bei der Regulierung und beim Netzzugang und -management mit Gaskraftwerken verglichen werden, die langfristig mit synthetischem Gas aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Eine Schweizer Studie (ESC 2023) arbeitet z. B. mit Schätzungen für zukünftige Auslastungsgrade im Bereich von 71–80 % (derzeit ca. 80–90 %). Der gesamte Modulationsbereich ist jedoch mit maximal 1100 MW für die beiden bestehenden KKW bei 50 % Lastfolgebetrieb relativ gering im Vergleich zu 8–9 GW für Staudammkraftwerke.

**Saisonale Schwankungen:** Da die Stromproduktion aus PV im Sommer hoch und im Winter niedrig ist, besteht im Winter ein Bedarf an zusätzlicher Stromproduktion, auch aufgrund einer höheren Nachfrage durch Wärmepumpen. Dieser zusätzliche Bedarf dürfte gemäss den meisten Szenarien etwa 10–15 TWh betragen (Energieperspektiven 2050, Boulouchos et al. 2022). Neben dem Ausbau der Speicherkraft und der saisonalen Wärmespeicherung zur Senkung des Strombedarfs für Wärmepumpen im Winter sind wie beim Ausgleich der kurzfristigen Schwankungen thermische Kraftwerke, die mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden, eine Option, die auch für relativ wenige Betriebsstunden pro Jahr geeignet ist, da die Kapitalkosten für solche Anlagen vergleichsweise niedrig sind. Die Herausforderung dabei ist, dass bisher nicht gezeigt werden konnte, dass die – im Prinzip bekannten – Technologien solche Brennstoffe in grossem Massstab und zu kompetitiven Kosten produzieren können. Ausserdem sollte ein Teil der erneuerbaren Brennstoffe inländisch zwischengespeichert werden, um ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu garantieren. Die Windenergie wäre am besten geeignet, die Winterproduktion zu steigern, da sie den grössten Teil des Stroms im Winter liefert, sie stösst jedoch auf erheblichen, meist lokalen Widerstand. Es wird einige alpine PV-Anlagen und zusätzliche Wasserkraftwerke geben, aber diese Kapazitätserweiterungen sind begrenzt, vor allem aufgrund von Konflikten mit dem Landschafts- und Biodiversitätsschutz.

Ein neues KKW könnte die Produktion im Winterhalbjahr um etwa 5–6 TWh für einen 1,2-GW-Block erhöhen und dazu beitragen, die Winterversorgung zu verbessern, insbesondere im Falle unsicherer Importmöglichkeiten. Werden die KKW jedoch hauptsächlich im Winter mit Volllast betrieben und im Sommer nur teilweise oder gar nicht, so sinkt ihr Auslastungsfaktor und die Kosten

steigen. Eine Lösung könnte darin bestehen, die KKW das ganze Jahr über in Betrieb zu halten und im Sommer oder in Zeiten überschüssiger Stromproduktion in grossem Massstab Wasserstoff für die Verwendung in synthetischen Kraftstoffen zu produzieren, sofern dies zu wettbewerbsfähigen Preisen möglich ist. Wenn der überschüssige Strom nicht wirtschaftlich genutzt werden kann, könnte es unterschiedliche Forderungen darüber geben, welche Produktionsanlagen (KKW oder erneuerbare Energien) in diesen Zeiten gedrosselt werden sollen. Dies hat jedoch keine Auswirkungen auf die Rentabilität, da die Preise während der Drosselung für alle Produzenten null oder negativ sind.

#### **Anpassungen des Stromnetzes:**

Heute wird die Versorgung von grossen Kern- oder Speicherwasserkraftwerken sichergestellt. Wasserkraftwerke können «day-ahead-dispatched»<sup>2</sup> werden und erbringen gleichzeitig verschiedene Regelungsleistungen für das Netz, wie z. B. Frequenzregelung, Wiederherstellungs- und verschiedene Ersatzreserven. Die Anzahl dieser Grosskraftwerke ist relativ gering und sie sind an das Höchst- oder Hochspannungsübertragungsnetz angeschlossen. Im Gegensatz dazu sind Wind- und Photovoltaikanlagen dezentrale Quellen mit Nennleistungen im MW-Bereich und darunter, die an Mittel- und Niederspannungsnetze bzw. Verteilnetze angeschlossen sind. Die Produktion ist im Prinzip stochastisch und kann nicht explizit gesteuert werden ausser durch zeitweise Abregelung, ist aber in einem Bereich von einigen Tagen ungefähr vorhersehbar. Ihr zunehmender Einsatz muss mit einem angemessenen Ausbau und einer Verstärkung der derzeit begrenzten Kapazität der elektrischen Verteilnetze einhergehen, was mit entsprechenden Systemkosten verbunden ist (Gupta et al. 2021). Gleichzeitig ist ein Netzausbau auch für die steigende lokale Nachfrage nach Wärmepumpen und insbesondere Ladestationen für E-Fahrzeuge erforderlich (Willemsen et al. 2022).

Die schrittweise Verlagerung von der konventionellen zentralen Stromproduktion hin zur dezentralen und variablen erneuerbaren Stromproduktion erfordert darüber hinaus eine erhöhte Speicherkapazität in Zeiten der Überproduktion sowie grössere Reserveproduktionskapazitäten für Extremfälle wie ungünstige meteorologische Bedingungen oder unerwartete Ausfälle von Grosskraftwerken, um das Stromnetz zu stabilisieren (z. B. AEMO 2017, CAISO 2016). Im Falle eines fehlen-

<sup>2</sup> Day-ahead-dispatch bezieht sich auf den Prozess der Planung des Kraftwerkbetriebs einen Tag im Voraus, um die prognostizierte Stromnachfrage für den folgenden Tag zu decken. Bei diesem Verfahren geben die Kraftwerksbetreiber Angebote für die Lieferung von Strom ab, und die Netzbetreiber oder Marktteilnehmer legen den optimalen Fahrplan auf der Grundlage der prognostizierten Nachfrage, des verfügbaren Angebots und der Systembeschränkungen fest.

den Stromabkommens und folglich einer geringen Integration in das EU-Netz wird ein neues KKW den Bedarf an Reservekapazitäten nicht signifikant senken, da eine unerwartete Abschaltung eines KKW ähnliche Reservekapazitäten wie die Produktionskapazität des grössten KKW erfordern würde. Dieser Effekt könnte durch die Installation mehrerer kleinerer Reaktorblöcke (SMR) anstelle eines einzigen grossen Blocks abgeschwächt werden, wenn diese Blöcke ihre Zuverlässigkeit und Rentabilität im kommerziellen Betrieb in einer Weise nachgewiesen haben, welche potenzielle Betreiber überzeugt.

### 5.2.3 Integration in das zukünftige Stromsystem: Markt und internationale Zusammenarbeit

Durch den Umbau des Energieversorgungssystems besteht – neben flexiblen Anlagen – der Bedarf an geeigneten Markt- und Steuerungsmechanismen, um die Effizienz des Systems zu unterstützen und die notwendigen Anpassungen wie den Ausbau von kurzfristigen und saisonalen Speicherkapazitäten zu fördern. Ausgleichsmärkte haben in letzter Zeit eine wichtige Rolle bei der Zusammensetzung des Endstrompreises gespielt und werden in Zukunft voraussichtlich noch an Bedeutung gewinnen. Anbieter auf diesen Märkten offerieren, innerhalb einer bestimmten Zeitspanne Strom zu liefern oder aufzunehmen, um Versorgungslücken auszugleichen oder Angebotsüberschüsse zu reduzieren.

Die Erlöse für Nuklearstrom aus dem Verkauf von Strom über das Netz hängen von den zukünftigen Strompreisen und der Betriebszeit (bzw. Auslastung) eines KKW ab. Auf dem Schweizer Strommarkt werden die Strompreise durch den grenzüberschreitenden Handel bestimmt und nur in den seltenen Fällen knapper grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten gibt es einen «reinen» Schweizer Strompreis. Theoretisch werden die Strompreise durch das Verhältnis zwischen Nachfrage und Angebot von Strom bestimmt. Die Angebotskurve (auch «Merit-Order» genannt; siehe Kasten 2) ordnet die Kraftwerkskapazitäten nach steigenden Grenzkosten, beispielsweise Brennstoffkosten, ein, ohne Berücksichtigung der Fixkosten für die Investitionen. Die Strompreise der Schweiz als kleines Land werden hauptsächlich von grösseren Nachbarländern wie Deutschland, Italien und

Frankreich beeinflusst, die ihre Kapazitäten auf demselben Markt anbieten können (Schleiniger, Betz, Winzer 2019).

Bei der Merit-Order werden für den Strombezug die Produktionsanlagen mit den niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten bevorzugt, zu denen erneuerbare Energiequellen wie Solar- und Windenergie und Laufwasserkraft gehören. Auch die Kernenergie hat niedrige Grenzkosten, diese können jedoch höher sein als diejenigen der erneuerbaren Energien. Da in der Schweiz und ihren Nachbarländern mehr erneuerbare Energien eingesetzt werden, wird der Strommarkt in erster Linie flexible Stromversorgungseinheiten benötigen, um eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Die Auslastung der KKW dürfte daher in Zukunft von der Lastfolge-Kapazität (siehe Kasten 2) und den flexiblen Lasten bestimmt werden. KKW sind für diese Rolle nicht so gut geeignet, weniger aus technischer, sondern vielmehr aus wirtschaftlicher Sicht, da ein umfangreicher Lastfolgebetrieb die Auslastung senkt, welche ein Hauptfaktor für die Kosten der Kernkraft ist. In Zeiten negativer Strompreise müssen KKW beispielsweise für die Einspeisung von Strom ins Netz bezahlen, da sie nur begrenzte Lastfolgemöglichkeiten haben und nicht für kurze Zeitintervalle von wenigen Stunden auf Null herunterfahren können. Wartungsarbeiten in KKW werden deshalb in Zeiten mit durchschnittlich niedrigen Preisen (d. h. im Sommer) durchgeführt, was das Problem etwas verringert, aber nicht löst.

## Kasten 2: Das Merit-Order-Prinzip

Die so genannte «Merit-Order» ordnet die Kraftwerkskapazitäten nach steigenden Grenzkosten, die sich hauptsächlich aus Brennstoff- und Betriebskosten zusammensetzen und die Fixkosten für Investitionen sowie Steuern und Netzgebühren unberücksichtigt lassen. Fixe Einspeisetarife können bei der Gebotsabgabe auf dem Markt berücksichtigt werden, was sich manchmal sogar in negativen Preisen niederschlägt, die sich daraus ergeben können, dass Produzenten ihre Wind- oder PV-Anlagen nicht abschalten, da sie sonst die Einspeiseprämien verlieren würden, die es beispielsweise in Deutschland gibt (Keles 2020). Die Merit-Order ist eine kurzfristige Angebotskurve der vorhandenen Stromerzeuger, die zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbar ist und sich im Laufe der Zeit verändert.

Die folgende Abbildung zeigt eine stilisierte Merit-Order, die einen Markt mit wenigen Produktionsoptionen darstellt:

- Erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe Null wie PV, Wind und Laufwasser (grün)
- KKW (gelb)
- Wasserkraftwerke wie Pumpspeicher (blau)
- Brennstoffbetriebene Kraftwerke mit hohen variablen Kosten (grau)

Sie zeigt auf der horizontalen Achse, wie viel Strom von jeder dieser Produktionsoptionen zum entsprechenden Preis (auf der vertikalen Achse) bereitgestellt werden kann, und zwar in der Reihenfolge der steigenden Grenzkosten, und stellt die Angebotskurve (rot) dar. Die Nachfragekurve (schwarz) zeigt, wie viel Strom die Käufer bei verschiedenen Preisniveaus zu erwerben bereit sind.

Der aktuelle Marktpreis wird durch den Schnittpunkt der Angebotskurve und der Nachfragekurve bestimmt. Heute reagiert die Nachfragekurve aufgrund der geringen Nachfrageflexibilität nicht sehr stark auf die Preise, daher ist die Kurve eine starre vertikale Kurve. In der Grafik sind zwei Nachfrageniveaus zu erkennen (hoch und niedrig), welche die Situation zu Spitzenzeiten bzw. bei niedrigeren Nachfrageniveaus wie z. B. an Wochenenden widerspiegeln. Diese beiden Nachfragekurven führen zu zwei unterschiedlichen Strompreisniveaus (Ph und Pi).

Wenn der Anteil der erneuerbaren Energieproduktion aus Sonne und Wind weiter steigt (rechte Grafik), werden in der Angebotskurve die anderen Kraftwerke nach rechts gedrängt. Je nach Nachfrage wird dies zu sinkenden Preisen führen, da Kapazitäten mit höheren variablen Kosten immer weniger genutzt werden. Da die Nachfrage immer flexibler wird, wird die Nachfragekurve flacher und senkt langfristig die Durchschnittspreise.

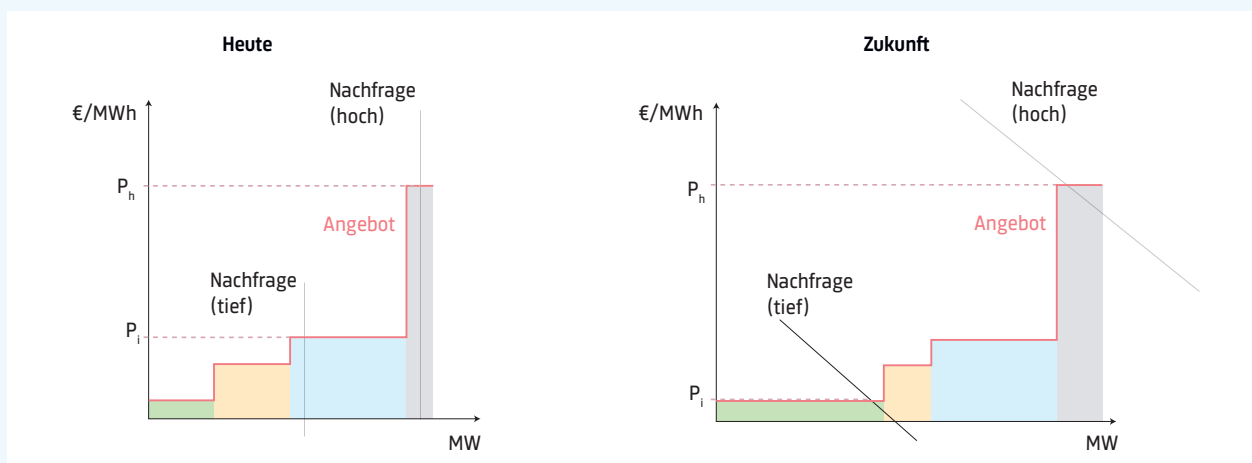


Abbildung Kasten 2: Stilisierte Merit-Order, die einen Markt mit wenigen Produktionsoptionen zeigt: erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe Null wie PV, Wind und Laufwasser (grün); KKW (gelb); Wasserkraft wie Pumpspeicher (blau); und brennstoffbetriebene Anlagen mit hohen variablen Kosten (grau). Beschreibung des Textes im Kasten 2. Quelle: Regina Betz

Die bevorzugte Abschaltung der erneuerbaren Energien gegenüber den KKW wird kaum helfen, da die Preise in den Zeiten, in denen die Abschaltung notwendig ist, negativ sind und die Abschaltung die Einnahmen nicht verändert, zumindest nicht auf einem freien Markt. Ein teilweiser Ausgleich der entgangenen Einnahmen bei geringer Auslastung der KKW könnte durch höhere Einnahmen in Zeiten geringer Produktion aus erneuerbaren Energien, d. h. bei höheren Strompreisen, erfolgen. Dennoch steht die Kernenergie hauptsächlich im Wettbewerb mit der Wasserkraft. Beim Betrieb eines Elektrolyseurs zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe hat ein KKW aus Systemsicht den Vorteil, dass es direkt am Standort der Anlage betrieben werden kann und somit die Netzlast im Vergleich zu einem System mit dezentralen Produktionsanlagen reduziert. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Power-to-X durch KKW hängt jedoch von der Entwicklung des entsprechenden Marktes ab und ist sehr unsicher. Insgesamt wird in einem Markt mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien die Auslastung der Kernenergie wahrscheinlich sinken, was zu steigenden Kosten für Kernenergiestrom führt (Hirth, Ueckerdt, Edenhofer 2015).

Es gibt zwar eine Reihe von Studien, die sich mit den Stromgestehungskosten (LCOE) befassen, aber es gibt kaum umfassende Studien und nur wenige Bewertungen bezüglich der Systemkosten, das heisst der Kosten inklusive Anpassungen im Gesamtsystem wie beispielsweise dem Netzausbau.<sup>3</sup> Die Integration grosser Mengen an erneuerbaren Energien erfordert einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes (für die Aufnahme von Produktionsspitzen) sowie saisonale Speicherkapazitäten. Der notwendige Netzausbau kann beispielsweise durch Eigenverbrauch, lokale Speicherung und Abregelung oder auch Nachfragesteuerung reduziert werden. Andererseits ist ein Ausbau

des lokalen Netzes auch durch die Elektrifizierung von Heizung und Fahrzeugen (lokale Ladestationen mit grösserem Kapazitätsbedarf) notwendig. Bestehende Studien kommen zu recht unterschiedlichen Ergebnissen, was den grossen Einfluss von Modellwahl und -annahmen auf die Resultate zeigt: In einer BFE-Studie (Willemsen et al. 2022) wird in den meisten regionalen Netzen trotz grosser PV-Produktion die Entnahme durch Verbraucher bis 2050 der relevante Faktor für den Netzausbau bleiben, während in VSE-Szenarien (Demiray und Ingold 2024) eher der PV-Ausbau der relevante Faktor ist (ausser in städtischen Gebieten) und die Netzausbaukosten insgesamt um einen Faktor 3 niedriger sind als in der BFE-Studie. Generell ist die Bewertung der Gesamtsystemkosten mit und ohne neue Kernkraft als Reaktion auf unterschiedliche Nachfrage- und Angebotsentwicklungen sehr komplex und beinhaltet viele Annahmen zu noch unbekanntem Entwicklungen wichtiger Faktoren. Neben der Tatsache, dass verlässliche und vergleichbare LCOE-Daten nur spärlich vorhanden sind, gehören dazu beispielsweise die Bauzeiten und Kosten neuer KKW, die Integration in den EU-Strommarkt, die Entwicklung des Eigenverbrauchs und der lokalen Speicherung erneuerbarer Energien, die Verfügbarkeit und Kosten synthetischer Brennstoffe, die Back-up-Kosten für KKW, politische und regulatorische Entwicklungen oder die lokale Struktur und zeitliche Verteilung von E-Fahrzeug-Ladestationen. Dazu sind in Systemkostenstudien entsprechende Annahmen erforderlich, wobei verschiedene Modelle unterschiedliche Annahmen enthalten und unterschiedliche Faktoren berücksichtigen bzw. weglassen. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass die Ergebnisse bestehender Studien mit grossen Unsicherheiten behaftet sind und die Schlussfolgerungen erheblich variieren.

Wenn mehr Privathaushalte zu «Prosumern» werden, d. h. sowohl Strom produzieren als auch konsumieren, wird die Restnachfrage auf dem Strommarkt geringer sein. Daher wird die Abregelung der erneuerbaren Energien schwieriger, so dass staatliche Verträge zu diesem Zweck wahrscheinlicher werden. Dies wird höhere fixe Strompreise für die Kernenergie erfordern, da damit deren Nutzungszeit und -kapazität reduziert wird.

Die Marktintegration neuer KKW wird auch vom Grad der Integration in den EU-Strommarkt abhängen. Ein Stromabkommen mit der EU und/oder die Integration in den europäischen Strommarkt wird den Bedarf an inländischer Winterversorgung verringern und die Marktpreise im Winter senken, da es in der EU grosse Windkapazitäten mit überwiegender Winterproduktion gibt (siehe Kapitel 6.2).

3 In einer aktuellen Studie hat z. B. die Nuclear Energy Agency der OECD (2022) die Kosten der Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems für verschiedene Kombinationen von Stromproduktionsquellen analysiert. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass Szenarien, die auf einem Produktionsmix aus erneuerbaren Energien und nuklearer Grundlast basieren, durchweg niedrigere Systemkosten aufweisen als Szenarien, die ausschliesslich auf variablen erneuerbaren Energien basieren. Einige Schlussfolgerungen scheinen unbestritten, z. B. dass das kosteneffizienteste Szenario zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen im Jahr 2050 darin bestünde, die beiden jüngsten Schweizer KKW langfristig zu betreiben und gleichzeitig die Verbundkapazitäten für den Stromhandel mit den Nachbarländern auf dem Stand von 2022 zu halten, oder dass ausreichende Verbundkapazitäten für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz entscheidend bleiben. Wichtig für die Szenarien mit neuen KKW ist jedoch, dass die Studie weder den Eigenverbrauch und die lokale Speicherung von erneuerbaren Energien noch die Nachfragesteuerung berücksichtigt (wodurch die Kosten für den notwendigen Netzausbau aufgrund der erneuerbaren Energien überschätzt werden) und die Möglichkeit einer unvorhergesehenen Abschaltung eines grossen KKW ausschliesst (was im Falle einer geringen Integration in das EU-Netz eine hohe Reservekapazität wie bei den erneuerbaren Energien erfordert und die Systemkosten der KKW erhöhen würde). Leider enthält die Studie keine Sensitivitätsstudien oder Fehlerbalken für ihre Ergebnisse. Eine andere Studie (ESC 2023) bewertet ebenfalls die Kosten bestimmter Szenarien mit der Betriebsverlängerung bestehender und dem Aufbau neuer KKW, vernachlässigt aber ebenfalls eine Reihe von Faktoren.

### 5.2.4 Die Rolle des Staates

Die meisten KKW-Neubauprojekte, die in den letzten Jahren weltweit in Angriff genommen wurden, bedurften erheblicher staatlicher Unterstützung, z.B. in Form von staatlichen Unternehmen oder Investoren, staatlichen Darlehen, Kaufverträgen mit festen Strompreisen (z.B. in Grossbritannien, Finnland), Entschädigungen im Falle einer politischen Projektstornierung bzw. Stilllegung und/oder Verträgen über die Aufteilung der Kosten und Gewinne (z.B. in Schweden). Die Hauptgründe für staatliche Unterstützung sind die verschiedenen Investitionsrisiken sowie unsichere Einnahmen (siehe Kapitel 5.1.1).

Es ist sehr wahrscheinlich, dass auch in der Schweiz eine staatliche Unterstützung notwendig sein wird. Staatliche Unterstützung bedeutet in diesem Zusammenhang eine Unterstützung durch den Bund, da die Kernenergie im Gegensatz zu den meisten erneuerbaren Energien in die Zuständigkeit des Bundes fällt. Wenn ein politischer Entscheid zur Förderung der Kernenergie getroffen wird, können die Umsetzung sowie entsprechende Regelungen und Vorschriften nicht auf die Kantone verlagert werden, sondern der Bund müsste diese Unterstützung leisten. Da jedoch die Betreiber, zumindest der bestehenden grossen KKW, mehrheitlich im Besitz der Kantone sind, könnten die Kantone indirekt zur Risikoabdeckung oder zur finanziellen Unterstützung beitragen, wenn sie dazu bereit sind. Es scheint wahrscheinlich, dass Art und Umfang der staatlichen und/oder eventuell kantonalen Unterstützung politisch festgelegt werden müssen und Gesetzesänderungen erforderlich machen, bevor sich potenzielle Investoren und Betreiber dazu entschliessen würden, eine Rahmenbewilligung zu beantragen.

Derzeit wird die Kernenergie indirekt durch die Begrenzung der Haftung der KKW-Betreiber im Falle eines grossen Unfalls subventioniert. Dies gilt auch für grosse Wasserkraftwerke, nicht aber für Wind- und Solarkraftwerke, bei denen aufgrund ihres dezentralen Charakters ein potenzieller Schaden im Falle eines Unfalls viel geringer und problemlos versicherbar ist. Weitere staatliche Unterstützung wird sich wahrscheinlich auf finanzielle Garantien irgendeiner Art konzentrieren. Eingriffe in den Strommarkt, z.B. durch die Bevorzugung der Kernenergie im Falle einer Überproduktion (Verbruggen und Yurchenko 2019), wären jedoch aufgrund der negativen Strompreise zu diesen Zeiten nicht hilfreich.

Ohne Stromabkommen mit der EU werden bei einem ungeplanten Kraftwerksausfall Reservekapazitäten zur kurzfristigen Kompensation benötigt, die zunächst durch ein automatisches Zuschalten von Reservekapazitäten (bis zu 15 Sekunden nach Ausfall) bereitgestellt werden, dann durch Swissgrid entweder durch Aktivierung von Bezugsoptionen bspw. von Wasserkraftwerken oder durch ein Reserve-Gaskraftwerk (bis 15 Minuten nach Ausfall). Danach ist der Betreiber des ausgefallenen Kraftwerks für den Ersatz des fehlenden Stroms verantwortlich, bis das Kraftwerk den Betrieb wieder aufnimmt. Dies wird ohne ein Reservekraftwerk mit ausreichenden Brennstoffreserven kaum möglich sein, da die vorhandenen Wasserreservoirs hier nicht ausreichen und Importmöglichkeiten aus der EU beispielsweise während Strommangellagen nicht garantiert sind.

## 5.3 Bewertung

Tabelle 4 fasst die oben genannten Informationen zusammen und gibt einen ersten Überblick.

**Tabelle 4: Hauptpunkte aus der Bewertung der Charakteristiken und Erfahrungen für neue Generation III/III+ KKW sowie entsprechende Anmerkungen und mögliche Konsequenzen.**

	Merkmale und Erfahrungen	Bemerkungen/Folgen
Kosten und Kostenstruktur (Kap. 5.1.1)	Grosse Anlagen sind nötig, um Skaleneffekte zu realisieren; kapitalintensive, langfristige Investitionen; hohe finanzielle Risiken; hohe Unsicherheiten; Anlage von EDF kostet 10–13 Mrd. CHF pro Block; spezifische Kosten 4–15 MCHF/MWe (verschiedene Reaktortypen); Gestehungskosten (LCOE) 7,5–19 Rp./kWh.	Die Kosten variieren erheblich, je nach Bauzeit, Interessen und zukünftiger Auslastung; staatliche Unterstützung ist wahrscheinlich erforderlich.
Bauzeit (Kap. 5.1.2)	Komplexe Projekte mit vielen voneinander abhängigen Aufgaben; die Bauzeiten variieren weltweit zwischen 4 und 17 Jahren, in den westlichen Ländern sind es mindestens 8 Jahre.	Die Bauzeiten verlängern sich bei späten Designänderungen, Problemen mit Erstprojekten oder Engpässen in der Lieferkette.
Struktur der Bauwirtschaft (Kap. 5.1.3)	Die westliche Industrie und die Lieferketten sind zersplittert; ein Mangel an qualifizierten Arbeitskräften ist möglich; EDF/Frankreich und Westinghouse/USA, möglicherweise KEPCO/Südkorea und GE/Hitachi/Japan könnten potenzielle Baufirmen für ein neues KKW in der Schweiz sein.	Nur wenige Lieferanten zur Auswahl; Herausforderungen in der Lieferkette, wenig Wettbewerb; potenzielle Lieferanten haben finanzielle Probleme.

<b>Betriebliche Merkmale</b> (Kap. 5.1.4)	Derzeit Grundlast mit einer Auslastung von 80–90 %; Lastfolgebetrieb im Auslastungsbereich von 30–100 % möglich (80–100 % gut machbar; 30–50 % möglich, aber weniger günstig; niedrigere Auslastungen wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.	Lastfolgebetrieb ist möglich, aber der Modulationsbereich von 1–2 KKW ist im Vergleich zu Staudammkraftwerken und dem langfristigen Ausbau von PV-Anlagen relativ gering.
<b>Sicherheit</b> (Kap. 5.1.5)	Hauptrisiko: Restrisiko eines Unfalls mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit und sehr hohen Auswirkungen; Sicherheitsstandards haben sich im Laufe der Jahre verbessert; neue KKW Generation III/III+ haben viel höheres Sicherheitsniveau als in Vergangenheit erforderlich; Wahrscheinlichkeit eines Reaktor-kernschadens ist mindestens 100 mal geringer als bei älterer Generation II.	Die Sicherheit neuer KKW ist wesentlich höher als die der aktuellen KKW.
<b>Brennstoffversorgung</b> (Kap. 5.1.6)	Weit verbreitete natürliche Uranreserven, decken den Bedarf für die nächsten Jahrhunderte; nur wenige Abbaustätten weltweit aufgrund niedriger Preise; Bemühungen zum Wiederaufbau von Bergbau und Anreicherung in den USA und Europa; Brennstoffversorgung für die Schweizer KKW wurde diversifiziert.	Brennstoffversorgung für die künftige Nutzung der Kernenergie kein wichtiges Thema (Frage der Preise und der Versorgungssicherheit, aber Brennstoffpreise sind nicht ausschlaggebend).
<b>Radioaktive Abfälle</b> (Kap. 5.1.7)	Mangel an internationaler Erfahrung mit dem Bau und (vollständigen) Betrieb eines Tiefenlagers. In der Schweiz ist ein Standort identifiziert. Entsprechender politischer Prozess im Gange. Inbetriebnahme im Jahr 2050 geplant.	Planungsprozess ist im Gange; Nachweis der (langfristigen) Machbarkeit auf der Grundlage der aktuellen Verfahrenskennnisse.
<b>Auswirkungen auf die Umwelt</b> (Kap. 5.1.8)	KKW gehören zu den CO <sub>2</sub> -armen Energiequellen und haben auch sonst geringe Umweltauswirkungen mit Ausnahme ionisierender Strahlung bei (unwahrscheinlichen) Unfällen.	Abgesehen von ionisierender Strahlung weist die Kernenergie die geringsten Schadstoffemissionen aller Energiequellen auf.
<b>Stilllegung und Rückbau</b> (Kap. 5.1.9)	Erste Erfahrungen mit Rückbau des KKW Mühleberg; Rückbau dauert ca. 15 Jahre. Stilllegung und Abfallentsorgung wird von Betreibern im Voraus bezahlt (Äufnung eines Fonds).	Die Stilllegung ist zu einer Routinearbeit geworden.
<b>Gesellschaftliche Perspektiven</b> (Kap. 5.2.1)	Kernenergie als polarisiertes und politisiertes Thema, betrifft auch Betriebszeit-Verlängerung bestehender Kraftwerke. Wichtige Rolle des Widerstands der Bevölkerung gegen Kernenergie allgemein, aber auch gegen Finanzierungsentscheidungen (öffentliche Subventionen). Ausmass der Opposition/Unterstützung hängt stark vom konkreten Projekt ab (Technologie; Verlängerung oder neue Anlage) und kann von externen Ereignissen beeinflusst werden.	Gesellschaftlicher Widerstand kann Prozesse stoppen oder verlängern. Ob in konkreter Situation die Mehrheit der Bevölkerung dafür oder dagegen ist, dürfte von situativen und externen Faktoren sowie Fortschritten beim Ausbau der Erneuerbaren abhängen.
<b>Systemänderungen und Auswirkungen</b> (Kap. 5.2.2)	Schweizer Energiesystem befindet sich in grundlegendem Wandel: Altes System: Grundlastfähige Kern- und Flusswasserkraft; hochflexible Speicherswasserkraft, speichert Grundlaststrom oder EU-Überschussstrom und verkauft bedarfsgerecht bei hoher Nachfrage und hohen Preisen im In- und Ausland; hohe Integration in das EU-Stromnetz. Neues System: Hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Produktion mit Überproduktion im Sommer und Unterproduktion im Winter; unklare Integration in das EU-Stromnetz; zunehmender Bedarf an Ausgleichskapazität (kurzfristig und insbesondere saisonal) und Winterproduktion.	Neue Herausforderungen für Kernkraft: Generelle Überproduktion im Sommer und möglicher Lastfolgebetrieb verringern Auslastung und erhöhen durchschnittliche Produktionskosten, wenn keine profitable Nutzung der Überproduktion gefunden werden kann. Neue Geschäftsmodelle sind nötig, dafür wahrscheinlich staatliche Anreize erforderlich.
<b>Marktintegration</b> (Kap. 5.2.3.)	Zeiten mit sehr niedrigen oder negativen Marktpreisen erwartbar (hauptsächlich Sommer); Erlösausgleich in Zeiten hoher Preise unklar; Strommarkt benötigt in erster Linie flexible Stromproduktion; Grosse Unsicherheiten hinsichtlich Entwicklung preisrelevanter Faktoren (Strompreis, Import-/Exportmöglichkeiten, Speicherkapazitäten usw.) und Rentabilität eines neuen KKW; hohe Investitionsrisiken für neue KKW; neue KKW-Projekte in OECD-Ländern erforderten erhebliche staatliche Unterstützung.	Auslastung der KKW in Zukunft wahrscheinlich durch Bedarf an Regelleistung und flexiblen Lasten bestimmt; neue KKW benötigen sehr wahrscheinlich erhebliche staatliche finanzielle Unterstützung und Garantien.
<b>Rolle des Staates</b> (Kap. 5.2.4)	Die meisten der weltweit in den letzten Jahren gebauten KKW benötigen staatliche Unterstützung aufgrund hoher Investitionsrisiken und unsicheren Einnahmen; Kernenergie wird indirekt subventioniert durch Begrenzung der Haftung der KKW-Betreiber im Falle eines grossen Unfalls; ohne EU-Stromabkommen braucht es Reserveproduktionskapazitäten für ungeplanten Ausfall.	In der Schweiz ist für Bau eines neuen KKW wahrscheinlich staatliche Unterstützung nötig; ohne EU-Stromabkommen braucht es Reservekapazitäten in der Grösse eines KKW.

**Vergleich mit erneuerbaren Energiequellen:**

Ein ausführlicher Vergleich zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energien ist nicht Gegenstand unseres Berichts. Dennoch wird in Tabelle 5 ein Vergleich der Kernenergie mit den gängigsten erneuerbaren Energien für eine Reihe von Merkmalen dargestellt. Der Vergleich wird aus folgendem Grund nur qualitativ für alle Merkmale durchgeführt: Viele Merkmale (z.B. Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionen usw.) umfassen eine Vielzahl von Parametern mit grosser Variabilität oder Unsicherheit und hängen von unbekanntem Entwicklungen ab. Daher muss jede Studie viele Annahmen treffen und je nach Modell verschiedene Einflüsse einbeziehen oder ausschliessen

und diese Entscheidungen können von bestimmten Interessen beeinflusst werden. Da sich in vielen Fällen die Unsicherheitsbereiche der verschiedenen Energiequellen überschneiden, wären quantitativere Angaben (obwohl sie manchmal wünschenswert sind) für politische Entscheidungen kaum hilfreich. Ausserdem haben einige Merkmale spezifische Eigenschaften, die Vergleiche sehr schwierig machen (z.B. gesundheitliche Auswirkungen von Radioaktivität im Vergleich zu physischen Schäden eines Staudammbruchs).

**Tabelle 5: Vergleich zwischen Kernenergie und erneuerbaren Energiequellen in Bezug auf eine Reihe von Aspekten (LCOE: Gestehtungskosten; CAPEX: Kapitalkosten; OPEX: Betriebskosten; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung; GuD: Gas- und Dampfkraftwerk; kWh: Kilowattstunde)**

Charakteristisch	Kernkraft	Wasserkraft (Laufwasser)	Wasserkraft (Speicher)	Solar-PV	Wind	Biomasse
Regelmässigkeit/Flexibilität	Grundlast (ausser bei Wartungsarbeiten); im Allgemeinen konstant; Lastfolgebetrieb hauptsächlich im Bereich 80-100 %, 30-100 % möglich	Im Allgemeinen geringe Variabilität (hauptsächlich saisonal, gelegentliche Spitzen bei grossen Niederschlägen)	Weitestgehend flexibel	Sehr volatil (Minuten bis saisonal)	Sehr volatil (Minuten bis saisonal)	Hauptsächlich Grundlast (aus Müllverbrennung und Vergasung); flexibel in WKK- oder GuD-Anlagen
Anteil an Winterstrom	~55 % <sup>1</sup>	~35 % <sup>1</sup>	~50 % <sup>1</sup>	20-30 % (auf dem Dach) bis 50 % (alpin) <sup>2</sup>	~ zwei Drittel <sup>3</sup>	Etwa 50 % (geschätzt)
Kostenstruktur	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	CAPEX und OPEX sind beide relevant
Merit-Order (Rang der niedrigsten Grenzkosten)	2	1	Gebot abhängig von erwarteten Preisschwankungen	1	1	1-2
LCOE für Neubauten (im Vergleich zur Kernenergie; die Kosten können für alle Typen um den Faktor 2-4 variieren) <sup>4</sup>	Hängt von vielen Faktoren ab (Typ, Land, Erfahrung, Planungs- und Bauzeit, Konstruktionsänderungen, durchschnittliche Auslastung u. a.)	Tendenz niedriger als bei der Kernenergie	Tendenz niedriger als bei der Kernenergie	Im Allgemeinen niedriger für Grossanlagen; vergleichbar oder höher auf Dach, je nach Anlagengrösse und Standort (Freiland - ausser alpin - niedriger als auf Dach); Eigenverbrauch auf Dach kann günstiger sein als Strom aus dem Netz	Allgemein vergleichbar mit Kernenergie (Onshore niedriger als Offshore)	Je nach Herkunft der Biomasse: aus Abfällen in der Grössenordnung von Kernkraft, sonst tendenziell höher
Zusätzliche Systemkosten (zusätzlich zu den LCOE; z. B. Netzausbau, saisonale Speicherung usw.)	Reservekraftwerk für den Fall einer geringen EU-Netzintegration erforderlich	Keine	Keine	Saisonale Speicherung (je nach Import-/Exportmöglichkeiten und gewünschtem Autarkiegrad)/ Netzausbau (je nach lokaler Nutzung/Speicherung und Demand Side Management), Reservekraftwerk notwendig für niedrige Winterproduktion, insbesondere bei geringer EU-Netzintegration	Netzausbau (abhängig von lokaler Nutzung und Speicherung und vorhandenem Netz)	Keine

<p>Staatliche Subventionen/Unterstützung/externalisierte Verbindlichkeiten</p> <p>(Subventionen für erneuerbare Energien erfolgen aus Netzzuschlag von 2,3 Rp/kWh)<sup>5</sup></p>	<p><b>Bestehendes KKW:</b> Deckung der Schadenskosten bei einem Unfall &gt; 1,5 Mrd. CHF; eventuell finanzielle Unterstützung für die Instandhaltung bei Betriebsverlängerung</p> <p><b>Neue KKW:</b> Zusätzlich wahrscheinlich Garantie für Investitionssicherheit (Mindestpreis, Garantie für politische und technische Risiken usw.)</p>	Siehe Speicherkraft	<p><b>Gegenwärtig:</b> Deckung der Schadenskosten aus einem Unfall &gt; Fonds des Betreibers; einmalige Entschädigung für den Bau neuer Anlagen oder garantierter Mindestpreis (Summe insgesamt 0,5 Rp/kWh aus Netzzuschlag).</p> <p><b>Künftig:</b> Entschädigungen bis Ende 2030/2031; evtl. Belohnung für Speicherung oder zusätzliche Bereitstellung von Flexibilität (Pumpspeicherkraft)</p>	<p><b>Aktuell:</b> Einmalige Entschädigung und Ausschreibungen für den Bau neuer Anlagen (1,0 Rp/kWh aus Netzzuschlag), keine neuen Einspeisevergütungen mehr (Restverträge: 0,1 Rp/kWh aus Netzzuschlag).</p> <p><b>Zukunft:</b> Vergütungen enden 2030/2031.</p>	<p><b>Aktuell:</b> Einmalige Entschädigung für den Bau von Neuanlagen (0,3 Rp/kWh aus dem Netzzuschlag).</p> <p><b>Künftig:</b> Entschädigungen bis Ende 2030/2031.</p>	<p><b>Derzeit:</b> (Kleine) einmalige Entschädigung für den Bau neuer Anlagen (0,03 Rp/kWh aus dem Netzzuschlag zusammen mit Kleinwasserkraft).</p> <p><b>Künftig:</b> Entschädigung bis Ende 2030/2031. Neue Subventionen für Biomethan in CO<sub>2</sub>-Verordnung geplant</p>
Treibhausgasemissionen <sup>4</sup>	Niedrig (im Vergleich zu fossiler Energie)	Niedrig (im Vergleich zu fossiler Energie)	Niedrig (im Vergleich zu fossiler Energie)	Niedrig (im Vergleich zu fossiler Energie), tendenziell höher als bei anderen erneuerbaren Energien	Niedrig (im Vergleich zu fossiler Energie)	Tendenziell höher als andere erneuerbare Energien
Flächen-/Flächenbedarf, Auswirkungen auf die Landschaft (pro kWh) <sup>6</sup>	Sehr niedrig	Mittel	Gross	Sehr gross für Freiflächen; ersetzt andere künstliche Konstruktionen an Gebäuden	Klein (Raum)/gross (Landschaft)	Mittel
Materialbedarf pro kWh (Beton, Stahl, Kupfer, seltene Erden) ausser Uran <sup>7</sup>	Niedrig	Mittel	Gross (speziell Beton)	Sehr gross (Kupfer, Beton, Stahl, Aluminium)	Sehr gross (Stahl, Beton, seltene Erden)	Gross
Wichtigste andere Umweltauswirkungen (pro kWh) <sup>4</sup> (mit unterschiedlichen Merkmalen und daher schwer zu vergleichen)	Humantoxizität (ionisierende Strahlung: keine während des Betriebs; hoch im Falle seltener Unfälle)	Sehr gering	Sehr gering (hoch für Schäden an der Infrastruktur und an Menschen im Falle eines Dammbbruchs)	Süswasser, Feinstaub, geringes Risiko von Ökotoxizität/Humantoxizität,	Humantoxizität (nicht Krebs)	Feinstaub
Öffentliche Akzeptanz <sup>8</sup>	Schwankt im Laufe der Zeit, langfristig etwa 50:50. Betriebszeitverlängerung wird besser akzeptiert als neue KKW; auf regionaler/lokaler Ebene kritisch	Sehr hoch für grosse Anlagen, mittel für kleine Anlagen	Sehr hoch für grosse, bestehende Anlagen, mittel für kleine und neue grosse Anlagen	Sehr hoch auf Gebäuden, mittel für Freiflächen	Allgemein hoch, eher niedrig auf lokaler Ebene	Hoch
Abhängigkeit von ausländischem Input (Brennstoff/Technologie)	Technologie: sehr hoch (vier potenzielle Anbieter: USA/FR/KOR/JAP); Brennstoff: sehr hoch (mehrere Länder)	Technologie: gemischt (Schweiz/Europa); Treibstoff: keine	Technologie: gemischt (Schweiz/Europa); Treibstoff: keine	Technologie: Solarzellen: sehr hoch (meist China); Module: hoch (meist China); Brennstoff: keine	Technologie: gemischt (Schweiz/Europa/China); Brennstoff: keine	Technologie: gemischt Kraftstoff: sehr niedrig

Quellen: 1 BFE 2024a (Abb. 7/8; Tabelle 11); 2 z. B. BKW 2024; 3 BFE 2022; 4 Zhang und Bauer 2018; Lazard 2024; 5 BFE 2024c; 6 Zhang und Bauer 2018;

7 Peterson et al. 2005; IEA 2021; 8 siehe Kapitel 5.2.1

## 6 Wichtige Entwicklungen, Entscheide und ein möglicher Zeitplan für ein neues KKW in der Schweiz

In diesem Kapitel wird das Zusammenspiel und die Abfolge der wichtigsten Entwicklungen, die den möglichen Weg zu einem neuen KKW in der Schweiz beeinflussen, erörtert und in Abbildungen 4 und 5 zusammengefasst. Zu diesen Entwicklungen gehören politische Entscheidungen wie Gesetzesrevisionen oder Volksabstimmungen, aber auch technologische Entwicklungen, z. B. im Bereich der erneuerbaren Energien. Insbesondere betrachten wir die «Blackout-Initiative» und den Gegenvorschlag, das Stromabkommen mit der Europäischen Union, die Entwicklungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien und der synthetischen Brennstoffe sowie die Bewilligungen für neue KKW. Auch Entscheide potentieller Investoren und Betreiber werden wichtig sein. Auf dieser Grundlage werden die wichtigsten Entscheide identifiziert und eine potenzielle Zeitachse der Ereignisse und Entwicklungen sowie deren Wechselwirkungen von heute bis 2050 entworfen. Der Fokus liegt dabei auf den wichtigsten Entscheidungen und den Beteiligten, den komplexen Abhängigkeiten zwischen den Entscheidungen sowie der Zeit, die für den Bau bis zum Betrieb eines neuen KKW benötigt wird.

Dieser Zeitplan bedeutet nicht, dass die Autorenschaft des Berichts neue KKW für wahrscheinlicher oder unwahrscheinlicher bzw. für geeigneter oder ungeeigneter hält als alternative Pfade für das Schweizer Stromsystem. Die Autorenschaft geht jedoch davon aus, dass mit oder ohne neue KKW ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien unerlässlich ist. Wichtig ist auch der Hinweis, dass die Zeitpunkte der Entscheide und der Zeitplan auf Schätzungen beruhen und mit einiger Unsicherheit behaftet sind.

### 6.1 Blackout-Initiative und Gegenvorschlag

Die geltende Gesetzgebung verbietet die Erteilung von Rahmenbewilligungen für den Bau eines neuen KKW in der Schweiz (siehe Kapitel 2). Gegenwärtig zielen eine Volksinitiative (die «Blackout-Initiative», die auf eine Verfassungsänderung abzielt) sowie ein indirekter Gegenvorschlag (Gesetzesänderung) des Bundesrates darauf ab, dieses Verbot aufzuheben. Sowohl die Initiative (sicher) als auch der Gegenvorschlag (höchstwahrscheinlich; falls er vom Parlament verabschiedet wird) werden dem Volk zur Abstimmung vorgelegt. Diese Abstimmung könnte Ende 2026 (oder 2027) stattfinden, zusammen oder zu verschiedenen Zeiten und in der einen oder anderen Rei-

henfolge. Damit die Initiative angenommen wird, ist eine doppelte Mehrheit erforderlich, d. h. eine Mehrheit der Bevölkerung und der Kantone muss zustimmen. Für die Annahme eines indirekten Gegenvorschlags ist im Falle des fakultativen Referendums nur eine Mehrheit der Bevölkerung erforderlich. Dieser kann schon bald nach der Abstimmung in Kraft treten oder das Parlament kann beschliessen, ihn erst nach der Ablehnung der Initiative zu veröffentlichen.

Wird die «Blackout-Initiative» von der Mehrheit des Volkes und der Kantone angenommen, muss das Parlament grundsätzlich über die weitere rechtliche Umsetzung entscheiden und eine Gesetzesänderung vorschlagen. Diese Gesetzesänderung untersteht dann wiederum dem fakultativen Referendum, eventuell mit einer weiteren Volksabstimmung. Dieser Prozess wird wiederum Zeit in Anspruch nehmen (etwa 2–4 Jahre). Wird jedoch auch der indirekte Gegenvorschlag in der vorgeschlagenen Form angenommen, wäre die notwendige Gesetzesänderung zur Umsetzung des Inhalts der Initiative betreffend die Möglichkeit zum Bau neuer KKW bereits beschlossen und könnte ohne weitere Verzögerung in Kraft gesetzt werden. Die Umsetzung der zusätzlichen Forderungen der Initiative (z. B. dass die Energieproduktion klimafreundlich, d. h. nicht fossil sein muss) muss noch im Gesetz umgesetzt werden, hat aber keine direkten Auswirkungen auf den Bau neuer KKW.

Werden sowohl die Initiative als auch der Gegenvorschlag abgelehnt, sinken die Chancen für den Bau eines neuen KKW in der Schweiz bis etwa 2050 erheblich. Der erste Entscheid (E1) ist der Ausgang der Volksabstimmung über die «Blackout-Initiative» und den Gegenvorschlag im Winterhalbjahr 2026/2027 (Beginn der parlamentarischen Beratung im Winterhalbjahr 2025/2026). Der letzte mögliche Abstimmungstermin für den Fall, dass der Gegenvorschlag vom Parlament angenommen wird, wäre Juni 2028.

**Zeitplan:** 2026/2027 (in den meisten Fällen), ca. 2030 im Falle der Annahme der «Blackout-Initiative» (mit geschätzten drei Jahren parlamentarischer Diskussion über deren Umsetzung in das Gesetz, einschliesslich fakultativen Referendum).

**Verantwortlich:** Parlament und Bevölkerung.

## 6.2 Stromabkommen mit der EU

Die Verhandlungen über die Stabilisierung und den Ausbau der bilateralen Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU haben im Dezember 2024 einen wichtigen Punkt erreicht, als der Schweizer Bundesrat den erfolgreichen Abschluss der substantiellen Verhandlungen bestätigte. Die Paraphierung der Abkommensentwürfe im Mai 2025 markiert den formellen Abschluss der Verhandlungen. In den kommenden Jahren müssen die Abkommen von der Schweiz ratifiziert werden, einschliesslich des parlamentarischen Entscheidungsprozesses und im Falle eines (sehr wahrscheinlichen) Referendums, einer oder mehrerer Volksabstimmungen. Entsprechende Abstimmungen werden voraussichtlich um 2028 stattfinden. Aus dem grösseren Regelungspaket wird das Stromabkommen von zentraler Bedeutung für die Planung des Stromversorgungssystems im Allgemeinen und der Kernenergie im Speziellen sein, da es insbesondere für die Integration der Schweiz in das europäische Stromsystem, die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungen und den Bedarf an kurz- und langfristigen Speicherkapazitäten sowie für die Versorgungssicherheit entscheidend ist. Die Abstimmung über das Stromabkommen ist daher der zweite Entscheid (E2).

Die Schweiz ist traditionell stark in das europäische Stromsystem integriert. Das bedeutet unter anderem, dass der Stromhandel über Netzverbindungen die wirtschaftliche Effizienz und die Versorgungssicherheit erhöht und dass das EU-Stromsystem als Backup für erwartete und unvorhergesehene Versorgungsengpässe dient. Letzteres ist für die Kernenergie besonders wichtig, da bei einem unvorhergesehenen Ausfall eines KKW in der Schweiz die kurz- und mittelfristig notwendige Ausgleichskapazität hauptsächlich durch Importe aus dem EU-Binnenmarkt für Strom (derzeit zu über 90 %) gedeckt werden kann.

Im Folgenden werden zwei Szenarien diskutiert: Eines mit vollständiger Integration der Schweiz in das EU-Netz und den EU-Markt (d.h. mit Stromabkommen) und eines mit geringer Integration (ohne Abkommen). Die möglichen Folgen für das Stromsystem im Allgemeinen (Schwerpunkt: Ausgleich und Importe/Exporte) und die Kernkraft im Besonderen werden erörtert (Schwerpunkt: Back-up).

### Szenario mit hoher Integration (siehe auch Der Bundesrat 2024):

- Das EU-Energiesystem kann genutzt werden, um einen wichtigen Teil der kurzfristigen und saisonalen Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage auszugleichen – insbesondere bei Engpässen im Winter.

- Das EU-Stromnetz kann als (kurz- und längerfristige) Reserve für unerwartete Ausfälle von Grosskraftwerken dienen.
- Ein gewisses Mass an Versorgungssicherheit kann mit vergleichsweise geringen Kosten erreicht werden.
- Es besteht keine (technische) Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage im Inland auszugleichen, weder kurz- noch langfristig. Dies schliesst das politische Bestreben nicht aus, so viel Strom wie möglich im Inland zu produzieren bzw. einen gewissen Grad an Autarkie in der Stromversorgung zu erreichen.
- Für bestehende oder neue KKW ist keine vollständige inländische Reserve erforderlich.
- Es werden weniger Wasserreserven benötigt und die Wasserkraft hat mehr Möglichkeiten zur Optimierung der Rentabilität.
- Das Elektrizitätsabkommen untermauert rechtlich die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, auch in Zeiten von Strommangellagen oder einer Energiekrise.
- Im Rahmen eines Stromabkommens kann die Schweiz ihren Energiemix frei wählen. Notwendige staatliche Beihilfen für den Aufbau neuer Kernkraftkapazitäten müssen den EU-Vorschriften für staatliche Beihilfen und den Bestimmungen des Stromabkommens entsprechen.

### Szenario mit geringer Integration:

- Die Schweiz ist von den EU-Gremien und -Plattformen ausgeschlossen, die den grenzüberschreitenden Stromaustausch und die Spannungsregelung in den Mitgliedsländern koordinieren. Auch ist sie in den Modellen des EU-Stromnetzes schlecht (oder sogar falsch) dargestellt, was zu unerwarteten Stromzu- und -abflüssen an ihrer Grenze führen kann, die ausgeglichen werden müssen. Dies ist bereits heute (Q2 2025) zunehmend der Fall und wird sich ohne eine Einigung noch verschärfen.
- Das EU-Stromsystem kann nur in begrenztem Umfang zum Ausgleich kurzfristiger und saisonaler Schwankungen oder zur Deckung von Versorgungsengpässen genutzt werden, d.h. die Ablehnung eines Stromabkommens bedeutet nicht, dass der frühere Zustand des Stromaustauschs fortgesetzt wird. Dies gilt insbesondere für Zeiten von Versorgungsengpässen in grösseren Regionen der EU (z.B. «Dunkelflauten»). Der Handel mit den Nachbarländern ist nach wie vor möglich (die Grenzen werden offen sein), wird aber aufgrund der

höheren Unsicherheiten im Vergleich zu Abkommen mit EU-Mitgliedsstaaten für diese Länder wahrscheinlich nur zweitrangig sein (Frontier Economics 2021).

- Das EU-Stromsystem kann nicht wie heute als Backup für unerwartete Ausfälle von KKW oder anderen grossen Kraftwerken dienen. Für die kurzfristige Spannungsregelung muss Swissgrid entsprechende Kaufoptionen auf dem (Heimat-)Markt erwerben (sofern noch verfügbar). Nach einiger Zeit muss der Eigentümer die Reserveenergie bereitstellen, d. h. auf dem Markt einkaufen, bis das Kraftwerk wieder anläuft.
- Mit oder ohne neue KKW werden im Inland hochflexible Backup-Kraftwerke mit geringen Kapitalkosten benötigt, eines mit einer Kapazität in der Grössenordnung des grössten Kraftwerks (dies gilt auch für Gösgen und Leibstadt), andere, um sonnen- (und wind-)schwache Produktionsperioden ausgleichen zu können, soweit sie nicht durch (saisonale) Speicherkapazitäten, insbesondere im Winter, abgedeckt sind.
- Die absehbare Abschaltung der bestehenden KKW (z. B. Beznau im Jahr 2032/2033) muss im Inland in «Echtzeit» kompensiert werden. Wenn die Importe eingeschränkt werden, vor allem bei Engpässen, muss die inländische Stromproduktionskapazität zusätzlich erhöht werden, teilweise durch erneuerbare Energien (mit mittel- bis langfristig steigendem Anteil), saisonale Speicher und/oder Nachfragesteuerung und Gaskraftwerke.
- Die Versorgungssicherheit muss hauptsächlich durch inländische Quellen und Speicherkapazitäten gewährleistet werden.
- Die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen kann nicht jederzeit garantiert werden.
- Die Schweiz ist bei der Gestaltung staatlicher Beihilfen für neue Nuklearanlagen nicht durch EU-Regeln eingeschränkt.

**Zeitplan:** Volksabstimmung wahrscheinlich im Zeitraum 2028–2029.

**Verantwortlich:** Parlament und Bevölkerung.

### 6.3 Investitionen, Betrieb und Finanzierung

Ein dritter Entscheid (E3) umfasst politische Entscheidungen rund um Investition, Betrieb und Finanzierung eines neuen KKW. Dabei geht es um die Klärung recht-

licher und finanzieller Rahmenbedingungen für private und öffentliche nationale und internationale Unternehmen (z. B. kantonale Versorgungsunternehmen oder internationale Technologieanbieter), wobei auch Kantone, Bund, Parlament und die breite Öffentlichkeit einbezogen werden können.

Aufgrund der hohen Kapital- und niedrigen Betriebskostenstruktur von KKW hängt die Investitionsrendite in hohem Masse von einer Reihe künftiger Entwicklungen ab, die grosse Unsicherheiten beinhalten, wie (internationale) Strompreise, Marktvorschriften, technische Entwicklungen bei konkurrierenden Energiequellen und in anderen Sektoren (z. B. Speicherkapazitäten und -preise, Netzmanagement), künftiger Bedarf an Grundlastproduktion, künftige Preise für Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe, öffentliche Akzeptanz usw. (siehe Kapitel 5). Potenzielle Investoren und Betreiber werden daher zumindest die wichtigsten politischen Entscheidungen abwarten (E1, E2 und Entscheide über staatliche Subventionen und Finanzgarantien), bevor sie mit der Planung eines neuen KKW beginnen.

Eine zentrale Frage wird daher sein, wer die Kosten und Investitionsrisiken eines neuen KKW trägt (siehe Kapitel 5). Die Klärung dieser Frage markiert Entscheid E3. Für jede Art von staatlicher Unterstützung für den Betrieb neuer KKW ist ein neues Gesetz oder eine Gesetzesänderung erforderlich. Dies wird wahrscheinlich zu Diskussionen und Verhandlungen zwischen potenziellen Investoren/Betreibern und der Politik (Regierung/Parlament) über notwendige Regelungen und rechtliche Anpassungen führen, um ihre finanziellen Risiken auf ein akzeptables Niveau zu reduzieren. Ein möglicher Weg wäre dann der Vorschlag von entsprechenden Gesetzesänderungen durch die Regierung und anschliessende Verhandlungen im Parlament. Wenn ein Konsens gefunden wird, kann eine solche Änderung durch ein Referendum mit anschliessender Volksabstimmung noch angefochten werden.

Dieser Prozess kann (muss aber nicht) parallel oder in Kombination mit der rechtlichen Umsetzung der Blackout-Initiative laufen, wenn diese von der Bevölkerung angenommen wird; (siehe Kapitel 6.1 und E1). Der Prozess, der zu E3 führt, kann beginnen, sobald E1 den Weg geebnet hat. Wie lange dies dauern wird, lässt sich nur schwer abschätzen (wahrscheinlich 3–4 Jahre, evtl. mehr).

**Zeitplan:** Die Entscheidung wird um oder nach 2030 getroffen werden.

**Verantwortlich:** Parlament (und Bevölkerung)

## 6.4 Änderungen des Stromversorgungssystems, Bewertung und Entscheidung zur Beantragung einer Rahmenbewilligung

Der vierte Entscheid (E4) beinhaltet die Entscheidung potenzieller künftiger Betreiber und Investoren, eine Rahmenbewilligung zu beantragen (andernfalls wird keine Anlage gebaut). Der Entscheid wird in Abhängigkeit von wirtschaftlichen Überlegungen im Zusammenhang mit E3 (erörtert in den Kapiteln 5.2.3 und 6.3., erwarteten Entwicklungen im schweizerischen Energieversorgungssystem (erörtert in Kapitel 5.2.2) sowie dem beobachteten Ausbau der erneuerbaren Stromkapazitäten und einer Bewertung der verfügbaren Kernkrafttechnologien und entsprechender Erfahrungen (erörtert in den Kapiteln 4.2 und 5.1.3) getroffen. Er kann auch Entscheidungen der Bundesverwaltung einbeziehen.

Ein weiterer Punkt in der Periode zwischen E3 und E4 wird der Entscheid der Betreiber über den langfristigen Betrieb der KKW Gösgen und Leibstadt sein, der definiert, zu welchem Zeitpunkt die entsprechende Strommenge ersetzt werden muss. Es wird erwartet, dass ein langfristiger Betrieb technisch machbar ist, so dass die Entscheidung, wie lange Gösgen und Leibstadt betrieben werden, von den Betreibern hauptsächlich auf der Grundlage wirtschaftlicher Entscheidungen getroffen wird, d. h. der Rentabilität der Anlagen im Hinblick auf die notwendigen Nachrüstungen. Auch mögliche staatliche Förderungen könnten bei diesen Überlegungen eine Rolle spielen. In Anbetracht der derzeit erwarteten Abschalttermine 2039 und 2044 für Gösgen und Leibstadt muss die Entscheidung für einen Betrieb über diese Zeitpunkte hinaus auf jeden Fall relativ weit im Voraus getroffen werden, was eine Entscheidung in den späten 2020er oder frühen 2030er Jahre bedeuten würde.

**Zeitplan:** Es ist davon auszugehen, dass ernsthafte Überlegungen von potenziellen Betreibern erst dann angestellt werden, wenn die finanziellen Rahmenbedingungen sowie Förderungen und die EU-Beziehungen feststehen oder absehbar sind. Es ist jedoch nicht auszuschliessen, dass vorher Vorabklärungen (z. B. bezüglich Standort oder möglicher Reaktortypen und -bauer) getroffen werden oder ein Neubau an einem bestehenden Standort mit bekannten Standortbedingungen angestrebt wird, was die Zeit bis zur Einreichung verkürzen könnte. Die Schätzung von 1–3 Jahren ist daher eher optimistisch. Voraussichtlich in der ersten Hälfte der 2030er Jahre (frühestens 2031/2032).

**Zeitplan:** Die Zeitdauer kann sehr unterschiedlich sein und hängt u. a. von vorhergehenden Abklärungen, Verhandlungsdauer zu Standort, Anbietern, Finanzierungen usw. ab. Geschätzte Dauer ist 1–3 Jahre.

**Verantwortlich:** Mögliche Betreiber/Unternehmen

## 6.5 Erteilung der Rahmenbewilligung

E5 ist das Ergebnis einer Volksabstimmung (falls das Referendum ergriffen wird, was sehr wahrscheinlich ist) über die Rahmenbewilligung für ein neues KKW. Zu den Hauptakteuren im Prozess, der zu E5 führt, gehören die Investoren/Betreiber, das ENSI, der Bundesrat, das Parlament und schliesslich die Öffentlichkeit.

Um ein neues KKW in der Schweiz zu bauen und zu betreiben, sind drei Bewilligungen erforderlich: Eine Rahmenbewilligung, eine Baubewilligung und eine Betriebsbewilligung (wobei es möglich ist, die beiden letzten zu kombinieren).

Die Rahmenbewilligung wird einer Aktiengesellschaft, einer Genossenschaft oder einer öffentlich-rechtlichen Körperschaft erteilt; handelt es sich bei der Gesuchstellerin um eine ausländische Gesellschaft, so muss diese eine im Handelsregister eingetragene Zweigniederlassung in der Schweiz haben. Der Betreiber einer Kernanlage muss Eigentümer dieser Anlage sein. Der Eigentümer/Betreiber muss die Voraussetzungen für die Erteilung einer Rahmenbewilligung, die Erteilung einer Baubewilligung und die allgemeinen Pflichten des Bewilligungsinhabers erfüllen (Marti 2016).

Im Gegensatz zu den Kantonen und ihren Versorgungsunternehmen kann der Bund nicht als Investor/Betreiber auftreten, da er keine Stromproduktionskapazitäten halten darf. Eine Ausnahme bilden die Bewirtschaftungsmassnahmen gemäss dem Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung vom 17. Juni, das Möglichkeiten zur Bereitstellung von Produktionskapazitäten im Falle von strategischen Engpässen bietet (Müller 2016a).

Die Rahmenbewilligung wird durch den Bundesrat erteilt. Diese Erteilung muss dem Parlament zur Genehmigung vorgelegt werden. Ein Parlamentsbeschluss über die Erteilung der Rahmenbewilligung (nicht aber deren Verweigerung; Müller 2016b) untersteht dem fakultativen Referendum. Da die Kernenergie in der Schweiz seit Mitte der 1970er Jahre ein sehr umstrittenes Thema ist (siehe Kapitel 5.2.1), ist eine Volksabstimmung über jedes neue KKW sehr wahrscheinlich. Zudem erlaubt das Rahmenbewilligungsverfahren breite Formen der Mitwirkung: Mitwirkung (evtl. auch Volksabstimmung) des Kantons, in dem die Anlage stehen soll, sowie Einsprachmöglichkeiten durch Einzelpersonen und Rekursmöglichkeiten von als Partei eingestufteten Personen. Die Rahmenbewilligung ist jedoch nicht Gegenstand von Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht.

**Zeitplan:** Der gesamte Prozess inklusive Erarbeitung der Rahmenbewilligung durch Betreiber, Beurteilung durch Behörden und evtl. Abstimmung dauert etwa vier Jahre (Manera et al. 2024, Kap. 9). Voraussichtlich in der 2. Hälfte der 2030er Jahre.

**Verantwortlich:** Parlament; Kanton und Standortgemeinde; nationale, (evtl.) kantonale und kommunale Bevölkerung; Bundesrat

## 6.6 Erteilung der Baubewilligung und Baubeginn

E6 ist an die Erteilung der Baugenehmigung und den Beginn der Bauarbeiten gebunden.

Das Baugenehmigungsverfahren umfasst u. a. die Einholung von Angeboten bei Lieferanten, die Bewertung der Angebote und ein komplexes Lieferantenauswahlverfahren, die Erstellung des Bauantrags und die Bewertung des Antrags durch die Behörden. Dieses Verfahren kann nach Schätzungen einer Nuklearorganisation (Nuklearforum 2007) ohne Einsprüche etwa 3–4 Jahre dauern. Gegen die Baubewilligung und die Betriebsbewilligung kann nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz vom 20. Dezember 1968 Einsprache erhoben werden. Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht und an das Bundesgericht sind möglich (und wahrscheinlich) und können viel Zeit in Anspruch nehmen (ca. 2 Jahre).

**Zeitplan:** Der gesamte Prozess dauert 5–6 Jahre (z. B. Manera et al. 2024, Kap. 9). Voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2040.

**Verantwortlich:** Betreiber, Reaktorbauer/Konsortium, ENSI, Gerichte.

## 6.7 Abschluss der Bauarbeiten, Erteilung der Betriebsgenehmigung und Beginn der Stromproduktion

Der letzte Entscheid (E7) umfasst verschiedene Schritte: Abschluss des Baus, Erteilung der Betriebsbewilligung und Inbetriebnahme des KKW. Die Betriebsbewilligung kann jedoch parallel zum Bau der Anlage erteilt werden und der entsprechende Prozess dauert etwa 6 Jahre (z. B. Manera et al. 2024).

Die Schätzung der Bauzeit ist schwierig und die Erfahrungen variieren je nach Anbieter, Region und Land erheblich, wie in Kapitel 5.1.2 erläutert. Die Erfahrungen liegen zwischen 10 (USA, Westinghouse), 14–17 Jahren (Europa, EDF) in westlichen Ländern bis hin zu etwa

8–10 Jahren (Südkorea und Saudi-Arabien; KEPCO) oder neun Jahren (China; EDF EPRs in Taishan) oder sogar etwa nur vier Jahren in Japan (allerdings wurden diese Anlagen vor etwa 20 Jahren gebaut und hatten während ihrer Betriebszeit bis zu ihrer Stilllegung im Jahr 2011 technische Probleme und niedrige Auslastungsfaktoren). Lehren aus aktuellen Projekten in westlichen Ländern könnten die Bauzeit verkürzen, doch scheint der Erfahrungsaustausch nicht optimal zu sein. Zudem könnten die unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen in diesen Ländern sowie in der Schweiz (mit z. B. zusätzlichen Anforderungen in Bezug auf Erdbeben) und andere Arbeitskräfte immer noch «erstmalige» Aspekte mit sich bringen. Wir gehen von Bauzeiten von acht Jahren oder mehr aus, unter Berücksichtigung, dass Russland (mit vergleichsweise kurzen Bauzeiten) kaum zur Debatte steht; China im Ausland wenig aktiv ist und kürzlich sein finanzielles Engagement in Hinkley Point (GB; Cour des Comptes 2025) zurückgezogen hat; Japan/GE-Hitachi sich anscheinend auf SMR konzentriert und in den letzten 20 Jahren nur wenig Konstruktionserfahrung gesammelt hat; es in den letzten zehn Jahren keine effektive Bauzeit von weniger als acht Jahren von potenziellen Baufirmen gab; und KEPCO in der Tschechischen Republik kürzlich eine Bauzeit von acht Jahren angeboten hat (Nuklearforum 2024).

Auch in diesem letzten Schritt der Erteilung der Betriebsgenehmigung sind gerichtliche Einsprüche möglich.

**Zeitplan:** Bauzeit von acht Jahren oder mehr. Voraussichtlich frühestens um 2050 (unter der Berücksichtigung, dass der erwartete Zeitplan bei allen Schritten niedrig angesetzt ist) oder später.

**Verantwortlich:** Betreiber, Reaktorbauer, ENSI, Gerichte

## 6.8 Schlussbemerkungen

Zunächst ist festzuhalten, dass die genannten Schritte zahlreiche Interdependenzen zwischen verschiedenen, parallel verlaufenden Entwicklungen und Entscheidungen (z. B. politische Diskussionen und technische Entwicklungen auf nationaler und internationaler Ebene) umfassen, die in einer solchen Diskussion oder in Abbildung 4 nicht im Detail aufgeschlüsselt werden können.

Zweitens konzentrieren sich diese Schritte auf einen möglichen – eher optimierten – Weg zu einem neuen KKW in der Schweiz und die entsprechenden Schritte und Hürden. Es werden weder alternative Pfade bewertet noch unterschiedliche Pfade oder Entscheidungen verglichen. Jedoch gilt es zu beachten, dass es bei den verschiedenen Pfadschritten jeweils Hürden gibt, insbeson-

dere Volksabstimmungen oder politische bzw. juristische Entscheidungen, sowie unvorhersehbare internationale Entwicklungen (wie z.B. ein nuklearer Unfall irgendwo auf der Welt), die diesen Pfad abrupt beenden oder zumindest erheblich verlängern können. Deshalb besteht ein hohes Risiko, dass letztlich eine grosse Strommenge fehlte, sollte in der Energiestrategie mit einem neuen KKW gerechnet werden. In jedem Fall ist es aus Gründen der Versorgungssicherheit ratsam, auf diese Situation vorbereitet zu sein und die Entwicklung des Energieversorgungssystems gemäss der akzeptierten Schweizer Energiestrategie so schnell wie möglich weiterzuverfolgen, aber auch die Option der Integration von KKW als zusätzliche oder ergänzende kohlenstoffarme Produktionsmöglichkeit im Falle günstiger technischer und wirtschaftlicher Entwicklungen im Auge zu behalten.

Zusammenfassend werden noch drei Aspekte hervorheben:

- Der obenstehende Zeitplan kann sich aufgrund von Veränderungen bei den Schlüsselparametern (Geschwindigkeit beim Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, Lebensdauer der bestehenden KKW, wettbewerbsfähige Alternativen, Effizienzsteigerungen usw.) auch anders entwickeln als beschrieben. Die Hauptmerkmale wie Entscheidungszeiträume und Pfadabhängigkeiten sollten jedoch robust genug sein, um den politischen Akteuren zu gegebener Zeit als Entscheidungshilfe zu dienen.
- Der Zeitplan weist darauf hin, dass basierend auf verschiedenen Entwicklungen in den nächsten paar Jahren wichtige Entscheidungen über die Wege anstehen, die zwischen Anfang und Ende der 2030er Jahre in der Energieversorgung eingeschlagen werden sollen. Diese Entscheidungen werden die Grundlage dafür bilden, dass ein zu jedem Zeitpunkt widerstandsfähiges Energie- und insbesondere Stromversorgungssystem bis Mitte/Ende der 2040er Jahre realisiert werden kann.
- Um Planungssicherheit zu schaffen ist es wichtig, dass es klare Signale aus der Politik gibt, in welche Richtung der Weg gehen soll, d.h. welche Optionen in welcher Weise unterstützt werden.

Die Pfadabhängigkeiten sind in Abbildung 4 zusammenfassend dargestellt.

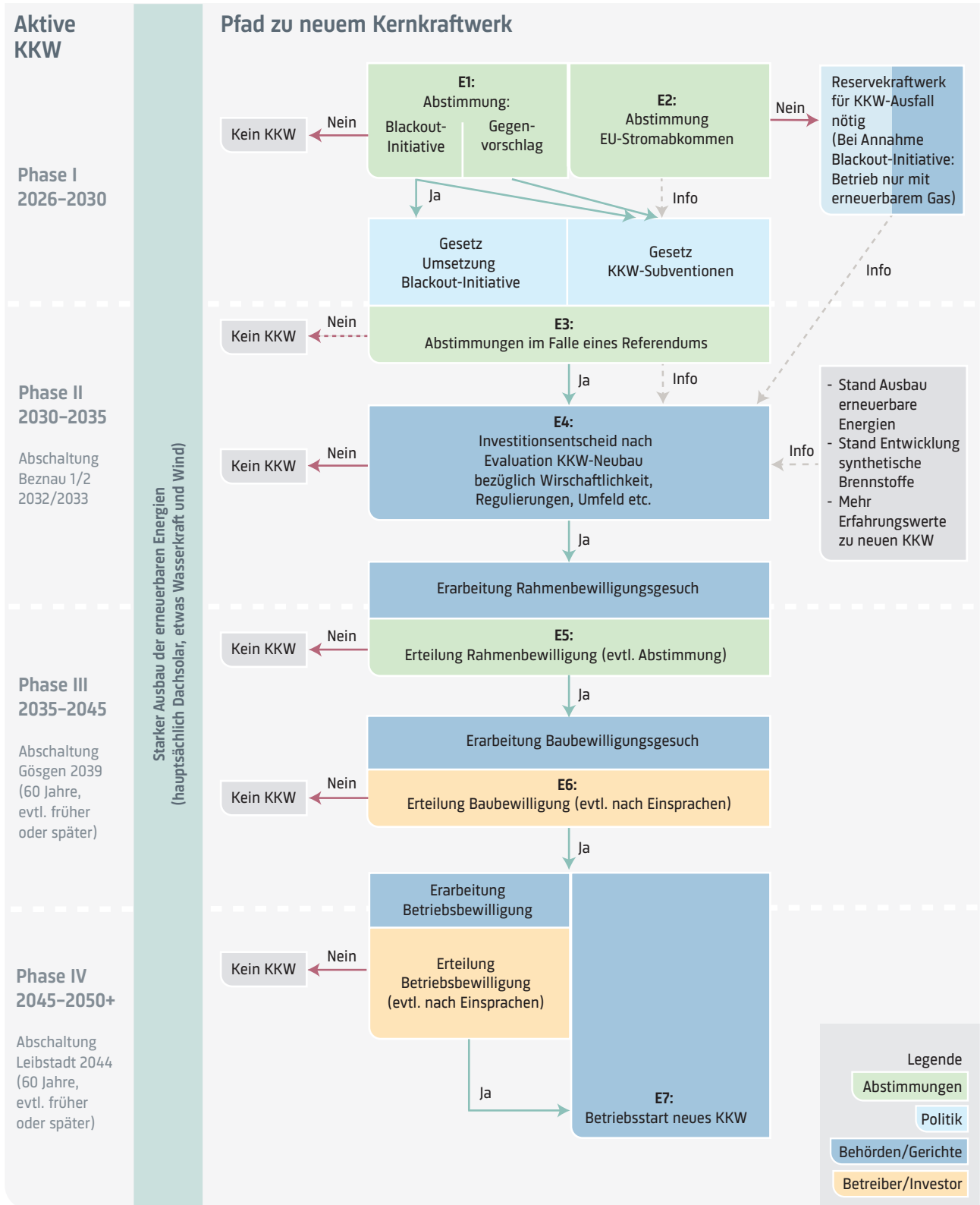


Abbildung 4: Wesentliche Verzweigungs- und Entscheidungspunkte (E1 bis E7) bzw. -phasen auf dem Weg zu einem neuen KKW der heute kommerziell verfügbaren Technologie (Gen. III/III+) in der Schweiz. Grundlage dazu bilden die aktuellen Gesetze und Regelungen sowie politische Initiativen.

Der in diesem Kapitel beschriebene politische Prozess führt zu einer zeitlichen Abfolge von politischen Entscheidungen, die alle eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, so dass in der Summe eine Mindestzeit benötigt wird, bis ein neues KKW in Betrieb genommen werden kann (siehe Abbildung 5). Es ist sehr wahrscheinlich, dass potenzielle Investoren mit der Planung eines neuen KKW warten werden, bis die grundlegenden politischen Entscheidungen getroffen wurden (Aufhebung des Verbots neuer KKW, Entscheidungen über das Stromabkommen

mit der EU, staatliche Unterstützung und finanzielle Garantien für neue KKW). Es ist schwer abzuschätzen, wie viel Zeit der Entscheidungsprozess bis zur Beantragung einer allgemeinen Genehmigung in Anspruch nehmen wird. Abbildung 5 integriert die Abfolge dieser Entscheidungen mit gewissen Unsicherheitsbereichen zu einem entsprechenden Zeitplan, der einen Eindruck davon vermittelt, wann mit der Inbetriebnahme eines neuen KKW frühestens zu rechnen ist.

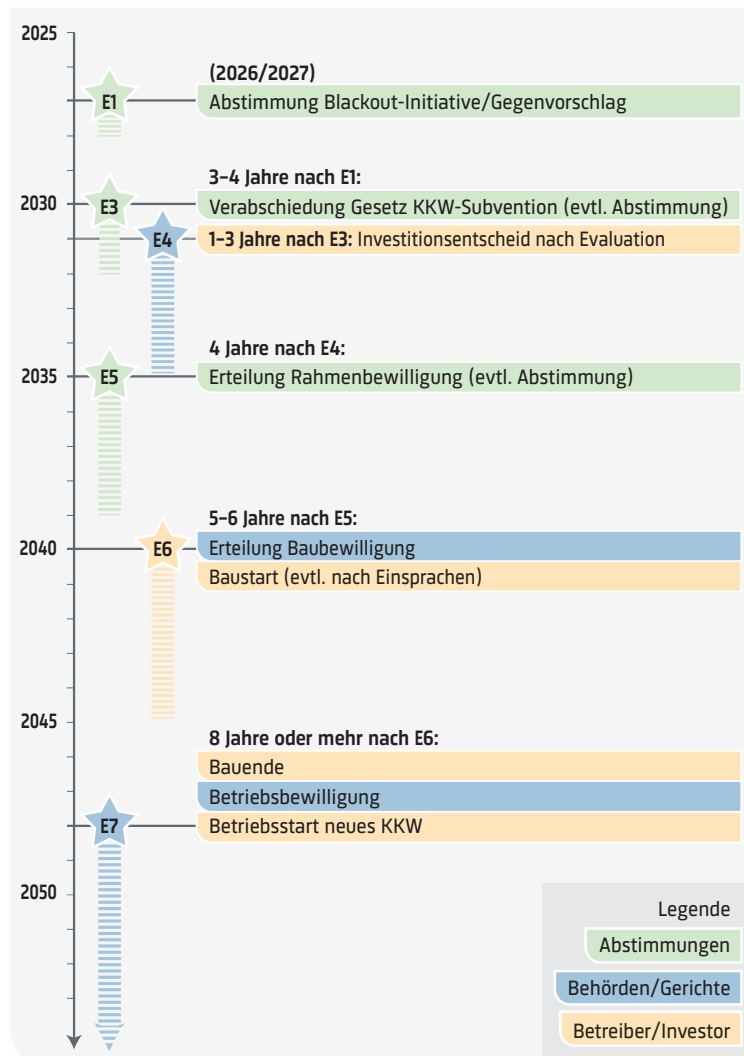


Abbildung 5: Geschätzter kumulierter Zeitbedarf für die politischen und betriebsbezogenen Entscheidungsprozesse für ein neues KKW. Der Stern markiert den aufgrund von Erfahrungswerten geschätzten frühesten Zeitpunkt der entsprechenden Entscheide E1 bis E7 (siehe Kapitel 6). Der gestrichelte Balken markiert jeweils den kumulierten Unsicherheitsbereich der geschätzten Zeitdauer der vorangehenden Prozesse. Der Zeitplan basiert auf dem bestehenden Rechtsrahmen und den zu erwartenden minimalen Gesetzesänderungen, um ein neues KKW zu ermöglichen (E2 ist hier nicht aufgeführt, da er den Zeitrahmen nicht direkt beeinflusst).

## Literatur

- AEMO (2017) **Review of the Black System South Australia Report – System Event of 28 September 2016**. AEMO, Melbourne, VIC, Australia, 2017.
- Bauer C, Hirschberg S et al. (2017) **Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies PSI, WSL, ETHZ, EPFL**. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. <https://www.psi.ch/sites/default/files/import/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>
- BFE (2022) **Wieviel Strom produziert der Flügel einer Windanlage bei einer Umdrehung?** Energieia plus. <https://energieiaplus.com/2022/04/14/liebes-bfe-wieviel-strom-produziert-der-fluegel-einer-windanlage-bei-einer-umdrehung>
- BFE (2025) **Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024**. Bern, BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE (2024b) **Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken**. BFE. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11837>
- BFE (2024c) **Erneuerbare Energien (Fördermassnahmen)**. BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>
- BFE (Hrsg.) (2012) **Bewertung aktueller und zukünftiger Kernergietechnologien. Erweiterte Zusammenfassung des Berichts «Current and Future Nuclear Technologies»**. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdW-JkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTA0NA==.html>
- BKW (2024) **Mit Photovoltaik die Winterversorgung sichern? Ja, aber...** <https://www.bkw.ch/de/ueber-uns/aktuell/blog/energie-fuer-morgen/mit-photovoltaik-die-winterversorgung-sichern-ja-aber>
- BKW (2020) **Stilllegung Kernkraftwerk Mühleberg**. [https://www.bkw.ch/fileadmin/user\\_upload/03\\_Energie/03\\_05\\_Energieproduktion/Stilllegung\\_Kernkraftwerk\\_Muehleberg/Kompetenzbroschuere\\_Stilllegung\\_KKM\\_DE.pdf](https://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/03_Energie/03_05_Energieproduktion/Stilllegung_Kernkraftwerk_Muehleberg/Kompetenzbroschuere_Stilllegung_KKM_DE.pdf)
- Boulouchos K, Neu U et al. (2022) **Schweizer Energiesystem 2050: Wege zu netto null CO<sub>2</sub> und Versorgungssicherheit**. Kurzfassung. Swiss Academies Reports 17 (3)
- CAISO (2016) **Frequency Response Phase 2**. CAISO, Folsom, CA, USA.
- Clean Air Task Force (2023) **The 2022 French nuclear outages: Lessons for nuclear energy in Europe**. <https://www.catf.us/2023/07/2022-french-nuclear-outages-lessons-nuclear-energy-europe>
- Cour des comptes (2025) **La Filière EPR: une dynamique nouvelle, des risques persistantes**. Rapport publique thématique, Cour des Comptes. [https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR%20-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants\\_0.pdf](https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR%20-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants_0.pdf)Cours des comptes
- Demiray T, Ingold T (2024) **Energiezukunft 2050. Auswirkungen auf die Verteilnetze**. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (Hrsg). <https://www.strom.ch/de/media/14919/download>
- Der Bundesrat (2024) **Faktenblatt Strom [EU-Stromabkommen]**. [https://www.eda.admin.ch/content/dam/europa/de/documents/fs/paketansatz/2024-strom\\_DE.pdf](https://www.eda.admin.ch/content/dam/europa/de/documents/fs/paketansatz/2024-strom_DE.pdf)
- Dermont C, Ingold K, Kammermann L, Stadelmann-Steffen I (2017) **Bringing the policy making perspective in: A political science approach to social acceptance**. Energy Policy, 108 (July 2016), 359–368. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.062>
- DOE (2015) **An Assessment of Energy Technologies and research**. Quadrennial Technology Review. U.S. Department of Energy. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/Quadrennial-Technology-Review-2015\\_0.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/Quadrennial-Technology-Review-2015_0.pdf)
- Keles D, Dehler-Holland J, Densing M, Panos E, Hack F, (2020) **Cross-border effects in interconnected electricity markets – an analysis of the Swiss electricity prices**. Energy Economics: 90, 104802. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104802>
- ENSI (2022) **Convention on Nuclear Safety 2022**. <https://ensi.admin.ch/en/wp-content/uploads/sites/5/2022/08/Switzerland-9th-CNS-National-Report.pdf>
- ESC (2023) **Swiss electricity supply after the «Mantelerlass» – quo vadis? – A perspective on Nuclear Power**. Energy Science Center ETH Zürich. [https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2023/09/Report\\_Economiesuisse\\_Schwarz\\_Nuclear\\_Study-20.pdf](https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2023/09/Report_Economiesuisse_Schwarz_Nuclear_Study-20.pdf)
- Frontier Economics (2021) **Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU**. Schlussbericht, September 2021. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf>
- Gupta R, Sossan F, Paolone M (2021) **Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland**, Applied Energy, 116010, vol. 281.
- IAEA (2024) **IAEA Power Reactor Information System (PRIS)**. <https://pris.iaea.org/pris>
- IEA (2021) **The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions**. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>
- IEA (2024) **World Energy Outlook 2024**. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IEA (2025) **The Path to a New Era for Nuclear Energy**. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>
- Kriesi H (2017) **Switzerland**. In Müller WC, Thurner PW (Eds.), The Politics of Nuclear Energy in Western Europe (Vol. 1, pp. 259–285). Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/oso/9780198747031.001.0001>
- Kristiansen S, Bonfadelli H, Kovic M (2018) **Risk Perception of Nuclear Energy after Fukushima: Stability and Change in Public Opinion in Switzerland**. International Journal of Public Opinion Research, 30 (1), 24–50. <https://doi.org/10.1093/ijpor/edw021>
- Lazard (2024) **LCOE+ Levelized Cost of Energy Version 17.0**. Lazard. <https://www.lazard.com/media/gjyffoqd/lazards-lcoeplus-june-2024.pdf>
- Hirth L, Ueckerdt F, Edenhofer O (2015) **Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability**. Renewable Energy, Volume 74, Pages 925–939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Lokhov A (2011) **Load-following with nuclear power plants**. NEA-News No 29.2. <https://www.oecd-nea.org/nea-news/2011/29-2/nea-news-29-2-load-following-e.pdf>
- Lovering JR, Yip A, Nordhaus T (2016) **Historical construction costs of global nuclear power reactors**. Energy Policy 91: 371–382. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.011>

- Manera A, Pautz A (eds.), Bauer C, Williams T, Krepel J, Mikityuk K, Schwarz G, Theiler Ch, Fasoli A, Schlatter Ch, Sedlak K (2024) «**Technology Monitoring of Nuclear Energy**». PSI, ETHZ, EPFL. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI, Switzerland.
- Markard J, Bento N, Kittner N, Nuñez-Jimenez A (2020) **Destined for decline? Examining nuclear energy from a technological innovation systems perspective**. *Energy Research & Social Science* 67: 101512.
- Marti J (2016) In: Kratz et al., **Kommentar zum Energierecht**. Band II, Bern, Art. 22, margin figures 5 ff.
- Müller RP (2016a) **Stromversorgungssicherheit – Zwischen zukunftsgerichteter Planung und Bewirtschaftung**. Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht 2016, p. 59 ff., p. 64 f. and p. 80 f.
- Müller RP (2016b) In: Kratz et al., **Kommentar zum Energierecht**. Band II, Bern, Art. 48, margin figures 29 f.
- Müller RP (2015) **Nuklearaufsicht in der Schweiz**. *Sicherheit & Recht* 3/2015, p. 189 ff. / 194 f.
- NRC (2025) **Status of Subsequent License Renewal Applications**. United States Nuclear Regulatory Commission. <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>
- Nuklearforum (2024) <https://www.nuklearforum.ch/de/news/tschechien-khnp-aus-suedkorea-fuer-dukovany-neubau-ausgewaehlt>
- Nuklearforum (2025) <https://www.nuklearforum.ch/de/news/westinghouse-kepco-und-khnp-beenden-streit-um-geistiges-eigentum>
- OECD (2022) **Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050**.
- Peterson P, Zhao H, Petroski R (2005) **Metal And Concrete Inputs For Several Nuclear Power Plants**. University of Berkeley, Report UCBTH-05-001, 2005. [https://fhr.nuc.berkeley.edu/wp-content/uploads/2014/10/05-001-A\\_Material\\_input.pdf](https://fhr.nuc.berkeley.edu/wp-content/uploads/2014/10/05-001-A_Material_input.pdf)
- Rothwell G (2022) **Projected electricity costs in international nuclear power markets**. *Energy Policy* 164: 112905.
- Schleiniger R, Betz R, Winzer C (2019) **Der schweizerische Strommarkt zwischen Liberalisierung und Regulierung: eine ökonomische Auslegeordnung**. Zürich: Dike
- SWEET CROSS (2024) **SWEET: Results using CROSS scenarios V2022-09**. <https://sweet-cross.ch/results>
- Swiss Academies of Sciences (2022) **Swiss Energy System 2050: Pathways to Net Zero CO<sub>2</sub> and Security of Supply**. Bern. [https://proclim.scnat.ch/en/for\\_the\\_media/uuid/i/5eca5222-206f-5922-8168-97a73b4a6e1e-Swiss\\_Energy\\_System\\_2050\\_Pathways\\_to\\_Net\\_Zero\\_CO2\\_and\\_Security\\_of\\_Supply](https://proclim.scnat.ch/en/for_the_media/uuid/i/5eca5222-206f-5922-8168-97a73b4a6e1e-Swiss_Energy_System_2050_Pathways_to_Net_Zero_CO2_and_Security_of_Supply)
- Trutnevyte E et al. (2024) **Renewable Energy Outlook for Switzerland**. <https://doi.org/10.13097/archive-ouverte/unige:172640>
- Van Liedekerke A, Giorgiev B, Savelsberg J, Eberhard S, Schmidt T, Steffen B, Sansavini G, Wen X, Sasse JP, Trutnevyte E, Darudi A, Dujardin J, Lehning M, Thalmann P, Vielle M, Nathani C, Stadelmann Steffen I (2025) **Renewable Energy Outlook II for Switzerland**. ETH Zürich, Zürich, Switzerland. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000735887>
- Verbruggen A, Yurchenko Y (2017) Positioning Nuclear Power in the Low-Carbon Electricity Transition, *Sustainability*, Volume 9 (1), 163, doi:10.3390/su9010163
- Willemsen S et al. (2022) **Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energie auf die Schweizer Stromverteilnetze**. BFE (ed.). <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTEyMDU=.html>
- WNISR (2025) **World Nuclear Industry Status Report**. <https://www.worldnuclearreport.org/Fewer-Countries-Building-New-Reactors>
- World Nuclear Association (2024) <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium#uranium-availability>
- Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ (2007) **Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept**. *Energy Policy*, 35(5), 2683–2691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001>
- Zhang, Bauer (2018) **Life Cycle Assessment (LCA) of Nuclear Power in Switzerland**. Paul-Scherrer Institut, Villigen, Switzerland.
- Zubair et al. (2023) **Enhanced uranium extraction selectivity from seawater using dopant engineered layered double hydroxides**. *Energy Adv.*, 2023, 2, 1134.

## Wer sind wir?

Die **Akademien der Wissenschaften Schweiz** sind ein Verbund der vier wissenschaftlichen Akademien der Schweiz: der Akademie der Naturwissenschaften Schweiz (SCNAT), der Schweizerischen Akademie der Geistes- und Sozialwissenschaften (SAGW), der Schweizerischen Akademie der Medizinischen Wissenschaften (SAMW) und der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW). Sie umfassen nebst den vier Akademien die Kompetenzzentren TA-SWISS und Science et Cité sowie weitere wissenschaftliche Netzwerke. Der wissenschaftliche Nachwuchs organisiert sich in der Jungen Akademie Schweiz. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz vernetzen die Wissenschaften regional, national und international. Sie vertreten die Wissenschaftsgemeinschaften disziplinar, interdisziplinär und unabhängig von Institutionen und Fächern. Ihr Netzwerk ist langfristig orientiert und der wissenschaftlichen Exzellenz verpflichtet. Sie beraten Politik und Gesellschaft in wissenschaftsbasierten und gesellschaftsrelevanten Fragen.

Die **Erweiterte Energiekommission der Akademien der Wissenschaften Schweiz** fördert und koordiniert die Diskussion und den Wissensaustausch zu den Themen Energie und nachhaltige Nutzung von Ressourcen innerhalb der Forschungsgemeinschaft und pflegt den Dialog mit Politik und Gesellschaft. Sie sucht die Zusammenarbeit mit Schweizer Hochschulen und Fachhochschulen und unterhält ein Netzwerk der Schweizer Forschungsgemeinschaft zum Thema Energie.

