



Peter Burgherr, Vinh N. Dang, Evangelos Panos, Lucas J. Fernandez de Losada, Kannan Ramachandran, Romain Sacchi, Russell McKenna, Annalisa Manera, Leonidas Paroussos, Sakis Morfis, Isabelle Stadelmann-Steffen, Jonas Schmid, Roman Seidl, Matthias Holenstein, Reto Patrick Müller, Andreas Hirstein

Neue Nukleartechnologien

Eine Auslegeordnung für das Schweizer Energiesystem

TA-SWISS 86/2026

Brunngasse 36
CH-3011 Bern
www.ta-swiss.ch

Peter Burgherr, Vinh N. Dang, Evangelos Panos, Lucas J. Fernandez de Losada, Kannan Ramachandran, Romain Sacchi, Russell McKenna, Annalisa Manera, Leonidas Paroussos, Sakis Morfis, Isabelle Stadelmann-Steffen, Jonas Schmid, Roman Seidl, Matthias Holenstein, Reto Patrick Müller, Andreas Hirstein

Neue Nukleartechnologien

Eine Auslegeordnung für das Schweizer Energiesystem

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.dnb.de abrufbar.

This work ist licensed under creative commons licence CC BY 4.0.



Zitiervorschlag
Burgherr, P., Dang, V. N., Panos, E., Fernandez de Losada, L. J., Ramachandran, K., Sacchi, R., McKenna, R., Manera, A., Paroussos, L., Morfis, S., Stadelmann-Steffen, I., Schmid, J., Seidl, R., Holenstein, M., Müller, R. P., Hirstein, A. (2026):
Neue Nukleartechnologien. Eine Auslegeordnung für das Schweizer Energiesystem. TA-SWISS Publikationsreihe (Hrsg.): TA 86/2026. Zürich: vdf.

Hersteller:
vdf Hochschulverlag AG
Schwendenhaustrasse 16
CH – 8702 Zollikon
verlag@vdf.ch
Verantwortlich: Ernst Schärer

Verantwortlich in der EU:
Brockhaus Kommissionsgeschäft GmbH
Kreidlerstrasse 9
DE – 70806 Kornwestheim bei Stuttgart
info@brocom.de

Coverabbildungen:
© Links: Erstellt mit Adobe Firefly (Generative KI), nachbearbeitet in Adobe Photoshop (Rasterfilter), Manuel Gächter, 2026.
© Rechts: Andrey Donnikov / iStock via Getty Images (ID: 945657344)

© 2026 vdf Hochschulverlag AG

ISBN 978-3-7281-4247-4 (Printausgabe)

Download open access:
ISBN 978-3-7281-4248-1 / DOI 10.3218/4248-1

www.vdf.ch
verlag@vdf.ch

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 11
Tabellenverzeichnis 19
Abkürzungsverzeichnis 23
Zusammenfassung 31
Executive Summary 39
Résumé 47
Sintesi 55

1 Einleitung und Projektübersicht 63
1.1 Ausgangslage und Motivation 63
1.1.1 Die Schweizer Energiesituation im Wandel 63
1.1.2 Internationale Kontexte 65
1.1.3 Aktuelle politische Debatten in der Schweiz 66
1.1.4 Relevanz der Studie 67
1.2 Zielsetzungen und zentrale Fragestellungen 68
1.2.1 Hauptziele der Studie 68
1.2.2 Zentrale Fragestellungen 68
1.3 Bisheriger Forschungsstand 69
1.3.1 Nationale Forschung und TA-relevante Aspekte 69
1.3.2 Einordnung und Mehrwert dieser Studie 71
1.4 Methodisches Vorgehen und Projektstruktur 74
1.4.1 Interdisziplinarität und Beteiligung 74
1.4.2 Abgrenzung und Fokus 74
1.4.3 Umsetzung 77
1.5 Struktur des Berichts 79

2 Kernenergie in der Schweiz 81
2.1 Aktueller Stand 81
2.1.1 Kernkraftwerke 81
2.1.2 Stromerzeugung und Auslastung 81
2.1.3 Betreibergemeinschaften, Dienstleister und Brennstoffkreislauf 83
2.1.4 Aktuelle Politik, Gesetze und Verordnungen 85
2.1.5 Langzeitbetrieb 86
2.1.6 Entwicklung des bewilligungsrechtlichen Rahmens 87
2.2 Rechtliche, wirtschaftliche und politische Voraussetzungen für den Bau neuer Kernkraftwerke 88

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3 Technologische Grundlagen ... 91
3.1 Hintergrund und Annahmen der Technologiebewertung ... 91
3.2 Technologiestand 2025 ... 93
3.2.1 Die Klassen ... 93
3.2.2 Sicherheitsmerkmale der Klassen ... 97
3.2.3 Erfahrungen mit dem Bau neuer Reaktoren bis 2025 ... 100
3.2.4 Lage 2035–2040 (neue KKW) ... 102
3.3 Projektphasen und Zeitpläne ... 104
3.3.1 Machbarkeitsstudie, Investitionsentscheidung ... 104
3.3.2 Zeitplan für ein frühes Bauprojekt ... 104
3.4 Neubauprojekt Kenngrössen und Rahmenbedingungen ... 105
3.4.1 Baukosten und Bauzeit ... 105
3.4.2 Voraussetzungen ... 107
3.5 Neue Kernkraftwerke in einem zukünftigen Energiesystem ... 110
3.5.1 Betriebliche Integration künftiger Kernkraftwerke ... 110
3.5.2 Gestehungskosten ... 111
3.5.3 Lieferkette und Brennstoffversorgung ... 114
3.5.4 Brennstoffversorgung ... 115
3.5.5 Entsorgung ... 120
3.6 Zwischenfazit ... 122

4 Gesamtenergiesystem und wirtschaftliche Aspekte ... 125
4.1 Zielsetzung und Abgrenzung ... 125
4.2 Modellrahmen ... 127
4.2.1 Überblick über den integrierten Modellrahmen ... 127
4.2.2 Schweizer TIMES-Energiesystemmodell (STEM) ... 129
4.2.2.1 Erweiterung des Modellhorizonts bis 2070 ... 132
4.2.2.2 Weiterentwicklung der Modellierung erneuerbarer Energien ... 133
4.2.2.3 Weiterentwicklungen bei der Modellierung von Kerntechnologien ... 135
4.2.3 Makroökonomisches Modell GEM-E3-CH ... 141
4.2.3.1 Erweiterung des GEM-E3-CH-Datenrahmens ... 144
4.2.3.2 Verknüpfung von GEM-E3-CH mit dem STEM ... 145
4.2.4 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung – Lebenszyklusanalyse ... 147
4.2.4.1 Methodischer Rahmen der prospektiven Lebenszyklusanalyse ... 149
4.2.4.2 Nuklearinventare und Wirkungsabschätzung ... 150
4.3 Entwicklungspfade, zentrale Annahmen und Sensitivitäten ... 151
4.3.1 Rolle der SWEET-SURE-Entwicklungspfade in dieser Studie ... 152
4.3.2 Die drei verwendeten Entwicklungspfade ... 153
4.3.3 Gemeinsame Annahmen und zentrale numerische Treiber ... 155
4.3.4 Nuklearvarianten mit den neuen Nuklearklassen ... 159
4.3.5 Finanzierungsannahmen, WACC und Abgrenzung zur Projektfinanzierung ... 161
4.3.6 Sensitivitätsanalysen ... 162

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.4 Implementierung der Entwicklungspfade und Plausibilitätsprüfungen 167
4.4.1 Implementierung der Entwicklungspfade 168
4.4.2 Kalibrierung, Schnittstellenkontrolle und Plausibilitätsprüfungen 169
4.5 Ergebnisinterpretation und Grenzen der Aussagekraft 172
4.6 Energiesystemische Modellergebnisse 178
4.6.1 Ausgangslage ohne neue Kernkraft 178
4.6.2 Systembeitrag der Nuklearklassen 188
4.6.3 Strommix, Winterimporte und saisonal-stündlicher Einsatz 193
4.6.4 Sektorkopplung, Flexibilität und Wärmenutzung 202
4.6.4.1 Endenergie, Elektrifizierung und Sektorkopplung 202
4.6.4.2 Speicher, Flexibilität und Einspeisebegrenzung 206
4.6.4.3 Fernwärme, Prozesswärme und andere Anwendungen 208
4.6.5 Sensitivitätsanalyse 209
4.6.5.1 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO) 213
4.6.5.2 Sensitivität hinsichtlich der Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen 222
4.6.5.3 Sensitivität des WACC für neue Kernkraftwerke 229
4.6.5.4 Sensitivität gegenüber Importpreisen 233
4.6.5.5 Sensitivität zur Strommarktintegration und zum Ausbleiben eines Stromabkommens 242
4.6.5.6 Sensitivität zum volkswirtschaftlichen Diskontsatz 249
4.6.5.7 Sensitivität gegenüber den gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen 256
4.6.6 Einordnung der Sensitivitäten 259
4.6.7 Einordnung der Systemwirkungen 264
4.7 Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen 267
4.7.1 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO) 273
4.8 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung 277
4.8.1 Ergebnisse des prospektiven LCA-Rahmenkonzepts 277
4.8.2 Lebenszykluswirkungen des Stromsektors für verschiedene Szenarien 284
4.8.3 Lebenszyklusauswirkungen der Endenergieversorgung in verschiedenen Szenarien 292
4.9 Zwischenfazit 297
4.9.1 Energiesystemische Rolle von Langzeitbetrieb und neuer Kernkraft 298
4.9.2 Sektorkopplung, Importe und Systemkosten 300
4.9.3 Volkswirtschaftliche Wirkungen und Finanzierungsabgrenzung 302
4.9.4 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung 303
4.9.5 Gesamtbeurteilung und Grenzen der Aussagekraft 304

5 Gesellschaftliche und politische Dimensionen 305
5.1 Nukleartechnologien aus gesellschaftlicher Perspektive 305
5.2 Datengrundlagen und Methoden 307

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.2.1 Die Bevölkerungsperspektive: Entwicklungen über die Zeit und Haltung von Bevölkerungsgruppen ... 307
5.2.2 Die Stakeholderperspektive: Entstehung des heutigen Akteurgefüges und Debatte um mögliche Zukünfte ... 308
5.2.2.1 Stakeholderworkshop: Rahmen und Ziele ... 309
5.2.2.2 Vorabinterviews ... 310
5.3 Die Bevölkerungsmeinung zur Kernenergiefrage seit 1957 ... 311
5.3.1 Bevölkerungsumfragen über die Zeit ... 311
5.3.2 Abstimmungen auf Bundes- und kantonaler Ebene ... 313
5.3.3 Wendepunkte der öffentlichen Meinung ... 317
5.4 Welche Faktoren prägen das heutige Stimmungsbild der Schweizer Stimmbevölkerung zur Kernkraft im Detail? ... 321
5.4.1 Die Akzeptanz von Langzeitbetrieb und Neubau im Vergleich ... 321
5.4.2 The least bad: Was, wenn die Bevölkerung aus den weniger beliebten Energiequellen auswählen muss? ... 325
5.4.3 Welche Bevölkerungsgruppen sind für oder gegen Kernenergie? ... 328
5.5 Der Blick zurück: Die Entstehung der heutigen Stakeholderkonstellation 331
5.5.1 NGOs und politische Parteien ... 331
5.5.2 Industrie/EVUs, Forschung, Entsorgung ... 334
5.5.3 Regulatorische Akteure ... 336
5.6 Der Blick nach vorn: Stakeholderdialog und Workshop ... 337
5.6.1 Generelle deskriptive Ergebnisse ... 338
5.6.2 Auswertung nach Themenbereichen ... 340
5.7 Zwischenfazit ... 346

6 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen ... 349
6.1 Nuklearrechtlicher Rahmen ... 349
6.1.1 Allgemeines ... 349
6.1.1.1 Gesetzgebung und Vollzug ... 350
6.1.1.2 Internationale Regelwerke und Standards ... 350
6.1.2 Kernanlagen und Kernmaterialien ... 352
6.1.3 Nuklearrechtliches Bewilligungssystem ... 352
6.1.3.1 Dreistufige Bewilligungskaskade ... 352
6.1.3.2 Nachweise durch die Gesuchstellerin ... 354
6.1.3.3 Anforderungen an die Gesuchstellerin ... 354
6.1.4 Nukleare Sicherheit und Betreiberpflichten ... 355
6.1.5 Aufsicht und staatliches Fachwissen ... 356
6.1.6 Haftung ... 357
6.1.7 Brennstoffkreislauf und Safeguards ... 359
6.1.8 Äussere Sicherheit ... 360
6.1.9 Beurteilung ... 361
6.1.9.1 Allgemeines ... 362

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.1.9.2 Kernanlagen und Kernmaterialien ... 363
6.1.9.3 Nuklearrechtliches Bewilligungssystem ... 363
6.1.9.4 Nukleare Sicherheit und Betreiberpflichten ... 365
6.1.9.5 Aufsicht und staatliches Fachwissen ... 366
6.1.9.6 Haftung ... 367
6.1.9.7 Brennstoffkreislauf und Safeguards ... 367
6.1.9.8 Äussere Sicherheit ... 368
6.2 Bewilligungsverfahren und Rechtsschutz ... 368
6.2.1 Rahmenbewilligungsverfahren ... 368
6.2.1.1 Überblick ... 369
6.2.1.2 Vorphase ... 370
6.2.1.3 Behördliche Bewilligung ... 371
6.2.1.4 Eidgenössische Volksabstimmung ... 372
6.2.2 Ausnahme vom Rahmenbewilligungsverfahren ... 372
6.2.3 Bau- und Betriebsbewilligungsverfahren ... 373
6.2.4 Beurteilung ... 373
6.3 Gesetzgebungsprozess ... 375
6.3.1 Ordentliches Verfahren ... 375
6.3.2 Dringlichkeitsgesetzgebung ... 377
6.3.3 Änderung von Verordnungen anstatt Gesetzen? ... 377
6.3.4 Beurteilung ... 378
6.4 Wirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen ... 379
6.4.1 Energiepolitischer Gesamtkontext ... 379
6.4.2 Rahmenbedingungen für Kernkraftwerke ... 381
6.4.3 Finanzierung der Stilllegung und Entsorgung ... 382
6.4.4 Internationale Rahmenbedingungen ... 382
6.4.5 Konkrete Fördermassnahmen im Ausland ... 383
6.4.5.1 Beispiel Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich) 384
6.4.5.2 Beispiel Sizewell C (Vereinigtes Königreich) ... 386
6.4.5.3 Beispiel Mankala-Modell (Finnland) ... 387
6.4.5.4 Beispiel EPR2 (Frankreich) ... 388
6.4.5.5 Mögliche Bedeutung für die Schweiz ... 388
6.4.6 Beurteilung ... 389
6.5 Zwischenfazit ... 390

7 Handlungsoptionen, Fazit und Ausblick ... 393
7.1 Handlungsoptionen ... 393
7.1.1 Einleitung ... 393
7.1.2 Priorität für die laufende Energiewende und Vermeidung einer mittelfristigen Versorgungslücke ... 394
7.1.3 Strategische Einbettung in eine kohärente Gesamtenergiestrategie ... 395
7.1.4 Stabiler Politik- und Planungsrahmen vor einer Investitionsentscheidung ... 396
7.1.5 Strukturierter, frühzeitiger gesellschaftlicher Dialog ... 397

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7.1.6 Vorausschauende Klärung von Finanzierung, Risikoteilung und Investitionsrahmen ... 398
7.1.7 Nachhaltigkeits- und Lebenszyklusbewertung als integraler Entscheidungsbestandteil ... 399
7.1.8 Technologieoffene Beobachtung und systematischer Wissensaufbau ... 401
7.1.9 Internationale Kooperation, Lieferketten und Brennstoffversorgung ... 401
7.1.10 Vorausschauende Entsorgungs- und Brennstoffkreislaufstrategie ... 403
7.1.11 Aktualisierung des rechtlichen Rahmens und internationale Regulierungskooperation ... 404
7.1.12 Sicherung von Fachkompetenz, Workforce-Brücke und Aufsichtskapazitäten ... 405
7.1.13 Iterative, evidenzbasierte Aktualisierung der Modell- und Datenbasis ... 406
7.1.14 Schlussbemerkung zu den Handlungsoptionen ... 407
7.2 Fazit der Studie ... 407
7.3 Ausblick ... 410

8 Anhang ... 413
8.1 Anhang Kapitel 3 ... 413
8.1.1 Repräsentative Reaktortypen – Eigenschaften und Entwicklungsstand ... 413
8.1.2 Neubauprojekte (laufende oder fest/ausgereift) ... 418
8.1.3 Schätzung der Kapitalkosten (OCC) – Detaillierte Dokumentation ... 420
8.1.3.1 Kapitalkosten (OCC) für die Reaktorklasse Grosser Reaktor der Generation III+ (Baubeginn 2040) ... 420
8.1.3.2 Kapitalkosten (OCC) für die wassergekühlte SMR-Reaktorklasse (Baubeginn 2040) ... 422
8.1.3.3 Kapitalkosten (OCC) für die Reaktorklassen Grosser Reaktor Generation III+ und SMR (Baubeginn 2050) ... 422
8.1.3.4 Kapitalkosten (OCC) für die fortgeschrittene modulare Reaktorenklasse (AMR) (Baubeginn 2050) ... 423
8.1.3.5 Schätzung der Bauzeit ... 423
8.2 Anhang Kapitel 4 ... 424
8.2.1 Schweizer TIMES-Energiesystemmodell (STEM) ... 424
8.2.2 Makroökonomisches GEM-E3-CH ... 428
8.2.2.1 Ausführliche Beschreibung des GEM-E3-CH-Datenrahmens und der Kalibrierung ... 428
8.2.3 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung – Lebenszyklusanalyse ... 435
8.2.3.1 Szenarioüberführung und Zuordnung der Produktionspfade ... 435
8.2.3.2 Technische Parameter und Systemgrenzen der Nuklearinventare ... 438
8.2.3.3 Wirkungsindikatoren, Datenverfügbarkeit und Reproduzierbarkeit ... 442
8.2.4 Bewertung der Auswirkungen auf das Energiesystem ... 443
8.2.4.1 Ergänzende Ergebnisse zu Strommix, Nuklearkapazitäten und Einsatz ... 443
8.2.4.2 Ergänzende Ergebnisse zu Sektorkopplung, Flexibilität, Abregelung und Wärmenutzung ... 447

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.2.5 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO) 451
8.2.6 Sensitivität hinsichtlich der Kosten Wind- und Photovoltaikanlagen 454
8.2.7 Sensitivität des WACC für neue Kernkraftwerke 461
8.2.8 Sensitivität gegenüber Importpreisen 466
8.2.9 Sensitivität gegenüber negativen Strompreisen im Sommer 479
8.2.10 Sensitivität zur Strommarktintegration und zum Ausbleiben eines Stromabkommens 486
8.2.11 Sensitivität zum volkswirtschaftlichen Diskontsatz 498
8.2.12 Sensitivität zu den gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen 509
8.3 Anhang Kapitel 5 514
8.3.1 Bevölkerungsumfragen 514
8.3.2 Stakeholderanalyse 516
8.3.3 Anschreiben Workshop 517
8.3.4 Agenda Workshop 518
8.3.5 Workshopdesign und -format 519
8.3.6 Auswertungsmethode 522
8.3.7 Richtung der potenziellen Argumentation mit bestimmten Aspekten in einer zukünftigen Debatte 524

9 Literatur 527

Mitglieder der Projektgruppe 547
Mitglieder der Begleitgruppe 548
Projektleitung TA-SWISS 549
Verdankung 549

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Darstellung der Arbeitspakete und ihrer Beziehungen 78
Abb. 2: Globale Verteilung der identifizierten förderbaren konventionellen Uranressourcen (< 130 USD/kgU, Stand: 1. Januar 2023) (OECD/NEA, 2024) 115
Abb. 3: Schematische Übersicht des Swiss TIMES Energy System Model (STEM) 130
Abb. 4: Schematische Übersicht des makroökonomischen Modells GEM-E3-CH 142
Abb. 5: Schematische Verknüpfung von STEM und GEM-E3-CH in der vorliegenden Studie 146
Abb. 6: Schematische Darstellung des in dieser Studie verwendeten Arbeitsablaufs der prospektiven Lebenszyklusanalyse 150
Abb. 7: Schematische Übersicht über die drei in Kapitel 4 verwendeten Entwicklungspfade 153
Abb. 8: Schematisches Lesebeispiel für die in Kapitel 4 verwendeten Ergebnisgrafiken 174
Abb. 9: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte beziehungsweise Nettoexporte in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden 181
Abb. 10: Saisonale Stromerzeugung und Nettoimporte beziehungsweise Nettoexporte im Jahr 2050 in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden 183
Abb. 11: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden 185
Abb. 12: Entwicklung der Brutto- und Netto-Treibhausgasemissionen nach Hauptsektoren in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden 187
Abb. 13: Neu installierte Kernkraftkapazität nach Nuklearklasse und Entwicklungspfad in den Jahren 2050 und 2070 190
Abb. 14: Veränderung der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten 2035–2070 nach Sektoren in SPS1 – Offene Märkte 192
Abb. 15: Jährliche Stromerzeugung und Veränderung gegenüber dem Referenzfall in SPS1 – Offene Märkte nach Nuklearklasse, 2050 und 2070 195
Abb. 16: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte, SPS4 – Weiter Wie Bisher und SPS2 – Autarkie, 2050 und 2070, mit und ohne neue Kernkraftwerke 197
Abb. 17: Saisonale Strombereitstellung und stündliche Leistungsbilanzen für ausgewählte Nuklearklassen in SPS1 – Offene Märkte 200
Abb. 18: Kumulative Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf Endenergiebereitstellung und Sektorkopplung in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie, 2035–2070 204
Abb. 19: Veränderungen im Stromerzeugungsmix nach Technologien im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte im Rahmen ausgewählter Sensitivitätsanalysen 213

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 20: Neu installierte Kernkraftwerkskapazität in SPS1 – Offene Märkte im Rahmen der LTO70-Sensitivitätsanalyse (in dieser Studie auch als LTO70 bezeichnet), 2050 und 2070 215
Abb. 21: Nettoveränderung der Stromerzeugung durch die LTO70-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte, 2050 und 2070 216
Abb. 22: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse, 2050 und 2070 217
Abb. 23: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Jahr 2050 unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte 218
Abb. 24: Kumulative Wirkungen der Sensitivitätsanalyse mit LTO70 in SPS1 – Offene Märkte, 2035–2050 221
Abb. 25: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070 223
Abb. 26: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte mit neuen Nuklearklassen bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen gegenüber dem Referenzkostenfall 225
Abb. 27: Saisonale Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070 227
Abb. 28: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte mit hohen und niedrigen WACC-Annahmen (10 % bzw. 5 %) in den Jahren 2050 und 2070 231
Abb. 29: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigem und hohem WACC, 2050 und 2070 232
Abb. 30: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen, 2050 und 2070, in GW 235
Abb. 31: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr 236
Abb. 32: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr 238
Abb. 33: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2050 und 2070, in GW 240
Abb. 34: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr 241
Abb. 35: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in GW 244
Abb. 36: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit den regulären SPS1-Austauschkapazitäten, 2050 und 2070, in TWh/Jahr 245

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 37: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in TWh/Halbjahr 247
Abb. 38: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in TWh/Halbjahr 249
Abb. 39: Neu installierte Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 %, 2050 und 2070, in GW 251
Abb. 40: Nettoveränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 2,5 %, 2050 und 2070, in TWh/Jahr 253
Abb. 41: Neu installierte Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion, in GW 257
Abb. 42: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne bindende Ausbauziele, in TWh/Jahr 258
Abb. 43: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf das Schweizer Bruttoinlandsprodukt im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte 269
Abb. 44: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf den modellierten Strompreis im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte 270
Abb. 45: Die Auswirkungen der Einführung neuer Kernkraftwerke auf die Investitionen in der gesamten Schweizer Wirtschaft (nicht nur auf energiebezogene Investitionen) im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte, ausgedrückt als prozentuale Differenz im Vergleich zum gleichen Szenario ohne neue Kernkraftwerke 271
Abb. 46: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf das Schweizer Bruttoinlandsprodukt im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte innerhalb der LTO-Sensitivitätsanalyse 274
Abb. 47: Die Auswirkungen der Einführung neuer Kernkraftwerke auf den Strompreis im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte mit LTO, ausgedrückt als prozentuale Differenz im Vergleich zum gleichen Szenario ohne neue Kernkraftwerke – sowie die durchschnittliche OCC-Annahme für die neuen Nuklearklassen 275
Abb. 48: Die Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf die Investitionen in der gesamten Schweizer Wirtschaft im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte innerhalb der LTO-Sensitivitätsanalyse 276
Abb. 49: Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Gramm CO_2-Äquivalent pro erzeugter kWh 278
Abb. 50: Auswirkungen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte auf die biologische Vielfalt im Jahr 2050, ausgedrückt in 1×10^{-9} verlorenen Artenjahren pro erzeugter kWh 279

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 51: Auswirkungen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050 auf die menschliche Gesundheit über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in behinderungsbereinigten Lebensjahren (DALY) pro erzeugter kWh. pro kWh zählen 280
Abb. 52: Flächenbedarf der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in cm²-Jahr pro erzeugter kWh 281
Abb. 53: Auswirkungen über den gesamten Lebenszyklus hinsichtlich des Potenzials zur Metallverknappung für die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Milligramm Antimonäquivalent pro erzeugter kWh 282
Abb. 54: Netto-Süsswasserverbrauch während des gesamten Lebenszyklus der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Millilitern Süsswasser pro erzeugter kWh 283
Abb. 55: Auswirkungen des Stromsektors auf den Klimawandel über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent-Emissionen auf der Hauptachse und in Gramm CO_2-Äquivalent pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 285
Abb. 56: Auswirkungen des Stromsektors auf Ökosysteme über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in jährlich verlorenen Artenjahren auf der Hauptachse und 1×10^{-12} verlorenen Artenjahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 286
Abb. 57: Auswirkungen des Stromsektors auf die menschliche Gesundheit über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in jährlichen absoluten Werten in Tausend verlorenen behinderungsbereinigten Lebensjahren auf der Hauptachse und 1×10^{-6} verlorenen behinderungsbereinigten Lebensjahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 287
Abb. 58: Durch den Stromsektor verursachte Landnutzung über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Werten von Tausend Hektar-Jahren pro Jahr auf der Hauptachse und in cm²-Jahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 289
Abb. 59: Auswirkungen des Stromsektors auf den Mineralienverbrauch über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Tonnen Antimonäquivalent pro Jahr auf der Hauptachse und in Milligramm Antimonäquivalent pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 290
Abb. 60: Der in der LCA ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch des Stromsektors über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Jahreswerten von Millionen Kubikmetern Süsswasser auf der Hauptachse und in Millilitern Süsswasserverbrauch pro erzeugter kWh auf der Nebenachse 291
Abb. 61: Kumulative Lebenszyklusauswirkungen im Zeitraum 2025–2070 für die Entwicklungspfade SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher sowie für die fünf Nuklearvarianten 297
Abb. 62: Die öffentliche Meinung zu Kernkraftfragen in der Schweiz, 1973–2025 312
Abb. 63: Die Abstimmungsraten der Schweizer Stimmbevölkerung im Sinne der Kernenergie in allen nationalen Abstimmungen mit direktem Bezug zur Kernkraft in der Schweiz 315

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 64: Die Abstimmungsraten der kantonalen Stimmbevölkerungen im Sinne der Kernenergie in allen kantonalen Abstimmungen mit direktem Bezug zur Kernkraft in der Schweiz 316
Abb. 65: Die Verteilungen der Antworten zur Technologie-Zustimmungsfrage aus der EDGE 2-Bevölkerungsumfrage 322
Abb. 66: Die öffentliche Unterstützung für KKW-Neubauten in der Schweiz 323
Abb. 67: Die öffentliche Unterstützung für den Langzeitbetrieb bei Kernkraftwerken in der Schweiz 324
Abb. 68: Relative Präferenzen für Nuklearenergie 325
Abb. 69: Relative Präferenzen für Kernenergie nach politischer Orientierung 326
Abb. 70: Anteil der Teilnehmenden, die in einem Gedankenexperiment 0 Fr. von CHF 100 Mio. in die jeweiligen Technologien investieren würden 327
Abb. 71: Wortwolke aus allen während des Workshops aufgeschriebenen Aspekten (erstellt mit https://wordclouds.ethz.ch/). 339
Abb. 72: Zentrale Zielsetzungen für das Schweizer Energiesystem (Anzahl Nennungen von Aspekten in den jeweiligen Kategorien). 342
Abb. 73: Eigenschaften neuer Nukleartechnologien, die in der Debatte wichtig werden könnten. 343
Abb. 74: Priorisierung von Kontextfaktoren 344
Abb. 75: Gesammelte Gedanken zur Frage, was für die künftige Debatte hilfreich wäre 345
Abb. 76: Hinkley Point C Financing Framework 384
Abb. 77: Sizewell C Financing Framework 386
Abb. 78: Olkiluoto 3 Financing Framework 387
Abb. 79: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte nach Nuklearklasse und OCC-Annahme, 2050 und 2070 445
Abb. 80: Stromerzeugung in den fünf Kernkraftszenarien – unter Einbeziehung neuer Kernkraftwerksklassen – in SPS1: Offene Märkte, in TWh/Jahr 447
Abb. 81: Solar-Einspeisebegrenzung bei der Solarstromerzeugung in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie, 2035–2070 450
Abb. 82: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität durch die LTO-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte, 2050 und 2070 451
Abb. 83: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte unter der LTO-Sensitivitätsanalyse bis 2070 453
Abb. 84: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070 455
Abb. 85: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen bis 2070 456
Abb. 86: Stromerzeugung, Stromhandel und Flexibilität an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen 459

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 87: Stromerzeugung, Stromhandel und Flexibilität an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen 461
Abb. 88: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte unter verschiedenen WACC- und OCC-Annahmen, 2050 und 2070 462
Abb. 89: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte unter unterschiedlichen WACC- und OCC-Annahmen bis 2070 465
Abb. 90: Preis-Dauer-Kurven der Stromimportpreise im Jahr 2050 466
Abb. 91: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in GW 468
Abb. 92: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei hohen und niedrigen Importpreisen, 2020–2070 473
Abb. 93: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen 475
Abb. 94: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen 477
Abb. 95: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in GW 480
Abb. 96: Jährliche Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2020–2070, in TWh/Jahr 482
Abb. 97: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2050 und 2070, in TWh/Halbjahr 483
Abb. 98: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer 484
Abb. 99: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer 485
Abb. 100: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit den regulären SPS1-Austauschkapazitäten, 2050 und 2070, in GW 488
Abb. 101: Jährliche Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration bis 2070 493
Abb. 102: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration 494
Abb. 103: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration 497

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 104: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 2,5 %, 2050 und 2070, in GW 500
Abb. 105: Jährliche Stromversorgung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % bis 2070, in TWh/Jahr 505
Abb. 106: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % 507
Abb. 107: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % 509
Abb. 108: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne bindende Ausbauziele, in GW 510
Abb. 109: Saisonale Stromerzeugung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion 511
Abb. 110: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion 512
Abb. 111: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Sommertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion 513
Abb. 112: Illustration der vier Thementische des World Cafés mit den Leitfragen 520
Abb. 113: Vergabe von Punkten zur Kategorisierung der gesammelten Ziele für das Energiesystem (Tisch B) 523
Abb. 114: Ergebnisse von Tisch D (Kontext) mit Priorisierung mittels Klebepunkten 524

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Stromerzeugung, Verfügbarkeit und Auslastung der schweizerischen Kernkraftwerke (IAEA, 2026) 82
Tab. 2: Klassen und bei der Modellierung berücksichtigte Einsatzoptionen 94
Tab. 3: Reaktorklassen und die relevantesten Reaktormodelle, die der technischen Bewertung der jeweiligen Klasse zugrunde liegen 95
Tab. 4: Charakteristika und Konfiguration der AMR-Klasse 96
Tab. 5: Modifizierter Auslegungsbereich von Gen III/III+-Anlagen und die zugehörige Auslegungsbasis für Systeme, Strukturen und Komponenten (SSCs) 97
Tab. 6: Sicherheitsmerkmale der Klassen 99
Tab. 7: Neubauprojekte in Europa und den USA seit 1999 100
Tab. 8: Bauprojektzeitplan «früh» 105
Tab. 9: Kostenschätzungen für «Neubau im Inland» 107
Tab. 10: Betriebliche Integration künftiger Kernkraftwerke 110
Tab. 11: Sensitivität der Stromgestehungskosten gegenüber Finanzierungskosten (WACC). 112
Tab. 12: Sensitivität der Stromgestehungskosten gegenüber Kapitalkosten (OCC) 112
Tab. 13: Auswirkung der Bauzeit auf Stromgestehungskosten. (Preise von 2024) 113
Tab. 14: Auswirkung der Auslastung auf Stromgestehungskosten. (Preise von 2024) 113
Tab. 15: Produktion aus Minen (Tonnen Uran) im Jahr 2024 (WNA, 2025a) 116
Tab. 16: Geschätzte weltweite Primärkonversionskapazität und UF_6-Produktion im Jahr 2022 (WNA, 2025b) 117
Tab. 17: Aktuelle (Jahr 2022) weltweite Anreicherungskapazitäten (WNA, 2025c) 118
Tab. 18: Weltweite Kapazität zur Herstellung von Brennstoff für Leichtwasserreaktoren (LWR), Tonnen pro Jahr (Manera et al., 2024) 119
Tab. 19: Rollen der drei quantitativen Modellbausteine in Kapitel 4 127
Tab. 20: Vereinfachte Einordnung exogener Annahmen und endogener Ergebnisse 129
Tab. 21: Studienspezifische Weiterentwicklungen von STEM und ihre Funktion für die Interpretation der Ergebnisse 132
Tab. 22: Zentrale STEM-Annahmen zu OCC und WACC für Photovoltaik- und Windtechnologien. Die Werte sind reale Preise von 2024 in CHF und dienen der langfristigen Energiesystemmodellierung bis 2070 134
Tab. 23: Zentrale STEM-Annahmen zu neuen Nuklearklasse 136
Tab. 24: Modellannahmen zu möglichen nicht elektrischen Anwendungen neuer Nuklearklassen in STEM 138
Tab. 25: Zusätzlich erschliessbares Fernwärmepotenzial für neue Kernkraftwerke an bestehenden Schweizer Kernkraftwerkstandorten 139
Tab. 26: Wichtigste technische und wirtschaftliche Daten zu bestehenden Kernkraftwerken, die in STEM verwendet werden (Preise 2024) 140
Tab. 27: Studienspezifische Weiterentwicklungen von GEM-E3-CH und ihre Funktion für die Interpretation der Ergebnisse 143

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 28: Zentrale Variablen des Informationstransfers von STEM zu GEM-E3-CH 146
Tab. 29: Einordnung der prospektiven Lebenszyklusanalyse in dieser Studie 148
Tab. 30: Studienspezifische Erweiterungen des LCA-Rahmens und ihre Bedeutung für die TA-SWISS-Analyse 149
Tab. 31: Charakterisierung der in Kapitel 4 verwendeten Entwicklungspfade 154
Tab. 32: Zentrale demografische, makroökonomische und ausgewählte Energiedienstleistungsannahmen 156
Tab. 33: Ausgewählte Annahmen zu Energieimportpreisen in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher bis 2050 156
Tab. 34: Annahmen zur Entwicklung der Nettoübertragungskapazitäten in SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher 158
Tab. 35: In STEM abgebildete Nuklearvarianten und ergänzende LTO-Sensitivitätsanalyse 160
Tab. 36: In Kapitel 4 wurden Sensitivitätsanalysen und ihre Fragestellung herangezogen 164
Tab. 37: Kalibrierungs-, Schnittstellen- und Plausibilitätsprüfungen der Modellkette 171
Tab. 38: Ausgewählte Flexibilitäts- und Sektorkopplungsindikatoren in SPS1 – Offene Märkte in den sechs Nuklearvarianten mit und ohne neue Kernkraft, 2050 und 2070 207
Tab. 39: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050 unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse 219
Tab. 40: Ausgewählte Systemreaktionen bei Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes von 2,5 % auf 1,6 % im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 ohne LTO 254
Tab. 41: Vergleichende Systemreaktionen ausgewählter Sensitivitätsanalysen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 260
Tab. 42: Querschnittliche Aussagen und entscheidungsrelevante Beobachtungsgrössen aus den Sensitivitätsanalysen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte 261
Tab. 43: Anzahl der Teilnehmenden je Sektor 309
Tab. 44: Alle Abstimmungen im Vergleich zu Abstimmungen im Zusammenhang mit Kernkraft (KK) in der Schweiz seit 1957 auf nationaler und kantonaler Ebene (ohne Landsgemeindenresultate) 317
Tab. 45: Individuelle Faktoren zur Erklärung verschiedener Akzeptanzvariablen 330
Tab. 46: Anzahl Nennungen von Aspekten je Wertekategorie 340
Tab. 47: Adäquanz kernenergierechtlicher Normen auf die Reaktorklassen 362
Tab. 48: Auswirkungen des Bewilligungsverfahrens auf die Reaktorklassen 364
Tab. 49: Mögliche Bedeutung der Grundsätze für die Reaktorklassen 366
Tab. 50: Mögliche Bedeutung der Reaktorklassen für die Aufsicht 367
Tab. 51: Mögliche Auswirkungen der Haftungsregeln auf die Reaktorklassen 367
Tab. 52: Mögliche Bedeutung der rechtlichen Vorgaben zum Brennstoffkreislauf für die Reaktorklassen 368

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 53: Übersicht über die Partizipationsmöglichkeiten. Demokratische Partizipation bei Rahmenbewilligungen und relevanter Art. im KEG 369
Tab. 54: Mögliche Bedeutung der Bewilligungsverfahren für die Reaktorklassen 374
Tab. 55: Schematische Darstellung des Gesetzgebungsprozesses im Bund 376
Tab. 56: Möglicher gesetzgeberischer Handlungsbedarf je nach Reaktorklasse 379
Tab. 57: Übersicht der Projekte und der relevanten Designs (Technologien) 419
Tab. 58: Wichtigste exogene Eingangsparameter von STEM. Technologiebezogene Parameter beschreiben die verfügbaren Optionen und deren Eigenschaften 425
Tab. 59: Wichtigste endogene Ergebnisvariablen von STEM 427
Tab. 60: Illustrative Investitionsmatrix für Stromerzeugungstechnologien 430
Tab. 61: Wichtigste exogene Parameter und endogene Output-Variablen von GEM-E3-CH 431
Tab. 62: Sektorale Aggregation des GEM-E3-CH-Modells 432
Tab. 63: Konsummatrix in GEM-E3-CH 434
Tab. 64: Beispiele für die Zuordnung zwischen STEM-Variablen und den in Premise verwendeten ecoinvent-Datensätzen 436
Tab. 65: Abdeckung der STEM–LCA-Zuordnung nach Sektor. Insgesamt werden 205 Produktions-, Import- und Endanwendungspfade erfasst 437
Tab. 66: Überblick über die verwendeten Lebenszyklusinventare der modellierten Nukleartechnologien 440
Tab. 67: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei niedrigen Kosten für erneuerbare Energien 457
Tab. 68: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei hohen Kosten für erneuerbare Energien 457
Tab. 69: Relative Veränderung der Preise ausgewählter importierter Energieträger gegenüber den Basisimportpreisen von SPS1 – Offene Märkte 467
Tab. 70: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei niedrigen Importpreisen 478
Tab. 71: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Szenario Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei einem Szenario mit hohen Importpreisen 479
Tab. 72: Bilaterale Nettoübertragungskapazitäten in der Sensitivität zur eingeschränkten Strommarktintegration ab 2035, in MW 487
Tab. 73: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070 497
Tab. 74: Wirkung der Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes auf die implizite Risikoprämie und den effektiven Kapitalkostenaufschlag neuer Kernkraftwerke 499
Tab. 75: In der Sensitivitätsanalyse verwendete Mindestwerte für die erneuerbare Stromproduktion 509

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 76: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion 513
Tab. 77: Übersicht der Items aus repräsentativen Bevölkerungsumfragen, die in Abb. 62 dargestellt werden 514
Tab. 78: Anzahl der Vorschläge und der eigenen Recherche (N = 74) 516

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abkürzungsverzeichnis

AB	Amtliches Bulletin (Bundesversammlung)
ABB	Asea Brown Boveri
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AEW	AEW Energie AG
AG	Kanton Aargau
AI	Kanton Appenzell-Innerrhoden
ALARA	As Low As Reasonably Achievable
AMR	Advanced Modular Reactor
AP	Arbeitspaket
AP1000	Advanced Passive (Druckwasserreaktor, Westinghouse)
APR	Advanced Power Reactor
AR	Kanton Appenzell-Ausserrhoden
AREVA NP	AREVA Nuclear Power (heute Framatome)
AS	Amtliche Sammlung (des Schweizer Bundesrechts)
ASK	Abteilung für die Sicherheit der Kernanlagen
AtG	Bundesgesetz über die friedliche Verwendung der Atomenergie vom 23. Dezember 1959 (AS 1960 541)
AtV	Verordnung über Begriffsbestimmungen und Bewilligungen auf dem Gebiet der Atomenergie vom 18. Januar 1984 (AS 1984 209)
Ausserbetriebnahmeverordnung	Verordnung des UVEK über die Methodik und die Randbedingungen zur Überprüfung der Kriterien für die vorläufige Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken vom 16. April 2008 (SR 732.114.5)
BB	Bundesbeschluss
BB AtG	Bundesbeschluss zum Atomgesetz vom 6. Oktober 1978 (AS 1979 816)
BBC	Brown Boveri & Cie
BBl	Bundesblatt
BDBA	Beyond Design Basis Accident
BE	Kanton Bern
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BGE	Bundesgerichtsentscheid (amtlich publiziert)
BGer	Bundesgericht
BGG	Bundesgesetz über das Bundesgericht vom 17. Juni 2005 (SR 173.110)
BIP	Bruttoinlandprodukt
BKW	Bernische Kraftwerke (heute BKW AG)
BL	Kanton Basel-Landschaft
BPR	Bundesgesetz über die politischen Rechte vom 17. Dezember 1976 (SR 161.1)
BS	Kanton Basel-Stadt

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bst.	Buchstabe
BV	Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (SR 101)
BVGer	Bundesverwaltungsgericht
BWRX-300	Boiling Water Reactor (Small Modular Reactor)
CAPEX	CAPital EXpenditures
CCS	Carbon Capture and Storage
CDF	Core Damage Frequency (Kernschadenshäufigkeit)
CEEAG	Climate, Energy and Environmental State Aid Guidelines
CfD	Contract for Difference
CHF	Schweizer Franken
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke
CNSC	Canadian Nuclear Safety Commission
CO_2	Kohlendioxid
Convention on Nuclear Safety	Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie vom 29. Juli 1960 (SR 0.732.44)
CoSi	Co-Evolution and Coordinated Simulation of the Swiss Energy System and Swiss Society
COVID	Coronavirus
CPPNM	Übereinkommen über den physischen Schutz von Kernmaterial und Kernanlagen vom 3. März 1980 (SR 0.732.031)
CROSS	Connecting energy-system research, data, and scenarios development
CVP	Christlichdemokratische Volkspartei (heute «die Mitte»)
DAC	Direct Air Capture
DALY	Disability Adjusted Life Years
DBA	Design Basis Accident
DBT	Design Basis Threat
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DC	Design Certification
DEC	Design Extension Conditions
DH	District Heating
DWR	Druckwasserreaktor
E.	Erwägung
E3M	E3-Modelling
EDF	Electricité de France
EDGE	Schweizerisches Forschungskonsortium: Enabling Decentralized renewable GEneration in the Swiss cities, midlands, and the Alps (Umfragen EDGE1 und 2)
EFK	Eidgenössische Finanzkontrolle
EMRK	Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten vom 4. November 1950 (SR 0.101)
EnG	Energiegesetz vom 30. September 2016 (SR 730.0)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

EnQ	Energie-Enquêtes (Umfragen EnQ1 und 2)
ENSI	Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat
ENSIG	Bundesgesetz über das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat vom 22. Juni 2007 (SR 732.2)
EOS	Energie de l'Ouest Suisse
EPFL	École Polytechnique Fédérale de Lausanne
EPR	European Pressurized Reactor
ERI	Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung
ES 2050	Energiestrategie 2050
ESBWR	Economic Simplified Boiling Water Reactor
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	European Utility Requirements
Euratom-Vertrag	Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft
EUV	Vertrag über die Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWB	Energie Wasser Bern
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FDP	FDP.Die Liberalen (früher Freisinnig-Demokratische Partei)
FHR	Fluoride-Salt-Cooled High-Temperature Reactor
FL3	Flamanville 3
FOAK	First-of-a-Kind
FR	Kanton Freiburg
GAgAK	Gewaltfreie Aktion gegen das Atomkraftwerk Kaiseraugst
GAK	Gewaltfreie Aktion Kaiseraugst
GDA	Generic Design Assessment
GE	General Electric
GE	Kanton Genf
GEH	General Electric Hitachi
GEM-E3-CH	General Equilibrium Model – Economy, Energy, Environment Switzerland
Gen III/III+	Generation III/III+ Reaktor-Typen
GFS-ZH	Gesellschaft zur Förderung der praktischen Sozialforschung Zürich Umfrage-Institut
GHG	Greenhouse Gas Emissions (Treibhausgasemissionen)
GL	Kanton Glarus
GLP	Grünliberale Partei
GMP	gleitende Marktprämie
GPS	Grüne Partei der Schweiz
GR	Kanton Graubünden
GRAS	Grünes Bündnis Schweiz

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

GRCh	Charta der Grundrechte der Europäischen Union
GREIV	Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen
GRS	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
GTAP	Global Trade Analysis Project
GW	Gigawatt
HALEU	High-Assay Low-Enriched Uranium
HEIV	Hohe Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen
HKN	Herkunftsnachweise
HPC	Hinkley Point C
HSK	Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen
IAEA	Internationale Atomenergie-Organisation (International Atomic Energy Agency)
IEA	Internationale Energieagentur (International Energy Agency)
IMSR	Integral Molten Salt Reactor
INSAG	International Nuclear Safety Advisory Group
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISDC	International Structure for Decommissioning Costing
Joint Convention	Gemeinsames Übereinkommen über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle vom 5. September 1997 (SR 0.732.11)
JU	Kanton Jura
KEG	Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 (SR 732.1)
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
KEV	Kernenergieverordnung vom 10. Dezember 2004 (SR 732.11)
KHG	Kernenergiehaftpflichtgesetz vom 13. Juni 2008 (SR 732.44)
KHV	Kernenergiehaftpflichtverordnung vom 25. März 2015 (SR 732.441)
KHNP	Korea Hydro and Nuclear Power
KK	Kernkraft
KKB	Kernkraftwerk Beznau
KKG	Kernkraftwerk Goesgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
KKM	Kernkraftwerk Mühleberg
KKW	Kernkraftwerk
KLEIV	Einmalvergütungen für kleine Photovoltaikanlagen
KNS	Eidgenössische Kommission für nukleare Sicherheit
KSA	Eidgenössische Kommission für die Sicherheit der Atomanlagen
KWU	Kraftwerk Union (Siemens und AEG)
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis)
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LERF	Large Early Release Frequency (Häufigkeit grosser früher Freisetzungen)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

LTO	Long-Term-Operation (Langzeitbetrieb, wobei in der Schweiz in der Regel der Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke über 60 Jahre hinaus gemeint ist)
LU	Kanton Luzern
MCHF	Millionen Schweizer Franken
MosaiCH	Messung und Observation sozialer Aspekte in der Schweiz (Umfragen)
MWe	Megawatt-elektrisch
NAGRA	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NAK	Nordwestschweizer Aktionskomitee gegen das Atomkraftwerk Kaiseraugst
NE	Kanton Neuenburg
NEA	Nuklearenergieamt (Nuclear Energy Agency)
NEI	Nuclear Energy Institute
NET	Negativ-Emissions-Technologien
NFSV	Verordnung über den Notfallschutz in der Umgebung von Kernanlagen vom 14. November 2018 (SR 732.33)
NGO	Nichtregierungsorganisation
NOAK	Nth-Of-A-Kind
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke (heute Axpo)
NRC	Nuclear Regulatory Commission (USA)
NW	Kanton Nidwalden
NWA	Nie wieder Atomkraftwerke
NZZ	Neue Zürcher Zeitung
O&M	Operation and Maintenance (Betrieb- und Wartungskosten)
OCC	Overnight Capital Cost (Overnight Construction Cost)
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OEM	Original Equipment Manufacturer
OL3	Olkiluoto 3
ONR	Office for Nuclear Regulation (Vereinigtes Königreich)
OW	Kanton Obwalden
ParlG	Bundesgesetz über die Bundesversammlung vom 13. Dezember 2002 (SR 171.10)
PRIS	Power Reactor Information System
PSI	Paul Scherrer Institut
PublG	Bundesgesetz über die Sammlungen des Bundesrechts und das Bundesblatt vom 18. Juni 2004 (SR 170.512)
PV	Photovoltaik
RAB	Regulated Asset Base
Römer Statut	Römer Statut des Internationalen Strafgerichtshofs vom 17. Juli 1998 (SR 0.312.1)
RVOG	Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz vom 21. März 1997 (SR 172.010)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Rz.	Randziffer(n)
SAM	Social Accounting Matrix
SATW	Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften
Safety Convention	Übereinkommen über nukleare Sicherheit vom 17. Juni 1994 (SR 0.732.020)
SCNAT	Akademie der Naturwissenschaften Schweiz
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SEP	Swiss Environmental Panel (Umfragen)
SES	Schweizerische Energiestiftung
SFR	Sodium Fast Reactor
SG	Kanton St. Gallen
SGK	Schweizerische Gesellschaft der Kernenergiefachleute
SH	Kanton Schaffhausen
SHP	Schweizer Haushaltspanel (Umfragen)
SIG	Services Industriels de Genève
SIN	Schweizerisches Institut für Nuklearforschung
SKA	Studienkommission für Atomenergie
SMR	Small Modular Reactor
SO	Kanton Solothurn
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Festoxid-Elektrolysezelle)
SP	Sozialdemokratische Partei der Schweiz
SPS	SURE Pathway Scenario
SR	Systematische Rechtssammlung
SSA	Sektion für die Sicherheit von Atomanlagen
STEM	Swiss TIMES Energy System Model
STEPS	Stated Policies Scenario
StSG	Strahlenschutzgesetz vom 22. März 1991 (SR 814.50)
StSV	Strahlenschutzverordnung vom 26. April 2017 (SR 814.501)
SURE	Schweizerisches Forschungskonsortium: Sustainable and Resilient Energy for Switzerland (Umfrage)
SVP	Schweizerische Volkspartei
SWEET	Schweizerisches Forschungsprogramm: Swiss Energy Research for the Energy Transition
SWR	Siedewasserreaktor
SwissSTES	Schweizerisches Forschungskonsortium zu saisonaler Wärmespeicherung (Umfrage)
SZ	Kanton Schwyz
SZC	Sizewell C
TG	Kanton Thurgau
THG	Treibhausgasemissionen
TI	Kanton Tessin
TIMES	The Integrated MARKAL–EFOM System

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

TN	Teilnehmende (Teilnehmerinnen und Teilnehmer)
TRISO	TRistructural-ISOtropic
TWh	Terawattstunde
UNO-Charta	Charta der Vereinten Nationen vom 26. Juni 1945 (SR 0.120)
UR	Kanton Uri
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVG	Bundesgesetz über die Unfallversicherung vom 20. März 1981 (SR 832.20)
VD	Kanton Waadt
VGG	Bundesgesetz über das Bundesverwaltungsgericht vom 17. Juni 2005 (SR 173.32)
VS	Kanton Wallis
VSE-AES	Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen
VwVG	Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (SR 172.021)
WACC	Weighted Average Cost of Capital, gewichteter Kapitalkostensatz
WANO	World Association of Nuclear Operators
WC	Water-Cooled (wassergekühlt)
WNA	World Nuclear Association
WTO	World Trade Organization
ZG	Kanton Zug
ZH	Kanton Zürich
ZHAW	Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
ZP	Zusatzprotokoll
ZP I	Zusatzprotokoll zu den Genfer Abkommen vom 12. August 1949 über den Schutz der Opfer internationaler bewaffneter Konflikte vom 8. Juni 1977 (SR 518.521)
ZP II	Zusatzprotokoll zu den Genfer Abkommen vom 12. August 1949 über den Schutz der Opfer nicht internationaler bewaffneter Konflikte vom 8. Juni 1977 (SR 0.518.522)
Zwilag	Zwischenlager Würenlingen AG

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Zusammenfassung

Einführung

Die Schweiz steht vor der Aufgabe, ihre zukünftige Energieversorgung klimaneutral, sicher und gesellschaftlich breit abgestützt zu gestalten. Mit dem Energiegesetz 2017 hat sich die Bevölkerung für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau erneuerbarer Energien ausgesprochen. Seit 2022 haben die geopolitischen Veränderungen die Versorgungssicherheit wieder stärker in den Vordergrund gerückt, insbesondere für den Winter. Vor diesem Hintergrund wird in Politik und Öffentlichkeit über den Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke sowie über eine mögliche Aufhebung des Neubauverbots diskutiert. Über eine Änderung des Kernenergiegesetzes als indirekten Gegenvorschlag zur eidgenössischen Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» wird es voraussichtlich 2027 zu einer Referendumsabstimmung kommen. Die Initiative selbst wurde deshalb bedingt zurückgezogen.

Auf internationaler Ebene ist eine neue Phase beim Bau von Kernkraftwerken zu beobachten. In Europa und Nordamerika wurden in den vergangenen Jahren mehrere grosse Reaktoren der Generation III/III+ fertiggestellt, und weitere Bauprojekte sind im Gange. Kleine modulare Reaktoren (Small Modular Reactors, SMR) auf Basis bewährter Leichtwassertechnologie nähern sich der ersten kommerziellen Nutzung. Fortgeschrittene modulare Konzepte (Advanced Modular Reactors, AMR), wie etwa flüssigsalz-, gas- oder metallgekühlte Reaktoren, befinden sich überwiegend in der Forschungs- oder Demonstrationsphase.

Vor diesem Hintergrund hat die Stiftung TA-SWISS die vorliegende interdisziplinäre Studie in Auftrag gegeben. Ziel ist es, eine ausgewogene und unabhängige Wissensgrundlage zu den Chancen und Risiken neuer Nukleartechnologien für die Schweiz zu erarbeiten. Die Studie soll eine umfassende Informationsgrundlage für die anstehenden politischen und gesellschaftlichen Auseinandersetzungen bereitstellen. Sie bewertet nicht, ob neue Kernkraftwerke gebaut werden sollen, sondern unter welchen Bedingungen sie welchen Beitrag zu einem klimaneutralen Energiesystem leisten könnten und welche Voraussetzungen dafür erfüllt sein müssten. Um diese Voraussetzungen systematisch zu erfassen, verbindet die Studie sieben Fragestellungen aus technologischer, systemischer, wirtschaftlicher, ökologischer, gesellschaftlicher, politischer und rechtlich-regulatorischer Perspektive. Sie integriert zudem Risiko-, Sicherungs- und Notfallschutzdimensionen, analysiert drei Reaktorklassen (Gen III/III+, wassergekühlte SMR und AMR) sowie den Langzeitbetrieb (Long Term Operation, LTO) bestehender Anlagen und stützt sich auf eine partizipative Stakeholderanalyse.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Methodik

Die Studie untersucht sieben Fragestellungen, die in den Kapiteln 2 bis 6 detailliert dargestellt werden:

F1 – Internationale Entwicklungen mit Blick auf die Schweiz. Wo steht die weltweite Entwicklung neuer Nukleartechnologien? Welches Potenzial ergibt sich daraus für die Schweiz und wo steht die Schweiz heute selbst?

F2 – Technologie. Welche technologischen Optionen kommen infrage (grosse Reaktoren vs. Small Modular Reactors) und in welchem Zeithorizont (2040 vs. 2050) wären sie verfügbar? Was bedeutet dies für die Sicherheitsphilosophie, die Unfalltypen, die Abfallbewirtschaftung und die Standortanforderungen?

F3 – Systemintegration und Energiesicherheit. Welchen Beitrag könnte Kernenergie zur Dekarbonisierung leisten und wie würde sie sich in ein zunehmend von erneuerbaren Energien geprägtes System einfügen (z.B. Winterstromversorgung, Grundlastfähigkeit und Flexibilität)? Welche Risiken für die Versorgungssicherheit sind zu beachten?

F4 – Wirtschaft und Volkswirtschaft. Mit welchen Kosten und Unsicherheiten ist zu rechnen, und welche makroökonomischen Effekte ergeben sich? Unter welchen Markt- und Finanzierungsbedingungen wären Investitionen in neue Reaktoren überhaupt möglich?

F5 – Umwelt und Nachhaltigkeit. Wie sieht die Lebenszyklusbilanz neuer Nukleartechnologien aus und wie sind die Lieferketten im Rahmen der zukünftigen Dekarbonisierung zu beurteilen?

F6 – Gesellschaft und Politik. Wie gestaltet sich die öffentliche Meinung zur Kernenergie und welche Rolle spielen politische Polarisierung, Risikowahrnehmung und demokratische Mitbestimmung im Umsetzungsprozess? Welche Aspekte dürften eine künftige Debatte prägen?

F7 – Recht und Regulierung. Ist der bestehende rechtliche Rahmen mit neuen Technologien kompatibel oder besteht Anpassungsbedarf?

Die Studie verbindet verschiedene eigenständige, inhaltlich miteinander verzahnte methodische Ansätze. Die **technologische Auslegeordnung** beruht auf einer systematischen Auswertung der Fachliteratur, Herstellerangaben und Berichten von Aufsichtsbehörden sowie auf einer Analyse aktueller Bau- und Demonstrationsprojekte weltweit. Auf dieser Grundlage werden für die Schweiz drei Klassen von Reaktortypen definiert und analysiert: ein grosser Druckwasserreaktor der Generation III/III+, ein wassergekühlter SMR sowie ein generischer AMR. Die **Energiesystem- und Wirtschaftsmodellierung** kombiniert das techno-ökonomische

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Schweizer Energiesystemmodell STEM (Swiss Times Energy Systems Model) mit dem makroökonomischen Modell GEM-E3-CH (berechenbares allgemeines Gleichgewichtsmodell). Dabei bilden drei Entwicklungspfade aus dem SWEET-SURE-Projekt die Grundlage: Ein auf **internationale Kooperation** ausgerichteter Pfad (SPS1 «Offene Märkte»), ein auf **nationale Resilienz** fokussierter Pfad (SPS2 «Autarkie») sowie ein Pfad, der die **aktuellen Trends fortführt** (SPS4 «Weiter Wie Bisher»). Innerhalb jedes Pfades werden frühe und späte nukleare Verfügbarkeitsoptionen sowie der Einfluss veränderter Importpreis- und Kostenannahmen mittels Sensitivitätsanalysen untersucht.

Die **Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung** verwendet eine prospektive Lebenszyklusanalyse, die Lieferketten und deren Dekarbonisierung im Zeitverlauf berücksichtigt. Die Analyse der **gesellschaftlichen und politischen Dimension** stützt sich auf die historische Entwicklung der Schweizer Nukleardebatte, auf eine Auswertung repräsentativer Bevölkerungsbefragungen, auf Daten zu eidgenössischen und kantonalen Abstimmungen sowie auf einen partizipativen Stakeholderworkshop mit rund 30 Teilnehmenden, die unterschiedliche Anspruchsgruppen repräsentierten. Die **rechtliche Analyse** prüft das geltende Schweizer Kernenergie-, Bewilligungs- und Haftpflichtrecht sowie die einschlägigen internationalen Übereinkommen und Standards auf ihre Anschlussfähigkeit für SMR und AMR.

Eine Begleitgruppe mit Vertreterinnen und Vertretern unterschiedlicher Anspruchsgruppen hat die Studie über die gesamte Laufzeit von April 2025 bis Juni 2026 hinweg kritisch begleitet und ihre wertvollen Anregungen sind in die Analysen und den Bericht eingeflossen. Die im Folgenden zusammengefassten Hauptresultate beziehen sich auf die sieben oben genannten Fragestellungen.

Hauptresultate

Internationale Entwicklungen mit Blick auf die Schweiz. In der Schweiz sind die bestehenden Kernkraftwerke (Beznau I/II, Gösgen, Leibstadt) weiterhin in Betrieb. Der Neubau von Kernkraftwerken ist seit 2017 verboten, während die Forschung zur Kernenergie zugelassen bleibt. In Europa und Nordamerika zeigt der Bau von Kernkraftwerken nach mehreren Jahren Stagnation eine zunehmende Aktivität. Bis Mitte der 2030er-Jahre dürften mehrere grosse Reaktoren und erste SMR-Module in Betrieb gehen. Mehrere europäische Länder verfolgen konkrete Bau- oder Demonstrationsprojekte, und auf europäischer Ebene wird eine industriepolitische SMR-Strategie entwickelt. Die Schweiz ist durch grenznahe Anlagen, den Stromhandel, internationale Standards und Lieferketten von dieser Entwicklung betroffen, auch ohne eigene Neubauprojekte.

Technologie. Grosse Reaktoren der Generation III/III+ und wassergekühlte SMR sind aufgrund ihres Reifegrades die für die Schweiz im Entscheidungshorizont der 2030er-Jahre realistisch verfügbaren Optionen. AMR erreichen nach heutigem Stand ein vergleichbares

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bau- und Erfahrungsniveau frühestens in den 2040er-Jahren und sind eher als Langzeitoption zu betrachten. Alle untersuchten Konzepte sind gekennzeichnet durch passive Sicherheitssysteme und längere Zeitspannen (mindestens 72 Stunden), in denen kein Personaleingriff erforderlich ist. Diese sicherheitstechnischen Verbesserungen beruhen teilweise auf den Lehren aus den Ereignissen in Fukushima. Bauerfahrung, internationale Standards, Brennstoffkreisläufe und Lieferkettenstrukturen unterscheiden sich zwischen den Reaktortypen erheblich. Insbesondere für AMR mit alternativen Brennstoffen und Brennstoffkreisläufen bestehen offene Fragen zur Konditionierung, Zwischenlagerung und Endlagerung. Unter Berücksichtigung der Sicherheitseigenschaften moderner wassergekühlter Reaktoren, der über Jahrzehnte aufgebauten Schweizer Erfahrung mit der Leichtwassertechnologie, der ausgereiften und diversifizierten Brennstofflieferkette sowie der im Verhältnis zum Potenzial des geplanten geologischen Tiefenlagers geringen zusätzlichen Abfallmengen erscheinen wassergekühlte Reaktoren (sowohl Grossreaktoren der Klasse III/III+ als auch SMR) für die Schweiz derzeit sinnvoller als fortgeschrittene Konzepte der AMR-Klasse; eine mögliche Ausnahme bilden gasgekühlte AMR, sofern ein Bedarf an Hochtemperaturkopplung besteht.

Systemintegration und Energiesicherheit. Die Energiesystemmodellierung zeigt, dass neue Kernkraft auf einem ambitionierten dekarbonisierten Entwicklungspfad mit Zielhorizont Netto-Null 2050 vorteilhafte Effekte haben könnte. Dies betrifft insbesondere die Reduktion der Stromimporte (vor allem im Winter und zu Spitzenlaststunden), die Unterstützung der Sektorkopplung sowie einen geringeren Bedarf an importierten klimaneutralen Energieträgern und an zusätzlichen, teilweise kostspieligen Energieeffizienz- und Nachfrageanpassungsmassnahmen. Für die Einordnung der Importe sind ihre Menge, ihr Zeitpunkt und die Bedingungen des grenzüberschreitenden Austauschs relevant. Sind Importe günstig und gut verfügbar, fällt der zusätzliche Nutzen der inländischen Erzeugung geringer aus. Bei hohen Importpreisen oder eingeschränkten Austauschmöglichkeiten steigt er. Eine weitgehende Begrenzung der Stromimporte erfordert zusätzliche inländische Erzeugung, Effizienz, Speicher und Flexibilität und ist entsprechend mit höheren Systemkosten verbunden. Je nach Entwicklungspfad und den Annahmen kann neue Kernkraft die Kosten des Energiesystems senken, vor allem durch geringere Importkosten und weil weniger zusätzliche Effizienz- und Nachfrageanpassungen erforderlich sind.

Neue Kernenergie ersetzt jedoch weder die Wasserkraft als stabiles Rückgrat des Schweizer Stromsystems noch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Sie verringert vor allem die Anteile des zusätzlichen, späteren Ausbaus von Wind- und Solarstrom. Jedoch werden Photovoltaik und Wind auch mit neuer Kernkraft weiterhin deutlich ausgebaut. Netze, Speicher, weitere Flexibilitätsoptionen und Effizienzsteigerungen bleiben ebenfalls erforderlich. Welche wirtschaftliche Rolle neue Kernkraft im Energiesystem spielen kann, hängt vom Zeitpunkt ihrer Verfügbarkeit, den Bau- und Finanzierungskosten, den Importbedingungen und der Entwicklung des übrigen Energiesystems ab. Wird eine Nuklearoption erst spät verfügbar, kann das System bereits stärker in erneuerbare Erzeugung, Effizienz und Flexibilität investiert haben, sodass ihr zusätzlicher Beitrag geringer ausfällt. Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit ist

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

daher über alle Klassen hinweg von grosser Bedeutung. Früh verfügbare Gen III/III+-Grossreaktoren und wassergekühlte SMR könnten frühestens ab den späten 2040er-Jahren in Betrieb gehen; ihre systemische Wirkung entfaltet sich im Wesentlichen ab den 2050er-Jahren, während dies für später verfügbare Optionen erst deutlich nach dem Jahr 2050 der Fall ist.

Ein Langzeitbetrieb der bestehenden Schweizer Kernkraftwerke wirkt im Modell zudem als Übergangsoption, die die mittelfristige Versorgungslücke verringert. Die technische, regulatorische und betriebswirtschaftliche Machbarkeit eines solchen Langzeitbetriebs ist anlagenspezifisch zu prüfen.

Wirtschaft und Volkswirtschaft. Die makroökonomische Analyse zeigt, dass unterschiedliche nukleare Entwicklungspfade die Schweizer Wirtschaft über Strompreise, Investitionen und Konsum beeinflussen können. Die Effekte bleiben jedoch im Gesamtkontext der Energiesystemtransformation moderat. Wird der Ausbau der erneuerbaren Energien und/oder der Kernenergie verzögert, kann in der Schweiz zwischen der Stilllegung der heutigen Kernkraftwerke und einer möglichen Wiedereinführung eine Lücke an gesicherter, CO_2-armer Erzeugung entstehen. Dies kann um die Mitte des Jahrhunderts zu moderaten BIP-Verlusten führen. Internationale Bauprojekte weisen erhebliche Kosten- und Terminüberschreitungen auf, deren Hauptursachen unter anderem fehlende Bauerfahrung, unfertige Designs und unzureichend qualifizierte Lieferketten sind. Ohne klare Finanzierungs- und Risikoteilungsmodelle ist die private Finanzierung neuer Kernkraftprojekte sowohl international als auch in der Schweiz schwierig, insbesondere aufgrund der politischen Unsicherheiten im Bewilligungsverfahren. Dabei ist zwischen der systemischen Kostenwirkung neuer Kernkraft im Modell und der Finanzierbarkeit eines konkreten Projekts zu unterscheiden, die zusätzlich von Bauzeit- und Kostenrisiken, regulatorischen Verzögerungen sowie der Risikoverteilung abhängt.

Umwelt und Nachhaltigkeit. Auf der Ebene einzelner Stromerzeugungstechnologien schneiden die untersuchten Nuklearoptionen bei mehreren Umweltindikatoren (z.B. Klimawirkung, Ökosystemqualität, menschliche Gesundheit und Flächenbedarf) im Vergleich mit anderen Stromerzeugungstechnologien ähnlich gut oder besser ab. Eine Ausnahme bildet der Süsswasserverbrauch, der insbesondere bei SMR hoch ausfällt. Bei der Betrachtung des gesamten Stromsektors und der Endenergieversorgung wird die Umweltbilanz allerdings deutlich stärker vom Entwicklungspfad des Gesamtsystems als vom Einsatz der Nuklearenergie bzw. einer bestimmten Klasse von Nukleartechnologien geprägt. Pfade mit konsequenter Dekarbonisierung, Elektrifizierung und Reduktion der Verbrennung fossiler Energieträger schneiden bezüglich Umwelteingriffen und Nachhaltigkeit in mehreren Wirkungskategorien deutlich besser ab als Pfade mit geringerer Elektrifizierung und weiterer Nutzung fossiler Ressourcen. Die Wahl der Nuklearoption bzw. der Reaktorklasse verändert die grundlegende Rangfolge der Szenarien nicht.

Gesellschaft und Politik. Die Schweizer Bevölkerung ist in der Nuklearfrage seit der Kaiseraugst-Debatte Anfang der 1970er-Jahre grundlegend gespalten. Zwar hat die Zustimmung zur

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kernenergie seit Beginn des Kriegs in der Ukraine und der Diskussion um die Versorgungssicherheit etwas zugenommen; eine stabile Mehrheit für den Bau neuer Kernkraftwerke ist jedoch aktuell nicht absehbar. Höhere Zustimmungsraten zeigen sich am ehesten für den Langzeitbetrieb bestehender Anlagen. Die Meinungen sind stark entlang der politischen Links-Rechts-Achse sowie nach Geschlecht polarisiert. Im Direktvergleich geniesst die Kernenergie in repräsentativen Umfragen zudem weniger Unterstützung als die alpine Photovoltaik oder die Windenergie. Die demokratische Mitbestimmung der Bevölkerung ist im Schweizer Bewilligungsprozess strukturell verankert und prägt jeden möglichen Umsetzungsprozess. Da der Bau neuer Kernkraftwerke mehrere über einen längeren Zeitraum verteilte Volksentscheide erfordert (von den Anpassungen der Rechtsgrundlagen bis hin zum fakultativen Objektreferendum), erscheint die politische Umsetzbarkeit aus heutiger Sicht mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Eine künftige Debatte würde sich nach Einschätzung der Stakeholder vor allem entlang der Achsen Sicherheit, Versorgungsunabhängigkeit, Kosten und Systemintegration bewegen, während klimapolitische Argumente weniger wichtig wären.

Recht und Regulierung. Das Schweizer Kernenergierecht stützt sich primär auf den (breiten) Begriff der Kernanlage. Bezüglich der Leistungsreaktoren erfasst es unterschiedliche Technologien grundsätzlich technologieoffen, ist in seiner praktischen Ausgestaltung jedoch stark auf klassische Leichtwasserreaktoren und deren Konzepte ausgerichtet. Für SMR ergeben sich Spannungen insbesondere bei Fragen der nuklearen Bewilligungen und der Kernenergiehaftpflicht – etwa, wenn es darum gehen würde, an einem einzigen Standort mehrere (kleinere) Module zu bewilligen oder zu versichern. Für AMR fehlen teilweise internationale Standards, behördliches Erfahrungswissen sowie konsolidierte Sicherheitsnachweisverfahren. Das dreistufige nukleare Bewilligungsverfahren stellt der Bau- und Betriebsbewilligung für Kernanlagen eine Rahmenbewilligung voraus. Das Rahmenbewilligungsverfahren verankert breit angelegte Partizipationselemente und ermöglicht eine demokratische Legitimation für jeden Standortentscheid. Insgesamt zeigt die Analyse, dass das geltende Recht für grössere Reaktoren der Generation III/III+- weitgehend tragfähig wäre, für SMR und AMR jedoch teilweise Auslegungs- und Anpassungsbedarf besteht.

Aus diesen Befunden über die sieben Themenfelder hinweg lassen sich konkrete Handlungsoptionen ableiten, die im Folgenden gebündelt dargestellt werden.

Handlungsoptionen

Aus den Erkenntnissen der Studie wurden zwölf kapitelübergreifende Handlungsoptionen abgeleitet, die alle behandelten Bereiche betreffen. Sie sind so gestaltet, dass sie weitgehend unabhängig davon umgesetzt werden können, ob die politische und gesellschaftliche Diskussion künftig zu einer Aufhebung des Neubauverbots für Kernkraftwerke führt oder nicht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die in dieser Studie identifizierten zwölf Handlungsoptionen sind entlang von drei Spannungsfeldern strukturiert. Entlang der Zeitachse stehen die Priorität für die laufende Energiewende und die Vermeidung einer mittelfristigen Versorgungslücke, die strategische Einbettung neuer Kernkraftoptionen in eine kohärente Gesamtenergiestrategie (als möglicher zusätzlicher Baustein und nicht als Ersatz für andere Technologien) sowie ein stabiler Politik- und Planungsrahmen vor einer Investitionsentscheidung. Auf der Risikoteilungsachse liegen der Aufbau eines strukturierten, frühzeitigen gesellschaftlichen Dialogs, der auf eine reflektierte Auseinandersetzung mit den Zielkonflikten zwischen Sicherheit, Chancen und Risiken abzielt, die vorausschauende Klärung von Finanzierungs- und Risikoteilungsmodellen sowie die Verankerung der Lebenszyklusbewertung als integraler Entscheidungsbestandteil. Auf der Abhängigkeitsachse stehen ein dauerhaftes, technologieoffenes Beobachtungs- und Bewertungsdispositiv, eine vorausschauende Strategie zur internationalen Einbettung (Lieferketten, Brennstoffversorgung, Lizenzierungskooperationen) sowie eine vorausschauende Entsorgungs- und Brennstoffkreislaufstrategie, die auch die Kompatibilität mit dem geltenden Konzept der geologischen Tiefenlagerung berücksichtigt. Drei Brückenoptionen verbinden jeweils zwei Achsen: die Aktualisierung des rechtlichen Rahmens (Zeit ↔ Abhängigkeit), die Sicherung von Fachkompetenz und Aufsichtskapazitäten (Zeit ↔ Abhängigkeit) sowie eine iterative, evidenzbasierte Aktualisierung der Modell- und Datenbasis (Zeit ↔ Risikoteilung).

Fazit

Der mögliche Beitrag neuer Nukleartechnologien lässt sich weder pauschal bestimmen noch eindeutig vorwegnehmen. Ihr möglicher Beitrag hängt aus techno-ökonomischer Sicht stark davon ab, auf welchem Entwicklungspfad sie betrachtet werden, ab wann sie verfügbar wären, zu welchen Kosten sie gebaut werden könnten und wie sich das übrige Energiesystem gleichzeitig entwickelt. Sie können auf einem ambitionierten Transformationspfad einen zusätzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zur Reduktion von Importen und zur Sektorkopplung leisten – sie ersetzen jedoch weder den Bedarf nach Zubau erneuerbarer Energien noch die Notwendigkeit zum Ausbau von Stromnetzen, zur Schaffung von Energiespeichern, zur Nutzung von Flexibilität und zur Steigerung der Energieeffizienz.

Gleichzeitig ist die politische Umsetzbarkeit der Nutzung neuer Kerntechnologie aus heutiger Sicht mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Insbesondere ist die Schweizer Bevölkerung in der Nuklearfrage seit Jahrzehnten gespalten, und es wären mehrere aufeinanderfolgende Volksentscheide zugunsten der Kernenergie erforderlich, bis sich eines oder mehrere Projekte realisieren liessen. Auch wirtschaftlich, rechtlich und regulatorisch besteht erheblicher Anpassungsbedarf, insbesondere mit Blick auf AMR- und SMR-Konzepte.

Quer zu den sieben Fragestellungen spannen die im Abschnitt Handlungsoptionen eingeführten drei Spannungsfelder – die Zeit-, die Risikoteilungs- und die Abhängigkeitsachse – zentrale Trade-offs auf. Auf der Zeitachse verlieren spät verfügbare Optionen ihre systemische

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Wirkung, während unzureichend vorbereitete rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen zu Zeitverlusten führen. Auf der Risikoteilungsachse entscheidet die Aufteilung wirtschaftlicher, umweltbezogener und gesellschaftlicher Risiken zwischen privaten, öffentlichen und künftigen Akteuren von Anfang an über die Realisierbarkeit. Auf der Abhängigkeitsachse hebt eine Kernkraftoption die Importabhängigkeit der Schweiz nicht auf, sondern verlagert sie von elektrischem Strom auf Brennstoffe und Komponenten. Letzteres gilt auch für erneuerbare Energietechnologien. Die drei genannten Brückenoptionen (Aktualisierung des rechtlichen Rahmens, Sicherung der Fachkompetenz, iterative Aktualisierung der Modell- und Datenbasis) verbinden jeweils zwei Achsen und wahren die Handlungsfähigkeit über die notwendigen Vorlaufzeiten hinweg.

Die Studie liefert eine differenzierte, interdisziplinäre Wissensgrundlage, die technologische, systemische, ökonomische, ökologische, gesellschaftlich-politische und rechtlich-regulatorische Dimensionen integriert und damit über eine rein techno-ökonomische Analyse hinausgeht. Sie ermöglicht es, die anstehende Debatte sachlich und nach nachvollziehbaren Kriterien zu führen, und versteht sich als Beitrag zu dieser Diskussion, nicht als Vorwegnahme ihrer politischen Antwort.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Executive Summary

Introduction

Switzerland faces the task of designing a climate-neutral, secure, and broadly accepted future energy supply. With the 2017 Federal Energy Act, the population endorsed a gradual phase-out of nuclear energy and the expansion of renewable energy. However, since 2022, geopolitical changes have brought supply security back to the forefront, especially for the winter months. Against this backdrop, the possibility of continuing to operate the existing nuclear power plants and repealing the ban on constructing new nuclear facilities is being discussed at the political level and in the public sphere. A popular initiative, "*Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)*" (*Uninterrupted power supply for all [no more blackouts]*), led to a proposed amendment to the Federal Nuclear Energy Act as an indirect counter-proposal, for which a referendum is expected to be held in 2027. The initiative itself was thus conditionally withdrawn.

At the international level, nuclear power plant construction is entering a new phase. In Europe and North America, several large Generation III/III+ reactors have been completed in recent years and a number of new construction projects are under way. Small modular reactors (SMR) based on tried and tested light-water technology are being built for first commercial operation. Advanced modular reactor (AMR) concepts, including molten salt, gas-cooled, and liquid-metal-cooled reactors, are mostly still in the research or demonstration phase.

Against this background, TA-SWISS commissioned this interdisciplinary study to develop a balanced and independent knowledge base on the opportunities and risks for Switzerland associated with new nuclear technologies. The study is intended to provide a comprehensive information base for the forthcoming discussions at the political and societal levels. It does not assess whether new nuclear power plants should be constructed; rather it identifies the conditions under which they could contribute to a climate-neutral energy system and the prerequisites that would have to be met. To systematically identify these prerequisites, the study focuses on the issues that arise from seven perspectives: the systemic, economic, ecological, societal, political, and legal-regulatory perspectives. It also incorporates risk, safety, and emergency management dimensions, analyses three reactor categories (Generation III/III+, water-cooled SMR, and AMR), as well as the long-term operation (LTO) of existing facilities, and is based on a participatory stakeholder analysis.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Methodology

The study focuses on the following seven issues that are dealt with in detail in chapters 2 to 6:

F1 – **International developments and the situation in Switzerland**. What is the global status of new nuclear technology development? What are the resulting possibilities for Switzerland, and what is the situation in Switzerland today?

F2 – **Technology**. Which technology options come into question (large-scale reactors versus small modular reactors), and in what time frames would they be available (2040 versus 2050)? How would they impact the safety philosophy, accident types, waste management, and siting requirements?

F3 – **System integration and energy supply security**. How could nuclear energy contribute towards decarbonisation, and how would it be integrated into a system that is increasingly shaped by its share of renewable energy (e.g. winter electricity supply, base load capacity and flexibility)? Which risks relating to supply security should be considered?

F4 – **Economic and financing issues**. What are the costs and uncertainties that have to be anticipated, and what are the resulting macroeconomic impacts? Under which market and financing conditions would investments in new reactors even be feasible?

F5 – **Environment and sustainability**. How do new nuclear technologies perform from a life-cycle analysis perspective, and how should supply chains be assessed in the framework of future decarbonisation?

F6 – **Politics and society**. What is the public opinion regarding the use of nuclear energy, and how do political polarisation, risk awareness, and democratic co-determination affect the implementation process? Which aspects are likely to influence a future debate?

F7 – **Legal and regulatory framework**. Is the existing legal framework compatible with new nuclear technologies, or will it need to be adapted?

The study combines several independent methodological approaches that are interlinked in terms of content. The **assessments of the various technologies** are based on a systematic evaluation of the scientific literature, vendor information, and reports by regulatory authorities, as well as an analysis of current construction and demonstration projects worldwide. On this basis, three categories of reactor designs are defined and analysed for Switzerland: a large-scale Generation III/III+ pressurised water reactor, a water-cooled SMR and a generic AMR. The **energy system and economic modelling** combines the techno-economic Swiss TIMES Energy System Model (STEM) with the macroeconomic Computable Generic Equilibrium (CGE) model GEM-E3-CH. Here, three development paths from the SWEET SURE project

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

form the basis: a path oriented to **international cooperation** (SPS1 «Open Markets»), a path focused on **national resilience** (SPS2 «Autarky») and a path that pursues the current trends (SPS4 «Business as Usual»). Within each path, the nuclear technology options available in an early and a later time frame are examined, accounting for the influence of electricity import prices and cost assumptions using sensitivity analyses.

The **environment and sustainability evaluation** uses a prospective life-cycle analysis that takes account of supply chains and their decarbonisation over time. The analysis of the **political and social dimension** is based on the historical development of the Swiss nuclear energy debate, an evaluation of representative population surveys, data on relevant federal and cantonal votes, and a stakeholder workshop with around 30 participants representing different stakeholder groups. The analysis of the **legal framework** sets out to determine the applicability to SMR and AMR of the current laws governing nuclear energy, licensing, and liability, and of the relevant international treaties and standards.

An advisory group comprising representatives from various stakeholder groups critically monitored the study throughout its entire duration from April 2025 to June 2026, and its valuable suggestions were incorporated into the analyses and report. The summarised main findings presented below refer to the seven cited issues.

Main findings

International developments and the situation in Switzerland. In Switzerland three nuclear power plants (Beznau I/II, Gösgen, Leibstadt) are still in operation. The construction of new nuclear power plants has been prohibited since 2017, while research in the field of nuclear energy remains permitted. In Europe and North America, after several years of stagnation, the construction of nuclear power plants is once again on the increase. Several large-scale reactors and the first SMR modules are expected to start operation by the mid-2030s. A number of European countries are preparing construction or demonstration projects, and an industrial SMR strategy is being developed at the European level. Switzerland is affected by this development through the existence of facilities close to its borders, electricity trading, international standards, and supply chains, even without new nuclear construction projects of its own.

Technology. In view of their level of maturity, large-scale Generation III/III+ reactors and water-cooled SMR are the realistically available options for Switzerland in the decision-making horizon of the 2030s. AMR will attain a comparable level of construction and operational experience in the 2040s at the earliest and should therefore be regarded as a longer-term option. With respect to safety, all the studied concepts are characterised by passive safety systems and grace periods (at least 72 hours) during which no intervention by personnel is required. These improved safety measures are based to some extent on lessons learned from the Fukushima

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

accident. Construction experience, international standards, fuel cycles, and supply chain structures differ substantially by reactor type. In particular for AMR with alternative fuels and their fuel cycles, there remain open questions regarding conditioning, interim and final storage. In view of the safety characteristics of modern water-cooled reactors, the decades-long Swiss experience with light-water technology, the mature and diversified fuel supply chain, and the low additional quantity of waste in proportion to the potential of the planned deep geological repository, water-cooled reactors (large-scale Generation III/III+ as well as SMR) appear at this time more appropriate for Switzerland than AMR concepts. Here, gas-cooled AMR are a possible exception if there is a demand for high-temperature industrial heat.

System integration and energy supply security. Energy system modelling indicates that new nuclear power could have beneficial effects for an ambitious decarbonised development path with a 2050 net zero target horizon. This especially concerns a reduction of electricity imports (above all in winter and during peak load periods), support of sector coupling, and a lower need for imported climate-neutral energy carriers and for additional, to some extent costly, energy efficiency and demand management measures. For classifying imports, the relevant criteria are quantity, timing, and the conditions for cross-border exchange. The utility of additonal domestic production is reduced by low-priced and readily available imports, while it increases if import prices are high or the exchange options are limited. Substantially restricting electricity imports requires more domestic production, efficiency, storage, and flexibility, and thus is associated with higher system costs. Depending on the development path and assumptions, new nuclear power can reduce energy system costs, mainly because of lower import costs and because fewer additional efficiency and demand adjustments are required.

New nuclear energy does not substitute either hydropower as the stable backbone of Switzerland's electricity system or the further expansion of renewable energy. Above all, it reduces the need for additional later expansion of wind and solar power. Even with the use of new nuclear energy, photovoltaics and wind will continue to be substantially expanded. Networks, storage, additional flexibility options and efficiency increases will still be required. The economic role that new nuclear energy is able to play in the energy system depends on the time of its availability, construction and financing costs, import conditions and the evolution of the overall energy system. If a nuclear option only becomes available at a late stage, the system may have already increased investments in the areas of renewable production, efficiency and flexibility, so that the additional contribution of the nuclear option would be reduced. The timing of availability is thus of great importance across all categories. Initially available large-scale Generation III/III+ reactors and water-cooled small modular reactors could start operation at the earliest in the late 2040s, thus having systemic effects mainly from 2050 onward, while options available at a later date only affect the system well after 2050.

The long-term operation of the existing Swiss nuclear power plants also acts in the model as a transitional option that reduces the medium-term supply gap. The technological, regulatory

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

and commercial feasibility of such long-term operation has to be examined for each specific power plant.

Economic and financing issues. The macroeconomic analysis indicates that the different nuclear development paths can influence the Swiss economy through electricity prices, investments and consumption. In the broader context of the energy system transformation, however, the effects remain moderate. If the expansion of renewable energy and/or of nuclear energy is delayed, a shortfall in secure, low-carbon electricity production in Switzerland could arise in the period between the decommissioning of the existing nuclear power plants and a possible reintroduction of nuclear energy. This could result in moderate GDP losses around the middle of the century. International construction projects substantially exceed costs and deadlines, mainly as a result of a lack of construction experience, incomplete designs and insufficiently efficient supply chains. Without clear financing and risk sharing models, the private financing of new nuclear power plant projects is difficult, both internationally and in Switzerland, largely as a result of political uncertainties relating to licensing procedures. A distinction has to be made between the systemic cost effect of new nuclear power in the model, and the financial feasibility of a specific project, which additionally depends on construction time and cost risks, regulatory delays and risk sharing.

Environment and sustainability. At the level of individual electricity production technologies, the performance of the examined nuclear options on several environmental indicators (e.g. climate impact, ecosystem quality, human health, land use) is as good as, or better than, other electricity production technologies. One exception is fresh water consumption, which is particularly high with SMR. With regard to the overall electricity sector and the final energy supply, however, the environmental balance is significantly more strongly influenced by the development path of the overall system than by the use of nuclear energy or a specific category of nuclear technology. Paths with consistent decarbonisation, electrification and reduction in the combustion of fossil fuels perform significantly better in terms of environmental impacts and sustainability across several impact categories, compared to paths with lower electrification and continued use of fossil resources. The choice of nuclear option or reactor category does not change the basic ranking of the scenarios.

Politics and society. With respect to the use of nuclear energy, the Swiss population has been fundamentally divided since the Kaiseraugst debate in the early 1970s. While the acceptance of nuclear energy has increased to some extent since the outbreak of the conflict in Ukraine and the debate on supply security, there is still no sign of a stable majority in favour of the construction of new nuclear power plants. Higher acceptance rates tend to apply in connection with the long-term operation of the existing facilities. Opinions are strongly polarised along the left-right political axis and by gender. In a direct comparison, representative surveys show that support for nuclear energy is lower than for alpine photovoltaics or wind energy. The democratic co-determination by the population is structurally anchored in the Swiss licensing procedure and influences every potential implementation process. Given

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

that the construction of new nuclear power plants requires several referenda to be held over an extended period (from the amendments of the legal bases through to the optional referendum on the facility), the political feasibility of such projects currently appears to be associated with considerable uncertainties. In the estimation of the stakeholders, a future debate would above all focus on the aspects of safety, supply security and independence, costs and system integration, while less importance would be attached to climate policy arguments.

Legal and regulatory framework. Switzerland's nuclear energy legislation primarily refers to the (broad) term, "nuclear facility". With respect to power reactors, it does not specify any particular technology, but in practice is strongly oriented towards conventional light-water reactors and their concepts. In the case of SMR, difficulties exist, especially concerning the issues of nuclear licences and nuclear energy liability – for example the licensing or insurance for several (smaller) modules to be installed at a single location. For AMR, there is to some extent a lack of international standards and practical knowledge on the part of the authorities, as well as consolidated safety certification procedures. The three-step nuclear licensing procedure requires the possession of a general licence before a construction and operating licence can be issued. The general licensing procedure incorporates broad-based participation elements and enables a democratic legitimation for each site decision. The analysis indicates that the applicable legislation would be generally viable for large-scale Generation III/III+ reactors, but that a certain degree of interpretation and amendment would be required for SMR and AMR.

Specific options for action can be derived from the findings from the seven thematic areas above. These are presented below in summarised form.

Options for action

Twelve options for action that concern all the examined areas were derived from the findings of the study. They are designed so that they can largely be implemented regardless of whether or not the political and social debate results in the repeal of the prohibition on the construction of new nuclear power plants in the future.

The twelve options for action identified in this study are structured along three axes. The time axis concerns the priority for the ongoing energy transition and the prevention of a medium-term supply shortfall, the strategic integration of new nuclear power options into a coherent overall energy strategy (as a potential, additional component, rather than as a substitute for other technologies), and a stable policy and planning framework ahead of an investment decision. The risk sharing axis concerns the development of a structured, early societal dialogue targeting a reflective deliberation on the trade-offs between safety, opportunities and risks, the anticipatory clarification of financing and risk sharing models, and the anchoring of the life

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

cycle analysis as an integral decision-making component. The dependency axis concerns a long-term non-technology-specific observation and evaluation framework, a forward-looking strategy for international integration (supply chains, fuel supply, licensing cooperation), and a forward-looking disposal and fuel cycle strategy that also takes account of compatibility with the current deep geological storage concept. Three bridging options each link two axes: updating the legal framework (time ↔ dependency), securing the necessary specialised expertise and supervisory capacities (time ↔ dependency) and an iterative evidence-based updating of the model and data basis (time ↔ risk sharing).

Conclusions

The potential contribution of new nuclear technologies can neither be determined in general, nor clearly anticipated. From a techno-economic perspective, their potential contribution depends largely on the development path along which they are examined, the point in time at which they would become available, how much their construction costs would be, and how the energy system simultaneously develops. On an ambitious transformation path they can also make an additional contribution to supply security, the reduction of imports and sector coupling – but they do not substitute either the need to increase renewable energy use or the necessity to expand electricity grids, create energy storage facilities, utilise flexibility and increase the level of energy efficiency.

At the same time, the political feasibility of the use of new nuclear technology is from today's perspective associated with substantial uncertainties. In Switzerland the population has for decades been divided over the issue of nuclear energy, and several consecutive referenda in favour of nuclear power would be required until it would be possible to implement one or more projects. Furthermore, significant adaptations would be required at the economic, legal and regulatory levels, especially in the context of advanced modular and small modular reactor concepts.

Across the seven examined issues, the three areas of tension introduced in the section dealing with options for action – the time, risk share and dependency axes – span key trade-offs. On the time axis, options that become available at a late stage lose their systemic effect, while inadequately prepared legal and regulatory frameworks can give rise to delays. On the risk sharing axis, the distribution of financial, environmental and social risks among private individuals, public and future players determines the feasibility right from the start. On the dependency axis, a nuclear power option does not nullify Switzerland's import dependency, but rather shifts it from electricity to fuels and components. The latter also applies to renewable energy technologies. The three cited bridging options (updating the legal framework, securing the necessary expertise, iterative updating of the model and data basis) each link two axes and maintain the capacity for action over the necessary lead times.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

The study delivers a differentiated, interdisciplinary knowledge base that integrates the technological, systemic, economic, ecological, socio-political and legal and regulatory dimensions, and thus extends beyond a purely techno-economic analysis. It enables the upcoming debate to be carried out objectively and on the basis of comprehensible criteria, and may be regarded as a contribution towards this discussion, not as a pre-emption of its political outcome.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Résumé

Introduction

Il s'agit pour la Suisse d'évoluer vers un approvisionnement énergétique climatiquement neutre, sûr et bénéficiant d'un large consensus au sein de la société. En acceptant, en 2017, la loi sur l'énergie, le peuple s'est prononcé en faveur d'une sortie progressive du nucléaire et du développement des énergies renouvelables. Les changements géopolitiques survenus depuis 2022 ont accru l'importance de la sécurité d'approvisionnement, notamment en hiver. Dans ce contexte, la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires existantes et l'éventuelle levée de l'interdiction d'en construire de nouvelles sont débattues dans le monde politique et dans l'opinion publique. Une modification de la loi sur l'énergie, comme contre-projet indirect à l'initiative populaire fédérale « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) », sera probablement soumise au peuple en 2027. Pour cette raison, l'initiative elle-même a été retirée conditionnellement.

À l'échelle internationale, on observe une nouvelle phase de construction de centrales nucléaires. En Europe et en Amérique du Nord, plusieurs grands réacteurs de génération III/III+ ont vu le jour ces dernières années et d'autres projets sont en cours. Des petits réacteurs modulaires (Small Modular Reactors, SMR) basés sur la technologie éprouvée à eau légère sont à la veille de leur première mise en service commerciale. La plupart des concepts modulaires avancés (Advanced Modular Reactors, AMR), tels que les réacteurs refroidis au sel fondu, au gaz ou au métal liquide, sont au stade de la recherche ou de la démonstration.

Face à cette situation, la fondation TA-SWISS a fait réaliser la présente étude interdisciplinaire afin d'établir un ensemble de connaissances équilibré et indépendant sur les opportunités et les risques que les nouvelles technologies nucléaires représentent pour la Suisse. Cette étude entend fournir une base d'informations détaillée utile au débat politique et social à venir. Elle ne se prononce pas sur la question de savoir s'il faut ou non construire de nouvelles centrales nucléaires, mais examine dans quelle mesure ces installations pourraient contribuer à un système énergétique climatiquement neutre et quelles conditions préalables devraient être réunies pour permettre une telle contribution. Pour identifier ces dernières de manière systématique, elle aborde et conjugue sept problématiques du point de vue technologique, systémique, économique, environnemental, social, politique et juridico-réglementaire. En outre, elle intègre les dimensions du risque, de la sûreté et de la protection en situation d'urgence, analyse trois classes de réacteurs (génération III/III+, SMR refroidis à l'eau et AMR), ainsi que

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

l'exploitation à long terme (Long Term Operation, LTO) d'installations existantes, et s'appuie sur une analyse participative des parties prenantes.

Méthodologie

L'étude examine sept problématiques qui sont traitées en détail dans les chapitres 2 à 6 :

F1 – Les développements internationaux et ce qu'ils signifient pour la Suisse. Quel est l'état de développement des nouvelles technologies nucléaires dans le monde ? Quelles possibilités celles-ci offrent-elles à la Suisse et où ce pays en est-il aujourd'hui dans ce contexte ?

F2 – La technologie. Quelles sont les options technologiques qui entrent en ligne de compte (grands réacteurs ou petits réacteurs modulaires (SMR)) et dans quel horizon temporel (2040 ou 2050) seraient-elles disponibles ? Qu'impliquent-elles pour la philosophie de sécurité, les types d'accidents, la gestion des déchets et les exigences applicables aux sites ?

F3 – L'intégration systémique et la sécurité énergétique. Dans quelle mesure l'énergie nucléaire pourrait-elle contribuer à la décarbonation et comment s'intégrerait-elle dans un système privilégiant de plus en plus les énergies renouvelables (par exemple en ce qui concerne la fourniture d'électricité en hiver, la capacité d'approvisionnement de base et la flexibilité) ? À quels risques faut-il prêter attention en matière de sécurité d'approvisionnement ?

F4 – L'économie et l'économie nationale. Quels coûts et quelles incertitudes faut-il prendre en compte et quels en sont les effets macroéconomiques ? Quelles sont les conditions du marché et du financement qui permettraient d'envisager des investissements dans de nouveaux réacteurs ?

F5 – L'environnement et la durabilité. À quoi ressemble le bilan du cycle de vie des nouvelles technologies nucléaires et comment évaluer leurs chaînes d'approvisionnement dans le contexte de la décarbonation ?

F6 – La société et la politique. Comment se forme l'opinion publique sur l'énergie nucléaire et quel rôle la polarisation politique, la perception des risques et la participation démocratique jouent-elles dans le processus de mise en œuvre ? Quels aspects pourraient avoir un impact sur un débat futur ?

F7 – Le droit et la réglementation. Le cadre juridique existant est-il compatible avec les nouvelles technologies ou nécessite-t-il des adaptations ?

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

L'étude combine différentes approches méthodologiques autonomes, mais thématiquement imbriquées les unes aux autres. L'**état des lieux technologique** repose sur un examen systématique de la littérature spécialisée, des données fournies par les entreprises impliquées et des rapports des autorités de surveillance, ainsi que sur une analyse de projets de construction et de démonstration en cours dans le monde. Sur la base de ces informations, trois classes de réacteurs sont prises en considération pour la Suisse et analysées : un grand réacteur à eau pressurisée de génération III/III+, un SMR refroidi à l'eau et un AMR générique. La **modélisation économique et des systèmes énergétiques** combine le modèle techno-économique suisse de systèmes énergétiques STEM (Swiss Times Energy Systems Model) avec le modèle macroéconomique GEM-E3-CH (modèle général d'équilibre calculable). Elle est réalisée pour trois trajectoires de développement issues du projet SWEET-SURE : les deux premières mettent l'accent, respectivement, sur la **coopération internationale** (SPS1 « **marchés ouverts** ») et sur la **résilience nationale** (SPS2 « **autarchie** »), la troisième poursuit les tendances actuelles (SPS4 « **continuer comme avant** »). Des options de disponibilité nucléaire précoce et tardive, ainsi que l'influence de modifications des hypothèses concernant les prix d'importation et d'autres coûts, sont étudiées sur chaque trajectoire au moyen d'analyses de sensibilité.

L'**évaluation environnementale et de durabilité** fait appel à une analyse prospective du cycle de vie, qui tient compte de l'évolution dans le temps des chaînes d'approvisionnement et de ce qui en découle pour la décarbonation. L'analyse de la **dimension sociale et politique** s'appuie sur l'évolution historique du débat nucléaire en Suisse, l'évaluation de sondages représentatifs de la population, les données de votations fédérales et cantonales et un atelier participatif de parties prenantes qui a réuni une trentaine de personnes représentant différents groupes d'intérêts. L'**analyse juridique** examine le droit en vigueur en Suisse en matière d'énergie nucléaire, de procédures d'autorisation et de responsabilité civile, ainsi que les accords et normes qui se rapportent à ces domaines au niveau international, pour juger de leur applicabilité aux SMR et AMR.

Un groupe d'accompagnement incluant différentes parties prenantes a effectué un suivi critique de l'étude tout au long de son déroulement d'avril 2025 à juin 2026. Ses précieuses suggestions ont enrichi les analyses et le document. Les principaux résultats résumés ci-après se rapportent aux sept problématiques mentionnées plus haut.

Les principaux résultats

Les développements internationaux et ce qu'ils signifient pour la Suisse. En Suisse, les centrales nucléaires existantes (Beznau I/II, Gösgen, Leibstadt) poursuivent leur exploitation. Depuis 2017, il est interdit de construire de nouvelles centrales, mais la recherche sur le nucléaire reste autorisée. En Europe et en Amérique du Nord, l'activité de construction de centrales nucléaires reprend après des années de stagnation. Plusieurs grands réacteurs et

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

les premiers modules SMR devraient entrer en service d'ici le milieu des années 2030. En Europe, plusieurs pays mènent des projets concrets de construction et de démonstration, et une stratégie SMR se développe dans le cadre de la politique industrielle du continent. Même en l'absence de projets de construction, la Suisse est concernée par cette évolution, compte tenu des installations situées à proximité de la frontière, du commerce de l'électricité, des normes internationales et des chaînes d'approvisionnement.

La technologie. Il est réaliste d'admettre que, compte tenu de leur niveau de maturité, les grands réacteurs de la génération III/III+ et les SMR refroidis à l'eau seront des options disponibles pour la Suisse à l'horizon des décisions des années 2030. Considérant l'état actuel de la technique, les AMR atteindront un niveau de développement et d'expérience comparable au plus tôt dans les années 2040 et se présenteront plutôt comme une option à long terme. Tous les concepts étudiés se distinguent par des systèmes passifs et par de longs délais (d'au moins 72 heures) pendant lesquels le personnel n'a pas besoin d'intervenir. Ces améliorations techniques en matière de sûreté reposent en partie sur les enseignements tirés des événements de Fukushima. L'expérience en matière de construction, les normes internationales, les cycles du combustible et les chaînes d'approvisionnement varient considérablement selon les types de réacteurs. Pour les AMR qui recourent à des solutions alternatives en matière de combustibles et de cycles de combustion, des questions subsistent quant au conditionnement et au stockage intermédiaire et définitif. Compte tenu des caractéristiques de sécurité des réacteurs modernes refroidis à l'eau, de plusieurs décennies d'expérience en Suisse avec la technologie à eau légère, de chaînes d'approvisionnement en combustible matures et diversifiées, ainsi que du faible excédent de déchets par rapport à la capacité du stockage géologique profond en phase de planification, les réacteurs refroidis à l'eau (autant les grands réacteurs de la classe III/III+ que les SMR) semblent, à l'heure actuelle, une option plus judicieuse pour la Suisse que les concepts avancés de la classe des AMR ; à l'exception, peut-être, des AMR refroidis au gaz, s'il existe un besoin de couplage haute température.

L'intégration systémique et la sécurité énergétique. Il ressort de la modélisation des systèmes énergétiques que, sur une trajectoire ambitieuse de décarbonation visant le zéro net à l'horizon 2050, la nouvelle énergie nucléaire pourrait avoir des effets bénéfiques. Celle-ci permettrait notamment de diminuer les importations d'électricité (notamment en hiver et lors des pics de consommation), de soutenir le couplage sectoriel et de réduire les besoins d'importation de sources d'énergie décarbonées, ainsi que les mesures supplémentaires, souvent coûteuses, d'efficacité énergétique et d'adaptation de la demande. La classification des importations repose essentiellement sur leur volume, le moment de leur mise en œuvre et les conditions des échanges transfrontaliers. Si les importations sont aisément disponibles et à bas coût, la production nationale présente un moindre intérêt que si l'électricité importée est chère ou si les échanges transfrontaliers sont restreints. Une limitation importante des importations d'électricité nécessite une production indigène accrue et une augmentation de l'efficacité, des capacités de stockage et de la flexibilité, ce qui accroît les coûts du système. Selon la trajectoire de développement et les hypothèses adoptées, la nouvelle énergie nucléaire peut

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

entraîner une baisse des coûts du système énergétique, avant tout grâce à des dépenses d'importation moindres et à un besoin réduit d'ajustements liés à l'efficacité et à la demande.

Cependant, la nouvelle énergie nucléaire ne remplace ni la force hydraulique, épine dorsale du système électrique suisse, ni la poursuite du déploiement des énergies renouvelables. Elle diminue avant tout les parts supplémentaires du développement ultérieur de l'éolien et du photovoltaïque. Toutefois, elle n'empêche pas ces derniers de poursuivre leur essor de manière significative. Les réseaux, le stockage, les options de flexibilité et l'amélioration de l'efficacité restent nécessaires. Le rôle économique que le nouveau nucléaire peut jouer dans le système énergétique dépend du moment de sa mise en service, des coûts de construction et de financement, des conditions d'importation et de l'évolution du reste du système énergétique. Si une option nucléaire n'arrive que tardivement, il se peut que le système ait déjà bénéficié d'investissements substantiels dans les énergies renouvelables, l'efficacité et la flexibilité, si bien qu'elle contribue dans une moindre mesure à l'augmentation de la production. Le moment de mise à disposition est donc d'une grande importance, quelle que soit la classe de réacteurs. De grands réacteurs de génération III/III+ rapidement disponibles et des SMR refroidis à l'eau pourraient entrer en service au plus tôt dès la fin des années 2040 ; ils déploient leur effet systémique essentiellement à partir des années 2050, alors que pour des options disponibles plus tard, cela n'est le cas que bien après 2050.

En outre, une exploitation prolongée des centrales nucléaires suisses existantes est proposée dans le modèle comme option de transition pour réduire les problèmes d'approvisionnement à moyen terme. Elle doit être évaluée, cas par cas, quant à sa faisabilité technique, réglementaire et économique.

La question du financement. Il ressort de l'analyse macroéconomique que différentes trajectoires de développement nucléaire peuvent influencer l'économie suisse de manière diverse par leur impact sur les prix de l'électricité, les investissements et la consommation. Toutefois, dans le contexte général de la transformation du système énergétique, ces effets demeurent modérés. Un retard dans le développement des énergies renouvelables et/ou du nucléaire peut, en Suisse, conduire à un déficit de production d'énergie bas-carbone dans l'intervalle entre la mise hors service des centrales existantes et une éventuelle réintroduction du nucléaire, avec pour corollaire un léger recul du PIB vers le milieu du siècle. Des projets internationaux de construction de centrales font face à des dépassements de coûts et de délais considérables, qui ont entre autres pour causes le manque d'expérience en la matière, des conceptions déficientes et des chaînes d'approvisionnement insuffisamment qualifiées. Sans modèles clairs de financement et de partage des risques, il est difficile, à l'étranger comme en Suisse, d'obtenir un financement privé pour de nouveaux projets nucléaires, notamment en raison des incertitudes politiques liées au processus d'autorisation. À cet égard, il faut distinguer entre l'impact systémique sur les coûts de nouvelles centrales dans le modèle et la possibilité de financer un projet concret, laquelle dépend de surcroît des risques liés à la durée de construction et aux coûts, aux retards réglementaires et à la répartition des risques.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

L'environnement et la durabilité. Comparées à d'autres technologies de production d'électricité, les options nucléaires considérées affichent un score comparable ou meilleur sur plusieurs indicateurs environnementaux (par exemple l'impact climatique, l'impact sur les écosystèmes, sur la santé humaine et en termes d'occupation des sols). Une exception est la consommation d'eau douce, particulièrement élevée pour les SMR. Cependant, si l'on considère, dans son ensemble, le secteur de l'électricité et de l'approvisionnement en énergie finale, le bilan environnemental est beaucoup plus influencé par la trajectoire de développement du système que par le recours à l'énergie nucléaire, quelle que soit la technologie retenue. Les trajectoires visant résolument la décarbonation, l'électrification et la réduction de la combustion d'agents fossiles présentent un bilan nettement meilleur en termes d'impacts environnementaux et de durabilité que celles prévoyant un taux d'électrification plus faible et la poursuite de l'utilisation de ressources fossiles. Le choix de l'option nucléaire ou de la classe de réacteurs ne modifie pas la hiérarchie fondamentale des scénarios.

La société et la politique. Depuis le débat de Kaiseraugst au début des années 1970, la population suisse est divisée sur la question du nucléaire. L'adhésion à cette énergie a certes un peu augmenté depuis le début de la guerre en Ukraine et du débat sur la sécurité d'approvisionnement ; toutefois, une majorité stable favorable à la construction de nouvelles centrales n'est pas prévisible. Les taux d'approbation sont plus élevés pour un prolongement de l'exploitation des installations existantes. Il y a une forte polarisation des opinions le long de l'axe politique gauche-droite et selon le sexe. De plus, des sondages représentatifs attribuent à l'énergie nucléaire, en comparaison directe, une priorité nettement inférieure à celle du photovoltaïque alpin et de l'éolien. La participation démocratique fait partie intégrante, sur le plan structurel, du processus suisse d'autorisation et influence systématiquement sa mise en œuvre. La construction de nouvelles centrales implique plusieurs décisions en votations populaires réparties sur une longue période (de l'adaptation des bases légales jusqu'au référendum facultatif sur les objets) ; sa mise en œuvre semble, à l'heure actuelle, entachée d'incertitudes considérables sur le plan politique. Les parties prenantes considèrent qu'un débat futur portera avant tout sur la sûreté, l'indépendance en matière d'approvisionnement, les coûts et l'intégration systémique, tandis que les arguments de politique climatique auront moins d'importance.

Le droit et la réglementation. Le droit nucléaire suisse se réfère en premier lieu à la notion d'installation nucléaire (au sens large). En ce qui concerne les réacteurs de puissance, il est en principe ouvert aux différentes technologies, mais, en pratique, il est fortement axé sur les réacteurs classiques à eau légère. Dans le cas des SMR, des difficultés apparaissent notamment concernant les régimes d'autorisation et la responsabilité civile en matière d'énergie nucléaire – par exemple, s'il devait s'agir d'autoriser ou d'assurer plusieurs (petits) modules sur un même site. Quant aux AMR, des normes internationales font défaut à leur égard, de même que l'expertise administrative et des procédures éprouvées de vérification de la sécurité. La procédure d'autorisation nucléaire en trois étapes prévoit qu'une autorisation-cadre doit précéder l'autorisation de construire et d'exploiter des installations nucléaires. La procédure

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

d'autorisation-cadre intègre un ensemble d'éléments de participation et confère une légitimation démocratique à chaque décision relative au choix d'un site. Dans l'ensemble, l'analyse montre que le droit actuel serait, dans une large mesure, applicable aux grands réacteurs de la génération III/III+, mais qu'il devrait, en partie, être réinterprété et adapté aux SMR et aux AMR.

Les options d'action concrètes qui se dégagent de ces considérations relatives aux sept problématiques sont regroupées ci-après.

Options d'action

Partant de ces considérations, l'étude dégage douze options d'action transversales qui concernent tous les domaines traités et sont conçues de manière à pouvoir, dans une large mesure, être mises en œuvre indépendamment de l'issue du débat politique et social sur la levée éventuelle de l'interdiction de construire de nouvelles centrales.

Ces options d'action s'articulent autour de trois champs de tension. Sur l'axe du temps figurent la priorité accordée à la transition énergétique en cours et à l'évitement d'un approvisionnement insuffisant à moyen terme, l'intégration de nouvelles options nucléaires dans une stratégie énergétique globale cohérente (en tant qu'éventuel complément et non comme substitut à d'autres technologies) et un cadre politique et de planification stable, à mettre en place avant toute décision d'investissement. Sur l'axe de partage des risques, il s'agit d'établir un dialogue sociétal structuré et précoce visant à promouvoir une réflexion critique sur les conflits d'objectifs entre sûreté, opportunités et risques, de clarifier en amont les modèles de financement et de partage des risques, et de prendre en compte l'évaluation du cycle de vie en tant qu'élément intégré au processus de décision. Sur l'axe de la dépendance se trouve un dispositif permanent d'observation et d'évaluation ouvert à la technologie, une stratégie prospective d'intégration internationale (chaînes d'approvisionnement, fourniture en combustible, coopérations en matière de licences), ainsi qu'une stratégie prospective de gestion des déchets et du cycle du combustible, qui se veut compatible avec le concept actuel de stockage géologique profond. Trois options ont chacune une fonction de pont entre deux axes : la mise à jour du cadre juridique (temps ↔ dépendance), le maintien de l'expertise et des capacités de surveillance (temps ↔ dépendance) et la mise à jour itérative, fondée sur des données probantes, de la base de modèles et de données (temps ↔ partage des risques).

Conclusions

La contribution possible des nouvelles technologies nucléaires ne peut ni être déterminée de manière générale ni prédite avec certitude. D'un point de vue techno-économique, elle dépend fortement de la trajectoire de développement retenue, du moment de leur mise à disposition,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

des coûts de construction et de l'évolution concomitante du reste du système énergétique. Sur une trajectoire de transformation ambitieuse, ces technologies peuvent concourir à la sécurité d'approvisionnement, à la réduction des importations et au couplage sectoriel – mais elles ne remplacent pas la nécessité de promouvoir l'essor des énergies renouvelables, ni celle de développer les réseaux électriques, d'accroître les capacités de stockage, d'exploiter la flexibilité et d'améliorer l'efficacité énergétique.

À cela s'ajoute que la mise en œuvre de nouvelles technologies nucléaires comporte d'importantes incertitudes sur le plan politique. En effet, la question nucléaire divise la population suisse depuis des décennies et il faudrait plusieurs décisions populaires successives en faveur du nucléaire avant qu'un ou plusieurs projets puissent être réalisés. Sans oublier les importants besoins d'adaptation sur les plans économique, juridique et réglementaire, notamment en ce qui concerne les SMR et les AMR.

Transversalement aux sept problématiques, les trois champs de tension introduits dans le paragraphe sur les options d'action – les axes du temps, du partage des risques et de la dépendance – établissent des compromis essentiels. Sur l'axe du temps, des options disponibles tardivement perdent leur impact systémique, tandis qu'une préparation insuffisante des conditions-cadres juridico-réglementaires entraîne des pertes de temps. Sur l'axe de partage des risques, la répartition des risques économiques, environnementaux et sociaux entre les acteurs privés, publics et futurs est décisive dès le départ pour la faisabilité d'un projet. Sur l'axe de la dépendance, une option nucléaire ne supprime pas la dépendance de la Suisse à l'égard des importations, mais la déplace de l'électricité vers les combustibles et les composants. Ce dernier point s'applique également aux technologies des énergies renouvelables. Les trois options qui ont une fonction de pont (la mise à jour du cadre juridique, le maintien de l'expertise, la mise à jour itérative de la base de modèles et de données) relient chacune deux axes et préservent la capacité d'action tout au long des délais impartis.

L'étude procure une base de connaissances interdisciplinaire différenciée qui intègre les dimensions technologiques, systémiques, économiques, écologiques, socio-politiques et juridico-réglementaires et va ainsi au-delà d'une analyse purement techno-économique. Elle permet de mener le débat à venir avec objectivité et en se référant à des critères compréhensibles et entend être une contribution à ce débat et non pas préjuger de son issue politique.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sintesi

Introduzione

La Svizzera ha davanti a sé il compito di assicurarsi, per il futuro, un approvvigionamento energetico sicuro, socialmente condiviso e a impatto climatico zero. Con la legge federale sull'energia, nel 2017, la popolazione si è espressa a favore del potenziamento delle energie rinnovabili e di un abbandono graduale dell'energia nucleare. Dal 2022, i cambiamenti geopolitici hanno riportato in primo piano la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare durante l'inverno. In questo contesto, in politica e nell'opinione pubblica ha preso il via una discussione sulla prosecuzione dell'esercizio delle centrali nucleari esistenti e su un'eventuale revoca del divieto di costruire nuovi impianti. Una modifica della legge sull'energia nucleare, proposta come controprogetto indiretto all'iniziativa popolare federale "*Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)*" (Energia elettrica in ogni momento per tutti – Stop ai blackout), sarà presumibilmente sottoposta a votazione referendaria nel 2027. Per questo motivo, l'iniziativa stessa è stata ritirata con riserva.

A livello internazionale si assiste ad una nuova fase nella costruzione di centrali nucleari. In Europa e in America del Nord, negli scorsi anni sono stati realizzati vari grandi reattori di generazione III/III+ e altri progetti di costruzione sono in corso. Piccoli reattori modulari (Small Modular Reactors, SMR) basati sulla collaudata tecnologia ad acqua leggera stanno entrando nella fase di utilizzo commerciale. Sistemi modulari avanzati (Advanced Modular Reactors, AMR), come reattori raffreddati a sali fusi, a gas o a metalli, si trovano in fase di ricerca o dimostrazione.

In questo contesto, la fondazione TA-SWISS ha commissionato il presente studio interdisciplinare. L'obiettivo è elaborare una base di conoscenze equilibrata e indipendente sulle opportunità e sui rischi delle nuove tecnologie nucleari per la Svizzera. Lo studio mira a fornire informazioni esaustive per le discussioni politiche e sociali future. Non valuta se occorra o meno costruire nuove centrali nucleari, ma a quali condizioni nuove centrali nucleari potrebbero fornire un contributo ad un sistema energetico a impatto climatico zero e quali siano i presupposti necessari. Per rilevare sistematicamente questi presupposti, lo studio combina sette interrogativi, che esaminano la questione dal punto di vista tecnologico, sistemico, economico, ecologico, sociale, politico e giuridico-normativo. Inoltre, lo studio integra dimensioni legate ai rischi, alla sicurezza e alla protezione in caso di emergenza, analizza tre classi di reattori (generazione III/III+, SMR raffreddati ad acqua e AMR) e l'esercizio a lungo termine

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

(Long Term Operation, LTO) degli impianti esistenti, sulla base di un'analisi partecipativa condotta con stakeholder.

Metodologia

Lo studio esplora sette interrogativi, illustrati in dettagli nei capitoli 2–6:

F1 – Sviluppi internazionali e rapporto con la Svizzera. A che punto è lo sviluppo di nuove tecnologie nucleari a livello mondiale? Quale potenziale ne deriva per la Svizzera e a che punto è la Svizzera stessa oggi?

F2 – Tecnologia. Quali opzioni tecnologiche potrebbero essere prese in considerazione (grandi reattori o SMR) ed entro quale orizzonte temporale sarebbero disponibili (2040 o 2050)? Cosa significa per la filosofia della sicurezza, i tipi di incidenti, la gestione dei rifiuti e i requisiti relativi alla scelta del sito?

F3 – Integrazione sistemica e sicurezza energetica. Quale contributo potrebbe fornire l'energia nucleare alla decarbonizzazione e come si iscriverebbe in un sistema che punta sempre più sulle energie rinnovabili (p. es. approvvigionamento elettrico invernale, capacità di carico di base e flessibilità)? Quali rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento vanno tenuti in considerazione?

F4 – Economia ed economia nazionale. Quali costi e quali incognite sono da mettere in conto e quali effetti macroeconomici ne derivano? A quali condizioni di mercato e di finanziamento sarebbe possibile investire in nuovi reattori?

F5 – Ambiente e sostenibilità. Come si presenta l'analisi del ciclo di vita delle nuove tecnologie nucleari e come valutare le catene di fornitura nell'ambito della futura decarbonizzazione?

F6 – Società e politica. Qual è l'opinione pubblica nei confronti dell'energia nucleare e quale ruolo svolgono la polarizzazione politica, la percezione dei rischi e la partecipazione democratica nel processo di attuazione? Quali aspetti potrebbero influenzare il dibattito in futuro?

F7 – Diritto e regolamentazione. Il quadro giuridico vigente è compatibile con le nuove tecnologie o sono necessari adeguamenti?

Lo studio combina diversi approcci metodologici interconnessi sul piano dei contenuti, ma indipendenti. L'**analisi preliminare della tecnologia** si basa su una rassegna sistematica della letteratura specializzata, sui dati dei fabbricanti e su rapporti delle autorità di

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

sorveglianza, nonché su un'analisi di progetti di costruzione e dimostrazione in corso a livello mondiale. Su tale base sono definite e analizzate tre classi di reattori per la Svizzera: un grande reattore ad acqua pressurizzata di generazione III/III+, un SMR raffreddato ad acqua e un AMR generico. La **modellazione del sistema energetico e dell'economia** combina il modello tecno-economico di sistema energetico svizzero STEM (Swiss Times Energy Systems Model) con il modello macroeconomico GEM-E3-CH (modello di equilibrio economico generale computabile). Tre "percorsi di sviluppo" elaborati nell'ambito del progetto SWEET-SURE costituiscono la base dell'analisi: un percorso orientato alla **cooperazione internazionale** (SPS1 "Mercati aperti"), uno incentrato sulla **resilienza nazionale** (SPS2 "Autarchia") e uno che rappresenta il **proseguimento dei trend attuali** (SPS4 "Business as usual"). All'interno di ciascun percorso sono valutate, mediante analisi di sensitività, opzioni immediate o tardive per la disponibilità di energia nucleare, nonché l'influenza di variazioni delle ipotesi relative ai prezzi all'importazione e ai costi.

La **valutazione dal punto di vista dell'ambiente e della sostenibilità** sfrutta un'analisi prospettica del ciclo di vita, che considera le catene di fornitura e la loro decarbonizzazione con il passare del tempo. L'analisi della **dimensione sociale e politica** si basa sull'evoluzione storica del dibattito sul nucleare in Svizzera, su un'analisi di indagini demoscopiche rappresentative, su dati relativi alle votazioni federali e cantonali, nonché su un workshop, a cui hanno partecipato circa 30 stakeholder che rappresentavano diversi gruppi d'interessi. L'**analisi giuridica** esamina la applicabilità a SMR ed AMR del diritto svizzero vigente in materia di energia nucleare, autorizzazione e responsabilità civile, degli accordi e delle norme internazionali.

Un gruppo di accompagnamento formato da rappresentanti di diversi gruppi d'interessi ha supervisionato lo studio con spirito critico durante l'intera durata, dall'aprile del 2025 al giugno del 2026 e i suoi preziosi suggerimenti sono confluiti nelle analisi e nel rapporto. I principali risultati riassunti di seguito si riferiscono ai sette interrogativi indicati.

Risultati principali

Sviluppi internazionali e rapporto con la Svizzera. In Svizzera, le centrali nucleari esistenti (Beznau I/II, Gösgen, Leibstadt) sono tuttora in esercizio. La costruzione di nuove centrali nucleari è vietata dal 2017, mentre la ricerca sull'energia nucleare resta consentita. In Europa e in America del Nord, dopo vari anni di stasi, la costruzione di centrali nucleari mostra una crescente attività. Entro la metà del decennio 2030–2040 dovrebbero entrare in esercizio diversi grandi reattori ed i primi moduli SMR. Vari paesi europei stanno realizzando progetti di costruzione e dimostrazione e a livello europeo si sta elaborando una strategia di politica industriale relativa agli SMR. Pur non portando avanti propri progetti di nuova costruzione, anche la Svizzera è interessata da questi sviluppi, visti gli impianti in prossimità della frontiera, lo scambio di energia elettrica, le norme internazionali e le catene di fornitura.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tecnologia. Considerando il loro grado di maturità, per la Svizzera le opzioni realistiche disponibili per l'orizzonte decisionale del decennio 2030–2040 sono i grandi reattori di generazione III/III+ e gli SMR raffreddati ad acqua. In base allo stato attuale delle conoscenze, gli AMR raggiungeranno un livello analogo di costruzione ed esperienza non prima del decennio 2040–2050 e vanno quindi tendenzialmente visti come un'opzione a lungo termine. I modelli analizzati sono tutti contraddistinti da sistemi di sicurezza passivi e intervalli prolungati (almeno 72 ore) durante i quali non occorre alcun intervento degli operatori in risposta ad incidenti. Questi miglioramenti sul piano della tecnica di sicurezza si basano in parte sugli insegnamenti tratti dall'incidente di Fukushima. L'esperienza in materia di costruzione, le norme internazionali, i cicli del combustibile e la struttura delle catene di fornitura variano sensibilmente tra i diversi tipi di reattori. Specialmente per gli AMR che utilizzano combustibili e cicli del combustibile alternativi, restano aperte alcune questioni relative al condizionamento, allo stoccaggio temporaneo e allo smaltimento dei rifiuti radioattivi. Allo stato attuale, i reattori raffreddati ad acqua (sia i grandi reattori di classe III/III+ che gli SMR) sembrano più adatti alla Svizzera rispetto ai sistemi avanzati della classe degli AMR, considerando le caratteristiche di sicurezza dei moderni reattori raffreddati ad acqua, l'esperienza maturata in Svizzera sull'arco di decenni con la tecnologia ad acqua leggera, la catena di fornitura del combustibile consolidata e diversificata e le scarse quantità di rifiuti supplementari rispetto al potenziale del previsto deposito in strati geologici profondi. Una possibile eccezione è costituita dagli AMR raffreddati a gas, qualora vi fosse la necessità di accoppiarli a processi ad alta temperatura.

Integrazione sistemica e sicurezza energetica. La modellazione del sistema energetico evidenzia che una nuova produzione nucleare potrebbe avere effetti vantaggiosi in un percorso di sviluppo decarbonizzato ambizioso, che mira ad azzerare le emissioni nette nel 2025. Consentirebbe in particolare di ridurre le importazioni di energia elettrica (soprattutto in inverno e nelle ore di picco), di favorire l'integrazione settoriale, e di diminuire la necessità di importare vettori energetici a impatto climatico zero e adottare misure supplementari, alcune eventualmente costose, in materia di efficienza energetica e adattamento della domanda. I fattori rilevanti per valutare le importazioni sono i loro volumi, il momento quando avvengono e le condizioni dello scambio transfrontaliero. Se le importazioni sono disponibili facilmente e a basso costo, il beneficio da produzione interna è inferiore. In caso di prezzi di importazione elevati o possibilità di scambio limitate, il beneficio aumenta. Un'ulteriore limitazione alle importazioni di energia elettrica richiederebbe un aumento della produzione interna, dell'efficienza, dello stoccaggio e della flessibilità e comporterebbe pertanto costi di sistema superiori. A seconda del percorso di sviluppo modellizzato e delle ipotesi, una nuova produzione nucleare potrebbe ridurre i costi del sistema energetico, soprattutto perché comporta minori costi d'importazione e richiede meno adattamenti supplementari dell'efficienza e della domanda.

La nuova energia nucleare non sostituirebbe tuttavia né la produzione idroelettrica nella sua funzione di spina dorsale stabile del sistema elettrico svizzero né l'ulteriore potenziamento delle energie rinnovabili. Ridurrebbe soprattutto le quote di successivo potenziamento aggiuntivo dell'elettricità di origine eolica e solare. Il fotovoltaico e l'eolico continuerebbero tuttavia a essere potenziati in misura significativa anche in caso di nuova produzione nucleare. Anche

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

reti ampliate, i sistemi di stoccaggio, ulteriori opzioni di flessibilità e aumenti dell'efficienza resterebbero necessari. Il ruolo economico che potrebbe svolgere la nuova produzione nucleare nel sistema energetico dipende dal momento della sua disponibilità, dalle spese di costruzione e finanziamento, dalle condizioni d'importazione e dallo sviluppo del resto del sistema energetico. Se l'opzione nucleare diventasse disponibile soltanto in una fase avanzata, il sistema potrebbe avere già investito maggiormente nella produzione da fonti rinnovabili, nell'efficienza e nella flessibilità, riducendo così il suo contributo aggiuntivo. Il momento della disponibilità assume quindi grande rilievo per tutte le classi di reattori. I grandi reattori di generazione III/III+ e gli SMR raffreddati ad acqua, disponibili rapidamente, potrebbero entrare in funzione non prima della fine del decennio 2040–2050; il loro effetto sistemico sarebbe percettibile essenzialmente a partire dal decennio 2050–2060, mentre per le opzioni disponibili più tardi ciò avverrebbe solo molto dopo il 2050.

Il modello considera anche l'esercizio a lungo termine delle centrali nucleari svizzere esistenti quale opzione temporanea, che riduce la lacuna a medio termine nell'approvvigionamento. La fattibilità tecnica, normativa ed economica di tale esercizio a lungo termine va esaminata impianto per impianto.

Economia ed economia nazionale. L'analisi macroeconomica mostra che i diversi percorsi di sviluppo nucleare modellizzati possono influenzare l'economia svizzera attraverso i prezzi dell'energia elettrica, gli investimenti e il consumo. Nel contesto complessivo della trasformazione del sistema energetico, gli effetti restano tuttavia moderati. Se il potenziamento delle energie rinnovabili e/o dell'energia nucleare subirà ritardi, tra lo spegnimento delle centrali nucleari attuali e un'eventuale reintroduzione in Svizzera potrebbe manifestarsi una contrazione nella produzione garantita e a basse emissioni di CO_2. Ciò potrebbe tradursi in moderate perdite del PIL verso la metà del secolo. Progetti di costruzione internazionali presentano consistenti sforamenti dei costi e ritardi, causati tra l'altro dalla mancanza di esperienza nella costruzione, progettazioni incomplete e catene di fornitura non abbastanza qualificate. Senza modelli chiari di finanziamento e ripartizione del rischio, il finanziamento privato di progetti di centrali nucleari è difficile, sia a livello internazionale che a livello svizzero, in particolare a causa delle incertezze politiche durante le procedure di autorizzazione. Occorre inoltre distinguere tra l'effetto sistemico sui costi della nuova produzione nucleare nel modello e la finanziabilità di un progetto concreto, che dipende anche dai rischi legati ai tempi di costruzione e ai costi, dai ritardi normativi e dalla ripartizione del rischio.

Ambiente e sostenibilità. A livello delle singole tecnologie di produzione di energia elettrica, le opzioni nucleari esaminate si rivelano equivalenti o migliori rispetto ad altre tecnologie di produzione di energia elettrica in base a vari indicatori ambientali (p. es. impatto sul clima, qualità ecosistemica, salute umana e fabbisogno di superficie). Fa eccezione il consumo di acqua dolce, che risulta elevato in particolare per gli SMR. Considerando invece l'intero settore elettrico e la fornitura di energia finale, il bilancio ambientale è influenzato più dal percorso di sviluppo dell'intero sistema che non dal ricorso all'energia nucleare o da una determinata classe di tecnologie nucleari. In termini di impatto ambientale e sostenibilità, in

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

varie categorie di impatto, i percorsi che fanno leva sistematicamente sulla decarbonizzazione, l'elettrificazione e la riduzione della combustione di vettori energetici fossili ottengono risultati migliori dei percorsi con minor elettrificazione e il persistente uso di risorse fossili. La scelta dell'opzione nucleare o della classe di reattori non modifica la graduatoria complessiva degli scenari.

Società e politica. Dal dibattito su Kaiseraugst all'inizio del decennio 1970–1980, la popolazione svizzera è sostanzialmente divisa sulla questione nucleare. Dall'inizio della guerra in Ucraina e della discussione sulla sicurezza dell'approvvigionamento, i consensi a favore dell'energia nucleare sono leggermente aumentati; tuttavia, attualmente non si delinea una maggioranza stabile a sostegno della costruzione di nuove centrali nucleari. Si osservano tassi di approvazione superiori per l'esercizio a lungo termine degli impianti esistenti. Le opinioni sono fortemente polarizzate lungo l'asse politico sinistra–destra e in base al genere. Nel confronto diretto, nelle indagini rappresentative l'energia nucleare gode di minor sostegno rispetto al fotovoltaico alpino o all'energia eolica. La partecipazione democratica della popolazione è strutturalmente radicata nel processo svizzero di autorizzazione e condiziona qualsiasi processo di attuazione. Siccome la costruzione di nuove centrali nucleari richiede varie decisioni popolari distribuite su lunghi periodi (dalle modifiche delle basi legali ad eventuali referendum), attualmente la fattibilità politica appare caratterizzata da notevoli incertezze. Secondo gli stakeholder, un eventuale dibattito futuro si articolerebbe soprattutto attorno ai temi della sicurezza, dell'indipendenza dell'approvvigionamento, dei costi e dell'integrazione nel sistema energetico, mentre gli argomenti di politica climatica avrebbero un'importanza minore.

Diritto e regolamentazione. La legislazione svizzera sull'energia nucleare si fonda anzitutto sul concetto di impianto nucleare (in senso ampio). Per quanto riguarda i reattori di potenza, essa considera sostanzialmente diverse tecnologie, secondo un approccio tecnologicamente neutrale. Tuttavia, nella sua impostazione pratica, la legislazione è fortemente orientata verso i classici reattori ad acqua leggera e relativi concetti. Per gli SMR emergono criticità in particolare su aspetti legati alle autorizzazioni nucleari e alla responsabilità civile in materia nucleare – ad esempio quando si tratterebbe di autorizzare o assicurare vari (piccoli) moduli in un unico sito. Per gli AMR mancano in parte standard internazionali, esperienza da parte delle autorità e procedure consolidate per la dimostrazione della sicurezza. La procedura di autorizzazione nucleare, articolata in tre fasi, subordina l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti nucleari a un'autorizzazione di massima. La procedura di rilascio dell'autorizzazione di massima prevede ampi elementi di partecipazione e consente una legittimazione democratica di ogni decisione relativa alla scelta del sito. Nel complesso, l'analisi rivela che il diritto vigente sarebbe sostanzialmente adatto ai grandi reattori di generazione III/III+-, mentre per gli SMR e gli AMR andrebbe in parte interpretato e adeguato.

Sulla base di tali conclusioni relative ai sette settori tematici, si possono derivare concrete opzioni d'intervento, presentate in forma sintetica nella sezione seguente.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Opzioni di intervento

Dalle conclusioni dello studio sono state ricavate 12 opzioni d'intervento trasversali ai diversi capitoli, che interessano tutti gli ambiti trattati. Sono concepite in modo da poter essere attuate in larga misura indipendentemente dal fatto che il futuro dibattito politico e sociale conduca o meno alla revoca del divieto di costruire nuove centrali nucleari.

Le 12 opzioni di intervento identificate nel presente studio sono strutturate lungo tre "assi di tensione decisionale". Lungo l'asse del tempo si dispongono la priorità per la svolta energetica in atto e la prevenzione di lacune nell'approvvigionamento a medio termine, l'integrazione strategica di nuove opzioni nucleari in una strategia energetica generale coerente (opzioni nucleari intese come possibili elementi supplementari e non come sostituti di altre tecnologie), nonché un quadro politico e pianificatorio stabile prima di decidere un investimento. Sull'asse della ripartizione del rischio si ritrovano l'avvio di un dialogo sociale tempestivo e strutturato, volto a consentire confronto ponderato sui conflitti tra gli obiettivi in termini di sicurezza, opportunità e rischi, il chiarimento preventivo dei modelli di finanziamento e ripartizione del rischio e l'inclusione dell'analisi del ciclo di vita quale parte integrante del processo decisionale. Sull'asse della dipendenza si collocano un dispositivo di monitoraggio e valutazione stabile e tecnologicamente neutrale, una strategia lungimirante di integrazione internazionale (catene di fornitura, approvvigionamento di combustibile, cooperazioni in materia di licenze), una strategia lungimirante in materia di smaltimento e ciclo del combustibile, che consideri anche la compatibilità con l'attuale concetto di deposito in strati geologici profondi. Tre opzioni trasversali uniscono rispettivamente due assi: l'aggiornamento del quadro giuridico (tempo ↔ dipendenza), la garanzia della competenza specialistica e delle capacità delle autorità di vigilanza (tempo ↔ dipendenza), un aggiornamento iterativo, basato sull'evidenza, della base di modelli e dati (tempo ↔ ripartizione del rischio).

Conclusioni

Il possibile contributo delle nuove tecnologie nucleari non può essere determinato in termini generici né anticipato univocamente. Dal punto di vista tecno-economico, il loro possibile contributo dipende fortemente dal percorso di sviluppo modellizzato nel quale vengono considerate, dal momento in cui sarebbero disponibili, dai costi di costruzione e da come evolverà allo stesso tempo il resto del sistema energetico. In un percorso di trasformazione ambizioso possono fornire un contributo supplementare alla sicurezza dell'approvvigionamento, alla riduzione delle importazioni e all'integrazione settoriale – non sostituiscono tuttavia né il bisogno di potenziare le energie rinnovabili, né la necessità di ampliare le reti elettriche, creare sistemi per stoccare l'energia, sfruttare la flessibilità e aumentare l'efficienza energetica.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Allo stesso tempo, allo stato attuale la fattibilità politica dell'impiego di nuove tecnologie nucleari è caratterizzata da notevoli incertezze. In particolare, da decenni la popolazione svizzera è divisa sulla questione nucleare e prima di poter realizzare uno o più progetti sarebbero necessarie diverse decisioni popolari successive a favore dell'energia nucleare. Sono necessari importanti adeguamenti anche sul piano economico, giuridico e normativo, in particolare per i sistemi AMR e SMR.

Trasversalmente ai sette quesiti, i tre assi di tensione decisionale introdotti nel capitolo "Opzioni di intervento" – tempo, ripartizione del rischio e dipendenza – fanno emergere compromessi fondamentali (trade-off). Lungo l'asse temporale, le opzioni disponibili soltanto in una fase tardiva perdono parte del proprio impatto sul sistema, mentre quadri giuridici e normativi non adeguatamente predisposti comportano ritardi. Sull'asse della ripartizione del rischio, la suddivisione iniziale dei rischi economici, ambientali e sociali tra attori privati, pubblici e futuri determina la fattibilità dei progetti. Sull'asse della dipendenza, l'opzione nucleare non elimina la dipendenza della Svizzera dalle importazioni, ma la trasferisce dall'energia elettrica ai combustibili e ai componenti. Ciò vale anche per le tecnologie delle energie rinnovabili. Le tre opzioni trasversali menzionate (aggiornamento del quadro giuridico, garanzia della competenza specialistica, aggiornamento iterativo della base modellistica e dati) uniscono due assi ciascuna, garantendo capacità di azione durante i necessari tempi di preparazione.

Lo studio fornisce una base conoscitiva articolata e interdisciplinare, che integra dimensioni tecnologiche, sistemiche, economiche, ecologiche, socio-politiche e giuridico-normative, andando così oltre una analisi puramente tecno-economica. Esso consente di condurre il prossimo dibattito sulla base di elementi oggettivi e di criteri trasparenti e verificabili, proponendosi come contributo alla discussione e non come anticipazione della risposta politica.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

1 Einleitung und Projektübersicht

Die Frage, welche Rolle neue Nukleartechnologien in der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz spielen könnten, ist aktueller denn je. Bevorstehende politische Entscheidungen über das Neubauverbot sowie die Herausforderungen der Energiewende verlangen eine transparente, faktenbasierte Gesamtanalyse. Das vorliegende Kapitel legt die Ausgangslage und Motivation dar (Abschnitt 1.1), formuliert Zielsetzungen und zentrale Fragestellungen (Abschnitt 1.2), verortet die Studie im bisherigen Forschungsstand (Abschnitt 1.3), beschreibt das methodische Vorgehen (Abschnitt 1.4) und schliesst mit einem Überblick über die Berichtsstruktur (Abschnitt 1.5).

1.1 Ausgangslage und Motivation

Die Motivation der Studie ergibt sich aus dem Zusammenspiel von vier Entwicklungen: dem Wandel des Schweizer Energiesystems, dem veränderten internationalen Umfeld, den aktuellen energiepolitischen Debatten in der Schweiz sowie der daraus erwachsenden Notwendigkeit einer fundierten Bewertung neuer Nukleartechnologien.

1.1.1 Die Schweizer Energiesituation im Wandel

Die Schweizer Stromversorgung steht vor erheblichen strukturellen Herausforderungen, deren gleichzeitiges Auftreten einmalig ist. Mehrere parallele Entwicklungen prägen die aktuelle Situation und den Zeithorizont bis 2050:

- **Steigende Stromnachfrage:** Der Jahresverbrauch dürfte von heute jährlich rund 56 TWh bis 2050 auf 70–90 TWh ansteigen (BFE, 2020). Haupttreiber sind die Elektrifizierung des Strassenverkehrs (Kannan et al., 2022), der breitflächige Einsatz von Wärmepumpen (BFE, 2021b; Kannan et al., 2022) sowie das stark wachsende Rechenzentren-Segment (Stermieri et al., 2023). Szenarien aus den Projekten SWEET-CROSS[1] und SWEET-CoSi[2] (Panos et al., 2023) zeigen eine erhebliche Bandbreite der Nachfrageentwicklung je nach Elektrifizierungstiefe und Digitalisierungsgrad.

1 https://sweet-cross.ch/.

2 https://www.sweet-cosi.ch/.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- **Ausbau erneuerbarer Energien:** Die Energiestrategie 2050 und das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BFE, 2021b) sehen vor, dass Wasserkraft und Photovoltaik (PV) die Hauptlast der zukünftigen Stromversorgung tragen sollen. Hierfür ist ein angestrebter PV-Zubau von 25–40 TWh pro Jahr bis 2050 vorgesehen. Der SWEET-SURE-Rahmen belegt, dass gesellschaftliche Akzeptanz und Flächenverfügbarkeit den Ausbaupfad massgeblich prägen (Schmidt et al., 2023).
- **Stilllegung bestehender Kernkraftwerke:** Die vier Reaktorblöcke Beznau I/II, Gösgen und Leibstadt produzierten 2024 rund 23 TWh, was ca. 28,8 % der inländischen Nettoproduktion entspricht (BFE, 2025b). Der Beitrag der Kernenergie im Winterhalbjahr beträgt rund 35 % der inländischen Nettostromerzeugung. Beznau I/II wird der Betreiber Axpo nach rund 60 Betriebsjahren 2032/2033 abschalten (Axpo, 2024). Gösgen und Leibstadt würden bei einer Betriebsdauer von 60 Jahren in den Jahren 2039 bzw. 2044 vom Netz gehen. Die 60-Jahre-Marke ist dabei eine betreiberseitige Planungsannahme und keine regulatorische Grenze. Grundsätzlich können die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke so lange betrieben werden, wie sie sicher sind, wobei die Betreiber einen Langzeitbetrieb dann anstreben, wenn die notwendigen Investitionen voraussichtlich vollständig wirtschaftlich amortisiert werden können (Bundesrat, 2026). Das KKW Mühleberg wurde 2019 nach 47 Betriebsjahren endgültig stillgelegt und befindet sich derzeit im Rückbau (ENSI, 2024). Das ENSI prüft die Sicherheit der bestehenden Anlagen in zehnjährigen Sicherheitsüberprüfungen (ENSI, 2018).
- **Versorgungssicherheit im Winter:** Die Kombination aus steigendem Verbrauch, dem schrittweisen Abgang der Kernkraftwerke und der primär sommerlichen PV-Produktion führt zu einem prognostizierten Unterangebot von rund 10–15 TWh im Jahr 2050 (BFE, 2021a; Panos et al., 2023). Modellierungen im Rahmen des SWEET-CROSS-Projekts zeigen, dass diese Differenz durch eine Kombination aus alpiner PV, Windkraft, Biomasse, saisonaler Speicherung (Power-to-X) und Importkapazitäten geschlossen werden kann, allerdings unter erheblichen systemischen und investitionsseitigen Anforderungen (Panos et al., 2023: Van Liedekerke et al., 2025).
- **Europäische Integration:** Die Schweiz ist physisch in das europäische Verbundnetz eingebettet. Das Ende 2024 vereinbarte Stromabkommen mit der EU (Bundesrat, 2024) regelt den Netzzugang, den grenzüberschreitenden Handel sowie die Teilnahme an europäischen Kapazitätsmärkten. Resultate von Energiesystemmodellen zeigen, dass die europäische Integration die Versorgungssicherheitskosten massgeblich senkt, zugleich aber Abhängigkeiten schafft, die in geopolitisch angespannten Situationen relevant werden können (Panos et al., 2023; Thaler & Hofmann, 2022; Van Liedekerke et al., 2025).

Die schweizerischen Rahmenbedingungen sind eingebettet in eine internationale Entwicklung, in der die Kernenergie nach Jahren der Stagnation wieder unterschiedlich, aber zunehmend im Sinne einer verstärkten Nutzung diskutiert wird.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

1.1.2 Internationale Kontexte

Die Kernenergiefrage wird international sehr unterschiedlich bewertet. Seit der Energiekrise 2022 infolge des Kriegs in der Ukraine und angesichts anhaltender geopolitischer Spannungen auf den Energiemärkten kommt es in der EU zu einer deutlichen Neubewertung der Kernenergie.[3] Auch der Krieg im Iran hat die energiepolitische Diskussion in mehrfacher Hinsicht beeinflusst, etwa durch seine Auswirkungen auf die Öl- und Gaspreise, durch die erneuerte Aufmerksamkeit für die Verwundbarkeit kerntechnischer Anlagen in Konfliktsituationen sowie durch eine intensivere internationale Diskussion des Proliferationsrisikos und der IAEA-Überwachung.

Vor diesem Hintergrund zeigen sich in Europa unterschiedliche nationale Positionen. Schweden, Finnland, Frankreich und das Vereinigte Königreich sehen die Kernkraft als unverzichtbaren Beitrag zur Dekarbonisierung an (IAEA, 2024a). Ausserdem haben sich über ein Dutzend EU-Staaten, die Teil einer neu gebildeten «nuklearen Allianz» sind, für eine Erhöhung der europäischen Kapazität ausgesprochen (European Parliament, 2023). Deutschland und Österreich hingegen haben sich klar gegen eine Weiternutzung entschieden (Kan et al., 2020; Kockel et al., 2024). Das mit der Schweiz vergleichbare Spanien schwankt weiterhin zwischen Ausstieg und Langzeitbetrieb, wobei es nach dem Blackout von 2025 Bestrebungen gibt, den Langzeitbetrieb über 2035 hinaus aufrechtzuerhalten. Belgien hingegen hat einen Kurswechsel vom Ausstieg hin zum staatlich gestützten Langzeitbetrieb vollzogen. Im Mai 2025 wurde das Verbot von Neubauten aufgehoben,[4] und seit April 2026 treibt die belgische Regierung die Verstaatlichung ihres Kernkraftwerksparks voran.[5] Zugleich bemüht sie sich darum, die Stilllegung weiterer älterer Reaktoren rückgängig zu machen. Der 2022 beschlossene Langzeitbetrieb der Reaktoren Doel 4 und Tihange 3 illustriert dieses Spannungsfeld (Baudewyns et al., 2023). Die nukleare Stromerzeugung in der EU ist seit ihrem Höchststand im Jahr 2004 rückläufig. Mit einem Anteil von 23 % im Jahr 2025 bleibt die Kernenergie jedoch weiterhin die grösste Stromquelle in der EU, gefolgt von Wind (17 %), Gas (17 %), Solar (13 %) und Wasserkraft (12 %) (Ember, 2026).

Weltweit sind derzeit rund 415 Reaktoren mit einer Gesamtleistung von etwa 380 GW in Betrieb (IAEA, 2026b). Während die weltweit durch Kernkraft erzeugte Strommenge im Laufe der Zeit zugenommen hat und im Jahr 2025 ihren Höhepunkt erreicht hat, ist der Anteil der Kernenergie an der globalen Stromerzeugung von knapp 18 % (Mitte der 1990er-Jahre) auf rund 9–10 % gesunken (EMBER, 2026; IAEA, 2024c; Ramana, 2021). Von den 69 Reaktoren, deren Bau seit 2017 begonnen hat, sind 35 chinesischer und 27 russischer Bauart (IAEA, 2026b). Die weltweiten Gesamtinvestitionen in Kernenergie haben sich gegenüber dem

3 https://germany.representation.ec.europa.eu/news/kommissionsprasidentin-von-der-leyen-zu-stromversorgung-kernenergie-und-erneuerbare-energien-spielen-2026-03-10_de

4 https://www.nuklearforum.ch/de/news/belgiens-parlament-hebt-atomausstieg-auf-weg-frei-fuer-neue-kernkraftwerke/.

5 https://www.nuklearforum.ch/de/news/belgien-stoppt-rueckbau-von-kernkraftwerken-und-verhandelt-ueber-staatliche-uebernahme/.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tiefstand von 2018 nahezu verdoppelt und sollen 2024 rund USD 80 Mrd. erreichen (IAEA, 2024a). Im IEA-Netto-Null-Szenario wird eine nahezu verdoppelte globale Kernenergiekapazität von etwa 812 GW bis 2050 prognostiziert. In einem anderen Szenario, das die derzeit weltweit beschlossenen Politikmassnahmen zugrunde legt (STEPS), erreicht die für das Jahr 2050 prognostizierte Leistung dagegen nur rund 530 GW (Khaleel et al., 2025). Andererseits hatten viele Energiesystemszenarien im letzten Jahrhundert mit einem deutlichen Anstieg der Kernenergie gerechnet, der sich nicht verwirklicht hat. Politische Entscheidungen, Kostenentwicklungen und gesellschaftliche Akzeptanz haben den tatsächlichen Verlauf stärker geprägt, als technologische Szenarien antizipieren konnten.

Vor diesem international ambivalenten Hintergrund stellt sich die Frage, wie sich die Schweizer Debatte um die Kernenergie aktuell positioniert.

1.1.3 Aktuelle politische Debatten in der Schweiz

Mit dem Massnahmenpaket I zur Energiestrategie 2050, welches im Mai 2017 von 58,2 % der Stimmberechtigten angenommen wurde, hat die Schweiz den mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (Arlt et al., 2019; Bundeskanzlei, 2017). Das Kernenergiegesetz (KEG) verbietet seither Neubauten sowie den Austausch von Reaktordruckbehältern; bestehende Anlagen dürfen bis zum Ende ihrer sicherheitstechnisch zulässigen Betriebsdauer weiterbetrieben werden. Die vier noch in Betrieb stehenden Schweizer Kernreaktoren (Beznau I und II, Gösgen sowie Leibstadt) gehören mit einem Durchschnittsalter von rund 49 Jahren zu den ältesten der Welt (IAEA, 2024c). Die Debatte über die Versorgungssicherheit im Winter sowie das europaweit zunehmende Interesse an der Kernenergie hat hierzulande zu zwei politischen Vorstössen zur Aufhebung des Neubauverbots geführt (Schweizerischer Bundesrat, 2024):

- Die eidgenössische Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» (im Volksmund **Blackout-Initiative**) für eine Verfassungsänderung, welche mittelbar eine Aufhebung des Neubauverbots verlangt.
- Ein **indirekter Gegenvorschlag des Bundesrats**, der eine Aufhebung des gesetzlichen Neubauverbots verfolgt und damit eine weniger weitreichende, aber schneller umsetzbare Alternative darstellt.

Aufgrund des indirekten Gegenvorschlags wurde die Volksinitiative im Juni 2026 bedingt zurückgezogen. Gegen den indirekten Gegenvorschlag wurde das Referendum angekündigt, weshalb die Schweizer Stimmbevölkerung voraussichtlich im Jahr 2027 darüber entscheiden wird, ob das Rahmenbewilligungsverbot für neue KKW in der Schweiz wieder aufgehoben wird.

Die demokratische Mitbestimmung spielt in der Schweizer Kernenergiedebatte eine aussergewöhnlich wichtige Rolle und stellt zugleich eine strukturelle Besonderheit im internationalen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Vergleich dar. Zwischen 1979 und 2016 fanden mehrere nationale Volksabstimmungen zur Kernenergie statt, darunter 1990 die Annahme eines Baumoratoriums und 2016 die Ablehnung eines beschleunigten Ausstiegs (Arlt et al., 2019). Dies zeigt, dass die Schweizer Bevölkerung ambivalent und situationsabhängig abstimmt (siehe Kapitel 5). Darüber hinaus schafft das direkte Demokratiesystem strukturelle Hürden. So wären für ein neues Kernkraftwerk mindestens drei Volksentscheide notwendig, nämlich auf Verfassungs-, Gesetzes- und Bewilligungsebene (NZZ, 2024). Öffentliche Akzeptanz des zukünftigen Schweizer Energiesystems mit oder ohne Nuklearenergie ist damit nicht nur politisch wünschenswert, sondern durch die direktdemokratischen Instrumente auf allen Entscheidungsstufen strukturell in das Bewilligungsverfahren eingebettet[6] (NZZ, 2024).

In diesem Spannungsfeld zwischen energiepolitischen Herausforderungen, internationaler Neubewertung und schweizerischen Entscheidungsstrukturen ergibt sich der Bedarf, neue Nukleartechnologien als mögliche Option umfassend zu prüfen.

1.1.4 Relevanz der Studie

Neue Nukleartechnologien könnten zur Versorgungssicherheit im Winter und zum Erreichen des Netto-Null-Ziels in der Schweiz beitragen. Reaktoren der Generation III/III+ sind kommerziell verfügbar und verfügen über passive Sicherheitssysteme; es gibt zudem Erfahrungswerte zu Kosten und Betrieb. Kleine modulare Reaktoren (SMR) befinden sich in der Entwicklung und versprechen eine standardisierte Serienfertigung sowie eine erhöhte Flexibilität bei der Systemintegration. Generation-IV-Konzepte sind langfristig interessant, befinden sich jedoch, mit Ausnahme russischer Projekte, grösstenteils noch im Konzept- oder frühen Prototypenstadium. Gleichzeitig sind die Herausforderungen hinsichtlich der Investitionen und der Bauzeiten erheblich. Für Gen-IV-Reaktoren bestehen offene Fragen hinsichtlich der Brennstoffversorgung, der Entsorgung, der Lieferketten sowie der Ausgestaltung eines geeigneten regulatorischen Rahmens. Nicht zuletzt sind sowohl die Ausrichtung der Schweizer Energiepolitik als auch die Entscheide zur Realisierung von Kernanlagen gesellschaftlich und politisch umstritten und ihre Umsetzung setzt eine ausreichende öffentliche Akzeptanz voraus.

Die bevorstehenden politischen Entscheidungen benötigen als Grundlage eine transparente, interdisziplinäre Gesamtbewertung, die technologische, energiesystemische, wirtschaftliche, ökologische, gesellschaftliche und rechtliche Aspekte umfasst. Dieser Auftrag liegt der vorliegenden Studie zugrunde. Sie liefert unabhängige und ausgewogene Informationen, die als Grundlage zur Meinungsbildung für die Bevölkerung, Politik und weitere Interessengruppen dienen können.

6 Kernenergiegesetz (KEG) vom 21. März 2003 (Stand 1. April 2025), SR 732.1. https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2004/723/de.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

1.2 Zielsetzungen und zentrale Fragestellungen

Aus der dargelegten Ausgangslage leiten sich die Hauptziele der Studie sowie die zentralen Fragestellungen ab.

1.2.1 Hauptziele der Studie

Die Studie verfolgt folgende übergeordnete Ziele:

- **Technologische Bewertung:** Analyse neuer Nukleartechnologien hinsichtlich ihres Beitrags zur Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit sowie ihrer Unterschiede zu bestehenden Anlagen.
- **Systemische Auswirkungen:** Untersuchung der Umweltfolgen, der Sicherheitsphilosophie neuer Reaktortypen, des Brennstoffkreislaufs sowie der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Unsicherheiten.
- **Gesellschaft & Politik:** Bewertung der Wahrnehmung der Kernenergie im Allgemeinen sowie neuer Technologien. Identifizierung wichtiger Aspekte, die in einer zukünftigen gesellschaftlichen Debatte eine Rolle spielen können. Dazu werden vergangene Stakeholderpositionen analysiert und aktuelle Expertinnen- und Expertenmeinungen erhoben.
- **Rechtliche Rahmenbedingungen:** Prüfung der Eignung bestehender Regularien für neue Technologien hinsichtlich der Bewilligungen, Betreiberpflichten, Entsorgung und Aufsicht.
- **Entscheidungsgrundlage:** Durch die Analyse und Bewertung neuer Nukleartechnologien wird deren Bedeutung für die Schweizer Energie- und Klimapolitik aufgezeigt. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse aus dem Projekt richten sich grundsätzlich sowohl an die breite Öffentlichkeit, einzelne Interessengruppen als auch an die Politik. Schliesslich trägt die Studie zum weiteren Austausch in der Forschung bei.

Diesen Zielen sind konkrete Forschungsfragen zugeordnet, die thematisch gebündelt und im Aufbau des Berichts widergespiegelt werden.

1.2.2 Zentrale Fragestellungen

Die Studie ist um die folgenden sieben Fragestellungen strukturiert, welche in den Kapiteln 3 bis 6 vertieft analysiert und dargestellt werden:

F1 – Internationale Entwicklungen mit Blick auf die Schweiz: Weltweiter Stand und Potenzial neuer Nukleartechnologien sowie der aktuelle Stand der Kernenergie in der Schweiz (Kapitel 2).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

F2 – Technologie: Herleitung unterschiedlicher technologischer (grosse Reaktoren vs. SMR) sowie zeitlicher Optionen (frühe vs. späte Umsetzung). Analyse von Veränderungen bezüglich Sicherheitsphilosophie, Unfalltypen, Abfallbewirtschaftung und Standortanforderungen (Kapitel 3).

F3 – Systemintegration und Energiesicherheit: Welchen Beitrag kann Kernenergie zur Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und zu einem resilienten Schweizer Energiesystem leisten? Die Evaluation umfasst die folgenden Aspekte: Grundlastfähigkeit, Flexibilität und Integration, Winterstromversorgung und Kombination mit erneuerbaren Energien sowie potenzielle Risiken für die Versorgungssicherheit (Kapitel 4).

F4 – Wirtschaft und Volkswirtschaft: Welche Kosten, Unsicherheiten und makroökonomischen Effekte sind zu erwarten, und unter welchen Markt- und Finanzierungsbedingungen wären Investitionen in neue Reaktoren möglich? (Kapitel 4).

F5 – Umwelt und Nachhaltigkeit: Wie ist die Lebenszyklusbilanz neuer Nukleartechnologien im Vergleich zu alternativen Arten der Stromproduktion, auch unter Berücksichtigung zukünftiger Lieferkettendekarbonisierung? (Kapitel 4).

F6 – Gesellschaft und Politik: Untersuchung der öffentlichen Meinung zur Kernenergie und Beurteilung der Rolle politischer Polarisierung und Risikowahrnehmung. Welche Rolle spielt demokratische Mitbestimmung? Welche Aspekte werden die zu erwartende politisch-gesellschaftliche Debatte prägen? (Kapitel 5)

F7 – Recht und Regulierung: Ist der bestehende Rechtsrahmen mit neuen Technologien kompatibel, und welche Anpassungen wären nötig? (Kapitel 6).

1.3 Bisheriger Forschungsstand

Die Studie baut auf einem fundierten Wissensstand auf und identifiziert gezielt die Lücken, die eine neue Gesamtanalyse erforderlich machen. Im Folgenden werden zunächst die einschlägigen nationalen und internationalen Arbeiten zu den relevanten Themenfeldern dargestellt. Anschliessend wird der spezifische Mehrwert der vorliegenden Studie eingeordnet.

1.3.1 Nationale Forschung und TA-relevante Aspekte

Technologische Bewertung: Das PSI und die ETH Zürich führen im Auftrag des BFE ein regelmässiges Technologiemonitoring durch (Bauer et al., 2017, 2019; Manera et al., 2024). Diese Analysen liefern systematische Überblicke über Reaktordesigns der Generationen III/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

III+ und IV, deren technologische Reife sowie Einschätzungen zu Sicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die NEA und die IAEA haben umfassende Berichte zu wassergekühlten Reaktoren und SMR publiziert (IAEA, 2009, 2016a, 2016b; NEA, 2025b). Ein aktueller SCNAT-Bericht bietet zudem eine Gesamtübersicht über Technologien, Kosten, Sicherheit, Marktintegration, gesellschaftliche Akzeptanz und Zeithorizonte für einen allfälligen Neubau in der Schweiz (Neu et al., 2025).

Energiesystemische Perspektive: Die Energieperspektiven 2050+ des BFE (BFE, 2021b) und Studien im Rahmen des SWEET-Programms fokussieren sich primär auf den Ausbau erneuerbarer Energien, einzig das SURE Projekt betrachtet die Wiedereinführung der Kernenergie als eines von mehreren disruptiven Ereignissen (Panos et al., 2023). Detaillierte Bewertungen neuer Investitionen sowie von Betriebsdauerverlängerungen über 60 Jahre hinaus waren längere Zeit begrenzt. In den letzten Jahren ist jedoch zusätzliche internationale Literatur erschienen, unter anderem zu rechtlichen Rahmenbedingungen für LTO sowie zu technischen und organisatorischen Anforderungen eines Betriebs über 60 Jahre hinaus (NEA, 2025a; NEA, 2026; IAEA, 2026a). Auch die Rolle der Kernenergie in dekarbonisierten, von erneuerbaren Energien geprägten Energiesystemen wurde international untersucht (NEA, 2021; NEA, 2022). Aus Innovationssystemperspektive wird die Kernenergie demgegenüber vielfach als rückläufige Technologie eingestuft, der es trotz klimapolitischer Relevanz an dynamischen Systemfunktionen mangelt (Markard et al., 2020). Eine Analyse der Transformation des Schweizer Energiesystems unter der Annahme einer Betriebsdauer der bestehenden Kernreaktoren von 50 bzw. 60 Jahren findet sich ebenfalls in Panos et al. (2021). In neueren Analysen des PSI wurde die Transformation des Schweizer Energiesystems unter Berücksichtigung seiner Wechselwirkungen mit dem europäischen Energiesystem untersucht, insbesondere im Hinblick auf die Schweizer Energie- und Klimaziele sowie den EU-Green Deal (Panos et al., 2025). Eine breit abgestützte, integrierte Gesamtbewertung dieser unterschiedlichen Perspektiven für die Schweiz fehlte jedoch bislang.

Umweltbewertung: Fundierte Lebenszyklusanalysen (LCA) liegen für die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke vor (Gibon & Hahn Menacho, 2023; Zhang & Bauer, 2018). Diese berücksichtigen jedoch weder neue Nukleartechnologien noch die erwartete Dekarbonisierung der Lieferketten. Letzteres dürfte sich positiv auf den CO_2-Fussabdruck neuer Anlagen auswirken, da die damit verbundenen Sektoren (z.B. Zement, Stahl), von denen sie abhängig sind, ebenfalls von der Dekarbonisierung der Lieferketten betroffen sind.

Gesellschaftliche Akzeptanz und Politik: Studien belegen eine grundlegende Spaltung der Schweizer Bevölkerung sowie kurzfristige Meinungsänderungen nach Ereignissen wie Fukushima (Kriesi, 2017; Kristiansen et al., 2018). Längsschnittuntersuchungen zeigen, dass Vertrauen in Behörden und Institutionen die Risikowahrnehmung und Akzeptanz nuklearer Technologien massgeblich beeinflusst (Keller et al., 2012; Siegrist & Visschers, 2013; Visschers & Siegrist, 2013). Eine Metaanalyse von Ho et al. (2019) bestätigt, dass neben Vertrauen insbesondere die Nutzenwahrnehmung, das Bildungsniveau und das Geschlecht starke

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Prädiktoren der Kernenergieakzeptanz sind. Es fehlen jedoch differenzierte Analysen, die eine konkrete Abwägung zwischen Nuklear- und anderen Energiequellen im Kontext neuer Technologien vornehmen.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Die rechtswissenschaftliche Forschung konzentriert sich auf bestehende Technologien sowie Fragen zur geologischen Tiefenlagerung von radioaktiven Abfällen. Die Kompatibilität des nuklearrechtlichen Rahmens mit neuartigen Technologien, etwa SMR oder Generation-IV-Designs, wurde bisher nicht systematisch geprüft. Gleiches gilt für wirtschaftsrechtliche Fragen zu Finanzierungsmodellen im liberalisierten Strommarkt, die international als strukturelle Barriere für die Realisierung von Projekten zur Nutzung der Kernenergie identifiziert wurden (Neu et al., 2025; Sainati et al., 2019).

Aus diesem Bild bestehender Arbeiten und identifizierter Lücken ergibt sich, an welchen Stellen die vorliegende Studie anknüpft und wo sie eigene neue Beiträge leistet.

1.3.2 Einordnung und Mehrwert dieser Studie

In den letzten Jahren gab es mehrere Arbeiten, die die Thematik der Kernenergie in der Schweiz aus bestimmten Perspektiven und mit unterschiedlichem Umfang der untersuchten Kernkraftoptionen betrachtet haben.

Die SCNAT-Studie (Neu et al., 2025) liefert eine wissenschaftliche Übersicht über die Kernenergie im Schweizer Kontext. Der Bericht «Technology Monitoring of Nuclear Energy» für das Technologiemonitoring des BFE dokumentiert den technologischen Stand und die regulatorischen Rahmenbedingungen unabhängig von einem bestimmten Pfad (Manera et al., 2024). Das SATW-Faktenblatt bietet einen verdichteten technischen Überblick zu Generation III/III+, SMR und AMR (SATW, 2023).

Aus der Energiewirtschaft liegen zwei umfangreichere Übersichtsarbeiten vor. Die VSE-Studie Energiezukunft 2050 modelliert das Schweizer Stromsystem bis 2050 und betrachtet im Update auch den Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke sowie in einem Exkurs zusätzlich den Neubau als mögliche Optionen zur Schliessung der Winterstromlücke (VSE 2022, 2025). Die Axpo Energy Reports vergleichen aus Sicht eines Energieversorgers vier Technologieoptionen zur Sicherung der Winterstromversorgung und prüfen in einem ihrer Szenarien den Bau neuer Kernkraftwerke als Ergänzung zu erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken (Axpo, 2026).

Vom Wirtschaftsverband economiesuisse stammen zwei Studien mit jeweils engerem Fokus. Die ETH-ESC-Studie «Schweizer Stromversorgung nach dem Mantelerlass – Quo vadis?» (2023) modelliert sowohl ein Auslauf-Referenzszenario, den Langzeitbetrieb (60, 65/80 Jahre) als auch den Neubau eines Grossreaktors ab 2040 (Schwarz et al., 2023). Die Versicherbarkeitsstudie von Schmeiser (Universität St. Gallen) fokussiert ausschliesslich auf

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Neubauszenarien und berechnet theoretische Versicherungsprämien für Reaktoren der Generation III+ (economiesuisse, 2026).

Im Auftrag von economiesuisse hat BAK Economics (BAK Economics, 2026) die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Ersatzneubaus vom Typ EPR-1600 (1,63 GW, Inbetriebnahme 2050, Betriebsdauer 60 Jahre) untersucht. Die Studie stützt sich auf die Szenariologik von Schwarz et al. (2023) sowie kostenseitige Inputs aus dem Axpo Energy Report und quantifiziert mittels eines Input-Output-Modells und eines Makromodells die BIP-, Beschäftigungs- und Steuerwirkungen. Zentrales Ergebnis ist ein Netto-BIP-Effekt von rund CHF 1,5 je eingesetztem Förderfranken; eine ergänzende Metaanalyse zu Infrastruktur- und Klimaeffekten weist zusätzliche CHF 2,7 Nutzen je Förderfranken aus. Die Analyse ist bewusst eng gefasst: Unfallrisiken, Opportunitätskosten der Fördermittel sowie gesellschaftliche, politische und rechtliche Dimensionen werden explizit ausgeklammert.

Das jüngst publizierte gemeinsame Whitepaper des Energy Science Center (ESC) der ETH Zürich und des PSI (Bardow et al., 2026) untersucht mithilfe von vier techno-ökonomischen Modellen, unter welchen Bedingungen neue Kernkraftwerke 2050 kostenoptimaler Bestandteil eines Schweizer Netto-Null-Energiesystems wären. Im Zentrum stehen dabei Investitionskosten, Kapitalkosten (WACC) und politische Unterstützung. Die Analyse beschränkt sich auf die techno-ökonomische Modellierung der Stromerzeugung und klammert explizit Fragen der Versorgungssicherheit sowie gesellschaftliche, ökologische, politische und rechtliche Dimensionen aus.

Der im August 2026 publizierte Bericht «Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz» der Akademien der Wissenschaften Schweiz (Neu, 2026) fokussiert auf grosse wassergekühlte Reaktoren (EPR/EPR2, AP1000) und leitet die Gesamtbaukosten von CHF 14–43 Mrd. pro Reaktor aus drei Komponenten ab: aktuellen Angebotskosten aus internationalen Referenzprojekten (11 500–12 000 Fr./kW; Finanzierungskosten während der Bauzeit sind in diesen Vertragspreisen bereits implizit enthalten und entsprechen einem Aufschlag von 20–30 % gegenüber den reinen Baukosten), einem szenariospezifischen Anpassungsfaktor (0,75–1,25) zur Übertragung auf einen Schweizer Erstlingsbau und einem Kostenüberschreitungsfaktor (1,30–1,75). Dieser Ansatz ist nicht direkt mit der vorliegenden Studie vergleichbar. Neu (2026) wendet heutige Projektkosten (aktuelle Angebots- und Projekterfahrungen) aus First-of-a-Kind (FOAK)- und frühen Serienprojekten auf einen allfälligen Schweizer Erstlingsbau an. Die vorliegende Studie bildet unter Annahme weiterer internationaler Lernfortschritte und reiferer Nth-of-a-Kind (NOAK)-Bedingungen mit OCC von 8400–10 500 Fr./kW (2024), 8–10 Jahren Bauzeit und 7,5 % WACC die Systemrolle ab und modelliert projektspezifische Kostenüberschreitungen nicht separat.

Die vorliegende Studie ergänzt und aktualisiert diese Arbeiten nicht nur, sondern erweitert sie und unterscheidet sich in vier zentralen Aspekten vom bisherigen Wissensstand.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- **Interdisziplinäre Gesamtsicht:** Die Studie verbindet erstmals sieben Fragestellungen aus technologischer, systemischer, wirtschaftlicher, ökologischer, gesellschaftlicher, politischer und rechtlich-regulatorischer Perspektive zu einer kohärenten Gesamtschau. Sie integriert dabei Risiko-, Sicherungs- und Notfallschutzdimensionen, die in techno-ökonomisch fokussierten Studien typischerweise ausgeklammert werden. Zusätzlich liefert die vorliegende Studie explizit neue Erkenntnisse durch eigene Modellierungen, partizipative Verfahren und rechtliche Einschätzungen und bezieht insbesondere die gesellschaftlich-politische und regulatorische Dimension systematisch ein.
- **Neue schweizspezifische Energieszenarien:** Mithilfe des STEM-Modells (PSI) und des makroökonomischen Modells GEM-E3-CH (E3M) werden neue Szenarien entwickelt, die alle drei relevanten Reaktorklassen (Gen III/III+-Grossreaktoren, wassergekühlte SMR und AMR) sowie den Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke als Übergangsoption abbilden. Sie vergleichen verschiedene Betriebsweisen (Grundlast vs. Teillast) und politische Rahmenbedingungen (inkl. EU-Stromabkommen und Aufhebung des KKW-Neubauverbots) systematisch, einschliesslich Sensitivitätsanalysen für zentrale Faktoren. Diese Szenarien dienen auch als Grundlage für zukunftsgerichtete LCA-Berechnungen mit der am PSI entwickelten Software «premise», welche die Dekarbonisierung von Lieferketten abbilden kann (Sacchi et al., 2022).
- **Partizipativer und prospektiver Stakeholderansatz:** Neben einer umfassenden, rückblickenden Dokumentation bestehender Positionen fokussiert sich ein Stakeholderworkshop auf die Fragen zu Technologieeigenschaften, den Zielen des Schweizer Energiesystems, den gesellschaftlichen Kontextbedingungen und den sozialen Werten, jeweils vor dem Hintergrund der kommenden Debatte. Ausserdem werden neue Umfragedaten aus den SWEET-Projekten SURE und EDGE analysiert, die eine differenziertere Analyse der öffentlichen Meinung zur Kernenergie ermöglichen. Die Bevölkerungs- und Abstimmungsanalyse verbindet erstmals historisch-empirische Auswertungen der Schweizer Nukleardebatte, repräsentative Bevölkerungsbefragungen sowie die eidgenössischen und kantonalen Abstimmungsergebnisse zu einem konsistenten Bild der schweizerischen Nuklearpolitik.
- **Rechtliche Einschätzungen:** Die Studie prüft erstmals systematisch, ob und wieweit der auf Leichtwassertechnologie ausgerichtete kernenergierechtliche Rahmen für neue Reaktorkonzepte geeignet wäre, bewertet das dreistufige Bewilligungsverfahren und analysiert die wirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen sowie mögliche Finanzierungsmodelle.

Die Ergebnisse und Erkenntnisse dieses umfassenden Ansatzes ermöglichen es, zeitliche Pfade sowie Bedingungen und Handlungsoptionen für verschiedene Akteursgruppen zu formulieren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

1.4 Methodisches Vorgehen und Projektstruktur

Um diesen Mehrwert zu realisieren, stützt sich die Studie auf einen interdisziplinären Ansatz, eine klare thematische und zeitliche Abgrenzung sowie eine in Arbeitspakete gegliederte Umsetzung. Die folgenden Abschnitte erläutern diese drei Elemente.

1.4.1 Interdisziplinarität und Beteiligung

Interdisziplinärer Ansatz: Die Komplexität der Fragestellung erfordert die Integration von verschiedenen wissenschaftlichen Disziplinen: technische und ingenieurwissenschaftliche Perspektiven (Reaktortechnologie, Sicherheit, Brennstoffkreislauf), Energiesystemanalyse und -modellierung, ökonomische und makroökonomische Analysen, umweltwissenschaftliche Lebenszyklusbewertung, sozialwissenschaftliche Akzeptanz- und Stakeholderforschung sowie rechtswissenschaftliche Analysen. Die Studie wurde von einem interdisziplinären Konsortium aus dem PSI, der ETH Zürich, der Universität Bern, der ZHAW, der Stiftung Risiko-Dialog und dem E3 Modelling durchgeführt.

Stakeholdereinbezug: Eine Begleitgruppe aus Vertreterinnen und Vertretern verschiedener Interessengruppen begleitete das Projekt und gewährleistete eine breite Diskussion der Resultate sowie deren Praxisrelevanz. Ein zentrales Element der Studie war auch ein partizipativer Workshop mit 30 Teilnehmenden (TN) aus Politik, Behörden, Energiewirtschaft, Industrie, NGOs, Wissenschaft sowie weiteren Organisationen. Ergänzend wurden gezielte Experteninterviews mit Schlüsselakteurinnen und -akteuren durchgeführt. Ein besonderes Augenmerk galt der Diversität der Teilnehmenden, sowohl demografisch als auch thematisch.

Was die Studie inhaltlich umfasst und was bewusst ausserhalb des Untersuchungsrahmens bleibt, wird im Folgenden erläutert.

1.4.2 Abgrenzung und Fokus

Die Studie ist primär auf die Schweizer Situation ausgerichtet, berücksichtigt jedoch auch internationale Entwicklungen und Erfahrungen. Der Studienzuschnitt lässt sich entlang von vier Dimensionen abgrenzen:

1. **Thematisch** stehen drei Reaktorklassen (Generation III/III+, wassergekühlte SMR, AMR) und ihre möglichen Einsatzfälle in der Schweiz im Zentrum (**Tab. 2** und **Tab. 9** in Kap. 3). Diese technologische Charakterisierung wurde eng abgestimmt, um harmonisierte und konsistente Annahmen und Rahmenbedingungen für sämtliche Analysen dieser Studie

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

sicherzustellen. Dies betrifft die Energiesystemszenarien mit Sensitivitätsanalysen zu Importpreisen, Langzeitbetrieb (LTO) und Kosten erneuerbarer Energien sowie eine zukunftsgerichtete Lebenszyklusanalyse mit Dekarbonisierung der Lieferketten (Kap. 4), die Bevölkerungs- und Stakeholderperspektive (Kap. 5) sowie die Kompatibilität des bestehenden nuklearrechtlichen Rahmens (Kap. 6).

2. **Nicht vertieft behandelt** wurden die folgenden Themen:
   - Aspekte wie detaillierte Konstruktions- und Engineering-Pläne, konkrete Standortfragen, Lernkurven beim seriellen Bau (vgl. Kap. 3.1), Forschungsreaktoren, das laufende Verfahren zum geologischen Tiefenlager, militärische Aspekte sowie die internationale Nuklearpolitik jenseits ihres Einflusses auf die Schweiz.
   - Hinsichtlich der Sicherheit der Reaktortechnologien werden Risikowerte für ein Reaktormodell erst nach Erteilung der Betriebsgenehmigung für ein Kraftwerk veröffentlicht. Für die hier betrachteten SMR- und AMR-Modelle ist dies noch nicht der Fall. Daher wird die Sicherheit der Technologien primär im Hinblick auf die Unfallszenarien, für die die Reaktoren ausgelegt sind, sowie auf die Eigenschaften und Fähigkeiten ihrer Sicherheitssysteme betrachtet.
   - Beim Thema Entsorgung basieren die führenden Reaktorklassen für europäische und nordamerikanische Projekte (Gen. III/III+ und wassergekühlte SMR) auf denselben Leichtwasserreaktortechnologien wie die in Betrieb befindlichen Schweizer Reaktoren. Folglich stellen die Brennstoff- und Abfallarten keine neuen technischen Herausforderungen für die Endlagerung dar. Der Status des Endlagers und dessen Eigenschaften werden in Kap. 3.5.5 dargestellt.
3. **Räumlich** steht die Schweiz im Zentrum. Vergleichsfälle aus dem Ausland werden gezielt herangezogen, soweit sie für die Schweizer Diskussion belastbare Erkenntnisse liefern, insbesondere ausländische Finanzierungsmodelle (Kap. 6.4.5).
4. **Zeitlich** gliedert sich die Analyse in drei Horizonte:
   - Kurzfristig (bis 2035): Langzeitbetrieb sowie politische Entscheide.
   - Mittelfristig (2035–2050): Investitionsentscheide, Bewilligungsverfahren, Baubeginn.
   - Langfristig (ab 2050): Inbetriebnahme neuer Anlagen.

In den folgenden Absätzen werden weitere wichtige Elemente der Analysen kurz zusammengefasst:

Der **Modellhorizont** der Energiesystemanalyse reicht bis 2070 (vgl. Kap. 4.2.2.1), um die Betriebs- und Übergangsphase neuer Reaktoren erfassen zu können. Damit geht der betrachtete Analysezeitraum über die bestehende Forschung und Modellierungen hinaus, die typischerweise auf 2050 begrenzt sind (Bardow et al., 2026).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Methodisch stützt sich die Studie auf drei Pfeiler: (i) die systematische Aufarbeitung der nationalen und internationalen Literatur, (ii) die punktuelle Aktualisierung bestehender Ergebnisse anhand der jüngsten Erkenntnisse aus laufenden Forschungsprojekten der Konsortialmitglieder sowie (iii) neue Analysen, die entlang der in Kap. 1.3.2 dargestellten Schwerpunkte erfolgen.

Externe Rahmenbedingungen als Modellannahme. Die quantitativen Analysen in Kap. 4 sowie die rechtlichen Kompatibilitätsprüfungen in Kap. 6 bauen auf der Annahme auf, dass die drei in Kap. 2.2 beschriebenen politischen und regulatorischen Bedingungen, nämlich die Aufhebung des Neubauverbots, die Ratifizierung des EU-Stromabkommens und Grundsatzentscheide zur staatlichen Unterstützung, bis Anfang der 2030er-Jahre erfüllt sind.

Die Studie bewertet nicht, ob diese Entscheide tatsächlich positiv ausfallen werden, sondern untersucht, was unter diesen Bedingungen systemisch, ökonomisch, ökologisch, gesellschaftlich und rechtlich folgen könnte. Methodisch handelt es sich um eine sogenannte «Was-wäre-wenn-Analyse».

Bezugsrahmen der Studie. Die quantitativen und qualitativen Analysen basieren durchgehend auf drei Reaktorklassen und fünf Anwendungsfällen. Diese werden in Kap. 3.2.1 **(Tab. 2)** hergeleitet und in Kap. 3.4.1 **(Tab. 9)** mit Kosten- und Bauzeitschätzungen unterlegt. Die folgende Übersicht fasst dies zusammen:

Klasse 1: **Generation III/III+** (Grosse Druckwasserreaktoren; kommerziell verfügbar)

Fall 1: Baubeginn 2040 (früh)
Fall 2: Baubeginn 2050 (spät)

Klasse 2: **WC-SMR** (wassergekühlte, kleine modulare Reaktoren; mehrere Module pro Standort)

Fall 3: Baubeginn 2040 (früh)
Fall 4: Baubeginn 2050 (spät)

Klasse 3: **AMR** (modulare Reaktoren mit fortschrittlichen Kühlmitteln wie Gas, Flüssigmetall und Salzschmelze)

Fall 5: Baubeginn 2050 (frühestens)

Anmerkungen: Im Zusammenhang mit den spezifischen Analysen in den Kapiteln 3 bis 6 sind folgende Punkte zu beachten:

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- Konkrete Werte für Nettoleistung, Modulanzahl, Overnight Capital Costs (OCC)[7] und Bauzeit sind in **Tab. 2** und **Tab. 9** dokumentiert und werden hier nicht wiederholt.
- Der Stakeholderworkshop (Kap. 5.2.2.1) hat bewusst von einzelnen Reaktorklassen abstrahiert und mit breiteren Dimensionen der gesellschaftlichen Debatte gearbeitet; Generation III/III+ und WC-SMR dienten dabei als Referenzrahmen, AMR standen nicht im Vordergrund.
- Die ausgewerteten Bevölkerungsumfragen (Kap. 5.4.1) unterscheiden zwischen Langzeitbetrieb und Neubau, jedoch nicht zwischen den drei Klassen.
- Die wirtschaftlichen Auswirkungen (Kap. 4.7) werden im Bericht primär nach dem Verfügbarkeitszeitpunkt («frühe» Fälle 1, 3 vs. «späte» Fälle 2, 4, 5) und weniger nach der Klasse differenziert.

Begriffsverwendung: Die Begriffe «Atomenergie», «Kernenergie» oder «Nuklearenergie» bezeichnen denselben physikalisch-technischen Sachverhalt. Sie werden in dieser Studie ohne Wertung und weitgehend synonym verwendet. Der Bericht folgt im Regelfall der Terminologie des Schweizer Rechts («Kern…», KEG, ENSI-Richtlinien) sowie der internationalen Fachsprache («Nuklear…», IAEA, NEA). «Atom…» erscheint überwiegend in historischen Bezügen (etwa beim Atomgesetz von 1959), in Eigennamen sowie in wörtlichen Zitaten. Im Bericht wird ebenso durchgehend der Begriff «Langzeitbetrieb» (Long-Term Operation, LTO) verwendet, da dies der fachlich und politisch korrekte Begriff ist. Umgangssprachlich und in der politischen Debatte wird oft auch der Begriff «Laufzeitverlängerung» verwendet. Schliesslich wird der Begriff «Technologieoffenheit» resp. «technologieoffen» verwendet, um den wertfreien Vergleich oder Einbezug unterschiedlicher technologischer Optionen zu beschreiben, wie dies etwa im juristischen Kontext üblich ist. Die historisch unterschiedlichen Konnotationen der Begriffe in der politisch-gesellschaftlichen Debatte werden in Kap. 5.5.1 aufgegriffen.

Wie diese inhaltlichen Abgrenzungen methodisch in die Projektstruktur überführt werden, zeigt der folgende Abschnitt.

1.4.3 Umsetzung

Die methodische Umsetzung erfolgt in sechs aufeinander abgestimmten Arbeitspaketen, deren inhaltliche Schwerpunkte und gegenseitige Abhängigkeiten in **Abb. 1** schematisch dargestellt sind.

---

7 In Anlehnung an die Fachliteratur zum Thema Kernenergie entsprechen die in diesem Bericht verwendeten Baukosten «Overnight Construction Cost» den gesamten Investitionsausgaben, die für den Bau des Kraftwerks erforderlich sind, ohne Berücksichtigung von Bauzinsen, Finanzierungskosten, Kostensteigerungen während der Bauphase, Verzögerungen und Risikoprämien. In dieser Form entspricht die Definition dem in der Energiemodellierung verwendeten Begriff «Overnight Capital Cost», der in diesem Bericht verwendet wird.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

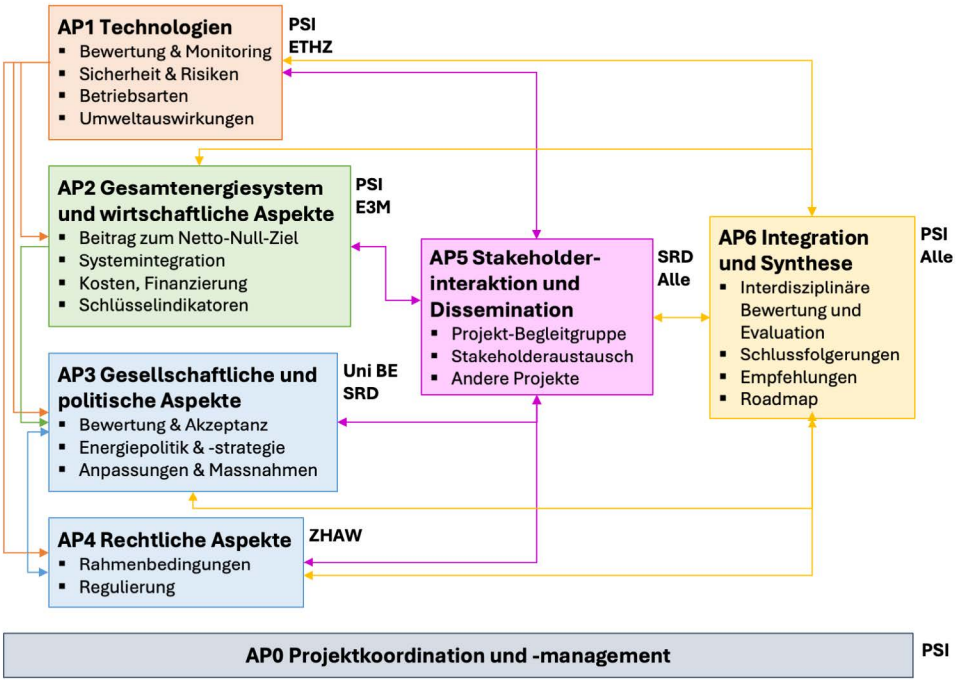


Abb. 1: Darstellung der Arbeitspakete und ihrer Beziehungen.

AP1 (Technologien, PSI/ETHZ) bildet die technische Grundlage: Es bewertet relevante Reaktorkonzepte hinsichtlich Sicherheit, Reife, Brennstoffkreisläufen, Umweltauswirkungen und liefert Inputs für alle nachgelagerten Pakete. **AP2 (Gesamtenergiesystem und wirtschaftliche Aspekte, PSI/E3M)** untersucht die energiesystemischen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen mittels des Schweizer TIMES-Energiesystemmodells (STEM) und des makroökonomischen Modells GEM-E3-CH, insbesondere hinsichtlich des Netto-Null-Ziels, der Systemintegration, der Kosten und der Finanzierungskonzepte. **AP3 (Gesellschaftliche und politische Aspekte, Uni BE/Stiftung Risiko-Dialog)** analysiert die Bevölkerungsperspektive anhand historischer Umfragen und Abstimmungsergebnisse und diskutiert in einem partizipativen Stakeholderworkshop mit 30 Teilnehmenden breitere Dimensionen der kommenden gesellschaftlichen Debatte über Kernenergie (Technologieeigenschaften, energiepolitische Ziele, gesellschaftliche Kontextbedingungen und soziale Werte), aus denen sich zentrale Aspekte, Argumente und Zielkonflikte ableiten lassen. **AP4 (Rechtliche Aspekte, ZHAW)** prüft die Kompatibilität neuer Reaktortechnologien mit dem bestehenden nuklearrechtlichen Rahmen (KEG, ENSI-Richtlinien), analysiert die Bewilligungsverfahren und untersucht die wirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen für Finanzierungsmodelle im liberalisierten Strommarkt. **AP5 (Stakeholderinteraktion und Dissemination, Stiftung Risiko-Dialog/ Alle)** koordiniert den Austausch mit TA-Swiss, der Begleitgruppe sowie relevanten Stakeholdern. **AP6 (Integration und Synthese, PSI/Alle)** konsolidiert die Ergebnisse der AP1–4 und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

entwickelt Handlungsempfehlungen zur möglichen Integration neuer Kernkraftwerke in die Energiestrategie der Schweiz.

Wie sich diese Arbeitspakete inhaltlich auf die einzelnen Kapitel des Berichts verteilen, zeigt der folgende Überblick.

1.5 Struktur des Berichts

Der vorliegende Bericht gliedert sich in neun Kapitel:

- Kapitel 1 (vorliegendes Kapitel) – Beschreibt die Ausgangslage, Zielsetzungen und Fragestellungen, den Forschungsstand und die Methodik.
- Kapitel 2 – Stand der Kernenergie in der Schweiz: Dokumentiert den aktuellen Status der Kernenergie in der Schweiz einschliesslich der bestehenden Anlagen, des regulatorischen Rahmens und der laufenden politischen Prozesse.
- Kapitel 3 – Technologische Grundlagen: Analysiert relevante Reaktortypen und -generationen, Sicherheitskonzepte, Brennstoffkreisläufe, internationale Neubauaktivitäten sowie mögliche Einführungsszenarien neuer Reaktoren für die Schweiz.
- Kapitel 4 – Systemintegration, ökonomische Aspekte und Umweltauswirkungen: Mittels Energiesystemmodellierung (STEM) und makroökonomischer Modelle (GEM-E3-CH) werden verschiedene Szenarien quantitativ evaluiert und durch Lebenszyklusanalysen ergänzt.
- Kapitel 5 – Gesellschaft und Politik: Die gesellschaftlichen und politischen Dimensionen der Kernenergiedebatte werden beleuchtet, inklusive öffentlicher Akzeptanz, Stakeholderperspektiven und politischer Entscheidungsprozesse.
- Kapitel 6 – Recht und Regulation: Es werden die nuklearrechtlichen Grundlagen, Bewilligungsverfahren, demokratische Partizipationsrechte und wirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen behandelt.
- Kapitel 7 – Handlungsoptionen, Fazit und Ausblick: Die Analyseergebnisse werden auf Projektebene in konkrete Handlungsoptionen übersetzt. Das Fazit fasst die zentralen Erkenntnisse zusammen und der Ausblick widmet sich offenen Fragen und möglichen zukünftigen Schwerpunkten.
- Kapitel 8 – Anhänge: Dokumentation methodischer Details, technischer Spezifikationen, Stakeholderkonsultationen, rechtlicher Grundlagen etc.
- Kapitel 9 – Literatur: Enthält das vollständige Verzeichnis der in der Studie zitierten Literatur.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

2 Kernenergie in der Schweiz

Dieses Kapitel bietet einen kurzen Überblick über den aktuellen Stand der bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz sowie über den Anteil der Kernenergie am Schweizer Energiemix. Anschliessend wird die heutige Struktur der Schweizer Nuklearindustrie zusammen mit den Lieferketten, einschliesslich der Brennstoffversorgung, kurz dargestellt. Der aktuell geltende politische und rechtliche Rahmen wird erläutert. Abschliessend werden die gesellschaftlichen, politischen und rechtlichen Entwicklungen aufgezeigt, die voraussichtlich erforderlich wären, um den Bau neuer Kernreaktoren in der Schweiz zu ermöglichen.

2.1 Aktueller Stand

2.1.1 Kernkraftwerke

Heute sind noch vier Kernkraftwerke an drei Standorten in Betrieb. Es handelt sich um:

- Beznau I & II, 2 x 365 MW, in Betrieb seit 1969/72
- Gösgen, 1010 MW, in Betrieb seit 1979
- Leibstadt, 1233 MW, in Betrieb seit 1984

Die Kraftwerke Beznau und Gösgen sind Druckwasserreaktoren (DWR). Leibstadt ist ein Siedewasserreaktor (SWR). Alle Anlagen wurden im Laufe der Jahrzehnte sowie nach Fukushima umfassend nachgerüstet. Die Analysen und Modifikationen nach Fukushima sind in (ENSI, 2016) zusammengefasst.

An einem vierten Standort steht der stillgelegte Siedewasserreaktor Mühleberg. Das Werk war von 1971 bis zu seiner endgültigen Abschaltung im Jahr 2019 in Betrieb.

2.1.2 Stromerzeugung und Auslastung

Die jährliche Stromproduktion der einzelnen Schweizer Kernkraftwerke für den Fünfjahreszeitraum 2020–2024 ist in **Tab. 1** dargestellt, zusammen mit der Verfügbarkeit und dem Auslastungsgrad für diesen Zeitraum sowie für den bisherigen Betrieb der Reaktoren über ihre gesamte Laufzeit. In diesem Zeitraum lag der Anteil der von den Schweizer Kernkraftwerken

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

erzeugten Elektrizität an der gesamten Schweizer Stromproduktion laut der Gesamtenergiestatistik des Bundesamts für Energie (BFE) zwischen 28 und 36 % (durchschnittlich 31,5 %).

Der Auslastungsgrad eines Kraftwerks gibt die tatsächlich erzeugte Strommenge im Verhältnis zur Volllast des Kraftwerks über den gesamten Zeitraum an. Er berücksichtigt die Verfügbarkeit des Kraftwerks, d.h. den prozentualen Anteil der Zeit, in der das Kraftwerk zur Stromerzeugung zur Verfügung steht, sowie den Leistungspegel. Die Verfügbarkeit berücksichtigt den Brennstoffwechsel sowie geplante und ungeplante Stillstände. Insgesamt weisen alle Kraftwerke sowohl in Bezug auf ihre gesamte Betriebsstatistik als auch in jüngster Zeit eine hohe Verfügbarkeit auf. Der geringe Unterschied zwischen der Verfügbarkeit und dem Auslastungsgrad bedeutet, dass die Anlagen stets dann, wenn sie verfügbar waren, als Grundlastkraftwerke betrieben wurden. Der vergleichsweise tiefere Lebensdauer-Auslastungsgrad von Beznau I ist im Wesentlichen auf die geringe Verfügbarkeit der Anlage während der ersten 4–5 Betriebsjahre sowie auf den etwa 3-jährigen Stillstand im Zusammenhang mit der Abklärung von Befunden im Reaktordruckbehälter (2015–2018) zurückzuführen, wie aus den IAEA PRIS-Daten hervorgeht (IAEA, 2026b).

Zur inländischen Kernstromproduktion kommen langfristige Bezugsrechte und Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken hinzu, die einen erheblichen Beitrag zur Schweizer Stromversorgung leisten. Gemäss Axpo (2026) beliefen sich die Lieferungen aus den entsprechenden EDF-Verträgen in den letzten Jahren auf rund 10–12 TWh pro Jahr; dies entspricht 13–16 % des inländischen Strombedarfs und einem noch höheren Anteil im Winter (15–20 %). Der SCNAT-Bericht (Neu et al., 2025) nennt eine vergleichbare Grössenordnung von rund 17 TWh aus französischen Beteiligungen. Diese strukturelle Verflechtung mit dem europäischen Kernkraftpark ist für die Beurteilung der heutigen Schweizer Versorgungssituation relevant, auch wenn sie in der inländischen Bruttoerzeugung nicht erscheint.

Tab. 1: Stromerzeugung, Verfügbarkeit und Auslastung der schweizerischen Kernkraftwerke (IAEA, 2026b).

	2020–2024			**Seit Inbetriebnahme bis 2024**		
	Jährliche Stromerzeugung (GWh/a)	Verfügbarkeit	Auslastung	Verfügbarkeit	Auslastung	Berechnung
Beznau I 365 MWe	2759	88 %	86 %	82 %	80 %	1969–2024
Beznau II 365 MWe	2923	93 %	91 %	89 %	88 %	1971–2024
Gösgen 1010 MWe	7970	92 %	89 %	91 %	89 %	1979–2024

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Leibstadt 1233 MWe	8600	82 %	80 %	86 %	83 %	1984–2024
Mühleberg 373 MWe	stillgelegt 2019	–	–	90 %	88 %	1971–2019

2.1.3 Betreibergemeinschaften, Dienstleister und Brennstoffkreislauf

Zu Beginn der Schweizer Kraftwerkspläne in den frühen 1960er-Jahren hielten überregionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs), aber auch Stadtwerke Beteiligungen an den Aktiengesellschaften, die für Kaiseraugst, Leibstadt und Gösgen-Däniken gegründet wurden. Betreiber und Anlageneigentümer von Beznau I und II sowie von Mühleberg waren und sind die Axpo (ehemals NOK) und die BKW (Mühleberg). An Gösgen-Däniken sind derzeit die Alpiq, die Axpo, die Stadt Zürich, die CKW und die ewb beteiligt.[8] An Leibstadt beteiligt sind Axpo, Alpiq, BKW, CKW und AEW.[9] Bei den Kraftwerksbetreibern gab es einige Aktionärswechsel (Kupper 2003: S. 82 f.).

Die Anteilseignerinnen setzten die Energie aus ihren Werken in ihren Versorgungsgebieten oder auf dem europäischen Strommarkt ab. Erst mit einem wettbewerbsrechtlichen Entscheid des Bundesgerichts[10] und dem Stromversorgungsgesetz (2007) wurde der Strommarkt für Endverbraucher/-innen geöffnet.

Alle Kraftwerke in der Schweiz wurden als sogenannte «split-package» Kernkraftwerke (NEA 2008: 25) konzipiert und gebaut, wobei die nukleare Insel von den jeweiligen «Original Equipment Manufacturers» (OEMs) Westinghouse, General Electric (GE) und KWU (Kraftwerk Union, Westinghouse-Lizenznehmer) und die konventionelle Insel von der Brown Boveri & Cie (BBC) paketweise gebaut wurden.

Die Modularisierung der Baukomponenten in möglichen zukünftigen Reaktordesigns (das «M» in SMR) würde dazu führen, dass die Bedeutung von Lieferanten, Schnittstellen sowie globalen Lieferketten für den Bau bestehen bleibt oder sogar zunimmt. Anekdotische Evidenz aus dem «turnkey»-Projekt Olkiluoto 3 des deutsch-französischen Konsortiums Siemens-Areva zeigt ein äusserst komplexes Netzwerk von Verträgen mit über 2000 Baufirmen (Oedewald et al., 2011). Bei Neubauten bereits funktionstüchtiger Kernreaktoren (ohne SMR) kämen je nach gewählter Technologie und aus geopolitischen Gründen nur wenige OEMs infrage: Framatome (FRA), Toshiba/Westinghouse (JAP/USA), Doosan Heavy Industries (Südkorea), GE-Hitachi (USA/JAP) und Mitsubishi Heavy Industries (JAP).

8 https://www.kkg.ch/de/uns.html

9 https://www.kkl.ch/unternehmen/ueber-uns/organisation

10 BFE 129 II 497 (EEF gegen Watt und Migros).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der Betrieb und die Unterhaltsarbeiten sind in unterschiedlichem Masse über betriebsinterne Arbeit und externe Dienstleister abgedeckt: Dies gilt insbesondere für die zweimal jährlich durchzuführenden Grossrevisionen und den Ersatz der Brennstäbe. So werden die Brennstäbe oft von spezialisierten Firmen wie z.B. den Dienstleistungsabteilungen der OEMs selbst ersetzt und revidiert. Mit den Werksgarantien gehen in der Regel auch Verträge einher, die in den OECD-Ländern typischerweise über einige Jahre den Betrieb eines KKWs an dessen OEM binden (NEA, 2008; Manera et al., 2024). Während westliche Zulieferer weiterhin eine wichtige Rolle spielen und die Lieferketten durch Initiativen wie die EU SMR-Allianz ausgebaut werden, haben insbesondere russische und chinesische Unternehmen ihre Position im globalen Neubau- und Exportgeschäft deutlich ausgebaut, was zu einer weiteren Fragmentierung und geopolitischen Differenzierung der Marktstruktur geführt hat.

Die nationale Wertschöpfungsquote beim Bau und Betrieb eines möglichen neuen Kernkraftwerks im Vergleich zur Wertschöpfung, die an internationale Firmen delegiert würde, ist aus Akzeptanzsicht von hohem Interesse: In ihrem Kernenergiebericht vom März 2026 geht die Axpo davon aus, dass die Wertschöpfung eines Neubaus in der Schweiz mit 79–99 % in der Schweiz bleiben würde, mit Ausnahme der Herstellung der Komponenten für die nukleare und konventionelle Insel (21 % inländische Wertschöpfung) sowie für Brennstoffe (51 % inländische Wertschöpfung). Der tatsächliche Gebäudebau und der Betrieb werden auf 79–85 % inländischer Wertschöpfung geschätzt. Eine Schweizer Finanzierung würde den Berechnungen der Axpo zufolge mit 99 % inländischer Wertschöpfung einhergehen (Axpo, 2026: S. 67).

Für den Brennstoffzyklus gilt es, den Abbau von Natururan (1), die Konversion in das Zwischenprodukt Uranhexafluorid (2), die darauffolgende Anreicherung (3) und den Zusammenbau der Brennstäbe (4) zu unterscheiden.

Die Lieferkette ist auf allen Stufen der Brennstoffherstellung in gewissem Masse diversifiziert. Die natürlichen Uranvorkommen sind weltweit über mehrere Länder verteilt, wobei die grössten Vorkommen in Australien (28 %), Kasachstan (14 %), Kanada (10 %), Russland (8 %), Namibia (8 %) und Südafrika (5 %) zu finden sind (NEA & IAEA, 2025). Auf den nachgelagerten Stufen Gewinnung, Konversion, Anreicherung und Brennelementefertigung ist die Lieferkette zwar formell diversifiziert, faktisch jedoch auf wenige Anbieter konzentriert. Führend sind Kasachstan bei der Gewinnung, Russland bei der Anreicherung sowie Framatome (FRA) und Westinghouse (USA) bei den Brennelementen für den westeuropäischen Leichtwassermarkt; eine ausführliche Darstellung der globalen Marktanteile findet sich in Kap. 3.5.4.

Die westeuropäische Situation lässt sich auch auf die Schweiz übertragen: Während sich das KKW Mühleberg über die gesamte Betriebsdauer an den OEM (General Electric) als Brennstablieferanten band, ist Leibstadt sowohl für für Brennstäbe von Westinghouse als auch für Brennstäbe von Framatome lizenziert. Beznau und Gösgen sind nur für Brennstäbe lizenziert, die derzeit von Framatome hergestellt werden (Manera et al., 2024). Aufgrund komplexer Lieferketten ist laut Angaben der Axpo die Überprüfung der Herkunft von Rohmaterialien nur durch eine Art von Herkunftsnachweisen möglich, d.h. buchhalterisch möglich (E-Mail-Verkehr mit Axpo, April 2026).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Aufgrund von Entsorgungsskandalen und des Kriegs in der Ukraine erachten die Schweizer NGOs und die Bevölkerung die Herkunft russischer Beiträge in der Lieferkette als besonders kritisch. Hierzu kann festgehalten werden, dass das Kernkraftwerk Gösgen-Däniken (Alpiq) Russland vollständig aus der Lieferkette ausgeschlossen hat (Stand 2026). Die Axpo (Leibstadt/Beznau) hat im Februar 2025 den Abschluss neuer Verträge unter Ausschluss russischer Beiträge aus der Lieferkette kommuniziert. Bis dahin verfügte das Kraftwerk Beznau über einen Vertrag mit Framatome, die einen russischen Unterlieferanten hatte. Aus dem Vertrag konnte ohne Strafzahlungen zugunsten Russlands ausgestiegen werden (E-Mail-Verkehr mit Axpo, April 2026).

Seit Beginn des Kriegs in der Ukraine findet in der EU, in Grossbritannien, den USA und Kanada eine Umstellung der Lieferketten für nukleare Brennstoffe statt, die darauf abzielt, die Abhängigkeit von russischen Anreicherungs- und Brennstoffdienstleistungen drastisch zu reduzieren oder sogar zu beenden. Der jährliche Brennstoffbedarf ist sehr gering, die entsprechenden Beschaffungskosten bleiben niedrig (weniger als 1 % der jährlichen Importausgaben für fossile Brennstoffe in der Schweiz), weil die Brennelemente aufgrund ihres begrenzten Volumens für mehrere Jahre in den Kernkraftwerken vorrätig gelagert werden können.

2.1.4 Aktuelle Politik, Gesetze und Verordnungen

Die in der Schweiz zuständige Aufsichtsbehörde ist das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI). Eine schweizerische Atomenergiebehörde besteht seit 1964; sie wurde als «Sektion für die Sicherheit von Atomanlagen» (SSA) im Zuge der Erstbestellungen in den USA und des fortschreitenden Eigenbauprojekts in Lucens gegründet. Seit 2009 wurde die Aufsichtsbehörde (inzwischen hiess sie HSK), der internationalen Best Practice zur Unabhängigkeit von Aufsichtsbehörden folgend, von der ministerialen Zentralverwaltung in eine eigenständige öffentlich-rechtliche Anstalt des Bundes ausgelagert.[11] Das ENSI beschäftigt heute rund 170 Mitarbeitende,[12] verteilt auf die vier Bereiche «Entsorgung», «Kernkraftwerke», «Sicherheitsanalysen» und «Strahlenschutz». Es fördert die nukleare Sicherheitsforschung.[13] Das ENSI erteilt weiter Freigaben für Transport und Nutzung von radioaktiven Materialien, ist aber nicht die Bewilligungsbehörde des Bundes für Kernenergieanlagen (Letzteres ist das UVEK bzw. der Bundesrat selbst). Intern beaufsichtigt werden die Tätigkeiten des ENSI vom ENSI-Rat, der vom Bundesrat gewählt wird.[14]

Zugleich besteht seit der Umsetzung des (früheren) Atomgesetzes von 1959 eine «Eidgenössische Kommission für die Sicherheit der Atomanlagen» (KSA). Sie ist aus nebenamtlichen

11 https://ensi.admin.ch/de/themen/ensi/

12 https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2025/03/ENSI_Arbeitgeberbroschuere_Digital.pdf

13 https://ensi.admin.ch/de/

14 https://ensi-rat.admin.ch/de/das-ensi-3/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Fachleuten zusammengestellt. Ab 2008 wurde sie als «Eidgenössische Kommission für nukleare Sicherheit» (KNS) weitergeführt. Die KNS besteht derzeit aus acht Mitgliedern aus den Berufsfeldern Geologie, Physik, Maschinenbau, Bauingenieurwesen, Verfahrungstechnik sowie Psychologie. Ihre Funktion ist es, die wissenschaftliche Entwicklung zu verfolgen sowie als Second-Opinion-Behörde Stellungnahmen zuhanden der Bewilligungsbehörden zu verfassen.[15]

Die finanzielle Vorsorge für Stilllegung, Rückbau und Entsorgung ist in zwei zweckgebundenen Fonds organisiert, dem Stilllegungs- und dem Entsorgungsfonds, in welche die Werkbetreiber während der Betriebsdauer einzahlen müssen. Grundlage bildet das Verursacherprinzip nach Kernenergiegesetz (vgl. zur Sicherstellung der Finanzierung der Stilllegung und der Entsorgung Art. 77 ff.). Eine periodische Neubewertung der Gesamtkosten im Fünfjahresrhythmus stellt sicher, dass die Beitragsschemata aktuellen Kostenschätzungen folgen; nach der Schweizer Kostenstudie 2021 wird der gesamte Aufwand für Stilllegung und Entsorgung über alle bestehenden Anlagen auf rund CHF 24 Mrd. veranschlagt, davon etwa ein Sechstel für Stilllegung und Rückbau (rund 3,8 Mrd.) und der Rest für die radioaktive Entsorgung (rund 20 Mrd.) (Neu et al., 2025). Diese Aufwendungen sind bereits in den Stromgestehungskosten berücksichtigt. Die zivilrechtliche Verantwortung im Schadensfall ist davon getrennt geregelt: Nach dem Schweizer Kernenergiehaftpflichtgesetz, das die Vorgaben des Pariser und Brüsseler Atomhaftungsregimes umsetzt, haftet der Anlageneigentümer unabhängig vom Verschulden und der Höhe nach unbeschränkt für nukleare Schäden. Diese unbeschränkte Haftung muss bis zu einem Sockelbetrag von EUR 1,2 Mrd. pro Ereignis durch eine Versicherung oder eine gleichwertige Sicherheit unterlegt sein; darüber hinaus stellen die Vertragsstaaten des Brüsseler Übereinkommens gemeinsam weitere EUR 300 Mio. bereit. Reichen Versicherung und Eigenmittel des Betreibers nicht aus, springt im Restfall der Bund ein (Neu et al., 2025: S. 10; vgl. zur weitergehenden rechtlichen Einordnung Kap. 6).

Bis zur Verfügbarkeit eines geologischen Tiefenlagers werden die in der Schweiz angefallenen radioaktiven Abfälle, sowohl schwach- und mittelradioaktive Betriebsabfälle als auch hochradioaktive abgebrannte Brennelemente, in spezialisierten oberirdischen Anlagen zwischengelagert. Hierzu zählen die zentrale Zwilag in Würenlingen sowie das werksinterne Trockenlager (ZWIBEZ) am Standort Beznau. Das Sondierverfahren der Nagra hat 2022 zur Standortwahl Nördlich Lägern geführt, und im November 2024 wurde das entsprechende Rahmenbewilligungsgesuch eingereicht. Die Prüfung durch das ENSI ist im Gang, die zugehörige Volksabstimmung wird gegen Ende der laufenden Dekade erwartet (Neu et al., 2025). Eine technische Vertiefung dieser Themen findet sich in Kap. 3.5.5.

15 https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/aufsicht-und-sicherheit/kommissionen-und-inspektorate/eidgenoessische-kommission-fuer-nukleare-sicherheit-kns.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

2.1.5 Langzeitbetrieb

Im Unterschied zu Lizenzregimen anderer Länder, etwa zu den zeitlich befristeten Lizenzen in den USA, sind die Betriebsbewilligungen der Schweizer Kernkraftwerke nicht von vornherein zeitlich beschränkt. Der Betrieb einer Anlage bleibt damit zulässig, solange die Sicherheitsanforderungen erfüllt sind (Poltier, 2020: Rz. 370). Die Verantwortung für die Sicherheit liegt primär bei den Anlagenbetreiberinnen, die laufende Aufsicht obliegt dem ENSI, das bei Bedarf Auflagen verfügen oder eine Anlage vorläufig ausser Betrieb nehmen lassen kann. Das regulatorische Instrumentarium kombiniert eine im Zehnjahrestakt durchzuführende periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ; Art. 34 KEV) mit einem zusätzlichen Langzeitbetriebsnachweis ab dem 40. Betriebsjahr (Art. 34a KEV). Dieser Langzeitbetriebsnachweis verlangt unter anderem die Festlegung einer Grundbetriebszeit, den Nachweis ausreichender Reserven gegenüber den sicherheitsrelevanten Auslegungswerten sowie ein dokumentiertes Programm für Nachrüstungen und Personalkompetenzen über die jeweils nächste Dekade. Verschärfen sich altersbedingte Befunde, namentlich die Versprödung des Reaktordruckbehälters bis zur Schwelle der Ausserbetriebnahmekriterien nach Art. 44 KEV bzw. der Ausserbetriebnahmeverordnung (SR 732.114.5), so ist die Anlage stillzulegen (Bundesrat, 2026: S. 6).

Was die effektiv geplanten Betriebsdauern angeht, hat sich das Bild seit Ende 2024 deutlich konkretisiert. Für die beiden Beznau-Blöcke ist nach Mitteilung der Axpo-Gruppe (Dezember 2024) eine Abschaltung 2032 und 2033 vorgesehen, verbunden mit einem Investitionsvolumen für die finale Betriebsphase von rund CHF 350 Mio.; eine vollständige Ausserbetriebnahme und der Rückbau schliessen daran an. Für Gösgen (60. Betriebsjahr 2039) und Leibstadt (60. Betriebsjahr 2044) prüfen die jeweiligen Eignergemeinschaften eine Verlängerung über die 60-Jahre-Marke hinaus. Eine im Auftrag des BFE durch Frontier Economics und Siempelkamp NIS erstellte Grundlagenstudie kommt zum Schluss, dass für diese beiden Anlagen ein Weiterbetrieb bis 80 Jahre technisch realisierbar erscheint und unter den heute absehbaren Strompreisbandbreiten in der Mehrzahl der untersuchten Szenarien auch wirtschaftlich tragfähig sein dürfte; ein Austausch nicht austauschbarer sicherheitsrelevanter Komponenten (Reaktordruckbehälter, inneres Containment, biologischer Schild) ist dafür weder vorgesehen noch notwendig (Bundesrat, 2026). Ein Ausstieg nach 60 Betriebsjahren würde demgegenüber gemäss SCNAT zu einer kumulierten jährlichen Stromproduktionslücke der Schweizer Flotte führen, die ab 2033 bei rund 6 TWh einsetzt und in den 2040er-Jahren etwa 23,5 TWh erreicht (Neu et al., 2025). Damit kann ein LTO-80-Szenario potenziell eine zeitliche Brücke darstellen bis zu einer allfälligen neuen Reaktorgeneration oder einem ausreichenden Ausbau erneuerbarer Energien. Zur wirtschaftlichen Bewertung und zu den systemischen Implikationen siehe Kap. 4.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

2.1.6 Entwicklung des bewilligungsrechtlichen Rahmens

Das frühere Bundesgesetz über die friedliche Verwendung der Atomenergie vom 23. Dezember 1959 (AtG) unterstellte die Erstellung einer nuklearen Anlage einer *Bewilligungspflicht* (Art. 4 Bst. a AtG) und legte die Voraussetzungen dafür fest (Art. 5 AtG). Erst die spätere Atomverordnung führte zu einer Unterscheidung zwischen der Bau- und der Betriebsbewilligung (Art. 6 AtV). Die Praxis hat zudem eine vorgelagerte Standortbewilligung entwickelt (vgl. Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 15 KEG, Rz. 1 und 3 f., sowie Art. 16 KEG, Rz. 1 f.).[16]

Mit dem Bundesbeschluss zum Atomgesetz vom 6. Oktober 1978 (BB AtG) wurde die nukleare *Rahmenbewilligung* geschaffen, welche die Standortbewilligung ablöste. Damit «wurde der formell-gesetzlichen Polizeierlaubnis des AtG eine zusätzliche Bewilligung vorangestellt, deren Rechtsnatur insbesondere wegen des Erfordernisses des Bedarfsnachweises umstritten blieb» (Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 12 KEG, Rz. 5).[17]

Unter der Geltung des Kernenergiegesetzes wurde noch keine Rahmenbewilligung erteilt.[18]

2.2 Rechtliche, wirtschaftliche und politische Voraussetzungen für den Bau neuer Kernkraftwerke

Die entscheidenden Schritte, die vor Beginn eines Projekts zum Bau eines neuen Kernkraftwerks erforderlich wären, werden in einem Bericht der SCNAT beschrieben (Neu et al., 2025). Kurz gesagt, umfassen sie Folgendes:

- Rechtlich die Aufhebung des Neubauverbots, basierend auf dem Ergebnis der Entscheidungen über den indirekten Gegenvorschlag des Bundesrats zur sog. Blackout-Initiative (2026/2027) oder allenfalls über die Initiative selbst (sollten die Initiantinnen und Initianten den bedingten Rückzug rückgängig machen). Dies entspricht dem Entscheid E1 in der Roadmap von Neu et al. (2025).
- Wirtschaftlich die Ratifizierung des Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU, das die Integration eines neuen Kraftwerks in den Strommarkt sowie dessen Einbindung

16 Bau- und Betriebsbewilligungen auf der Grundlage des Atomgesetzes sind unter anderem für die fünf Kernreaktoren Beznau I, Beznau II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt ergangen (vgl. Naegelin, 2007: S. 165 ff., 172 ff., 176 ff. 186 ff. und 198 ff.).

17 *Altrechtliche Rahmenbewilligungen* waren für die Zwilag sowie für die nicht realisierten Anlagen UF6 und Kaiseraugst ergangen (vgl. Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 12 KEG, Rz. 32 f.).

18 Die eingereichten Gesuche für neue Kernreaktoren in Beznau, Mühleberg und Gösgen waren nach der Prüfung durch das ENSI vom verfahrensleitenden UVEK sistiert und dann von den Gesuchstellerinnen zurückgezogen worden (vgl. Müller, in: Kratz et al., 2020: Art. 12a KEG, Rz. 19). Derzeit werden *zwei Rahmenbewilligungsgesuche* der Nagra für ein geologisches Tiefenlager und eine Brennelementeverpackungsanlage behandelt (einsehbar auf https://www.drbg.ch).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

in das Stromnetz beeinflusst. Die entsprechende Volksabstimmung wird laut Neu et al. (2025) für 2028/2029 erwartet (Entscheid E2).

- Politische Entscheidungen über die staatliche Förderung des Baus von Kraftwerken, z.B. durch eine Beteiligung, Subventionen oder Kreditgarantien. Entsprechende Gesetzesanpassungen dürften nach Einschätzung von Neu et al. (2025) etwa drei bis vier Jahre nach einem allfälligen Entscheid über die Aufhebung des Neubauverbots (E1) verabschiedet werden (Entscheid E3, um 2030), wobei auch hier ein fakultatives Referendum möglich ist.

Zu diesem Zeitpunkt, Anfang der 2030er-Jahre, wäre der rechtliche, finanzielle und netztechnische Rahmen so weit geklärt, dass Investierende und Energieversorgungsunternehmen die Bewertung eines potenziellen Projekts zum Bau eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz einleiten könnten (sogenannte Machbarkeitsstudie).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3 Technologische Grundlagen

Das Kapitel ordnet die international verfolgten Reaktorkonzepte für die Schweiz ein und unterscheidet drei Hauptklassen: grosse Reaktoren der Generation III/III+, wassergekühlte SMR und AMR. Behandelt werden Sicherheits- und Auslegungsmerkmale, Projektphasen sowie Schätzungen zu Baukosten und Bauzeit, zur Integration ins künftige Schweizer Energiesystem, zur Brennstoffversorgung und zur Entsorgung. Ein Zwischenfazit ordnet die Befunde technologie- und reifegradbezogen ein.

3.1 Hintergrund und Annahmen der Technologiebewertung

Es gibt mehr als 100 moderne Reaktorkonzepte in verschiedenen Entwicklungsstadien, von der Konzeptphase bis hin zu bereits gebauten und in Betrieb befindlichen Anlagen. Die in dieser Arbeit durchgeführte Technologiebewertung konzentriert sich auf die ausgereiftesten und repräsentativsten Technologien, die zudem als Kandidaten für den Bau in Europa und Nordamerika infrage kommen.

Diese Reaktorkonzepte lassen sich anhand ihrer Grösse und ihres allgemeinen Typs (der Art des verwendeten Kühlmittels) in drei Hauptklassen einteilen. Diese Klassen sind:

- Grosse Reaktoren der Generation III/III+ (Gen III/III+)
- SMR («small modular reactor»): wassergekühlte kleine modulare Reaktoren
- AMR («advanced modular reactor»): modulare Reaktoren mit fortschrittlicher Technologie

Allgemein gesagt sind AMR eine Untergruppe der SMR, die deren Grösse und modulare Eigenschaften teilen, jedoch mit Gas, Flüssigmetall oder geschmolzenem Salz gekühlt werden. Die Reaktortypen unterscheiden sich primär in der Art des verwendeten Brennstoffs und des Kühlmittels. Der Begriff «Reaktormodell» bezeichnet einen Reaktortyp, eine bestimmte Grösse (Nennleistung) sowie die vom Hersteller angebotenen Merkmale. Bei Reaktoren der Generationen III und III+ kann ein Hersteller ein oder mehrere Modelle mit unterschiedlicher Grösse (Nennleistung) und Ausstattung anbieten. Bei SMR- und AMR-Reaktoren bietet der Hersteller in der Regel ein Modul mit einer bestimmten Nennleistung in einer oder mehreren Konfigurationen an (z.B. 2-Modul-Anlage, 6-Modul-Anlage).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Diese Bewertung liefert Schätzungen für die Baukosten und die Bauzeit der Klassen, nicht für die vielfältigen individuellen Reaktormodelle, die den Klassen zugrunde liegen (Kap. 3.2.1).

Wie in Kap. 2.2 zusammengefasst, wird davon ausgegangen, dass die drei wichtigsten gesellschaftlichen und politischen Entscheidungen, die einen Rahmen mit ausreichender Planungssicherheit schaffen würden, damit Investierende und Betreiber den Bau eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz in Betracht ziehen können, bis Anfang der 2030er-Jahre getroffen sein werden. Angesichts der Projektphasen von der Machbarkeitsstudie bis zur Erteilung einer Baubewilligung (Kap. 3.3) erfolgen die Schätzungen von Kosten und Dauer unter Bezugnahme auf einen angenommenen Baubeginn im Jahr 2040.

Als Grundlage für diese Prognosen dienen die Kosten aus früheren Projekten sowie die geschätzten Kosten für den Bau einzelner Auslegungsvarianten aus feststehenden und laufenden Projekten. Machbarkeitsstudien verwenden häufig Zielkosten anstelle von Kostenschätzungen auf der Grundlage detaillierter Planungen; daher wurden sie in den Schätzungen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Laufende Projekte betreffen Bauvorhaben, deren Finanzierung gesichert ist und für die zumindest der Bauantrag eingereicht wurde. Ein «fest zugesagtes» Projekt ist ein Projekt, das über ein vollständig finanziertes Konsortium verfügt und einen Bauantrag vorbereitet oder eingereicht hat. Im Gegensatz dazu bewerten Machbarkeitsstudien die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksneubaus und die Eignung eines oder mehrerer Reaktormodelle für den lokalen Strommarkt.

Bei Kernkraftwerksbauprojekten steigen die Baukosten ab dem Beginn des Baus des Reaktorfundaments, auch als «erster Beton für das Kernkraftwerk» bezeichnet. Der Grossteil der Baukosten sowie die damit verbundenen Finanzierungskosten (Zinsen) fallen ab diesem Zeitpunkt an. Infolgedessen, und wie häufig üblich, definiert diese Arbeit die Bauzeit als den Zeitraum vom «ersten Beton für das Kernkraftwerk» bis zur Inbetriebnahme des Reaktors.

Es ist zu beachten, dass in der vorliegenden Arbeit keine Lernkurven (formelbasierte Senkung der Kosten für neue Anlagen in Abhängigkeit von der Anzahl der gebauten Anlagen) angewendet werden. Es gibt Beweise für Kosten- und Zeiteinsparungen beim zweiten Block von Doppelbauprojekten am selben Standort (Vogtle, Hinkley Point), und Kostensenkungen beim Bau weiterer Blöcke desselben Kraftwerks innerhalb desselben regulatorischen Rahmens sind sehr wahrscheinlich. In diesem Fall können die detaillierten Konstruktions- und Baupläne früherer Bauvorhaben wiederverwendet werden. Bei einem Bau in einem anderen regulatorischen Umfeld (sprich Land) würden für erforderliche Anpassungen gewisse zusätzliche Kosten anfallen. Dennoch bedeutet der abgeschlossene Bau eines Reaktormodells in jedem Land, dass ein vollständiger Satz detaillierter Konstruktionsunterlagen, ein Sicherheitsnachweis und Baupläne vorliegen, die als fortgeschrittener Ausgangspunkt für ein neues Projekt dienen können, wodurch der erforderliche Aufwand und die Unsicherheiten bei den Kostenschätzungen verringert werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Derzeit werden sowohl grosse Reaktoren der Generation III/III+ als auch kleine modulare Reaktoren (SMR) für Neubauten in Betracht gezogen. Bei den kleinen modularen Reaktoren sollte zwischen wassergekühlten SMR und fortschrittlicheren AMR unterschieden werden. Nahezu alle AMR-Konstruktionen aus OECD-Ländern befinden sich im Pre-FOAK-Stadium. In Nordamerika gibt es eine Reihe von Machbarkeits- und Entwicklungsprojekten für die ausgereiftesten AMR-Konstruktionen, die auf den Bau eines Technologiedemonstrators mit geringerer Kapazität oder der ersten Anlage abzielen. Einige Anbieter ausgereifterer Konstruktionen haben im Vorfeld eines Bau- oder Betriebsbewilligungsantrags Gespräche mit Aufsichtsbehörden aufgenommen oder bereits abgeschlossen. Ziel dieser Vorlizenzierungsprozesse ist es, regulatorische Bedenken und Erwartungen zu identifizieren und besser zu verstehen, Lizenzierungsunsicherheiten zu reduzieren, die Dauer des Lizenzierungsverfahrens zu verkürzen und Designs zu entwickeln, die in mehreren Ländern mit minimalen Änderungen lizenzierbar sind. Beispiele sind der Natrium-Reaktor von TerraPower, der bereits eine Baugenehmigung erhalten hat, und X-energy, das voraussichtlich Ende 2026 eine Baugenehmigung für den Xe-100 erhalten wird. Wenn diese Anbieter ihre geschätzten Zeitpläne einhalten, könnten ein oder zwei Reaktoren einer bestimmten Konstruktion bis Mitte der 2030er-Jahre fertiggestellt sein. Diese TA-SWISS-Studie konzentriert sich auf eine Reihe von Reaktormodellen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit bis Mitte der 2030er-Jahre an einem oder mehreren Standorten in Europa oder Nordamerika den kommerziellen Betrieb aufgenommen haben könnten. Dazu gehören:

- Reaktormodelle, die derzeit in Europa und Nordamerika gebaut werden
- Reaktormodelle mit Bauartzulassungen

Bei AMR werden vor allem Demonstrationsanlagen von FOAK-Kraftwerken bis Mitte der 2030er-Jahre fertiggestellt sein. Aufgrund ihres FOAK-Charakters werden die Kosten dieser Projekte hoch ausfallen. Sie umfassen häufig neben den Baukosten des Reaktors auch die Entwicklungskosten des Reaktormodells. Idealerweise sollten die Entwicklungskosten einmalig anfallen, während die Baukosten mit zunehmender Bauerfahrung sinken dürften. Um Baukosten und Verzögerungen zu reduzieren, werden modulare Bauweisen und Fabrikfertigung so weit wie möglich eingesetzt. Daher müssen die Anbieter auch Kapazitäten für die Serienproduktion wichtiger Komponenten und Module aufbauen. Folglich wird davon ausgegangen, dass AMR als wettbewerbsfähiges Design in der Schweiz frühestens Mitte der 2040er-Jahre verfügbar sein werden.

3.2 Technologiestand 2025

3.2.1 Die Klassen

Grosse Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+ und kleine modulare Reaktoren (SMR), sowohl wassergekühlte als auch SMR mit fortschrittlicher Technologie (AMR: Advanced

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Modular Reactor), umfassen insgesamt etwa 110 verschiedene Reaktormodelle. SMR machen etwa 100 dieser Designs aus und decken einen Leistungsbereich von weniger als 1 MWe bis über 300 MWe ab. Der Reifegrad von etwa 70 SMR hinsichtlich Ausführung, Zulassung und Einsatz wird im NEA-Dashboard (3. Auflage) (NEA, 2025b) dargestellt. Etwa 25 der übrigen SMR betreffen Reaktoren, die sich nicht in aktiver Entwicklung befinden und daher weniger relevant für die Technologiebewertung sind. Zudem haben einige Anbieter nicht am NEA-Dashboard teilgenommen und keine Informationen bereitgestellt.

In dieser Studie werden elf Reaktormodelle in drei Klassen zusammengefasst (Tab. 2). Diese Klassen stellen auf abstrakter Ebene eine Auswahl der Reaktoren dar, die für den Bau in der Schweiz in Betracht kommen könnten. Die Klassen fassen auch die Reaktormodelle für die Energiesystemmodellierung zusammen.

Tab. 2: Klassen und bei der Modellierung berücksichtigte Einsatzoptionen.

Klasse	Reaktortyp	Elektrische Nettoleistung (MWe)	Einsatzmöglichkeiten
Grosse Generation III/III+	Druckwasserreaktor	1200	1 oder mehrere Reaktoren am Standort
Wassergekühlte SMR (WC-SMR)	Druckwasserreaktor, Siedewasserreaktor	300 pro Modul	Kraftwerk mit 4 bis 6 Modulen für eine Gesamtleistung von 1200–1800 MWe
Fortschrittliche modulare Reaktoren (AMR)	Gasgekühlt, metallgekühlt (Natrium) oder mit geschmolzenem Salz gekühlt	300 pro Modul	Wie WC-SMR

Tab. 3 führt die Kategorien der Reaktordesigns auf und identifiziert die für diese Studie als besonders relevant erachteten Designs. Es wurden elf Designs identifiziert (drei grosse Reaktoren der Generation III/III+; vier wassergekühlte SMR und vier modulare Reaktoren mit fortschrittlicher Technologie).

Im Folgenden werden die in **Tab. 3** aufgeführten Reaktormodelle kurz erläutert. Der Entwicklungs- und Genehmigungsstatus der einzelnen Reaktoren wird in Anhang 8.1.1 detaillierter zusammengefasst.

Angesichts der begrenzten Projektressourcen liegt der Schwerpunkt auf technologisch ausgereiften Designs sowie auf solchen, die in Europa, den USA und Kanada bereits eingesetzt werden oder deren Einsatz kurz bevorsteht. In den allgemeinen Nachrichten, in Fachmedien für Kernenergie und in der Energiewirtschaft wird über Kooperationen, Machbarkeitsstudien und Grundsatzentscheidungen berichtet. Diese Studie konzentriert sich auf diejenigen Reaktoren

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

und Projekte, die mindestens eine der folgenden Stufen bereits abgeschlossen haben: Ein Anbieter wurde endgültig ausgewählt, es gibt ein Konsortium für den Bau und den Betrieb der Anlage, die Finanzierung des Bauprojekts ist gesichert und ein Baubewilligungsantrag ist in Vorbereitung oder bereits gestellt. Obwohl viele Details dieser Konsortien und ihrer Pläne vertraulich sind, ist davon auszugehen, dass die Gesamtkosten und der Zeitplan des Projekts auf einer detaillierteren und aktuelleren Analyse des Bauplans, der Lieferantenauswahl und anderer Aspekte der Projektumsetzung basieren.

Tab. 3: Reaktorklassen und die relevantesten Reaktormodelle, die der technischen Bewertung der jeweiligen Klasse zugrunde liegen.

Klasse		**Repräsentative Anbieter/ Modelle**
Grosse Reaktoren GenerationIII/III+	Wassergekühlt (Druckwasser-reaktor, Siedewasserreaktor)	KHNP APR1000 Westinghouse AP1000 Framatome/EDF EPR (GE/Hitachi ABWR) (GE/Hitachi ESBWR)
Small Modular Reactors (SMR)	Wassergekühlt (Druckwasser-reaktor, Siedewasserreaktor)	GE/Hitachi BWRX-300 Rolls-Royce SMR Westinghouse AP300 NUSCALE VOYGR (77 MWe Module)
Advanced Technology Modular Reactors (AMR)	Gasgekühlt	X-energy Xe-100 (TRISO-X)
	Metallgekühlt	Terrapower Natrium
	Flüssigsalzgekühlt	Kairos KP-FHR (TRISO Brennstoff) Terrestrial Energy IMSR (Brennstoffsalz)

Um die für diese Studie relevantesten Reaktormodelle zu ermitteln, wurden die Literatur und öffentliche Informationsquellen gesichtet und nach den folgenden Kriterien bewertet:

- Fertiggestellt (in Betrieb) oder derzeit im Bau.
- Abgeschlossene oder laufende generische Auslegungsprüfung (Generic Design Assessment, GDA) im Vereinigten Königreich oder Auslegungszertifizierung (Design Certification, DC) bei der US-amerikanischen Aufsichtsbehörde (Nuclear Regulatory Commission, NRC).
- In Vorabgenehmigungsverfahren mit den Aufsichtsbehörden der USA, des Vereinigten Königreichs und Kanadas.

Die Klasse «grosse Generation III/III+» wird durch einen generischen Reaktor der 1200-MWe-Klasse repräsentiert. Die Kosten und die Wirtschaftlichkeit solcher Reaktoren basieren auf den Modellen Westinghouse AP1000 (1117 MWe), KHNP/KEPCO APR1000 (1050 MWe) und Framatome/EDF EPR (1600 MWe). Der AP1000 wurde in China und in den USA (Vogtle 3 und 4)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

gebaut. Der APR1000 ist eng mit dem APR-1400 (1400 MWe) verwandt, der in Barakah in den Vereinigten Arabischen Emiraten gebaut wurde und in der Tschechischen Republik derzeit im Bau ist. Der EPR wurde in Finnland (Olkiluoto), in Frankreich (Flamanville) und an mehreren Standorten in China gebaut.

Die WC-SMR-Klasse wird durch einen modularen Reaktor mit einer Leistung von 300 MWe repräsentiert. Dies ist das obere Ende der Bandbreite der als modular geltenden Reaktoren: Der SMR von Rolls-Royce wird hier (und in anderen Quellen wie dem NEA-Dashboard) als SMR geführt. Trotz seiner Leistung von 470 MWe ist er modular aufgebaut und soll zu 90 % im Werk gefertigt werden. Die Klasse WC-SMR leitet sich vom GE-Hitachi BWRX-300 (280–300 MWe), vom Westinghouse AP300 (300 MWe) und vom Rolls-Royce SMR ab. Das Einsatzmodell umfasst Konfigurationen mit mindestens 4 und bis zu 6 Modulen.

Die AMR-Klasse (Tab. 4) wird ebenfalls durch einen modularen Reaktor mit einer Leistung von 300 MWe repräsentiert. Im Gegensatz zu den WC-SMR, bei denen es sich entweder um Druckwasser- oder Siedewasserreaktoren handelt, umfasst diese Klasse eine breitere und vielfältigere Palette an Konstruktionen. Die in Betracht gezogenen AMR werden mit Gas, Flüssigmetall oder geschmolzenem Salz gekühlt. Bei den geschmolzenen Salzkonstruktionen kann der Brennstoff in Form von Kugeln vorliegen (sogenannte TRISO-Kugeln: dreifach ummantelte Pac-Kugeln) oder flüssig in ebenfalls flüssigem Salz beigemischt sein. Das gemeinsame Merkmal der AMR sind ihre höheren Betriebstemperaturen, womit sie Wärme für verschiedene industrielle Anwendungen liefern könnten.

Tab. 4: Charakteristika und Konfiguration der AMR-Klasse.

Reaktormodelle in der AMR-Klasse	Reaktortyp	Kühlmittel	Brennstoff	Konfiguration
X-Energy Xe-100	Hochtemperatur Gasreaktor	Helium	TRISO-X Kugelbrennstoff	4–12 x 76–80 MWe (304–960 MWe)
Terrapower Natrium SFR	Schneller Natriumreaktor	Natrium (Flüssigmetall)	Metallisches Uranium	345 MWe
Terrestrial Energy IMSR	Thermischer Flüssigsalzreaktor (flüssiger Brennstoff)	Geschmolzenes (fluoridbasiertes) Salz	Flüssiger UF_4-Brennstoff im Kühlmittel	2 x 195 MWe
Kairos FP-FHR	Kugelhaufen-Flüssigsalzreaktor	Geschmolzenes (fluoridbasiertes) Salz	TRISO-Kugelbrennstoff	2 x 75 MWe

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3.2.2 Sicherheitsmerkmale der Klassen

Kernaussage: Die Studie betrachtet drei Reaktorklassen, nämlich grosse Generation III/III+, wassergekühlte SMR (~300 MW/Modul) und AMR mit alternativen Kühlmedien. Alle drei Klassen setzen auf passive Sicherheitssysteme mit verlängerten Karenzzeiten von mindestens 72 Stunden, während derer weder Personaleingriffe noch eine externe Stromversorgung erforderlich sind. Dies ist eine zentrale Lehre aus den Ereignissen von Fukushima 2011. Während dieses Prinzip für Generation III/III+ und wassergekühlte SMR mit etablierten Konzepten umgesetzt wird, sind für AMR Sicherheitsstandards, Brennstoffkreisläufe und Betriebserfahrung noch im Aufbau.

Unter Berücksichtigung technischer Fortschritte und der Erfahrungen aus früheren Ereignissen, insbesondere aus Fukushima Daiichi, wurden 2012 in den IAEA-Sicherheitsanforderungen SSR-2/1 neue Vorgaben zur weiteren Erhöhung der Anlagensicherheit eingeführt.

Zentral ist die Einführung **(Tab. 5)** der «Design Extension Conditions» (DEC) in den Auslegungsrahmen sowie eine stärkere Unabhängigkeit der gestaffelten Sicherheitsebenen (Defence-in-Depth). Die Auslegung muss nun auch Massnahmen zur Beherrschung schwerer Unfälle sowie die «praktische Eliminierung» von Unfallabläufen mit potenziell frühen oder grossen Freisetzungen umfassen. Gleichzeitig wurden die Anforderungen an die Kernschadenshäufigkeit (CDF) und die grossen frühen Freisetzungen (LERF) verschärft.

Tab. 5: Modifizierter Auslegungsbereich von Gen III/III+-Anlagen und die zugehörige Auslegungsbasis für Systeme, Strukturen und Komponenten (SSCs).

<table>
<tr><td colspan="5">Sicherheitsauslegungsbereich</td></tr>
<tr><td colspan="2">Betriebszustände</td><td colspan="3">Störfallbedingungen</td></tr>
<tr><td>NB</td><td>BEV</td><td>DBAs</td><td colspan="2">Erweiterte Auslegungsbedingungen</td></tr>
<tr><td>Normal Betrieb</td><td>Betriebsandfal-artige Ereignisse</td><td>Auslegungs-störfall</td><td>Ohne signifikante Brennstoffdegradation</td><td>Mit Kernschmelze (schwere Unfälle)</td></tr>
<tr><td colspan="5">Lasten und Bedingungen durch externe & Interne Gefahren (für jeden Anlagenzustand)</td></tr>
<tr><td colspan="5">Kriterien für Funktionalität, Leistungsfähigkeit, Betriebssicherheit und Layout (für jeden Anlagenzustand)</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">Auslegungsgrundlagen für Betriebssysteme</td><td rowspan="2">Auslegungsgrundlagen für Betriebssysteme</td><td colspan="2">Auslegungsgrundlagen für Sicherheitseinrichtungen für erweiterte Auslegungsbedingungen</td></tr>
<tr><td>Merkmale zur Verhinderung einer Kernschmelze</td><td>Merkmale zur Beherrschung einer Kernschmelze (Dichtheitsysteme)</td></tr>
</table>

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

DEC baut zwar auf früheren Ansätzen (z.B. Nachrüstungen gegen Station Blackout) auf, geht jedoch darüber hinaus: Ereignisse, die früher als auslegungsüberschreitende Störfälle (BDBA) behandelt wurden, sind heute integraler Bestandteil der Auslegung von Gen III/III+-Anlagen. Dies hat zur Einführung einer zusätzlichen Ebene unabhängiger Sicherheitssysteme speziell für den Umgang mit schweren Unfällen (gestärkte Unabhängigkeit der verschiedenen Ebenen der gestaffelten Sicherheitsvorsorge), zur Minderung schwerer Unfälle sowie zur praktischen Eliminierung von Ereignisabläufen, die zu frühen oder grossen Freisetzungen führen könnten, geführt.

Die Umsetzung des neuen sicherheitstechnischen Konzeptansatzes hat zu mehreren Verbesserungen geführt:

- verbesserte sicherheitstechnische Auslegung durch erhöhte Redundanz und Diversifizierung der Sicherheitssysteme, vollständige physische Trennung paralleler redundanter Stränge von Sicherheitssystemen zur Minimierung von Common-Cause-Ausfällen, verbesserte inhärente Sicherheit sowie ein aktueller Stand der Technik von Unfallszenarien;
- Stärkung der Autarkie des Sicherheitssystems durch Einführung passiver Sicherheit und erhöhten Schutz der Sicherheitsstränge (z.B. gebunkerte Notstromdiesel, geschützt gegen Überschwemmungen, Flugzeugabsturz, Erdbeben, Brände);
- Reduzierung der Notwendigkeit menschlichen Eingreifens durch Automatisierung aller Sicherheitsfunktionen und/oder passive Auslösung von Sicherheitsfunktionen;
- Erhöhung der Autarkie- (Grace-)Zeit durch die Einführung grosser, autonomer Wärmesenken. Die Zeitspanne, nach der ein Eingreifen des Betriebspersonals erforderlich ist (Grace Period), wird von 30 Minuten auf mindestens 72 Stunden erhöht;
- verbesserte Containmentfunktion durch Auslegung von Massnahmen gegen schwere Unfälle, um eine Kernschmelze zu verhindern oder deren Folgen zu beherrschen und damit radioaktive Freisetzungen in die Umwelt zu vermeiden. Beispiele sind In-Vessel-Kühlung des Kerns, Core-Catcher mit Ex-Vessel-Kühlung, Wasserstoffrekombinatoren, gefilterte Druckentlastung usw.;
- verbesserter Schutz vor externen auslösenden Ereignissen wie Flugzeugabstürzen, Erdbeben, Überschwemmungen und Bränden durch die Verwendung einer robusteren Containmentstruktur (z.B. Doppelbehälter, dickere Containmentwände, seismische Entkopplung vom Fundament usw.) sowie durch die Anordnung der Brennelementlagerbecken innerhalb des Containments.

Tab. 6 enthält eine Zusammenfassung der Sicherheitsmerkmale der Klassen. Sie basiert weitgehend auf Manera et al. (2024).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die SMR und AMR der in dieser Studie allgemein betrachteten Leistungsbereiche (60–300 MWe-Module) haben Zielrisikostufen, die um eine Grössenordnung niedriger sind als bei grossen Reaktoren der Generation III/III+. Die Vereinfachung der Reaktorkonstruktion und die geringere Leistung tragen zu dieser erhöhten Sicherheit bei. In einigen Fällen können sogar noch niedrigere Risikostufen erreicht werden. Der Nachweis des Erreichens dieser Ziele steht noch aus, da die in Betracht gezogenen Auslegungen in Europa noch nicht zugelassen sind (mit einer akzeptierten Sicherheitsstudie). Die Arbeiten zur Auslegungszertifizierung für einige Auslegungen liefern Hinweise darauf, dass die angestrebten Sicherheitsniveaus erreichbar sind.

Tab. 6: Sicherheitsmerkmale der Klassen.

Klasse	Qualitativ	Quantitativ
Gen III/III+	Umfassende Integration passiver Merkmale und Systeme.	Kernschadenshäufigkeit unter 10^{-6}/Jahr (niedrige Werte von 10^{-7}/Jahr für AP1000 und EPR). Eliminierung von schweren Unfallsequenzen mit früher Freisetzung.
WC-SMR	Umfassende Integration passiver Merkmale und Systeme.	Erwartet ähnlich wie Gen III/III+. Wassergekühlte SMR werden auch als Gen III/III+ SMR bezeichnet. Ziel-Kernschadenshäufigkeit < 10^{-7}/Jahr.
AMR	Umfassende Integration passiver Merkmale und Systeme. Niederdruckbetrieb bei AMR.	Begrenzte Informationen verfügbar, da sich die Demonstrationsprojekte noch in der Entwicklungsphase befinden.

Schutz vor vorsätzlichen äusseren Gefahren

Darüber hinaus sind neue Kernkraftwerke bereits in der Planungs- und Genehmigungsphase systematisch auf terroristische Bedrohungen ausgelegt. Dies erfolgt insbesondere im Rahmen des Konzepts der Design Basis Threat (DBT), das die Fähigkeiten und Vorgehensweisen potenzieller Angreifer definiert und verlangt, dass Anlagen so ausgelegt sind, dass sie radiologische Sabotage unter diesen Bedingungen verhindern können (IAEA, 2023a; CRS, 2014). Neben klassischen physischen Schutzmassnahmen, wie mehrschichtigen Sicherheitszonen, strengen Zugangskontrollen, modernen Überwachungssystemen, müssen neue Anlagen auch umfassende Cybersicherheitsmassnahmen integrieren, um digitale Angriffe auf sicherheitsrelevante Systeme zu verhindern. Darüber hinaus sind auch extreme Angriffsszenarien technisch zu berücksichtigen. Dazu gehört insbesondere die Auslegung gegen den gezielten Absturz eines grossen Verkehrsflugzeugs, wobei sichergestellt werden muss, dass zentrale Sicherheitsfunktionen erhalten bleiben, insbesondere die Kühlung des Reaktorkerns, die Integrität des Containments sowie die Kühlung abgebrannter Brennelemente, selbst bei minimalem Eingreifen des Personals. Ergänzend sind umfassende Massnahmen zur Schadensbegrenzung bei grossflächigen Bränden, Explosionen oder beim Ausfall wesentlicher Anlagenteile vorzusehen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3.2.3 Erfahrungen mit dem Bau neuer Reaktoren bis 2025

Kernaussage: Westliche FOAK-Projekte der Generation III/III+ (Olkiluoto 3, Flamanville 3, Vogtle 3+4, Hinkley Point C) waren von erheblichen Kosten- und Terminüberschreitungen geprägt. Wesentliche Gründe lagen in unvollständigen Auslegungarbeiten und Bauplänen, unzureichend vorbereiteten Arbeitskräften und ungenügenden Lieferketten. Lerneffekte zeigen sich bei weiteren Blöcken am selben Standort. Für SMR erscheint eine frühe Serienfertigung bis Mitte der 2030er-Jahre realistisch, während für AMR mittelfristig eine Forschungs- und Demonstrationsperspektive besteht und mit hohen FOAK-Kosten zu rechnen ist.

Tab. 7 listet die vier Kernkraftwerksbauprojekte in Europa und den USA auf, die bereits abgeschlossen sind oder kurz vor der Fertigstellung stehen. Bei allen handelt es sich um wassergekühlte Grossreaktoren der Generation III+. Die drei abgeschlossenen Projekte in Finnland, Frankreich und den Vereinigten Staaten waren allesamt von erheblichen Verzögerungen und hohen Kostenüberschreitungen betroffen. Die angegebene Bauzeit wird ab «erstem Beton im nuklearen Bereich» berechnet.

Tab. 7: Neubauprojekte in Europa und den USA seit 1999.

KKW-Projekt	Commercial	Bauzeit
Olkiluoto 3 (OL3)	2023	2005–2023 (18)
Flamanville 3 (FL3)	2025	2007–2024 (17)
Vogtle 3 & 4	2024	2013–2023 (10)
Hinkley Point C (HPC) 2-unit	Im Bau	2016–2031 (15, geschätzt)

Laut einer aktuellen Studie des MIT (2018) weisen erfolgreiche Kernkraftwerksprojekte typischerweise die folgenden Merkmale auf:

- Abschluss der wesentlichen Teile der Auslegung vor Beginn der Bauarbeiten,
- Aufbau einer bewährten Lieferkette für Komponenten des nuklearen Dampferzeugungssystems (NSSS) sowie einer qualifizierten Facharbeitsbasis,
- Einbindung von Herstellern und Bauunternehmen in das Designteam, um sicherzustellen, dass Komponenten fertigungsgerecht ausgelegt und Bauwerke normkonform errichtet werden können,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- Ernennung eines zentralen Hauptprojektmanagers mit nachgewiesener Erfahrung in der Koordination mehrerer unabhängiger Subunternehmer,
- Etablierung einer Vertragsstruktur, in der alle Auftragnehmer und Subunternehmer ein eigenes Interesse am Projekterfolg haben,
- Anwendung von Vertrags- und Verwaltungsprozessen, die schnelle und möglichst konfliktfreie Anpassungen an unvorhergesehene Änderungen von Anforderungen oder Leistungen der Subunternehmer ermöglichen,
- Betrieb in einem flexiblen regulatorischen Umfeld, das kleinere, unvorhergesehene Änderungen in der Planung und im Bau zeitnah zulässt.

Die Merkmale (a) und (b) sind typische Herausforderungen bei FOAK-Projekten. Zu den Faktoren, die zu Kosten- und Terminüberschreitungen führen, gehören:

- Zu Beginn stark unterschätzte, unrealistische Bauzeitpläne
- Unvollständiges Design zu Beginn des Kernkraftwerksbaus
- Fehlen detaillierter, vollständiger Baupläne
- Qualifikation der Arbeitskräfte und qualifizierte Lieferkette

Die in **Tab. 7** aufgeführten Projekte, allesamt FOAK nach zwei Jahrzehnten ohne Neubauten, waren mit mehreren Problemen konfrontiert, die mit zahlreichen der oben genannten Punkte in Zusammenhang stehen.

Die ursprünglichen Zeitpläne für OL3 und FL3 lagen beide im Bereich von 5 bis 6 Jahren, ein Wert, der den schnellsten Bauzeitplänen für Kernkraftwerke weltweit zu jener Zeit und heute nahekommt. Hinzu kamen eine unvollständige Planung und unvollständige bzw. unzureichende detaillierte Studien, was zu einer Vervierfachung der Bauingenieurstunden, Tausenden von Planungsänderungen und wiederholten Arbeiten führte (Cour des Comptes, 2020; Folz, 2019).

Die Projekte OL3 und FL3 sowie das Vogtle-Projekt hatten alle den Charakter von «First-of-a-Kind»-Projekten, bei denen beispielsweise neue Bautechniken zum Einsatz kamen, ohne dass der Lernprozess und die Notwendigkeit, Erfahrungen zu sammeln, angemessen berücksichtigt wurden. Zu den mitwirkenden Faktoren zählt auch ein Mangel an Erfahrung im Projektmanagement (Megaprojektmanagement).

In allen vier Ländern handelte es sich um die ersten Projekte nach einer langen Pause im Kernkraftwerksbau. Dies führte zu Problemen aufgrund eines Mangels an qualifizierten Arbeitskräften sowie an Lieferanten und Subunternehmern in der Lieferkette, denen das Bewusstsein und die Erfahrung im Umgang mit nuklearen Anforderungen fehlten. Die Projekte in Finnland, Grossbritannien und den USA verzögerten sich zusätzlich aufgrund von Designänderungen, die von den zuständigen nuklearen Aufsichtsbehörden vorgeschrieben wurden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die PRIS-Datenbank der IAEA (IAEA, 2026b) verdeutlicht die Baulücke. In Frankreich wurden in den Jahren 1984 bis 1999, in denen jährlich ein oder mehrere Kraftwerke fertiggestellt wurden, acht Jahre lang keine Bauarbeiten durchgeführt, bis 2007 (wie bereits erwähnt, verfrüht) mit dem Bau in Flamanville begonnen wurde. In Finnland wurden 1980 zwei Kernkraftwerke in Betrieb genommen, 25 Jahre vor dem Bau von Olkiluoto. In den USA endete Mitte der 1990er-Jahre eine grosse Bauwelle (wobei 2016 nur ein Kraftwerk ans Netz ging, dessen Bau 1985 eingestellt und 2007 wieder aufgenommen worden war). Im Vereinigten Königreich wurde Sizewell B 1995 fertiggestellt, 21 Jahre bevor mit dem Bau von Hinkley Point C begonnen wurde.

Stattdessen erfüllen neue Kernkraftwerksprojekte in Ländern, in denen der Neubau nie vollständig zum Erliegen gekommen ist (insbesondere China, Südkorea und Russland), in der Regel die im MIT-Bericht identifizierten positiven Merkmale a) bis g). Dies führt dort zu geringeren Kosten und kürzeren Bauzeiten. China ist beispielsweise derzeit in der Lage, bis zu 50 Kernkraftwerksprojekte parallel zu realisieren. Die vier Gen III-BWRs (ABWR, GE/Hitachi) in Japan wurden alle innerhalb von weniger als 4,5 Jahren gebaut.

3.2.4 Lage 2035–2040 (neue KKW)

Bis Mitte der 2030er-Jahre ist davon auszugehen, dass eine Reihe der in Europa und den USA im Bau befindlichen oder «fest zugesagten» Neubauprojekte in Betrieb genommen werden. Einige der Projekte, die sich heute in der Machbarkeitsphase befinden, werden sich im Bau befinden.

Ein «fest zugesagtes» Projekt ist in diesem Zusammenhang definiert als ein vollständig finanziertes Konsortium, das einen bestimmten Anbieter und ein Reaktormodell sowie einen Standort ausgewählt hat, eine Grundsatzentscheidung getroffen wurde, eine Standortgenehmigung erteilt wurde und der Lizenznehmer einen Antrag auf Baugenehmigung vorbereitet oder eingereicht hat. Im Gegensatz dazu bewerten Machbarkeitsprojekte die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksneubaus sowie die Eignung eines oder mehrerer Reaktormodelle für den lokalen Strommarkt.

Die Bewertung der Technologien und die Schätzung der potenziellen Baukosten basieren auf der Vorbereitung eines Baugenehmigungsantrags ab Mitte der 2030er-Jahre. Mit Fokus auf Europa und Nordamerika würden die folgenden Grossreaktoren bis etwa 2035 fertiggestellt werden (zusätzlich zu den 2 EPRs in Finnland und Frankreich sowie den 2 AP1000-Blöcken in Vogtle in den USA):

- Die 2 EPRs in Hinkley Point C im Vereinigten Königreich
- 1 von 4 AP1000, die in Texas, USA, gebaut werden (Matador-Projekt)
- 1 von 2 APR1000-Reaktoren in Dukovany in der Tschechischen Republik
- 1 von 3 AP1000-Blöcken in Choczewo in Polen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die folgenden wassergekühlten SMR werden voraussichtlich bis 2035 fertiggestellt sein:

- 4 BWRX-300-Module in Darlington, Kanada
- 1 BWRX-300-Modul in Clinch River, TN, USA
- 3 Rolls-Royce-SMR in Wylfa im Vereinigten Königreich

Entlang eines ähnlichen Zeitplans werden folgende AMR erwartet:

- 1 Natrium SFR in Wyoming, USA (Baugenehmigung im April 2026 erteilt).
- 4 Xe-100-Module in Texas, USA (Baugenehmigung bis Ende 2026 erwartet).
- 1 Demonstrationsanlage von Kairos KP-FHR in Tennessee, USA (Baugenehmigung in 2025 erteilt).

Die oben genannten Projekte umfassen nicht die Gen III/III+, die derzeit in China gebaut werden (wo die meisten laufenden Bauprojekte chinesische Reaktorkonzepte betreffen). Ebenfalls nicht enthalten ist eine Reihe von grossen Gen III/III+ sowie wassergekühlten SMR, die sich (in Europa) in einem Evaluierungs- oder Anbieterauswahlverfahren befinden.

Die bisherigen (und sich weiterentwickelnden) Kosten dieser Projekte könnten Investierenden und Interessengruppen bei ihren Bewertungen und Entscheidungsfindungen im Hinblick auf einen möglichen Neubau in der Schweiz als Anhaltspunkt dienen.

Diese Auflistung deutet darauf hin, dass diese Reaktormodelle bis 2035 in mehreren Ländern eine Baugenehmigung erhalten haben werden. Einige könnten bereits eine Betriebsgenehmigung erhalten haben. Der Rolls-Royce-SMR bildet derzeit (Stand 2025) eine Ausnahme, da das einzige konkrete Neubauprojekt für dieses Reaktormodell im Vereinigten Königreich liegt. Er steht jedoch in mehr als einem weiteren Land auf der Shortlist der Anbieterauswahl, sodass er dort möglicherweise ebenfalls zugelassen wird.

Von den 12 in **Tab. 57** (Anhang Kapitel 8.1) aufgeführten Projekten sind drei derzeit in Betrieb, die verbleibenden 9 FOAK:

- Davon sind 2 echte FOAK, der BWRX-300 in Kanada und der Rolls-Royce SMR im Vereinigten Königreich, bei denen es sich weltweit um die ersten Bauvorhaben handelt
- 5 Projekte sind «FOAK im eigenen Land», bei denen das Reaktormodell erstmals in dem jeweiligen Land zugelassen wird. Dazu gehören die EPRs im Vereinigten Königreich (Hinkley Point C), der APR1000 in der Tschechischen Republik (Dukovany II), der BWRX-300 in den USA, der AP1000 in Polen (Choczewo) und der BWRX-300 in Polen (Wloclawek)
- Zwei Projekte werden «Between-of-a-Kind» (BOAK) in den jeweiligen Ländern sein. Mit anderen Worten: Diese Projekte profitieren davon, dass sie bereits von der Aufsichtsbehörde des jeweiligen Landes genehmigt wurden. Dabei handelt es sich um die EPRs in Sizewell im Vereinigten Königreich und die AP1000 in Texas in den USA (Matador).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3.3 Projektphasen und Zeitpläne

Kernaussage: Im Falle einer Aufhebung des Neubauverbots würden rund 20 Jahre bis zur Inbetriebnahme einer neuen Anlage in der Schweiz vergehen. Nötig wären eine mehrjährige Vorphase und Machbarkeitsstudien, eine Rahmenbewilligung mit fakultativem Objektreferendum, das Durchlaufen des Bau- und Betriebsbewilligungsverfahrens sowie die eigentliche Bauphase ab «erstem Beton». Bei einem angenommenen Baubeginn 2040 wäre eine Inbetriebnahme erst Ende der 2040er- bis Anfang der 2050er-Jahre realistisch.

3.3.1 Machbarkeitsstudie, Investitionsentscheidung

Schematisch lassen sich die allgemeinen Projektphasen wie folgt unterteilen: Machbarkeitsprüfung, Investitionsentscheidung, endgültige Investitionsentscheidung, Finanzierung, Bau und Inbetriebnahme. Die Machbarkeitsphase konzentriert sich auf den Strommarkt, über den das Kraftwerk Strom absetzen wird, die Anforderungen an das Kraftwerk sowie die Rahmenbedingungen für ein Bauvorhaben. In dieser Phase werden üblicherweise mehrere Reaktormodelle evaluiert.

Nachdem die Investitionsentscheidung zur Durchführung eines Projekts getroffen wurde, wird der Antrag auf Rahmenbewilligung vorbereitet und eingereicht. Parallel dazu schreitet die Bauplanung voran, einschliesslich der Erstellung eines detaillierten Bauplans sowie der Auswahl von Lieferanten und Subunternehmern. Dies führt zu einer detaillierteren Kosten- und Zeitaufstellung, auf deren Grundlage eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen und die Finanzierung geregelt werden können. Der Antrag auf Baugenehmigung wird ebenfalls in diesem Zeitraum vorbereitet, sodass der Bau kurz nach Erteilung der Baugenehmigung beginnen kann.

3.3.2 Zeitplan für ein frühes Bauprojekt

Die wichtigsten Schritte für den Bau eines neuen KKWs sind in **Tab. 8** dargestellt. Die Dauer der Schritte ist Neu et al. (2025) entnommen. Der dargestellte Zeitplan geht davon aus, dass das Konsortium die in seiner Kontrolle liegenden Schritte einleitet, bevor Prozesse ausserhalb seiner Kontrolle abgeschlossen sind. So sind beispielsweise gesellschaftliche und politische Entscheidungen entscheidend, doch können einige Aspekte der Machbarkeitsstudie bereits vor Abschluss dieser Entscheidungen angegangen werden. Die Machbarkeitsstudie wird dann fertiggestellt, sobald die externen Entscheidungen getroffen sind. Ebenso kann mit der

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Vorbereitung des Baubewilligungsantrags begonnen werden, während ein Referendum über die Rahmenbewilligung noch anhängig ist.

Der umgekehrte Fall, bei dem Schritte erst dann unternommen werden, wenn der vorherige abgeschlossen ist, verlängert den Gesamtzeitplan erheblich. Darüber hinaus würde dies die Arbeit des Projektteams auf unbestimmte Zeit unterbrechen.

Tab. 8: Bauprojektzeitplan «früh».

Schritt	Dauer	Vollendet
Gesellschaftliche und politische Entscheidungen	2026 bis Anfang der 2030er-Jahre	Anfang der 2030er-Jahre
Machbarkeitsstudie	2029–2031	2031
Investitionsentscheid nach Evaluation	2032	2032
Rahmenbewilligung	2032–2035	2035
Baubewilligung	2034–2040	2040
Baustart	2040–	

3.4 Neubauprojekt Kenngrössen und Rahmenbedingungen

3.4.1 Baukosten und Bauzeit

Die Gesamtkosten für die Realisierung eines Kernkraftwerks hängen von den Baukosten (Overnight Capital Cost, OCC) ab, die sich aus den Kosten für die Komponenten und den Arbeitskosten für Ingenieurwesen, Bauwesen und Baumanagement zusammensetzen. Sie hängen ausserdem von der Finanzierungsstruktur (Darlehen, Tranchen, Zinssätze) und der Bauzeit ab. Die Finanzierung von Kernkraftwerksprojekten ist sehr variabel. Um Vergleiche zwischen potenziellen Projekten zu ermöglichen, werden harmonisierte Werte dieser Variablen verwendet. In der Praxis kann die Finanzierung tatsächlicher Projekte aufgrund von Kapitalbeteiligungen, Kreditgarantien und anderen Massnahmen erheblich von diesen harmonisierten Werten abweichen. Um Vergleiche zwischen Kraftwerken mit unterschiedlichen Nennleistungen (Netto-Stromerzeugung) zu ermöglichen, werden die OCC anhand der Nennleistung normiert. Um die Wettbewerbsfähigkeit der Stromkosten zu bewerten, werden die

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Stromerzeugungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) berechnet. Zusätzlich zu den Gesamtkosten werden die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten (O&M), die Brennstoffkosten und die Stilllegungskosten berücksichtigt. Die LCOE hängen ausserdem von der erwarteten Lebensdauer der Anlage (oder Amortisationsdauer) und dem durchschnittlichen Auslastungsgrad über die Lebensdauer ab. Dieser Abschnitt konzentriert sich auf die OCC.

Die Schätzung der OCC basiert auf drei Hauptarten von Quellen:

- Schätzungen der zukünftigen Kosten (nicht standort- und projektspezifisch) von Reaktormodellen aus der Literatur.
- Kosten realisierter Bauprojekte und geschätzte Kosten laufender Bauprojekte.
- Geschätzte Kosten für neue Bauprojekte in den USA, Kanada und Europa.

Ein wichtiger Unterschied zwischen diesen Quellen ist der Detailgrad des Schätzungsprozesses und das Ausmass, in dem lokale Gegebenheiten (Arbeitskräfte und Lieferkette, Arbeitskosten und -bedingungen), Standort- und Projektanforderungen sowie geltende regulatorische Anforderungen und Prozesse berücksichtigt werden. Die Schätzungen zukünftiger Kosten (1) sind in der Regel die niedrigsten; die meisten davon sind grob und basieren häufig auf angenommenen Lernraten. Die Kosten der vergangenen Projekte (2) lagen deutlich über dem Niveau der geschätzten zukünftigen Kosten (1). Dafür gibt es zwei Hauptgründe. Der erste ist, dass die jüngsten und laufenden Projekte in den USA und Europa mehreren FOAK-Faktoren (First-of-a-Kind) unterliegen: Dazu gehören unvollständige Detailplanungen zu Beginn der Bauarbeiten, offene Fragen hinsichtlich der Sicherheitsnachweise und der Genehmigungen sowie die Anwendung neuartiger Fertigungs- und Bautechniken. Der zweite Grund liegt darin, dass die Kompetenz im Bereich des Kernkraftwerksbaus zunächst wieder erlangt werden musste, einschliesslich der Beurteilung der Kosten für die Entwicklung der lokalen Lieferkette und der Arbeitskräfte. Die geschätzten Kosten für neue Projekte in den USA und Europa (3) sind detaillierter und standortspezifischer als (1); es ist zu erwarten, dass sie auf abgeschlossenen Machbarkeitsstudien basieren und die FOAK-Erfahrungen sowie die Kosten und den Zeitaufwand für die Entwicklung der Lieferkette und der Arbeitskräfte berücksichtigen.

Diese Studie zielt darauf ab, die OCC für eine Anlage zu schätzen, deren Bau in der Schweiz im Jahr 2040 bzw. 2050, also in etwa 15 bzw. 25 Jahren, beginnen würde **(Tab. 9)**. Im Vergleich zu (2) und (3) sind gewisse Lernfortschritte (Kostenreduzierungen) zu erwarten. Diese Schätzungen berücksichtigen den Faktor «FOAK im Land». Die Schätzungen der Kapitalkosten und Bauzeiten für die Reaktorklassen werden im Anhang 8.1.3 detailliert dargestellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 9: Kostenschätzungen für «Neubau im Inland». (Preise von 2024)

Fall	Klasse	Geplanter Baubeginn (Konstruktionslizenz)	Kosten (OCC)(Fr./kWh)	Bauzeit in Jahren
1	Gen III/III+	2040	8400–10 500 (Median 9500)	8–10
2	Gen III/III+	2050	7000–9000 (Median 8000)	7–8
3	WC SMR	2040	8400–10 500 (Median 9500)	4 (6 für das erste Modul)
4	WC SMR	2050	6000–8000 (Median 7000)	4 (5 für das erste Modul)
5	AMR	2050	7200–9000 (Median 8100)	4 (6 für das erste Modul)

Analog zu den Kosten berücksichtigt auch die geschätzte Bauzeit (rechte Spalte der obigen Tabelle) den zusätzlichen Zeitaufwand für den Neubau im jeweiligen Land (Entwicklung der Lieferkette und der Arbeitskräfte). Die Bauzeit für die Fälle 3 bis 5 wurde aus dem Bauplan des Projekts in Darlington (Ontario, Kanada) für vier GEH BWRX-300-Module abgeleitet, wobei das erste Modul nach sechs Jahren in Betrieb gehen soll. Damit beim Bau der nachfolgenden Blöcke von den Erfahrungen mit dem ersten Modul profitiert werden kann, wurde das zweite Modul auf das dritte Jahr verschoben, wobei der vierte Block voraussichtlich am Ende des achten Jahres fertiggestellt sein wird.

3.4.2 Voraussetzungen

Die in dieser Arbeit abgeleiteten Schätzungen gehen nicht von einer automatischen, formelbasierten Senkung der Baukosten aus, die sich aus der Anzahl der weltweit gebauten Reaktoren eines bestimmten Typs ergibt. Im Vergleich zum Bau des n-ten Kraftwerks in einem bestimmten regulatorischen Umfeld erfordert der Bau eines Kraftwerks in einem anderen Rechtsraum Analysen zum Nachweis der Erfüllung nationaler Anforderungen und möglicherweise Anpassungen des Entwurfs.

Dennoch impliziert ein Reaktormodell, das bereits mehrfach in einem oder mehreren Ländern gebaut wurde, die Erfüllung von Bedingungen wie einem vollständigen Entwurf und einem erprobten, detaillierten Bauplan. Die Genehmigung eines Kraftwerks dieses Typs deutet zudem darauf hin, dass ein umfassender Sicherheitsnachweis vorgelegt und von einer Aufsichtsbehörde akzeptiert wurde. Zwar hat jede Aufsichtsbehörde ihre eigenen Anforderungen und entscheidet entsprechend, doch ist es wahrscheinlich, dass eine Reihe von Genehmigungsfragen bereits geklärt wurden und die Informationen und Analysen zur Klärung dieser Fragen verfügbar sind, was das regulatorische Risiko verringert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Fähigkeit, einen Bauzeitplan kosten- und zeiteffizient umzusetzen, hängt von einer Lieferkette/Subunternehmern und Arbeitskräften ab, die qualifiziert sind, die Anforderungen der Nuklearindustrie zu erfüllen. Folglich muss die Bauorganisation bei der Entwicklung und Schulung von Lieferkettenunternehmen und Arbeitskräften proaktiv vorgehen.

Zwei weitere Möglichkeiten zur Senkung der Baukosten sind die Modularität im Bau (die vor Ort erfolgen kann) und die Fertigung im Werk. Auf diese Techniken setzen zahlreiche Anbieter.

Die Standardisierung und Zertifizierung von Reaktortypen sind von entscheidender Bedeutung. Ein vollständiger Anlagenentwurf spielt eine zentrale Rolle für die Planung, die Kostenkontrolle und die Verringerung von Bauverzögerungen, eine Erkenntnis, die seit einiger Zeit anerkannt ist. Wie bereits erwähnt, wurde sowohl beim finnischen als auch beim französischen EPR-Projekt sowie beim AP1000-Projekt in den USA mit dem Bau begonnen, ohne dass ein vollständiges Design vorlag. Die Designstandardisierung zielt nicht nur auf ein vollständiges Design ab, sondern auch auf die Wiederverwendung des Designs in mehreren Projekten. Die Designzertifizierung bezieht sich auf die Zulassung eines grossen Teils des Designs und die Festlegung der Anforderungen, die das vollständige Design erfüllen muss, unabhängig von einem bestimmten Standort und Projekt eines Kernkraftwerks. Die beiden wichtigsten Aufsichtsbehörden, die eine Konstruktionszertifizierung vornehmen, sind die US-amerikanische Nuclear Regulatory Commission und das britische Office of Nuclear Regulation, wo dies als «Generic Design Assessment» bezeichnet wird. Die grossen Gen III/III+-Modelle, die den Klassen dieser Arbeit zugrunde liegen, haben eine oder beide dieser Zertifizierungen erhalten. Dazu gehört auch der britische EPR, der sein Design Assessment Certificate im Jahr 2012 erhielt.

Eine Konstruktionszertifizierung erleichtert die Beantragung einer Baugenehmigung (oder eines gleichwertigen Dokuments), da im Antrag auf Baugenehmigung auf die Zertifizierung für jene Genehmigungsfragen verwiesen werden kann, die bereits geklärt sind. Da jedes Land eigene regulatorische Anforderungen hat, gilt die Zertifizierung jeweils nur in den USA und im Vereinigten Königreich. Zwar führt jede Aufsichtsbehörde ihr eigenes Genehmigungsverfahren durch, doch bedeutet die Tatsache, dass diese Genehmigungsfragen in den Zuständigkeitsbereichen der zertifizierenden Länder behandelt und geklärt (akzeptiert) wurden, dass diese Teile des Sicherheitsnachweises (in einigen Zuständigkeitsbereichen) bereits abgeschlossen sind und bei der nationalen Aufsichtsbehörde eingereicht oder für die Einreichung angepasst werden können. Es ist anzumerken, dass die Konstruktionszertifizierung freiwillig ist: In den USA und im Vereinigten Königreich kann ein Antragsteller eine Baugenehmigung (oder eine kombinierte Lizenz) beantragen, ohne auf eine Konstruktionszertifizierung Bezug zu nehmen. Schliesslich ist zu betonen, dass Konstruktionszertifizierungen keine standortspezifischen Genehmigungsfragen behandeln, insbesondere nicht die Sicherheitsanalysen im Zusammenhang mit externen Gefahren (einschliesslich Naturgefahren). Daher müssen diese standortspezifischen Analysen und der Nachweis, dass das geplante Kernkraftwerk die in der Zertifizierung festgelegten weiteren Anforderungen erfüllt, für den Antrag auf eine Baugenehmigung noch erstellt werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Es ist davon auszugehen, dass alle in den Klassen berücksichtigten Reaktortypen eine Konstruktionszertifizierung bzw. -bewertung erhalten haben werden, bis die Schweizer Stellen die Auswahl der Entwürfe offiziell in Betracht ziehen. Die diesen Klassen zugrunde liegenden grossen Gen III+- und WC-SMR-Typen verfügen bereits über mindestens eine dieser Zertifizierungen; für viele der übrigen Entwürfe wurde der Zertifizierungs- bzw. Konstruktionsbewertungsprozess bereits eingeleitet.

In der Industrie wird der Begriff «Modularität» in zwei Bedeutungen verwendet. Die erste, wie bei kleinen modularen Reaktoren, bezieht sich auf den Bau eines Kernkraftwerks durch das Hinzufügen kleinerer Einheiten zur Stromerzeugung. Es gibt Anwendungsfälle für Kernkraftwerke mit einem einzigen SMR, z.B. an abgelegenen Standorten mit geringerem Strombedarf; allerdings wären die Baukosten (pro kW Leistung) für einen Standort mit einem einzigen SMR deutlich höher, da die standortspezifische Analyse, die technische Planung und die Genehmigungsverfahren sowie die Kosten für die Standortvorbereitung nicht auf mehrere Einheiten verteilt werden könnten.

Der Begriff «modular» bezieht sich auch auf die modulare Bauweise, also die Praxis, das Kernkraftwerk aus einer Reihe transportabler Module zu errichten, die vor Ort zusammengebaut werden. Diese Module würden ihrerseits in einer Fabrikumgebung hergestellt, was eine Serienfertigung sowie den Erfahrungsaufbau, die Optimierung und die daraus resultierenden Kosteneinsparungen ermöglichen würde. Die modulare Bauweise ist ein zentraler Bestandteil der SMR-Konstruktionen und soll Einsparungen ermöglichen, um die «Skalen-Nachteile» im Vergleich zu den grossen Gen III+-Konstruktionen auszugleichen. Einige Anbieter grosser Gen III+-Reaktoren haben ebenfalls die modulare Bauweise eingeführt.

Ein wichtiger Faktor für den Lernprozess und die damit verbundene Kostensenkung ist das «Auftragsbuch» des Anbieters, also die Anzahl der Projekte, die sich im Bau befinden oder für die eine feste Zusage vorliegt (Konsortium, vollständige Finanzierung, Grundsatzentscheidung). Diese laufenden und fest zugesagten Projekte ermöglichen dem Anbieter und seiner Lieferkette, ihre Kapazitäten zu erweitern.

Die Faktoren im Zusammenhang mit «FOAK in country», dem ersten Bau eines Kernkraftwerks in einem neuen Land, lassen sich anhand des laufenden Baus von zwei EPR-Paaren im Vereinigten Königreich (den HPC- und SZC-Projekten) identifizieren. Dazu gehören der Aufbau einer qualifizierten Lieferkette und Belegschaft sowie die Anpassung des Entwurfs an nationale Vorschriften. Das HPC-Projekt wird (auf kW-Basis) mehr kosten als das finnische OL3 und das französische FL3, was zum Teil auf die Kosten für Sicherheitsanalysen und Konstruktionsänderungen im Zusammenhang mit dem Standort und den nationalen Anforderungen, die in der gesamten Branche (und anderen Branchen) zu beobachtende Inflation nach COVID sowie möglicherweise auf Unterschiede bei den Arbeitskosten und den Vorschriften für Baustellen zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu wird das SZC-Project im Vereinigten Königreich, welches von demselben Unternehmen und dessen etablierter Lieferkette gebaut wird und das HPC-Design kopiert, voraussichtlich 20 % günstiger sein (UK NAO,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

2026). Wichtig ist anzumerken, dass beide Bauten im gleichen regulatorischen Umfeld genehmigt wurden. Mehrere Nuklearaufsichtsbehörden in Europa sowie in Nordamerika arbeiten bereits eng bei der Lizenzierung grosser Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlter SMR zusammen. Dabei werden insbesondere Erfahrungen zu konkreten Genehmigungsfragen, Sicherheitsnachweisen, deterministischen und probabilistischen Bewertungsmethoden sowie zu regulatorischen Anforderungen für neue Reaktorkonzepte ausgetauscht. Eine aktive Beteiligung an diesen internationalen Kooperationsformaten ist sinnvoll, um von bestehenden Erfahrungen zu profitieren.

3.5 Neue Kernkraftwerke in einem zukünftigen Energiesystem

3.5.1 Betriebliche Integration künftiger Kernkraftwerke

Die betriebliche Integration allfälliger künftiger Kernkraftwerke ist in **Tab. 10** zusammengefasst. Mit Ausnahme der Hochtemperatur-Wärmekopplung (Integration in industrielle Prozesse) unterscheiden sich diese Kapazitäten nur in begrenztem Umfang von den Klassen. Auf hoher Ebene können alle Klassen im Lastfolgebetrieb betrieben und dabei Zusatzleistungen erbracht werden. Es ist zu beachten, dass sich der Lastfolgebetrieb voraussichtlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken würde. Andererseits sind Zusatzleistungen vorteilhaft für die Stabilität des Energiesystems und stellen zugleich eine Einnahmequelle für das Kraftwerk dar.

Tab. 10: Betriebliche Integration künftiger Kernkraftwerke.

Betriebsmodus	Kapazität	Bemerkung
Grundlastbetrieb mit Lastfolgebetrieb	Die «European Utility Requirements» (EUR) spezifizieren Lastfolgeeigenschaften, die erfüllt werden müssen (Mindestleistung, Rampenraten, Dauer, Anzahl der Zyklen).	Lastfolgebetrieb wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Reaktorbetriebs aus.
Grundlastbetrieb mit Systemdienstleistungen	Ein zweiter Satz von EUR-Anforderungen betrifft Systemdienstleistungen (z.B. Primär- und Sekundärreserve) und legt technische Parameter für deren Bereitstellung fest.	Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ermöglicht es Kernkraftwerken, zur Netzstabilität beizutragen und zusätzliche Einnahmen zu generieren.
Anwendungen zur Wärmekopplung	Die grossen Gen III/III+- und WC-SMR-Designs arbeiten bei Temperaturen, die für eine begrenzte Anzahl von Anwendungen geeignet sind (Fernwärme, SOEC-Wasserstoffproduktion, Papierherstellung).	Einige AMR-Reaktoren (und WC-SMR-Reaktoren) können auch primär für Nicht-Stromanwendungen ausgelegt werden. Diese liegen ausserhalb des Rahmens der vorliegenden Studie.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Alle drei Klassen sind in der Lage, der Last zu folgen und Zusatzdienste bereitzustellen. Die grossen Reaktoren der Generation III/III+ und die WC-SMR unterstützen vielfältige Niedertemperatur-Kraft-Wärme-Kopplungsanwendungen. Nur die AMR sind für Hochtemperatur-Industrieanwendungen geeignet.

3.5.2 Gestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) sind ein Mass für die Kosten der Stromerzeugung mit einer bestimmten Technologie. Sie berücksichtigen die Investitionskosten, die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten, die Stilllegungskosten sowie die über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks erwartete Stromerzeugung. Ein Nominalwert der LCOE wurde anhand der folgenden Werte für die wichtigsten Variablen zur Berechnung der LCOE errechnet:

- Kapitalkosten (OCC) = 9500 Fr./kWh
- Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC) = 8 %
- Bauzeit = 9 Jahre
- Amortisationsperiode = 40 Jahre
- Betriebsdauer = 60 Jahre
- Auslastungsgrad = 90 %

Mit diesen Werten beträgt der nominale LCOE-Wert 0,197 Fr./kWh über die 60-jährige Betriebsdauer des Kraftwerks. Eine Betriebsdauer von 60 Jahren liegt am unteren Ende der erwarteten Betriebsdauer neuer Kernkraftwerke. Bei einer angenommenen Betriebsdauer von 80 Jahren sinkt der LCOE-Wert auf 0,163 Fr./kWh.

Während der Amortisationsperiode machen die Kapitalkosten bei diesen Werten 76,5 % der Stromgestehungskosten (LCOE) aus, während die fixen Betriebs- und Wartungskosten, die variablen Betriebs- und Wartungskosten sowie die Brennstoffkosten 6,1 %, 4,4 % bzw. 1,5 % ausmachen. Die Stilllegungskosten betragen 11,5 % der LCOE. Daher reagiert die LCOE von Kernkraftwerken empfindlich auf die Kapitalkosten des Kraftwerks sowie auf die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC). Da die variablen Betriebs- und Wartungskosten sowie die Brennstoffkosten zusammen relativ gering sind, sinkt die LCOE umso mehr, je mehr Strom das Kraftwerk über seine Lebensdauer erzeugen kann. Die Sensitivität der LCOE wird im Folgenden untersucht.

Die Sensitivität der LCOE gegenüber dem WACC ist in **Tab. 11** dargestellt (bei einer Amortisationsperiode von 40 Jahren, einer Bauzeit von 9 Jahren und einem Auslastungsgrad von 90 %).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 11: Sensitivität der Stromgestehungskosten gegenüber Finanzierungskosten (WACC).

WACC in %	LCOE (Fr./kWh) 60 Jahre Betriebsdauer	LCOE (Fr./kWh) 80 Jahre Betriebsdauer
4	0,120	0,106
6	0,152	0,130
8	0,197	0,163
10	0,256	0,208

Die Auswirkungen der Kapitalkosten auf die LCOE in Tab. 12 für WACC werden von 6 % und 8 % dargestellt.

Tab. 12: Sensitivität der Stromgestehungskosten gegenüber Kapitalkosten (OCC). (Preise von 2024)

OCC (2024) Fr./kWh	LCOE (2024; Fr.//kWh)			
	WACC = 8 %		WACC = 6 %	
	60 Jahre	80 Jahre	60 Jahre	80 Jahre
7000	0,161	0,136	0,129	0,112
8500	0,183	0,152	0,143	0,123
9500	0,197	0,163	0,152	0,130
10 500	0,211	0,174	0,162	0,137
11 500	0,225	0,184	0,171	0,144

Die Sensitivität der Stromgestehungskosten (LCOE) gegenüber der Bauzeit ist in **Tab. 13** dargestellt. Bei SMR beträgt die nominale Bauzeit für vier Module mit je 300 MW insgesamt acht Jahre. Eine kürzere Bauzeit für jedes Modul und die Möglichkeit, die Module nach ihrer Fertigstellung in Betrieb zu nehmen, würden die LCOE stärker senken als hier dargestellt, da die Zinskosten während der Bauphase reduziert würden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 13: Auswirkung der Bauzeit auf Stromgestehungskosten. (Preise von 2024)

Bauzeit in Jahren	LCOE (Fr./kWh)			
	WACC = 8 %		WACC = 6 %	
	60 Jahre	80 Jahre	60 Jahre	80 Jahre
7	0,178	0,149	0,142	0,122
8	0,187	0,156	0,147	0,126
9	0,197	0,163	0,152	0,130
10	0,207	0,171	0,158	0,134
12	0,232	0,189	0,169	0,143

Abschliessend wird in **Tab. 14** der Einfluss des Auslastungsgrades dargestellt. Auslastungsgrade von 90–95 % entsprechen dem Grundlastbetrieb. Die Stromgestehungskosten (LCOE) steigen bei sinkendem Auslastungsgrad aufgrund der hohen Kapitalintensität der Kernkraft.

Tab. 14: Auswirkung der Auslastung auf Stromgestehungskosten. (Preise von 2024)

Auslastung in %	LCOE (Fr./kWh)			
	WACC = 8 %		WACC = 6 %	
	60 Jahre	80 Jahre	60 Jahre	80 Jahre
70	0,248	0,205	0,191	0,162
80	0,219	0,181	0,169	0,144
90	0,197	0,163	0,152	0,130
95	0,187	0,155	0,145	0,124

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

3.5.3 Lieferkette und Brennstoffversorgung

Kernaussage: Bau und Betrieb neuer Reaktoren hängen von international organisierten Lieferketten und Brennstoffimporten ab. Konventionelles LEU für Generation III/III+ und wassergekühlte SMR ist breit verfügbar. Demgegenüber befinden sich HALEU-Lieferketten für AMR-Konzepte im Aufbau und weisen eine hohe Abhängigkeit von wenigen Anbietern auf. Die hohe Energiedichte nuklearer Brennstoffe ermöglicht eine mehrjährige Vorratshaltung und damit eine höhere Robustheit gegenüber kurzfristigen Lieferunterbrechungen. Dadurch verlagert sich die Importabhängigkeit jedoch strukturell von fossilen Brennstoffen hin zu Uranimporten.

Die Klassen dieser Studie basieren auf Reaktormodellen, die in den USA, Kanada und Europa gebaut wurden oder sich in einem fortgeschrittenen Stadium der Prüfung für den Einsatz in diesen Regionen befinden. Obwohl Machbarkeitsstudien und andere Pläne vor der Bildung eines Konsortiums (für Bau und Eigentum), der Auswahl von Anbietern und der endgültigen (verbindlichen) Finanzierung des Bauprojekts informativ sind, ist der Status dieser Pläne sehr dynamisch.

Die Anbieter der repräsentativen wassergekühlten Konstruktionen (grosse Reaktoren und WC-SMR) sind europäische und US-amerikanische Unternehmen (General Electric-Hitachi, Westinghouse, AREVA/EDF, Rolls-Royce, NUSCALE). Die koreanischen Unternehmen KHNP/KEPCO sind in den USA und in europäischen Ländern aktiv, die Konstruktionen APR1400 und APR1000 haben verschiedene Stufen der Vorabzulassung und Konstruktionszertifizierung durchlaufen. Sie haben den Zuschlag für den Bau der neuen Kraftwerke in Dukovany in der Tschechischen Republik erhalten; jedoch werden sie gemäss einer kürzlich getroffenen Vereinbarung mit Westinghouse nicht mehr auf dem europäischen Markt angeboten.

Bei den SMR mit fortschrittlicher Technologie oder den Advanced Modular Reactors (AMR) handelt es sich um nordamerikanische Unternehmen. Die laufenden Demonstrations-/FOAK-Projekte finden in den USA statt.

Insbesondere bei den WC-SMR, die auf Fabrikfertigung basieren, ist davon auszugehen, dass eine oder mehrere Fabriken in Europa errichtet werden. Die Hersteller schliessen Partnerschaften, um diese Fertigungskapazitäten zu schaffen. So entwickelt beispielsweise Rolls-Royce eine Lieferkette in den Niederlanden (zusätzlich zu Grossbritannien) und Westinghouse eine AP300-Lieferkette in der Tschechischen Republik für den europäischen Markt.

Was die Brennstoffversorgung angeht, können die grossen Gen III/III+ und die WC-SMR Brennstoff aus der bestehenden Brennstofflieferkette verwenden. Bei den AMR mit ihren Nicht-LWR-Technologien ist die Reaktortechnologie weniger ausgereift als die von Leichtwasserreaktoren und die aktuellen Projekte haben einen starken FOAK-/Demonstrationscharakter. Für diese wird derzeit eine Brennstoffversorgung aufgebaut. Hier liegen die Herausforderungen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

in der Verwendung von bis zu < 20 % angereichertem Uran (High-Assay Low-Enriched Uranium, HALEU), der Entwicklung und Skalierung der TRISO-Kugelbrennstoffherstellung sowie der flüssigen Brennstoffe.

3.5.4 Brennstoffversorgung

Die Brennstoffversorgung für Kernkraftwerke umfasst vier zentrale Schritte, die jeweils über eigene, unabhängige Lieferketten verfügen:

1. Uranabbau: Gewinnung von Natururan aus Lagerstätten.
2. Konversion: Umwandlung des Urans in ein gasförmiges Zwischenprodukt (UF_6), das weiterverarbeitet werden kann.
3. Anreicherung: Erhöhung des Anteils des spaltbaren Isotops Uran-235 auf den für den Reaktorbetrieb erforderlichen Gehalt.
4. Brennstofffertigung: Verarbeitung des angereicherten Urans zu Brennelementen, die im Reaktor eingesetzt werden können.

Jeder der vier Prozessschritte verfügt über eine eigene, spezifische Lieferkette und kann grundsätzlich separat beschafft werden. Es ist auch möglich, komplette Brennelemente zu erwerben, ohne sich selbst um die Beschaffung des spaltbaren Materials zu kümmern. Die konkrete Beschaffungsstrategie ist eine strategische Entscheidung und hängt sowohl vom kommerziellen Umfeld als auch von den internen Ressourcen und Kompetenzen ab (Manera et al., 2024).

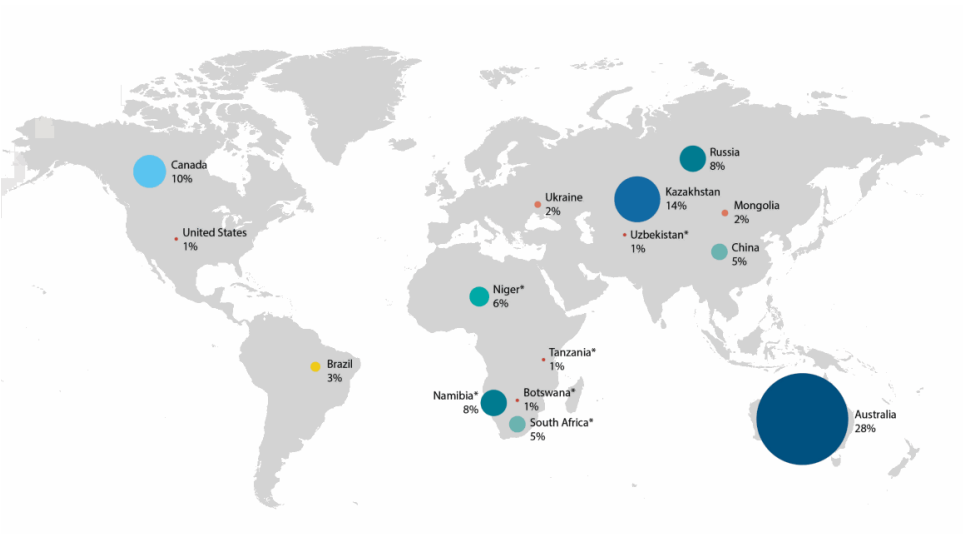


Abb. 2: Globale Verteilung der identifizierten förderbaren konventionellen Uranressourcen (< 130 USD/kgU, Stand: 1. Januar 2023) (OECD/NEA, 2024).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die natürlichen Uranvorkommen sind über mehrere Länder weltweit verteilt (**Abb. 2**), wobei die grössten Vorkommen in Australien (28 %), Kasachstan (14 %), Kanada (10 %), Russland (8 %), Namibia (8 %) und Südafrika (5 %) zu finden sind. Stand 2024 bleibt Kasachstan mit einem Anteil von 38,6 % an der weltweiten Uranproduktion der grösste Produzent, gefolgt von Kanada (23,8 %), Namibia (12,2 %) und Australien (7.6 %) (siehe **Tab. 15**).

Tab. 15: Produktion aus Minen (Tonnen Uran) im Jahr 2024 (WNA, 2025a).

Land	Uran in t	Anteil
Kasachstan	23 270	38,6 %
Kanada	14 309	23,8 %
Namibia	7333	12,2 %
Australien	4598	7,6 %
Usbekistan	4000	6,6 %
Russland	2738	4,5 %
China	1600	2,7 %
Niger	962	1,6 %
Indien	500	0,8 %
Südafrika	200	0,3 %
Ukraine	288	0,5 %
USA	260	0,4 %
Sonstige	155	0,3 %
Welt gesamt	60 213	

Konversion:

Konversionsanlagen werden in fünf Ländern betrieben: Kanada, China, Frankreich, Russland und den USA. Die Konversionskapazitäten und die Produktion (Stand 2022) sind in Tab. 16 zusammengefasst.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 16: Geschätzte weltweite Primärkonversionskapazität und UF_6-Produktion im Jahr 2022 (WNA, 2025b).

Firma	Land	Kapazität (tU)	UF6-Produktion (tU)
Cameco	Kanada	12 500	10 600
CNNC	China	15 000	10 500
ConverDyn	USA	7000	0
Orano	Frankreich	15 000	8900
Rosatom	Russland	12 500	12 000
Gesamt		62 000	42 000

Hinzu kommt das Uran aus der Dekonversion (Recycling), wobei die grössten Anlagen in Frankreich, den USA, Grossbritannien und Russland angesiedelt sind.

Anreicherung:

Die Urananreicherung ist strategisch sensibel und kapitalintensiv, was erhebliche Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter schafft. Entsprechend gibt es nur wenige kommerzielle Anreicherungsunternehmen, die eine begrenzte Zahl von Anlagen betreiben (WNA, 2025c). Derzeit dominieren drei grosse Anbieter den Markt: Rosatom (Russland), Urenco (UK, Deutschland, Niederlande, USA) und Orano (Frankreich). CNNC ist ein bedeutender inländischer Lieferant in China und plant, seine Exporttätigkeit auszuweiten. In Japan und Brasilien verfügen nationale Brennstoffkreislaufunternehmen über begrenzte eigene Kapazitäten.

Russland ist derzeit mit rund 44 % der weltweiten Kapazität der grösste Anbieter von angereichertem Uran. Seit Beginn des Kriegs in der Ukraine wurden in den westlichen Staaten verstärkt Massnahmen eingeleitet, um unabhängige, nicht russisch dominierte Kapazitäten für Konversion und Anreicherung gezielt und zügig auszubauen und die bestehende Abhängigkeit schrittweise zu reduzieren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 17: Aktuelle (Jahr 2022) weltweite Anreicherungskapazitäten (WNA, 2025c).

Betreiber	Kapazität (tausend SWU/Jahr)	Anteil in %
CNNC	8900	14
Orano	7500	12
Rosatom	27 100	44
Urenco	17 900	29
Other (INB, JNFL)	100	
Total	61 500	

Seit 2022 haben insbesondere die USA und ihre Verbündeten umfangreiche Investitionsprogramme gestartet, um zusätzliche Anreicherungs- und Brennstoffkreislaufkapazitäten aufzubauen und die Versorgungssicherheit langfristig zu stärken. Frankreich (Orano) erweitert seine Anreicherungsanlagen durch Investitionen von rund EUR 1,7 Mrd. und strebt damit eine Kapazitätserhöhung um etwa 30 % an, während es sich zugleich an internationalen westlichen Kooperationsprojekten beteiligt. Die Urenco-Staaten treiben den Ausbau ihrer Kapazitäten sowohl in Europa als auch in den USA weiter voran, um zusätzliche Nachfrage insbesondere aus dem wachstumsstarken Nuklearsektor zu decken.

Japan modernisiert und reaktiviert bestehende Anlagen zur Wiederbelebung seiner nuklearen Brennstoffversorgung, während China seine inländischen Anreicherungskapazitäten kontinuierlich ausbaut und mittelfristig auch Exportambitionen verfolgt. Insgesamt deutet diese Entwicklung auf eine strukturelle Verschiebung hin zu einem stärker diversifizierten, zugleich westlich geprägten und global wettbewerbsintensiveren Markt für Urananreicherung.

Brennstofffertigung:

Der Brennstoffherstellungsmarkt **(Tab. 18)** ist insgesamt relativ wettbewerbsintensiv und diversifiziert. Zwar treten viele Brennstofflieferanten zugleich als Reaktorhersteller auf und koppeln den Verkauf eines Kernkraftwerks häufig mit Brennstofflieferverträgen für die Erstkerne, dennoch existiert eine Reihe alternativer Anbieter. Ein Beispiel ist der russische Hersteller TVEL, der auch im Wettbewerb um die Fertigung von Brennstoff für westliche Druckwasserreaktoren (PWR) steht. Umgekehrt wird seit 2022 der gesamte VVER-Brennstoff für die neun in der Ukraine betriebenen Reaktoren von Westinghouse aus Schweden geliefert und damit die zuvor bestehende Versorgung aus Russland vollständig ersetzt (WNA, 2025a).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 18: Weltweite Kapazität zur Herstellung von Brennstoff für Leichtwasserreaktoren (LWR), Tonnen pro Jahr (Manera et al., 2024).

Country	Fuel Fabricator	Location of Fuel Fabrication Facility	Type of Fuel (LWR Only)	Production Capacity, MTU per Year		
				Conversion	Pellet	Assembly
East Asia						
Japan	Global Nuclear Fuel - Japan	Yokosuka	BWR	0	620	630
	Mitsubishi Nuclear Fuel	Tokai Mura	PWR	450	440	440
	Nuclear Fuel Industries	Kumatori	PWR	0	383	284
	Nuclear Fuel Industries	Tokai Mura	BWR	0	250	250
Korea	KEPCO Nuclear Fuel Company	Taejon	PWR	700	700	550
China	CNNC-China South Nuclear Fuel Co.	Yibin, Sichuan	PWR	800	800	800
	CNNC-China Nuclear Northern	Baotou, Inner Mongolia	PWR	200	200	200
	CNNC-Baotou Nuclear Fuel Co. (AP1000)	Baotou, Inner Mongolia	PWR	400	400	400
			Asia Subtotal	**2,550**	**3,793**	**3,554**
Western Europe						
France	Framatome	Romans	PWR	1,800	1,400	1,400
Germany	Framatome	Lingen	BWR / PWR	800	650	650
Spain	ENUSA	Juzbado	BWR / PWR	0	500	500
Sweden	Westinghouse Atom	Vasteras	BWR / PWR	787	600	600
U.K.	Westinghouse (long term lease)	Springfields (a)	PWR	950	600	860
			Europe Subtotal	**4,337**	**3,750**	**4,010**
U.S.						
U.S.	Framatome	Richland, WA	BWR / PWR	1,200	1,200	1,200
U.S.	Global Nuclear Fuel - Americas	Wilmington, NC	BWR	1,200	1,000	1,000
U.S.	Westinghouse Electric Company	Columbia, SC	PWR/BWR	1,600	1,594	2,154
			U.S. Subtotal	**4,000**	**3,794**	**4,354**
Total Installed LWR Fabrication Capacity for East Asia, W. Europe and U.S.				**10,887**	**11,337**	**11,918**
Other						
Brazil	Industrias Nucleares do Brasil	Resende	PWR	160	120	400
India	Nuclear Fuel Complex (DAE)	Hyderabad	BWR	48	48	48
Russia	TVEL, JSC Machine Building Plant	Elecktrostal (c)	PWR	1,500	1,500	1,560
	TVEL, Novosibirsk Chem. Conc. Plant	Novosibirsk	PWR	450	1,200	1,200
Kazakhstan	Ulba Metallurgical Plant	Ust-Kamenogorsk (d)	PWR	472	108	0
	Ulba-FA LLP			0	0	200
			Other Subtotal	**2,630**	**2,976**	**3,408**
Total Installed LWR Fuel Fabrication Capacity for World				**13,517**	**14,313**	**15,326**

(a) Includes an estimated 200 MTU for fabrication of AGR fuel.
(b) TVEL capacity as JSC MBP includes production of up to 220 MTU of fuel for RBMK reactors.
(c) Kazatomprom comissioned a 200 MTU fuel assembly fabrication facility in cooperatio with CGNPC. Production began in 2021 with deliveries to Chinese reactors in early 2022.

Zusammenfassend ist die Brennstofflieferkette für wassergekühlte Reaktoren (einschliesslich Grossreaktoren und Siedewasserreaktoren) über alle Stufen hinweg, von der Uranförderung bis zur Brennstofffertigung, grundsätzlich ausreichend diversifiziert. Gleichzeitig werden derzeit verstärkte Anstrengungen unternommen, insbesondere um die Abhängigkeit von russischen Kapazitäten in der Urananreicherung weiter zu reduzieren oder ganz zu eliminieren. Anders stellt sich die Situation für die Brennstoffversorgung von AMR dar, die im Vergleich zu wassergekühlten Reaktoren stärker angereichertes Uran benötigen, sogenanntes HALEU (*High-Assay Low-Enriched Uranium*), mit einem Urananreicherungsgrad zwischen 15–20 %. Die Reaktoren von Kairos und X-energy benötigen zusätzlich HALEU-Brennstoff in Form von TRISO-Partikeln. TRISO-Brennstoff ist ein besonders widerstandsfähiger Brennstofftyp, bei

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

dem mikroskopische Uranpartikel in mehrere keramische Schichten eingebettet sind. Diese Struktur ermöglicht eine hohe Temperaturbeständigkeit und eine sehr geringe Freisetzung radioaktiver Stoffe, selbst unter Unfallbedingungen. TRISO wird vor allem für Hochtemperaturreaktoren und fortgeschrittene SMR-Konzepte entwickelt.

Die Versorgungskette für hochangereichertes, niedrig angereichertes Uran (HALEU, *High-Assay Low-Enriched Uranium*) und TRISO-Brennstoff befindet sich derzeit in einer frühen Entwicklungs- und Skalierungsphase und ist deutlich weniger etabliert als die bewährte Lieferkette für konventionellen LWR-Brennstoff.

Die aktuelle Versorgungskette für HALEU ist jedoch noch stark eingeschränkt und konzentriert sich überwiegend auf Russland. Weltweit gibt es nur sehr begrenzte industrielle Kapazitäten zur Produktion in relevanten Mengen. Insbesondere in den USA wird der Aufbau einer eigenen HALEU-Versorgung aktiv vorangetrieben, um die bisherige Abhängigkeit von russischen Lieferungen zu verringern. Auch europäische und weitere westliche Akteure, darunter Orano und Urenco, bauen entsprechende Anreicherungs- und Konversionskapazitäten aus; die kurzfristige Verfügbarkeit bleibt jedoch begrenzt. Die industrielle Herstellung von TRISO-Brennstoff befindet sich derzeit noch im Demonstrations- und frühen Industrialisierungsstadium. Es gibt einige Pilot- und Testanlagen, insbesondere in den USA, Europa und China, jedoch noch keine breit skalierte kommerzielle Lieferkette. Insgesamt gilt sowohl für HALEU als auch für TRISO, dass die technologischen Grundlagen weitgehend entwickelt sind, die industrielle Versorgungskette jedoch erst im Aufbau begriffen ist und daher derzeit einen potenziellen Engpass für die Einführung neuer Reaktortechnologien darstellt.

3.5.5 Entsorgung

Eine Zusammenfassung zur Entsorgung radioaktiver Abfälle in der Schweiz ist in Nagra (2025) zu finden.

Die Schweiz hat seit mehr als 50 Jahren aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromproduktion sowie aus medizinischen, industriellen und Forschungsanwendungen radioaktive Abfälle erzeugt. Diese Abfälle werden in hochradioaktive Abfälle (HLW) sowie schwach- und mittelradioaktive Abfälle (L/ILW) eingeteilt. Die HLW stammen aus abgebrannten Brennelementen von Kernkraftwerken und machen weniger als 3,5 % des gesamten zu entsorgenden radioaktiven Abfalls aus.

Unter der Annahme einer Betriebsdauer von 60 Jahren für die derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke (Beznau I und II, Leibstadt und Gösgen) und unter Berücksichtigung der Abfälle aus dem im Rückbau befindlichen KKW Mühleberg sowie aus medizinischen, industriellen und Forschungsanwendungen müsste die Schweiz etwa 1 550 m³ hochradioaktive Abfälle (aus abgebrannten Brennelementen) und 43 000 m³ schwach- und mittelradioaktive Abfälle (aus Betrieb und Stilllegung von Kernkraftwerken sowie aus medizinischen, industriellen und Forschungsanwendungen) entsorgen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Schweizer Kernenergiegesetz (KEG) verlangt, dass alle radioaktiven Abfälle in einem geologischen Tiefenlager entsorgt werden (Art. 31 KEG), wobei die Sicherheit über sehr lange Zeiträume gewährleistet sein muss (bis zu einer Million Jahre für hochradioaktive Abfälle). Ein längerer Zeitraum ist nicht erforderlich, da die verbleibende Radiotoxizität nach Ablauf dieser Zeit kein Gefährdungspotenzial mehr darstellt.

Die Langzeitsicherheit basiert auf einem Mehrbarrierenkonzept, das technische Barrieren (Abfallform, Endlagerbehälter, Verfüllmaterialien) mit natürlichen geologischen Barrieren kombiniert (insbesondere der Opalinuston-Formation im tiefen Untergrund). Jede Barriere trägt unabhängig und komplementär zur Rückhaltung und Verzögerung der Radionuklide über sehr lange Zeiträume hinweg bei. Das Konzept beruht nicht auf der dauerhaften Integrität einer einzelnen Komponente, sondern auf der Redundanz und Robustheit des Gesamtsystems.

Die technischen Barrieren sind darauf ausgelegt, die anfängliche Einschlusswirkung der radioaktiven Abfälle sicherzustellen und die Freisetzung von Radionukliden zu verzögern:

- **Abfallform:** HLW bestehen aus abgebrannten Brennelementen oder verglasten Abfällen, während L/ILW in festen Matrizen wie Zement, Glas oder Bitumen immobilisiert werden. Diese Formen verlangsamen die Degradation und die Mobilisierung von Radionukliden.
- **Endlagerbehälter:** Für HLW sind korrosionsbeständige Endlagerbehälter so ausgelegt, dass sie länger als die von ENSI geforderten 1000 Jahre lang intakt bleiben. Innerhalb der ersten 1000 Jahre sind die meisten radioaktiven Stoffe bereits zerfallen, während die Behälter noch intakt sind. Für L/ILW gewährleisten dickwandige Betonbehälter die mechanische Stabilität.
- **Verfüllung und Abdichtung:** Bentonit-Ton wird zur Verfüllung der Einlagerungsstollen für hochradioaktive Abfälle verwendet. Seine Quell- und Selbstabdichtungseigenschaften begrenzen den Wasserfluss, absorbieren Radionuklide und reduzieren den Transport von Gasen und gelösten Stoffen. Die Abdichtung der Zugangstunnel nach dem Verschluss bietet eine zusätzliche Rückhaltefunktion.

Die geologische Barriere wird vom Opalinuston gebildet. Dieses Wirtsgestein weist eine sehr geringe Durchlässigkeit, starke Rückhalteeigenschaften gegenüber Radionukliden sowie ein selbstabdichtendes Verhalten auf und bietet damit günstige Bedingungen für die langfristige Einschlusswirkung. Konservative Sicherheitsanalysen zeigen, dass die radiologischen Auswirkungen weit unter dem gesetzlichen Dosisgrenzwert von 0,1 mSv pro Jahr bleiben, selbst in plausiblen und stark pessimistischen Szenarien (zum Vergleich: die durchschnittliche jährliche Strahlenbelastung der Bevölkerung in der Schweiz durch natürliche Hintergrundstrahlung und medizinische Anwendungen beträgt etwa 6 mSv/Jahr).

Der vorgeschlagene Standort für das geologische Tiefenlager ergibt sich aus dem Sachplan geologische Tiefenlager (SGT), einem mehrstufigen Verfahren, das 2008 initiiert und vom Bundesamt für Energie geleitet wurde. Die Sicherheit nach dem Verschluss war dabei das übergeordnete Kriterium. Nach umfangreichen geologischen Untersuchungen, vergleichenden

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sicherheitsbewertungen und behördlichen Prüfungen ging die Variante «Nördlich Lägern» als geeignetste Standortregion sowohl für hochradioaktive als auch für schwach- und mittelradioaktive Abfälle hervor. Der Standort Haberstal wurde in Abstimmung mit den regionalen und kantonalen Behörden ausgewählt. Die Verpackungsanlage ist in der Zwilag geplant, um die bestehende nukleare Infrastruktur zu nutzen und Umwelt- sowie Flächenbelastungen zu minimieren.

Die Rahmenbewilligung stellt den ersten Schritt zur Genehmigung solcher Anlagen dar und legt Zweck, ungefähren Standort und wesentliche Auslegungsparameter fest, während gleichzeitig Spielraum für spätere Projektoptimierungen bleibt.

Das vorgeschlagene Konzept sieht ein kombiniertes Lager für alle Abfallkategorien vor, was Effizienzgewinne und zusätzliche Sicherheitsmargen bietet. Während die konservativ geschätzten Abfallmengen 1 550 m³ HLW und 43 000 m³ L/ILW betragen, sieht das Rahmenbewilligungsgesuch maximale Einlagerungskapazitäten von 2 500 m³ für HLW und 100 000 m³ für L/ILW (unkonditionierte Volumina) vor, die 1- bis 5-mal höher als die geschätzten Werte sind. Im weiteren Bewilligungsverfahren muss die Sicherheit in späteren Projektphasen erneut nachgewiesen werden.

Während der derzeitige Flächenbedarf bei etwa 2 km² liegt, verfügt die Einlagerungszone über ein Potenzial von rund 22 km². Das bedeutet, dass selbst bei einem Anstieg des Flächenbedarfs über die in der Rahmenbewilligung festgelegten maximalen Einlagerungskapazitäten hinaus, etwa aufgrund neuer energiepolitischer Entscheidungen, erhebliche räumliche Reserven zur Verfügung stehen, um das Layout des Tiefenlagers zu optimieren und anzupassen, ohne die Sicherheit zu beeinträchtigen.

Alle Antragsunterlagen und wichtigen Referenzberichte werden von der Nagra über eine digitale Plattform (https://drbg.ch/rbg-gtl/rbg-gtl-portfolio) öffentlich zugänglich gemacht, die die Nachvollziehbarkeit der zugrunde liegenden wissenschaftlichen Erkenntnisse und der rechtlichen Verfahren gewährleistet.

Für eine ausführlichere Zusammenfassung wird auf Nagra (2025) verwiesen.

3.6 Zwischenfazit

Der Kernkraftwerksbau in Europa und Nordamerika befindet sich an einem Wendepunkt. Seit 1999 wurden nur drei Projekte fertiggestellt. Dabei handelt es sich um einen Reaktor in Finnland, ein Projekt mit zwei Blöcken in den USA und einen Reaktor in Frankreich, die jeweils 2023, 2024 und 2025 in Betrieb genommen wurden. Darüber hinaus läuft derzeit ein Projekt zum Bau von zwei Reaktorblöcken im Vereinigten Königreich. Die Inbetriebnahme der ersten Einheit ist für das Jahr 2031 vorgesehen. Mehrere konkrete Projekte stehen kurz vor Baubeginn. Grosse Reaktoren der Generation III/III+ an drei Standorten sowie wassergekühlte

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

SMR an ebenfalls drei Standorten sind finanziert und haben eine Baugenehmigung erhalten oder einen Baugenehmigungsantrag eingereicht. Bis etwa 2035 sollen fünf grosse Reaktoren und acht SMR-Module fertiggestellt sein. Was AMR (Modulare Reaktoren mit fortschrittlicher Technologie) betrifft, so gibt es vier Reaktortypen mit laufenden oder festen Projekten für Forschungs- und Entwicklungs- oder Demonstrationsreaktoren. Der Bau der ersten Prototypen (FOAK) mehrerer AMR-Typen könnte bis Mitte der 2030er-Jahre abgeschlossen sein.

Nach einer intensiven Phase des Reaktorbaus und der Inbetriebnahme, die Mitte der 1990er-Jahre endete, stellten die neu fertiggestellten Anlagen praktisch einen Neuanfang und ein erneutes Einarbeiten dar. In Frankreich und den USA hatte seit etwa 10 Jahren kein Bau mehr stattgefunden, in Finnland und im Vereinigten Königreich seit über 20 Jahren. Bei all diesen Projekten kam es zu erheblichen Kosten- und Terminüberschreitungen. Zu den Ursachen für diese Überschreitungen zählten zunehmend komplexe Reaktorkonstruktionen, mangelnde Erfahrung im Management der «Megaprojekte», zu denen die grossen Reaktoren geworden waren, sowie ein Arbeitskräftepool, eine Lieferkette und Subunternehmen mit Defiziten hinsichtlich kerntechnischer Fachkenntnisse und Erfahrung. Zudem handelte es sich bei allen Projekten im Wesentlichen um einzigartige Bauvorhaben. Mit dem Ziel potenziell niedrigerer Baukosten wurden neue Bautechniken eingeführt. Die mangelnde Erfahrung mit diesen Techniken führte jedoch zu unerwarteten Kosten. Die Erfahrungen mit diesen Projekten wurden sowohl von den Eigentümern als auch von externen Parteien eingehend untersucht, um Lehren für eine kosteneffizientere Abwicklung des Baus von Kernkraftwerken zu ziehen.

Neben diesen Projekten gibt es zahlreiche Machbarkeitsstudien zu wassergekühlten Grossreaktoren und SMR in ganz Europa. Einige davon könnten bis Mitte der 2030er-Jahre durchaus zu vollwertigen Bauprojekten werden. So vielversprechend diese Reaktoren für die Anbieter mit Blick auf künftige potenzielle Aufträge und sinkende Stückkosten auch sein mögen, fliessen sie in die in dieser Arbeit durchgeführten Kosten- und Dauerabschätzungen nicht ein, da ihre Parameter auf vorläufigen Planungen basieren. Sie werden jedoch qualitativ in die Auslegeordnung einbezogen.

Die Überprüfung potenzieller Zeitpläne für neue Projekte legt nahe, dass die Rahmenbedingungen für den Bau neuer Kernkraftwerke bis Anfang der 2030er-Jahre festgelegt werden könnten (siehe Kapitel 2). Ein früher Projektzeitplan könnte einen Baubeginn bis 2040 ermöglichen, vorausgesetzt, dass Investierende und Betreiber ihre Planung und Genehmigungsvorbereitung in gewissem Umfang vorantreiben (siehe auch Kap. 2). Folglich wurden angesichts einer angenommenen endgültigen Investitionsentscheidung Ende der 2030er-Jahre die Baukosten und die Bauzeit für die Reaktorklassen der Generation III/III+ und SMR im Vergleich zu einem Projekt mit Baubeginn im Jahr 2040 geschätzt. Zusätzlich werden Schätzungen für alle drei Klassen, einschliesslich der AMR, für einen Baubeginn im Jahr 2050 vorgenommen. Die Auswahl eines AMR in der Mitte der 2030er-Jahre gilt als unwahrscheinlich. Die mittleren Baukosten für die grossen wassergekühlten Reaktoren betragen, auf Basis der Preise von 2024, 9500 Fr./kWh bei einem Baubeginn im Jahr 2040 und sinken auf 8000 Fr./kWh bei einem Baubeginn im Jahr 2050. Bei SMR liegen die entsprechenden Medianwerte bei CHF 9500

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

und sinken bei einem Baubeginn im Jahr 2050 auf CHF 7000. Die Kostenvorteile der SMR beruhen wesentlich auf den kürzeren Bauzeiten. Bei einem Baubeginn im Jahr 2040 könnte das erste Modul eines SMR-Kraftwerks in etwa 6 Jahren fertiggestellt werden, während die Bauzeiten für Grosskraftwerke auf 8–10 Jahre geschätzt werden.

Alle drei Klassen zeichnen sich durch einen grundlegenden Wandel der Sicherheitsphilosophie aus. Unfallszenarien, die früher ausserhalb der Auslegungsgrundlagen lagen (sogenannte auslegungsüberschreitende Störfälle), sind heute integraler Bestandteil der Reaktorauslegung. Dies wird durch zusätzliche, häufig auch passive Sicherheitssysteme erreicht, die auf die «praktische Eliminierung» von Unfallabläufen abzielen, die zu erheblichen Freisetzungen radioaktiver Stoffe führen könnten. Diese Reaktoren sind, teilweise als Ergebnis der Lehren aus Fukushima, so ausgelegt, dass sie auch im Falle eines schweren Unfalls ohne Eingriffe des Personals oder externe Stromversorgung für mindestens 72 Stunden einen sicheren und stabilen Ausserbetriebzustand erreichen. Die für diese Reaktoren angegebenen Kernschadenshäufigkeiten und andere Risikokennzahlen spiegeln die Robustheit dieser Konstruktionen wider.

Im Kontext eines Energiesystems mit einem erheblichen Anteil an erneuerbaren Energien sind alle aktuellen Konstruktionen in der Lage, der täglichen Lastnachführung (mittlere bis grosse Leistungsreduzierungen) nachzukommen und Systemdienstleistungen zu erbringen. Sie unterstützen zudem die Wärmekopplung auf verschiedenen Temperaturniveaus, die für Fernwärme und einige industrielle Anwendungen geeignet ist. Die AMR sind zudem in der Lage, Hochtemperaturwärme bereitzustellen.

Hinsichtlich der Brennstofflieferkette ist die Versorgungskette für wassergekühlte Reaktoren (sowohl Grossreaktoren als auch SMR) etabliert und über alle Stufen hinweg, vom Uranabbau bis zur Fertigung der Brennelemente, ausreichend diversifiziert. Für AMR hingegen sind die Kapazitäten für Anreicherung und Brennstofffertigung bislang noch begrenzt und befinden sich im Aufbau, was vor allem auf die bisher unzureichende Nachfrage zurückzuführen ist.

Unter Berücksichtigung der Sicherheitseigenschaften moderner wassergekühlter Reaktoren, der über Jahrzehnte aufgebauten Erfahrung der Schweiz mit dieser Technologie, der ausgereiften und diversifizierten Brennstofflieferkette sowie der im Verhältnis zum Potenzial eines geologischen Tiefenlagers vergleichsweise geringen zusätzlichen Mengen radioaktiver Abfälle bei einer Weiterführung der Kernenergienutzung erscheinen wassergekühlte Reaktoren (sowohl Grossreaktoren als auch SMR) für die Schweiz derzeit sinnvoller als fortgeschrittene AMR-Konzepte. Eine mögliche Ausnahme bilden gasgekühlte AMR, sofern ein Bedarf an der Kopplung mit Hochtemperaturanwendungen besteht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4 Gesamtenergiesystem und wirtschaftliche Aspekte

Dieses Kapitel untersucht die möglichen Beiträge neuer Nuklearklassen aus integrierter Energie-, Wirtschafts- und Umweltperspektive. Abschnitt 4.1 grenzt Zielsetzung und Aussagekraft der Analysen ab. Abschnitt 4.2 beschreibt den Modellrahmen mit dem Schweizer TIMES-Energiesystemmodell STEM (Panos et al., 2023; Kannan & Turton, 2014), dem makroökonomischen Modell GEM-E3-CH (Capros et al., 2019; Paroussos et al., 2023) sowie der prospektiven Lebenszyklusanalyse (Sacchi et al., 2022; Sacchi & Hahn-Menacho, 2024). Abschnitt 4.3 erläutert die verwendeten Entwicklungspfade, zentralen Annahmen und Sensitivitäten – die Umsetzung und Validierung in den Modellen ist im Abschnitt 4.4. Abschnitt 4.5 enthält eine Anleitung zur Ergebnisinterpretation.

Die Ergebnisse werden anschliessend in drei Perspektiven dargestellt: Abschnitt 4.6 analysiert die Wirkungen auf das Energiesystem, Abschnitt 4.7 bewertet ausgewählte makroökonomische Rückwirkungen und Abschnitt 4.8 ordnet die Umweltwirkungen der modellierten Pfade mithilfe einer prospektiven Lebenszyklusanalyse ein. Abschnitt 4.9 fasst die Ergebnisse im Zwischenfazit zusammen.

Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt auf dem Vergleich von Entwicklungspfaden ohne neue Kernkraft mit Varianten, in denen neue Nuklearklassen und teilweise ein längerer Betrieb bestehender Kernkraftwerke unter bestimmten Kosten-, Finanzierungs-, Verfügbarkeits- und Rahmenannahmen berücksichtigt werden. Die Ergebnisse sind daher als konditionale Modellanalysen zu verstehen. Sie zeigen nicht, ob neue Kernkraftwerke politisch, rechtlich oder gesellschaftlich umgesetzt werden sollen, sondern welchen Beitrag sie unter den jeweils untersuchten Bedingungen leisten könnten.

4.1 Zielsetzung und Abgrenzung

Kapitel 4 bildet den quantitativen Kern des Berichts. Es untersucht, ob und unter welchen Bedingungen neue Nuklearklassen sowie ein längerer Betrieb bestehender Kernkraftwerke einen Beitrag zum Schweizer Energiesystem und zur Gesamtwirtschaft leisten könnten. Die zentrale Frage lautet:

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

«Welche Rolle könnten neue Nukleartechnologien langfristig in der Schweizer Energiestrategie spielen – oder eben nicht?»

Untersucht wird insbesondere, welchen Beitrag neue Kernkraftwerke zur Treibhausgasneutralität, zur Stromversorgung im Winter, zur Verringerung der Stromimporte sowie zur Begrenzung des Flexibilitätsbedarfs und der Transformationskosten leisten könnten. Je nach Entwicklungspfad und den Annahmen kann ihre kostenoptimale Rolle relevant, begrenzt oder gar nicht vorhanden sein. Entscheidend sind dabei weniger die einzelnen Modellwerte als die Unterschiede zwischen dem Vergleichsfall ohne neue Kernkraftwerke und den Varianten mit neuen Nuklearklassen auf demselben Entwicklungspfad.

Die Analyse verbindet drei quantitative Perspektiven. Mit dem Energiesystemmodell STEM untersuchen wir die Auswirkungen auf den Energie- und Strommix, den Endenergieverbrauch, die Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, Investitionen, die Infrastruktur, Winterimporte, Systemkosten, Flexibilität, Sektorkopplung und direkte Emissionen. Ausgewählte Ergebnisse werden an das makroökonomische Modell GEM-E3-CH übergeben, um mögliche Auswirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt, den Konsum, die Investitionen, die Strompreise, den Aussenhandel und die sektorale Wertschöpfung abzuschätzen. Eine prospektive Lebenszyklusanalyse bewertet zudem die Umweltwirkungen der modellierten Energieversorgung über den gesamten Lebenszyklus, einschliesslich der in den Inventaren erfassten radioaktiven und nicht radioaktiven Abfallströme.

Die Ergebnisse sind weder Prognosen noch Empfehlungen für oder gegen neue Kernkraftwerke. Die quantitativen Analysen zeigen, welche Energie-, Wirtschafts- und Umweltwirkungen unter den vorgegebenen Entwicklungspfaden und Annahmen entstehen können. Sie können jedoch nicht beurteilen, ob neue Kernkraftwerke gesellschaftlich akzeptiert, rechtlich bewilligungsfähig, industriell realisierbar oder politisch erwünscht sind. Ebenso ersetzen sie keine detaillierten Engineering-, Standort-, Sicherheits-, Bewilligungs- oder Projektfinanzierungsanalysen einzelner Anlagen. Kapitel 4 verbindet damit die technologischen Annahmen aus den Abschnitten 3.2–3.5 mit den gesellschaftlichen, politischen und rechtlichen Bewertungen in den Abschnitten 5.1–5.7 und 6.1–6.5.

Der Modellhorizont wurde bis 2070 verlängert, da neue Kernkraftwerke erst nach längeren Planungs-, Bewilligungs- und Bauphasen in Betrieb gehen könnten und ihre möglichen Systemwirkungen bis 2050 nur teilweise sichtbar wären. Auch bis 2070 wird ihre vollständige technische Lebensdauer nicht erfasst, obwohl ein erheblicher Teil der Betriebsdauer neuer Kernkraftwerke einbezogen wird. Darüber hinaus spiegelt der längere Modellzeitraum den Ersatz eines Teils der heute vorhandenen Erzeugungskapazitäten wider sowie die Notwendigkeit, in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts die zwischen 2025 und 2040 installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ersetzen.

Kapitel 4 schafft damit eine gemeinsame quantitative Grundlage, um mögliche Synergien und Zielkonflikte zwischen Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Importabhängigkeit, Kosten, Investitionen, Flexibilität und Umweltwirkungen zu beurteilen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.2 Modellrahmen

Der Modellierungsrahmen vereint drei Perspektiven, die durch zwei Modelle und eine prospektive Lebenszyklusanalyse erfasst werden.

4.2.1 Überblick über den integrierten Modellrahmen

Die quantitative Analyse stützt sich auf einen integrierten, bewusst nicht vollständig gekoppelten Modellrahmen. Er verbindet drei komplementäre Bausteine: STEM bildet das Schweizer Energiesystem technologisch detailliert ab und berechnet kostenoptimale Entwicklungspfade. GEM-E3-CH verwendet ausgewählte STEM-Ergebnisse, um deren gesamtwirtschaftliche Auswirkungen abzuschätzen. Die prospektive Lebenszyklusanalyse übersetzt die modellierten Energiepfade in Umweltwirkungen entlang der Lieferketten. **Tab. 19** fasst die unterschiedlichen Aufgaben, Ergebnisse und Grenzen der drei Bausteine zusammen.

Die Kopplung erfolgt sequenziell. STEM berechnet Energiesystempfade unter den in Abschnitt 4.3 definierten Entwicklungspfaden und Sensitivitäten. Ausgewählte Ergebnisse werden anschliessend an GEM-E3-CH sowie an die prospektive Lebenszyklusanalyse übergeben. Die Datenübergaben werden in den Abschnitten 4.2.3.2 und 4.2.4.1 erläutert; die Ergebnisse folgen in den Abschnitten 4.7 und 4.8. Eine iterative Rückkopplung der wirtschaftlichen und ökologischen Ergebnisse auf die Technologieentscheidungen in STEM findet nicht statt. Der Rahmen bildet somit kein vollständig rückgekoppeltes Energie-Wirtschafts-Umwelt-System ab, ermöglicht jedoch eine nachvollziehbare Bewertung der jeweiligen Energiepfade aus drei Perspektiven.

Tab. 19: Rollen der drei quantitativen Modellbausteine in Kapitel 4.

Modellbaustein	Hauptfrage	Wichtige Ergebnisse	Grenzen der Aussage
STEM	Welche Technologien, Energieträger und Flexibilitätsoptionen decken die vorgegebenen Energiedienstleistungen kostenoptimal ab?	Energienachfrage, Strommix, Kapazitäten, Technologieinvestitionen, Importe/Exporte, Speicher, Infrastrukturbedarf, Sektorkopplung, Systemkosten, Emissionen	Kostenoptimierung aus der Perspektive eines «Social Planners» mit perfekter Voraussicht; keine Abbildung politischer oder gesellschaftlicher Akzeptanzprozesse; keine standortspezifische Auslegung, Bewilligungs- oder Engineering-Analyse einzelner Anlagen; keine vollständige Modellierung der Strommärkte der Nachbarländer

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Modellbaustein	Hauptfrage	Wichtige Ergebnisse	Grenzen der Aussage
GEM-E3-CH	Wie wirken sich die Energiesystempfade auf die Schweizer Volkswirtschaft aus?	BIP, Konsum, Investitionen, Einkommen, sektorale Aktivität, Beschäftigung, Preise, öffentliche Einnahmen und Ausgaben	Modelltypisch rational handelnde Akteure; keine Analyse politischer Akzeptanz; keine iterative Rückkopplung auf Energiedienstleistungsnachfragen und Technologieentscheidungen in STEM; keine Projektfinanzierungsanalyse aus Investorenperspektive
Prospektive LCA	Welche Lebenszykluswirkungen ergeben sich aus den modellierten Energiepfaden?	Klimawirkung, Landnutzung, in der LCA ausgewiesener Netto-Süsswasserverbrauch, Ressourcenverbrauch von Mineralien und Metallen, Ökosystemqualität, menschliche Gesundheit, radioaktive und nicht radioaktive Abfallströme	Bewertung des Normalbetriebs und modellierter Lieferketten; schwere nukleare Unfälle, Sabotage- oder Kriegsszenarien, standortspezifische Sicherheitsnachweise, Kühlwasserrestriktionen und lokale thermische Gewässerwirkungen, Kapazitäts- oder Kosteneffekte eines geologischen Tiefenlagers, Endlager-Governance und intergenerationelle Fragen werden nicht quantifiziert

Eine weitere zentrale Unterscheidung betrifft exogene Annahmen und endogene Modellergebnisse. Exogene Grössen werden für die Berechnungen vorgegeben; endogene Grössen werden innerhalb des jeweiligen Modellbausteins berechnet. Ausgewählte STEM-Ergebnisse werden dabei zu Eingangsdaten für GEM-E3-CH und die prospektive Lebenszyklusanalyse. **Tab. 20** gibt einen vereinfachten Überblick; weitere Einzelheiten finden sich in den Anhängen 8.2.1–8.2.3.

Die Abschnitte 4.2.2–4.2.4 erläutern die drei Modellbausteine und ihre Anwendung in dieser Studie. **Abb. 3** und **Abb. 4** zeigen die Strukturen von STEM und GEM-E3-CH; **Abb**. **6** veranschaulicht den Arbeitsablauf der prospektiven Lebenszyklusanalyse. Die studienspezifischen Weiterentwicklungen von STEM und GEM-E3-CH sowie die Erweiterungen des LCA-Rahmens sind in **Tab. 21, Tab. 27** und **Tab. 30** zusammengefasst.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 20: Vereinfachte Einordnung exogener Annahmen und endogener Ergebnisse.

Modellbaustein	Zentrale exogene Annahmen / Eingangsdaten	Zentrale endogene Ergebnisse / Ausgaben
STEM – Energiesystem-modell	Entwicklung der Energiedienstleistungs-nachfragen; Technologieverfügbarkeit, OCC und weitere technologisch-ökonomische Eigenschaften; Finanzierungskosten (WACC); Potenziale erneuerbarer Energien; Energieimport-preise und grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten; klima- und energiepolitische Vorgaben; Annahmen zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, zu neuen Nuklearklassen sowie zu Strommarktintegration und Sensitivitäten	Kostenoptimale Investitionen und Kapazitäten; Energie- und Strommix; Importe und Exporte, einschliesslich der Nettoimporte im Winterhalbjahr; Einsatz von Speichern und Flexibilitätsoptionen; Infrastruktur- und Sektorkopplungsbedarf; Abregelung; Schattenpreise; direkte Emissionen und diskontierte Systemkosten
GEM-E3-CH – makroökonomisches Modell	Volkswirtschaftliche Ausgangsdaten zu Produktion, Konsum, Arbeit, Kapital, Steuern und Handel; Annahmen zur demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung; aus STEM übergebene Energieverbräuche, Kapazitäten, Investitionen, Energiepreise, Steuern, Subventionen und CO_2-Preise	Auswirkungen auf BIP, Konsum, Investitionen, sektorale Produktion und Wertschöpfung, Beschäftigung, Einkommen, Handel, Wettbewerbsfähigkeit, öffentliche Finanzen sowie Strompreise für Haushalte und Industrie
Prospektive LCA – Umwelt- und Nachhaltigkeits-bewertung	Szenarioergebnisse aus STEM und GEM-E3-CH; zeit- und szenariospezifische Lebenszyklusdaten; Annahmen zur Entwicklung der Lieferketten; Inventare zu Bau, Betrieb, Brennstoffbereitstellung, Transport, Stilllegung und Abfallströmen	Lebenszykluswirkungen nach Technologie, Zeitpunkt und Wirkungskategorie, insbesondere auf das Klima, die Ökosystemqualität und die menschliche Gesundheit sowie auf Landnutzung, Netto-Süsswasserverbrauch und den Ressourcenverbrauch von Mineralien und Metallen sowie ausgewiesene Abfallströme

4.2.2 Schweizer TIMES-Energiesystemmodell (STEM)

STEM (Panos et al., 2023; Kannan & Turton, 2014) ist ein langfristiges, technologie- und sektordetailliertes Optimierungsmodell des Schweizer Energiesystems auf Basis des TIMES-Modellrahmens (Loulou et al., 2016). Seit 2012 wird es am Paul Scherrer Institut weiterentwickelt und in zahlreichen Studien zur Schweizer Energiewende eingesetzt. TIMES ist ein international etablierter Modellrahmen des IEA-ETSAP-Programms und wird weltweit für langfristige Energiesystemanalysen verwendet (IEA-ETSAP, 2026). **Abb. 3** zeigt den Aufbau von STEM.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Modell bildet das gesamte Energiesystem von der Primärenergie und den Importen über Umwandlung, Netze und Speicher bis zur Endenergienutzung in Industrie, Haushalten, Dienstleistungen und Verkehr ab. Neben Strom und Wärme umfasst es unter anderem Wasserstoff, synthetische Energieträger, Bioenergie sowie H_2- und CO_2-Infrastrukturen. Die Energiedienstleistungen – etwa Raum- und Prozesswärme, Mobilität und industrielle Aktivität – werden exogen vorgegeben. STEM berechnet, mit welchen Technologien, Energieträgern und Infrastrukturen diese kostenoptimal bereitgestellt werden können. Verhaltensänderungen werden nicht endogen erklärt, sondern über die jeweiligen Szenarioannahmen abgebildet.

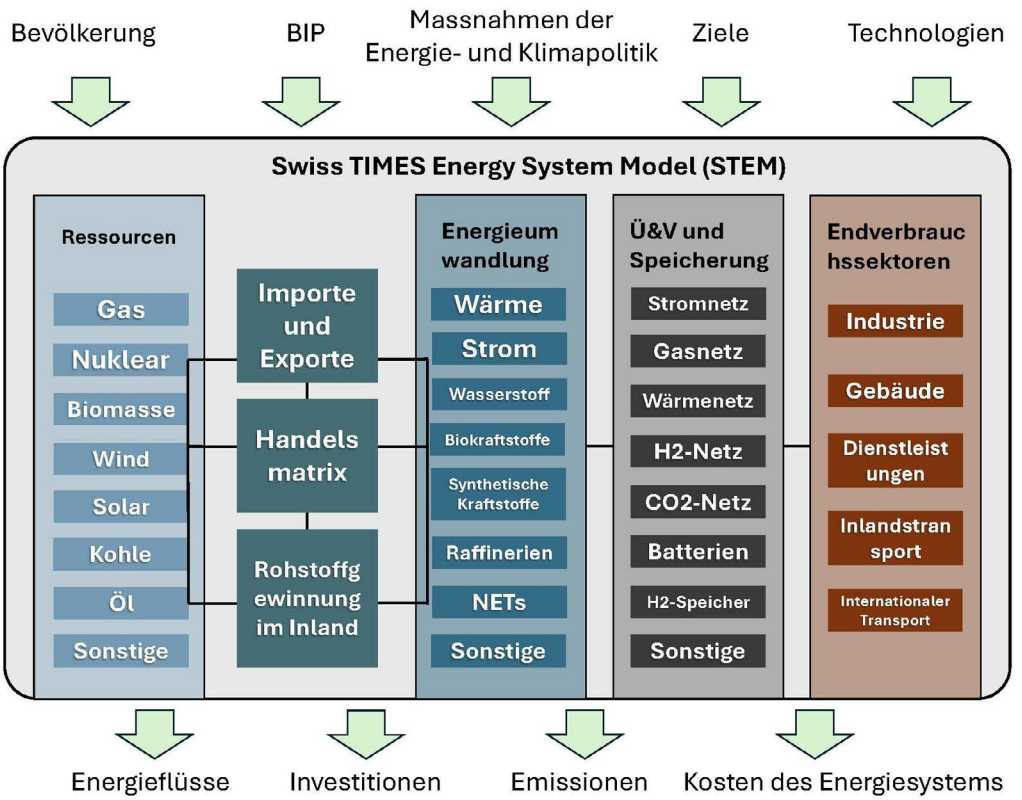


Abb. 3: Schematische Übersicht des Swiss TIMES Energy System Model (STEM). Das Modell bildet das Schweizer Energiesystem von Ressourcen, Importen und Exporten sowie der inländischen Rohstoffgewinnung über Energieumwandlung, Netze und Speicher bis zu den Endverbrauchssektoren ab. Berücksichtigt werden unter anderem Strom, Wärme, Wasserstoff, Biokraftstoffe, synthetische Energieträger, Netzinfrastrukturen, Batterien, H_2- und CO_2-Infrastrukturen sowie Nachfragebereiche wie Industrie, Gebäude, Dienstleistungen, Inlandstransport und internationaler Verkehr. Die Darstellung verdeutlicht den integrierten Charakter von STEM: Technologieeinsatz, Energieträgerflüsse, Infrastrukturbedarf und sektorale Nachfrage werden gemeinsam optimiert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Für diese Studie wird STEM für den Zeitraum 2020–2070 mit 288 stündlichen Zeitscheiben pro Modelljahr eingesetzt. Die Kombination aus saisonalen, täglichen und stündlichen Strukturen ermöglicht eine differenzierte Darstellung von Winterimporten, Sommerüberschüssen, Speichern, Nachfrageflexibilität und steuerbarer Erzeugung. STEM bleibt jedoch ein langfristiges Strukturmodell und ersetzt keine vollständig stündlichen Strommarkt-, Netz- oder Engineering-Simulationen einzelner Anlagen und Standorte.

Der Stromsektor umfasst Erzeugungstechnologien, Speicher, Nachfrageflexibilität, Netze, Systemdienstleistungen und Stromhandel. Die Netzflüsse werden mittels eines linearen Gleichstrom-Power-Flow-Ansatzes dargestellt. Der Stromhandel mit Europa wird über zeitabhängige Import- und Exportpreise sowie Kapazitätsgrenzen abgebildet, die aus Simulationen des europäischen Stromsystems abgeleitet werden. Dadurch können auch Übertragungsengpässe und die saisonale Importabhängigkeit berücksichtigt werden.

STEM minimiert die diskontierten Gesamtkosten des Energiesystems unter den vorgegebenen technischen und politischen Rahmenbedingungen. Es nimmt dabei die Perspektive eines hypothetischen Gesamtsystemplaners mit perfekter Voraussicht ein. Neue Nuklearklassen werden deshalb nicht allein anhand ihrer Gestehungskosten bewertet. Entscheidend ist ihr Systemwert, also ob sie beispielsweise Investitionen in erneuerbare Energien, Speicher, Netze, Flexibilität oder Reservekapazitäten sowie Energieimporte vermeiden können. Die Unterscheidung zwischen exogenen Annahmen und endogenen Ergebnissen ist in **Tab. 20** zusammengefasst; weitere Angaben zu STEM finden sich in **Tab. 58** und **Tab. 59** im Anhang 8.2.1.

Für die TA-SWISS-Analyse wurde STEM in mehreren Punkten weiterentwickelt. Dazu gehören die Verlängerung des Modellhorizonts bis 2070, die aktualisierte Abbildung von erneuerbaren Energien, Speicher und Sektorkopplung sowie die detaillierte Implementierung bestehender Kernkraftwerke und neuer Nuklearklassen. **Tab. 21** fasst diese Weiterentwicklungen zusammen; die Abschnitte 4.2.2.1–4.2.2.3 erläutern sie näher.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 21: Studienspezifische Weiterentwicklungen von STEM und ihre Funktion für die Interpretation der Ergebnisse.

Weiterentwicklung	Zweck	Bedeutung für die Studie	Abschnitt
Erweiterung des Modellhorizonts bis 2070	Abbildung langfristiger Investitions-, Betriebs- und Ersatzzyklen langlebiger Technologien und Infrastrukturen	Später verfügbare Nuklearklassen und ihre Wirkungen auf Systemkosten, Winterversorgung, Importe und Sektorkopplung werden über das Zieljahr 2050 hinaus sichtbar.	4.2.2.1
Weiterentwicklung der Modellierung erneuerbarer Energien und der Sektorkopplung	Aktualisierung langfristiger Kosten, Förderbedingungen und Ausbaupotenziale sowie endogene Abbildung von Abregelung, Speicherung und sektorübergreifender Nutzung	Neue Nuklearklassen werden im Wettbewerb und Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien, Netzen, Speichern, Importen, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern und Nachfrageflexibilität bewertet.	4.2.2.2
Implementierung bestehender und neuer Nuklearklassen	Standort-, zeit-, kosten- und betriebsspezifische Abbildung bestehender Anlagen, des Langzeitbetriebs und fünf neuer Nuklearklassen	Der Systemwert der Kernkraft ergibt sich endogen aus ihrem Zusammenspiel mit der Winterversorgung, den Importen, den erneuerbaren Energien, der Flexibilität, Wärme und Wasserstoff.	4.2.2.3

4.2.2.1 Erweiterung des Modellhorizonts bis 2070

Für die vorliegende Studie wurde der Modellhorizont von STEM bis 2070 verlängert. Dies ist besonders relevant für neue Nuklearklassen, deren technologische Reife, Bewilligung, Bau und mögliche Inbetriebnahme gemäss Kapitel 3 teilweise erst nach 2050 zu erwarten sind. Der längere Horizont ermöglicht es, Investitions-, Betriebs- und Ersatzzyklen über mehrere Jahrzehnte hinweg abzubilden. Damit ergänzt die TA-SWISS-Analyse Studien, die sich auf das Zieljahr 2050 konzentrieren, beispielsweise den Axpo Energy Report zur Kernenergie (Axpo, 2026) oder das jüngste Whitepaper des Energy Science Center der ETH Zürich und des PSI (Bardow et al., 2026).

Die Verlängerung erforderte Projektionen der Energiedienstleistungsnachfragen über 2050 hinaus. Dazu gehören insbesondere industrielle Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser, Mobilität sowie die Stromnachfrage der Haushalte, der Dienstleistungen und der Industrie. Die Projektionen stützen sich auf die wirtschaftliche Entwicklung gemäss SECO (2025) und die Bevölkerungsszenarien des Bundesamtes für Statistik. Nach dem offiziellen Szenariohorizont des BFS werden die Annahmen bis 2070 konsistent fortgeschrieben (BFS, 2025). Unterstellt wird ein moderates Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, während Effizienzfortschritte, Gebäudesanierungen, Elektrifizierung und strukturelle Veränderungen den Anstieg der Nachfrage nach Energiedienstleistungen dämpfen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der erweiterte Zeithorizont ist nicht nur eine technische Anpassung, sondern auch eine wesentliche Voraussetzung für die Interpretation der Ergebnisse. Eine Betrachtung bis 2050 würde vor allem die Übergangsphase bis zur möglichen Inbetriebnahme neuer Anlagen erfassen. Erst der Horizont bis 2070 macht sichtbar, welchen langfristigen Systemwert später verfügbare Nuklearklassen entfalten und wie sie mit Ersatzinvestitionen, erneuerbaren Energien, Speichern und einem stärker elektrifizierten Energiesystem zusammenwirken. Zugleich ermöglicht er eine konsistente Bewertung neuer und bestehender Kernkraftwerke, erneuerbarer Energien, Speicherkapazitäten, Netze, Wasserstoff, synthetischer Energieträger und anderer langlebiger Infrastrukturen innerhalb desselben langfristigen Transformationsrahmens.

4.2.2.2 Weiterentwicklung der Modellierung erneuerbarer Energien

Für Photovoltaik und Windkraft werden bis 2070 weiter sinkende OCC (Overnight Capital Cost) unterstellt, wobei die Lernraten mit zunehmender Marktreife abnehmen. Die Kostenpfade orientieren sich an langfristigen internationalen Dekarbonisierungsszenarien und, nach 2050, am sechsten Sachstandsbericht des IPCC (IPCC, 2023). Diese Weiterentwicklung ist für die Einordnung neuer Nuklearklassen wesentlich, da deren Systemwert von den Kosten sowie den Wechselwirkungen mit erneuerbaren Energien, Speichern, Netzen, Importen und weiteren Flexibilitätsoptionen abhängt. Die langfristigen Kostenannahmen sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, insbesondere hinsichtlich der Rohstoff- und Lohnkosten, der Lieferketten, der Finanzierung, der regulatorischen Rahmenbedingungen, der Flächenverfügbarkeit, der Bewilligungsverfahren, der Topografie und der Netzintegration. Ergänzende Sensitivitäten untersuchen deshalb höhere und niedrigere OCC.

Tab. 22 zeigt die zentralen OCC-Annahmen sowie den in STEM verwendeten realen WACC von 5,5 %. Gegenüber dem aktuellen BFE-Technologiemonitoring unterscheiden sich die Annahmen insbesondere durch den längeren Horizont bis 2070 sowie die differenzierte Abbildung verschiedener PV-Anwendungen, darunter alpine und grössere Anlagen (BFE, 2026a; UVEK, 2026). Der WACC von 5,5 % ist als langfristige, über den Modellhorizont hinweg konstante Kapitalkosten- bzw. Hurdle-Rate-Annahme zu verstehen. Er dient der konsistenten Annualisierung kapitalintensiver Technologien und wurde nicht gewählt, um erneuerbare Technologien gegenüber Kernkraftwerken zu benachteiligen.

Der Wert lässt sich nicht direkt mit den jährlich aktualisierten BFE-WACC-Werten für Förderinstrumente vergleichen. Er liegt in der Grössenordnung der Förder-WACC von 2024 und 2025, aber über den für 2026 ausgewiesenen Werten von 3,75 % für Photovoltaik, 4,28 % für Photovoltaik-Grossanlagen und 4,45 % für Windkraft (BFE, 2024a; BFE, 2025a; BFE, 2026b; UVEK, 2026). Der für 2027 ausgewiesene Netz-WACC von 3,28 % betrifft reguliertes Stromnetzkapital und ist nicht mit Investitionen in Erzeugungsanlagen vergleichbar (BFE, 2026b). Für neue Kernkraftwerke wird ein WACC von 7,5 % angesetzt. Die Auswirkungen tieferer Kapitalkosten für erneuerbare Technologien werden in den Sensitivitäten untersucht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 22: Zentrale STEM-Annahmen zu OCC und WACC für Photovoltaik- und Windtechnologien. Die Werte sind reale Preise von 2024 in CHF und dienen der langfristigen Energiesystemmodellierung bis 2070. Der WACC von 5,5 % ist als konsistente Hurdle-Rate in STEM zu verstehen und nicht direkt mit den jährlich aktualisierten BFE-WACC-Werten für Förderinstrumente gleichzusetzen.

	OCC 2020	OCC 2050	OCC 2070	WACC (%)
PV – Alpen	5300	3000	2450	5,5
PV – Grossanlagen (Agri-PV)	1350	800	750	5,5
PV – Industriegebäude	1500	850	750	5,5
PV – Gewerbe-/ Dienstleistungsgebäude	1700	950	800	5,5
PV – Wohngebäude	1900	1050	900	5,5
Windkraftanlagen	2650	2200	2050	5,5

Auch die Förder- und Marktbedingungen wurden aktualisiert. STEM bildet den bis 2035 definierten Förderrahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ab. Eine Fortführung oder Anpassung der Instrumente nach 2035 wird als szenarienbasiert angenommen. Das frühere Einspeisevergütungssystem KEV wird für neue Anlagen nicht mehr berücksichtigt.

Infobox: Aktuelle Förderinstrumente für erneuerbare Stromtechnologien in der Schweiz
(Stand: März 2026)

- Photovoltaik: Für kleine und grosse Anlagen bestehen Einmalvergütungen von höchstens 30 % der Investitionskosten einer Referenzanlage. Anlagen ohne Eigenverbrauch können eine hohe Einmalvergütung von bis zu 60 % oder, ab 150 kW, eine gleitende Marktprämie erhalten; beide Instrumente werden über Auktionen vergeben.
- Mindestvergütungen: Seit 2026 gelten für eingespeisten PV-Strom Mindestvergütungen von 6 Rp./kWh für Anlagen unter 30 kW und von 6,2 Rp./kWh für Anlagen von 30–150 kW ohne Eigenverbrauch. Bei Anlagen über 30 kW mit Eigenverbrauch beträgt die Mindestvergütung für den Leistungsanteil über 30 kW 0 Rp./kWh.
- Herkunftsnachweise und Winterstrombonus: Herkunftsnachweise können zusätzlich vergütet werden, gehören jedoch nicht zur bundesrechtlichen Vergütungspflicht. Neue PV-Anlagen mit hohem Winterertrag können einen Winterstrombonus erhalten.
- Windenergie: Seit 2025 besteht ein Wahlrecht zwischen Investitionsbeitrag und gleitender Marktprämie. Zusätzlich sind Beiträge von bis zu 40 % der anrechenbaren Projektierungskosten möglich.
- Weitere Technologien: Auch für Wasserkraft, Biomasse und Geothermie bestehen Investitionsbeiträge und gleitende Marktprämien.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Potenzial alpiner Photovoltaik wurde ebenfalls neu bewertet. Unter günstigen Bedingungen kann STEM bis 2050 eine Stromproduktion von bis zu 15 TWh aus alpiner Photovoltaik erschliessen, sofern dies im jeweiligen Entwicklungspfad kostenoptimal ist. Zudem kann Solarstrom endogen abgeregelt werden, wenn dies kostengünstiger ist als zusätzliche Speicherung, Netzausbau oder andere Flexibilitätsoptionen. Die Einspeisebegrenzung wird gemäss der aktuellen Gesetzgebung berücksichtigt. Speicher, Abregelung und Sektorkopplung werden nicht als fixe Kombinationen vorgegeben, sondern gemeinsam optimiert. Für PV besteht beispielsweise keine feste Kopplung mit Batteriespeichern. STEM entscheidet zwischen Eigenverbrauch, Netzeinspeisung, Speicherung, Abregelung und weiteren Flexibilitätsoptionen. Entsprechend ergeben sich auch der Einsatz von Elektrolyseuren, Wärmepumpen, Power-to-X-Anlagen sowie Reservekapazitäten aus dem Gesamtsystem. Zusätzlich berücksichtigt STEM die aktuelle thermische Reserve von rund 583 MW, die als strategische Reserve und nicht als reguläre Markterzeugung eingesetzt wird.

4.2.2.3 Weiterentwicklungen bei der Modellierung von Kerntechnologien

Neue Kernkraftwerke werden als standortgebundene Nuklearklassen mit spezifischen Kosten-, Verfügbarkeits-, Bauzeit-, Betriebs-, Flexibilitäts- und Sektorkopplungsannahmen modelliert. Neue Anlagen können nur an den bestehenden Kernkraftwerkstandorten Beznau, Gösgen oder Leibstadt errichtet werden; die Wahl innerhalb dieses Standortsets erfolgt endogen. Die bestehende Standort- und Betreiberlandschaft wird in Abschnitt 2.1 dargestellt, die politischen Voraussetzungen für Neubauten in Abschnitt 2.2 und die rechtlichen Standort- und Bewilligungsfragen in Abschnitt 6.2.

Die Standortannahme berücksichtigt bestehende Netzanschlüsse sowie die räumliche und regulatorische Plausibilität. Zugleich verhindert sie, dass das Modell neue, noch nicht verankerte Standorte mit unrealistisch günstigen Systemvorteilen auswählt. Sie bedeutet nicht, dass neue Anlagen innerhalb bestehender Reaktorgebäude oder auf derselben unmittelbaren Anlagenfläche gebaut werden könnten. Vorausgesetzt werden geeignete zusätzliche oder angrenzende Flächen. Auch in den LTO-Sensitivitäten bleiben Beznau, Gösgen und Leibstadt als mögliche Standorte für neue Anlagen verfügbar: Der längere Betrieb bestehender Anlagen schliesst neue Kapazitäten auf geeigneten zusätzlichen oder angrenzenden Flächen am selben Standort nicht aus. Diese Kombination ist Teil der untersuchten Modellannahmen; ihre konkrete technische, räumliche und bewilligungsrechtliche Realisierbarkeit – einschliesslich Bau- und Betriebslogistik, Sicherheitsabständen, Notfallplanung und Kühlwasserverfügbarkeit – wird jedoch nicht bewertet. Der Neubau neben weiterbetriebenen Anlagen gilt international als möglicher, aber standortspezifisch zu prüfender Fall; Beispiele hierfür sind Vogtle 3 und 4, Olkiluoto 3 und Hinkley Point C (IAEA, 2012; IAEA, 2015; TVO, 2009; GOV.UK, 2026; Bechtel, 2026). STEM unterstellt daher nicht, dass ein Neubau an jedem dieser Standorte automatisch realisierbar wäre, sondern untersucht den Systemwert unter der Bedingung, dass geeignete Flächen verfügbar und bewilligungsfähig sind (Axpo, 2026; Bundesrat, 2026).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die in Kapitel 3 definierten Nuklearklassen wurden in STEM durch technologische, wirtschaftliche und betriebliche Parameter integriert. Die Parametrisierung stützt sich insbesondere auf die Abschnitte 3.2.1, 3.3, 3.4.1 und 3.5.1. Vorgegeben werden unter anderem OCC, Betriebs- und Wartungskosten, Bauzeiten, WACC, Brennstoff- und Entsorgungskosten, Wirkungsgrade, Mindestlast, Rampenraten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Revisionsdauern, Verfügbarkeit sowie die mögliche Beteiligung an Systemdienstleistungs- und Reservemärkten (Persson et al., 2012; IAEA, 2018; OECD/NEA, 2021a). Innerhalb dieser Vorgaben bestimmt STEM, ob, wann und in welchem Umfang neue Kapazitäten gebaut werden und wie sie betrieben werden.

Auch Auslastung, Strom- und Wärmeerzeugung sowie Revisions- und Wartungsfenster ergeben sich endogen. Soweit die technischen Vorgaben dies zulassen, werden Revisionen in Zeiträume mit geringeren Opportunitätskosten verschoben, beispielsweise bei hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder bei geringer Nachfrage. Die modellierte Jahresproduktion basiert daher nicht auf einer vorgegebenen Volllastfahrweise. Diese Abbildung ersetzt jedoch keinen betrieblichen Wartungsplan für einzelne Anlagen.

Tab. 23: Zentrale STEM-Annahmen zu neuen Nuklearklassen. Die Kosten sind in realen Preisen von 2024 angegeben. Die Bandbreiten spiegeln Unsicherheiten der technisch-wirtschaftlichen Annahmen wider. Da keine genaueren Daten vorliegen, werden die Kosten für Abfallentsorgung und -beseitigung, die Brennstoffkosten sowie die Hochfahrkosten auf der Grundlage des Betriebs der bestehenden Flotte geschätzt, und ähnliche Werte werden auf die bestehenden Anlagen in den STEM-Ländern angewendet. Die Werte dienen der Energiesystemmodellierung und nicht einer vollständigen Projektbewertung (vgl. Kapitel 3 und Anhang 8.2.1).

	Gen III/III+	**SMR**	**AMR**
OCC (kFr./kWe)	7–10,5	6–10,5	7,2–9
Stilllegungskosten (Fr./kWe)	15 % der OCC		
Feste Betriebs- und Wartungskosten (Fr./kW-a)	3 % der OCC pro Jahr		
Variable Betriebs- und Wartungskosten (Fr./MWh)	12		
Brennstoffkosten (Fr./MWh_el.)	4		
Kosten für Abfallwirtschaft und -entsorgung (rp./kWh)	1		
Anfahr- / Abfahrkosten pro Kapazitätseinheit (rp./kWe)	4		
Bauzeit (Jahre)	8–10	4–6	4–6
WACC (%)	7,5		

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

	Gen III/III+	SMR	AMR
Gesamtbaukosten, einschliesslich Zinsen während der Bauphase und Stilllegungskosten (Fr./kWe)	9500–15 500	7000–13 500	8500–11 500
Mögliches Baujahr	2040–2050	2040–2050	2050
Effizienz (%)	33		45
Mindestauslastung (% der Kapazität)	20	50	
Laständerungsrate (% der Kapazität/min)	10	0,5–5	0,5–5
Minimale Ausfallzeit (Stunden)	24		
Mindestverweildauer online (Stunden)	24		
Wärme-Strom-Verhältnis (kWh Wärme / kWh Elektrizität)	2,1		1,8
Dauer der routinemässigen Wartung (Monate pro Jahr)	1	0,75	0,5
Für Systemdienstleistungs- und Reservemärkte maximale verfügbare Kapazität (% der totalen Kapazität)	5 %		

Tab. 23 enthält die zentralen technischen und wirtschaftlichen Annahmen. Sie dienen der Systemmodellierung und stellen weder einen vollständigen Vergleich der Gestehungskosten noch eine betriebswirtschaftliche Projektbewertung aus Investorenperspektive dar. Entscheidend ist, ob eine Nuklearklasse im Gesamtsystem Kosten für Importe, erneuerbare Erzeugung, Speicher, Flexibilität, Reservekapazitäten oder Sektorkopplung vermeiden kann. Die betrieblichen Annahmen stützen sich auf Kapitel 3, die European Utility Requirements und die internationale Literatur zum flexiblen Betrieb von Kernkraftwerken (Bruynooghe et al., 2010; Persson et al., 2012; OECD/NEA, 2021b).

Die Modellierung umfasst auch mögliche Anwendungen ausserhalb der direkten Stromversorgung. Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR können Niedertemperaturwärme für Fernwärme- und industrielle Anwendungen sowie Strom für die Elektrolyse bereitstellen. Fortgeschrittene modulare Reaktoren können zusätzlich Hochtemperaturwärme in der typischen Temperaturspanne von 500–900 °C für Prozessdampf, Hochtemperatur-Elektrolyse oder Direct Air Capture bereitstellen (Kapitel 3; OECD/NEA, 2022; IAEA, 2024b; Larsen et al., 2024). Die Auskopplung von Wärme reduziert die für die Stromerzeugung verfügbare Leistung (Larsen et al., 2024). Tab. 24 fasst die zugelassenen Optionen zusammen. Ihre Nutzung erfolgt nur, wenn sie im jeweiligen Entwicklungspfad kostenoptimal ist.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 24: Modellannahmen zu möglichen nicht elektrischen Anwendungen neuer Nuklearklassen in STEM. Die Tabelle zeigt, welche zusätzlichen Anwendungen neben der Stromerzeugung für Gen III/III+-Reaktoren, wassergekühlte SMR und fortgeschrittene modulare Reaktoren (AMR) im Modell zugelassen sind. Berücksichtigt werden insbesondere Fernwärme, industrielle Prozesswärme, Elektrolyse, Hochtemperaturwärme und Direct Air Capture. Die Nutzung der Optionen erfolgt nicht automatisch, sondern nur, wenn sie im jeweiligen Entwicklungspfad kostenoptimal ist. Wärmeauskopplung reduziert die für die Stromerzeugung verfügbare Leistung; die Fernwärmenutzung ist zudem durch Standortnähe, geeignete Verbrauchszentren und die erforderliche Transportinfrastruktur begrenzt.

	Gen III/III+	**SMR**	**AMR**
Mögliche nicht elektrische Anwendungen	Niedertemperaturwärme, Fernwärme, industrielle Prozesswärme, Elektrolyse	Niedertemperaturwärme, Fernwärme, industrielle Prozesswärme, Elektrolyse	Hochtemperaturwärme, Prozessdampf, Hochtemperatur-Elektrolyse, DAC (Direct Air Capture)
Typischer Temperaturbereich für Wärmebereitstellung	Niedertemperaturwärme (ca. 130 °C)	Gleich wie Gen III/III+	ca. 500–900 °C
Wirkung der Wärmeauskopplung	Reduziert die für Strom verfügbare Leistung	Reduziert die für Strom verfügbare Leistung	Reduziert die für Strom verfügbare Leistung
Fernwärmeanschluss im Modell	Umsetzbar an bestehenden Kernkraftwerkstandorten in unmittelbarer Nähe zu Verbrauchszentren. Der mögliche Fernwärmeanteil beruht auf der standortspezifischen umliegenden Wärmenachfrage.	Gleich wie Gen III/III+	Möglich, jedoch in erster Linie für industrielle Hochtemperaturanwendungen konzipiert
Zusätzliche Fernwärmeinfrastruktur	Hauptwärmetransportleitung, Pumpstationen, Höhendifferenzen, Pumpverluste und längenabhängige Bauzeiten berücksichtigt	Gleich wie Gen III/III+	Gleich wie Gen III/III+, sofern Fernwärme genutzt wird
Begrenzung des Wärmepotenzials	Grössere städtische Gebiete in relativer Nähe zu bestehenden Standorten	Grössere städtische Gebiete in relativer Nähe zu bestehenden Standorten	Zusätzlich abhängig von industriellen Hochtemperaturanwendungen

Für nukleare Fernwärme umfasst STEM sowohl die Wärmeerzeugung als auch die Verbindung mit geeigneten Verbrauchszentren. Innerhalb der drei zugelassenen Standorte kann das Modell berücksichtigen, ob in erreichbarer Nähe ausreichendes Fern- oder Prozesswärmepotenzial vorhanden ist. Wird nukleare Fernwärme gewählt, fallen Investitionen in die Haupttransportleitung sowie gegebenenfalls in Pumpstationen an. Berücksichtigt werden die Entfernung, der Rohrdurchmesser, die Höhendifferenzen, die Pumpverluste und die Bauzeit. Bestehende lokale Wärmenetze werden dabei nicht pauschal neu gebaut; ihr Anschluss oder Ausbau wird über die entsprechenden Infrastrukturkosten abgebildet. Die Leitungsparameter wurden aus IAEA-Berichten abgeleitet, an Schweizer Bedingungen angepasst und anhand des

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Refuna-Netzes in Beznau plausibilisiert, das jährlich rund 170 GWh Wärme liefert (IAEA, 2012; Refuna, 2024). Die Potenzialabschätzung in **Tab. 25** stützt sich auf bestehende Infrastruktur, Ausbaupläne sowie öffentlich verfügbare Wärmenetzkarten des Bundesamtes für Energie (BFE, 2024a). Nuklear erzeugte Fernwärme muss sich damit unter Einbezug zusätzlicher Infrastruktur und mit Verlusten gegen Wärmepumpen, andere Fernwärmequellen, Abwärme, Biomasse, Wasserstoff und synthetische Energieträger durchsetzen.

Tab. 25: Zusätzlich erschliessbares Fernwärmepotenzial für neue Kernkraftwerke an bestehenden Schweizer Kernkraftwerkstandorten. Die Tabelle zeigt das geschätzte zusätzliche Wärmenachfragepotenzial in der Nähe der Standorte Beznau, Gösgen und Leibstadt nach Entfernungsklassen zu potenziellen grösseren Wärmeverbrauchern (Fernwärme für Wohngebiete, Industrie). Die Werte sind als technisches Näherungspotenzial für die Modellierung zu verstehen und gehen über die heute bestehende nukleare Wärmenutzung hinaus. Sie bedeuten nicht, dass dieses Potenzial automatisch genutzt wird: In STEM wird Fernwärme aus neuen Kernkraftwerken nur dann eingesetzt, wenn sie im jeweiligen Entwicklungspfad unter Berücksichtigung von Transportleitungen, Pumpstationen, Verlusten, Bauzeiten und Konkurrenz zu anderen Wärmeoptionen kostenoptimal ist. Die ausgewiesenen Potenziale sind kumulativ und beziehen sich jeweils auf die Fläche innerhalb des angegebenen Radius; die Werte der einzelnen Radien dürfen daher nicht addiert werden.

Standort des neuen Kernkraftwerks und das Potenzial zur Fernwärmeversorgung in GWh pro Entfernung vom Standort	< 30 km	< 40 km	< 60 km
Beznau	400	400	500
Gösgen	100	100	400
Leibstadt	0	100	500

Auch die bestehende Schweizer Kernkraftwerksflotte wurde aktualisiert. Für Beznau, Gösgen und Leibstadt werden, soweit öffentlich verfügbar, anlagenspezifische Kosten, Betriebskennwerte, Revisionsdauern, Verfügbarkeiten sowie Stilllegungs- und Entsorgungskosten berücksichtigt. Für Gösgen und Leibstadt wird in der Grundannahme eine Betriebsdauer von 60 Jahren zugrunde gelegt, entsprechend einer Stilllegung 2039 und 2044. Für Beznau folgt die Modellierung der Entscheidung der Axpo, Block 2 im Jahr 2032 und Block 1 im Jahr 2033 stillzulegen (Axpo, 2024). Die LTO-Sensitivität (Long Term Operation – Langzeitbetrieb) – Abschnitt 4.6.5.1 – verlängert die Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt von 60 auf 70 Jahre, das heisst bis 2049 bzw. 2054. Damit wird der Systemwert einer um zehn Jahre längeren Verfügbarkeit der bestehenden Erzeugung untersucht. Die Sensitivität stellt keine vollständige technische, regulatorische oder betriebswirtschaftliche Machbarkeitsanalyse dar. Zum Zeitpunkt dieser Studie lagen keine verlässlichen öffentlichen Schätzungen zum Betrieb der bestehenden Kernreaktoren in Gösgen und Leibstadt über einen Zeitraum von mehr als 70 Jahren vor, die zusätzliche anlagenspezifische Kosten berücksichtigten, die sich aus dem Alterungsmanagement, Sicherheitsnachrüstungen, dem Austausch von Komponenten, behördlichen Auflagen, Stillstandszeiten und anderen direkten oder indirekten Ausgaben ergaben.

Eine aktuelle Studie von Frontier Economics und Siempelkamp NIS (Ilieva et al., 2026) schätzt die Investitionskosten für einen langfristigen Betrieb bis zu 80 Jahren auf 1 169 Millionen CHF für das KKG und 732 Millionen CHF für das KKL (real, Stand 2025). Diese Kosten

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

beziehen sich auf die zusätzlichen Massnahmen, die für einen Betrieb über 60 Jahre hinaus erforderlich sind; sie können jedoch nicht einfach zu den bereits für 60 Betriebsjahre veranschlagten Investitionskosten hinzugerechnet werden.

Die OCC-Annahmen für LTO stützen sich auf öffentlich kommunizierte Angaben der Betreiber sowie auf Unterlagen des BFE. Stilllegungs- und Rückbaukosten wurden anhand jüngster Schätzungen aktualisiert und nach ISDC-Kategorien strukturiert (BFE, 2024b; Swissnuclear, 2021; OECD/NEA, 2012; OECD/NEA, 2016). Für neue Anlagen wird konservativ dieselbe Höhe dieser Abgaben wie für bestehende Kernkraftwerke angesetzt. Für einzelne fortgeschrittene Reaktorkonzepte könnte diese Annahme eher hoch ausfallen (Bauer et al., 2017; Bauer et al., 2019; BFE, 2024b). Für bestehende Anlagen werden nur die heute vorhandenen Wärmenutzungen berücksichtigt. STEM bildet für Beznau das Refuna-Netz und für Gösgen die Lieferung von Prozessdampf an die lokale Papierindustrie sowie die bestehende Fernwärmenutzung ab. Ein zusätzlicher Ausbau der Wärmenetze bestehender Anlagen wird nicht unterstellt (Refuna, 2024; BFE, 2024b). **Tab. 26** fasst die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Modelldaten zusammen.

Tab. 26: Wichtigste technische und wirtschaftliche Daten zu bestehenden Kernkraftwerken, die in STEM verwendet werden (Preise 2024).

	KKB	KKG	KKL
OCC der LTO-Nachrüstungen[a] (CHF/kW)	500	900	800
Stilllegungskosten (CHF/kW)	1350	900	850
Feste Betriebs- und Wartungskosten (CHF/kW-a)	25	70	30
Mindestauslastung (% der Kapazität)		42	
Laständerungsrate (% der Kapazität/Stunde)	2	2	2
Dauer der routinemässigen Wartung (Monate pro Jahr)	Für jede einzelne Einheit werden historische Daten berücksichtigt		
Für Systemdienstleistungs- und Reservemärkte maximale verfügbare Kapazität (% der totalen Kapazität)		5	

[a] BFE, 2024

Für modulare Reaktoren wurde STEM um ein vereinfachtes serielles Bauschema ergänzt. Nach einer First-of-a-Kind-Einheit (FOAK) können weitere Module am selben Standort als Nth-of-a-Kind-Einheiten (NOAK) mit kürzeren Bauzeiten errichtet werden. Dies bildet einen lokalen Lerneffekt aus wiederholten Bauabläufen und der Baustellenorganisation ab, und somit keine allgemeine globale Lernkurve. Davon getrennt werden die zeitabhängigen internationalen Lernannahmen aus Kapitel 3 berücksichtigt. Die Parametrisierung wurde mit Ansätzen anderer Energiesystemmodelle sowie mit Arbeiten der IEA-ETSAP und der IAEA verglichen (IEA-ETSAP, 2025; IAEA, 2025).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Modellierung bildet Lastfolgefähigkeit, Mindestlast, Rampenraten, Revisionen und Reservefähigkeit parametrisch ab. Nicht detailliert berücksichtigt werden dagegen standort- und wetterabhängige Kühlwasserrestriktionen, lokale thermische Einleitgrenzen, reaktorspezifische Alterungs- und Wartungsstrategien, konkrete Lieferkettenengpässe und projektspezifische Bewilligungsrisiken (IAEA, 2015; OECD/NEA, 2021a). Die Ergebnisse zeigen daher mögliche systemische Einsatzrollen unter den untersuchten Annahmen, nicht jedoch die technische oder rechtliche Realisierbarkeit konkreter Anlagen. STEM zeigt damit, unter welchen Kosten-, Verfügbarkeits-, Flexibilitäts- und Marktannahmen neue Nuklearklassen einen Systembeitrag leisten könnten; das Modell entscheidet jedoch nicht darüber, ob diese Technologien politisch, rechtlich, gesellschaftlich oder industriell realisiert werden sollen.

4.2.3 Makroökonomisches Modell GEM-E3-CH

GEM-E3-CH ist ein multisektorielles und multiregionales allgemeines Gleichgewichtsmodell (Computable General Equilibrium, CGE), mit dem die Auswirkungen energie- und klimapolitischer Entwicklungen auf Produktion, Konsum, Handel, Emissionen und die Schweizer Volkswirtschaft untersucht werden (Paroussos et al., 2023). Es baut auf dem etablierten GEM-E3-Modellrahmen (Capros et al., 2019) auf und bildet die Schweiz als eigenständige Region sowie China, die USA, die EU27+UK und den Rest der Welt als vier weitere Regionen ab. Das Modell unterscheidet 53 Produktionsaktivitäten (**Tab. 61** in Anhang 8.2.2), darunter Landwirtschaft, Energieversorgung, Verkehr, marktbasierte und nicht marktbasierte Dienstleistungen, Forschung und Entwicklung sowie zahlreiche industrielle Tätigkeiten. Der Stromsektor ist in zwölf Erzeugungstechnologien gegliedert, darunter Kernkraft, Biomasse, Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Geothermie, fossile Kraftwerke sowie Stromerzeugung mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS). Dadurch lassen sich die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen neuer Kernkraftwerke konsistent mit denen alternativer Stromerzeugungstechnologien vergleichen.

GEM-E3-CH ist rekursiv-dynamisch aufgebaut. Kapitalakkumulation, Ersatz- und Neuinvestitionen, Bestands-Fluss-Beziehungen und technischer Fortschritt bestimmen die wirtschaftliche Entwicklung im Zeitverlauf. Die Akteure treffen ihre Entscheidungen unter myopischen Erwartungen; in jeder Modellperiode gelten die Bedingungen des allgemeinen Gleichgewichts. Zunächst wird das Modell so kalibriert, dass es die Wirtschaft des Basisjahres reproduziert. Anschliessend werden ein Referenzpfad sowie alternative kontrafaktische Entwicklungspfade berechnet. Damit lassen sich langfristige Strukturveränderungen sowie deren gesamtwirtschaftliche und verteilungsbezogene Wirkungen vergleichen.

Für diese Studie ist GEM-E3-CH besonders relevant, weil grosse, kapitalintensive Energiesysteminvestitionen über verschiedene Wirkungskanäle auf die Volkswirtschaft zurückwirken. Bei neuen Kernkraftwerken hängen diese Wirkungen nicht nur von Investitionsvolumen und Stromerzeugung ab, sondern auch von den Finanzierungsbedingungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, den Importanteilen und Lieferketten, der Beteiligung ausländischen Kapitals sowie den Auswirkungen auf Unternehmen, Haushalte und öffentliche Finanzen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Finanzmodul erweitert den üblichen CGE-Rahmen um Bestands-Fluss-Beziehungen zur Verschuldung, unterschiedliche Finanzierungsformen und Rückzahlungsprofile sowie endogen bestimmte Zinssätze (Capros et al., 2019). Diese Abbildung untersucht gesamtwirtschaftliche Finanzierungs- und Anpassungsmechanismen, ersetzt jedoch keine projektspezifische Finanzierungsprüfung aus Investorenperspektive.

Exogen vorgegeben werden unter anderem die Bevölkerung und die demografischen Rahmenbedingungen, Präferenzen, Handelselastizitäten, fossile Energiepreise, energie- und klimapolitische Vorgaben sowie ausgewählte Ergebnisse aus STEM. GEM-E3-CH berechnet daraus unter anderem BIP, Konsum, Investitionen, Exporte, Importe und Handelsbilanz, Beschäftigung, Arbeitskräfteangebot, Arbeitslosigkeit, Löhne, sektorale Produktion und Wertschöpfung, Preise sowie öffentliche Einnahmen und Ausgaben. Die wichtigsten exogenen und endogenen Grössen sind in **Tab. 20** zusammengefasst; weitere Angaben enthält **Tab. 61** in Anhang 8.2.2..

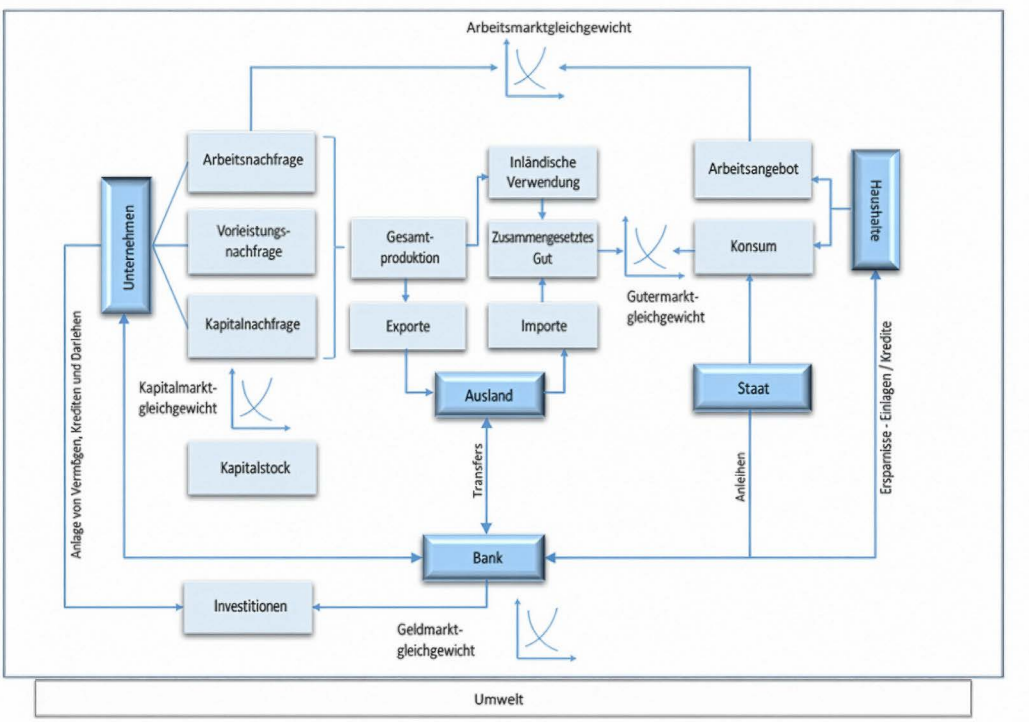


Abb. 4: Schematische Übersicht des makroökonomischen Modells GEM-E3-CH. Das Modell bildet die Wechselwirkungen zwischen Unternehmen, Haushalten, Staat, Kapitalstock, Investitionen, Aussenhandel, Finanzierungsflüssen und Umwelt ab. Es erfasst, wie Produktion, Konsum, Arbeit, Kapital, Importe und Exporte auf veränderte Energiepreise, Investitionsbedarfe, Steuern, Subventionen und technologische Entwicklungen reagieren. Dadurch lassen sich die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der in STEM berechneten Energiepfade unter anderem auf BIP, Investitionen, Konsum, Handel, Beschäftigung und sektorale Produktion analysieren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 4 veranschaulicht die Modellstruktur sowie die Beziehungen zwischen Unternehmen, Haushalten, Staat und Ausland. Für die vorliegende Studie ist insbesondere relevant, dass heutige Investitionen den Kapitalstock späterer Perioden und damit die künftigen Produktionsmöglichkeiten, Preise und sektoralen Strukturen beeinflussen. Investitionsprofil, Finanzierungsbedingungen und Importanteile neuer Kernkraftwerke bestimmen daher mit, welcher Anteil der Wertschöpfung in der Schweiz entsteht und wie sich die Investitionen über Kapitalmärkte, Unternehmen, Haushalte und den Staat auswirken.

Tab. 27: Studienspezifische Weiterentwicklungen von GEM-E3-CH und ihre Funktion für die Interpretation der Ergebnisse.

Weiter-entwicklung	Zweck	Bedeutung für die Studie	Abschnitt
Aktualisierung und Harmonisierung der Datenbasis	Kombination von BFS-Daten, GTAP v11 sowie Energie-, Emissions-, Arbeitsmarkt-, Fiskal- und Handelsdaten	Bildet die Schweizer Wirtschaft und ihre internationalen Verflechtungen konsistent ab.	4.2.3.1
Anpassung der Schweizer SAM (Social Account Matrix)	Anpassung der SAM an die sektorale Gliederung von GEM-E3-CH	Verbessert die Abbildung von Produktion, Einkommen, Konsum, Investitionen, Steuern, Transfers und Aussenhandel.	4.2.3.1
Verfeinerung des Energiesektors	Unterteilung der Stromversorgung nach Erzeugungstechnologien	Ermöglicht die differenzierte makroökonomische Bewertung von Kernkraft, Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft, Biomasse, fossilen Kraftwerken und CCS.	4.2.3.1
Verfeinerung der Investitionsmatrix	Zuordnung technologiespezifischer Investitionen zu Bau, Ausrüstung, Dienstleistungen und weiteren Liefersektoren sowie Abschätzung der Importanteile	Zeigt, weshalb Technologien mit ähnlichem Stromertrag unterschiedliche Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und Importwirkungen auslösen können.	4.2.3.1
Spezifische Abbildung von Kernkraftinvestitionen	Aufteilung auf Standortarbeiten, nuklearen Primärkreislauf, Turbineninsel, Nebenanlagen und eigentümerseitige Kosten	Ermöglicht die Bewertung der direkten, indirekten und induzierten Wirkungen kapitalintensiver Nuklearklassen auf die Schweizer Wirtschaft.	4.2.3.1
Konsistenz mit STEM	Harmonisierung der technologisch-ökonomischen Annahmen, Stromerzeugungstechnologien, Energiemengen und Investitionspfade	Stellt sicher, dass die makroökonomische Analyse die untersuchten Energiesystempfade konsistent abbildet.	4.2.3.1
Verknüpfung von GEM-E3-CH mit dem STEM	Übernahme von Strommix, Endenergieverbrauch, Investitionen, Preisen, Steuern, Subventionen und CO_2-Preisen	Verbindet die technologisch detaillierte Energiesystemanalyse mit den Wirkungen auf Produktion, Konsum, Handel, Einkommen und öffentliche Finanzen.	4.2.3.2

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Für die Studie wurde GEM-E3-CH auf die Bewertung technologie- und investitionsintensiver Energiesystempfade aus STEM ausgerichtet. **Tab. 27** fasst die dafür vorgenommenen Weiterentwicklungen und Präzisierungen zusammen.

4.2.3.1 Erweiterung des GEM-E3-CH-Datenrahmens

GEM-E3-CH benötigt eine konsistente Darstellung der Schweizer Wirtschaft und ihrer internationalen Verflechtungen sowie der Beziehungen zwischen Produktion, Investitionen, Konsum, Energieverbrauch, Emissionen, öffentlichen Finanzen und Arbeitsmärkten. Die Datenbasis verbindet detaillierte Statistiken des Bundesamtes für Statistik mit der international harmonisierten Struktur von GTAP v11. Die GTAP-Daten werden dabei nicht unmittelbar als Abbild der aktuellen Schweizer Wirtschaft übernommen, sondern mit Schweizer Input-Output-, Energie-, Emissions-, Arbeitsmarkt-, Fiskal-, Handels- und weiteren makroökonomischen Daten abgeglichen. Anschliessend wird das Modell anhand der neuesten vollständig kompatiblen Basisjahresdaten auf das Jahr 2020 kalibriert. Datenquellen, Abgleichverfahren, Basisjahr und dynamische Zeitreihendaten sind in Anhang 8.2.2 dokumentiert.

Die Schweizer Sozialkontomatrix wird an die sektorale Gliederung von GEM-E3-CH angepasst. Besondere Aufmerksamkeit gilt der Aufteilung der Stromversorgung nach Erzeugungstechnologien sowie der Darstellung der Branchen, die saubere Energietechnologien liefern. Dadurch können Investitionen in die Strominfrastruktur mit den zuliefernden Produktionssektoren, Primärrohstoffen, Haushalten, Staatshaushalt, Handelsströmen und der Kapitalbildung verknüpft werden. Eine Verbrauchsmatrix ordnet die Ausgaben der Haushalte nach Produkten und Verwendungszwecken den jeweiligen Lieferbranchen zu (**Tab. 63** in Anhang 8.2.2.1).

Die Investitionsmatrix (**Tab. 60** in Anhang 8.2.2.1) übersetzt technologiespezifische Investitionsausgaben in Nachfrage nach Bauleistungen, Ausrüstung, Dienstleistungen und weiteren Investitionsgütern. Sie verbindet Bruttoanlageinvestitionen, sektorspezifische Investitionsanforderungen, technische Informationen und Technologiekosten und wird anschliessend mittels eines RAS-Verfahrens ausgeglichen. Für Kernkraftwerke wird die Zuordnung nach Standortarbeiten, nuklearem Primärkreislauf, Turbineninsel, Nebenanlagen und den eigentümerseitigen Kosten differenziert. Produktspezifische Importanteile unterscheiden zwischen inländischen und ausländischen Beiträgen zur Lieferkette und verhindern dadurch eine Überschätzung der inländischen Wirtschaftseffekte. Auf dieser Grundlage können Produktions-, Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungsmultiplikatoren, einschliesslich der durch zusätzlichen privaten Konsum induzierten Wirkungen, bestimmt werden.

Die Datenbank enthält zudem bilaterale Handelsmatrizen, Zölle und Transportkosten sowie die Unterscheidung zwischen Exporten zu FOB-Preisen (Free on Board) und Importen zu CIF-Preisen (Cost, Insurance and Freight). Diese Elemente bestimmen, wie Investitionen und Veränderungen im Energiesystem auf die Schweizer Wirtschaft und die internationalen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Lieferketten wirken. Das Kalibrierungsmodul reproduziert die beobachtete Wirtschaft des Basisjahres, initialisiert die für die rekursiv-dynamische Simulation erforderlichen verzögerten Variablen und legt nicht direkt beobachtbare Verhaltensparameter fest. Die techno-ökonomischen Annahmen zu Stromerzeugungstechnologien, Energiemengen und Investitionspfaden werden mit STEM harmonisiert. Weitere Angaben zu Handelskonventionen, Kalibrierungsgleichungen, Verhaltensparametern und Harmonisierungsschritten enthält Anhang 8.2.2.1.

Der erweiterte Datenrahmen ermöglicht es, die Auswirkungen unterschiedlicher Energiesystempfade und kapitalintensiver Technologien auf Strompreise, Investitionsbedarf, Lieferketten, Importabhängigkeit, Kapitalakkumulation, Beschäftigung, öffentliche Finanzen sowie die Verteilung der Wirkungen auf Sektoren und Wirtschaftsakteure zu untersuchen. Bei neuen Kernkraftwerken handelt es sich um eine gesamtwirtschaftliche Bewertung unter unterschiedlichen politischen und finanziellen Annahmen. Sie beurteilt nicht die Tragfähigkeit eines einzelnen Projekts unter Berücksichtigung konkreter vertraglicher Vereinbarungen, regulatorischer Bedingungen, Risikoverteilungen oder Kapitalmarktstrukturen.

4.2.3.2 Verknüpfung von GEM-E3-CH mit dem STEM

Die Verknüpfung wird als einseitiger Informationstransfer von STEM zu GEM-E3-CH umgesetzt. STEM berechnet technologisch detaillierte Energiesystempfade mit Strom- und Wärmeerzeugung, sektorspezifischem Energieeinsatz, Investitionen sowie energie- und klimapolitisch bedingten Preis- und Kosteneffekten. GEM-E3-CH übersetzt diese Ergebnisse in Auswirkungen auf Produktionskosten, sektorale Aktivität und Wertschöpfung, Haushaltsausgaben und -einkommen, den Handel, Wettbewerbsfähigkeit, öffentliche Finanzen sowie weitere makroökonomische Grössen. **Abb. 5** zeigt die Struktur dieser Verknüpfung; **Tab. 28** fasst die wichtigsten übertragenen Grössen zusammen. Ihre Umsetzung in die entsprechenden Parameter von GEM-E3-CH ist in den begleitenden Modellunterlagen beschrieben (Panos et al., 2024; Paroussos et al., 2023).

Es findet keine iterative Rückkopplung von GEM-E3-CH zu Energiedienstleistungsnachfragen oder Technologieentscheidungen in STEM statt. Dies hält den Modellierungsrahmen transparent und handhabbar, stellt zugleich jedoch eine methodische Begrenzung dar. Die Ergebnisse zeigen daher die wirtschaftlichen Folgen der in STEM berechneten Energiesystempfade und nicht den vollständig simultan bestimmten Energie-Wirtschafts-Gleichgewichtspfad. Eine bidirektionale Kopplung wäre erforderlich, wenn beispielsweise Veränderungen von BIP, sektoraler Produktion und Energienachfrage bis zur Konvergenz auf einen gemeinsamen Entwicklungspfad für STEM zurückgespielt werden sollen. Im Zentrum dieser Studie steht hingegen die Frage, wie sich die in STEM quantifizierten Nuklear- und Energiesystempfade auf Investitionen, gesamtwirtschaftliche Finanzierungsbedingungen, Beschäftigung, Wertschöpfung, Preise und öffentliche Budgets auswirken.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

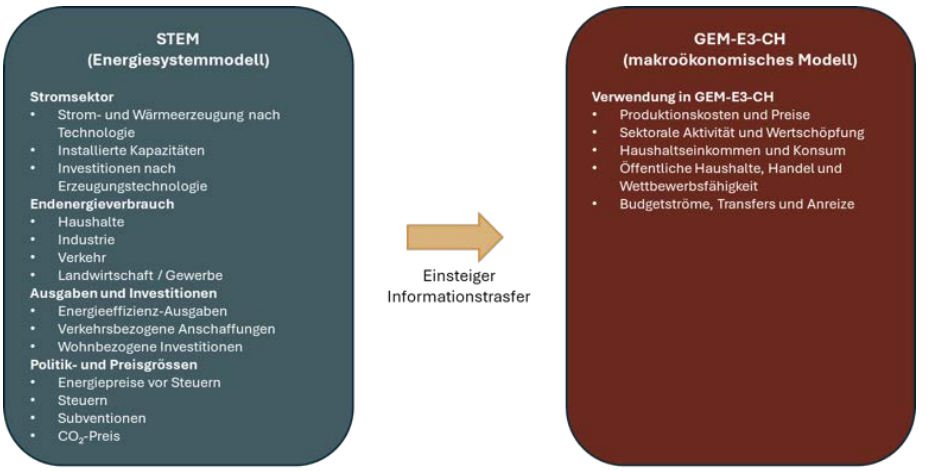


Abb. 5: Schematische Verknüpfung von STEM und GEM-E3-CH in der vorliegenden Studie. STEM überträgt technologiespezifische Energie-, Investitions-, Preis- und Politikgrössen an GEM-E3-CH, das deren Auswirkungen auf Produktion, Wertschöpfung, Haushalte, öffentliche Finanzen, Handel und Wettbewerbsfähigkeit bewertet. Es findet keine iterative Rückkopplung zu STEM statt.

Tab. 28: Zentrale Variablen des Informationstransfers von STEM zu GEM-E3-CH.

Bereich	Aus STEM übergebene Grössen	Verwendung in GEM-E3-CH
Strom- und Wärmesektor	Strom- und Wärmeerzeugung nach Technologie, installierte Kapazitäten, technologiespezifische Investitionen und Stromerzeugungsmix	Abbildung von Strommix, Investitionsstruktur und Kostenwirkungen im Produktionssystem
Endenergieverbrauch	Sektorale Endenergieverbräuche nach Energieträger für Haushalte, Industrie, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Gewerbe sowie Verkehr	Aktualisierung der Energieeinsatzstruktur in Produktion und Konsum; Berechnung sektoraler Produktionskosten und Nachfrageverschiebungen
Verkehr und Haushalte	Fahrzeuganschaffungen, verkehrsbezogene Ausgaben, Energieeffizienzinvestitionen in Gebäuden, Haushaltsausstattung und Heizgeräte	Anpassung der Konsum- und Investitionsstruktur der Haushalte sowie der Nachfrage nach den betreffenden Gütern und Dienstleistungen
Investitionen und Effizienz	Investitionen in Energieumwandlung und Stromerzeugung, Effizienzmassnahmen in Gebäuden und Industrie sowie weitere transformationsbezogene Kapitalbildung	Abbildung zusätzlicher Kapitalbildung, sektoraler Wertschöpfung und möglicher Verdrängungs- oder Finanzierungseffekte
Preise, Steuern und klimapolitische Grössen	Energiepreise vor Steuern, Strompreise vor und nach Steuern, Energiesteuern, Subventionen, energie- und sektorbezogene Abgaben und Förderungen sowie der implizite CO_2-Preis als Dualwert der CO_2-Restriktion in STEM	Abbildung von Produktionskosten, Haushaltsbudgets, Anreizen, öffentlichen Einnahmen, Transfers und Rückverteilung, Minderungsaktivitäten in Nicht-Energiesektoren sowie der makroökonomischen Schliessung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Für den Stromsektor wird der in STEM berechnete Erzeugungsmix exogen in GEM-E3-CH vorgegeben. Technologiespezifische Investitionen werden als Investitionen in die jeweiligen Stromerzeugungstechnologien verbucht. Zusätzlich fliessen die von STEM berechneten Auswirkungen eines Kernenergieausbaus auf die Grosshandelsstrompreise, einschliesslich Merit-Order- und Knappheitseffekten, in GEM-E3-CH ein. Dadurch lassen sich die Folgen für Produktionskosten, die industrielle Wettbewerbsfähigkeit und das verfügbare Haushaltseinkommen erfassen. Über den Stromsektor hinaus aktualisiert GEM-E3-CH anhand der STEM-Ergebnisse die Wertanteile von Strom und nicht elektrischen Energieträgern im Endenergieverbrauch und übernimmt sie in seine CES-Struktur (Constant Elasticity of Substitution). Für Haushalte werden zudem Konsumzwecke wie Gebäudesanierungen, Haushaltsausstattung, Heizgeräte und privater Verkehr an den jeweiligen Energiesystempfad angepasst.

Energiepreise, Steuern, Subventionen und CO_2-Preise fliessen unmittelbar in die Berechnung der Produktionskosten, der Transfers, der Rückverteilung staatlicher Einnahmen, der Minderungsaktivitäten in Nicht-Energiesektoren sowie in die öffentlichen Budgets ein. Damit berücksichtigt die makroökonomische Bewertung, dass die Wirkungen neuer Kernkraftwerke nicht nur durch Investitionsbedarf und Stromerzeugung entstehen, sondern auch durch die Wirkung von Energie- und CO_2-Preisen, Steuern und Subventionen auf die Kaufkraft der Haushalte, die Kosten und Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen, die öffentlichen Finanzen und die gesamtwirtschaftlichen Finanzierungsbedingungen.

4.2.4 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung – Lebenszyklusanalyse

Ergänzend zur Energiesystemanalyse mit STEM und zur makroökonomischen Bewertung mit GEM-E3-CH wurde eine prospektive Lebenszyklusanalyse (prospective life cycle assessment, pLCA) durchgeführt. Sie bewertet die Umweltwirkungen der untersuchten Energiepfade entlang der gesamten Wertschöpfungskette und berücksichtigt neben dem Kraftwerksbetrieb insbesondere Rohstoffgewinnung, Brennstoffbereitstellung, Infrastruktur, Hilfsstoffe, Transporte, Stilllegung sowie Abfallbehandlung. Im Unterschied zu einer statischen Lebenszyklusanalyse werden die heutigen Hintergrunddaten so fortgeschrieben, dass sie mit den betrachteten Zukunftsszenarien konsistent sind. Dadurch lassen sich Veränderungen in Technologien, Wirkungsgraden, Produktionsprozessen, Stromsystemen und internationalen Lieferketten berücksichtigen. Dies ist für neue Nuklearklassen besonders relevant, da ihre Umweltwirkungen auch vom Wandel des übrigen Energiesystems, der Materialproduktion und der internationalen Lieferketten abhängen.

Die LCA bewertet den Normalbetrieb sowie die in den Lebenszyklusinventaren dargestellten Lieferketten. Dazu gehören radioaktive und nicht radioaktive Abfallströme sowie deren Behandlung und Entsorgung einschliesslich geologischer Endlagerung, soweit sie in den Inventardaten enthalten sind. Nicht quantifiziert werden insbesondere schwere Nuklearunfälle, Sabotage- und Kriegsszenarien, standortspezifische Langzeitsicherheitsnachweise,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kühlwasserrestriktionen und lokale thermische Gewässerwirkungen, mögliche Kapazitäts- oder Kosteneffekte eines geologischen Tiefenlagers sowie gesellschaftliche, institutionelle und intergenerationelle Fragen der Entsorgung. Diese Aspekte werden ausserhalb der LCA insbesondere in den Kapiteln 3, 5 und 6 behandelt. **Tab. 29** grenzt den Bewertungsrahmen ab und dient der Interpretation der Ergebnisse in Abschnitt 4.8.

Tab. 29: Einordnung der prospektiven Lebenszyklusanalyse in dieser Studie. Die Tabelle zeigt, welche Umweltwirkungen quantifiziert werden und welche Aspekte ausserhalb der LCA zu behandeln sind.

Enthalten	Nicht quantifiziert	Konsequenz für die Interpretation
Normalbetrieb und modellierte Lieferketten: Rohstoffgewinnung, Brennstoffbereitstellung, Bau, Betrieb, Hilfsstoffe, Transporte, Stilllegung, im Inventar ausgewiesene ionisierende Emissionen sowie radioaktive und nicht radioaktive Abfallbehandlung und -entsorgung	Schwere Nuklearunfälle entlang der Prozesskette, Sabotage- und Kriegsszenarien, standortspezifische Langzeitsicherheitsnachweise, Kühlwasserrestriktionen und lokale thermische Gewässerwirkungen, Kapazitäts- oder Kosteneffekte eines Tiefenlagers sowie langfristige Endlager-Governance	Umweltbewertung modellierter Lieferketten, keine vollständige gesellschaftliche Risiko-, Sicherheits- oder Governance-Bewertung
Prospektive Dekarbonisierung der Hintergrundsysteme einschliesslich der internationalen Strom-, Material- und Energieträgerbereitstellung	Politische Akzeptanz, rechtliche Bewilligungsfähigkeit, konkrete Standortentscheide und projektspezifische Umsetzungsrisiken	Lebenszykluswirkungen unter konsistenten Entwicklungspfaden, nicht deren politische, rechtliche oder industrielle Realisierbarkeit
Umweltwirkungen nach Technologie, Zeitpunkt, Region, Lebenszyklusstufe und Wirkungskategorie	Vollständige betriebswirtschaftliche Projektbewertung, Finanzierung konkreter Anlagen und makroökonomische Rückkopplungen ausserhalb der GEM-E3-CH-Schnittstelle	Die LCA ergänzt STEM und GEM-E3-CH, bewertet aber weder Systemkosten noch makroökonomische Effekte.

Die LCA wurde nicht als isolierter Technologievergleich durchgeführt, sondern mit den Entwicklungspfaden und Ergebnissen aus STEM und GEM-E3-CH verknüpft. **Tab. 30** fasst die dafür vorgenommenen Erweiterungen zusammen. Die technische Umsetzung der Szenarioüberführung, die Parameter der Nuklearinventare sowie die detaillierten Definitionen der Wirkungsindikatoren sind in Anhang 8.2.3 dokumentiert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 30: Studienspezifische Erweiterungen des LCA-Rahmens und ihre Bedeutung für die TA-SWISS-Analyse.

Erweiterung	Umsetzung	Bedeutung für die Studie
Verknüpfung mit STEM und GEM-E3-CH	Überführung der Modellergebnisse in ein strukturiertes Datenpaket	Die Umweltbewertung basiert auf denselben Energiepfaden wie die System- und Makroanalyse.
Prospektive Fortschreibung der Hintergrunddaten	Erstellung zeit- und szenariospezifischer Datenbanken mit ecoinvent und Premise (Wernet et al., 2016; Sacchi et al., 2022)	Zukünftige Technologien werden nicht anhand unveränderter heutiger Lieferketten bewertet.
Zeitabhängige Berechnung	Berechnung der Umweltwirkungen für 2020–2070 mit Pathways (Sacchi & Hahn-Menacho, 2024)	Entstehung und Veränderung der Umweltwirkungen entlang des Transformationspfads werden sichtbar.
Erweiterte Abbildung nuklearer Technologien	Inventare für BWR, PWR, EPR und SMR; Annäherung von Nuklearklasse 5 – AMR über das SMR-Inventar	Ermöglicht die differenzierte Bewertung heutiger und neuer Nuklearklassen und macht unterschiedliche Datenreifegrade transparent.
Berücksichtigung von Abfallströmen	Einbezug der in ecoinvent und den wissenschaftlichen Inventaren ausgewiesenen Behandlung und Entsorgung radioaktiver und nicht radioaktiver Abfälle	Radioaktiver Abfall wird nicht ausgeklammert; langfristige Governance-Fragen bleiben jedoch ausserhalb der quantitativen LCA.
Erweiterte Wirkungsabschätzung	Bereinigung von Überschneidungen zwischen Szenarioergebnissen und LCA-Lieferketten	Erhöht die Konsistenz zwischen der Energiesystemmodellierung und der Lebenszyklusanalyse.
Erweiterte Wirkungsabschätzung	Environmental Footprint 3.1 für Midpoint- und ReCiPe 2016 für Endpunkt-Indikatoren (Andreasi Bassi et al., 2023; Huijbregts et al., 2016)	Ermöglicht die Betrachtung einzelner Umweltwirkungen sowie übergeordneter Auswirkungen auf Ökosysteme und die menschliche Gesundheit.
Reproduzierbarer Arbeitsablauf	Open-Source-Werkzeuge Premise und Pathways sowie Dokumentation des Szenariodatenpakets und der LCA-Zuordnungen	Erhöht Transparenz und Nachvollziehbarkeit; eine vollständige Reproduktion setzt eine ecoinvent-Lizenz voraus.

4.2.4.1 Methodischer Rahmen der prospektiven Lebenszyklusanalyse

Die Umweltbewertung verknüpft die Szenarioergebnisse aus STEM und GEM-E3-CH mit der Hintergrunddatenbank ecoinvent (Wernet et al., 2016). Mithilfe der Python-Bibliothek Premise werden daraus zeit- und szenariospezifische LCA-Datenbanken erzeugt (Sacchi et al., 2022). Premise passt energie- und materialintensive Prozesse anhand von Informationen zu Technologien, Wirkungsgraden, Märkten und Produktionsmengen an. Das Python-Paket Pathways verbindet die aufbereiteten Szenariodaten mit diesen zeitabhängigen Datenbanken und berechnet die Umweltwirkungen für den Zeitraum 2020–2070 (Sacchi & Hahn-Menacho, 2024). Die Modellergebnisse wurden mit mehr als 200 Produktionspfaden in ecoinvent

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

verknüpft und um zeitabhängige Effizienzentwicklungen aus STEM ergänzt. Zur Abbildung der internationalen Hintergrundsysteme werden die Schweizer Entwicklungspfade mit einem globalen REMIND-Szenario kombiniert, das einem kumulierten CO_2-Budget von 1000 Gt im 21. Jahrhundert und einem näherungsweise 2-°C-orientierten Entwicklungspfad bis 2100 entspricht (Baumstark et al., 2021). Damit werden auch Veränderungen in den ausländischen Stromsystemen, der Materialproduktion und den Lieferketten berücksichtigt. Die detaillierte Szenarioüberführung sowie die erfassten Angebots- und Endanwendungsbereiche sind in Anhang 8.2.3.1 beschrieben.

Um Doppelzählungen zu vermeiden, werden Szenarioinformationen und Lebenszyklusinventare so aufeinander abgestimmt, dass bereits im Energieszenario erfasste Vorleistungen nicht erneut über die LCA-Lieferketten einbezogen werden. **Abb. 6** zeigt den daraus resultierenden Arbeitsablauf.

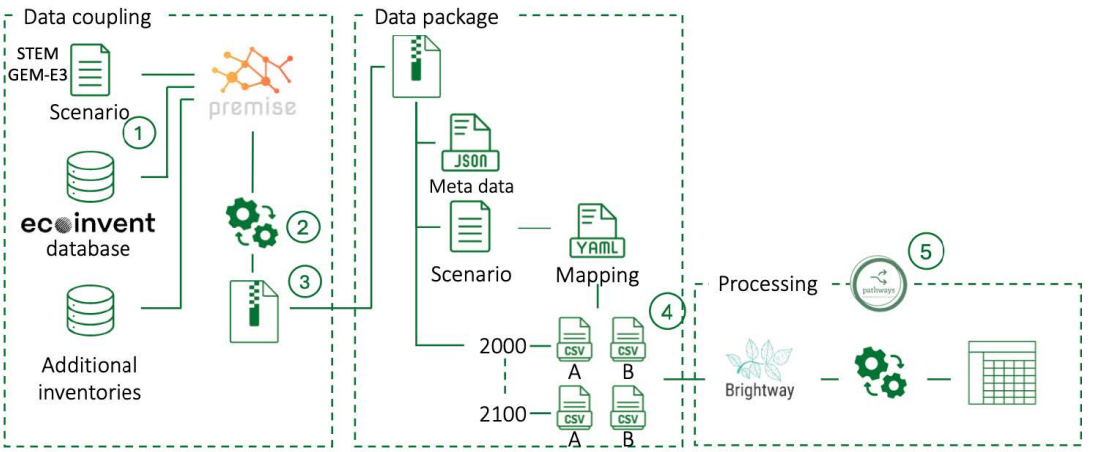


Abb. 6: Schematische Darstellung des in dieser Studie verwendeten Arbeitsablaufs der prospektiven Lebenszyklusanalyse. Die Szenarioergebnisse aus STEM und GEM-E3-CH werden in ein Datenpaket überführt und mit der Hintergrunddatenbank ecoinvent sowie ergänzenden Annahmen zu Entwicklungen ausserhalb der Schweiz und Europas verknüpft. Daraus werden zeit- und szenariospezifische LCA-Datenbanken erstellt, die zur Berechnung der Umweltwirkungen der Endenergiebereitstellung im Zeitraum von 2020 bis 2070 dienen.

4.2.4.2 Nuklearinventare und Wirkungsabschätzung

Für BWR, PWR, EPR und SMR wurden vier eigenständige Lebenszyklusinventare verwendet. Die Inventare für BWR und PWR basieren auf ecoinvent-Datensätzen für die bestehende bzw. die historische Schweizer Reaktorflotte (Dones, 2007; Wernet et al., 2016). Das EPR-Inventar repräsentiert einen modernen grossen Gen III/III+-Reaktor (Simons & Bauer, 2012). Das SMR-Inventar ist eine aus einem PWR-Inventar abgeleitete Näherung und stellt keinen konkreten Anlagentyp dar (Krall et al., 2022). Da für Nuklearklasse 5 – AMR kein belastbares eigenständiges

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Inventar vorlag, wurde sie über das SMR-Inventar herangeführt. Ihre Ergebnisse sind daher mit höherer Unsicherheit verbunden und erlauben keine technologiespezifische Aussage zu einem konkreten AMR-Design. **Tab. 66** fasst die Inventarbasis zusammen; die vollständigen technischen Parameter und Systemgrenzen sind im Anhang 8.2.3.2 aufgeführt.

Für alle Inventare gilt die Abgrenzung nach **Tab. 29**. Die im Normalbetrieb entstehenden radioaktiven Stoff- und Abfallströme, einschliesslich abgebrannter Brennelemente, werden berücksichtigt, soweit sie in den Inventaren enthalten sind. Aussergewöhnliche Ereignisse und die übrigen in **Tab. 29** genannten Aspekte bleiben ausserhalb der quantitativen LCA.

Für die Wirkungsabschätzung der Midpoint-Indikatoren wird die Environmental-Footprint-Methode 3.1 (EF 3.1) der Europäischen Kommission verwendet (Andreasi Bassi et al., 2023). Untersucht werden insbesondere Klimaänderung, Ressourcenverbrauch von Mineralien und Metallen, Netto-Süsswasserverbrauch und Landnutzung. Für die Endpunktindikatoren Ökosystemqualität und menschliche Gesundheit wird ReCiPe 2016 verwendet (Huijbregts et al., 2016). Der Indikator menschliche Gesundheit berücksichtigt dabei auch die in den Inventaren ausgewiesene ionisierende Strahlung im Normalbetrieb sowie entlang der Lieferketten.

Midpoint-Indikatoren erfassen einzelne Umweltprobleme gezielt, während Endpunkt-Indikatoren diese zu übergeordneten Schadensdimensionen zusammenführen. Ihre Kombination ermöglicht sowohl die differenzierte Analyse einzelner Umweltwirkungen als auch die integrierte Einordnung der ökologischen und gesundheitlichen Belastungen der untersuchten Entwicklungspfade. Die Definitionen der Indikatoren, ihre Abgrenzungen sowie Angaben zur Datenverfügbarkeit und Reproduzierbarkeit finden sich in Anhang 8.2.3.3.

4.3 Entwicklungspfade, zentrale Annahmen und Sensitivitäten

Die in Abschnitt 4.2 beschriebenen Analysen werden mithilfe eines gemeinsamen Analyserahmens miteinander verknüpft. Dieser unterscheidet drei analytische Ebenen. Die Entwicklungspfade bilden konsistente zukünftige Rahmenbedingungen ab, etwa hinsichtlich der Klimapolitik, der internationalen Zusammenarbeit, der Energiepreise und der Handelsmöglichkeiten. Innerhalb dieser Entwicklungspfade gibt es sechs Nuklearvarianten: eine ohne neue Kernkraftwerke und fünf mit der Option, in eine der neuen Nuklearklassen zu investieren. Daher werden innerhalb jedes Entwicklungspfads die sechs Nuklearvarianten – eine ohne neue Kernkraftwerke und fünf mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse – miteinander verglichen. Die Sensitivitätsanalysen variieren gezielt einzelne Annahmen, um deren Einfluss auf die Ergebnisse zu untersuchen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Diese drei Ebenen sind keine Prognosen und werden nicht mit Eintrittswahrscheinlichkeiten versehen. Sie bilden vielmehr konditionale Was-wäre-wenn-Analysen im Sinne von Abschnitt 1.4.2. Die Ergebnisse zeigen somit, unter welchen Modellannahmen neue Nukleartechnologien systemisch, gesamtwirtschaftlich oder ökologisch relevant werden könnten. Sie zeigen nicht, welcher Entwicklungspfad eintreten wird oder ob eine bestimmte Anlage politisch, rechtlich, gesellschaftlich oder projektspezifisch realisierbar wäre. Die politischen und regulatorischen Voraussetzungen für einen möglichen Neubau werden in Abschnitt 2.2 und die weitergehenden gesellschaftlichen und wirtschaftspolitischen Fragen in den Kapiteln 5 und 6 behandelt.

Abschnitt 4.3.1 erläutert zunächst die Herkunft und Funktion der SWEET-SURE-Entwicklungspfade. Abschnitt 4.3.2 charakterisiert die drei ausgewählten Pfade, während Abschnitt 4.3.3 ihre gemeinsamen und unterschiedlichen Modellannahmen zusammenfasst. Die Nuklearvarianten und die darin jeweils verfügbaren Nuklearklassen in STEM sowie die Finanzierungsannahmen und Sensitivitätsanalysen werden anschliessend in den Abschnitten 4.3.4 bis 4.3.6 definiert.

4.3.1 Rolle der SWEET-SURE-Entwicklungspfade in dieser Studie

Die quantitative Bewertung stützt sich auf drei ausgewählte Entwicklungspfade des SWEET-SURE-Projekts: SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher. Zur besseren Lesbarkeit werden die ursprünglichen SURE-Bezeichnungen durch beschreibende Kurznamen ergänzt: SPS1 «Team Sprint» wird als «Offene Märkte», SPS2 «Mountain Hike» als «Autarkie» und SPS4 «Walk and Talk» als «Weiter Wie Bisher» bezeichnet. Die SPS-Nummern bleiben zur Rückverfolgbarkeit erhalten. Die Kurznamen ändern keine Annahmen der entsprechenden SURE-Pfadszenarien, sondern verdeutlichen die jeweilige Pfadlogik.

Die SURE-Entwicklungspfade wurden in einem interdisziplinären und partizipativen Prozess entwickelt. Sie beruhen konzeptionell auf den Dimensionen Gesellschaft, Technologie und Geopolitik, die durch Annahmen zu Wirtschaft, Energiehandel, Politik und Klimaschutz konkretisiert werden. Hinzu kommen quantitative Eingangsgrössen zur makroökonomischen Entwicklung, zu Technologiekosten, Handelskorridoren und Energiepreisen (Panos et al., 2024; Panos et al., 2025).

Die vorliegende Studie übernimmt die grundlegende Logik dieser Pfade, überführt sie jedoch in den studienspezifischen Modellrahmen von STEM, GEM-E3-CH und der prospektiven Lebenszyklusanalyse. Aufgrund des erweiterten Modellhorizonts bis 2070, des verwendeten STEM-Modellrahmens und der aktualisierten Annahmen zur Energiedienstleistungsnachfrage sind die Ergebnisse daher nicht wertidentisch mit den Ergebnissen früherer SURE-Modellläufe. **Abb. 7** gibt eine schematische Übersicht über die drei in dieser Studie verwendeten Entwicklungspfade.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 7: Schematische Übersicht über die drei in Kapitel 4 verwendeten Entwicklungspfade. SPS1 – Offene Märkte steht für internationale Kooperation, offene Energie- und Technologiemärkte sowie eine ambitionierte Transformation zur Netto-Null bis 2050. SPS2 – Autarkie beschreibt einen stärker auf Versorgungssicherheit aus-gerichteten Pfad mit geringerer Importabhängigkeit und höheren Anforderungen an inländische Erzeugung, Netze, Speicher und Flexibilität. SPS4 – Weiter Wie Bisher dient als Referenzpfad, der die heutigen Trends und bereits umgesetzten Politiken fortführt, ohne das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen. In allen drei Pfaden wird zunächst die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke als Referenzfall berechnet; anschliessend werden die fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils eine neue Nuklearklasse als endogene Investitionsoption verfügbar ist, mit diesem Referenzfall verglichen, sofern die jeweilige Nuklearklasse vom Modell als kostenoptimal ausgewählt wird.

Für jeden Entwicklungspfad wird zunächst die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke als Referenzfall berechnet. Anschliessend werden fünf weitere Nuklearvarianten berechnet, in denen jeweils eine der fünf neuen Nuklearklassen als Investitionsoption zur Verfügung steht. Dadurch lässt sich unterscheiden, welche Entwicklungen bereits aus der jeweiligen Pfadlogik hervorgehen und welchen zusätzlichen Systembeitrag neue Nuklearklassen leisten könnten. Die Entwicklungspfade selbst sind daher weder «nuklear» noch «nicht nuklear».

4.3.2 Die drei verwendeten Entwicklungspfade

Die drei Pfade unterscheiden sich vor allem im Grad der internationalen Kooperation, in der Transformationsgeschwindigkeit sowie in der Bedeutung von Importen und inländischen Anpassungen. Zwei Abgrenzungen sind für ihre Interpretation besonders wichtig: SPS2 – Autarkie hält am Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 fest. SPS4 – Weiter Wie Bisher ist dagegen weder ein «Keine-Politik»-Fall noch ein Autarkiepfad; er enthält keine zusätzliche Einschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels, erreicht jedoch Netto-Null bis 2050 nicht. **Tab. 31** fasst die Pfadlogik und deren Bedeutung für die Bewertung der Nuklearvarianten mit neuen Kernkraftwerken zusammen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 31: Charakterisierung der in Kapitel 4 verwendeten Entwicklungspfade. Die Tabelle zeigt die Kernlogik der drei Pfade und deren Funktion bei der Interpretation neuer Kernkraft. Die Pfade sind keine Prognosen, sondern analytische Vergleichsräume zur Bewertung von Systemwirkungen unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen.

Entwicklungspfad	Internationale Klima- und Energiemarktlage	Bedeutung für die Schweiz	Warum dieser Pfad für die Analyse relevant ist	Bedeutung für die Interpretation neuer Kernkraft
SPS1 – Offene Märkte	Starke internationale Zusammenarbeit, rasche Technologiediffusion und ambitionierte Klimapolitik. Handels- und Energieinfrastrukturen bleiben vergleichsweise offen; international werden Netto-Null-CO_2-Emissionen bis 2050 erreicht.	Die Schweiz erreicht Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 und verfügt über vergleichsweise guten Zugang zu importiertem klimaarmem Strom, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern und Biomasse. Dadurch ist der Druck auf einen besonders starken inländischen Ausbau geringer als auf stärker abgeschotteten Pfaden.	Zeigt, welchen Systembeitrag neue Nukleartechnologien leisten könnten, wenn internationale Märkte, der Stromhandel und saubere Energieträger vergleichsweise gut verfügbar bleiben.	Neue Kernkraft konkurriert mit Importen, erneuerbarer Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Flexibilität. Ihr Systemwert hängt besonders von Kosten, Verfügbarkeit, Finanzierung und Importpreisen ab.
SPS2– Autarkie	Die internationale Klimapolitik bleibt grundsätzlich ambitioniert, ihre Umsetzung verzögert sich jedoch und das internationale Umfeld ist stärker fragmentiert. Handelsmöglichkeiten werden nur eingeschränkt genutzt; Importpreise und Versorgungssicherheitsüberlegungen gewinnen an Bedeutung.	Die Schweiz hält am Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 fest, setzt jedoch stärker auf inländische Erzeugung, Effizienz, Elektrifizierung, Speicher und Flexibilität. Insbesondere im Winter wird die Importabhängigkeit bewusst reduziert.	Zeigt, was eine stärker eigenständige Transformation unter engeren Importbedingungen erfordert und ob steuerbare, inländische, CO_2-arme Erzeugungskapazitäten systemisch wertvoller werden.	Verlässliche inländische CO_2-arme Erzeugung kann an Systemwert gewinnen. Spät verfügbare Nuklearklassen können jedoch an Bedeutung verlieren, wenn das System zuvor bereits durch andere inländische Optionen angepasst wurde.
SPS4 – Weiter Wie Bisher	Heutige Trends in Wirtschaft, Gesellschaft, Technologie, Energiehandel und Klimapolitik werden fortgeschrieben. Es wird keine zusätzliche Handelsrestriktion wie in SPS2 – Autarkie unterstellt.	Erneuerbare Energien und Elektrifizierung werden zwar weiter ausgebaut, jedoch langsamer und weniger konsequent, als in den Transformationspfaden vorgesehen. Fossile Abhängigkeiten bleiben hoch, und das Netto-Null-Ziel wird bis 2050 nicht erreicht.	Dient als Benchmark zur Einordnung der stärker auf Dekarbonisierung oder Versorgungssicherheit ausgerichteten Pfade und zeigt die Risiken einer langsameren Transformation auf.	Der Pfad dient als Benchmark. Der Einsatz neuer Kernkraft wird weniger durch strenge Dekarbonisierungsanforderungen und stärker durch Kosten-, Finanzierungs- und Importannahmen bestimmt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der Entscheidungsspielraum für neue Nuklearklassen ist auf allen drei Pfaden identisch definiert. Die Pfade schreiben ihren Bau weder vor, noch schliessen sie ihn aus. In den fünf Nuklearvarianten mit neuen Kernkraftwerken bestimmt STEM endogen, ob, wann, in welcher Grössenordnung und mit welchem Betriebsmuster die jeweils verfügbare Nuklearklasse eingesetzt wird. Eine Mindestkapazität oder Mindestjahresproduktion wird nicht vorgegeben.

Wird eine Nuklearklasse eingesetzt, ist dies das Ergebnis der Kostenoptimierung des Gesamtsystems unter den jeweiligen Pfadannahmen. Wird sie nicht eingesetzt, bedeutet dies nicht, dass sie technisch ausgeschlossen wäre, sondern dass sie gegenüber den im Modell verfügbaren Alternativen keinen ausreichenden zusätzlichen Systemwert bietet. Die Auswahl durch das Modell stellt zugleich keinen Nachweis der politischen, rechtlichen, gesellschaftlichen oder projektspezifischen Realisierbarkeit dar.

4.3.3 Gemeinsame Annahmen und zentrale numerische Treiber

Über alle Entwicklungspfade hinweg gelten dieselben demografischen und makroökonomischen Treiber, Grundannahmen zur Energiedienstleistungsnachfrage, der bestehende Kraftwerkspark, die nachhaltigen Potenziale erneuerbarer Energien, die technischen Eigenschaften vieler Technologien sowie der Modellhorizont 2020–2070. Pfadspezifisch variieren insbesondere die klimapolitischen Zielsetzungen, die internationalen Energiepreise, die Handelsbedingungen, die Kostenrelationen und die verfügbaren Flexibilitätsoptionen.

Die exogenen Annahmen definieren den Handlungsspielraum der Modellierung. Innerhalb dieses Handlungsspielraums bestimmt STEM unter anderem den Technologieausbau, die Erzeugungsstruktur, die Nutzung von Speichern, die Flexibilität sowie die tatsächlichen Importe und Exporte endogen. Daher kann die Nutzung gleicher technischer Potenziale auf den drei Pfaden unterschiedlich ausfallen. **Tab. 32** zeigt ausgewählte gemeinsame Treiber. Die Projektionen der Energiedienstleistungsnachfrage und die Bedeutung des erweiterten Modellhorizonts werden in Abschnitt 4.2.2.1 erläutert.

Mit Ausnahme der in Abschnitt 4.3.6 definierten Sensitivitätsanalyse zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele in SPS1 – Offene Märkte werden neben den Treibhausgaszielen keine technologiespezifischen Ausbauziele für erneuerbare Energien, sektorale Emissionsziele oder Effizienzziele als bindende Modellrestriktionen vorgegeben. In den Entwicklungspfaden dienen solche Zielwerte der nachträglichen Einordnung und Plausibilisierung der Ergebnisse. In der zusätzlichen Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte werden dagegen die gesetzlichen Mindestwerte für Wasserkraft und die übrigen erneuerbaren Energien in den Jahren 2035 und 2050 als getrennte Produktionsrestriktionen abgebildet.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 32: Zentrale demografische, makroökonomische und ausgewählte Energiedienstleistungsannahmen. Die Werte sind gemeinsame Eingangsannahmen der Entwicklungspfade und keine Ergebnisse der Nuklearvarianten. Weitere Kategorien exogen und endogen bestimmter Modellgrössen sind in Anhang 8.2.1 dokumentiert.

	2020	2030	2040	2050	2060	2070
Bevölkerung (Millionen)	8,67	9,46	9,97	10,32	10,59	11,07
Bruttoinlandprodukt (Mrd. Fr. 2015)	788	864	1003	1136	1259	1432
Anzahl Haushalte (Millionen)	3,9	4,3	4,6	4,8	4,9	5,2
Anzahl Personenwagen (Millionen)	4,7	5,2	5,6	5,9	6,2	6,5

Quellen: BFS (2025, 2026), SECO (2025, 2026), eigene Fortschreibung und Modellaufbereitung für STEM und GEM-E3-CH.

Die in **Tab. 33** ausgewiesenen Importpreise beeinflussen, ob inländische Erzeugung, Speicher, Wasserstoff, synthetische Energieträger oder Importe kostenoptimal eingesetzt werden. Sie sind keine Preisprognosen, sondern konsistente exogene Annahmen innerhalb der jeweiligen Pfadlogik.

Tab. 33: Ausgewählte Annahmen zu Energieimportpreisen in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher bis 2050. Die Werte dienen der Implementierung der Entwicklungspfade in STEM. Sie sind nicht als Preisprognosen zu verstehen, sondern als konsistente Preisannahmen innerhalb der Pfadlogik.

Energieträger/Einheit	2020	2030	2040	2050
SPS1 – Offene Märkte				
Erdgas (USD 2022/Mbtu)	4,7	4,5	4,3	4,1
Rohöl (USD 2022/Barrel)	47,0	42,0	33,6	25,0
Grüner Wasserstoff (USD 2022/kg)	4,8	5,7	6,0	7,1
Biodiesel (USD 2022/GJ)	47,8	63,1	73,4	79,1
Ethanol (USD 2022/GJ)	34,0	54,0	66,2	71,7
Biogas (USD 2022/MWh)	65,5	86,3	97,7	102,9

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Energieträger/Einheit	2020	2030	2040	2050
Elektrizität (USD 2022/MWh)	34,4	90,9	98,4	76,8
e-liquids (USD 2022/l)	–	2,9	3,1	3,7
e-gas (USD 2022/MWh)	–	86,3	90,9	107,5
SPS2 – Autarkie				
Erdgas (USD 2022/Mbtu)	4,7	6,9	4,4	4,2
Rohöl (USD 2022/Barrel)	47,0	85,0	37,8	29,4
Grüner Wasserstoff (USD 2022/kg)	4,8	5,5	5,9	6,6
Biodiesel (USD 2022/GJ)	47,8	55,6	68,2	76,3
Ethanol (USD 2022/GJ)	34,0	44,1	60,1	69,0
Biogas (USD 2022/MWh)	65,5	76,0	92,0	100,4
Elektrizität (USD 2022/MWh)	34,4	98,3	99,8	103,9
e-liquids (USD 2022/l)	–	2,8	3,0	3,4
e-gas (USD 2022/MWh)	–	83,3	89,4	100,0
SPS4 – Weiter Wie Bisher				
Erdgas (USD 2022/Mbtu)	4,7	6,9	6,9	7,1
Rohöl (USD 2022/Barrel)	47,0	85,0	84,2	83,0
Grüner Wasserstoff (USD 2022/kg)	4,8	5,5	5,8	6,1
Biodiesel (USD 2022/GJ)	47,8	55,6	58,6	61,5
Ethanol (USD 2022/GJ)	34,0	44,1	46,9	49,6
Biogas (USD 2022/MWh)	65,5	76,0	78,0	80,0
Elektrizität (USD 2022/MWh)	34,4	75,0	73,1	64,8
e-liquids (USD 2022/l)	–	2,8	3,0	3,2
e-gas (USD 2022/MWh)	–	83,3	87,9	92,4

Quellen: IEA (2024c), Panos et al. (2024), Panos et al. (2025), eigene Modellaufbereitung.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auch die grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten werden exogen festgelegt, während ihre tatsächliche Nutzung endogen aus Preisen, Nachfrage, Erzeugung und Flexibilität hervorgeht. SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher verwenden die Kapazitäten aus **Tab. 34**. SPS4 – Weiter Wie Bisher unterliegt damit keiner zusätzlichen Importrestriktion wie SPS2 – Autarkie. In SPS2 – Autarkie werden die verfügbaren Importkapazitäten gegenüber SPS1 – Offene Märkte aufgrund der Pfadlogik um 70 % reduziert. Die Annahmen basieren auf den CROSS-Szenarien und den zugehörigen Treiberdefinitionen (Marcucci & Guidati, 2025).

Der Richtwert von 5 TWh Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr wird nicht als Modellrestriktion vorgegeben, sondern ausschliesslich ex post verwendet, um zu beurteilen, ob und unter welchen Entwicklungspfad-, Nuklearvarianten- und Sensitivitätsannahmen die modellierten Winterimporte unter diesem politisch relevanten Referenzwert liegen.

Tab. 34: Annahmen zur Entwicklung der Nettoübertragungskapazitäten in SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher. Die Tabelle zeigt ausgewählte Import- und Exportkapazitäten für den Stromhandel zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern (in GW). Die Werte sind technische Rahmenannahmen der Modellierung; ihre tatsächliche Nutzung ist endogen und hängt von Preisen, Nachfrage, Erzeugung und Flexibilitätsoptionen ab.

Grenze	**2035**	**2050**
Importe nach CH – SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher	**(GW)**	**(GW)**
DE – CH	4,0	5,7
FR – CH	2,5	5,5
IT – CH	3,1	3,1
AT – CH	1,2	1,2
Exporte aus CH – SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher		
CH – DE	5,0	5,0
CH – FR	2,2	3,2
CH – IT	5,8	5,8
CH – AT	1,2	1,2

Quelle: Marcucci & Guidati (2025).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.3.4 Nuklearvarianten mit den neuen Nuklearklassen

Die in Kapitel 3 beschriebenen Technologien werden für die Modellierung in fünf Nuklearklassen übersetzt **(Tab. 35)**. Eine «Nuklearklasse» bezeichnet keine konkrete Anlage oder einen bestimmten Hersteller, sondern eine Gruppe von Technologien mit vergleichbaren Grössenordnungen, Reifegraden sowie Kosten-, Bauzeit- und Betriebsannahmen. Innerhalb einer Klasse können unterschiedliche Designs, Lieferanten und Projektausführungen vorgesehen sein.

Der Begriff «Nuklearvariante» bezeichnet einen mit STEM berechneten Fall innerhalb eines Entwicklungspfads. Unterschieden werden sechs Nuklearvarianten: eine Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils genau eine der fünf neuen Nuklearklassen als Investitionsoption verfügbar ist. Die Sensitivitätsanalyse zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (Long Term Operation, LTO) wird sowohl für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke als auch für die Nuklearvarianten mit neuen Nuklearklassen untersucht. Sie ist weder ein eigenständiger Entwicklungspfad noch eine eigenständige Nuklearvariante.

In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke werden die bestehenden Anlagen entsprechend den voraussichtlichen Betriebsdauern ausser Betrieb genommen. Beznau Block 2 wird gemäss dem endgültigen Betreiberentscheid 2032 und Block 1 im Jahr 2033 stillgelegt (Axpo, 2024). Für Gösgen und Leibstadt wird im Referenzfall eine Betriebsdauer von 60 Jahren und damit eine Stilllegung 2039 bzw. 2044 angenommen.

Die LTO-Sensitivitätsanalyse verlängert ausschliesslich den Betrieb von Gösgen und Leibstadt auf 70 Jahre, das heisst bis 2049 bzw. 2054. Sie bewertet den Systemwert der längeren Verfügbarkeit bestehender CO_2-armer Erzeugung, nicht jedoch abschliessend deren technische, regulatorische oder betriebswirtschaftliche Machbarkeit. Zusätzliche anlagenspezifische Nachrüst-, Ersatz- oder regulatorische Investitionen, die über die bereits im Modell berücksichtigten Kostenannahmen hinausgehen, werden nicht separat modelliert. Für einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre können jedoch weitere Investitionen und regulatorische Anforderungen relevant werden (BFE, 2024b). Aus Industrie- und Umsetzungsperspektive kann LTO zugleich dazu beitragen, technisches Know-how, betriebliche Kompetenzen, Lieferketten und qualifiziertes Personal für einen möglichen späteren Neubau zu erhalten (Axpo, 2026).

Neue Anlagen werden im Modell ausschliesslich an den bestehenden Kernkraftwerkstandorten Beznau, Gösgen und Leibstadt zugelassen. STEM wählt den Standort innerhalb standortspezifischer Kapazitätsgrenzen endogen aus, unter anderem anhand der Netzanbindung und der möglichen Wärmenutzung. Diese Modellannahme bedeutet weder, dass ein Neubau an diesen Standorten bereits genehmigt wäre, noch, dass er innerhalb des bestehenden Reaktorgebäudes oder auf derselben unmittelbaren Anlagenfläche erfolgen könnte. Vorausgesetzt wird vielmehr, dass am jeweiligen Standort geeignete zusätzliche oder angrenzende Flächen verfügbar und bewilligungsfähig wären. Die methodische Abgrenzung wird in Abschnitt 4.2.2.3 näher erläutert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 35: In STEM abgebildete Nuklearvarianten und ergänzende LTO-Sensitivitätsanalyse. Die Tabelle zeigt, wie die technologischen Annahmen aus Kapitel 3 in modellierbare Nuklearvarianten übersetzt werden. Die sechs Nuklearvarianten umfassen eine Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie fünf Varianten, in denen jeweils eine Nuklearklasse als Investitionsoption verfügbar ist. Die LTO-Sensitivitätsanalyse ist keine zusätzliche Nuklearvariante. Die Varianten prüfen Systemwirkungen unter definierten Annahmen; sie stellen keine Bewertung der politischen, rechtlichen oder gesellschaftlichen Realisierbarkeit dar.

Modellbezeichnung	Beschreibung	Interpretation
Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke «Keine neuen AKWs»	Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf jedem Entwicklungspfad; bestehende Anlagen werden gemäss ihrer voraussichtlichen Betriebsdauer ausser Betrieb genommen. Dabei wurde angenommen: • Die Blöcke Beznau (KKB) werden gemäss dem aktuellen Zeitplan 2032 und 2033 ausser Betrieb genommen, da Axpo bislang keine endgültige Entscheidung getroffen hat (Axpo, 2024). • Gösgen und Leibstadt (KKG und KKL) bleiben bis 2039 bzw. 2044 in Betrieb, wenn sie jeweils 60 Betriebsjahre erreichen.	Vergleichsbasis zur Bestimmung des zusätzlichen Systembeitrags neuer Nuklearklassen und der LTO-Sensitivität.
Nuklearvariante mit Nuklearklasse 1[b] «GenIII/III+ (Baujahr 2040)»	Grosse Gen III/III+-Leichtwasserreaktoren mit einer Leistung von mehr als 1 GW. Frühestmöglichesa Baujahr 2040, früheste Verfügbarkeit 2050.	Repräsentiert grosse, wassergekühlte, international erprobte Reaktordesigns mit hoher Einzelleistung und langen Projektzeiten.
Nuklearvariante mit Nuklearklasse 2[b] «Gen III/III+ (Baujahr 2050)»	Grosse Gen III/III+-Leichtwasserreaktoren mit einer Leistung von mehr als 1 GW. Frühestmöglichesa Baujahr 2050, früheste Verfügbarkeit 2060.	Prüft, wie sich Verzögerungen oder eine spätere Marktreife und Verfügbarkeit grosser Reaktoren auf ihren Systemwert auswirken.
Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3[b] wassergekühlte SMR «WC-SMR (Baujahr 2040)»	Wassergekühlte SMR mit einer Leistung von 300 MW. Frühestmöglichesa Baujahr 2040, früheste Verfügbarkeit 2046.	Repräsentiert kleine modulare Leichtwasserreaktoren mit angenommenen kürzeren Bauzeiten und stärkeren standortspezifischen Lerneffekten bei der wiederholten Installation von NOAK-Anlagen im Vergleich zu Gen III/III+-Reaktoren. Sie können früher zum Energiesystem beitragen, sofern sie sich gegenüber den Alternativen als kostenoptimal erweisen.
Nuklearvariante mit Nuklearklasse 4b «WC-SMR (Baujahr 2050)»	Wassergekühlte SMR mit einer Leistung von 300 MW. Frühestmöglichesa Baujahr 2050, früheste Verfügbarkeit 2056.	Prüft den Einfluss einer späteren Verfügbarkeit modularer Leichtwasserreaktoren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Modellbezeichnung	Beschreibung	Interpretation
Nuklearvariante mit Nuklearklasse 5b «AMR (Baujahr 2050)»	Advanced Modular Reactors (AMR) von 300 MW. Frühestmöglicheś[a] Baujahr 2050, früheste Verfügbarkeit 2056.	Langfristigere Option mit der Möglichkeit zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme, aber mit grösseren Unsicherheiten hinsichtlich der technologischen Reife und der Kosten.
Sensitivitätsanalyse Langzeitbetrieb «LTO70»[b]	Die Sensitivitätsanalyse unterstellt für die betreffenden bestehenden Anlagen eine Betriebsdauer von bis zu 70 Jahren. Bestehende Anlagen werden in diesem Fall wie folgt abgebildet: KKG wird 2049, KKL 2054 ausser Betrieb genommen. Beznau wird nicht zusätzlich verlängert.	Isoliert den Systemwert einer zehn Jahre längeren Verfügbarkeit der bestehenden CO_2-armen Erzeugung. Die Sensitivitätsanalyse wird sowohl für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke als auch für die Nuklearvarianten mit neuen Nuklearklassen berechnet; eine abschliessende Machbarkeitsbewertung erfolgt nicht.

[a] Sofern dies im Energiesystemmodell der Swiss TIMES als kostenoptimal eingestuft wird.
[b] Es ist wichtig zu beachten, dass für jede neue Nuklearklasse davon ausgegangen wird, dass der Bau an einem bereits genehmigten Standort erfolgt. Für diese Analyse handelt es sich um die Standorte Beznau, Niederamt (Gösgen) und Leibstadt. Jeder Standort verfügt über eine maximale Kapazität für neue Kernreaktoren, die er aufnehmen kann; diese ist vom jeweiligen Standort abhängig. STEM ist in der Lage, die Standortauswahl zu optimieren, falls neue Kernkraftwerke als kostenoptimal erachtet werden, basierend auf Netzanbindung und -verfügbarkeit, der Möglichkeit zur Versorgung nahegelegener Fernwärmenetze usw.

Die Verfügbarkeitsjahre sind konditionale Modellannahmen und keine Prognosen oder politischen Erwartungen. Die Modellierung zeigt, welche Systemwirkungen entstehen könnten, wenn eine Nuklearklasse zum angegebenen Zeitpunkt und unter den festgelegten Kosten-, Finanzierungs-, Standort- und Betriebsannahmen verfügbar wäre.

4.3.5 Finanzierungsannahmen, WACC und Abgrenzung zur Projektfinanzierung

Finanzierungsannahmen sind für die Bewertung kapitalintensiver Technologien zentral. Für die Interpretation der Ergebnisse sind zwei unterschiedliche Zinssätze voneinander zu unterscheiden. In STEM wird ein realer, technologiespezifischer Kalkulationssatz in Form eines WACC bzw. einer Hurdle Rate verwendet, um Investitionskosten zu annualisieren und kapitalintensive Technologien in der langfristigen Systemoptimierung konsistent abzubilden. Für neue Nuklearklassen beträgt der zentrale WACC 7,5 % **(Tab. 23)**; Sensitivitätsanalysen mit WACC von 5 % und 10 % werden in Abschnitt 4.6.5.3 beschrieben. Diese Annahmen beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit, den Systemwert und den kostenoptimalen Ausbau der Nuklearklassen, stellen jedoch weder eine Prognose tatsächlich erreichbarer Finanzierungskonditionen noch eine projektspezifische Investitionsprüfung dar.

Davon zu unterscheiden ist der volkswirtschaftliche Diskontsatz, mit dem in unterschiedlichen Jahren anfallende Energiesystemkosten auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Für ihn werden 2,5 % im Referenzfall und 1,6 % bei entsprechender Sensitivität

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

verwendet. WACC und volkswirtschaftlicher Diskontsatz erfüllen somit unterschiedliche Funktionen und dürfen bei der Interpretation der Ergebnisse nicht gleichgesetzt werden.

Die langfristigen WACC-Annahmen in STEM sind auch nicht unmittelbar mit den jährlich aktualisierten kalkulatorischen Zinssätzen für Schweizer Förderinstrumente oder für das im regulierten Stromnetz gebundene Kapital vergleichbar. Diese dienen spezifischen regulatorischen Berechnungszwecken (BFE, 2026b; UVEK, 2026), während STEM langfristig konsistente Annahmen für eine strukturelle Energiesystemoptimierung bis 2070 benötigt.

In GEM-E3-CH werden die aus STEM übernommenen Investitionen, Energiepreise, Steuern und Subventionen makroökonomisch verarbeitet. Das Modell unterstellt weder einen konkreten Finanzierungsvertrag für einzelne Kraftwerksprojekte noch, dass sämtliche zusätzlichen Investitionen ausschliesslich aus inländischen Haushaltsersparnissen finanziert werden. Die Finanzierung wird anhand der makroökonomischen Gleichgewichtslogik und eines verfügbaren Sparpools inländischer und ausländischer Akteure dargestellt. In der verwendeten Modellkonfiguration entsteht dadurch weder ein ausgeprägter Finanzierungsengpass noch ein starker Anstieg der Kapitalkosten, noch eine starke Verdrängung anderer Investitionen. Ein kleiner Teil des Haushaltseinkommens kann jedoch in zusätzliche Ersparnisse umgeleitet werden, wodurch der Konsum leicht zurückgeht (Capros et al., 2019; Paroussos et al., 2023).

Diese Abbildung bewertet die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der aus STEM übertragenen Investitions-, Kosten- und Preispfade, jedoch nicht die Finanzierbarkeit eines konkreten Schweizer Kernkraftprojekts. Projektspezifische Risiken wie lange Bauzeiten, Kostenüberschreitungen, regulatorische Unsicherheit, Risikoaufschläge, Finanzierungsstruktur sowie Anforderungen an staatliche Garantien oder eine Risikoübernahme werden nur begrenzt erfasst. Gleiches gilt für konkrete Instrumente wie Marktprämien, Contracts for Difference oder Regulated-Asset-Base-Modelle. Die entsprechenden rechtlichen, gesellschaftspolitischen und wirtschaftspolitischen Fragen werden in den Kapiteln 5 und 6, insbesondere in Abschnitt 6.4 eingeordnet. Kapitel 4 zeigt demgegenüber, wie sensitiv die modellierten System- und Wirtschaftseffekte gegenüber den Finanzierungskosten sind; das bedeutet nicht, dass eine reale Projektfinanzierung automatisch einfach, günstig oder risikolos wäre.

4.3.6 Sensitivitätsanalysen

Die Sensitivitätsanalysen ergänzen die drei Entwicklungspfade durch gezielte Variationen zentraler Annahmen. Sie zeigen, wie stark der Einsatz neuer Nuklearklassen, die Zusammensetzung des Energiesystems und die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten von einzelnen Unsicherheiten und politischen Rahmenbedingungen abhängen. Die Sensitivitätsanalysen sind weder zusätzliche Prognosen noch mit Eintrittswahrscheinlichkeiten versehene Szenarien.

Untersucht werden acht Sensitivitätsanalysen: der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, die Kosten von Photovoltaik- und Windanlagen, der WACC neuer Nuklearklassen,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

internationale Energieimportpreise, negative Stromimportpreise in sommerlichen Überschussphasen, eine eingeschränkte Strommarktintegration, ein niedrigerer volkswirtschaftlicher Diskontsatz sowie die Erreichung der gesetzlichen Schweizer Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion in SPS1 – Offene Märkte.

Tab. 36 fasst ihre Fragestellungen und zentralen quantitativen Annahmen zusammen. Die detaillierten Parameter und ergänzenden Ergebnisse sind in Anhang 8.2 dokumentiert: Langzeitbetrieb in Abschnitt 8.2.5, Kosten erneuerbarer Energien in Abschnitt 8.2.6, WACC in Abschnitt 8.2.7, Importpreise in Abschnitt 8.2.8, negative Sommerstrompreise in Abschnitt 8.2.9, Strommarktintegration in Abschnitt 8.2.10, der volkswirtschaftliche Diskontsatz in Abschnitt 8.2.11 und die gesetzlichen Ausbauziele in Abschnitt 8.2.12.

Die Bauzeiten und frühesten Verfügbarkeitsjahre der Nuklearklassen werden über die in Abschnitt 4.3.4 definierten frühen und späten Klassen abgebildet und nicht zusätzlich variiert. Auch die Bandbreiten der OCC-Annahmen für neue Nuklearklassen sind bereits in **Tab. 23** enthalten. Um den Einfluss der Finanzierungskosten zu isolieren, werden in der WACC-Sensitivitätsanalyse die medianen OCC-Annahmen unverändert belassen. Ergänzend dokumentiert Anhang 8.2.7 kombinierte Eckfälle mit niedrigem WACC und niedrigen OCC bzw. hohem WACC und hohen OCC; diese Eckfälle zeigen die gemeinsame Wirkung beider Annahmen und sind nicht als isolierte WACC-Wirkung zu interpretieren.

Die quantitative LTO-Sensitivitätsanalyse endet bewusst bei 70 Betriebsjahren. Ein Betrieb über 70 Jahre hinaus erfordert zusätzliche anlagenspezifische Annahmen hinsichtlich des Alterungsmanagements, sicherheitsrelevanter Nachrüstungen, des Austauschs von Schlüsselkomponenten, behördlicher Auflagen, Kosten und Betreiberentscheidungen. Diese lagen zum Zeitpunkt der Durchführung dieser Studie noch nicht vor; ein relativ aktueller Bericht über Investitionsausgaben bis zu einer Betriebsdauer von 80 Jahren – unter der Annahme, dass eine Betriebsdauer von 60 Jahren bereits beschlossen wurde – liefert jedoch einige Schätzungen für das KKG (1 169 Millionen CHF) und das KKL (732 Millionen CHF); siehe dazu (Ilieva et al., 2026). Der mögliche Beitrag des Langzeitbetriebs zum Erhalt von Know-how, Lieferketten und qualifiziertem Personal wird bereits in Abschnitt 4.3.4 behandelt.

Mehrere Sensitivitätsanalysen erfassen nicht nur Unsicherheiten, sondern auch energiepolitisch relevante Einflussfaktoren. Internationale Energiepreise, europäische Marktentwicklungen und globale Technologiemärkte können von der Schweiz nur begrenzt beeinflusst werden. Bei Finanzierungsrahmen, Langzeitbetrieb, Strommarkteinbindung, Netzausbau, Flexibilitätsmärkten und der Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für erneuerbare Energien bestehen dagegen nationale politische und regulatorische Handlungsspielräume. Deren rechtliche und wirtschaftspolitische Einordnung erfolgt in den Kapiteln 5 und 6 sowie im Zwischenfazit und in den Handlungsoptionen. Als robust gelten insbesondere Aussagen, die über mehrere Entwicklungspfade und Sensitivitätsanalysen hinweg konsistent bleiben. Ergebnisse, die stark von einzelnen Annahmen abhängen, werden in Abschnitt 4.6.5 entsprechend als bedingt und nicht als allgemeingültig ausgewiesen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 36: In Kapitel 4 wurden Sensitivitätsanalysen und ihre Fragestellung herangezogen. Die Sensitivitätsanalysen sind keine zusätzlichen Prognosen. Sie prüfen, wie stark die Ergebnisse von zentralen Annahmen abhängen und welche Aussagen robust bleiben. Detaillierte technische Parameter sind im Anhang dokumentiert.

Sensitivitätsanalyse	Umsetzung im Modell	Zentrale Frage	Quantitative Ausgestaltung	Ergebnisabschnitt
Kosten für neue Kernkraftwerke	Variation der spezifischen Investitionskosten neuer Nuklearklassen.	Wie verändert sich der Systemwert neuer Kernkraft bei günstigeren oder ungünstigeren Kostenpfaden für Nuklearklassen?	Für die modellierten Kernkraftklassen wird der OCC in Sensitivitätsanalysen auf Grundlage der unteren und oberen Kostenbereiche der OCC-Annahmen zur Kernkrafttechnologie verwendet, die auf den in AP1 dargestellten Bereichen basieren. Die Wertebereiche sind in **Tab. 23** dargestellt.	4.6.2
Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO70)	Verlängerung der Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt von 60 auf 70 Jahre: Gösgen bis 2049 und Leibstadt bis 2054. Die Stilllegung von Beznau 2032 beziehungsweise 2033 bleibt unverändert. Zusätzliche anlagenspezifische Nachrüst-, Ersatz- oder regulatorische Investitionen, die über die im Modell bereits berücksichtigten Kostenannahmen hinausgehen, werden nicht separat modelliert.	Welchen Systemwert hat eine um zehn Jahre längere Verfügbarkeit bestehender CO_2-armer Erzeugung?	Begrenzte Sensitivitätsanalyse zur Verlängerung der Betriebsdauer von 60 auf 70 Jahre. Zusätzliche anlagenspezifische Nachrüstungs-, Ersatz- oder behördlich vorgeschriebene Investitionen, die über den 60-Jahres-Referenzfall hinausgehen würden, werden nicht separat modelliert; die Sensitivitätsanalyse isoliert in erster Linie den Systemwert einer verlängerten Verfügbarkeit bestehender kohlenstoffarmer Erzeugungskapazitäten. Eine Betriebsdauer von 80 Jahren wird nicht berücksichtigt, da für diese Sensitivitätsanalyse keine ausreichend zuverlässigen öffentlichen Kostenannahmen vorliegen.	4.6.5.1

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sensitivitätsanalyse	Umsetzung im Modell	Zentrale Frage	Quantitative Ausgestaltung	Ergebnisabschnitt
Kosten von Photovoltaik und Wind	Variation der spezifischen Investitionskosten zentraler erneuerbarer Technologien.	Wie verändert sich der Systemwert neuer Kernkraft bei günstigeren oder ungünstigeren Kostenpfaden für Wind- und Photovoltaikanlagen?	Für PV werden untere und obere Kostenpfade getestet: 2040 ca. 870 CHF/kW (low) bzw. 2050 CHF/kW (high); 2050 ca. 730 CHF/kW (low) bzw. 1750 CHF/kW (high); 2070 ca. 645 CHF/kW (low) bzw. 1500 CHF/kW (high). Für die Windenergie werden unterschiedliche Kostenentwicklungen untersucht: im J ahr 2040 etwa 1600 CHF/kW (niedrige Kostenannahme) und 2400 CHF/kW (hohe Kostenannahme); im Jahr 2050 etwa 1500 CHF/kW (niedrige Kostenannahme) und 2200 CHF/kW (hohe Kostenannahme); im Jahr 2070 ca. 1400 CHF/kW (niedrig) und 2100 CHF/kW (hoch).	4.6.5.2
WACC für neue Kernkraft	Niedrigere und höhere Finanzierungskosten für neue Nuklearklassen.	Wie sensitiv reagieren der Investitionszeitpunkt, der Ausbauumfang und der Systemwert neuer Kernkraft auf unterschiedliche Finanzierungskosten?	Für die modellierten Kernkraftklassen wird der WACC in Sensitivitätsanalysen auf 5 % bzw. 10 % festgelegt, basierend auf den unteren, mittleren und oberen Kostenbereichen der OCC-Annahmen zur Kernkrafttechnologie, die auf den in AP1 dargestellten Bereichen basieren.	4.6.5.3
Importpreise	Höhere und niedrigere Preise für Strom, synthetische Energieträger und Biokraftstoffe.	Wie stark konkurriert neue Kernkraft mit internationalen Märkten?	Für Importstrom werden untere und obere Preisvarianten getestet, etwa 2040 ca. 74 CHF/MWh (low) bzw. 102 CHF/MWh (high), 2050 ca. 46 CHF/MWh (low) bzw. 124 CHF/MWh (high), 2070 ca. 42 CHF/MWh (low) bzw. 91 CHF/MWh (high). Weitere Annahmen zu den Importpreisen sind im Anhang dokumentiert.	4.6.5.4
Negative Sommerimportpreise	Stilisiert sehr tiefe beziehungsweise durchschnittlich negative Importpreise in sommerlichen Überschussphasen.	Wie beeinflusst eine volatile zeitliche Preisstruktur kapitalintensive Erzeugung und Flexibilität?	Die Preise für synthetische Kraftstoffe, Biokraftstoffe und Strom folgen dem Niedrigpreisfall; zusätzlich werden für die Sommerperioden über einen Zeitraum von rund 20 Jahren durchschnittlich negative Stromimportpreise unterstellt: 2050 ca. –7,5 CHF/MWh, 2060 ca. –4,5 CHF/MWh und 2070 ca. –2 CHF/MWh.	4.6.5.4

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sensitivitäts-analyse	Umsetzung im Modell	Zentrale Frage	Quantitative Ausgestaltung	Ergebnis-abschnitt
Strommarkt-integration / ausbleibendes Stromabkommen	Reduktion grenzüberschreitender Net Transfer Capacities gegenüber integrierten Stromhandelsfällen.	Wie verändert eingeschränkter Marktzugang den Wert inländischer Erzeugung, Speicher und Flexibilität?	Ab 2035 werden die bilateralen Nettoübertragungskapazitäten der ElCom-Variante «Keine Kooperation» übernommen. Die gesamte Importkapazität beträgt damit 1,585 GW und die Exportkapazität 2,001 GW; die Aufteilung nach Nachbarland ist in Anhang 8.2.10 dokumentiert. Die Sensitivitätsanalyse leitet sich aus einer Kapazitätsallokation ab, wonach 70 % der relevanten Netzkapazität für den grenzüberschreitenden Handel innerhalb der EU bereitzustellen sind; sie ist daher nicht als pauschale Reduktion jeder Schweizer Grenzkapazität um 70 % zu verstehen und bildet keinen exakten politischen Verlauf ab (ElCom, 2025). Sie ist von der umfassenderen Pfadlogik von SPS2 – Autarkie zu unterscheiden.	4.6.5.5
Volkswirtschaftlicher Diskontsatz	Absenkung des in STEM verwendeten volkswirtschaftlichen Diskontsatzes zur Berechnung des Kapitalwerts bzw. der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten.	Wie sensitiv sind die Entwicklungspfade, die Technologiebeiträge und die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten gegenüber einer stärkeren Gewichtung zukünftiger Kosten und Einsparungen?	Vergleich des Basissatzes von 2,5 % mit einem niedrigeren volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 %, in Anlehnung an den in den Energieperspektiven 2050+ verwendeten einheitlichen volkswirtschaftlichen Zinssatz. Die Sensitivitätsanalyse ist von den technologiespezifischen WACC-Annahmen zu unterscheiden.	4.6.5.6

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sensitivitätsanalyse	Umsetzung im Modell	Zentrale Frage	Quantitative Ausgestaltung	Ergebnisabschnitt
Gesetzliche Ausbauziele für erneuerbare Stromproduktion	In SPS1 – Offene Märkte werden die Zielwerte nach Art. 2 EnG als getrennte Mindestvorgaben für die jährliche Stromproduktion aus Wasserkraft und aus anderen erneuerbaren Energien modelliert. Die übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert.	Wie wirkt sich die Erreichung der gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauziele durch einen stark marktintegrierten Ansatz auf den Strommix, Importe und Exporte, Speicher- und Flexibilitätsanforderungen, Einspeisebeschränkungen, Netzkosten sowie die Aussichten für neue Kernkraftkapazitäten aus?	Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft muss im Jahr 2035 mindestens 35 TWh und im Jahr 2050 mindestens 45 TWh betragen. Für die Nettoproduktion aus Wasserkraft gelten Mindestwerte von 37,9 TWh im Jahr 2035 und 39,2 TWh im Jahr 2050. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird nur die Produktion aus natürlichen Zuflüssen angerechnet.	4.6.5.7

4.4 Implementierung der Entwicklungspfade und Plausibilitätsprüfungen

Dieser Abschnitt beschreibt, wie die in Abschnitt 4.3 definierten Entwicklungspfade in die Modellkette aus STEM, GEM-E3-CH und prospektiver Lebenszyklusanalyse übertragen wurden. Dabei geht es nicht darum, die Zukunft vorherzusagen, sondern sicherzustellen, dass die Pfadannahmen konsistent in die Modellinputs übersetzt werden, zentrale Ergebnisgrössen korrekt zwischen den Modellbausteinen übergeben werden und die Ausgangslage der Modelle plausibel abgebildet wird. Die Plausibilitätsprüfungen beziehen sich daher auf Basisdaten, kurzfristige Entwicklungen, interne Konsistenz und Modellkopplung. Annahmen hinsichtlich der langfristigen Verfügbarkeit von Technologien, der politischen Umsetzungsprozesse, der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Genehmigungsrisiken oder der internationalen Marktbedingungen fliessen nicht in die Modellvalidierung ein. Diese Variablen werden exogen vorgegeben und, soweit relevant, anhand alternativer Annahmen sowie durch Sensitivitätsanalysen untersucht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.4.1 Implementierung der Entwicklungspfade

Die Implementierung orientiert sich am Szenarioprotokoll des SWEET-SURE-Projekts. SURE D2.2 dokumentiert die Übersetzung der Pfadnarrative in Modelleingaben entlang der Dimensionen Wirtschaft, Gesellschaft, Energiehandel, Technologie, Politik und Klimaschutz (Panos et al., 2024). SURE D2.5 enthält die dazugehörigen gemeinsamen numerischen Annahmen und Parameter (Panos et al., 2025). Für die vorliegende Studie bilden diese Unterlagen den konzeptionellen Ausgangspunkt; die konkret verwendeten Entwicklungspfade, Nuklearvarianten und Sensitivitätsanalysen werden in Abschnitt 4.3 definiert.

Die Umsetzung erfolgt in den drei analytischen Bausteinen sowie an deren Schnittstellen. Im ersten Schritt werden die Annahmen zu den Entwicklungspfaden in STEM dargestellt. Dazu gehören insbesondere Energiedienstleistungsnachfragen, internationale Energiepreise, Handelsmöglichkeiten, Technologieverfügbarkeiten, klimapolitische Zielvorgaben sowie weitere politische oder technische Randbedingungen. Für jeden Entwicklungspfad werden die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke, die fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils eine neue Nuklearklasse als Investitionsoption verfügbar ist, sowie die jeweils untersuchten Sensitivitätsanalysen als getrennte Modellfälle berechnet. Innerhalb dieser Rahmenbedingungen bestimmt STEM den Technologieausbau, die Erzeugungsstruktur, Investitionen, die Nutzung von Speicher und Flexibilität, Importe und Exporte, Emissionen sowie Systemkosten endogen. Wie in Abschnitt 4.3.3 erläutert, werden in den Basisrechnungen der Entwicklungspfade und Nuklearvarianten neben den klimapolitischen Zielvorgaben keine zusätzlichen bindenden technologiespezifischen Ausbau-, sektoralen Emissions- oder Effizienzziele vorgegeben. Eine Ausnahme bildet die in Abschnitt 4.3.6 definierte Sensitivitätsanalyse zu den gesetzlichen Ausbauzielen für die erneuerbare Stromproduktion in SPS1 – Offene Märkte.

Im zweiten Schritt werden ausgewählte STEM-Ergebnisse an GEM-E3-CH übermittelt. Dazu gehören insbesondere Strom- und Wärmeerzeugung, installierte Kapazitäten, Investitionen, sektorale Endenergieverbräuche, Energiepreise, Steuern, Subventionen und CO_2-Preise. GEM-E3-CH verarbeitet diese Grössen innerhalb der mit den gemeinsamen demografischen und makroökonomischen Treibern abgestimmten wirtschaftlichen Ausgangslage.

Die Kopplung erfolgt einseitig von STEM zu GEM-E3-CH; eine iterative Rückkopplung makroökonomischer Veränderungen auf Energiedienstleistungsnachfragen oder Technologieentscheidungen in STEM findet nicht statt. Die Struktur dieses Informationstransfers wird in Abschnitt 4.2.3.2 erläutert.

Im dritten Schritt werden ausgewählte Ergebnisse aus STEM und GEM-E3-CH in ein strukturiertes Ergebnisdatenpaket für die prospektive Lebenszyklusanalyse überführt. Dies verknüpft die modellierten Entwicklungspfade und Nuklearvarianten mit zeitabhängigen Hintergrunddaten, technologischen Lebenszyklusinventaren sowie den in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Annahmen zur Entwicklung internationaler Produktions- und Lieferketten. Dabei werden Überschneidungen zwischen den Modellergebnissen und den Lebenszyklusinventaren bereinigt, um Doppelzählungen zu vermeiden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Für die technische Umsetzung werden die Modellfälle mithilfe gemeinsamer Bezeichnungen für Entwicklungspfad, Nuklearvariante, Sensitivitätsanalyse, Modelljahr und Nuklearklasse miteinander verknüpft. Beim Datentransfer werden insbesondere Einheiten, Preisbasen, zeitliche Zuordnungen sowie sektorale und technologische Abgrenzungen harmonisiert. Dadurch soll sichergestellt werden, dass alle drei Analysebausteine denselben inhaltlichen Modellfall bewerten, auch wenn sie unterschiedliche Fragen beantworten und unterschiedliche Modelllogiken verwenden.

Die Ergebnisse dieser Studie sind keine direkte Reproduktion früherer SWEET-SURE-Modellläufe. Gegenüber diesen wurden unter anderem der Modellhorizont bis 2070 erweitert und die Energiedienstleistungsnachfragen aktualisiert. Da STEM den gesamten Modellhorizont unter perfekter Voraussicht optimiert, können spätere Technologieoptionen und Nachfrageentwicklungen bereits frühere Systementscheidungen beeinflussen. Daher können auch die Ergebnisse der Varianten ohne neue Kernkraftwerke von früheren SURE-Ergebnissen abweichen, ohne dass sich die Logik der zugrunde liegenden Entwicklungspfade geändert hat.

4.4.2 Kalibrierung, Schnittstellenkontrolle und Plausibilitätsprüfungen

Langfristige Entwicklungspfade können nicht im empirischen Sinn validiert werden, da die abgebildeten zukünftigen Entwicklungen noch nicht beobachtet werden können. In dieser Studie werden deshalb drei Formen der Qualitätssicherung unterschieden: die Kalibrierung bzw. der Abgleich der Ausgangslage, die Prüfung der internen Konsistenz der Modellergebnisse und die Kontrolle der Schnittstellen zwischen den Modellbausteinen. Der Begriff «Validierung» wird nicht auf die langfristigen Zukunftsergebnisse als Ganzes angewendet.

STEM verwendet 2020 als Basisjahr. Die modellierte Ausgangslage wird mit den verfügbaren Statistiken zu Energieverbrauch, Strom- und Wärmeerzeugung, installierten Kapazitäten, Emissionen sowie Importen und Exporten abgeglichen. Zusätzlich werden verfügbare statistische Entwicklungen bis 2024 und, soweit belastbare Daten vorliegen, kurzfristige Entwicklungen für 2025 zur Plausibilisierung herangezogen. Dieser Abgleich prüft, ob das Modell von einer realitätsnahen Ausgangslage ausgeht; er bestätigt jedoch nicht, dass die langfristig berechneten Technologie- und Investitionsentscheidungen tatsächlich eintreten werden.

GEM-E3-CH wird formal auf eine in sich geschlossene wirtschaftliche Ausgangslage kalibriert. Das Modell kombiniert international harmonisierte GTAP-Daten für 2017 mit Schweizer BFS-Daten sowie weiteren nationalen Statistiken und wird für den Beginn der Simulationsperiode auf 2020 rekalibriert. Dabei werden insbesondere die Input-Output-Verflechtungen, die sektorale Produktion, der Konsum, die Investitionen, der Handel, der Energieeinsatz und die öffentlichen Finanzen aufeinander abgestimmt. Das Kalibrierungsverfahren und die verwendeten Datenquellen werden in Abschnitt 4.2.3.1 und im Anhang 8.2.2 erläutert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei der Schnittstellenkontrolle wird geprüft, ob die zwischen STEM, GEM-E3-CH und der prospektiven Lebenszyklusanalyse übertragenen Grössen vollständig und eindeutig zugeordnet sind. Kontrolliert werden unter anderem Einheiten, Preisbasen, Vorzeichen, Modelljahre, technologische und sektorale Zuordnungen sowie die Grössenordnungen zentraler Summen, einschliesslich der jeweils übertragenen Energie-, Investitions-, Preis- und, soweit relevant, Emissionsgrössen. Zusätzlich wird geprüft, ob die übertragenen Variablen vor und nach der Überführung konsistente zeitliche Entwicklungen und Unterschiede zwischen den Entwicklungspfaden, Nuklearvarianten und Sensitivitätsanalysen aufweisen. Für die prospektive Lebenszyklusanalyse umfasst dies auch die Zuordnung der Modellergebnisse zu den Produktionspfaden der LCA-Datenbank, die Verwendung zeitabhängiger Hintergrunddaten sowie die Vermeidung von Doppelzählungen.

Tab. 37 fasst die zentralen Prüfungen und deren Aussagegrenzen zusammen. Die Prüfungen erhöhen die interne Konsistenz und Nachvollziehbarkeit der Modellkette. Sie können jedoch weder die tatsächliche zukünftige Verfügbarkeit von Technologien noch politische, gesellschaftliche, regulatorische oder projektspezifische Entwicklungen, projektspezifische Lieferkettenengpässe oder langfristige internationale Marktbedingungen bestätigen. Die Rollen und Grenzen der drei analytischen Bausteine sind bereits in **Tab. 19** zusammengefasst; **Tab. 29** grenzt den Bewertungsrahmen der prospektiven LCA ergänzend ab. Die für die Plausibilitätsprüfungen relevanten Variablen-, Daten- und Zuordnungsdokumentationen finden sich für STEM in Anhang 8.2.1, für GEM-E3-CH in Anhang 8.2.2 und für die prospektive LCA in Anhang 8.2.3.

Die Kombination unterschiedlicher Modelllogiken bleibt trotz dieser Prüfungen mit Unsicherheiten verbunden. Aggregation, Variablenzuordnung und die Überführung zwischen technologischen, makroökonomischen und lebenszyklusbasierten Darstellungen können nicht vollständig verlustfrei erfolgen. Die Ergebnisse der drei Analysebausteine sind deshalb als komplementäre Perspektiven auf dieselben Entwicklungspfade zu verstehen, nicht als voneinander unabhängige Bestätigungen einer bestimmten zukünftigen Entwicklung. Die daraus folgenden Regeln zur Interpretation der Ergebnisse werden in Abschnitt 4.5 erläutert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 37: Kalibrierungs-, Schnittstellen- und Plausibilitätsprüfungen der Modellkette. Die Tabelle unterscheidet zwischen den durchgeführten Prüfungen und den daraus nicht abgeleiteten Aussagen.

Prüfbereich	Zentrale Prüfungen	Was die Prüfung nicht belegt
STEM-Ausgangslage und kurzfristiger Abgleich	Abgleich des Basisjahres 2020 mit Energieverbrauch, Strom- und Wärmeerzeugung, installierten Kapazitäten, Emissionen sowie Importen und Exporten; Plausibilisierung anhand verfügbarer Entwicklungen bis 2024 und, soweit belastbar, bis 2025	Langfristige Technologieverfügbarkeit, politische Umsetzung, gesellschaftliche Akzeptanz, Bewilligungsrisiken, konkrete Projektentscheidungen, Akteurs- und Investorenverhalten sowie Abweichungen von der Social-Planner-Perspektive mit perfekter Voraussicht
GEM-E3-CH-Kalibrierung	Rekalibrierung der aus GTAP- und BFS-Daten abgeleiteten Wirtschaftsstruktur auf 2020; Prüfung der Konsistenz der Input-Output-Verflechtungen, der Produktion, des Konsums, der Investitionen, des Handels, des Energieeinsatzes und der öffentlichen Finanzen	Dass langfristige Strukturbrüche, Krisen, institutionelle Veränderungen oder Verhaltensanpassungen vollständig vorhergesehen werden.
Schnittstelle STEM–GEM-E3-CH	Prüfung der Vollständigkeit sowie der zeitlichen, sektoralen und technologischen Zuordnung von Erzeugung, Kapazitäten, Endenergieverbrauch, Investitionen, Preisen, Steuern, Subventionen und CO_2-Preisen; Kontrolle von Einheiten, Preisbasen und Grössenordnungen	Eine vollständig bidirektionale Kopplung oder iterative Rückwirkung makroökonomischer Veränderungen auf Energiedienstleistungsnachfragen und Technologieentscheidungen in STEM
Schnittstelle zur prospektiven Lebenszyklusanalysekopplung	Konsistente Zuordnung der Modellvariablen zu LCA-Aktivitäten, zeitabhängigen Hintergrunddaten und Lebenszyklusinventaren; Abgleich von Technologien und Modelljahren sowie Vermeidung von Doppelzählungen	Schwere nukleare Unfälle, Sabotage- oder Kriegsszenarien, langfristige Entsorgungs- und Governance-Fragen, standortspezifische Sicherheitsnachweise, standortspezifische Kühlwasserrestriktionen und lokale thermische Auswirkungen auf Fliessgewässer, politische Realisierbarkeit sowie eine vollständige gesellschaftliche Risikobewertung. Weitere Abgrenzungen gelten gemäss Tab. 29.
Modellfallübergreifende Konsistenz	Einheitliche Bezeichnungen und Definitionen für Entwicklungspfade, Nuklearvarianten, Sensitivitätsanalysen, Nuklearklassen und Modelljahre; Prüfung der Richtung und der Grössenordnung zentraler Veränderungen entlang der Modellkette	Dass unterschiedliche Modelle identische Ergebnisse liefern oder dass aus der internen Konsistenz die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Entwicklungspfade abgeleitet werden können.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.5 Ergebnisinterpretation und Grenzen der Aussagekraft

Die Ergebnisse in den folgenden Abschnitten sind als konditionale Modellresultate zu verstehen. Sie zeigen, wie sich das Schweizer Energiesystem, die Gesamtwirtschaft und die Umweltwirkungen unter den gewählten Annahmen zum Entwicklungspfad, zu den verfügbaren Technologien und zu den Sensitivitätsanalysen verändern könnten. Sie sind weder Prognosen noch mit Eintrittswahrscheinlichkeiten versehene Szenarien und stellen für sich genommen keine politischen Empfehlungen dar. Massgeblich ist jeweils der Vergleich konsistent abgegrenzter Modellfälle, insbesondere zwischen einer Nuklearvariante mit einer verfügbaren neuen Nuklearklasse und der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad. Für ihre Interpretation sind insbesondere der Vergleich zwischen der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und den fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren neuen Nuklearklasse innerhalb desselben Entwicklungspfads, die zeitliche Verfügbarkeit, die OCC- und Finanzierungsannahmen, die technischen Eigenschaften der neuen Nuklearklassen, der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, die Kosten anderer Technologien, die Importbedingungen sowie die politischen, wirtschaftlichen und marktbezogenen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, ebenso wie die weiterreichenden Auswirkungen auf das Energiesystem und die Wechselwirkungen, die sich aus der Einführung neuer Nuklearklassen ergeben.

Die Ergebnisse werden aus drei komplementären Perspektiven dargestellt. Abschnitt 4.6 untersucht die energiesystemischen Wirkungen auf den Strommix, Importe und Exporte, Systemkosten, Flexibilität, Sektorkopplung und Emissionen. Abschnitt 4.7 bewertet mit GEM-E3-CH ausgewählte makroökonomische Rückwirkungen, unter anderem auf das Bruttoinlandsprodukt, Investitionen, Konsum und den Handel. Abschnitt 4.8 ordnet die Umweltwirkungen der modellierten Entwicklungspfade und Nuklearvarianten mithilfe der prospektiven Lebenszyklusanalyse ein. Abschnitt 4.9 führt diese Perspektiven im Zwischenfazit zusammen.

Für die energiesystemischen Ergebnisse gilt eine einheitliche Vergleichslogik. Abschnitt 4.6.1 beschreibt zunächst die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Diese Nuklearvarianten zeigen, welche Transformationen bereits aus der jeweiligen Pfadlogik hervorgehen, etwa durch erneuerbare Energien, Elektrifizierung, Effizienz, Speicher, Flexibilität, Importe, Wasserstoff oder synthetische Energieträger. Die Abschnitte 4.6.2 bis 4.6.4 untersuchen anschliessend, wie sich die Ergebnisse in den fünf Nuklearvarianten verändern, in denen jeweils eine neue Nuklearklasse als Investitionsoption verfügbar ist. Der zentrale Vergleich erfolgt jeweils mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad und unter denselben übrigen Annahmen. Abschnitt 4.6.5 prüft schliesslich

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

mithilfe von Sensitivitätsanalysen, wie stabil diese Ergebnisse gegenüber Langzeitbetrieb, Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, WACC, Importpreisen einschliesslich negativer Sommerimportpreise, eingeschränkter Strommarktintegration, volkswirtschaftlichem Diskontsatz und den gesetzlichen Ausbauzielen für die erneuerbare Stromproduktion in SPS1 – Offene Märkte sind.

Infobox: Wie die Ergebnisgrafiken zu lesen sind

Die Ergebnisgrafiken folgen einer einheitlichen Titelstruktur. Die farbigen Markierungen in der Infografik zeigen, aus welchen Bestandteilen sich ein Titel zusammensetzt und wie diese zu lesen sind. Der Titel bezeichnet grundsätzlich:

F1) Dargestellte Ergebnisgrösse (rot): Was wird gezeigt?

Dieses Element bezeichnet die abgebildete Ergebnisgrösse. Dazu gehören zum Beispiel Stromerzeugung, Nettodifferenz der Stromerzeugung, neue Kernkraftkapazitäten, Stromimporte im Winterhalbjahr, Systemkostenänderungen oder kumulative Wirkungen.

F2) Sensitivität beziehungsweise Referenzfall (türkis): Unter welcher Annahme wurde das Ergebnis berechnet?

Dieses Element wird ausgewiesen, wenn die Grafik eine Sensitivitätsanalyse darstellt. Es benennt die abweichende Modellannahme, etwa LTO70, Importpreise, Kosten erneuerbarer Energien, oder tiefe bzw. hohe OCC-Annahmen. Fehlt dieses Element, handelt es sich um den Referenzfall.

F3) Entwicklungspfad (grün): Auf welchen Entwicklungspfad bezieht sich die Grafik?

Dieses Element gibt den betrachteten Entwicklungspfad in vollständiger Bezeichnung an, zum Beispiel SPS1 Offene Märkte, SPS2 Autarkie oder SPS4 Weiter Wie Bisher. Dadurch bleibt der Bezug des Ergebnisses eindeutig.

F4) Nuklearvariante und Zeithorizont (orange): Welche Nuklearvariante und welches Jahr werden betrachtet?

Dieses Element wird ergänzt, sofern Nuklearvariante, Nuklearklasse, Baujahr oder Auswertungsjahr nicht bereits aus Achsen, Legenden oder Vergleichskategorien hervorgehen. Es kann sich zum Beispiel auf Gen III/III+, WC SMR, AMR, keine neuen Kernkraftwerke sowie auf die Jahre 2050 oder 2070 beziehen.

Der grau markierte Achsentitel weist die Einheit der dargestellten Ergebnisgrösse aus. Wenn die Einheit bereits eindeutig an der Achse angegeben ist, wird sie im Titel nicht wiederholt. Die blau gestrichelte Legende erläutert die dargestellten Technologien oder Nuklearklassen, sofern mehrere Elemente innerhalb einer Grafik unterschieden werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

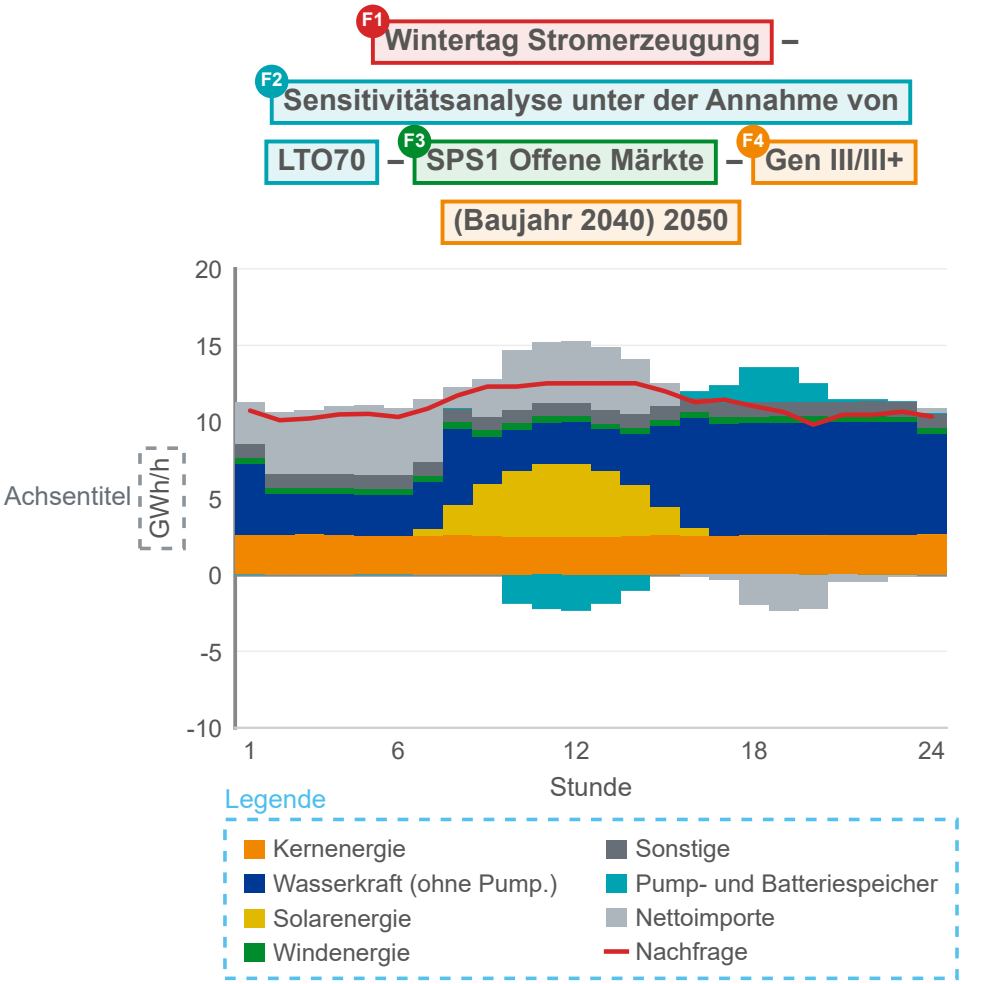


Abb. 8: Schematisches Lesebeispiel für die in Kapitel 4 verwendeten Ergebnisgrafiken. Der Titel bezeichnet die dargestellte Ergebnisgrösse, die Sensitivitätsanalyse bzw. den Referenzfall, den Entwicklungspfad und die betrachtete Nuklearvariante. Achsen, Einheiten, Legende und Vergleichsfall werden in der Grafik ausgewiesen. Die Abbildung dient ausschliesslich als Lesehilfe und stellt kein Studienergebnis dar.

Bei den dargestellten Ergebnisgrössen ist zwischen absoluten Werten und Veränderungen gegenüber einem Vergleichsfall zu unterscheiden. Absolute Werte, beispielsweise installierte Kapazitäten, Stromerzeugung oder Endenergieverbrauch in einem bestimmten Jahr, beschreiben die Struktur des Energiesystems. Differenzen zeigen dagegen den spezifischen Effekt einer Nuklearvariante oder die Wirkung der untersuchten Sensitivitätsanalyse im Vergleich

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

zum jeweils genannten Vergleichsfall. Absolute Werte, relative Veränderungen und sektorale Wirkungen werden deshalb gemeinsam betrachtet.

Kostenindikatoren erfordern eine gesonderte Einordnung. In STEM bezeichnen Systemkosten die Kosten, mit denen die vorgegebenen Energiedienstleistungen unter den technischen und politischen Randbedingungen des Modells durch eine zentrale, gesamtwirtschaftliche Kostenoptimierung mit perfekter Voraussicht gedeckt werden. Diese Modelllogik beschreibt langfristig koordinierte Entscheidungen.

Reale Unsicherheit, unterschiedliche Ziele einzelner Investierender, Marktunvollkommenheiten und Umsetzungsverzögerungen werden nur insoweit berücksichtigt, als sie in den Entwicklungspfaden oder in Sensitivitätsanalysen abgebildet sind. Systemkosten sind nicht mit Marktpreisen, Unternehmensgewinnen oder direkten fiskalischen Belastungen gleichzusetzen. Kumulierte diskontierte Systemkosten ermöglichen den Vergleich langfristiger Entwicklungspfade und Nuklearvarianten, bedeuten jedoch nicht, dass sich die ausgewiesenen Unterschiede kurzfristig, gleichmässig oder bei allen Akteuren in gleicher Weise bemerkbar machen. Eine Nuklearvariante mit niedrigeren Systemkosten ist daher unter den Modellannahmen kostengünstiger, aber nicht automatisch privatwirtschaftlich rentabel, politisch umsetzbar oder gesellschaftlich wünschenswert.

Auch Unterschiede zwischen Entwicklungspfaden und Nuklearvarianten sind proportional zu interpretieren. Kumulative Systemkostendifferenzen von mehreren Milliarden Franken können aus Sicht des Energiesystems relevant sein, bleiben jedoch im Verhältnis zu den gesamten Transformationskosten über mehrere Jahrzehnte hinweg begrenzt. Umgekehrt können makroökonomische Effekte auf aggregierte Grössen wie BIP oder Konsum klein erscheinen, während einzelne energiesystemische Indikatoren – etwa Winterimporte, Speicherbedarf, Flexibilitätsbedarf oder sektorale Elektrifizierung – deutlich stärker reagieren. Deshalb werden absolute Werte, relative Veränderungen und sektorale Wirkungen gemeinsam betrachtet.

Die energiesystemischen und makroökonomischen Ergebniszeitreihen enden 2070. Bei Nuklearklassen, die erst 2050 oder später verfügbar werden, wird deshalb nur ein Teil ihrer möglichen technischen Betriebsdauer erfasst; Betriebs- und Systemwirkungen nach 2070 werden nicht ausgewiesen. Die Vergleiche beziehen sich somit auf den Untersuchungszeitraum der Studie und nicht auf die gesamte Betriebsdauer einer spät errichteten Anlage.

Bei den Importindikatoren ist zu beachten, dass die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten durch die Annahmen der Entwicklungspfade oder Sensitivitätsanalysen vorgegeben werden, während ihre tatsächliche Nutzung endogen bestimmt wird. Die Stromsysteme der Nachbarländer werden nicht gemeinsam mit dem Schweizer System endogen optimiert; Importpreisprofile und verfügbare Austauschkapazitäten gehen als exogene Annahmen in die Modellierung der Entwicklungspfade und Sensitivitätsanalysen ein. Die Ergebnisse zeigen daher die Nutzung von Importen unter diesen Annahmen. Der Richtwert von 5 TWh Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr ist keine harte Modellrestriktion, sondern eine nachträglich

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

verwendete Bewertungsgrösse. In den Importgrafiken bezeichnen positive Werte Nettoimporte in die Schweiz und negative Werte Nettoexporte.

Verringert neue Kernkraft die Nettoimporte oder stärkt sie die inländische Stromversorgung, gilt dies innerhalb des jeweils modellierten Entwicklungspfads. Der Effekt hängt unter anderem von der Nachfrageentwicklung, der Verfügbarkeit, den Kosten anderer Technologien sowie den internationalen Marktbedingungen ab. Er bedeutet weder, dass Importe keine Rolle mehr spielen, noch, dass die erneuerbare Transformation ersetzt wird. Neue Kernkraft kann im Modell jedoch Teile der marginalen zusätzlichen Photovoltaik- und Winderzeugung sowie der Importe ersetzen. Photovoltaik, Wasserkraft und weitere erneuerbare Energien bleiben auch in Nuklearvarianten mit neuen Kernkraftwerken zentrale Bestandteile des Energiesystems.

Für die Bewertung neuer Kernkraft ist daher nicht allein entscheidend, ob die jeweils verfügbare Nuklearklasse in der jeweiligen Nuklearvariante eingesetzt wird. Zu prüfen ist vielmehr, unter welchen Bedingungen sie Systemwert erhält, welche Alternativen sie ersetzt, welche Kosten sie vermeidet, ob sie Winterimporte reduziert, wie sie mit erneuerbaren Energien, Speichern und Sektorkopplung interagiert und ob ihr Beitrag gegenüber zentralen Unsicherheiten robust bleibt. Wird eine Nuklearklasse nicht eingesetzt, ist sie nicht technisch ausgeschlossen; sie bietet unter den jeweiligen Annahmen lediglich keinen ausreichenden zusätzlichen Systemwert gegenüber den verfügbaren Alternativen. Umgekehrt belegt ihre Auswahl durch STEM nicht ihre politische, rechtliche, gesellschaftliche oder projektspezifische Realisierbarkeit.

Die energiesystemischen und makroökonomischen Ergebnisse dürfen nicht gleichgesetzt werden. STEM bestimmt den Technologiemix, den Investitionsbedarf, die Energiebilanzen sowie die Systemkosten der betrachteten Entwicklungspfade, Nuklearvarianten und Sensitivitätsanalysen. GEM-E3-CH übersetzt ausgewählte STEM-Ergebnisse anschliessend in breitere wirtschaftliche Wirkungen, etwa auf BIP, Konsum, Investitionen, Produktionskosten, sektorale Aktivität, Wertschöpfung, Haushaltseinkommen, Handel und öffentliche Einnahmen. Die Kopplung erfolgt sequenziell und einseitig von STEM zu GEM-E3-CH. Makroökonomische Veränderungen werden nicht auf STEM zurückgeführt und verändern daher weder die Energiedienstleistungsnachfragen noch die dort getroffenen Technologieentscheidungen endogen. Eine Verringerung der Systemkosten bedeutet daher nicht automatisch einen proportionalen gesamtwirtschaftlichen Gewinn; umgekehrt ist eine Technologie mit günstigen makroökonomischen Rückwirkungen nicht zwingend die kostengünstigste Option im Energiesystem selbst. Die beiden Modelle liefern komplementäre Antworten auf miteinander verknüpfte Fragestellungen.

Die makroökonomische Analyse bewertet nicht die Finanzierung eines konkreten Kraftwerksprojekts, sondern die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der aus STEM übertragenen Investitions-, Kosten-, Preis- und Energiesystempfade. Sie ersetzt deshalb keine detaillierte Prüfung konkreter Projektfinanzierungs-, Beihilfe-, Markt-, Risiko- oder Eigentümerstrukturen. Die entsprechende Abgrenzung wird in Abschnitt 4.3.5 erläutert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Umweltresultate in Abschnitt 4.8 beziehen sich auf den Normalbetrieb und die modellierten Lieferketten. Sie berücksichtigen Bau, Betrieb, Brennstoffbereitstellung, Hilfsstoffe, Transporte, Stilllegung sowie die in den Lebenszyklusinventaren ausgewiesenen radioaktiven und nicht radioaktiven Abfallströme. Nicht quantifiziert werden schwere Nuklearunfälle, Sabotage- oder Kriegsszenarien, standortspezifische Langzeitsicherheitsnachweise, Kühlwasserrestriktionen und lokale thermische Auswirkungen auf Fliessgewässer sowie gesellschaftliche, institutionelle und intergenerationelle Fragen der langfristigen Endlager-Governance. Die prospektive Entwicklung der internationalen Hintergrundsysteme beruht zudem auf dem in Abschnitt 4.2.4.1 beschriebenen globalen Entwicklungspfad von REMIND. Für Nuklearklasse 5 – AMR wird mangels eines belastbaren eigenständigen Inventars das SMR-Inventar als Näherung verwendet. Die entsprechenden Umweltresultate sind daher keine technologiespezifische Bewertung eines konkreten AMR-Designs. Diese Abgrenzungen sind in Abschnitt 4.2.4 und **Tab. 29** dokumentiert und müssen bei der Interpretation der LCA-Ergebnisse berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse sollten schliesslich als zusammenhängendes Set gelesen werden. Einzelne Resultate können stark von OCC, Verfügbarkeit, technologischer Reife, WACC, Importpreisen, Strommarkteinbindung, volkswirtschaftlichem Diskontsatz, Elektrifizierung oder den Vorgaben zum Ausbau erneuerbarer Energien abhängen. Die Sensitivitätsanalysen decken zentrale, aber nicht alle denkbaren Unsicherheiten ab und stellen keine statistische Unsicherheits- oder Wahrscheinlichkeitsanalyse dar. Als robust werden Aussagen bezeichnet, die über mehrere der untersuchten Entwicklungspfade, Nuklearvarianten und Sensitivitätsanalysen hinweg ähnlich bleiben. Robustheit bedeutet hier Stabilität innerhalb des untersuchten Modellraums, nicht die Abwesenheit von Unsicherheit. Ergebnisse, die nur unter bestimmten Annahmen auftreten, werden in den Ergebnisabschnitten entsprechend als bedingt ausgewiesen.

Die Modellierung quantifiziert innerhalb dieses Untersuchungsrahmens zentrale energiesystemische, makroökonomische und ökologische Wirkungen. Nicht vollständig modelliert werden insbesondere Bewilligungsverfahren, politische Akzeptanz, gesellschaftliche Konflikte, konkrete Projektfinanzierungsmodelle, Bau- und Lieferkettenrisiken, anlagenspezifische Engineering-Fragen, projektspezifische Sicherheitsnachweise oder langfristige institutionelle Fragen der Entsorgung. Sicherheitsphilosophie und Entsorgung werden in den Abschnitten 3.2.2 und 3.5.5, gesellschaftliche Akzeptanz und politische Tragfähigkeit in Abschnitt 5.4 sowie nuklearrechtliche Bewilligungs- und Sicherheitsanforderungen in den Abschnitten 6.1 und 6.2 behandelt.

Kapitel 4 trägt damit zur Gesamtbewertung bei, indem es den möglichen Beitrag des Langzeitbetriebs und neuer Nuklearklassen zum Energiesystem sowie deren gesamtwirtschaftliche und ökologische Wirkungen unter klar definierten Annahmen quantitativ einordnet. Die politische, rechtliche, gesellschaftliche und standortspezifische Beurteilung wird in der Berichtssynthese mit den Ergebnissen der weiteren Kapitel zusammengeführt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.6 Energiesystemische Modellergebnisse

Abschnitt 4.6 stellt die mit STEM berechneten Auswirkungen der in Abschnitt 4.3 definierten Entwicklungspfade und Nuklearvarianten dar. Ausgangspunkt für jeden Entwicklungspfad ist die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke, die als Referenzfall dient. Diesen werden die fünf Nuklearvarianten gegenübergestellt, in denen jeweils eine neue Nuklearklasse als zusätzliche Investitionsoption zur Verfügung steht. Der Vergleich innerhalb desselben Entwicklungspfads zeigt den zusätzlichen Systembeitrag der jeweils verfügbaren Nuklearklasse. Unterschiede zwischen den Entwicklungspfaden verdeutlichen hingegen die Wirkung der jeweiligen Rahmenbedingungen.

STEM bestimmt den Technologieausbau, die Erzeugung, den Energiehandel und den Einsatz von Speichern und Flexibilitätsoptionen endogen innerhalb der vorgegebenen Annahmen. Die Ergebnisse zeigen kostenoptimale Systemreaktionen. Für ihre Interpretation gelten die in Abschnitt 4.5 beschriebenen Modellgrenzen. Insbesondere lässt die Auswahl einer Nuklearklasse durch STEM keine Schlussfolgerung über die politische, rechtliche, gesellschaftliche oder projektspezifische Realisierbarkeit eines konkreten Kraftwerks zu.

Die Darstellung folgt grundsätzlich einer zunehmenden analytischen Detailtiefe. Abschnitt 4.6.1 beschreibt zunächst die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Abschnitt 4.6.2 untersucht die Auswahl und den Ausbau der neuen Nuklearklassen in den fünf entsprechenden Nuklearvarianten sowie deren Auswirkungen auf die Kosten der Energiesysteme. Abschnitt 4.6.3 zeigt die Veränderungen der jährlichen Strombilanz, der Winterimporte sowie des saisonalen und stündlichen Kraftwerkseinsatzes. Abschnitt 4.6.4 erweitert die Betrachtung auf Sektorkopplung, Speicher, Flexibilität, Abregelung und Wärmenutzung. Abschnitt 4.6.6 ordnet die Sensitivitätsanalysen vergleichend ein; Abschnitt 4.6.7 fasst die Systemwirkungen zusammen.

4.6.1 Ausgangslage ohne neue Kernkraft

Kernaussage: Auch ohne neue Kernkraftwerke unterscheiden sich die drei Entwicklungspfade erheblich. SPS2 – Autarkie baut die inländische Stromerzeugung am stärksten aus und senkt die jährlichen Netto-Stromimporte bis 2050 nahezu auf null. SPS1 – Offene Märkte setzt stärker auf den europäischen Stromhandel und importierte klimaarme Energieträger. In SPS4 – Weiter Wie Bisher verläuft die Transformation langsamer; der Ausbau neuer erneuerbarer Energien fällt geringer aus und fossile Energieträger behalten länger eine bedeutende Rolle. Ohne Langzeitbetrieb endet die Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis Mitte der 2040er-Jahre: Beznau 2032/2033, Gösgen 2039 und Leibstadt 2044. Die Wasserkraft bleibt das stabile Rückgrat des Stromsystems. Photovoltaik, Windenergie, Speicher und Flexibilität gewinnen je nach Entwicklungspfad deutlich an Bedeutung. Mit dem Wegfall der bestehenden Kernkraft und der zunehmenden Elektrifizierung wächst insbesondere im Winter der zusätzliche Bedarf an Strombereitstellung und -ausgleich. Die

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Entwicklungspfade decken diesen Bedarf mit unterschiedlichen Portfolios aus erneuerbarer Erzeugung, Wasserkraft, Importen, Effizienz, Speichern, flexibler Nachfrage, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern, Sektorkopplung und residualer thermischer Stromerzeugung ab. Keine einzelne Technologie übernimmt den winterlichen Ausgleich allein. SPS1 – Offene Märkte nutzt stärker internationale Märkte, SPS2 – Autarkie baut die inländische Versorgung am stärksten aus und SPS4 – Weiter Wie Bisher transformiert das Energiesystem langsamer. Die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke bildet in jedem Entwicklungspfad den Referenzfall zur Bewertung des zusätzlichen Systembeitrags der fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren neuen Nuklearklasse.

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf den drei Entwicklungspfaden. Aus diesen Referenzfällen lässt sich kein Argument gegen neue Kernkraft ableiten. STEM deckt die Energienachfrage ab und erfüllt die jeweiligen klimapolitischen Vorgaben in diesen Fällen mit den verfügbaren Alternativen. Die Ergebnisse zeigen, welche Veränderungen das Energiesystem unter den jeweiligen Pfadannahmen ohne neue Nukleaoptionen leisten müsste. Die folgenden Abschnitte untersuchen, wie neue Nuklearklassen diesen Ausbau, den Energiehandel, die Flexibilitätsanforderungen und die Kosten der Energiesysteme verändern.

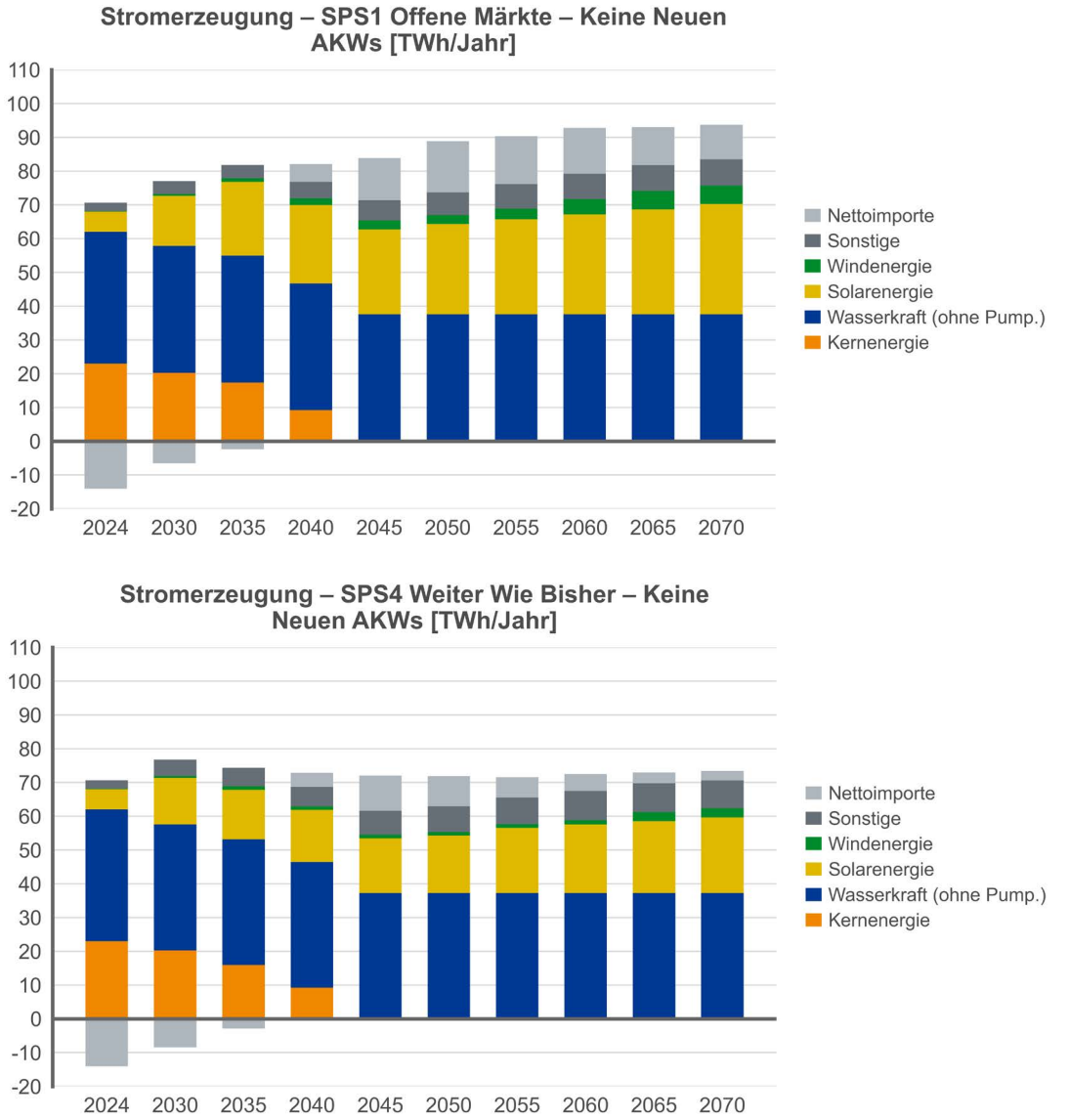
Die bestehenden Kernkraftwerke werden entsprechend den in Abschnitt 4.3.4 beschriebenen Betriebsdauern stillgelegt. Beznau Block 2 wird 2032 und Block 1 im Jahr 2033 ausser Betrieb genommen. Für Gösgen und Leibstadt wird im Referenzfall eine Betriebsdauer von 60 Jahren angesetzt. Ihre Stromerzeugung endet damit 2039 bzw. 2044. Die Verlängerung der Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt auf 70 Jahre wird in Abschnitt 4.6.5.1 als eigene LTO-Sensitivitätsanalyse untersucht.

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf allen Entwicklungspfaden endogen durch STEM bestimmt. Die gesetzlichen Mindestwerte für Wasserkraft und die übrigen erneuerbaren Energien sind hier nicht als verbindliche Produktionsrestriktionen festgelegt. Die Auswirkungen einer bindenden Vorgabe dieser Zielwerte werden in Abschnitt 4.6.5.7 anhand einer gesonderten Sensitivitätsanalyse für SPS1 – Offene Märkte untersucht.

Die Ergebnisse der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unterscheiden sich zwischen den drei Entwicklungspfaden vor allem darin, wie Elektrifizierung, inländische Versorgung, Effizienz und Importe miteinander verbunden werden. SPS1 – Offene Märkte bleibt stark in die internationalen Strom- und Energiemärkte eingebettet. SPS2 – Autarkie reagiert auf die eingeschränkten Importmöglichkeiten mit einem umfangreicheren inländischen Ausbau, höherer Effizienz und stärkerer Elektrifizierung. SPS4 – Weiter Wie Bisher folgt einer langsameren Transformation entlang heutiger Politik- und Technologietrends. SPS4 – Weiter Wie Bisher ist kein Autarkie- oder Importrestriktionspfad. Für den grenzüberschreitenden Stromhandel gelten dieselben Übertragungskapazitäten wie in SPS1 – Offene Märkte; ihre tatsächliche Nutzung wird endogen bestimmt. Diese unterschiedlichen Ausgangssysteme beeinflussen den später berechneten Systemwert für neue Nuklearklassen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 9 zeigt die jährliche Strombilanz. Die Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke sinkt von rund 23 TWh im Jahr 2024 auf rund 9 TWh im Jahr 2040 und fällt ab 2045 vollständig weg. Die Wasserkraft bleibt über den gesamten Modellhorizont hinweg mit rund 37–39 TWh pro Jahr weitgehend stabil. Sie bildet damit auf allen drei Entwicklungspfaden das mengenmässige Rückgrat der Stromversorgung.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

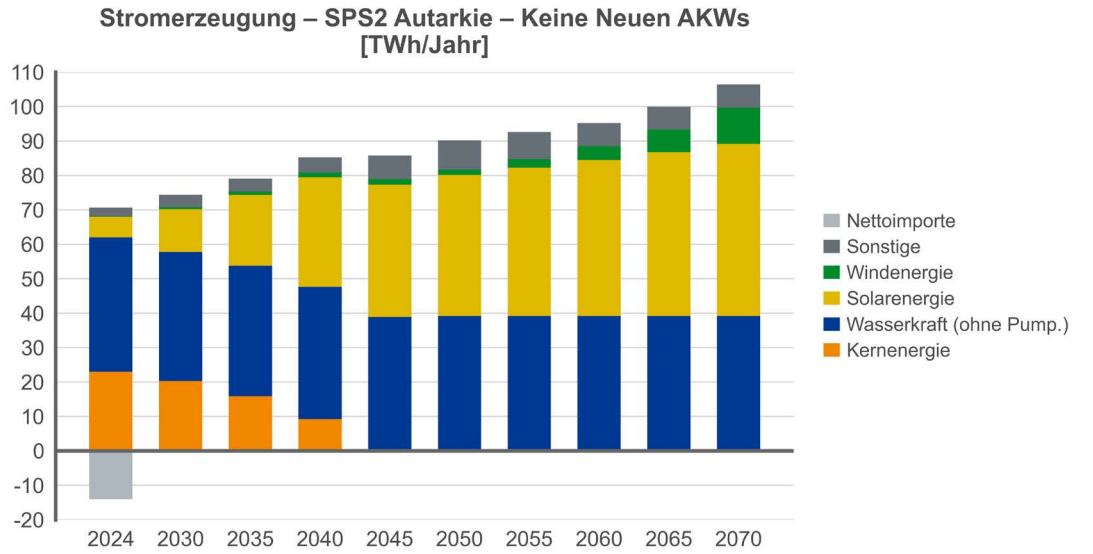


Abb. 9: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte beziehungsweise Nettoexporte in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Dargestellt sind die absoluten jährlichen Strommengen in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher von 2024 bis 2070. Die bestehenden Kernkraftwerke werden nach 60 Betriebsjahren stillgelegt. Neue Kernkraftwerke sind nicht verfügbar. Positive graue Werte zeigen Nettoimporte; negative graue Werte zeigen Nettoexporte. Die Kategorie «Sonstige» fasst die übrigen Stromerzeugungstechnologien der verwendeten Modellaggregation zusammen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird endogen bestimmt; die gesetzlichen Mindestproduktionswerte sind in diesen Referenzfällen nicht bindend.

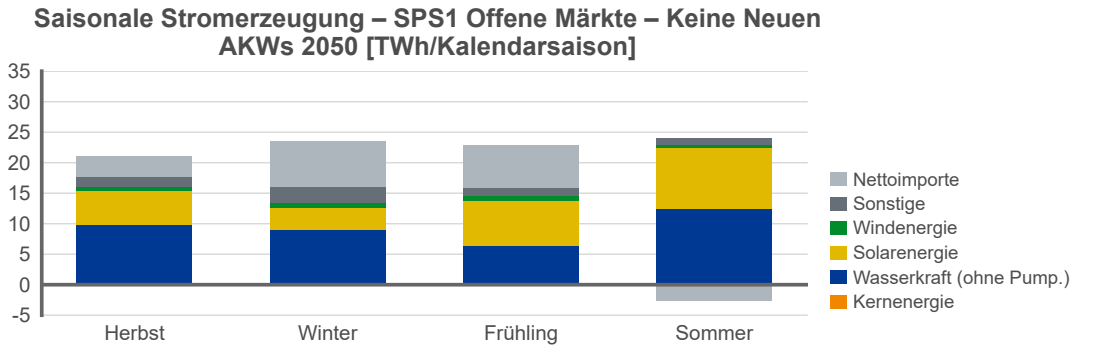
Deutlich grössere Unterschiede bestehen beim Ausbau der neuen erneuerbaren Energien (Wasserkraft hier nicht berücksichtigt). Ihre Stromerzeugung steigt von rund 6 TWh im Jahr 2024 auf rund 29 TWh in SPS1 – Offene Märkte, 43 TWh in SPS2 – Autarkie und 18 TWh in SPS4 – Weiter Wie Bisher im Jahr 2050. SPS2 – Autarkie kann seine jährlichen Netto-Stromimporte dadurch bis zur Jahrhundertmitte nahezu auf null senken. SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher weisen nach dem Auslaufen der bestehenden Kernkraftwerke weiterhin positive Nettoimporte auf. In SPS4 – Weiter Wie Bisher ist dies eine Folge der langsameren inländischen Transformation und nicht das Ergebnis einer eingeschränkten Strommarktintegration.

Die übrige thermische Stromerzeugung bleibt in allen drei Entwicklungspfaden mengenmässig begrenzt. Sie umfasst je nach Pfad unterschiedliche thermische Technologien und übernimmt vor allem eine residuale Ausgleichsfunktion, wenn variable erneuerbare Erzeugung, Wasserkraft, Speicher und Importe den Strombedarf in einzelnen Zeitscheiben nicht vollständig decken. Ihre betriebliche Bedeutung kann deshalb grösser sein, als ihr Anteil an der jährlichen Stromerzeugung vermuten lässt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die saisonale Aufschlüsselung in **Abb. 10** zeigt, weshalb der winterliche Stromausgleich für alle drei Entwicklungspfade eine zentrale Herausforderung darstellt. Der Strombedarf ist im Winter höher, unter anderem infolge der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung. Gleichzeitig fällt die Photovoltaikproduktion deutlich niedriger aus als im Sommer. Auch die Wasserkraft erzeugt aufgrund der saisonalen Zuflüsse weniger Strom. Der Wegfall der bestehenden Kernkraftwerke verschärft diese saisonale Asymmetrie, da ihre bisherige Winterproduktion ab Mitte der 2040er-Jahre entfällt. Windenergie weist ein günstigeres Winterprofil als Photovoltaik auf und trägt zum saisonalen Ausgleich bei. Ihr Ausbau bleibt in der Schweiz unter den verwendeten Potenzial- und Kostenannahmen begrenzt. Die Potenzialannahmen berücksichtigen auch die für die Modellierung festgelegten räumlichen Einschränkungen.

Die Transformation der europäischen Stromsysteme beeinflusst die künftigen Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Stromhandels. Dieser europäische Kontext wird in STEM durch exogene Annahmen zu Importpreisen, Importprofilen und Übertragungskapazitäten abgebildet. Die Entwicklung der Nachbarländer wird nicht gemeinsam mit dem Schweizer Energiesystem endogen optimiert. Der Umfang des tatsächlich genutzten Stromhandels ergibt sich innerhalb dieser Vorgaben endogen aus der schweizerischen Nachfrage, Erzeugung und Flexibilität sowie den vorgegebenen Importpreisen und -profilen. STEM deckt den winterlichen Ausgleichsbedarf mit einem Portfolio aus Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Netzen, Stromimporten, Speichern, flexibler Nachfrage, Sektorkopplung und residualer thermischer Erzeugung. SPS2 – Autarkie begrenzt den Importbedarf durch den umfangreicheren Ausbau inländischer Optionen. SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher greifen stärker auf den Stromhandel zurück. Im Sommer führen die höhere Photovoltaikproduktion und die saisonale Wasserkraftverfügbarkeit in allen drei Entwicklungspfaden zeitweise zu Nettoexporten. Leistungs- und stündliche Betriebseffekte werden in Abschnitt 4.6.3 untersucht; die Veränderungen bei Speichern, Flexibilität und Sektorkopplung werden in Abschnitt 4.6.4 dargestellt.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

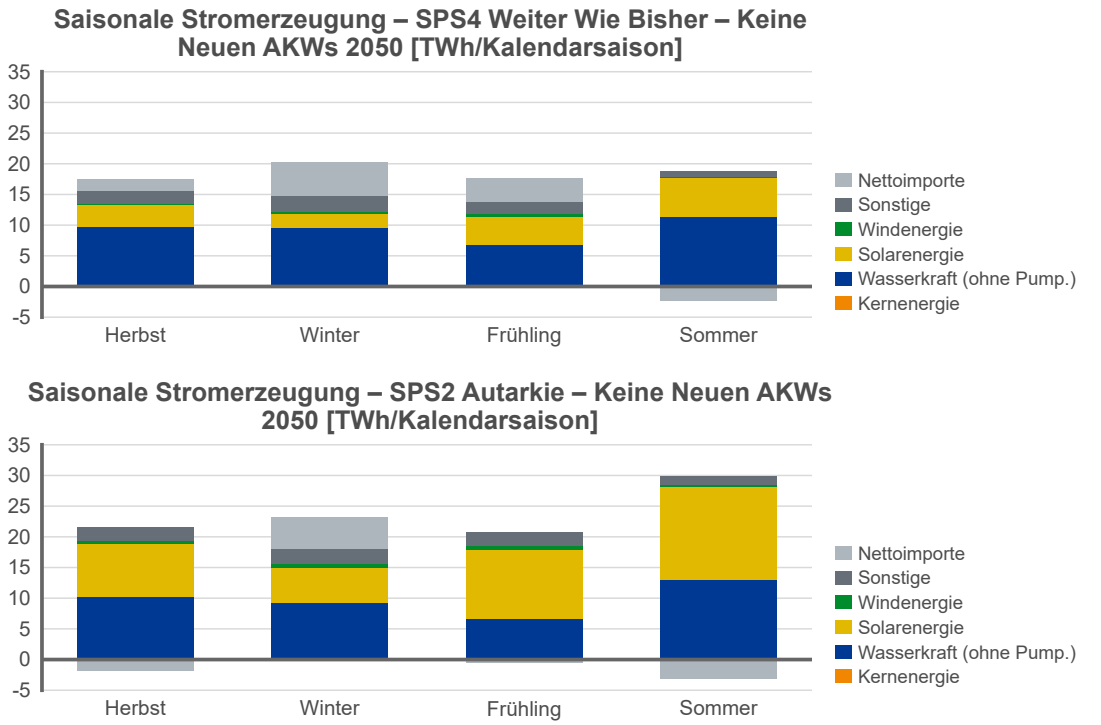


Abb. 10: Saisonale Stromerzeugung und Nettoimporte beziehungsweise Nettoexporte im Jahr 2050 in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Dargestellt ist die Aufteilung der jährlichen Strombilanz auf die Modellsaisons Winter, Frühling, Sommer und Herbst in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher. Die bestehenden Kernkraftwerke werden nach 60 Betriebsjahren stillgelegt. Neue Kernkraftwerke sind nicht verfügbar. Positive graue Werte zeigen Nettoimporte; negative graue Werte zeigen Nettoexporte. Die Werte sind Energiemengen je Modellsaison und keine stündlichen Leistungswerte.

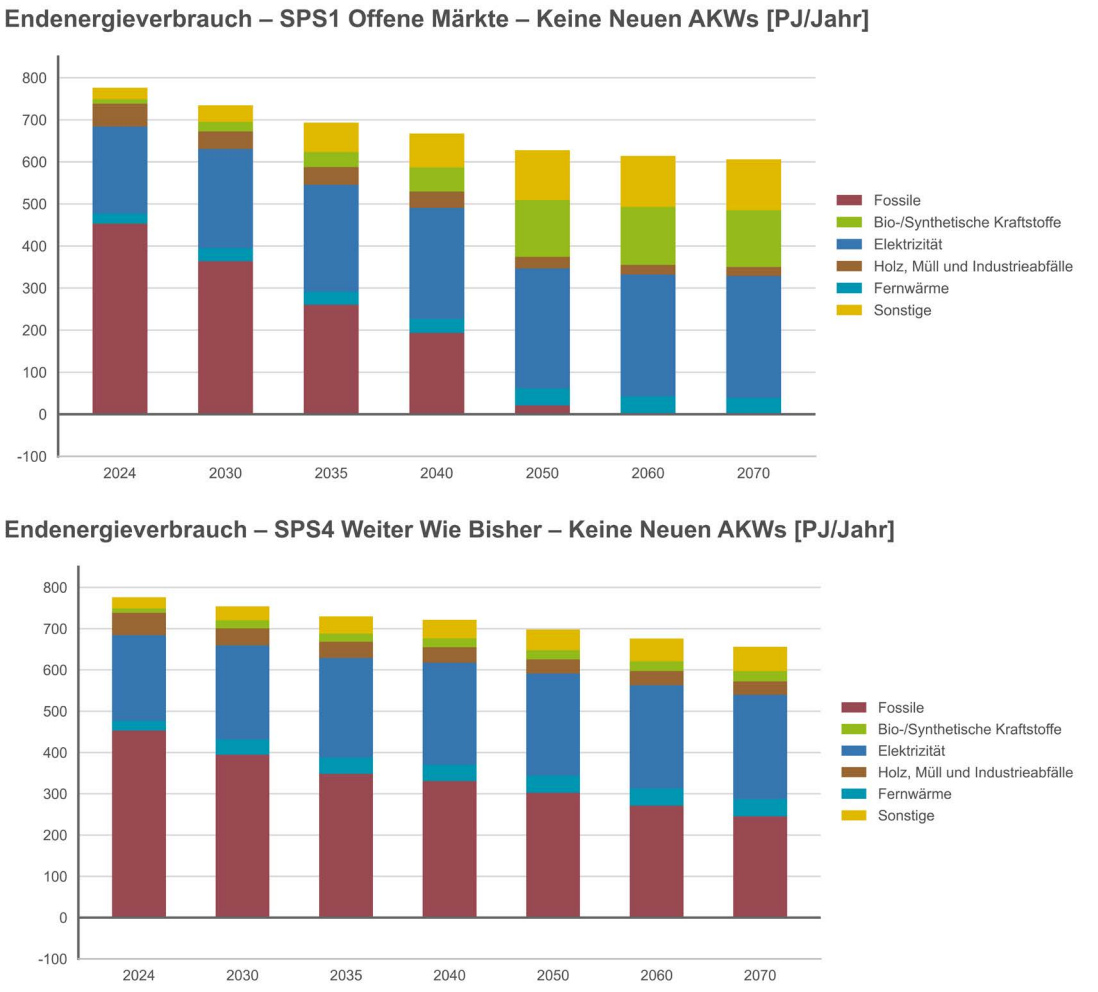
Der Richtwert von 5 TWh an Netto-Stromimporten bezieht sich auf das gesamte Winterhalbjahr. **Abb. 10** zeigt hingegen die kalendermässig abgegrenzte Modellsaison Winter. Die beiden Grössen haben unterschiedliche zeitliche Abgrenzungen und sind daher nicht unmittelbar vergleichbar.

Abb. 11 erweitert die Betrachtung auf den gesamten Endenergieverbrauch. Dieser sinkt von rund 770 PJ im Jahr 2024 bis 2050 auf rund 600–630 PJ in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie. In SPS4 – Weiter Wie Bisher beträgt er 2050 noch rund 700 PJ. Der Rückgang entsteht vor allem durch Effizienzsteigerungen sowie den Ersatz fossiler Energieträger durch Strom, Umweltwärme und klimaarme Brennstoffe. Die Elektrifizierung ist in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie besonders ausgeprägt. Strom wird auf diesen Entwicklungspfaden zum wichtigsten Energieträger für zahlreiche Anwendungen in Gebäuden, im Verkehr und in der Industrie. SPS2 – Autarkie verbindet die stärkste Elektrifizierung mit einem hohen Einsatz

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

inländischer Optionen und dem deutlichsten Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs. In SPS4 – Weiter Wie Bisher gehen die fossilen Energieträger langsamer zurück und behalten auch nach 2050 einen erheblichen Anteil.

Bei Wasserstoff und synthetischen Energieträgern muss zwischen ihrer Nutzung durch Endverbraucher/-innen und ihrer Herkunft unterschieden werden. **Abb. 11** zeigt die eingesetzten Energieträger, trennt jedoch ihre inländische Produktion und ihre Importe nicht vollständig voneinander. SPS1 – Offene Märkte kann stärker auf importierten klimaarmen Wasserstoff sowie auf importierte synthetische Gase und Flüssigkeiten zurückgreifen. SPS2 – Autarkie setzt stärker auf die inländische Bereitstellung. Dafür werden zusätzliche Infrastrukturen für Stromerzeugung, -umwandlung, -speicherung und -transport benötigt.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

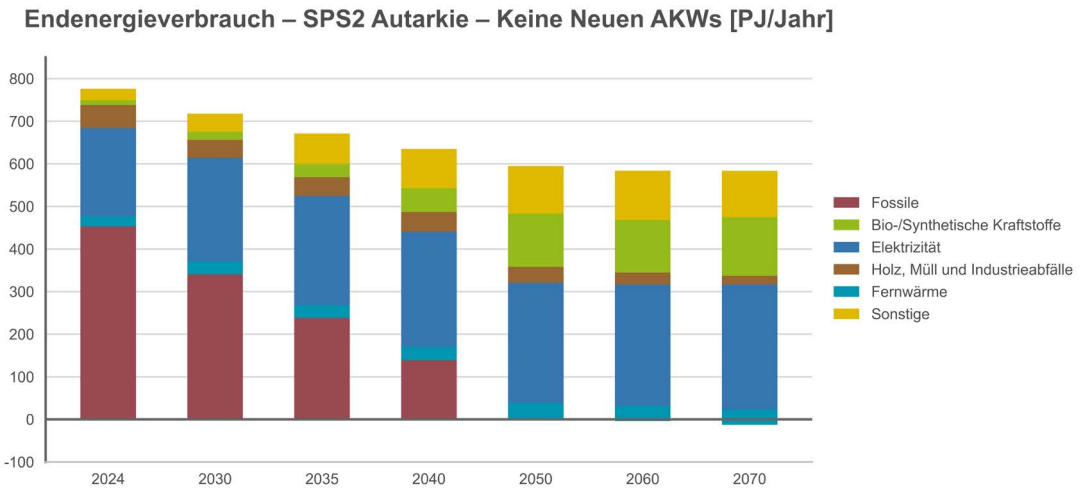


Abb. 11: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Dargestellt sind die absoluten jährlichen Endenergiemengen in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher von 2024 bis 2070 einschliesslich des internationalen Luftverkehrs. Die Kategorie «Sonstige» umfasst insbesondere Solarthermie, Wasserstoff und Umweltwärme. Bio- und synthetische Kraftstoffe umfassen auch die entsprechenden Kraftstoffe des internationalen Luftverkehrs. Die Abbildung zeigt die Nutzung der Energieträger durch die Endverbraucher/-innen; ihre inländische oder importierte Herkunft ist darin nicht vollständig getrennt dargestellt.

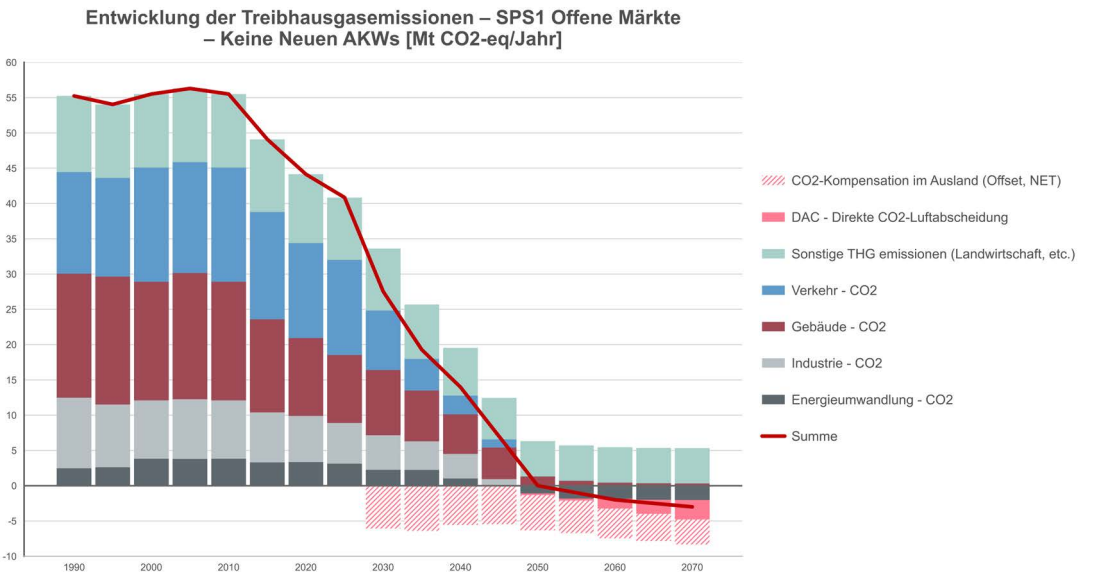
Die Unterschiede verdeutlichen den Zielkonflikt zwischen internationaler Marktintegration, geringerer Importabhängigkeit und zusätzlichem inländischem Infrastrukturbedarf. Die detaillierten Veränderungen bei Wasserstoff, synthetischen Energieträgern und den einzelnen Endverbrauchssektoren werden in Abschnitt 4.6.4.1 behandelt. Der dargestellte Endenergieverbrauch umfasst auch den internationalen Luftverkehr ab Schweizer Flughäfen. Nachhaltige Flugkraftstoffe gewinnen in allen drei Entwicklungspfaden an Bedeutung, da die Modellannahmen die Anforderungen der Verordnung (EU) 2023/2405 zu ReFuelEU Aviation berücksichtigen (European Parliament and Council, 2023). Technische Effizienzsteigerungen verringern zugleich den spezifischen Energieverbrauch und dämpfen den Anstieg des Kraftstoffbedarfs trotz wachsender Verkehrsleistung. Die detaillierten Annahmen werden in Abschnitt 4.6.4.1 erläutert.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in **Abb. 12** folgt den klimapolitischen Vorgaben der Entwicklungspfade. In SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie sinken die Emissionen von knapp 41 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2023 auf rund 27–28 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2030 und rund 14 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2040. Beide Entwicklungspfade erreichen bis 2050 bilanziell netto null. Danach weist die Modellierung leicht negative Nettoemissionen aus. SPS4 – Weiter Wie Bisher folgt einem langsameren Minderungspfad und verursacht im Jahr 2070 noch rund 16–17 Mt CO_2-Äq. Die grössten Emissionsminderungen erfolgen in Gebäuden und Verkehr. Ausschlaggebend sind die Elektrifizierung, Effizienzsteigerungen und der Rückgang fossiler

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Energieträger. Die Emissionen der Industrie gehen langsamer zurück, da energiebedingte Emissionen und Prozessemissionen verbleiben. Die Emissionen aus der Energieumwandlung, insbesondere aus der Stromerzeugung, Wasserstoffproduktion und Brennstoffsynthese, bleiben gegenüber den grossen Endverbrauchssektoren begrenzt. Auf den Netto-Null-Pfaden sinken auch diese Emissionen deutlich. In SPS4 – Weiter Wie Bisher bleiben langfristig höhere Emissionen aus Verkehr, Gebäuden, Industrie und Energieumwandlung bestehen. Nach 2050 stammen die verbleibenden positiven Emissionen in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie zunehmend aus den sonstigen Treibhausgasen, insbesondere aus der Landwirtschaft. Diese Emissionen lassen sich innerhalb der Modellannahmen nur begrenzt vermeiden und folgen im Wesentlichen dem in der Schweizer Klimastrategie vorgesehenen Reduktionspfad (Bundesrat, 2021). Zur Einhaltung der bilanziellen Emissionsziele werden die verbleibenden Emissionen durch Kompensation sowie durch negative Emissionen ausgeglichen.

Die unterhalb der Nulllinie ausgewiesene Kategorie «CO_2-Kompensation im Ausland» ist als Sammelkategorie der Emissionsbilanzierung zu verstehen. In den früheren Jahren umfasst sie vor allem international übertragene Emissionsminderungen, die im Rahmen von Artikel 6 des Übereinkommens von Paris an das Schweizer Klimaziel angerechnet werden können. Mit der Annäherung an Netto-Null verändert sich die Funktion dieser Kategorie. Verbleibende, schwer vermeidbare Emissionen müssen zunehmend durch Entnahmen von CO_2 aus der Atmosphäre und dessen dauerhafte Speicherung ausgeglichen werden. Diese Negativemissionen können in der Schweiz oder, bei entsprechender internationaler Anrechnung, im Ausland erbracht werden. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums umfasst die Kategorie deshalb auch Negativemissionstechnologien wie die direkte CO_2-Luftabscheidung mit anschliessender Speicherung (DACCS). Die Bezeichnung «CO_2-Kompensation im Ausland» beschreibt somit weder über den gesamten Modellhorizont dieselbe Art von Klimaschutzmassnahme noch zwingend den Ort sämtlicher ausgewiesener negativer Beiträge.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

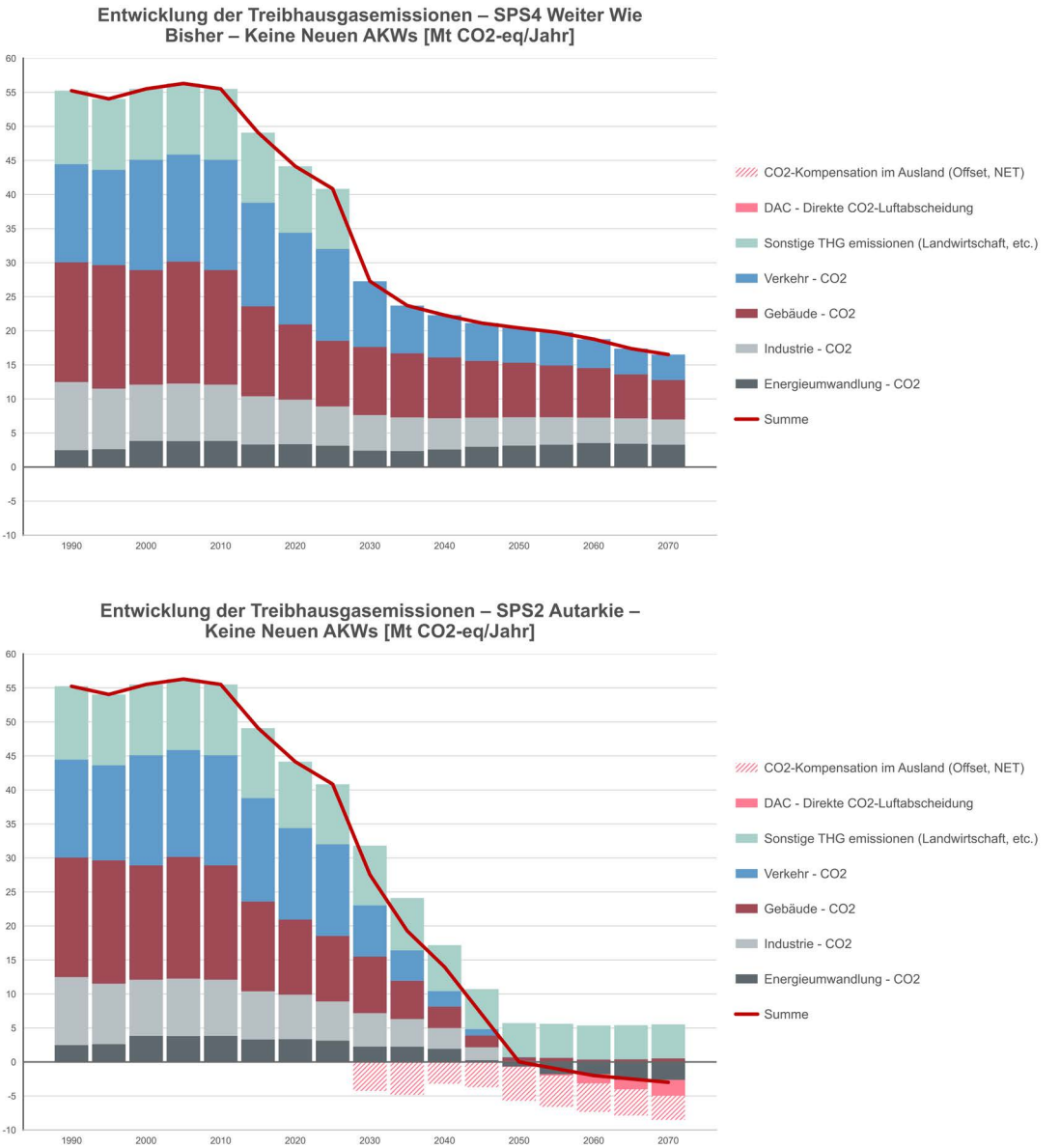


Abb. 12: Entwicklung der Brutto- und Netto-Treibhausgasemissionen nach Hauptsektoren in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden. Dargestellt sind die jährlichen Treibhausgasemissionen in SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher in Mt CO_2-Äq. pro Jahr. Positive Säulen zeigen die sektoralen Bruttoemissionen. Beiträge unterhalb der Nulllinie vermindern die Bilanz durch CO_2-Kompensation und negative Emissionen gemäss den Modellannahmen. Die Kategorie «CO_2-Kompensation im Ausland» umfasst zunächst vor allem die Kompensation verbleibender Schweizer Emissionen durch Projekte im Ausland und in späteren Jahren zunehmend auch negative Emissionstechnologien einschliesslich DAC. Die rote Linie zeigt die daraus resultierenden Nettoemissionen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die modellierte Zielerreichung setzt die in den Entwicklungspfaden verfügbaren Technologien, Effizienzfortschritte, Energieimporte, Kompensationsmöglichkeiten sowie Negativemissionstechnologien voraus. Die Emissionskurven erlauben für sich allein keine Beurteilung des praktischen Umsetzungsaufwands, der gesellschaftlichen Akzeptanz oder der dauerhaften Verfügbarkeit der erforderlichen Kompensations- und Speicheroptionen.

Insgesamt entstehen bereits ohne neue Kernkraftwerke drei unterschiedlich transformierte Referenzsysteme. SPS1 – Offene Märkte nutzt stärker internationale Strom- und Energiemärkte. SPS2 – Autarkie reagiert mit einem umfangreicheren inländischen Ausbau, höherer Elektrifizierung, stärkerer Effizienz und zusätzlicher Infrastruktur zur inländischen Bereitstellung klimaarmer Energieträger. SPS4 – Weiter Wie Bisher behält länger fossile Energieträger und höhere Treibhausgasemissionen bei, bleibt jedoch in den grenzüberschreitenden Stromhandel eingebunden.

Die Ergebnisse der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke zeigen, wie das Energiesystem in den drei Entwicklungspfaden auf den Wegfall der bestehenden Anlagen reagiert. Sie bewerten den zusätzlichen Systembeitrag der neuen Nuklearklassen noch nicht. In den folgenden Abschnitten wird jede Nuklearklasse in der zugehörigen Nuklearvariante innerhalb desselben Entwicklungspfads mit dem bereits aufgebauten Portfolio aus Wasserkraft, erneuerbaren Energien, Importen, thermischer Erzeugung, Speichern, Flexibilität und Sektorkopplung verglichen. Ergänzende Ergebnisse zur Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in den drei Entwicklungspfaden enthält Anhang 8.2.4.1.

4.6.2 Systembeitrag der Nuklearklassen

Kernaussage: Neue Nuklearklassen werden in STEM nicht vorgegeben, sondern als zusätzliche Technologieoptionen zugelassen. Ob, wann und in welchem Umfang sie gebaut werden, ergibt sich endogen aus ihrem Zusammenspiel mit erneuerbarer Erzeugung, Wasserkraft, Energieimporten, Speichern, Flexibilität, Sektorkopplung und der Nachfrageentwicklung. Massgeblich sind insbesondere die OCC (Overnight Capital Costs), die Finanzierungskosten, der frühestmögliche Verfügbarkeitszeitpunkt und der jeweilige Entwicklungspfad. Die Ergebnisse zeigen, dass der Zeitpunkt der tatsächlichen Verfügbarkeit mindestens ebenso wichtig ist wie die Höhe der OCC. Insbesondere in SPS1 – Offene Märkte wird die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse unter den zentralen Annahmen am stärksten ausgebaut und weist die grösste Senkung der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten auf. Dieser Vorteil ist jedoch konditional und stellt keine allgemeine Dominanz einer Nuklearklasse dar.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Jede der fünf Nuklearvarianten mit einer verfügbaren neuen Nuklearklasse wird mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb desselben Entwicklungspfads verglichen. Damit wird nicht beurteilt, ob neue Kernkraft «an sich» vorteilhaft ist, sondern welchen zusätzlichen Systembeitrag eine bestimmte Nuklearklasse unter sonst gleichen Pfadannahmen leisten kann. Eine Mindestkapazität oder Mindestjahresproduktion wird nicht vorgegeben. STEM entscheidet, innerhalb der in Abschnitt 4.2.2.3 sowie in **Tab. 23** und **Tab. 35** beschriebenen Kosten-, Bauzeit-, Standort- und Betriebsannahmen, endogen über den Ausbau und den Einsatz.

Für die Interpretation ist deshalb zwischen technologiespezifischen Erzeugungskosten und Systemwert zu unterscheiden. Entscheidend ist nicht allein, zu welchen durchschnittlichen Kosten ein Kernkraftwerk Strom erzeugt. Relevanter ist vielmehr, ob seine Verfügbarkeit im Gesamtsystem die Kosten für Energieimporte, zusätzliche Erzeugung, Speicher, Flexibilität, Reservekapazitäten, Sektorkopplung oder Endverbrauchsoptionen verändert. Ein isolierter Vergleich der Gestehungskosten bildet diese Systemwirkungen daher nur teilweise ab. Der WACC beeinflusst dabei die Annualisierung der OCC neuer Nuklearklassen; der volkswirtschaftliche Diskontsatz bestimmt dagegen die zeitliche Gewichtung der gesamten Systemkosten. Beide Grössen werden gemäss Abschnitt 4.3.5 getrennt behandelt.

Abb. 13 zeigt, dass der Ausbau neuer Kernkraftwerke stark von den OCC, dem Verfügbarkeitszeitpunkt und dem Entwicklungspfad abhängt. In SPS1 – Offene Märkte reagiert die installierte Kernkraftkapazität deutlich stärker auf die OCC-Annahmen als in SPS2 – Autarkie. Im Jahr 2050 liegt die neue Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte je nach OCC-Annahme und der früh verfügbaren Nuklearklasse zwischen rund 1,4 und 3,1 GW. In SPS2 – Autarkie ist die Bandbreite für die Nuklearklassen, die kostenoptimal gebaut werden, mit rund 1,3 bis 2,2 GW enger.

Nicht jede zugelassene Klasse wird tatsächlich eingesetzt. In SPS2 – Autarkie geht die spät verfügbare Gen III/III+-Klasse auch bis 2070 nicht in die kostenoptimale Lösung ein; die spät verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR treten bis 2070 nur in sehr begrenztem Umfang auf. SPS2 – Autarkie erfordert aufgrund eingeschränkter Importmöglichkeiten und des Ziels geringerer Importabhängigkeit bereits früh einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien, der Effizienz, der Elektrifizierung sowie weiterer inländischer Optionen. Wenn die späteren Nuklearklassen verfügbar werden, hat das System daher bereits in alternative Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätsoptionen investiert. Der spätere Kernkraftausbau wird dadurch stärker vom bereits eingeschlagenen Systempfad und weniger von den verbleibenden OCC-Unterschieden bestimmt. In SPS4 – Weiter Wie Bisher ist der zusätzliche Systemwert grosser Reaktoren geringer. Der Entwicklungspfad unterliegt keiner zusätzlichen Importbeschränkung und weist eine langsamere Elektrifizierung und Transformation des Energiesystems auf. Dadurch ist der zusätzliche Bedarf an neuer inländischer CO_2-armer Stromerzeugung geringer und kann teilweise durch weiterhin verfügbare Stromimporte und andere Erzeugungsoptionen gedeckt werden. Unter den angenommenen Kosten reicht der dadurch vermiedene Systemaufwand nicht aus, um den Bau eines grossen Reaktors auszulösen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

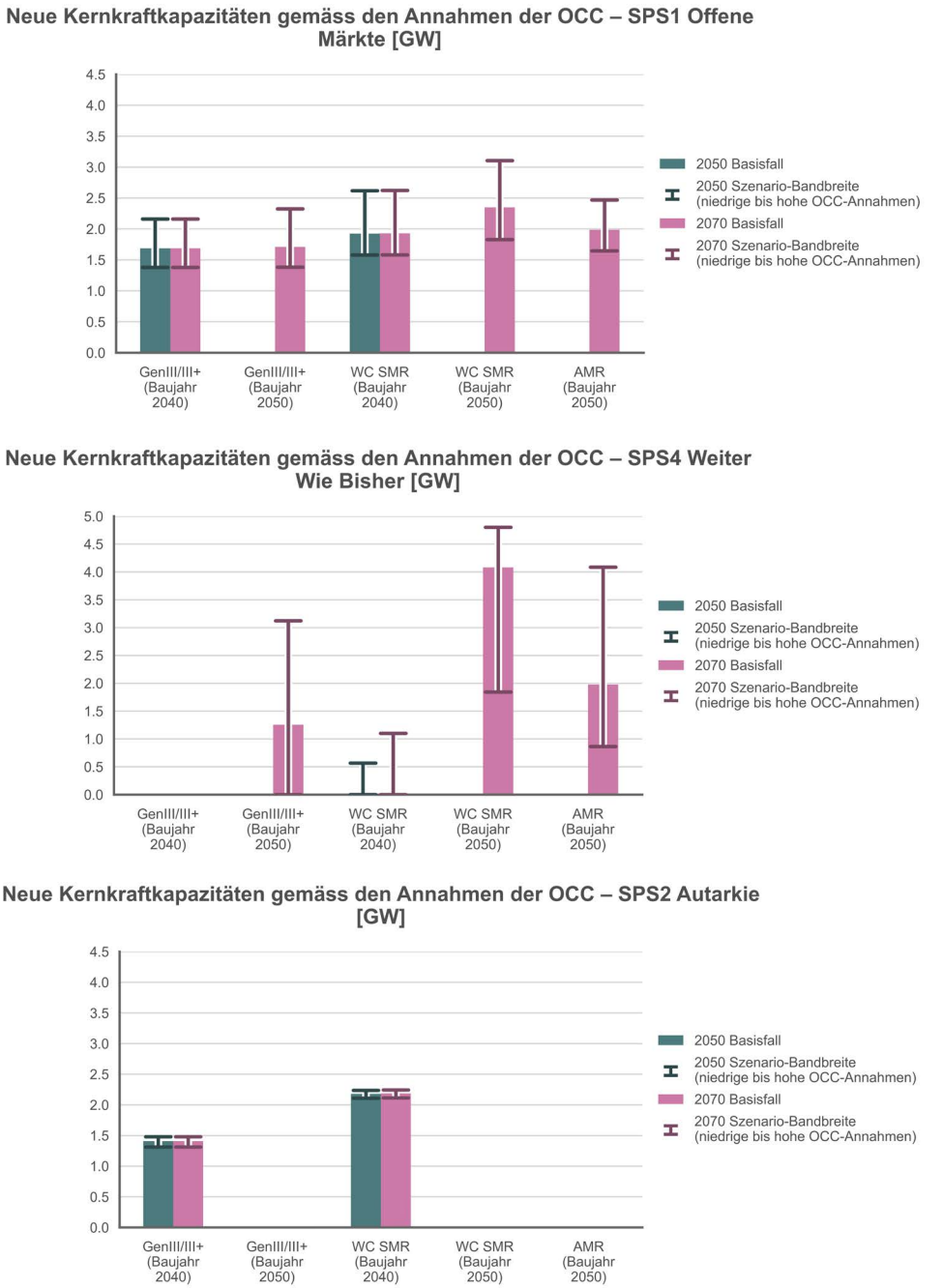


Abb. 13: Neu installierte Kernkraftkapazität nach Nuklearklasse und Entwicklungspfad in den Jahren 2050 und 2070. Dargestellt ist die installierte Leistung in GW für SPS1 – Offene Märkte, SPS4 – Weiter Wie Bisher und SPS2 – Autarkie. Die Balken zeigen die Modellresultate unter mittleren OCC-Annahmen; die Spannweiten bilden die Ergebnisse unter OCC-Annahmen von niedrig bis hoch aus Kapitel 3. Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäss den Referenzbetriebsdauern aus Abschnitt 4.3.4 stillgelegt; LTO ist nicht unterstellt. Die Abbildung zeigt keine Ausbauziele, sondern die von STEM kostenoptimal ausgewählte installierte Leistung.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Über die untersuchten Klassen hinweg werden früh verfügbare Nuklearklassen häufiger und früher eingesetzt als später verfügbare Nuklearklassen. Besonders in SPS1 – Offene Märkte weisen Nuklearvarianten, in denen die jeweilige Nuklearklasse um 2050 zur Verfügung steht, über den Modellhorizont tiefere kumulierte Systemkosten auf als Varianten mit einer Verfügbarkeit um 2060, selbst wenn für die späteren Klassen niedrigere OCC angenommen werden. Wegen der perfekten Voraussicht in STEM beeinflusst die erwartete spätere Verfügbarkeit bereits frühere Ausbau-, Import- und Flexibilitätsentscheidungen. Ein direkter Beitrag zur Strom- oder Wärmebereitstellung entsteht jedoch erst nach der tatsächlichen Inbetriebnahme. Die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse ist unter den betrachteten Annahmen besonders systemdienlich. Ihr frühestmögliches Baujahr ist 2040 und ihre früheste Verfügbarkeit 2046, während die Gen III/III+-Klasse frühestens 2050 zur Verfügung steht.

Die ersten SMR-Module sind dabei als First-of-a-Kind-Anlagen (FOAK) mit entsprechend hoher Umsetzungsunsicherheit zu verstehen; weitere Module können gemäss dem in Abschnitt 4.2.2.3 beschriebenen seriellen Bauschema als Nth-of-a-Kind-Anlagen (NOAK) folgen. Unter dieser konditionalen Annahme können SMR-Kapazitäten bereits während des Auslaufens der bestehenden Kernkraftwerke und des starken Anstiegs der Nachfrage nach CO_2-armer Elektrizität wirksam werden. Sie ersetzen dadurch teilweise Importe und Übergangsinvestitionen durch andere Angebots- und Flexibilitätsoptionen. Die modellierte frühe Verfügbarkeit – nicht die kleinere Reaktorgrösse für sich allein – erklärt einen wesentlichen Teil ihres höheren Systemwerts. Nuklearvarianten mit später verfügbaren Nuklearklassen können aufgrund tieferer unterstellter OCC bis 2070 dennoch höhere installierte Kapazitäten erreichen. Dies gilt insbesondere für die späte wassergekühlte SMR-Klasse in SPS1 – Offene Märkte. Ihr stärkerer Ausbau im letzten Modelljahr hebt den kumulierten Vorteil der frühen Verfügbarkeit jedoch nicht auf. Die Unterschiede zwischen frühen und späten Nuklearklassen sind daher gemeinsam mit den Projektphasen, Bauzeiten und Kostenannahmen aus den Abschnitten 3.3 und 3.4 sowie den Verfügbarkeitsannahmen aus Abschnitt 4.3.4 zu lesen. Ergänzende absolute Kapazitätswerte für SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen, mittleren und hohen OCC sind in **Abb. 79** in Anhang 8.2.4.1 dargestellt.

Die sektorale Zerlegung in **Abb. 14** zeigt, wodurch sich die Veränderungen der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten erklären lassen. In SPS1 – Offene Märkte ergeben sich die grössten Entlastungen vor allem durch geringere Ausgaben für Strom- und andere Energieimporte sowie teilweise durch niedrigere Kosten in den Endverbrauchssektoren. Dem stehen höhere Kosten der inländischen Stromerzeugung und in einzelnen Fällen der übrigen Energieumwandlung gegenüber. Unter den mittleren OCC-Annahmen, bei Preisen von 2024, sinken die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten in SPS1 – Offene Märkte über den Zeitraum 2035–2070 je nach Nuklearklasse um rund CHF 4 bis 10 Mrd. gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Die grösste Entlastung zeigt die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse mit rund CHF 10 Mrd., gefolgt von der früh verfügbaren Gen III/III+-Klasse mit rund CHF 8 Mrd. Die später verfügbaren Klassen senken die Kosten um etwa CHF 4 bis 6 Mrd. Gleichzeitig steigen die Kosten der Stromerzeugung je nach Nuklearklasse

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

um etwa CHF 2.5 bis 8.5 Mrd. Der Systemvorteil entsteht somit nicht durch niedrigere Kosten in jedem Sektor, sondern durch die Summe gegenläufiger Veränderungen.

Diese Beträge sind proportional einzuordnen. Einsparungen von mehreren Milliarden Franken können für das Energiesystem relevant sein, bleiben jedoch über mehrere Jahrzehnte hinweg im Verhältnis zu den gesamten Transformationskosten klein. Die Resultate zeigen deshalb keinen «Durchbruch» einer einzelnen Technologie, sondern einen begrenzten Systemvorteil unter bestimmten Kosten-, Verfügbarkeits- und Importannahmen.

In SPS2 – Autarkie ist die Kostenwirkung neuer Kernkraft zurückhaltender und langfristig stärker geprägt. Dies bedeutet nicht, dass neue Kernkraft dort grundsätzlich keinen Systemwert besitzt. Der Entwicklungspfad ist jedoch bereits auf einen umfangreicheren inländischen Ausbau, höhere Effizienz, stärkere Elektrifizierung und geringere Importabhängigkeit ausgerichtet. Bis 2050 bleiben die Kosteneffekte insgesamt gering.

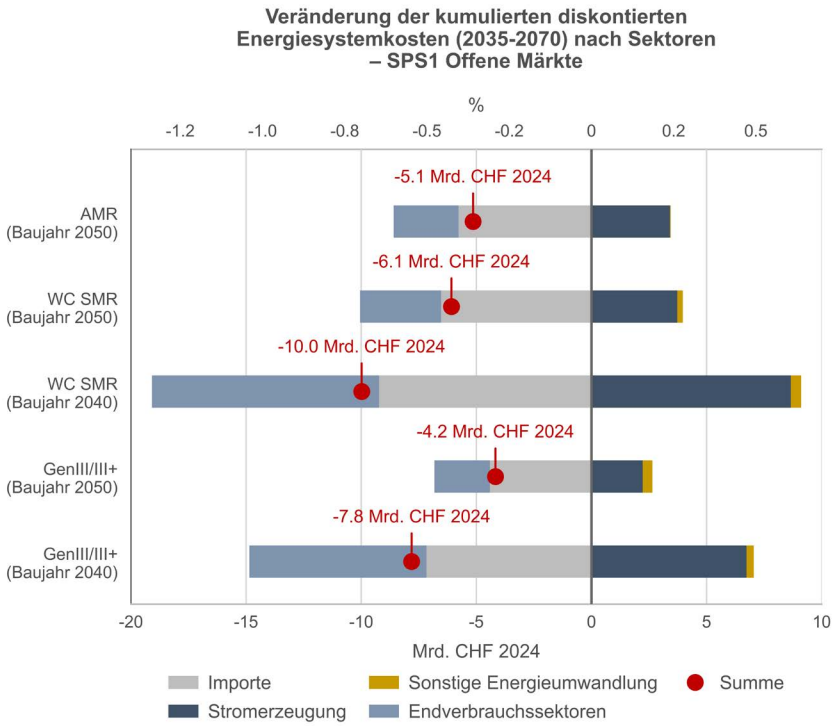


Abb. 14: Veränderung der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten 2035–2070 nach Sektoren in SPS1 – Offene Märkte. Dargestellt ist für die Nuklearvarianten mit mittleren OCC-Annahmen bei Preisen von 2024 die Veränderung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in SPS1 – Offene Märkte in Mrd. Franken und in % als Anteil an den gesamten diskontierten Energiesystemkosten. Negative Werte zeigen Kostensenkungen, positive Werte Mehrkosten. Die Importe umfassen Strom, Bioenergie, synthetische Energieträger und Wasserstoff. Die Stromerzeugungskosten umfassen Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten der Erzeugungstechnologien. Die übrige Energieumwandlung umfasst insbesondere die inländische Produktion von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Über den Zeitraum bis 2070 werden vor allem bei der früh verfügbaren wassergekühlten SMR-Klasse und in geringerem Umfang bei der früh verfügbaren Gen III/III+-Klasse Entlastungen sichtbar. Diese entstehen weniger durch vermiedene Importe als in SPS1 – Offene Märkte, sondern stärker durch Veränderungen in den Endverbrauchssektoren und teilweise in der übrigen Energieumwandlung. Spätere Klassen bieten gegenüber dem bereits aufgebauten inländischen Portfolio nur noch einen begrenzten zusätzlichen Systemwert.

Die Resultate begründen keine allgemeine Dominanz einer einzigen Nuklearklasse. Grosse Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR können vor allem CO_2-arme, technisch regelbare Stromerzeugung und – bei geeigneter räumlicher Nachfrage – Niedertemperatur- oder Fernwärme bereitstellen. AMR können in der Modellierung zusätzlich Hochtemperaturwärme für industrielle Prozesse, Hochtemperatur-Elektrolyse oder weitere sektorengekoppelte Anwendungen bereitstellen. Diese Optionen werden jedoch erst später verfügbar und sind mit grösseren Unsicherheiten hinsichtlich der Reife, der Kosten und der konkreten Ausgestaltung verbunden. Die modellierten Rollen sind daher potenziell komplementär und hängen von Entwicklungspfad, Verfügbarkeit und Kosten ab.

Insgesamt können neue Nuklearklassen unter bestimmten Bedingungen einen relevanten, aber begrenzten Systembeitrag leisten. Dieser besteht vor allem in der Verringerung der Import-, Angebots- und Flexibilitätskosten sowie in der Anpassung des zeitlichen Transformationspfads. Hohe Bau- oder Finanzierungskosten, späte Verfügbarkeit oder günstige Importmöglichkeiten können diesen Beitrag deutlich begrenzen. Die Ergebnisse zeigen somit, unter welchen Annahmen eine Nuklearklasse im kostenoptimierten Energiesystem eine zusätzliche Funktion übernimmt; sie belegen weder ihre generelle Notwendigkeit noch die Realisierbarkeit eines konkreten Projekts. Die Auswirkungen auf den Strommix, die Winterimporte und den saisonal-stündlichen Einsatz werden in Abschnitt 4.6.3 untersucht.

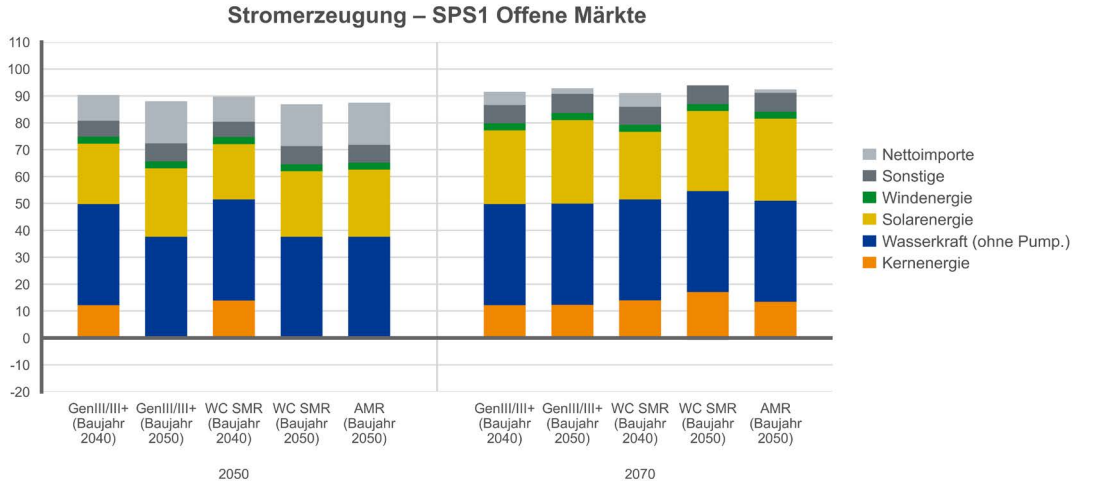
4.6.3 Strommix, Winterimporte und saisonal-stündlicher Einsatz

Kernaussage: Neue Kernkraftwerke verändern den Schweizer Strommix vor allem auf zwei Arten: Sie verringern die Jahres- und Winterimporte, gleichen diese im kostenoptimalen System jedoch in der Regel nicht vollständig aus und reduzieren teilweise den späteren Ausbau anderer Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen. Sie ersetzen jedoch weder die Wasserkraft noch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Entscheidend ist das Zusammenspiel von Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Biomasse und übriger thermischer Erzeugung, Netzen, Importen, Speichern, flexibler Nachfrage, Sektorkopplung und möglichen neuen Kernkraftwerken in einem robusten und diversifizierten Stromsystemportfolio. Umfang und Zeitpunkt der Veränderungen hängen wesentlich von der Verfügbarkeit, den OCC und dem jeweiligen Entwicklungspfad ab.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 15 zeigt für SPS1 – Offene Märkte, wie neue Nuklearklassen den Stromerzeugungsmix verändern. Jede der fünf Nuklearvarianten wird mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad verglichen. Dadurch wird sichtbar, welche Strommengen neue Kernkraftwerke bereitstellen und welche anderen Erzeugungs- oder Importmengen dadurch geringer ausfallen. Neue Kernkraft ordnet den Strommix nicht vollständig neu, sondern verändert die Gewichtung einzelner Bestandteile innerhalb eines weiterhin diversifizierten Systems. Die Wasserkraft bleibt auch mit neuer Kernkraft das mengenmässige Rückgrat der Stromversorgung und erzeugt im Jahr 2050 in allen dargestellten Nuklearvarianten in SPS1 – Offene Märkte knapp 38 TWh. Auch die erneuerbaren Energien werden nicht grundsätzlich verdrängt. Ohne neue Kernkraft steigt die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in SPS1 – Offene Märkte bis 2050 auf rund 29 TWh und bis 2070 auf etwa 38 TWh. Mit neuer Kernkraft fällt sie gegenüber diesem Referenzfall geringer aus, bleibt aber substanziell. Neue Kernkraft verändert damit den Umfang und die zeitliche Dynamik des Ausbaus sowie das Zusammenspiel mit Importen, Speichern und Flexibilität; sie ersetzt den Ausbau erneuerbarer Energien nicht als solchen.

Für die Struktur des Strommixes ist weniger die technologische Familie allein entscheidend als vielmehr der Zeitpunkt, ab dem die jeweilige Klasse verfügbar ist. Im Jahr 2050 prägen vor allem die früh verfügbaren Klassen mit Baujahr 2040 den Strommix. Die späteren Klassen mit Baujahr 2050 sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht verfügbar und daher im Strommix des Jahres 2050 nicht sichtbar. Bis 2070 gleichen sich die Muster teilweise an, weil die späteren Klassen aufgrund ihrer tieferen unterstellten OCC in grösserem Umfang gebaut werden können. Für den Systembeitrag bleibt jedoch zentral, ob die Kapazität während der Phase verfügbar ist, in der die bestehende Kernkraft ausläuft und die Nachfrage nach CO_2-armer Elektrizität stark zunimmt.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

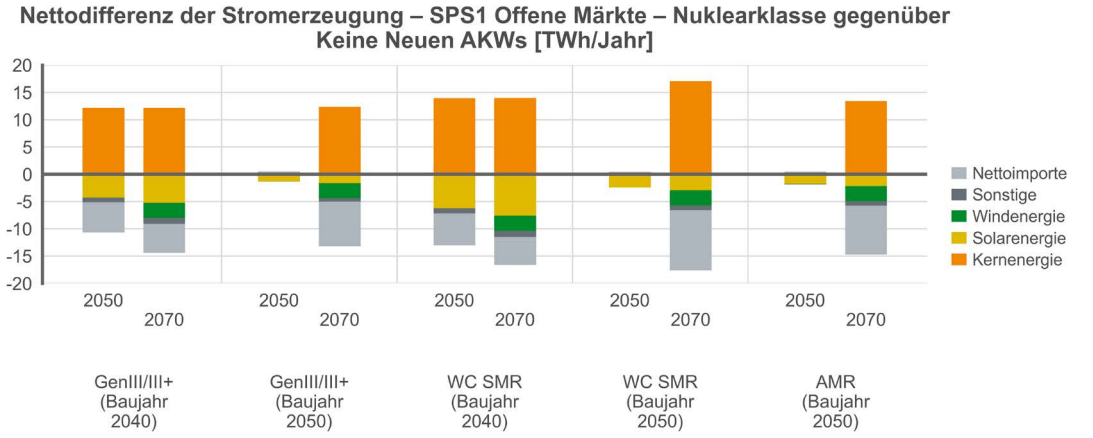


Abb. 15: Jährliche Stromerzeugung und Veränderung gegenüber dem Referenzfall in SPS1 – Offene Märkte nach Nuklearklasse, 2050 und 2070. Die obere Darstellung zeigt die Stromerzeugung sowie Nettoimporte und Nettoexporte in TWh pro Jahr für die fünf Nuklearvarianten unter mittleren OCC-Annahmen. Die untere Darstellung zeigt für jede Nuklearvariante die Differenz in TWh pro Jahr gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke in SPS1 – Offene Märkte. In der oberen Darstellung bezeichnen positive graue Werte Nettoimporte und negative graue Werte Nettoexporte. In der Differenzdarstellung zeigen negative graue Werte geringere Nettoimporte bzw. höhere Nettoexporte als im Referenzfall; sie bedeuten nicht in jedem Fall, dass die Schweiz tatsächlich Nettoexporteurin ist. Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäss den Referenzbetriebsdauern aus Abschnitt 4.3.4 stillgelegt; LTO ist nicht unterstellt. Neue Kernkraft reduziert vor allem Importe und Teile des späteren Ausbaus anderer Optionen, ohne Wasserkraft und erneuerbare Energien vollständig zu ersetzen.

Die Stromerzeugung der neuen Kernkraftwerke beruht auf den in Abschnitt 4.2.2.3 beschriebenen Betriebsannahmen. STEM bestimmt innerhalb der Vorgaben zu Mindestlast, Rampenraten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Wartungsdauer und Reservebereitstellung endogen, wann Anlagen Strom oder Wärme bereitstellen, ihre Leistung reduzieren oder für Revision und Wartung ausser Betrieb gehen. Neue Kernkraft wird daher weder als starre Volllasttechnologie noch als frei regelbare Erzeugung ohne technische Grenzen modelliert. Die Ergebnisse spiegeln vielmehr die Wechselwirkungen mit der Nachfrage, der erneuerbaren Erzeugung, der Wasserkraft, dem Speichern, den Importkapazitäten, der Wasserstoffproduktion und weiteren Flexibilitätsoptionen wider.

Wenn neue Kernkraft spätestens um 2050 verfügbar ist, liegt die Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2050 je nach Nuklearvariante zusammen rund 4–6 TWh unter dem entsprechenden Referenzfall ohne neue Kernkraft. Bis 2070 vergrössert sich die Spannweite über die betrachteten Nuklearvarianten auf rund 4–10 TWh; darin sind auch Nuklearklassen enthalten, die erst um 2060 verfügbar werden. Diese Werte bezeichnen eine geringere modellierte Erzeugung im Vergleich zum Referenzfall und keine vollständige Verdrängung der Technologien. Die Wasserkraft bleibt praktisch unverändert. Auch die thermische Stromerzeugung aus Abfall, Holz und Biogas sowie gegebenenfalls Anlagen mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung bleiben Teil des Mixes. Neue Kernkraft ersetzt in erster Linie Importe und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

einen Teil des späteren Ausbaus anderer Optionen; ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien sowie saisonaler Ausgleichsoptionen bleibt erforderlich. Die vollständigen Zeitreihen der Stromerzeugung für die fünf Nuklearvarianten sind in **Abb. 80** in Anhang 8.2.4.1 dargestellt.

Bei den Importergebnissen sind drei Grössen zu unterscheiden. Erstens werden die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten als Entwicklungspfadannahmen vorgegeben. Zweitens ergeben sich die tatsächlich genutzten Nettoimporte und Nettoexporte endogen aus der Modelloptimierung. Drittens dient der Richtwert von 5 TWh Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr ausschliesslich der nachträglichen Einordnung und wird nicht als Modellrestriktion erzwungen. Positive Werte in den Importgrafiken bedeuten Nettoimporte in die Schweiz; negative Werte entsprechen Nettoexporten. Besonders deutlich ist die Wirkung neuer Kernkraft bei den Importen im Winterhalbjahr **(Abb. 16)**. Ohne neue Kernkraft betragen die Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte im Winterhalbjahr 2050 knapp über 12 TWh. Bis 2070 sinken sie trotz des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien und saisonaler Ausgleichsoptionen nur auf rund 9 TWh. Neue Kernkraft kann diesen Bedarf deutlich verringern, beseitigt ihn im kostenoptimalen Modellrahmen jedoch in der Regel nicht vollständig.

Unter mittleren OCC-Annahmen sinken die Nettoimporte im Winterhalbjahr von SPS1 – Offene Märkte bei der frühen Gen III/III+-Klasse mit Baujahr 2040 auf rund 8,8 TWh im Jahr 2050 und bei der frühen wassergekühlten SMR-Klasse auf rund 8,5 TWh. Im Jahr 2070 erreichen die Nuklearvarianten mit später verfügbaren, aber kostengünstigeren Nuklearklassen tiefere Werte: rund 4 TWh bei Gen III/III+ mit Baujahr 2050 sowie 2 bzw. 3 TWh für die wassergekühlten SMR- und AMR-Klassen mit Baujahr 2050. In einzelnen Fällen mit besonders niedrigen OCC, insbesondere bei der späten wassergekühlten SMR-Klasse, weist die Modellierung im Winterhalbjahr sogar Nettoexporte aus.

Bei hohem OCC bleibt der Ausbau neuer Kernkraftwerke begrenzt. Die Winterimporte liegen dann insbesondere bei den früh verfügbaren Klassen weiterhin über dem 5-TWh-Richtwert. **Abb. 16** zeigt somit sowohl das Potenzial zur Importreduktion als auch deren Grenzen. Eine verbleibende Winterimportabhängigkeit ist keine Inkonsistenz: Der vollständige Ersatz sämtlicher Importe ist nicht zwingend kostengünstiger als ein Portfolio aus inländischer Erzeugung, Importen, Speichern und Flexibilität.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 16: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte, SPS4 – Weiter Wie Bisher und SPS2 – Autarkie, 2050 und 2070, mit und ohne neue Kernkraftwerke. Die Werte sind in TWh je Winterhalbjahr angegeben. Die Balken zeigen die Ergebnisse unter mittleren OCC-Annahmen; die Spannweiten zeigen die Ergebnisse unter OCC-Annahmen von niedrig bis hoch aus Kapitel 3. Die horizontale Linie markiert den Richtwert von 5 TWh an Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr. Dieser Wert wird nicht als Modellrestriktion vorgegeben, sondern ex post zur Einordnung herangezogen. Positive Werte entsprechen Nettoimporten, negative Werte Nettoexporten. Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäss den Referenzbetriebsdauern ohne LTO stillgelegt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

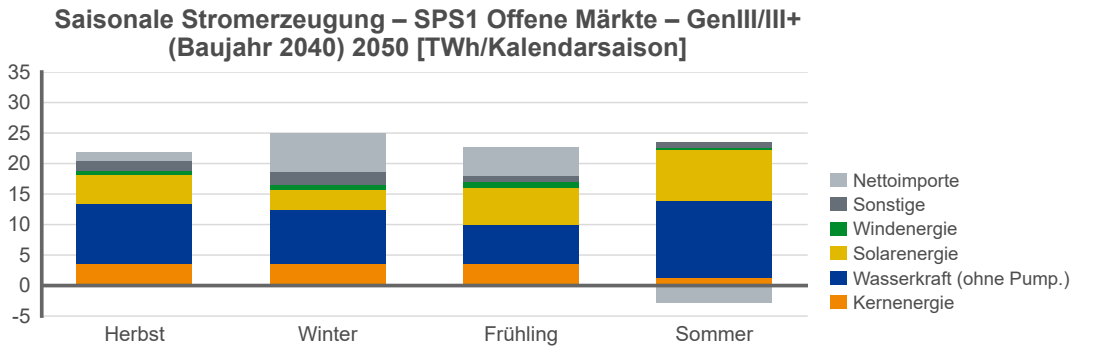
Ein ähnliches Muster zeigt sich auch in der jährlichen Stromhandelsbilanz. Ohne neue Kernkraft liegen die jährlichen Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050 bei etwas mehr als 15 TWh und bleiben auch im Jahr 2070 deutlich positiv. Neue Kernkraft kann sie erheblich senken. Unter mittleren oder niedrigen OCC führen einzelne Nuklearvarianten bis 2070 sogar zu jährlichen Nettoexporten. Dies gilt im mittleren OCC-Fall insbesondere für die späte wassergekühlte SMR-Klasse und bei niedrigem OCC für die späte Gen III/III+-Klasse, die späte wassergekühlte SMR- sowie die AMR-Klasse. Unter hohen OCC bleibt die Schweiz dagegen auch 2070 eine Nettoimporteurin.

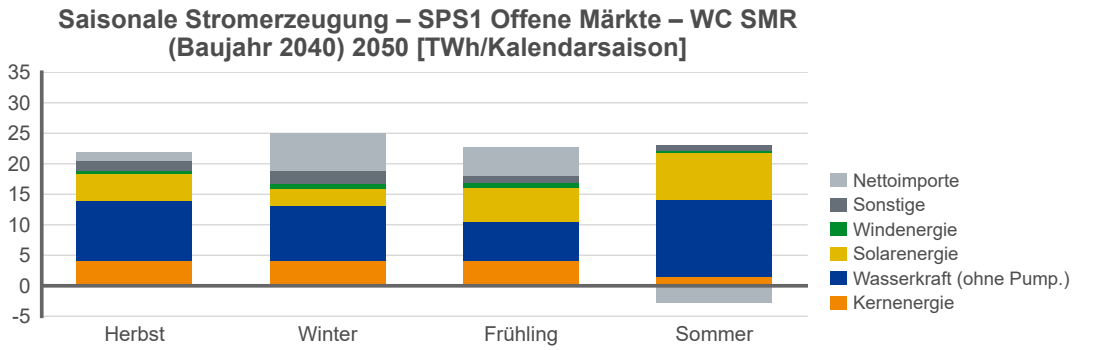
Der Importsubstitutionseffekt in einem einzelnen Modelljahr ist vom kumulierten Systemnutzen zu unterscheiden. Später verfügbare Klassen können im Jahr 2070 aufgrund tieferer OCC oder grösserer installierter Kapazitäten mehr Importstrom ersetzen als frühere Klassen. Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen beginnen jedoch bereits früher mit der Importsubstitution und verändern bereits zuvor die Ausbau- und Flexibilitätsentscheidungen. Ein stärkerer Importrückgang im Jahr 2070 bedeutet deshalb nicht automatisch einen grösseren kumulierten Systemwert über 2035–2070.

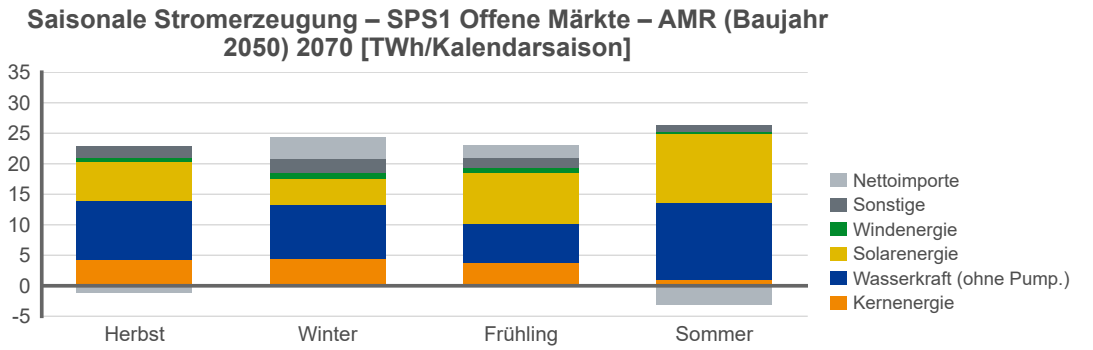
Abb. 17 ergänzt den Jahres- und den Winterhalbjahresvergleich um die saisonale und stündliche Einsatzlogik. Die saisonalen Darstellungen zeigen die Energiemengen der vier Modellsaisons. Die stündlichen Darstellungen zeigen hingegen Leistungsbilanzen für repräsentative Winter- und Sommertage. Sie sind keine Prognosen für einen bestimmten Kalendertag, sondern veranschaulichen das Zusammenspiel der Technologien innerhalb der zeitlichen Modellauflösung.

Die frühen Gen III/III+- und wassergekühlten SMR-Klassen erzeugen in der Modellsaison Winter mehr Strom als im Sommer. Bei Gen III/III+ mit Baujahr 2040 beträgt die Stromerzeugung in der Modellsaison Winter 2050 rund 4 TWh gegenüber etwa 1 TWh im Sommer. Bei der wassergekühlten SMR-Klasse mit Baujahr 2040 liegt die Wintererzeugung 2050 bei rund 4,3 TWh und bleibt bis 2070 annähernd konstant. Die AMR-Klasse trägt in der dargestellten Nuklearvariante erst 2070 bei und erzeugt in der Modellsaison Winter rund 4,5 TWh, gegenüber etwa 1 TWh im Sommer. Dieses Muster entsteht unter anderem dadurch, dass STEM-Revisions- und Wartungszeiten, Drosselungen sowie alternative Einsatzmöglichkeiten in Zeiträume mit geringeren Opportunitätskosten verlagert werden können. Es beschreibt keinen exogen vorgegebenen saisonalen Kapazitätsfaktor. Die repräsentativen Tagesprofile zeigen zugleich, dass neue Kernkraft nicht unabhängig vom übrigen Stromsystem eingesetzt wird. In Stunden hoher Solarstromerzeugung deckt Photovoltaik einen grossen Teil der Nachfrage; in anderen Stunden wirken Kernkraft, Wasserkraft, Speicher, Importe und weitere Optionen zusammen. Neue Kernkraft verringert damit teilweise den Bedarf an Importen und an Flexibilität, ersetzt diese jedoch nicht vollständig. Ihr modellierter Beitrag besteht vor allem in mehr inländischer CO_2-armer Wintererzeugung, geringerer Importabhängigkeit und einer veränderten Beanspruchung von Speichern und Flexibilitätsoptionen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html







© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

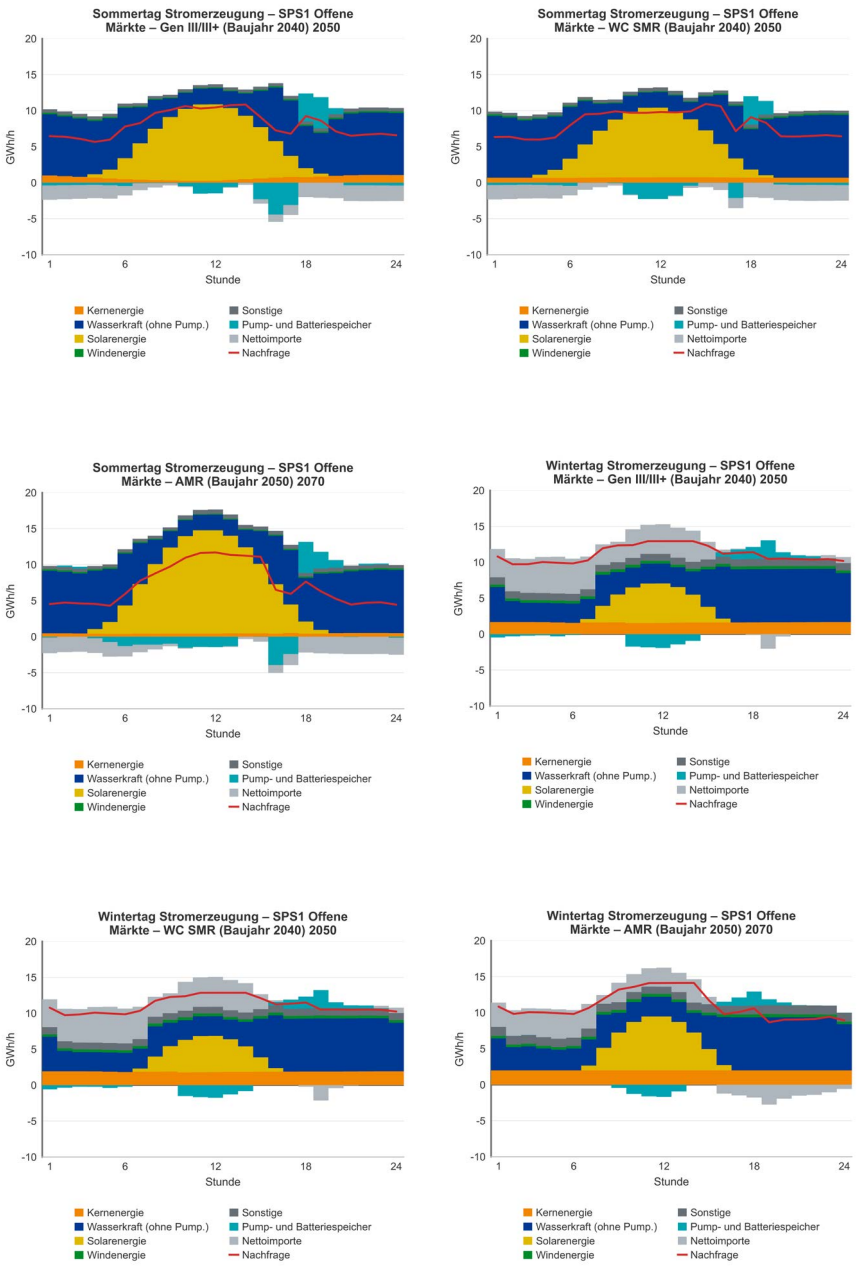


Abb. 17: Saisonale Strombereitstellung und stündliche Leistungsbilanzen für ausgewählte Nuklearklassen in SPS1 – Offene Märkte. Dargestellt sind Gen III/III+-Reaktoren mit Baujahr 2040, wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 sowie AMR mit Baujahr 2050 unter mittleren OCC-Annahmen. Die saisonalen Diagramme zeigen die Energiemengen in TWh je Modellsaison für das Jahr 2050 bzw. für AMR im Jahr 2070. Die stündlichen Diagramme zeigen Leistungsbilanzen in GWh/h für repräsentative Winter- und Sommertage in den Jahren 2050 bzw. 2070. Saisonale Energiemengen und stündliche Leistungen sind nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Veränderungen reichen über Stromerzeugung und Importe hinaus. In SPS1 – Offene Märkte sinkt in den Nuklearvarianten mit neuen Kernkraftwerken der Bedarf an positiver Sekundärreserve, Kurzfristspeicherung und Batteriekapazitäten. Die Verfügbarkeit zusätzlicher CO_2-armer Strommengen erleichtert zugleich eine stärkere Elektrifizierung, insbesondere in der Industrie und in Gebäuden. Speicher, flexible Nachfrage und weitere Dekarbonisierungsoptionen werden dadurch jedoch nicht überflüssig. Auch der Bedarf an CO_2-Abscheidung und -Speicherung verändert sich nur geringfügig; selbst in den günstigsten Nuklearvarianten sinkt er bis 2050 bzw. 2070 um höchstens rund 2,5 %. Die Veränderungen bei Speichern, Flexibilität, Sektorkopplung und Endverbrauch werden in Abschnitt 4.6.4 vertieft.

Der Vergleich der Entwicklungspfade zeigt, dass die Importwirkung neuer Kernkraft vom Ausgangssystem abhängt. In SPS2 – Autarkie liegen die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr bereits in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke bei rund 3,6 TWh im Jahr 2050 und 3,0 TWh im Jahr 2070 und damit unter dem 5-TWh-Richtwert. Neue Kernkraft kann sie weiter senken; bei mittlerem OCC bleibt der zusätzliche Effekt jedoch gering. Der geringe Winterimportbedarf ist in SPS2 – Autarkie vor allem eine Folge des Entwicklungspfads, der frühzeitig auf inländische Erzeugung, Effizienz, Speicher, Flexibilität und Nachfrageanpassungen setzt und nicht primär auf die Wirkung neuer Kernkraft.

SPS4 – Weiter Wie Bisher ist kein Pfad mit zusätzlichen Importrestriktionen. Der Beitrag neuer Kernkraft zum Strommix und zur Importreduktion reagiert dort stärker auf die OCC. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) bis 2050 auf rund 18 TWh und bis 2070 auf rund 25 TWh; zugleich bleiben Importe ein wichtiger Bestandteil der Stromversorgung. Neue Kernkraft wird in relevantem Umfang vor allem bei niedrigen OCC oder in den Nuklearvarianten mit später verfügbaren und kostengünstigeren Nuklearklassen gebaut. Sie ersetzt dort hauptsächlich Importe und nur einen kleinen Teil der Solarstromerzeugung. Da Elektrifizierung und Transformation in SPS4 – Weiter Wie Bisher langsamer verlaufen, bleiben auch die zusätzlichen Nachfrage- und Sektorkopplungseffekte schwächer als in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie.

Insgesamt kann neue Kernkraft die Jahres- und Winterimporte deutlich reduzieren und einen Teil des späteren Ausbaus anderer Optionen ersetzen. Der Umfang hängt jedoch stark vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit, den OCC und dem Entwicklungspfad ab. Importbedarfe werden im kostenoptimalen Modellrahmen meist nicht vollständig beseitigt, und der Ausbau erneuerbarer Energien kommt auch in den Nuklearvarianten nicht zum Stillstand. Für die künftige Stromsystemstruktur ist deshalb nicht nur die Wahl zwischen Gen III/III+-Reaktoren, wassergekühlten SMR und AMR entscheidend, sondern vor allem, ob eine Klasse rechtzeitig, zu wettbewerbsfähigen Kosten und als Teil eines diversifizierten Portfolios verfügbar ist.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.6.4 Sektorkopplung, Flexibilität und Wärmenutzung

Kernaussage: Neue Kernkraft verändert die Sektorkopplung und den Flexibilitätsbedarf, ersetzt sie jedoch nicht. Zusätzliche CO_2-arme und steuerbare Stromerzeugung kann die direkte Elektrifizierung insbesondere in Industrie und Gebäuden unterstützen, Stromimporte und teilweise Importe klimaarmer Energieträger verringern sowie den Bedarf an einzelnen Speichern, Nachfrageflexibilitäten, Reserven und zusätzlichen Energieeinsparungen verändern. Diese Wirkungen hängen stark vom Entwicklungspfad und vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit ab. In SPS1 – Offene Märkte ist die Verringerung der Stromimporte die grösste sektorübergreifende Wirkung. Früh verfügbare Nuklearklassen weisen über den Zeitraum 2035–2070 aufgrund ihrer längeren Einsatzdauer höhere kumulierte Importreduktionen auf (100–120 TWh). Dies bedeutet jedoch nicht, dass sie die Importe in späteren Modelljahren stärker reduzieren: Bis 2070 können später verfügbare Nuklearklassen aufgrund ihrer niedrigeren Kosten und des dadurch stärkeren Ausbaus grössere jährliche Importreduktionen erreichen. Die Auswirkungen auf Wasserstoff, Biokraftstoffe und synthetische Energieträger bleiben demgegenüber geringer, da diese weiterhin für schwer elektrifizierbare Anwendungen benötigt werden. In SPS2 – Autarkie entlastet neue Kernkraft, sofern sie von STEM ausgewählt wird, eher als andere inländische Anpassungsoptionen. In allen Fällen bleiben erneuerbare Energien, Wasserkraft, Netze, Speicher, flexible Nachfrage, Effizienz, Wasserstoff, synthetische Energieträger und Wärmeoptionen Bestandteile des Energiesystems.

STEM bestimmt diese Wechselwirkungen endogen. Verfügbarer Strom kann direkt genutzt, gespeichert, exportiert, zur Wasserstoffproduktion oder zur Herstellung synthetischer Energieträger eingesetzt, abgeregelt oder zur Wärmebereitstellung verwendet werden. Eine feste Kopplung von Photovoltaik und Batterien wird ebenso wenig vorgegeben wie eine automatische Wärmeauskopplung aus neuen Kernkraftwerken. Die Nutzung einer Option erfolgt nur, wenn sie unter den jeweiligen Entwicklungspfad-, Kosten-, Infrastruktur- und Betriebsannahmen kostenoptimal ist.

Die Ergebnisse zeigen Systemreaktionen und keine detaillierten Netz-, Anlagen- oder Engineering-Nachweise für konkrete Reaktordesigns, Standorte oder Wärmeprojekte. Abschnitt 4.6.4.1 untersucht Endenergie, Elektrifizierung und klimaneutrale Energieträger. Abschnitt 4.6.4.2 behandelt Speicher, Flexibilität, Abregelung und Reserven. Abschnitt 4.6.4.3 ordnet Fernwärme, Prozesswärme und weitere nicht elektrische Anwendungen ein. Preis- und makroökonomische Wirkungen werden in Abschnitt 4.7 behandelt.

4.6.4.1 Endenergie, Elektrifizierung und Sektorkopplung

Abb. 18 zeigt die kumulierten Veränderungen gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb des jeweiligen Entwicklungspfads. Dargestellt werden die zusätzliche direkte Elektrifizierung der Endnachfrage, vermiedene Stromimporte, vermiedene

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Importe klimaneutraler Moleküle sowie der geringere Bedarf an zusätzlichen Energieeinsparungen bzw. Nachfrageanpassungen. Die Resultate entsprechen keiner vorgegebenen Sektorkopplungsstrategie. Sie entstehen aus der integrierten Optimierung von Strom, Wärme, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern, Speichern, Importen und Endverbrauchstechnologien.

In SPS1 – Offene Märkte besteht die grösste sektorübergreifende Wirkung in der Verringerung der Stromimporte. Von 2035 bis 2070 werden je nach Nuklearklasse mehrere Dutzende bis deutlich über 100 TWh an Stromimporten vermieden. Die grössten kumulierten Wirkungen weisen die früh verfügbaren Klassen auf, insbesondere Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040. Dies ergibt sich vor allem aus ihrer längeren Wirkungsdauer. In späteren Modelljahren können die später verfügbaren, kostengünstigeren Klassen aufgrund ihres stärkeren Ausbaus jedoch grössere jährliche Importreduktionen erreichen. Die früh verfügbaren Klassen unterstützen zudem bereits früher die Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren. Die zusätzliche Elektrifizierung ist kleiner als die Importwirkung, aber systemisch relevant. Um 2050 steigt die industrielle Stromnachfrage in den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen gegenüber SPS1 ohne neue Kernkraft um rund 1,9–2,0 TWh pro Jahr. In Gebäuden beträgt der Anstieg rund 1,0–1,1 TWh pro Jahr, im Dienstleistungssektor rund 0,2 TWh pro Jahr. Im Verkehr ist die zusätzliche Wirkung gering, weil ein grosser Teil der Elektrifizierung bereits vor der Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke erfolgt ist. Kumuliert erreicht die zusätzliche Elektrifizierung von 2035 bis 2070 bei den früh verfügbaren Klassen rund 50–60 TWh. Bei den später verfügbaren Klassen beträgt sie rund 7–10 TWh.

Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit ist damit mindestens ebenso wichtig wie die technologische Familie. Es gelten die in Abschnitt 4.3.4 definierten frühesten Verfügbarkeitsjahre: 2046 für wassergekühlte SMR und 2050 für Gen III/III+-Reaktoren mit Baujahr 2040 sowie 2056 bzw. 2060 für die entsprechenden Klassen mit Baujahr 2050. Für die später verfügbaren Klassen gibt es bis 2050 keine zusätzliche Elektrifizierung der Nachfrage. Bis 2070 holt das System in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke einen Teil des anfänglichen Elektrifizierungsvorsprungs auf, weil erneuerbare Energien und saisonale Flexibilitätsoptionen weiter ausgebaut werden. Der Abstand verringert sich gegenüber dem Stand von 2050 um rund 38–40 % (unter Berücksichtigung der frühen Klassen). Niedrigere OCC verstärken die zusätzlichen Nachfrageeffekte; höhere OCC schwächen sie.

Zusätzliche Elektrifizierung bedeutet nicht automatisch tiefere Endkundenpreise. Sie zeigt, dass fossile Endanwendungen in grösserem Umfang durch Strom ersetzt werden können, ohne den gesamten Anpassungsdruck auf Effizienz, Nachfrageveränderungen oder importierte klimaneutrale Energieträger zu verlagern. Die Preiswirkungen werden in Abschnitt 4.7 gesamtwirtschaftlich eingeordnet. In SPS2 – Autarkie ist die zusätzliche Vermeidung von Importen geringer. Der Entwicklungspfad setzt bereits ohne neue Kernkraft stärker auf inländische Versorgung, Effizienz, Elektrifizierung und geringere Importabhängigkeit. Soweit STEM eine neue Nuklearklasse auswählt, stützt sie zusätzliche inländische Elektrifizierung und verringert den Bedarf an weitergehenden Energieeinsparungen oder Nachfrageanpassungen. Neue Kernkraft verbreitert damit das inländische Technologieportfolio, ersetzt die übrigen Anpassungsoptionen jedoch nicht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

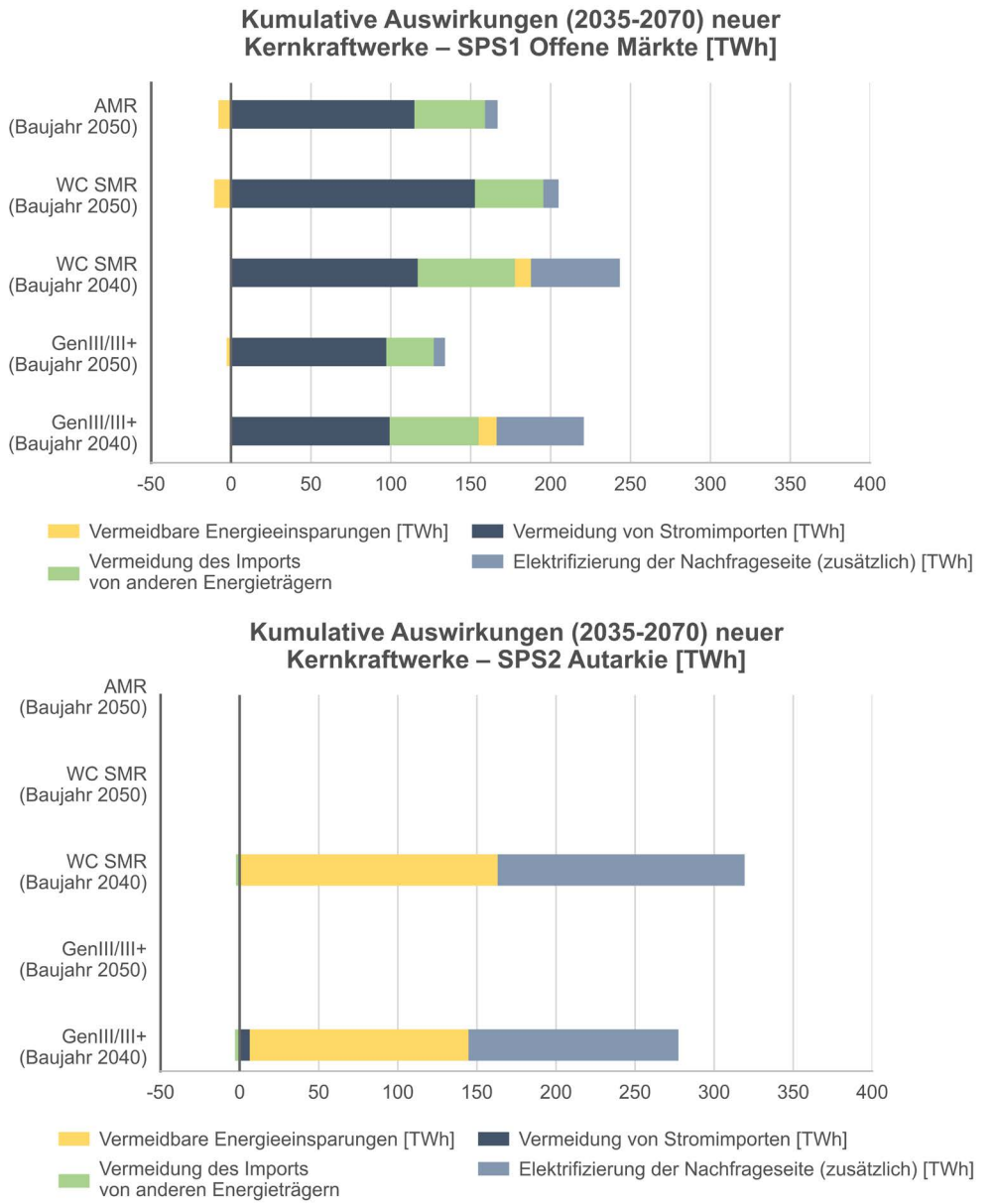


Abb. 18: Kumulative Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf Endenergiebereitstellung und Sektorkopplung in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie, 2035–2070. Dargestellt sind die Veränderungen in TWh gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb des jeweiligen Entwicklungspfads unter mittleren OCC-Annahmen und ohne LTO. Die Indikatoren zeigen zusätzliche direkte Elektrifizierung der Endnachfrage, vermiedene Stromimporte, vermiedene Importe klimaneutraler Moleküle sowie einen geringeren Bedarf an zusätzlichen Energieeinsparungen bzw. Nachfrageanpassungen. Die Molekülimporte umfassen Wasserstoff, Biokraftstoffe und synthetische Energieträger. Positive Werte bezeichnen den jeweils genannten Effekt; negative Werte zeigen die entgegengesetzte Veränderung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Fehlende oder sehr kleine Balken bedeuten, dass STEM die betreffende Klasse nicht oder nur in sehr geringem Umfang einsetzt bzw. keine relevante Veränderung berechnet.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

In SPS4 – Weiter Wie Bisher bleiben die sektoralen Nachfrageeffekte gering. Neue Kernkraft wirkt dort vor allem durch Importsubstitution und in kleinerem Umfang durch eine geringere Nutzung weniger attraktiver Solarstandorte. In den kostengünstigeren Nuklearvarianten, in denen STEM die jeweils verfügbare Nuklearklasse tatsächlich auswählt, können 2070 mehr als 10 TWh an Importen ersetzt werden, während die Solarstromerzeugung um rund 2–5 TWh unter der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke liegt. Die Importe synthetischer Energieträger gehen im Jahr 2050 um nur etwa 0,3 TWh bzw. im Jahr 2070 um 0,6 TWh zurück.

Bei Wasserstoff und synthetischen Energieträgern unterscheiden sich die Wirkungen deutlich. In SPS1 – Offene Märkte sinkt die inländische Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 bei früherer nuklearer Verfügbarkeit um rund 30–35 % bzw. um 5–6 PJ. Die Wasserstoffimporte gehen um rund 75 % bzw. um 2,5–3 TWh zurück. Im Jahr 2070 liegt die inländische Wasserstoffproduktion um rund 40–45 % bzw. 11–12 PJ und die importierte Menge um rund 60 % bzw. etwa 1 TWh unter dem jeweiligen Referenzfall. Im Gegensatz dazu bleiben die Auswirkungen auf inländische synthetische Kraftstoffe geringer. Bei den früh verfügbaren Nuklearklassen sinkt ihr Einsatz 2050 um rund 3–4 % und 2070 um rund 1,5 %. Nachhaltige Flugkraftstoffe und andere klimaneutrale Moleküle werden weiterhin für Anwendungen benötigt, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Dazu gehören insbesondere Teile der Industrie sowie der internationale Luftverkehr. Neue Kernkraft verändert somit die Mengen und die Herkunft dieser Energieträger, ersetzt sie jedoch nicht.

STEM legt keinen bestimmten Produktionspfad für Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe fest. Das Modell entscheidet, ob Strom direkt genutzt, gespeichert, exportiert, abgeregelt oder für Elektrolyse und Brennstoffsynthese eingesetzt wird. Die geringe Reaktion der synthetischen Kraftstoffe zeigt, dass sie im Modell überwiegend in Anwendungen mit begrenzten Möglichkeiten zur direkten Elektrifizierung verbleiben.

Später verfügbare Nuklearklassen können 2070 stärker auf die Molekülimporte als auf die breite Elektrifizierung wirken. In einzelnen Nuklearvarianten sinken die Importe synthetischer Energieträger um rund 2,5 % bzw. um 0,8–1,0 TWh. Die inländische Wasserstoffproduktion geht um rund 4–11 % zurück und die Wasserstoffimporte um rund 30–35 %. Unter den später verfügbaren Optionen weist die AMR-Klasse eine stärkere Wirkung auf, weil ihre höhere Austrittstemperatur zusätzliche industrielle Wärmeanwendungen ermöglicht und dadurch einzelne synthetische Energieträger ersetzen kann.

Die Ergebnisse vor dem Verfügbarkeitsjahr einer Nuklearklasse sind als intertemporale Modellwirkung zu verstehen. STEM antizipiert spätere Optionen und optimiert den Ausbaupfad bis 2070. Deshalb können sich Importe, Effizienz, Speicher oder andere Übergangsoptionen bereits verändern, bevor der betreffende Reaktor Strom oder Wärme bereitstellt. Daraus folgt keine Empfehlung, den Ausbau erneuerbarer Energien, der Netze oder der Flexibilität aufzuschieben. Die Resultate zeigen vielmehr, weshalb frühe Verfügbarkeit breitere und frühere sektorübergreifende Wirkungen erzeugt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.6.4.2 Speicher, Flexibilität und Einspeisebegrenzung

Neue Kernkraft verändert den Bedarf an Flexibilität, beseitigt ihn jedoch nicht. Abschnitt 4.6.3 zeigt, dass die Wind- und Solarstromerzeugung in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2070 bei einer Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke bis etwa 2050, je nach Nuklearvariante, rund 4–6 TWh unter der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke liegt. Werden neue Kernkraftwerke später verfügbar, beträgt die Differenz ebenfalls etwa 4–6 TWh. Die Wasserkrafterzeugung bleibt 2050 mit knapp 38 TWh praktisch unverändert. Neue Kernkraft ersetzt somit vor allem Importe und Teile des späteren Ausbaus anderer Optionen. Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, Speicher, Netze und flexible Nachfrage bleiben wichtige Bestandteile des Systems.

STEM behandelt stationäre Speicher, Vehicle-to-Grid (V2G), saisonale Wärmespeicherung, Lastverschiebung, Einspeisebegrenzung von Solar- und Windenergie, Elektrolyse, Power-to-X, Exporte und Reservekapazitäten als konkurrierende Ausgleichsoptionen. Das Modell entscheidet endogen darüber, wie Überschüsse und Knappheiten ausgeglichen werden. Für Aufdach-Photovoltaik wird keine feste Kopplung an Batteriespeicher unterstellt. **Tab. 38** zeigt ausgewählte absolute Modellwerte für SPS1 – Offene Märkte. Die Werte der Nuklearvarianten mit erst später verfügbaren Nuklearklassen sind auch für 2050 ausgewiesen. Sie können sich vom Referenzfall unterscheiden, obwohl die neue Anlage noch nicht in Betrieb ist, weil STEM die spätere Verfügbarkeit bereits bei früheren Ausbau- und Betriebsentscheidungen antizipiert.

Der Bedarf an stationären Batteriespeichern, V2G, kurzfristiger Lastverschiebung und positiver Sekundärreserve ist in den Nuklearvarianten meist geringer. Besonders deutlich ist dies bei der früh verfügbaren wassergekühlten SMR-Klasse: Die stationäre Batterieleistung beträgt 0,7 GW im Jahr 2050 und 0,9 GW im Jahr 2070 gegenüber 1,2 bzw. 1,6 GW ohne neue Kernkraft. Auch V2G und die positive Sekundärreserve liegen tiefer. Die Ergebnisse zeigen, dass zusätzliche steuerbare CO_2-arme Erzeugung einzelne kurzfristige Ausgleichsbedarfe verringern kann. Die Wirkung ist jedoch nicht für alle Flexibilitätsoptionen gleich. Die saisonale Wärmespeicherung liegt 2050 bei den früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR mit 1,4 bzw. 1,3 TWh über dem Referenzwert von 1,1 TWh. Im Jahr 2070 liegt sie in allen Nuklearvarianten etwas unter den 4,7 TWh des Referenzfalls, bleibt aber mit 4,0–4,2 TWh substanziell. Neue Kernkraft verändert damit die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios; sie führt nicht zu einer gleichmässigen Verringerung aller Optionen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 38: Ausgewählte Flexibilitäts- und Sektorkopplungsindikatoren in SPS1 – Offene Märkte in den sechs Nuklearvarianten mit und ohne neue Kernkraft, 2050 und 2070. Die Spalten bezeichnen die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten mit der jeweils genannten verfügbaren Nuklearklasse. Dargestellt sind absolute Modellwerte unter mittleren OCC-Annahmen und ohne LTO. Die stationären Batteriespeicher beziehen sich auf die installierte Leistung. V2G, saisonale Wärmespeicherung und die Lastverschiebung von Haushaltsgeräten bezeichnen die jährlich verschobenen bzw. gespeicherten Energiemengen. Die letzte Zeile zeigt den modellierten jährlichen Bedarf an positiver Sekundärreserve.

Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**Gen III/III+ (Baujahr 2040)**		**Gen III/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,2	1,6	0,8	1,0	1,1	1,2	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
V2G (TWh/Jahr)	0,6	0,8	0,2	0,3	0,5	0,6	0,2	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	1,1	4,7	1,4	4,2	1,1	4,4	1,3	4,0	0,9	4,2	1,0	4,2
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,1	1,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MWh/Jahr)	520	550	500	520	510	530	490	510	500	530	500	530

Auch die Einspeisebegrenzung der Photovoltaikerzeugung reagiert pfadabhängig. In SPS1 – Offene Märkte beträgt die jährlich abgeregelte PV-Energie in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke im Jahr 2050 rund 0,7 TWh. In den Nuklearvarianten liegt sie je nach Klasse um rund 0,2–0,6 TWh tiefer. Im Jahr 2070 sinkt sie gegenüber einem Referenzwert von rund 1,3 TWh um 0,1–0,4 TWh. Ein Teil dieses Effekts entsteht, weil das Modell bei neuer Kernkraft weniger Photovoltaik an ungünstigeren Standorten ausbaut und Stromüberschüsse anders auf Importe, Exporte, Speicher und flexible Nachfrage verteilt. Ebenso wird in SPS1 – Offene Märkte der maximale Anteil der Einspeisebeschränkung (in %) über das gesamte Jahr hinweg durch den Einsatz von Kernkraft beeinflusst. Wenn keine Kernkraftwerke zugelassen sind, erreicht der maximale Anteil im Jahr 2050 5 %, während frühzeitig in Betrieb genommene Kraftwerke (entweder GenIII/III+ oder WC SMR) diesen Wert auf 1–3 % senken, wie aus **Abb. 81** im Anhang ersichtlich ist. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass neue Kernkraftwerke Einspeisebeschränkungen nicht verhindern; in SPS1 – Offene Märkte können sie jedoch die jährliche Menge an eingespeicherter Energie reduzieren. Dieser Befund lässt sich nicht auf SPS2 – Autarkie übertragen. **Abb. 81** in Anhang 8.2.4.2 zeigt dort in mehreren Nuklearvarianten mit neuen Kernkraftwerken eine höhere jährliche PV-Einspeisebegrenzung als in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Im Jahr 2070 beträgt sie ohne neue

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kernkraft rund 5,5 TWh und je nach Nuklearklasse etwa 4,3–5,8 TWh. Der Anteil der abgeregelten PV-Leistung kann in einzelnen Jahren rund 30 % betragen. Das stärker auf inländische Erzeugung und geringeren Stromhandel ausgerichtete System weist damit eine andere Überschuss- und Flexibilitätsstruktur auf als SPS1 – Offene Märkte. Die Ergebnisse der Einspeisebegrenzung und der Flexibilität sind systemische Optimierungsresultate. STEM bildet keine detaillierten lokalen Verteilnetzengpässe, Vergütungsmechanismen für abgeregelte Anlagen oder anlagenspezifischen Fahrpläne ab. Standortspezifische Kühlwasserrestriktionen und thermische Einleitgrenzen, detaillierte Alterungs- und Wartungseffekte bei häufigen Lastwechseln sowie die technische Validierung konkreter Reaktordesigns werden ebenfalls nicht vollständig modelliert.

Der Bedarf an CO_2-Abscheidung und -Speicherung verändert sich nur wenig. In SPS1 – Offene Märkte bleibt CCS auch mit neuer Kernkraft zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaziele erforderlich. Selbst im günstigsten Kernkraftszenario sinkt der Bedarf bis 2070 nur um etwa 2 %. Neue Kernkraft ersetzt somit weder die übrigen CO_2-Minderungsoptionen noch ein breit zusammengesetztes Flexibilitätsportfolio aus erneuerbaren Energien, Wasserkraft, Netzen, Speichern, flexibler Nachfrage, Power-to-X und Reserven.

4.6.4.3 Fernwärme, Prozesswärme und andere Anwendungen

Neue Kernkraft kann in STEM neben Strom auch Fernwärme und industrielle Prozesswärme bereitstellen. In SPS1 – Offene Märkte liegt die Fernwärmeversorgung im Jahr 2050 in den Kernkraftszenarien mit neuen Kernkraftwerken um etwa 0,3 TWh höher als im Kernkraftszenario ohne neue Kernkraftwerke. Bis 2070 werden die aggregierten Unterschiede kleiner, weil sich auch andere Wärmeoptionen weiterentwickeln.

Auf Ebene der Nuklearklassen ist das Nutzungspotenzial grösser als die Veränderung der gesamten Fernwärmebereitstellung. Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR liefern im Modell bis zu rund 1,9 TWh Wärme, sofern dies kosteneffizient ist. Die AMR-Klasse erreicht 2070 rund 2,5 TWh pro Jahr. Davon entfallen etwa 0,6 TWh auf Hochtemperaturwärme für industrielle Anwendungen.

Die möglichen Anwendungen unterscheiden sich je nach Temperatur. Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR können Niedertemperaturwärme für Fernwärme und bestimmte industrielle Prozesse sowie Strom für die Elektrolyse bereitstellen. Für AMR wird zusätzlich Hochtemperaturwärme in der typischen Temperaturspanne von 500–900 °C abgebildet. Dadurch werden unter anderem Prozessdampf, Hochtemperaturelektrolyse und Direct Air Capture als technische Optionen erfasst. Die Wärmeauskopplung verringert die für die Stromerzeugung verfügbare Leistung, abhängig von der Temperatur und der Anlagencharakteristik. Die zugrunde liegenden Annahmen sind in Abschnitt 4.2.2.3 und **Tab. 24** dokumentiert (OECD/NEA, 2022; IAEA, 2024b; Larsen et al., 2024).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Diese Wärmemengen sind keine automatisch realisierbaren Potenziale. Neue Kernkraftwerke werden in STEM nur an den bestehenden Standorten Beznau, Gösgen und Leibstadt zugelassen. Das Modell wählt den Standort unter anderem danach aus, ob in erreichbarer Entfernung ausreichendes Fernwärme- oder Prozesswärmepotenzial vorhanden ist. Die zusätzlich erschliessbaren Wärmepotenziale je Entfernungsklasse sind in **Tab. 25** ausgewiesen.

Wird nukleare Fernwärme ausgewählt, berücksichtigt STEM eine Hauptwärmetransportleitung zwischen dem Reaktorstandort und dem lokalen Wärmenetz. Einbezogen werden entfernungsspezifische Leitungskosten, Rohrdurchmesser, Pumpstationen, Höhendifferenzen, Pumpverluste sowie längenabhängige Bauzeiten. Die Kosten und technischen Eigenschaften basieren auf IAEA-Berichten und wurden an schweizerische Bedingungen angepasst. Ein Plausibilitätsvergleich erfolgte mit dem Refuna-Netz in Beznau, das jährlich rund 170 GWh Wärme liefert (IAEA, 2012; Refuna, 2024).

Das Wärmepotenzial ist auf einen begrenzten Anteil grösserer städtischer Gebiete in relativer Nähe zu den bestehenden Standorten beschränkt. Die Abschätzung verwendet bestehende Infrastruktur, Ausbaupläne sowie öffentlich verfügbare Wärmenetzkarten des Bundesamtes für Energie (BFE, 2024b). Nukleare Wärme konkurriert im Modell mit Wärmepumpen, Fernwärme aus anderen Quellen, Abwärme, Biomasse, Wasserstoff und synthetischen Energieträgern. Transportverluste und zusätzliche Infrastrukturkosten werden berücksichtigt.

Die STEM-Ergebnisse zeigen, unter welchen Modell- und Systemannahmen nukleare Wärme einen kostenoptimalen Beitrag zum Energiesystem leisten kann. Daraus lassen sich keine Aussagen zur standortspezifischen technischen Umsetzbarkeit, zur Verfügbarkeit geeigneter Leitungs- und Wärmenetztrassen, zu Bewilligungen, zur lokalen Akzeptanz oder zur Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte ableiten. Der zusätzliche Systemwert von Fern- und Prozesswärme hängt wesentlich vom Standort, der vorhandenen Infrastruktur sowie vom Umfang, dem Temperaturprofil und dem zeitlichen Verlauf der Wärmenachfrage ab.

4.6.5 Sensitivitätsanalyse

Kernaussage: Die Sensitivitätsanalysen prüfen, wie robust die in den Abschnitten 4.6.1–4.6.4 dargestellten Systemwirkungen gegenüber gezielten Änderungen einzelner Annahmen sind. Sie zeigen zugleich, dass der Systemwert neuer Kernkraft nicht allein von den technischen Eigenschaften der Nuklearklassen abhängt, sondern stark vom jeweiligen Systemkontext geprägt wird. Entscheidend sind insbesondere der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, die OCC und der WACC neuer Nuklearklassen, das Niveau und die zeitliche Struktur der Importpreise, die Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt, der volkswirtschaftliche Diskontsatz sowie bindende Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion. Neue Kernkraft gewinnt im Modell vor allem dann an Systemwert, wenn gesicherte CO_2-arme Stromerzeugung knapp

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

ist, Importmöglichkeiten teuer oder eingeschränkt sind und OCC sowie Finanzierungskosten ausreichend tief bleiben. Umgekehrt sinkt ihr Beitrag oder entfällt, wenn Importe günstig verfügbar sind, erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen kostengünstig ausgebaut werden können oder hohe Finanzierungskosten die Wettbewerbsfähigkeit neuer Kernkraftwerke beeinträchtigen. Diese Einflussgrössen wirken nicht isoliert, sondern verschieben die Systembalance zwischen Kernkraft, Photovoltaik, Windenergie, Importen, Speichern und Flexibilitätsoptionen. Die Sensitivitätsanalysen sind deshalb als konditionale Modellanalysen und nicht als zusätzliche Entwicklungspfade, Nuklearvarianten oder Prognosen zu verstehen.

Die Analyse unterscheidet drei aufeinander aufbauende Ebenen. Der Entwicklungspfad definiert den übergeordneten Systemkontext. Innerhalb jedes Entwicklungspfads werden sechs Nuklearvarianten betrachtet: eine Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils Investitionen in genau eine Nuklearklasse zugelassen sind. Eine Sensitivitätsanalyse verändert demgegenüber eine festgelegte Annahme, während der Entwicklungspfad und die jeweilige Nuklearvariante unverändert bleiben.

Für alle folgenden Unterabschnitte gilt deshalb dieselbe Vergleichslogik. Der Effekt einer Sensitivitätsanalyse wird gegenüber dem entsprechenden Fall mit zentralen Annahmen innerhalb desselben Entwicklungspfads und derselben Nuklearvariante bestimmt. Der zusätzliche Systembeitrag einer Nuklearklasse wird dagegen gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unter identischen Sensitivitätsannahmen ermittelt. Soll beurteilt werden, wie eine Sensitivitätsanalyse den zusätzlichen Systembeitrag neuer Kernkraft verändert, wird dieser Beitrag innerhalb der Sensitivitätsanalyse mit dem entsprechenden Beitrag unter den zentralen Annahmen verglichen. Nicht vergleichbare Fälle werden nicht miteinander vermischt. Insbesondere wird LTO als Sensitivitätsanalyse innerhalb aller sechs Nuklearvarianten ausgewertet; LTO ist keine siebte Nuklearvariante.

Auch die Ergebnisdarstellung folgt einer gemeinsamen Hierarchie. Nach der Definition der Sensitivitätsannahme und des Vergleichsfalls werden zunächst die Investitions- und Kapazitätsreaktionen und anschliessend die zentrale Wirkung auf die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten dargestellt. Danach folgen – soweit sie für die jeweilige Sensitivitätsanalyse zusätzliche Erkenntnisse liefern – die jährliche Energie- und Strombilanz, die saisonale Versorgung und der Stromhandel, der Einsatz in repräsentativen Zeitscheiben sowie die Auswirkungen auf Flexibilität, Speicher, Abregelung und Sektorkopplung. Die detaillierte Kostenzerlegung und die weiteren kumulativen Wirkungen werden in Bezug auf die physischen Systemreaktionen eingeordnet. Nicht jede Sensitivitätsanalyse erfordert Ergebnisse auf allen Ebenen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

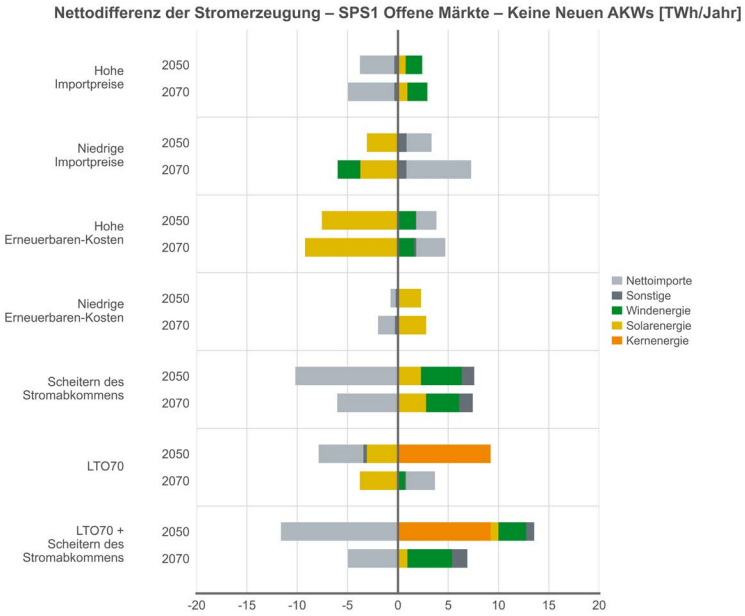
Die Darstellung beginnt mit dem Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, da dieser die Transformationsphase bis hin zu möglichen Neubauten unmittelbar beeinflusst. Anschliessend werden die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie der WACC neuer Nuklearklassen untersucht, da diese Annahmen die relative Wettbewerbsfähigkeit der wichtigsten inländischen Erzeugungsoptionen prägen. Danach folgen die Importpreise einschliesslich negativer Sommerstrompreise, die eingeschränkte Strommarktintegration und der volkswirtschaftliche Diskontsatz. Diese Sensitivitätsanalysen betreffen den internationalen Rahmen, die zeitliche und saisonale Wertigkeit von Strom, den Stromhandel, die Winterimporte sowie die Gewichtung zukünftiger Kosten und Einsparungen. Abschliessend wird untersucht, wie die gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion in SPS1 – Offene Märkte die Systembalance und den Beitrag der Nuklearvarianten verändern. Die veränderten Annahmen wirken nicht isoliert, sondern verschieben die Systembalance zwischen Kernkraft, Photovoltaik, Windenergie, Importen, Speichern und Flexibilitätsoptionen.

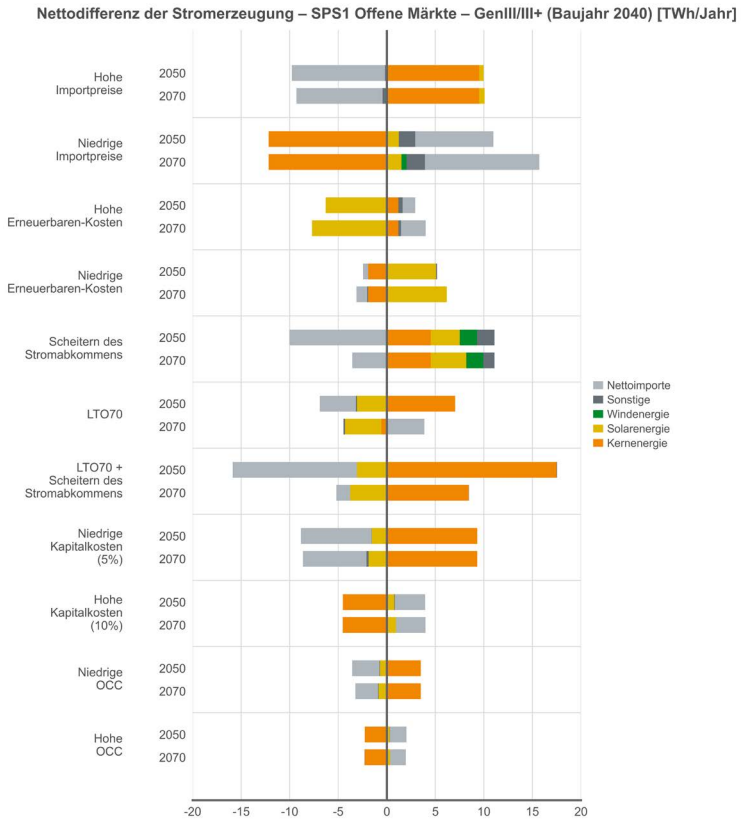
Wie in Abschnitt 4.5 erläutert, zeigen die Sensitivitätsanalysen, wie das kostenoptimierende Energiesystemmodell auf veränderte Annahmen reagiert. Sie beantworten nicht, ob ein bestimmter politischer, rechtlicher, regulatorischer oder gesellschaftlicher Rahmen tatsächlich erreichbar oder wünschenswert wäre.

Die detaillierten Annahmen und ergänzenden Ergebnisse sind den jeweiligen Abschnitten in Anhang 8.2 zugeordnet: LTO in Abschnitt 8.2.5, Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen in Abschnitt 8.2.6, WACC in Abschnitt 8.2.7, Importpreise in Abschnitt 8.2.8, negative Sommerstrompreise in Abschnitt 8.2.9, Strommarktintegration in Abschnitt 8.2.10, den volkswirtschaftlichen Diskontsatz in Abschnitt 8.2.11 und die gesetzlichen Ausbauziele in Abschnitt 8.2.12. Die vergleichende Einordnung der Sensitivitätsanalysen und die Gegenüberstellung ihrer wichtigsten Systemwirkungen erfolgen zusammen mit der entsprechenden vergleichenden Abbildung in Abschnitt 4.6.6, nachdem die Einzelergebnisse dargestellt wurden.

Abb. 19 gibt einen Überblick über die Richtung der wichtigsten Systemreaktionen. Besonders deutlich wird, dass LTO, Importpreise, erneuerbare Energiekosten, Strommarktintegration und der volkswirtschaftliche Diskontsatz nicht isoliert wirken, sondern die gesamte Systembalance zwischen Kernkraft, Photovoltaik, Wind, Importen, Speichern und Flexibilität verschieben. Die folgenden Abschnitte ordnen diese Effekte jeweils einzeln zu. Weitere Informationen zum Versorgungsmix für die einzelnen modellierten Sensitivitäten sind im Anhang 8.2 dargestellt. Die Abbildung ist als Differenzdarstellung zu lesen: Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung oder höhere Nettoimporte gegenüber dem Referenzfall, negative Werte eine Reduktion.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html





© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

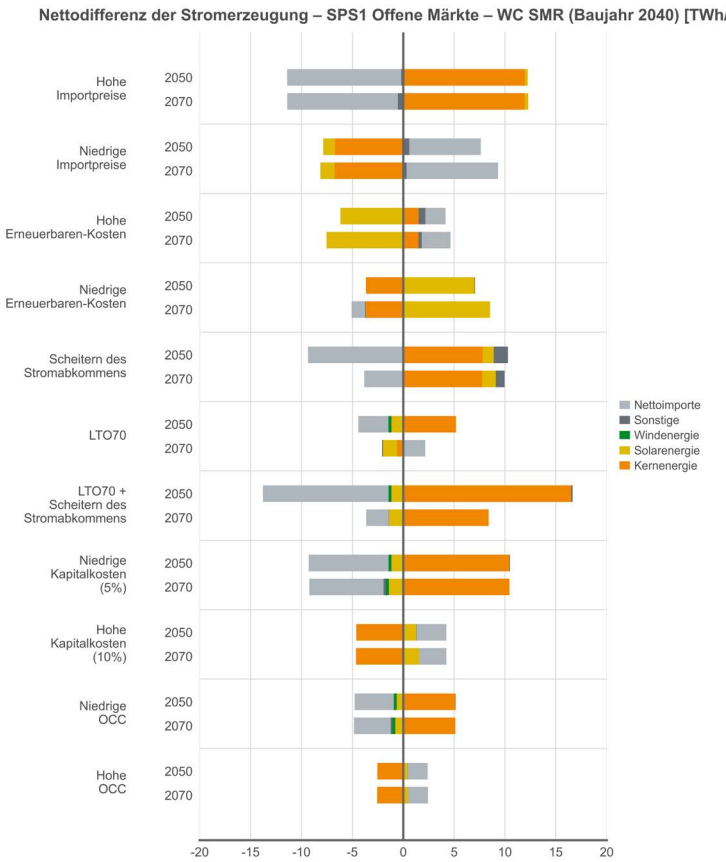


Abb. 19: Veränderungen im Stromerzeugungsmix nach Technologien im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte im Rahmen ausgewählter Sensitivitätsanalysen. Dargestellt sind die Nettoabweichungen vom jeweiligen Referenzfall, unter anderem für den Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, den WACC neuer Kernkraftwerke, Importpreise und weitere Marktannahmen. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung oder höhere Nettoimporte gegenüber dem Referenzfall; negative Werte zeigen eine Reduktion. Die Abbildung ist als Differenzdarstellung zu lesen, nicht als Darstellung absoluter Strommengen.

4.6.5.1 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO)

Die erste Sensitivitätsanalyse betrifft den Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke. Untersucht wird, wie sich eine Verlängerung der Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt von 60 auf 70 Jahre auf das Energiesystem auswirkt. Gösgen bleibt damit bis 2049 und Leibstadt bis 2054 in Betrieb. Für Beznau wird die endgültige Betreiberentscheidung bereits berücksichtigt; die Beznau-Blöcke werden daher nicht zusätzlich verlängert (Axpo, 2024). Aus Gründen der Transparenz und um den Lesern zu ermöglichen, die in dieser Studie durchgeführte Sensitivitätsanalyse von denen in anderen Studien zu unterscheiden, wurde die LTO-Sensitivitätsanalyse in den Bildunterschriften mit «LTO70» betitelt. Eine Sensitivitätsanalyse

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

mit einer möglichen Verlängerung der Betriebsdauer der bestehenden Kernkraftwerke, insbesondere KKL und KKG, auf 80 Jahre wurde im Rahmen dieser Studie geprüft. Zum Zeitpunkt der Modellierung lagen jedoch keine ausreichenden technischen und wirtschaftlichen Annahmen für einen solchen Langzeitbetrieb vor, weshalb diese Sensitivität nicht umgesetzt wurde. Inzwischen liegen mit den Grundlagenarbeiten von Ilieva et al. (2026) zusätzliche technische und wirtschaftliche Informationen zum Langzeitbetrieb von Gösgen und Leibstadt bis zu 80 Betriebsjahren vor; diese standen für die vorliegende Modellierung noch nicht zur Verfügung. Innerhalb jeder der sechs Nuklearvarianten wird der Fall mit LTO mit dem entsprechenden Fall ohne LTO verglichen. Entwicklungspfad, verfügbare Nuklearklasse und alle übrigen Sensitivitätsannahmen bleiben dabei unverändert. Wie in Abschnitt 4.3.6 erläutert, bildet diese Sensitivitätsanalyse weder die vollständige technische, regulatorische und betriebswirtschaftliche Machbarkeit eines Langzeitbetriebs noch einen Betrieb über 70 Jahre ab. Zusätzliche anlagenspezifische Nachrüst-, Ersatz- oder regulatorische Investitionen, die über die bereits im Modell enthaltenen Kostenannahmen hinausgehen, werden nicht separat modelliert (BFE, 2024b). Die ausgewiesenen Systemkosteneffekte sind deshalb als Systemwert der längeren Verfügbarkeit bestehender gesicherter CO_2-armer Erzeugung unter diesen vereinfachten Annahmen zu interpretieren und nicht als Nachweis der Wirtschaftlichkeit oder Bewilligungsfähigkeit konkreter Anlagen.

Für die Interpretation ist zudem wichtig, dass ein möglicher Neubau an einem bestehenden Standort im Modell nicht ausgeschlossen wird, wenn die bestehende Anlage länger betrieben wird. Diese Annahme bezieht sich auf die Erschliessung zusätzlicher oder angrenzender Flächen auf Standortebene und nicht auf einen Ersatz innerhalb des bestehenden Reaktorgebäudes oder der unmittelbaren Anlagenfläche. Die Realisierbarkeit bleibt eine standortspezifische Frage nach Grundstücksverfügbarkeit, Raumplanung, Bau- und Betriebslogistik, Sicherheitsabständen, Kühlwasser, Netzanschluss, Bewilligungsfähigkeit und politischer Entscheidung. Die Modellierung prüft den Systemwert einer solchen Option, nicht ihre konkrete Umsetzbarkeit.

Die Reaktion bei Investitionen und Kapazitäten zeigt, dass LTO den Zeitpunkt und den Umfang potenzieller Neubauten beeinflusst. Bei Kernkraftszenarien, bei denen bestimmte Klassen frühzeitig verfügbar sind, fällt die bis 2050 neu installierte Kernkraftkapazität im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne LTO geringer aus, da bestehende Kernkraftwerke länger Strom erzeugen und dadurch der unmittelbare Bedarf an neuer Kapazität sinkt. Besonders deutlich ist dies bei der Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 –, deren neue Kapazität im Jahr 2050 um rund 0,5 GW niedriger ausfällt. Bis 2070 kann sich das Bild teilweise umkehren: In den Nuklearvarianten mit später verfügbaren Klassen liegt die neue Kernkraftkapazität mit LTO um rund 0,8–0,9 GW höher als im entsprechenden Fall ohne LTO. LTO ist daher eine Übergangsoption, die den Zeitpunkt und die Reihenfolge der Investitionen verändert. Die relative Kernkraftkapazität unter LTO im Vergleich zur entsprechenden Kernkraftvariante ohne LTO ist in **Abb. 82** in Anhang 8.2.5 dargestellt; **Abb. 20** zeigt die absoluten Werte für die neue Kernkraftkapazität, wenn LTO zugelassen ist.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Unter den für SPS1 – Offene Märkte modellierten Annahmen ist LTO kostenoptimal, sofern diese Option zugelassen wird. Die in **Abb. 24** dargestellten Sensitivitätsanalysen mit LTO weisen im Zeitraum 2035–2050 gegenüber dem gemeinsamen Referenzfall ohne neue Kernkraftwerke und mit 60 Betriebsjahren einen Anstieg um rund CHF 9,3–12,2 Mrd. niedrigere kumulierte diskontierte Energiesystemkosten auf, bei Preisen von 2024. Bei Fällen mit einer neuen Nuklearklasse umfasst diese Differenz sowohl die Wirkung von LTO als auch den Beitrag der jeweils verfügbaren Nuklearklasse und darf daher nicht vollständig als isolierter LTO-Effekt interpretiert werden. Der isolierte Effekt von LTO wird durch den Vergleich mit dem entsprechenden Fall ohne LTO innerhalb derselben Nuklearvariante bestimmt. Da zusätzliche anlagenspezifische LTO-Investitionen nicht separat modelliert werden, belegt das Ergebnis nicht, dass ein Langzeitbetrieb unter allen realen Bedingungen wirtschaftlich, sicherheitstechnisch oder regulatorisch gesichert wäre.

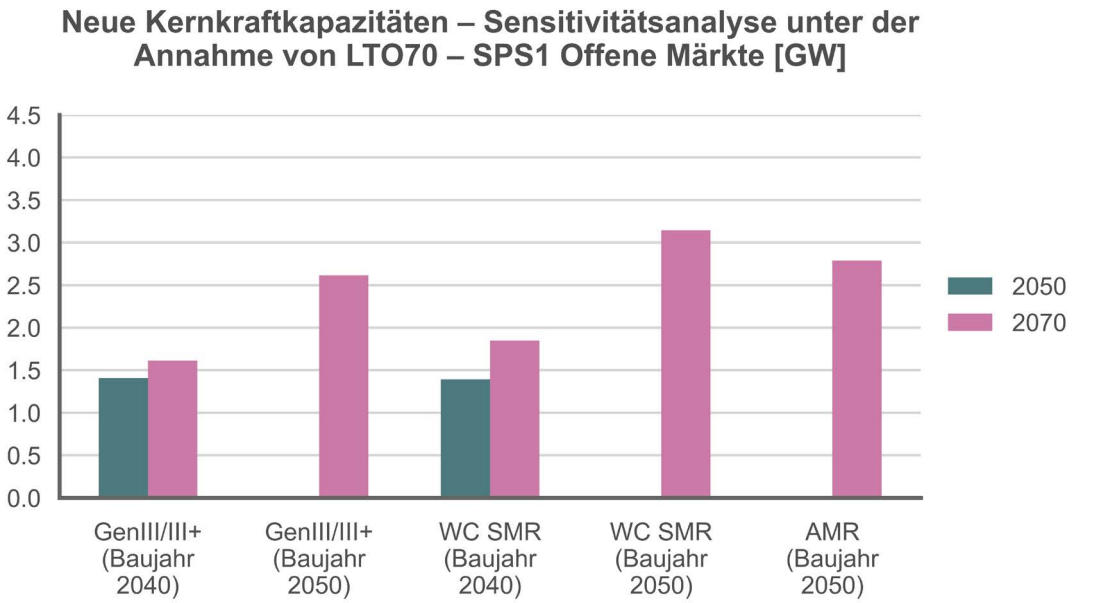


Abb. 20: Neu installierte Kernkraftwerkskapazität in SPS1 – Offene Märkte im Rahmen der LTO70-Sensitivitätsanalyse (in dieser Studie auch als LTO70 bezeichnet), 2050 und 2070. Die Abbildung zeigt die absoluten Modellwerte für die fünf Nuklearvarianten. Die Kapazität bestehender Kernkraftwerke ist in den Zahlen nicht berücksichtigt. LTO70 bezieht sich auf die Verlängerung der Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt auf 70 Jahre; die Betriebsdauer des Kernkraftwerks Beznau wird nicht weiter verlängert.

Abb. 21 zeigt die jährliche Veränderung der Stromerzeugung. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke führt LTO im Jahr 2050 gegenüber dem entsprechenden Fall ohne LTO zu rund 9 TWh zusätzlicher Kernenergieerzeugung. Gleichzeitig sinkt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen um etwa 3 TWh, und die Nettoimporte gehen im Jahr 2050 um etwa 4 TWh zurück. Mittelfristig dient LTO damit vor allem der Entlastung des Systems: Die

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

bestehende gesicherte Erzeugung bleibt länger verfügbar, wodurch der unmittelbare Druck auf zusätzliche erneuerbare Erzeugung, Importe und kurzfristige Flexibilitätsoptionen abnimmt.

In den Nuklearvarianten mit einer neuen Nuklearklasse hängt die Wirkung stark von deren Verfügbarkeit ab. Bei früh verfügbaren Klassen überlappt ein Teil des Systembeitrags von LTO mit dem des neuen Kernkraftwerks. Besonders bei Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 fällt der zusätzliche Kernstrombeitrag von LTO im Jahr 2050 geringer aus, weil die neue Kapazität bereits zur Stromversorgung beiträgt. Bei später verfügbaren Klassen bleibt der LTO-Effekt im Jahr 2050 stärker sichtbar, da diese Anlagen noch nicht zur Stromversorgung beitragen. Die absoluten jährlichen Strombilanzen unter LTO zeigt **Abb. 83** in Anhang 8.2.5.

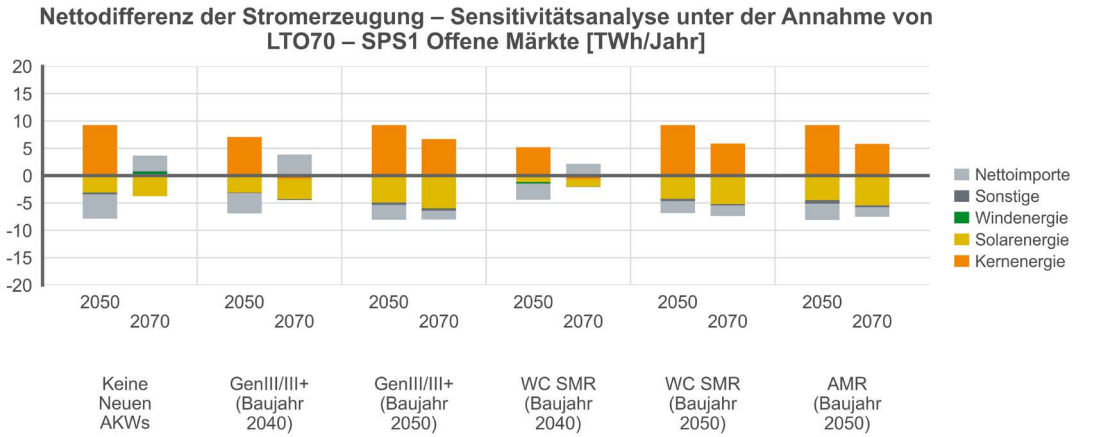


Abb. 21: Nettoveränderung der Stromerzeugung durch die LTO70-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte, 2050 und 2070. Für jede der sechs Nuklearvarianten wird der Fall mit LTO mit dem entsprechenden Fall ohne LTO verglichen. Dargestellt sind die Veränderungen der Stromerzeugung aus Kernenergie, Photovoltaik, Windenergie und sonstigen Quellen sowie der Nettoimporte. Positive Werte zeigen eine Zunahme, negative Werte eine Abnahme. Unter «Kernenergie» sind bestehende und neue Nuklearklassen zusammengefasst.

Auch die saisonale Wirkung ist zeit- und variantenabhängig. **Abb. 22** zeigt, dass LTO die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr 2050 deutlich reduziert, jedoch nicht vollständig beseitigt. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke liegen sie trotz LTO bei rund 9,0 TWh und damit weiterhin über dem Richtwert von 5 TWh. In den Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 und Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 sinken sie auf rund 6,6 bzw. 6,1 TWh. Keine der dargestellten Nuklearvarianten erreicht den Richtwert im Jahr 2050.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

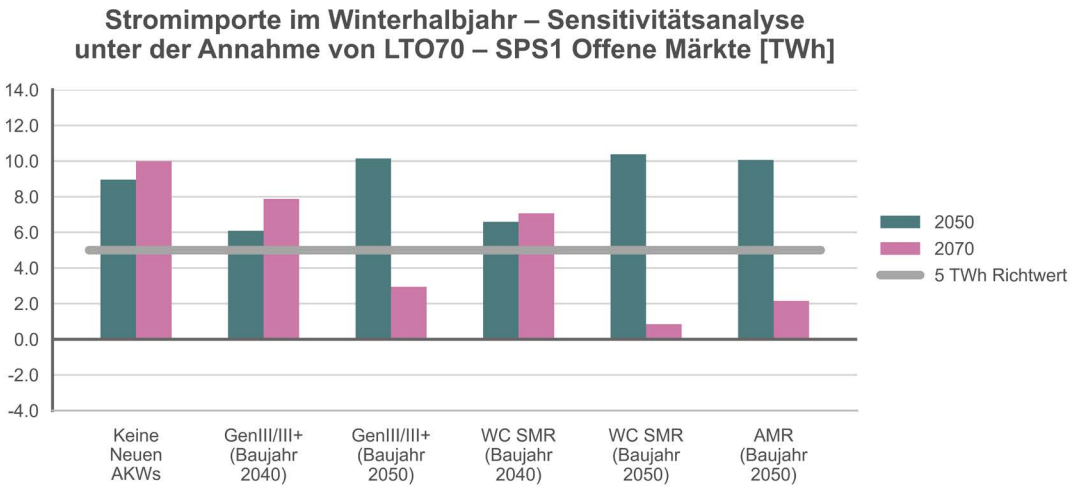


Abb. 22: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse, 2050 und 2070. Dargestellt sind absolute Werte für die sechs Nuklearvarianten mit LTO. Die jeweils entsprechenden Fälle ohne LTO verwenden eine Betriebsdauer von 60 Jahren, sind in der Abbildung jedoch nicht dargestellt. Die horizontale Linie markiert den Richtwert von 5 TWh an Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr. Werte oberhalb der Linie überschreiten den Richtwert; Werte darunter weisen eine geringere Abhängigkeit von den Winterimporten auf.

Bei den später verfügbaren Nuklearklassen zeigt sich ein deutlicher Zeiteffekt. Im Jahr 2050 liegen die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in diesen Nuklearvarianten weiterhin bei rund 10–10,5 TWh, weil die Anlagen noch nicht zur Stromversorgung beitragen. Bis 2070 sinken sie je nach Nuklearklasse auf rund 1–3 TWh. Besonders ausgeprägt ist dies bei der Nuklearklasse 4 – WC-SMR mit Baujahr 2050, bei der die Winterimporte im Jahr 2070 0,8 TWh erreichen werden. Der Richtwert von 5 TWh Netto-Stromimporten im Winterhalbjahr wird damit im Jahr 2070 in einzelnen Nuklearvarianten erreicht bzw. unterschritten. Ergebnisse vor der Inbetriebnahme dieser später verfügbaren Nuklearklassen sind antizipative Optimierungseffekte unter perfekter Voraussicht und keine direkten Erzeugungseffekte neuer Kernkraftwerke. Die perfekte Voraussicht ist daher als Grenze der Modellinterpretation zu berücksichtigen.

Die Darstellung eines typischen Wintertags in **Abb. 23** ergänzt die jährlichen und saisonalen Ergebnisse. Sie zeigt, dass LTO vor allem in winterlichen Knappheitsperioden entlastend wirkt, weil die bestehende gesicherte Erzeugung länger verfügbar bleibt. Die Abbildung zeigt die systemische Einsatzlogik innerhalb der STEM-Zeitscheiben. Ein detaillierter Betriebsplan einzelner Anlagen ist damit nicht dargestellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

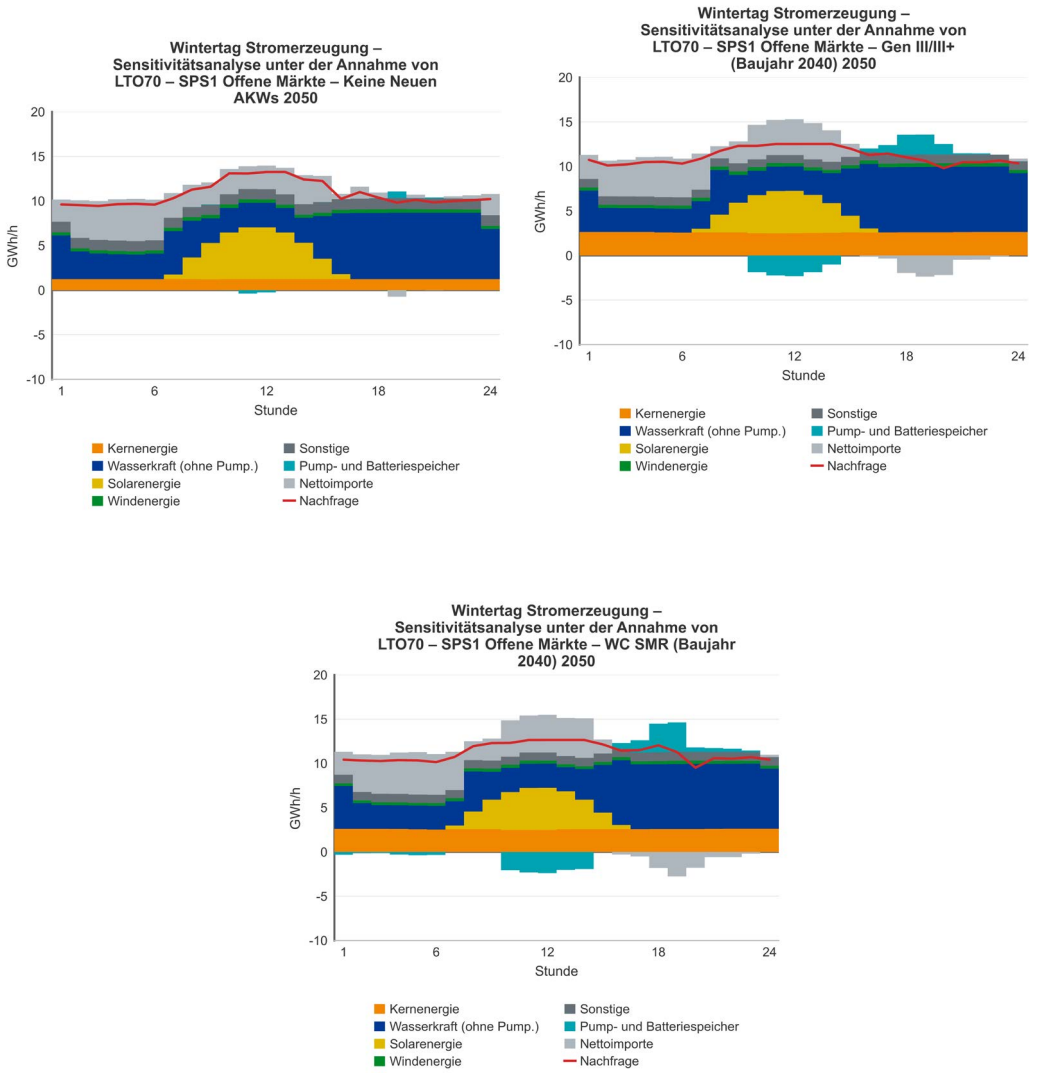


Abb. 23: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Jahr 2050 unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte. Dargestellt sind die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke mit 60 Betriebsjahren, dieselbe Nuklearvariante mit 70 Betriebsjahren und LTO sowie die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 und LTO. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage. Die Abbildung veranschaulicht, wie LTO und eine früh verfügbare Nuklearklasse die winterliche Einsatzstruktur und den Flexibilitätsbedarf verändern.

Im mittleren Zeithorizont wirkt sich LTO auch auf den Ausbau erneuerbarer Energien sowie auf den Flexibilitätsbedarf aus. Im Jahr 2050 liegt die erneuerbare Stromerzeugung in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke mit LTO im Durchschnitt um rund 10 % unter dem

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

entsprechenden Fall ohne LTO; besonders stark ist der Effekt bei der Windenergie. Speicher werden über alle Netzebenen hinweg um rund 0,2 GW reduziert, der Bedarf an kurzfristiger Speicherung sinkt um rund 1 GWh pro Jahr und der Bedarf an Zusatzdienstleistungen geht zurück. Bis 2070 nähern sich die erneuerbare Erzeugung, die Nettoimporte, die Elektrifizierung der Nachfrage und weitere Flexibilitätsindikatoren wieder den entsprechenden Fällen ohne LTO an.

Tab. 39 zeigt ausgewählte Flexibilitätsoptionen für das Jahr 2050. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke reduziert LTO den Bedarf an stationären Batteriespeichern von rund 1,2 auf 1,0 GW und den V2G-Einsatz von 0,6 auf 0,2 TWh pro Jahr. In Kombination mit früh verfügbaren Nuklearklassen sinken die stationären Batteriespeicher und die V2G-Nutzung noch stärker. Flexibilität wird dadurch jedoch nicht überflüssig. Saisonale Wärmespeicherung bleibt relevant und kann in einzelnen Nuklearvarianten sogar zunehmen. LTO entlastet somit vor allem kurzfristige Flexibilitäts- und Speicherbedarfe, ersetzt jedoch kein breites Flexibilitätsportfolio.

Tab. 39: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050 unter der LTO70-Sensitivitätsanalyse. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke, ohne und mit LTO, sowie für zwei Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen und LTO. Die Spalte «Keine neuen Kernkraftwerke, 60 Betriebsjahre» bildet den zentralen Fall ohne LTO; die übrigen Spalten zeigen die jeweils angegebenen Fälle mit LTO.

Flexibilitätsoption	Keine neuen Kernkraftwerke (bestehende bis zu 60 Jahre)	Keine neuen Kernkraftwerke (bestehende bis zu 70 Jahre) mit LTO70	Gen III/III+ (Baujahr 2040) mit LTO70	WC-SMR (Baujahr 2040) mit LTO70
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,2	1,0	0,5	0,6
V2G (TWh/Jahr)	0,6	0,2	0,0	0,0
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	1,1	0,9	1,3	1,3
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,1	0,1	0,1	0,2
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	520	500	480	480

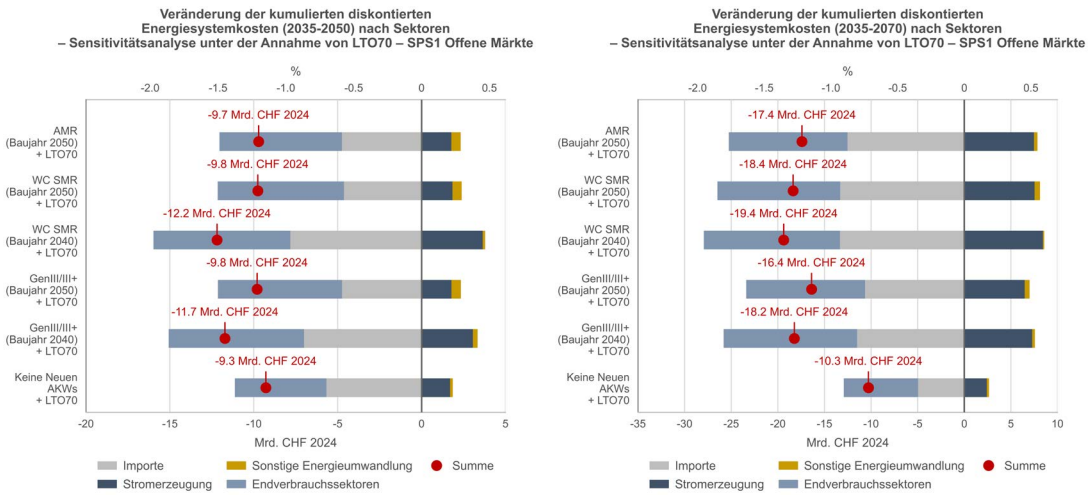
Abb. 24 verdeutlicht die breiteren kumulierten Wirkungen der dargestellten Fälle mit LTO gegenüber dem gemeinsamen Referenzfall ohne neue Kernkraftwerke und mit 60 Betriebsjahren. Neben den niedrigeren kumulierten diskontierten Energiesystemkosten gehen die

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

kumulierten Stromimporte und die Importe klimaneutraler Moleküle zurück, während zusätzliche Elektrifizierung der Nachfrageseite ermöglicht wird. Die Kostenentlastung entsteht vor allem durch geringere Importkosten sowie Kostensenkungen in den Endverbrauchssektoren.

In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unterscheidet sich der dargestellte Fall vom gemeinsamen Referenzfall ausschliesslich durch LTO. In diesem Zeitraum verringern sich die kumulierten Stromimporte um rund 65 TWh und die Importe klimaneutraler Moleküle um rund 15 TWh. In den dargestellten Fällen mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 bzw. Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 betragen die Unterschiede bei den kumulierten Stromimporten gegenüber dem gemeinsamen Referenzfall rund −75 bzw. −85 TWh. Gleichzeitig liegt die zusätzliche Elektrifizierung der Nachfrageseite in diesen beiden Fällen um 30 – 35 TWh höher. Da sich diese Fälle sowohl hinsichtlich der LTO als auch hinsichtlich der Verfügbarkeit einer neuen Nuklearklasse vom gemeinsamen Referenzfall unterscheiden, stellen die Werte kombinierte Systemwirkungen dar.

Die geringeren kumulierten Wirkungen der Nuklearvarianten mit später verfügbaren Klassen im Zeitraum 2035–2050 sind hauptsächlich auf die perfekte Voraussicht in STEM zurückzuführen. Da diese Klassen nach ihrem frühestmöglichen Baujahr 2050 und ihrer späteren Verfügbarkeit ab 2056 bzw. 2060 im Modell ausgewählt werden, kann STEM ihre künftige Verfügbarkeit bereits in früheren Perioden antizipieren und mittelfristig stärker auf Stromimporte setzen, anstatt in vorübergehende Alternativen zu investieren. Diese Wirkungen vor der Inbetriebnahme sind antizipative Effekte der intertemporalen Optimierung und keine direkten Erzeugungseffekte der späteren Kernkraftwerke.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

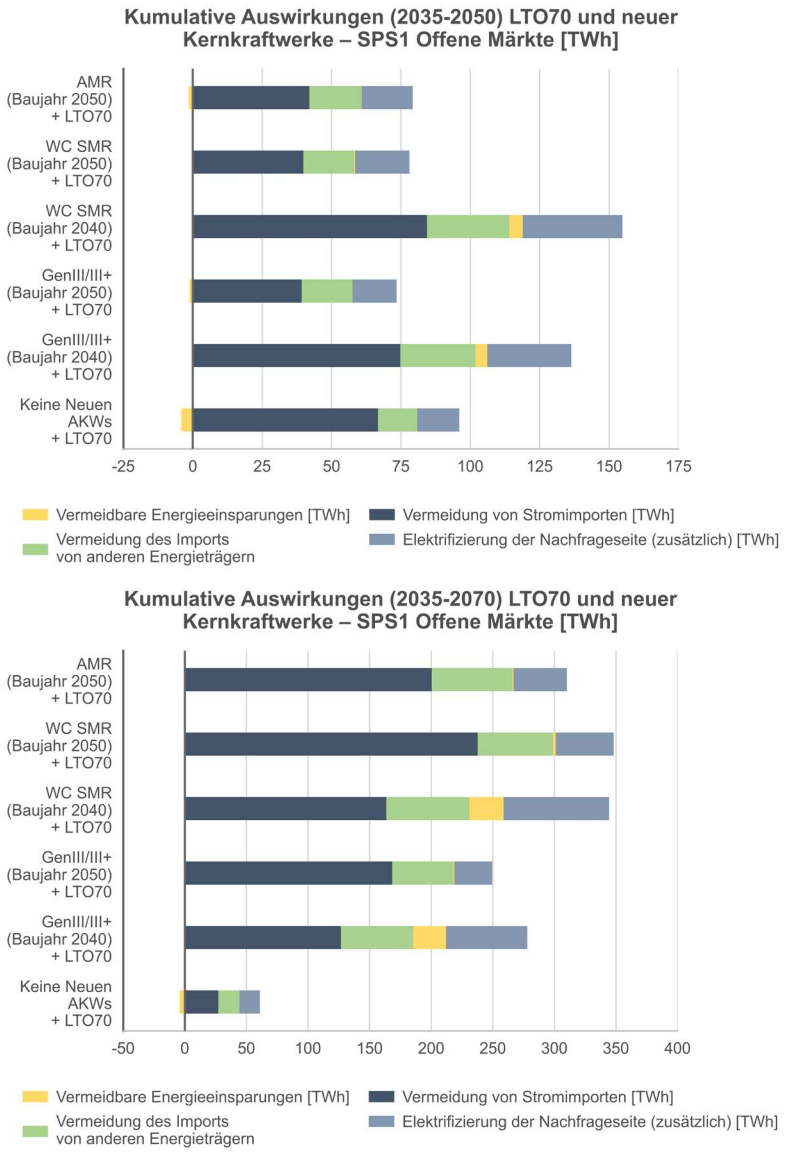


Abb. 24: Kumulative Wirkungen der Sensitivitätsanalyse mit LTO70 in SPS1 – Offene Märkte, 2035–2050 und 2035–2070. Die dargestellte Sensitivitätsanalyse mit LTO wird mit dem gemeinsamen Referenzfall ohne neue Kernkraftwerke und mit 60 Betriebsjahren verglichen. Bei den Nuklearvarianten mit einer neuen Nuklearklasse umfassen die ausgewiesenen Differenzen daher sowohl die Wirkung von LTO als auch den Beitrag der jeweiligen Nuklearklasse. Oben: Veränderung der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten nach Sektoren in Milliarden Franken zu Preisen von 2024 und in % im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne LTO und ohne neue Kernkraftwerke; der rote Punkt kennzeichnet die Gesamtsumme. Unten: kumulierte energiewirtschaftliche Wirkungen in TWh. Negative Werte zeigen geringere Strom- oder Molekülimporte; positive Werte zeigen zusätzliche Elektrifizierung der Nachfrageseite bzw. einen geringeren Bedarf an zusätzlichen Verbrauchsreduktionen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die LTO-Sensitivitätsanalyse zeigt somit, wie sich eine Verlängerung der Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt um zehn Jahre auf neue Investitionen, Systemkosten, Strombereitstellung, Winterimporte, Flexibilität und Sektorkopplung auswirkt. Eine weitergehende Verlängerung auf 80 Jahre sowie eine vollständige kostenbasierte Bewertung zusätzlicher Nachrüst- und Ersatzinvestitionen erfordern zusätzliche technische, regulatorische und betriebswirtschaftliche Annahmen und würden nicht quantitativ modelliert werden. Aus Umsetzungs- und Betreiberperspektive kann der Langzeitbetrieb zugleich als Brücke zu einem möglichen Neubau wirken, weil Know-how, Lieferketten und qualifiziertes Personal eher erhalten bleiben; diese Dimension wird im Modell nur qualitativ berücksichtigt (Axpo, 2026).

Insgesamt ergeben sich drei zentrale Punkte. Erstens kann LTO unter den modellierten Annahmen den Transformationsdruck bis zur Mitte des Jahrhunderts verringern, indem es Winterimporte, kurzfristige Flexibilitätsbedarfe sowie einen Teil des zusätzlichen Ausbaudrucks für erneuerbare Energien senkt. Zweitens verändert LTO die langfristige Grundrichtung der Transformation nicht: Erneuerbare Energien, Elektrifizierung, Speicher, Netze und Flexibilitätsoptionen bleiben zentrale Systembausteine. Drittens verschiebt LTO den Zeitpunkt und teilweise auch den Umfang möglicher Neubauten, ersetzt diese jedoch nicht grundsätzlich. LTO ist daher weder eine eigenständige langfristige Lösung noch ein Ersatz für andere Transformationsbausteine, sondern eine Übergangsoption mit relevanten Systemwirkungen bis in die Mitte des Jahrhunderts.

4.6.5.2 Sensitivität hinsichtlich der Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen

Die zweite Sensitivitätsanalyse untersucht den Einfluss unterschiedlicher Kostenentwicklungen für Wind- und Photovoltaikanlagen auf das Energiesystem. Im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte werden die OCC dieser Technologien im Zeitraum 2030–2070 im Vergleich zu den zentralen Annahmen um −45 % bis +50 % variieren. Die genauen Kostenpfade sind in Abschnitt 4.3.6 dokumentiert. Die Nuklearvarianten verwenden weiterhin die medianen OCC der jeweiligen Nuklearklasse, den zentralen WACC sowie die übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte Entwicklungspfad.

Der Niedrig- und der Hochkostenfall werden innerhalb jeder der sechs Nuklearvarianten mit dem entsprechenden Fall bei zentralen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen verglichen. Die verfügbare Nuklearklasse bleibt dabei unverändert. Diese Vergleichslogik zeigt, wie die Kosten der beiden wichtigsten neuen erneuerbaren Erzeugungstechnologien den optimalen Ausbau neuer Kernkraft, die Stromerzeugung, die Nettoimporte und den Flexibilitätsbedarf beeinflussen. Die Sensitivitätsanalyse bewertet die systemische Reaktion auf unterschiedliche Kostenpfade. Eine normative Präferenzbewertung der Technologien gehört nicht zum Untersuchungsgegenstand.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 25: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die fünf Nuklearvarianten. Die bestehenden Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Der jeweilige Fall bei zentralen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen ist nicht dargestellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die deutlichste Kapazitätsreaktion tritt im niedrigeren Kostenfall auf (**Abb. 25**, Anhang 8.2.6). Bei den frühzeitig verfügbaren Kernreaktorklassen liegt die neu installierte Kernkraftkapazität im Jahr 2050 im Durchschnitt etwa bei 15–25 % unter dem jeweiligen Referenzkostenszenario. Bei den später verfügbaren Kernreaktorklassen beträgt der Rückgang im Jahr 2070 etwa 9–13 % (etwa 0,2 bis 0,3 GW für die Kernreaktorklasse 2 – im Jahr 2050 gebaute Anlagen der Generation III/III+, Kernreaktorklasse 4 – im Jahr 2050 gebaute wassergekühlte SMR – und Kernreaktorklasse 5 – im Jahr 2050 gebaute AMR). Tatsächlich sind die zu einem späteren Zeitpunkt verfügbaren Klassen weniger von den sinkenden Kosten für erneuerbare Energien betroffen, da ihre angenommenen Betriebskosten niedriger sind. Es ist erwähnenswert, dass alle fünf Kernreaktorklassen weiterhin kostenoptimal in das Modell einbezogen werden.

Im Hochkostenszenario liegt die neue Kernkraftkapazität je nach Kernkraftklasse um etwa 0,2–0,3 GW höher. Der stärkste Anstieg betrifft die Kernkraftklasse 4 – wassergekühlte SMR –, deren Bau im Jahr 2050 beginnt und deren Kapazität 2,7 GW erreicht, falls die Kostenentwicklung bei den erneuerbaren Energien ansteigt. Alle fünf Kernkraftklassen werden weiterhin im Modell berücksichtigt. **Abb. 25** zeigt die absoluten neuen Kernkraftkapazitäten in den beiden Kostenszenarien.

Die jährliche Stromerzeugung reagiert ebenfalls deutlich **(Abb. 26)**. Im Kernkraftszenario ohne neue Kernkraftwerke steigt die Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Niedrigkostenszenario bis 2050 um etwa 7 % – von etwa 29 auf knapp unter 32 TWh. Im Jahr 2070 beträgt der Anstieg etwa 7 % – von etwa 38 auf 41 TWh. Die jährlichen Nettoimporte gehen im Vergleich zum zentralen Kostenszenario im Jahr 2050 um etwa 1 TWh und im Jahr 2070 um 2 TWh zurück. In den Kernkraftszenarien macht die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen grösseren Anteil an der jährlichen Stromerzeugung aus. Bei den früher verfügbaren Kernkraftwerksklassen liegt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 um etwa 20–30 % höher, sofern die Kostenentwicklung bei den erneuerbaren Energien günstiger ausfällt. Bei den später verfügbaren Blöcken liegt der Anstieg zwischen 8 und 12 %. Im Hochkostenszenario, in dem neue Kernkraftwerke zugelassen sind, sinkt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 um 25–27 % (Nuklearvarianten mit Baujahr 2040) und im Jahr 2070 um 20–21 % (Nuklearvarianten mit Baujahr 2050). Der grösste Teil dieses Rückgangs ist auf die Photovoltaik zurückzuführen. Die jährlichen Nettoimporte steigen auf etwa 17 TWh im Jahr 2050 und auf 13 TWh im Jahr 2070 (von 15 bzw. 10,5 TWh). Die absoluten jährlichen Strombilanzen der sechs Nuklearvarianten zeigt **Abb. 85** in Anhang 8.2.6.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

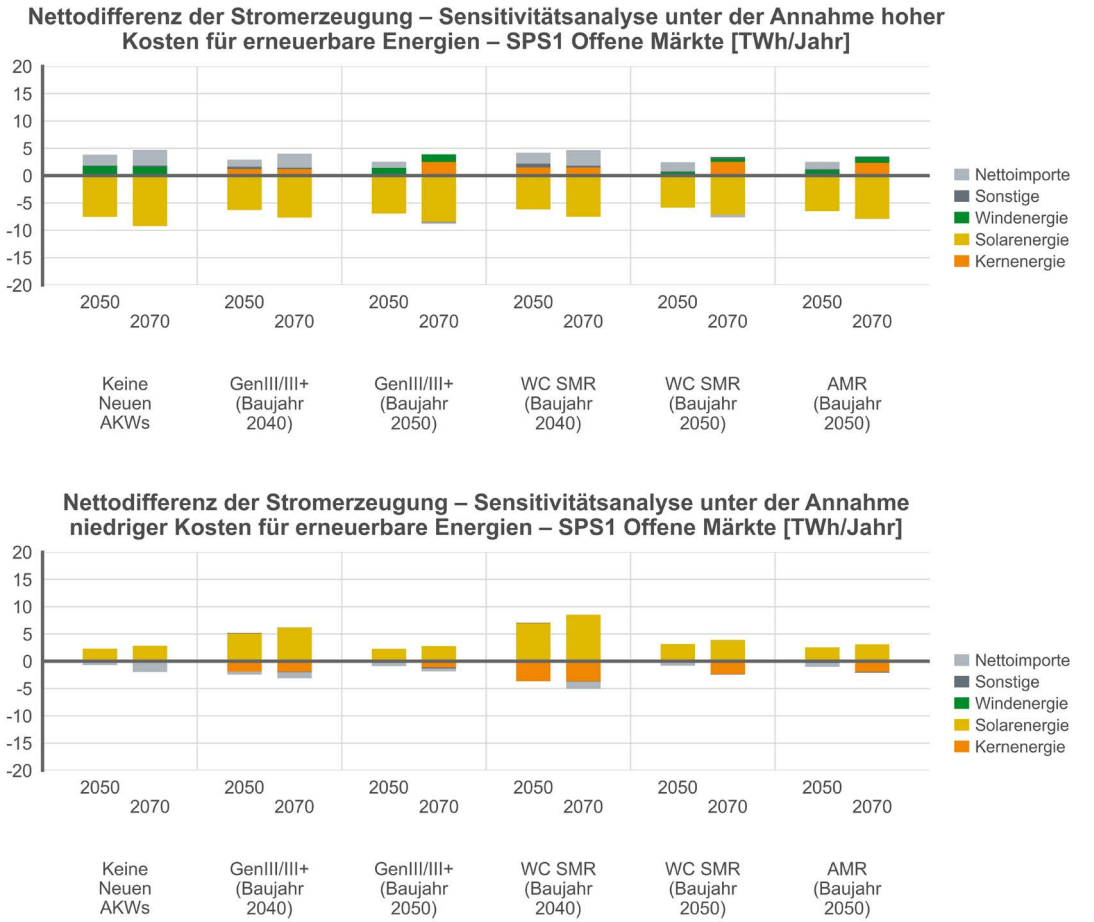
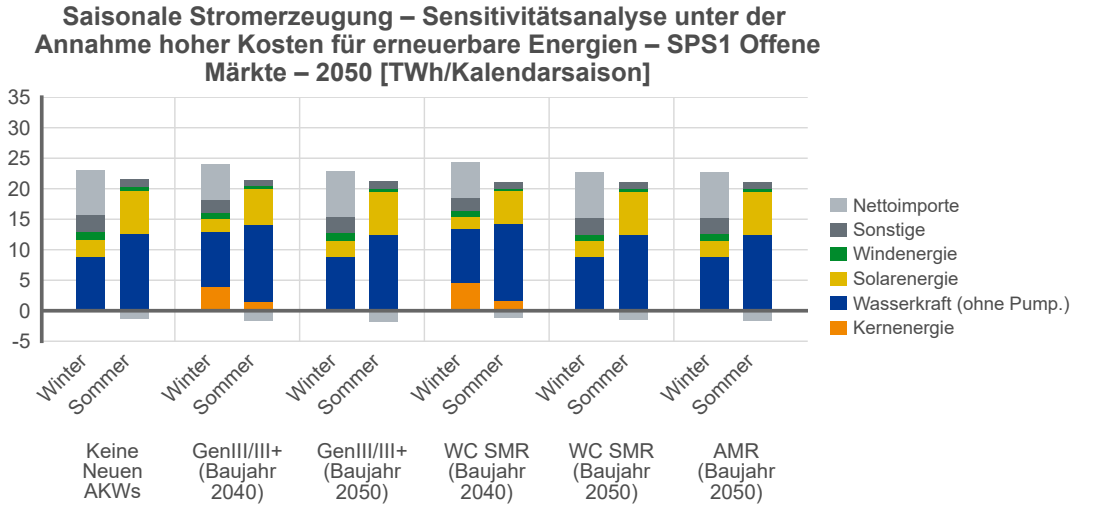


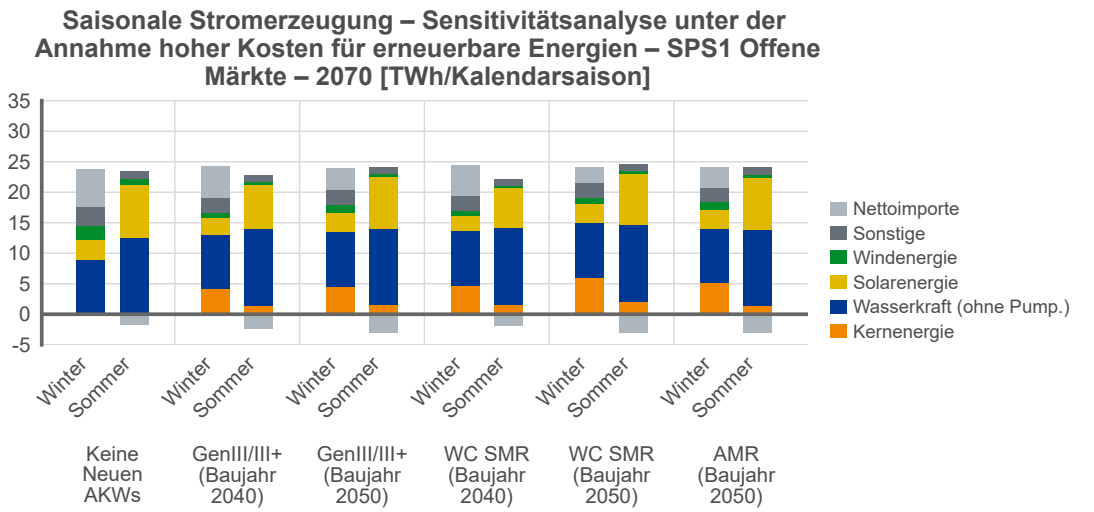
Abb. 26: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte mit neuen Nuklearklassen bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen gegenüber dem Referenzkostenfall. Dargestellt sind Netto-Differenzen in TWh/Jahr für die Jahre 2050 und 2070, jeweils für Fälle ohne neue Kernkraft sowie mit unterschiedlichen Nuklearklassen. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Nettoimporte gegenüber dem Referenzfall; negative Werte zeigen eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Nettoimporte. Die Abbildung zeigt, wie sich veränderte Kostenannahmen für erneuerbare Energien die Stromerzeugung aus Solar- und Kernenergie sowie die Nettoimporte beeinflussen können.

Die saisonalen Ergebnisse in **Abb. 27** zeigen, dass niedrigere Kosten für Wind- und Photovoltaikanlagen vor allem die Stromerzeugung im Sommer und in den Übergangszeiten erhöhen. Der Effekt auf die Winterimporte fällt deutlich geringer aus. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke werden die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr im Jahr 2050 konstant bleiben und im Jahr 2070 im Vergleich zum zentralen Kostenfall um 0,8 TWh zurückgehen. Der Ausbau günstigerer Wind- und Photovoltaikanlagen verbessert vor allem die Jahresbilanz und die sommerliche Stromerzeugung. Im Hochkostenfall fällt die erneuerbare Stromerzeugung in allen Jahreszeiten geringer aus. Der Rückgang der Photovoltaikerzeugung ist besonders

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

ausgeprägt. In den Nuklearvarianten trägt die Kernenergieerzeugung zur Stromerzeugung im Winter bei und reduziert die Nettoimporte sowie den Einsatz kurzfristiger Ausgleichsoptionen. Ihr relativer Systembeitrag fällt im Hochkostenfall höher aus, da weniger erneuerbare Stromerzeugung zur Verfügung steht.





© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

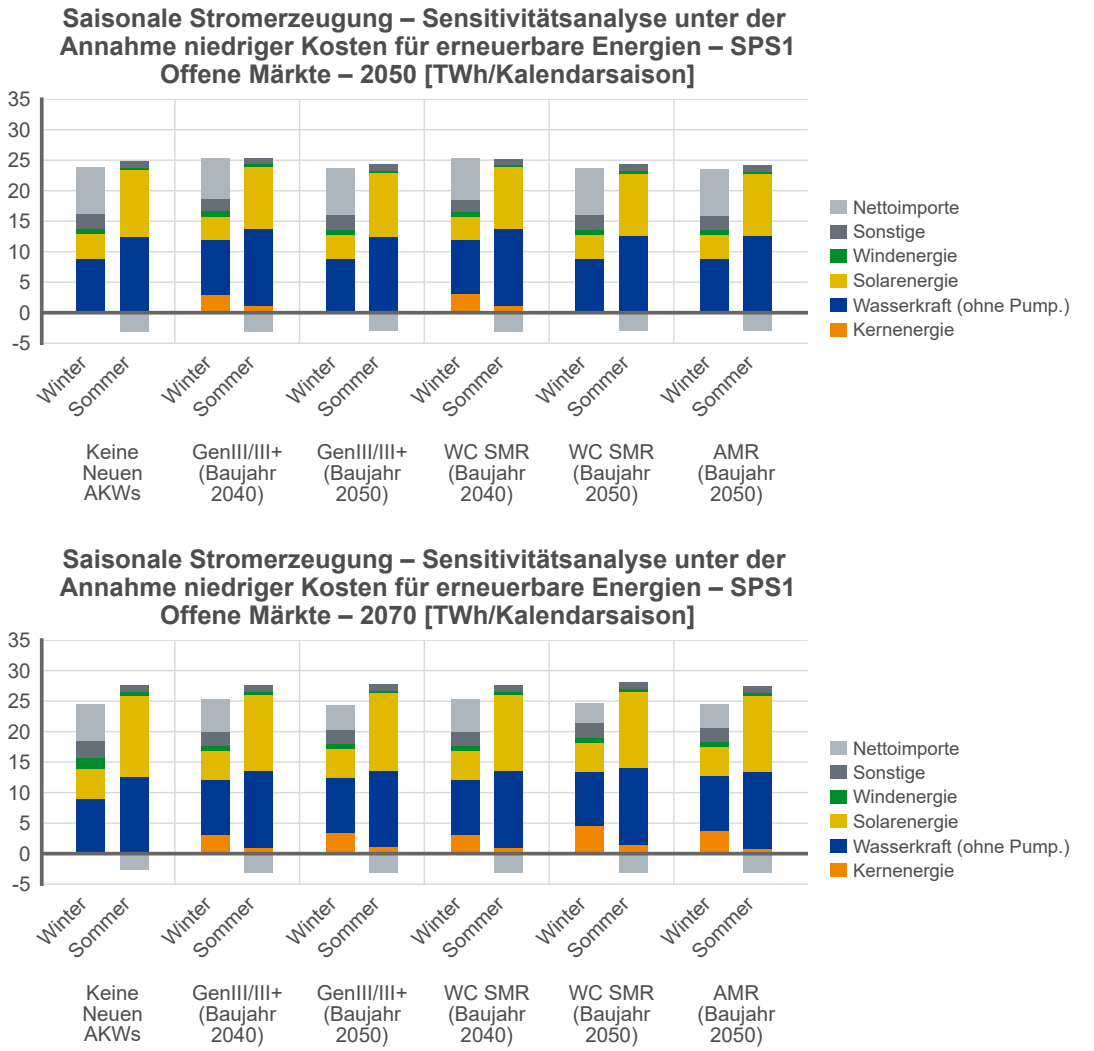


Abb. 27: Saisonale Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070. Dargestellt sind die absoluten Modellwerte der sechs Nuklearvarianten. Für jede Nuklearvariante werden die Stromerzeugung und die Nettoimporte im Winter- und Sommerhalbjahr dargestellt. Positive graue Werte zeigen Nettoimporte, negative graue Werte Nettoexporte. Die übrigen positiven Werte zeigen die Stromerzeugung nach Technologie auf.

Die typischen Sommertage in **Abb. 86** in Anhang 8.2.6 verdeutlichen die Integration der zusätzlichen Photovoltaikerzeugung. Im Niedrigkostenfall steigt die Stromerzeugung während der Mittagsstunden deutlich. Dadurch nehmen Exporte, die Stromaufnahme durch Speicher und die Nutzung flexibler Nachfrage zu. Die Kernenergieerzeugung bleibt in den dargestellten Nuklearvarianten auch im Sommer sichtbar. Ihr relativer Anteil sinkt während der Stunden mit

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

hoher Photovoltaikerzeugung. Im Hochkostenfall fällt die mittägliche Photovoltaikspitze geringer aus und die Stromerzeugungsstruktur weist höhere Beiträge aus Kernenergie, Wasserkraft und Nettoimporten auf. **Abb. 87** in Anhang 8.2.6 zeigt die entsprechenden Wintertage. Die Photovoltaikerzeugung ist im Winter deutlich geringer und konzentriert sich auf wenige Tagesstunden. Nettoimporte, steuerbare CO_2-arme Stromerzeugung und Flexibilitätsoptionen bleiben deshalb auch im Niedrigkostenfall relevant. Neue Kernkraft reduziert in den dargestellten Nuklearvarianten die Nettoimporte und einen Teil des kurzfristigen Ausgleichsbedarfs. Die Tagesprofile bilden die systemische Einsatzlogik innerhalb der STEM-Zeitscheiben ab.

Die veränderten Kosten für Wind- und Photovoltaikanlagen beeinflussen auch die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke steigen die stationären Batteriespeicher im Niedrigkostenfall gegenüber dem zentralen Kostenfall von 1,3 auf 1,4 GW im Jahr 2050 und von 1,6 auf 1,8 GW im Jahr 2070. Die Lastverschiebung von Haushaltsgeräten steigt von 0,1 auf 0,2 TWh im Jahr 2050 und von 1,1 auf 1,3 TWh im Jahr 2070. Die saisonale Wärmespeicherung nimmt von 1,1 auf 1,3 TWh im Jahr 2050 und von 4,7 auf 4,8 TWh im Jahr 2070 zu. Der tägliche Speicherbedarf steigt gegenüber dem zentralen Kostenfall um rund 1 GWh im Jahr 2050 und um rund 2 GWh im Jahr 2070. **Tab. 67** in Anhang 8.2.6 zeigt die absoluten Flexibilitätswerte für alle sechs Nuklearvarianten im Niedrigkostenfall.

Im Hochkostenfall sind geringere Kapazitäten stationärer Batteriespeicher kosteneffizient. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke betragen sie 0,7 GW im Jahr 2050 und 1,0 GW im Jahr 2070. In den Nuklearvarianten liegen sie je nach Nuklearklasse bei 0,4–0,7 GW im Jahr 2050 und bei 0,5–0,7 GW im Jahr 2070. Der Bedarf an Zusatzdienstleistungen liegt bei rund 460–500 MW pro Jahr und damit meist unter dem Wert der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Die saisonale Wärmespeicherung bleibt relevant und kann in einzelnen Nuklearvarianten gegenüber dem zentralen Kostenfall sogar zunehmen. In den Nuklearvarianten erreicht sie 0,7–1,1 TWh im Jahr 2050 und 3,8–4,2 TWh im Jahr 2070. Somit sind die Auswirkungen eines Szenarios mit höheren Kosten für erneuerbare Energien auf die betrachteten Flexibilitätsparameter eher gering, da Lastverschiebung und der Bedarf an positiver Sekundärreserve ebenfalls Bestandteile des Flexibilitätsportfolios bleiben. Die absoluten Werte sind in **Tab. 68** im Anhang 8.2.6 aufgeführt.

Insgesamt ergeben sich drei zentrale Punkte. Erstens beeinflussen die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen den optimalen Umfang neuer Kernkraftwerke deutlich. Niedrigere Kosten reduzieren die neue Kernkraftkapazität moderat, während höhere Kosten vor allem den langfristigen Ausbau der später verfügbaren Nuklearklassen verstärken und den Systemwert neuer Kernkraft erhöhen. Zweitens konzentriert sich der zusätzliche Beitrag günstigerer Wind- und Photovoltaikanlagen auf die jährliche Bilanz sowie auf die Sommer- und Übergangszeiten. Dadurch können die Systemkosten und die jährlichen Nettoimporte sinken, während die Winterimporte deutlich weniger zurückgehen und die saisonale Winterfrage nicht vollständig gelöst wird. Drittens verändert sich die Zusammensetzung der Flexibilität: Niedrigere Kosten erneuerbarer Energien erhöhen den Integrationsbedarf für fluktuierende Stromerzeugung,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

während höhere Kosten den Bedarf an stationären Batteriespeichern reduzieren. Saisonale Speicher, Lastverschiebung und weitere Flexibilitätsoptionen bleiben in beiden Kostenfällen relevant.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt damit keine einfache Substitution einer Technologie durch eine andere, sondern eine Anpassung des gesamten Portfolios aus erneuerbarer Stromerzeugung, neuer Kernkraft, Nettoimporten, Speichern und flexibler Nachfrage. Höhere Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen erhöhen den Systemwert neuer Kernkraft, ohne dass erneuerbare Energien dadurch in nennenswertem Umfang aus dem System verdrängt werden. Die relative Wettbewerbsfähigkeit der Technologien beeinflusst ihren Ausbau und ihren Einsatz. Der Systembeitrag einer Technologie hängt weiterhin von ihrer zeitlichen Verfügbarkeit, ihren Kosten und ihrer Einbindung in das übrige Energiesystem ab.

4.6.5.3 Sensitivität des WACC für neue Kernkraftwerke

Die dritte Sensitivitätsanalyse untersucht, wie der technologiebedingte WACC den Ausbau und den Systembeitrag neuer Nuklearklassen beeinflusst. Neue Kernkraftwerke sind kapitalintensive Anlagen mit langen Bau- und Betriebszeiten. Der WACC bestimmt in STEM die Annualisierung der Investitionskosten und beeinflusst damit die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Systemoptionen.

Für alle neuen Nuklearklassen wird ein Basis-WACC von 7,5 % verwendet. In der Sensitivitätsanalyse wird dieser Wert auf 5 % gesenkt bzw. auf 10 % erhöht. Die medianen OCC der jeweiligen Nuklearklasse bleiben unverändert. Jede Nuklearvariante wird mit derselben Nuklearvariante bei einem WACC von 7,5 % verglichen. Entwicklungspfad, verfügbare Nuklearklasse und alle übrigen Annahmen bleiben unverändert. Die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke ist von den WACC-Sensitivitätsanalysen nicht betroffen.

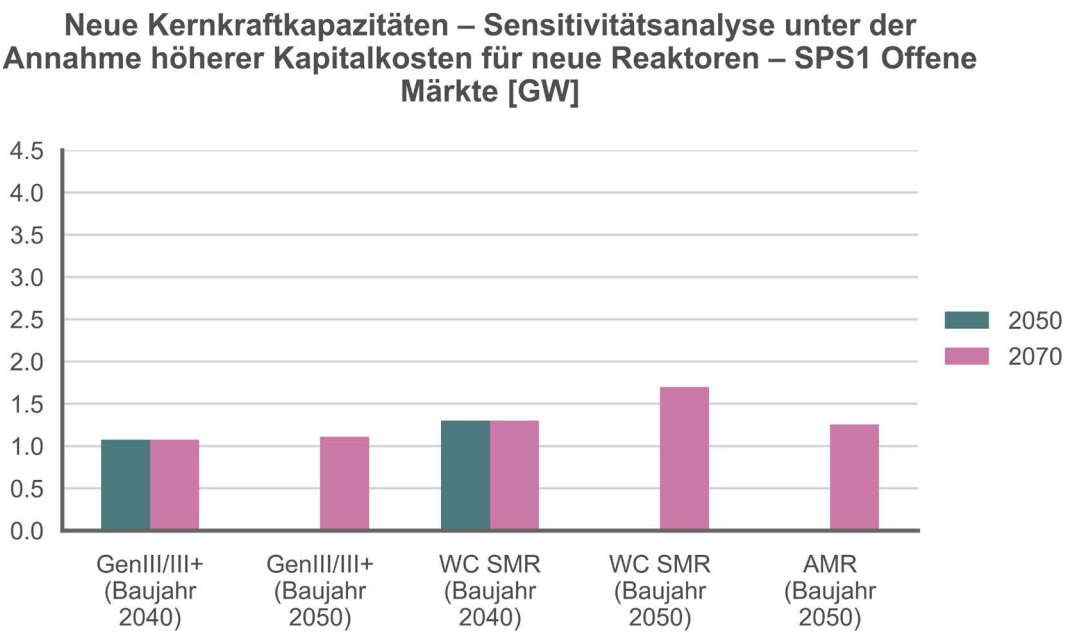
Die drei WACC-Werte repräsentieren stilisierte Finanzierungsvoraussetzungen. Ein niedrigerer WACC kann beispielsweise mit einer geringeren Wahrnehmung von Bau-, Erlös- oder regulatorischen Risiken einhergehen. Ein höherer WACC spiegelt eine stärkere Risikowahrnehmung wider. Die Modellierung bewertet keine konkreten Finanzierungsinstrumente. Die tatsächliche Erreichbarkeit eines bestimmten WACC hängt von der Projektstruktur, der Risikoverteilung, dem regulatorischen Rahmen und den möglichen staatlichen oder privaten Absicherungsinstrumenten ab. Diese Fragen werden in Abschnitt 6.4 behandelt.

Anhang 8.2.7 zeigt neben den Ergebnissen der isolierten WACC-Sensitivitätsanalyse bei medianen OCC auch zwei Kombinationen von WACC und OCC: einen niedrigen WACC mit niedrigen OCC und einen hohen WACC mit hohen OCC. Diese kombinierten Annahmen zeigen die gemeinsame Wirkung beider Grössen. Sie erlauben keine isolierte Bestimmung des WACC-Effekts.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 28 und **Abb. 88** zeigen eine deutliche Kapazitätsreaktion. Bei einem WACC von 5 % steigt die neu installierte Kernkraftkapazität der früh verfügbaren Nuklearklassen im Jahr 2050 gegenüber derselben Nuklearvariante mit dem Basis-WACC um rund 1,3–1,4 GW. Dieser Zuwachs bleibt bis 2070 bestehen. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen steigt die neue Kernkraftkapazität im Jahr 2070 je nach Klasse um rund 1,2–1,4 GW.

Bei einem WACC von 10 % fällt die neu installierte Kernkraftkapazität geringer aus. Für die Nuklearklassen 1 und 3 – Gen III/III+ und WC-SMR mit Baujahr 2040 – beträgt der Rückgang im Jahr 2050 und 2070 etwa 0,6 GW. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der Rückgang im Jahr 2070 rund 0,6–0,7 GW. Bei medianen OCC bleiben alle fünf Nuklearklassen bis 2070 Teil der kostenoptimalen Lösung. In der kombinierten Sensitivitätsanalyse mit einem WACC von 10 % und hohen OCC werden die beiden Gen III/III+-Klassen dagegen nicht mehr in nennenswertem Umfang ausgewählt. Die absoluten Kapazitätswerte für die isolierte WACC-Sensitivitätsanalyse sowie die kombinierten WACC- und OCC-Annahmen sind in **Abb. 88** in Anhang 8.2.7 dargestellt.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

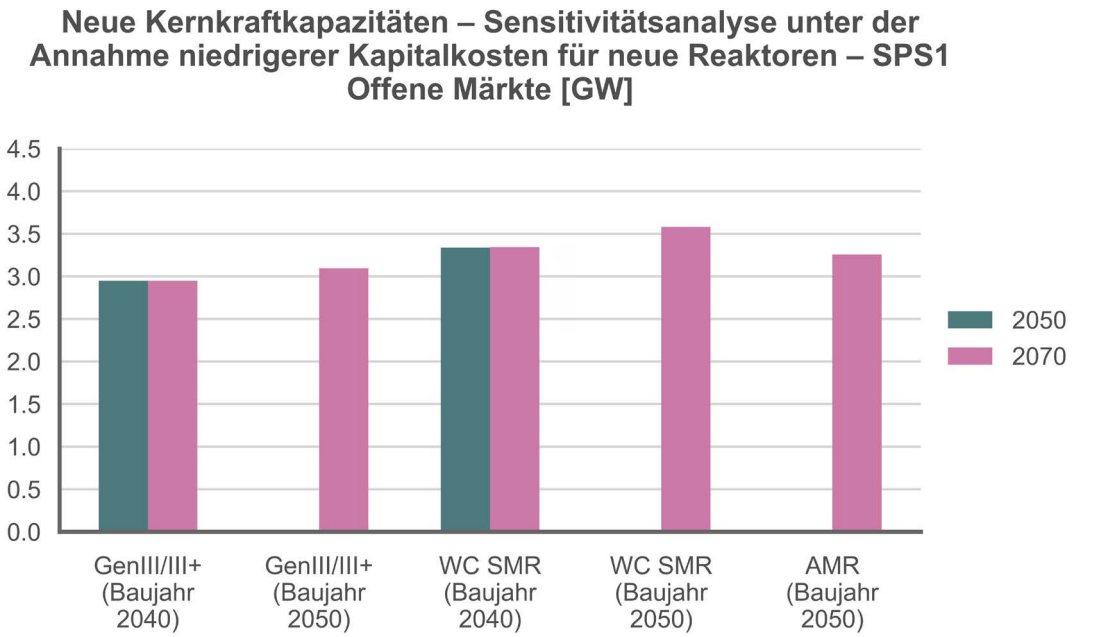


Abb. 28: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte mit hohen und niedrigen WACC-Annahmen (10 % bzw. 5 %) in den Jahren 2050 und 2070. Die Abbildung zeigt die absoluten Modellwerte für die fünf Kernkraftszenarien. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht berücksichtigt.

Die Veränderung der Kernkraftkapazität wirkt sich direkt auf die jährliche Stromerzeugung und die Nettoimporte aus **(Abb. 29)**. Bei einem WACC von 5 % steigt die Kernenergieerzeugung je nach Nuklearklasse deutlich an. Bei den Gen III/III+-Klassen beträgt der zusätzliche Beitrag in den dargestellten Jahren rund 9–10 TWh pro Jahr. Die Nettoimporte sinken je nach Nuklearklasse um rund 7–8 TWh pro Jahr. Bei einem WACC von 10 % fällt die Kernenergieerzeugung je nach Nuklearklasse um rund 4–5 TWh pro Jahr geringer aus. Die Nettoimporte steigen um rund 3–4 TWh pro Jahr. Die Photovoltaikerzeugung nimmt leicht zu, ersetzt die geringere Kernenergieerzeugung jedoch nur teilweise. Der Ausgleich erfolgt überwiegend durch höhere Importe und ergänzend durch weitere Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen. Die absoluten jährlichen Strombilanzen zeigt **Abb. 89** in Anhang 8.2.7.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

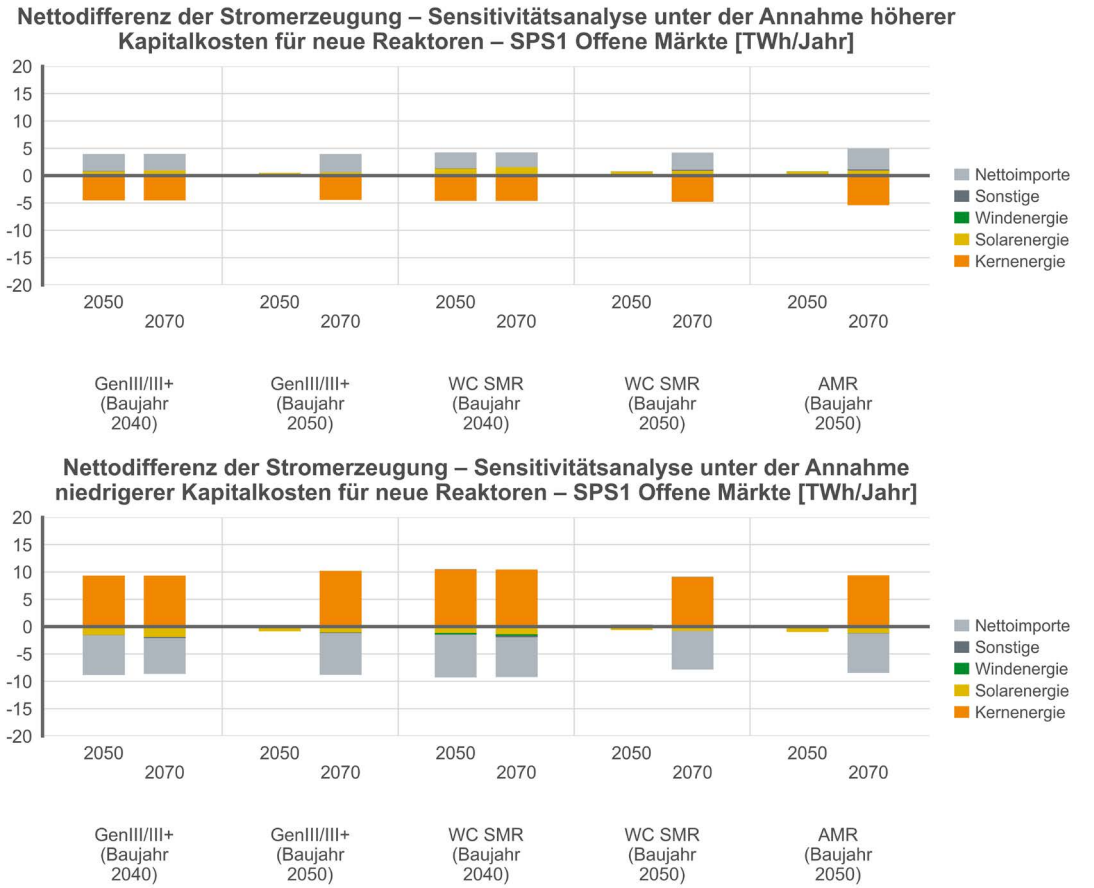


Abb. 29: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigem und hohem WACC, 2050 und 2070. Für jede der fünf Nuklearvarianten werden die Ergebnisse bei einem WACC von 5 % bzw. 10 % mit den Ergebnissen derselben Nuklearvariante beim Basis-WACC von 7,5 % verglichen. Sämtliche Berechnungen verwenden die medianen OCC der jeweiligen Nuklearklasse. Dargestellt sind die Veränderungen der Stromerzeugung aus Kernenergie, Photovoltaik, Windenergie und sonstigen Quellen sowie der Nettoimporte. Positive Werte zeigen eine Zunahme, negative Werte eine Abnahme.

Insgesamt ergeben sich drei zentrale Punkte. Erstens reagiert der kostenoptimale Ausbau neuer Kernkraft deutlich auf den WACC. Ein niedrigerer WACC erhöht die Kapazität und die Kernenergieerzeugung, während ein höherer WACC beide Grössen reduziert. Zweitens beeinflusst der WACC die Systembalance. Änderungen der Kernenergieerzeugung werden vor allem durch veränderte Nettoimporte sowie in geringerem Umfang durch Photovoltaik und weitere Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen ausgeglichen. Drittens hängt die Wirkung des WACC von den OCC ab. Bei medianen OCC bleiben alle Nuklearklassen auch bei hohem

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

WACC verfügbar und werden bis 2070 ausgewählt. Erst die Kombination aus hohem WACC und hohen OCC führt dazu, dass die Gen III/III+-Klassen im Neubauportfolio kaum noch vertreten sind.

Die Sensitivitätsanalyse bestätigt damit die hohe Bedeutung der Finanzierungsvoraussetzungen für kapitalintensive Technologien. Ein niedriger modellierter WACC liefert jedoch keine Aussage darüber, ob entsprechende Finanzierungskonditionen für ein konkretes schweizerisches Kernkraftprojekt erreichbar wären. Diese Frage erfordert eine eigenständige Bewertung der Projekt-, Risiko- und Finanzierungsstruktur.

4.6.5.4 Sensitivität gegenüber Importpreisen

In diesem Abschnitt werden zwei preisbezogene Sensitivitätsanalysen untersucht: erstens hohe und niedrige Importpreise und zweitens niedrige Importpreise in Kombination mit negativen Stromimportpreisen im Sommer. Für beide Analysen werden zunächst die veränderten Annahmen und der Vergleichsfall definiert. Anschliessend werden die Investitions- und Kapazitätsreaktionen, die Auswirkungen auf die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten sowie die physischen Systemreaktionen dargestellt.

Hohe und niedrige Importpreise

Die erste Sensitivitätsanalyse untersucht, wie das Niveau der Importpreise den Ausbau und den Systembeitrag neuer Nuklearklassen beeinflusst. Ab dem Modelljahr 2040 werden die Preise für importierten Strom sowie für weitere importierte Energieträger wie Wasserstoff, nachhaltige Flugtreibstoffe und Biogas angepasst. Die Jahre vor 2040 bleiben unverändert.

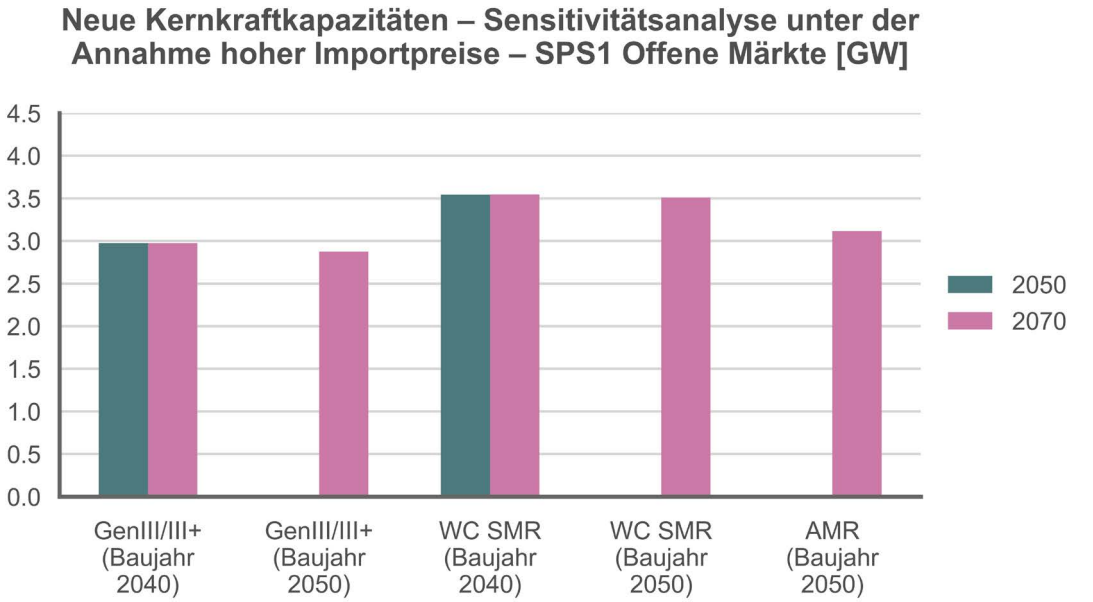
Bei niedrigen Importpreisen betragen die Stromimportpreise, bei Preisen von 2024, rund 74 Fr./MWh im Jahr 2040, 46 Fr./MWh im Jahr 2050 und 42 Fr./MWh im Jahr 2070. Bei hohen Importpreisen liegen sie bei rund 102 Fr./MWh im Jahr 2040, 124 Fr./MWh im Jahr 2050 und 91 Fr./MWh im Jahr 2070. Für jede Nuklearvariante werden die Ergebnisse mit derselben Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen von SPS1 – Offene Märkte verglichen. Die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und alle übrigen Annahmen bleiben unverändert. Die Sensitivitätsanalyse verändert damit die wirtschaftliche Attraktivität von Importen gegenüber inländischer Erzeugung, Speicherung, Flexibilität und Sektorkopplung, nicht jedoch den physischen Marktzugang. Sie ist daher von der Sensitivitätsanalyse zur eingeschränkten Strommarktintegration in Abschnitt 4.6.5.5 zu unterscheiden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 30, ergänzt durch **Abb. 91**, zeigt zunächst die Reaktion bei Investitionen und Kapazitäten. Bei niedrigen Importpreisen ist die neu installierte Kernkraftkapazität für Anlagen der Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 nicht kostenoptimal, während sie bei Anlagen der Nuklearklasse 3 – WC-SMR mit Baujahr 2040 um etwa 0,9 GW zurückgeht. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der Rückgang im Jahr 2070 rund 1,7 GW bei Gen III/III+ mit Baujahr 2050 (in STEM nicht kostenoptimal), rund 1,5 GW bei WC-SMR mit Baujahr 2050 und rund 1,3 GW bei AMR.

Von den beiden Gen III/III+-Klassen wird bei niedrigen Importpreisen keine der beiden Klassen in nennenswertem Umfang ausgewählt. Bei beiden liegen die STEM-Werte weiterhin unter einer Anlagengrösse, die aussagekräftig interpretiert werden kann; dies wird nicht als tatsächlich errichtetes Kernkraftwerk angesehen. WC-SMR mit Baujahr 2040 erreichen rund 1,0 GW. Die später verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR erreichen im Jahr 2070 rund 0,7–0,8 GW.

Bei hohen Importpreisen steigt die neu installierte Kernkraftkapazität bei den früh verfügbaren Nuklearklassen bereits im Jahr 2050 um rund 1,3 GW für Gen III/III+ und rund 1,6 GW für wassergekühlte SMR. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der zusätzliche Ausbau im Jahr 2070 je nach Nuklearklasse rund 1,1–1,2 GW. Die absoluten Kapazitäten liegen bei hohen Importpreisen zwischen rund 2,9 und 3,5 GW. **Abb. 91** in Anhang 8.2.8 zeigt diese relativen Werte.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

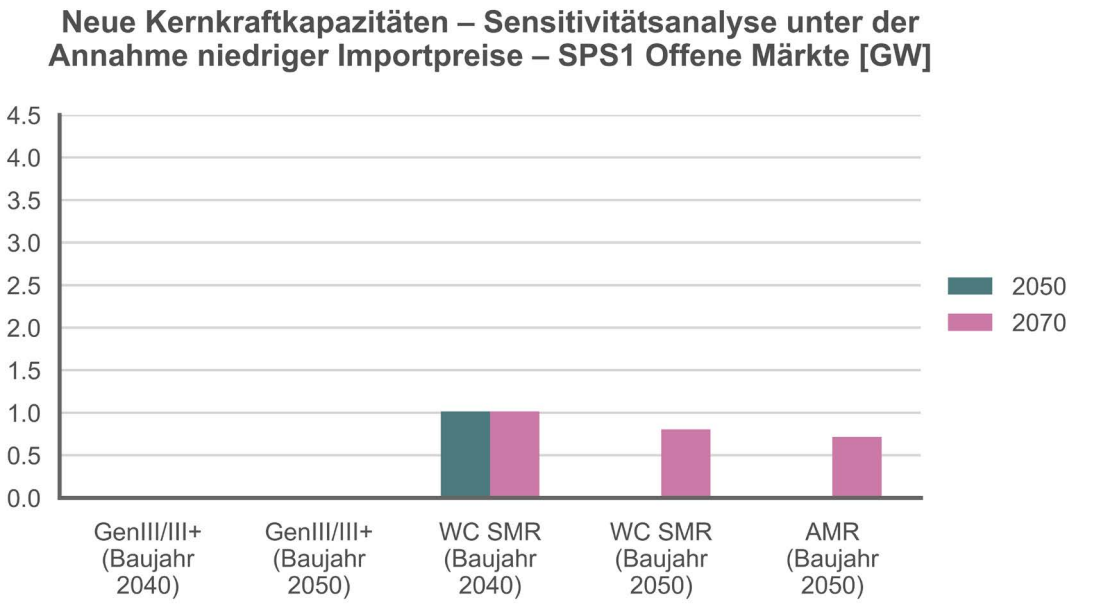


Abb. 30: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen, 2050 und 2070, in GW. Dargestellt sind die absoluten Kapazitäten der fünf Nuklearklassen. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Modellwerte unterhalb einer für die jeweilige Nuklearklasse sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse werden nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet und auf 0 GW gerundet ausgewiesen.

Abb. 31 fasst zunächst die Veränderungen der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte zusammen. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke führen hohe Importpreise zu einer stärkeren Nutzung inländischer erneuerbarer Stromerzeugung. Die gemeinsame Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie liegt 2050 und 2070 jeweils um rund 2–3 TWh/Jahr über den bei den Basisimportpreisen liegenden Werten. Gleichzeitig sinken die jährlichen Nettoimporte um rund 3 TWh im Jahr 2050 und um rund 5 TWh im Jahr 2070. Höhere Importpreise machen damit auch weniger ertragreiche inländische Standorte wirtschaftlich attraktiver.

In den Nuklearvarianten begünstigen hohe Importpreise zusätzlich die Nutzung neuer Kernkraftwerke. Bei den früh verfügbaren Nuklearklassen steigt die jährliche Kernenergieerzeugung 2050 und 2070 gegenüber derselben Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen um rund 10–12 TWh. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der zusätzliche Beitrag im Jahr 2070 je nach Nuklearklasse rund 8–9 TWh. Die Nettoimporte gehen meist in einer ähnlichen Grössenordnung zurück. Die Veränderung der Wind- und Solarstromerzeugung bleibt in den Nuklearvarianten dagegen begrenzt. Hohe Importpreise erhöhen somit den Systemwert unterschiedlicher Formen inländischer CO_2-armer Erzeugung, ohne dass neue Kernkraft erneuerbare Energien grundsätzlich ersetzt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei niedrigen Importpreisen kehrt sich diese Wirkung um. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sinkt die gemeinsame Wind- und Solarstromerzeugung gegenüber den Basisimportpreisen um rund 3 TWh im Jahr 2050 und um rund 6 TWh im Jahr 2070. Die jährlichen Nettoimporte steigen um rund 2,5 bzw. 6,5 TWh. Bei den frühzeitig verfügbaren Kernreaktorklassen wird die jährliche Kernenergieerzeugung auf null gesetzt (GenIII/III+) oder um 7 TWh reduziert. Bei den zu einem späteren Zeitpunkt verfügbaren Kernreaktorklassen wird der Rückgang im Jahr 2070 je nach Kernreaktorklasse etwa 9–12 TWh betragen. Die geringere inländische Erzeugung wird in erster Linie durch höhere Nettoimporte und in geringerem Masse durch zusätzliche Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen ausgeglichen.

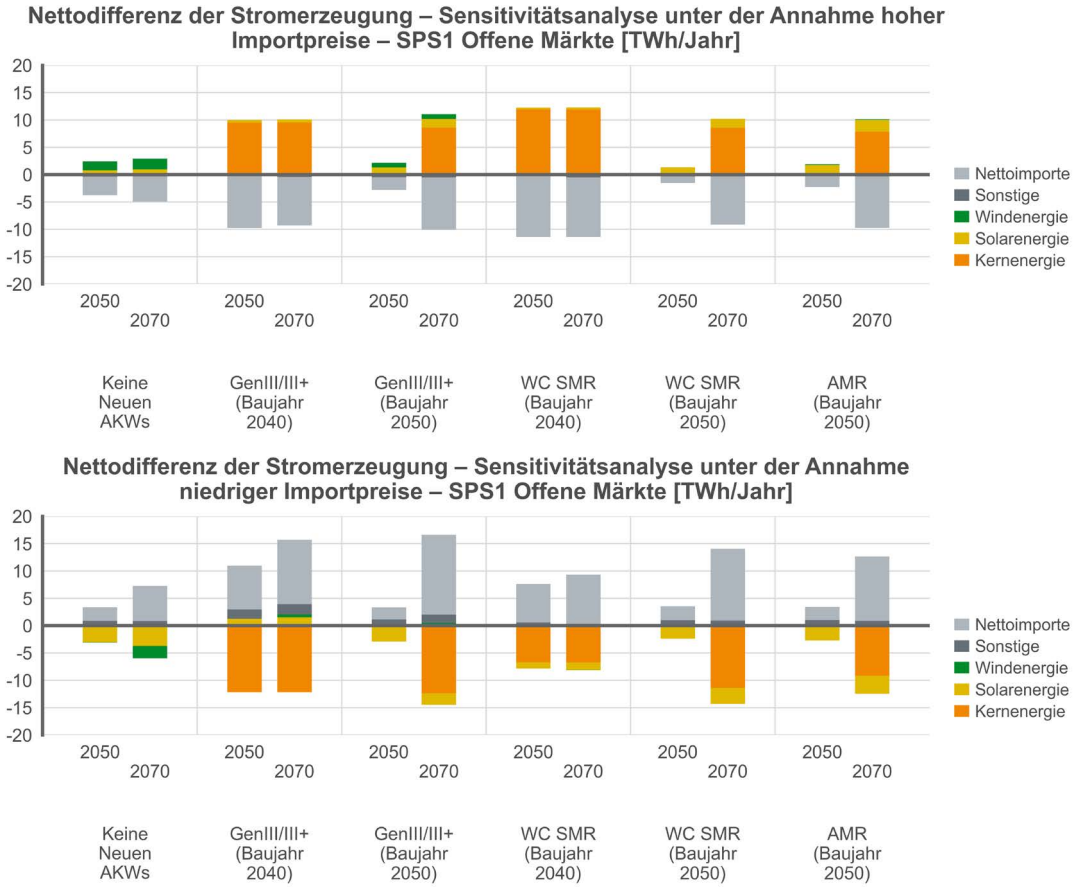


Abb. 31: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr. Für jede Nuklearvariante wird die Differenz gegenüber der entsprechenden Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Nettoimporte; negative Werte zeigen eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Nettoimporte.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 32 ordnet diese jährlichen Veränderungen den jeweiligen Jahreszeiten zu. Bei niedrigen Importpreisen bleiben Nettoimporte, insbesondere im Winter, eine wichtige Ausgleichsoption. Neue Kernkraft kann die Winterimporte reduzieren; die günstigen Stromimporte bleiben jedoch unter diesen Preisannahmen wirtschaftlich attraktiv. Bei hohen Importpreisen verschiebt sich die Systembalance stärker in Richtung der inländischen Erzeugung. Im Jahr 2050 betragen die Nettoimporte im Winterhalbjahr in der Variante ohne neue Kernkraftwerke rund 10,5 TWh. Bei den früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR sinken sie auf rund 2–3 TWh. Die Kernenergieerzeugung dieser Nuklearklassen beträgt im Winterhalbjahr rund 13–15 TWh und im Sommerhalbjahr rund 9–11 TWh. Im Sommer können dadurch die Nettoexporte oder der Bedarf an Speicherung, flexibler Nachfrage und weiteren Ausgleichsoptionen zunehmen. Erneuerbare Energien, Wasserkraft, Speicher und Flexibilität bleiben jedoch in allen Nuklearvarianten relevant. Neue Kernkraft verändert die saisonale Balance, ersetzt aber kein breites Flexibilitätsportfolio.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

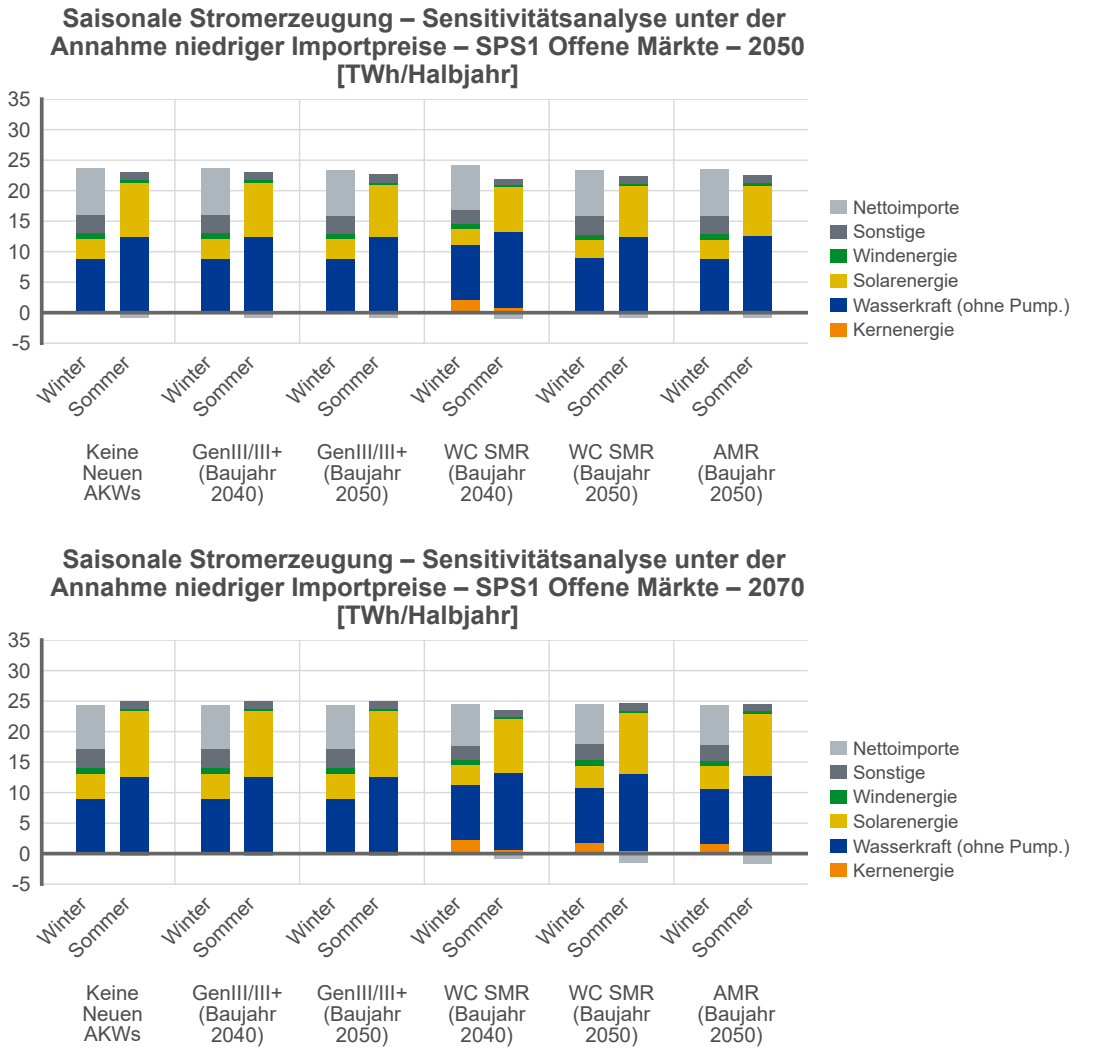


Abb. 32: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr. Dargestellt sind die Winter- und Sommerhalbjahre für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie für die fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils eine Nuklearklasse verfügbar ist. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte. Die Abbildung verdeutlicht, wie die Importpreisannahmen die saisonale Balance zwischen Kernenergie, Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, sonstiger Erzeugung und Nettoimporten beeinflussen.

Die Preis-Dauer-Kurven sowie die stündlichen Darstellungen in Anhang 8.2.8 ergänzen die jährliche und die saisonale Einordnung. Sie zeigen, wie sich die Preisannahmen auf die Nutzung von Importen, inländischer Erzeugung, Speicherung und flexibler Nachfrage an repräsentativen Winter- und Sommertagen auswirken.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Importpreise beeinflussen auch den Flexibilitätsbedarf. Bei niedrigen Importpreisen können Importe als kostengünstige Ausgleichsoptionen wirken und den Druck auf zusätzliche inländische Erzeugung sowie auf einzelne Flexibilitätsoptionen reduzieren. Speicher und Systemdienstleistungen bleiben jedoch erforderlich. Bei hohen Importpreisen gewinnen inländische Ausgleichsoptionen an Bedeutung. Ohne neue Kernkraft nehmen insbesondere die Lastverschiebung und der Bedarf an stationären Batteriespeichern zu. Früh verfügbare neue Kernkraft kann diese beiden Anforderungen reduzieren. Die saisonale Wärmespeicherung reagiert dagegen nicht einheitlich und kann in einzelnen Nuklearvarianten zunehmen. Auch Systemdienstleistungen bleiben in allen Nuklearvarianten erforderlich. Neue Kernkraft verändert daher die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios, führt jedoch nicht zu einer gleichmässigen Verringerung aller Flexibilitätsoptionen. Die absoluten Werte sind in **Tab. 70** und **Tab. 71** des Anhangs 8.2.8 dargestellt.

Hohe Importpreise können darüber hinaus den Import von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern senken. Die Wirkung beschränkt sich somit nicht auf den Stromsektor, sondern betrifft auch die Kopplung zwischen Strom, Wasserstoff und synthetischen Energieträgern.

Die Richtung der Systemreaktion ist über die untersuchten Nuklearklassen hinweg weitgehend robust: Höhere Importpreise erhöhen den Wert inländischer CO_2-armer Erzeugung, während niedrigere Importpreise den Rückgriff auf ausländische Strom- und Energieträgermärkte begünstigen. Das Ausmass der Reaktion und die verbleibende absolute Kernkraftkapazität hängen jedoch von der Nuklearklasse und ihrem Verfügbarkeitszeitpunkt ab. Niedrige Importpreise können kostengünstige Ausgleichsmöglichkeiten bieten, erhöhen jedoch die Abhängigkeit von ausländischen Märkten und verringern den Anreiz für bestimmte inländische Investitionen. Hohe Importpreise stärken den Wert inländischer Erzeugung, können jedoch höhere Anforderungen an Investitionen, Speicher, Flexibilität und Systemintegration mit sich bringen. Zusätzliche planbare Kernenergieerzeugung könnte darüber hinaus die längerfristige Vermarktung über Terminmärkte erleichtern und damit Erlösrisiken für Schweizer Stromversorger reduzieren, während eine stärkere Importabhängigkeit deren geografische und zeitliche Handelsflexibilität einschränken und zusätzliche Erlösrisiken im Stromgrosshandel mit sich bringen kann; solche unternehmens- und marktbezogenen Effekte werden in der vorliegenden Systemanalyse nicht abgebildet. Importpreise sind ein externer Unsicherheitsfaktor, den die Schweiz nur begrenzt direkt beeinflussen kann.

Niedrige Importpreise in Kombination mit negativen Stromimportpreisen im Sommer

Die Importpreissensitivitäten erfassen einen wesentlichen Teil der Unsicherheit auf den europäischen Strommärkten, ersetzen jedoch keine detaillierte stündliche Marktpreisanalyse. Die zweite Sensitivitätsanalyse untersucht neben dem allgemeinen Importpreisniveau auch die zeitliche Preisstruktur. Sie übernimmt die niedrigen Preise für Strom und die übrigen importierten Energieträger und weist zudem im Sommer im Durchschnitt negative Stromimportpreise auf. Diese betragen, auf Basis der Preise von 2024, rund −7,5 Fr./MWh im Jahr 2050,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

−4,5 Fr./MWh im Jahr 2060 und −2 Fr./MWh im Jahr 2070. Die Sensitivitätsanalyse stellt stilisiert mögliche Überschusssituationen in einem stark auf erneuerbare Energien basierenden europäischen Stromsystem dar und ist keine Preisprognose. Sie ist als Extremfall innerhalb des Niedrigpreisfalls und nicht als Preisprognose oder zentrale Annahme zu verstehen.

Gegenüber den Basisimportpreisen verändert diese Sensitivitätsanalyse sowohl das allgemeine Importpreisniveau als auch die zeitliche Struktur der Stromimportpreise. Die ausgewiesenen Veränderungen zeigen deshalb die gemeinsame Wirkung beider Annahmen. Der zusätzliche Einfluss der negativen Sommerpreise könnte nur durch einen Vergleich mit derselben Nuklearvariante bei niedrigen Importpreisen ohne negative Sommerpreise isoliert werden; dieser inkrementelle Vergleich wird in den vorliegenden Abbildungen nicht ausgewiesen.

Die Investitions- und Kapazitätsreaktion sind in den **Abb. 33** und **Abb. 95** in Anhang 8.2.9 dargestellt. Im Vergleich zu den Importpreisen des Referenzszenarios verringert sich die neu installierte Kernkraftkapazität für die Nuklearklassen 1 und 2 – Gen III/III+ mit Baujahr in den Jahren 2040 und 2050 um etwa 1,6 bis 1,7 GW, da diese in STEM als nicht kostenoptimal eingestuft werden. Bei wassergekühlten SMR beträgt der Kapazitätsrückgang etwa 0,9 GW bei Baujahr 2040 und etwa 1,6 GW bei Baujahr 2050.

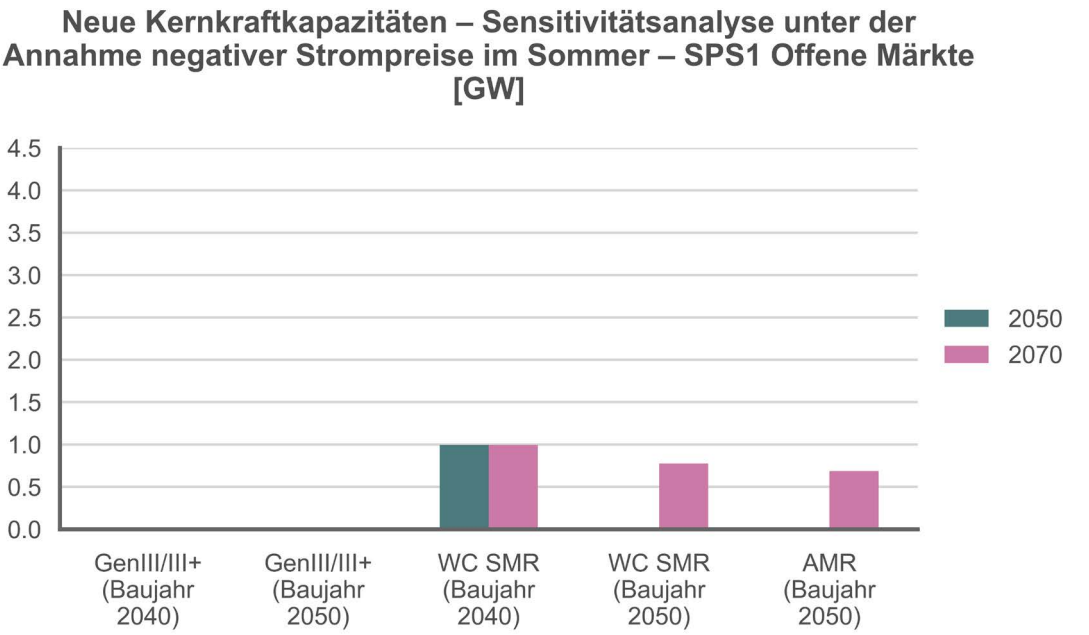


Abb. 33: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2050 und 2070, in GW. Dargestellt sind die absoluten Kapazitäten der fünf Nuklearklassen. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Modellwerte unterhalb einer für die jeweilige Nuklearklasse sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse werden nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet und gerundet auf 0 GW ausgewiesen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei Nuklearklasse 5 – AMR mit Baujahr 2050 beträgt der Rückgang im Jahr 2070 rund 1,3 GW. Die verbleibenden Modellwerte der beiden Gen III/III+-Klassen liegen unterhalb einer für diese Nuklearklassen sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse. Sie werden daher nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet und in **Abb. 95** gerundet mit 0 GW ausgewiesen. WC-SMR mit Baujahr 2040 erreichen dagegen weiterhin rund 1,0 GW. Die später verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR erreichen im Jahr 2070 rund 0,7 GW.

Nach der Kapazitätswirkung zeigen die jährlichen Strombilanzen in **Abb. 96** des Anhangs 8.2.9 und die Veränderungen gegenüber den Basisimportpreisen in **Abb. 34**, dass die geringere inländische Stromerzeugung unter dieser kombinierten Preisstruktur überwiegend durch höhere Nettoimporte ausgeglichen wird. In den Nuklearvarianten wird die Veränderung vor allem durch die geringere Kernenergieerzeugung bestimmt; die Veränderungen der Wind- und Photovoltaikerzeugung fallen vergleichsweise gering aus.

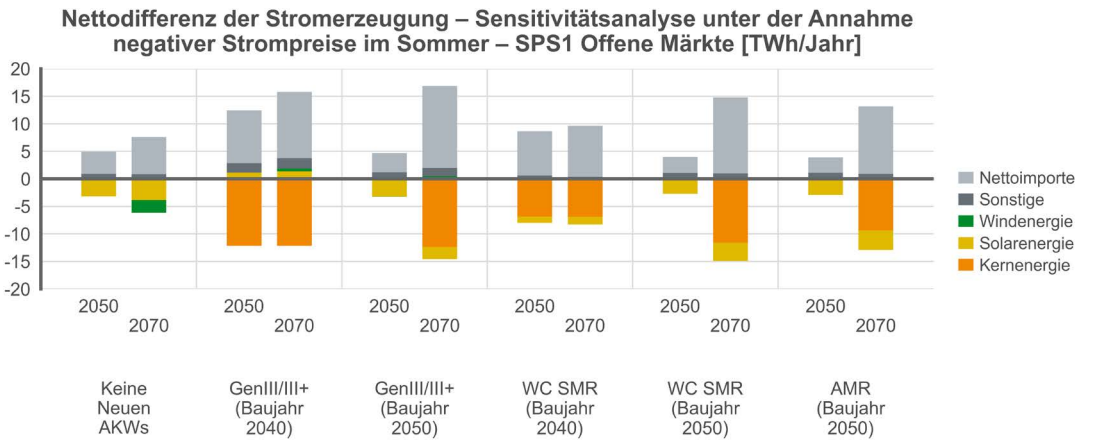


Abb. 34: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in TWh/Jahr. Für jede Nuklearvariante wird die Differenz gegenüber der jeweiligen Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Nettoimporte; negative Werte zeigen eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Nettoimporte. Die dargestellten Veränderungen erfassen die gemeinsame Wirkung des niedrigeren Importpreisniveaus und der negativen Stromimportpreise im Sommer.

Abb. 97 in Anhang 8.2.9 ordnet diese jährliche Veränderung saisonal ein. In den Sommermonaten liegen die Nettoimporte in den dargestellten Kernkraftszenarien nahe null oder sind in einigen Fällen leicht negativ, während die Photovoltaikerzeugung etwa 7–9 TWh pro Saison erreicht. In den Wintermonaten bleiben Nettoimporte von etwa 7–8 TWh sowie eine zuverlässige Erzeugung und Flexibilität weiterhin relevant. Günstige bzw. negative Importpreise im Sommer beseitigen somit weder die saisonale Differenz zwischen Angebot und Nachfrage noch den Bedarf an gesicherter Winterversorgung.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die stündlichen Darstellungen eines typischen Winter- und eines typischen Sommertags in **Abb. 98** und **Abb. 99** ergänzen diese Einordnung. Sie zeigen, dass sehr tiefe oder negative Sommerpreise, insbesondere in Stunden mit hoher Photovoltaikproduktion, den wirtschaftlichen Wert zusätzlicher inländischer Stromerzeugung verringern. Der mögliche Systemwert neuer Kernkraft verlagert sich damit stärker auf Winter- und Knappheitsstunden, während sehr tiefe Sommerpreise die Auslastung kapitalintensiver Erzeugungsanlagen belasten können. Speicher, flexible Nachfrage und weitere Ausgleichsoptionen bleiben erforderlich, um die unterschiedlichen saisonalen und stündlichen Angebots- und Nachfragestrukturen auszugleichen.

Die geringe Auswahl der Gen III/III+-Klassen ist keine allgemeine Bewertung grosser Reaktoren, sondern ein Ergebnis der untersuchten kombinierten Preisannahmen. Sie zeigt, dass ihre Wettbewerbsfähigkeit sowohl vom durchschnittlichen Preisniveau als auch von der zeitlichen Struktur der europäischen Strompreise abhängt. Hohe Importpreise können den Systemwert inländischer CO_2-armer Erzeugung erhöhen, während anhaltend niedrige oder negative Preise in Überschussperioden den kostenoptimalen Ausbau kapitalintensiver Erzeugung begrenzen. Das genaue Ausmass des zusätzlichen Effekts negativer Sommerpreise kann ohne den inkrementellen Vergleich mit dem reinen Niedrigpreisfall jedoch nicht bestimmt werden.

Das Ergebnis entspricht in seiner Grundrichtung den allgemeinen Importpreissensitivitäten in Abschnitt 4.6.5.4. Neue Kernkraft gewinnt an Systemwert, wenn Importe teuer sind oder in kritischen Phasen nicht als kosteneffiziente Ausgleichsoption zur Verfügung stehen. Bei anhaltend niedrigen Importpreisen nimmt der kostenoptimale Ausbau ab, weil sich das System stärker auf ausländische Strom- und Energieträgermärkte stützen kann. Die zusätzlichen negativen Sommerimportpreise verstärken diesen Effekt, indem sie auch den zeitabhängigen Wert der inländischen Stromerzeugung beeinflussen.

Die Einordnung neuer Kernkraftwerke muss daher gemeinsam mit den europäischen Marktentwicklungen, der Winterversorgung, den Flexibilitätsmärkten, der Importstrategie und der in Abschnitt 4.6.5.5 untersuchten physischen Strommarktintegration erfolgen.

4.6.5.5 Sensitivität zur Strommarktintegration und zum Ausbleiben eines Stromabkommens

Diese Sensitivitätsanalyse untersucht, wie das Energiesystem auf eine deutlich eingeschränkte grenzüberschreitende Strommarktintegration reagiert. Ab 2035 werden dafür die bilateralen Nettoübertragungskapazitäten aus den ElCom-Annahmen für «Keine Kooperation» herangezogen. Die gesamte Importkapazität beträgt 1,585 GW und die Exportkapazität 2,001 GW; die Aufteilung nach Nachbarland ist in **Tab. 72** in Anhang 8.2.10 dokumentiert (ElCom, 2025). Die Sensitivitätsanalyse basiert auf einer Kapazitätsallokation, wonach 70 % der relevanten Netzkapazität für den grenzüberschreitenden Handel innerhalb der EU bereitgestellt werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sie entspricht daher weder einer pauschalen Reduktion der Schweizer Grenzkapazität um 70 % noch einem exakt abgebildeten politischen Verlauf eines ausbleibenden Stromabkommens, sondern dient als systemischer Stresstest. Die Importpreise und die übrigen Annahmen des Entwicklungspfads SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert. Im Unterschied zur Importpreissensitivität wird somit nicht die wirtschaftliche Attraktivität von Importen, sondern ihre physische Verfügbarkeit als Ausgleichsoption verändert. Alle sechs Nuklearvarianten – die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse – werden mit den regulären Austauschkapazitäten der Nuklearvariante des Entwicklungspfads SPS1 – Offene Märkte verglichen. Bei den zusätzlich mit LTO berechneten Nuklearvarianten bleibt die LTO-Annahme auch in der jeweiligen Vergleichsbasis unverändert.

Abb. 35 und **Abb. 100** zeigen, dass die Auswirkungen auf den kostenoptimalen Ausbau neuer Kernkraftwerke vom Inbetriebnahmetermin, der Reaktorklasse und dem Zusammenspiel mit LTO abhängen. Ohne LTO liegen Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 im Jahr 2050 und 2070 um rund 0,6–1,0 GW über der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne eingeschränkte Strommarktintegration. Bei den später verfügbaren Kernkraftklassen ist die Kapazität im Jahr 2070 jedoch um etwa 0,7–0,9 GW geringer, wobei die Nuklearvariante 2 (Gen III/III+) nicht kostenoptimal ist. Mit LTO weisen die früh verfügbaren Klassen im Jahr 2050 rund 1,0–1,1 GW mehr Kapazität auf; bis 2070 liegen alle dargestellten Nuklearklassen um rund 0,4–1,1 GW über der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit LTO und ohne eingeschränkte Strommarktintegration. Die relativen Kapazitäten sind in **Abb. 100** in Anhang 8.2.10 dargestellt.

Diese unterschiedliche Reaktion erklärt sich durch die zeitliche Systemanpassung. Früh verfügbare Nuklearklassen können zur Winterversorgung beitragen, bevor sich das System vollständig an den eingeschränkten Stromhandel angepasst hat. Später verfügbare Klassen konkurrieren dagegen mit bereits erfolgten Investitionen in erneuerbare Erzeugung, Speicher, Flexibilität und weitere inländische Optionen. Zudem begrenzen geringere Exportmöglichkeiten den Wert zusätzlicher Stromerzeugung im Sommer. Ein ausbleibendes Stromabkommen erhöht daher nicht automatisch den Systemwert jeder neuen Nuklearklasse.

Abb. 36 zeigt die jährliche Reaktion des Stromsystems. Im Jahr 2050 sinken die Netto-Stromimporte gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne eingeschränkte Strommarktintegration meist um rund 9–10 TWh/Jahr ohne LTO und um rund 10–13 TWh/Jahr in den zusätzlich mit LTO dargestellten Nuklearvarianten. In der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und ohne LTO werden vor allem Photovoltaik, Windenergie und sonstige inländische Optionen in einer Grössenordnung von insgesamt rund 6 TWh/Jahr zusätzlich mobilisiert. Bei den früh verfügbaren Nuklearvarianten beträgt der zusätzliche Kernenergiebeitrag ohne LTO rund 5–8 TWh/Jahr. In den Nuklearvarianten mit LTO weist die Abbildung im Jahr 2050 insgesamt rund 17 TWh/Jahr mehr Kernenergie aus; dieser Wert umfasst die Wirkung des länger betriebenen Bestands zusammen mit neuen Anlagen und ist daher nicht als isolierter Neubaueffekt zu verstehen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

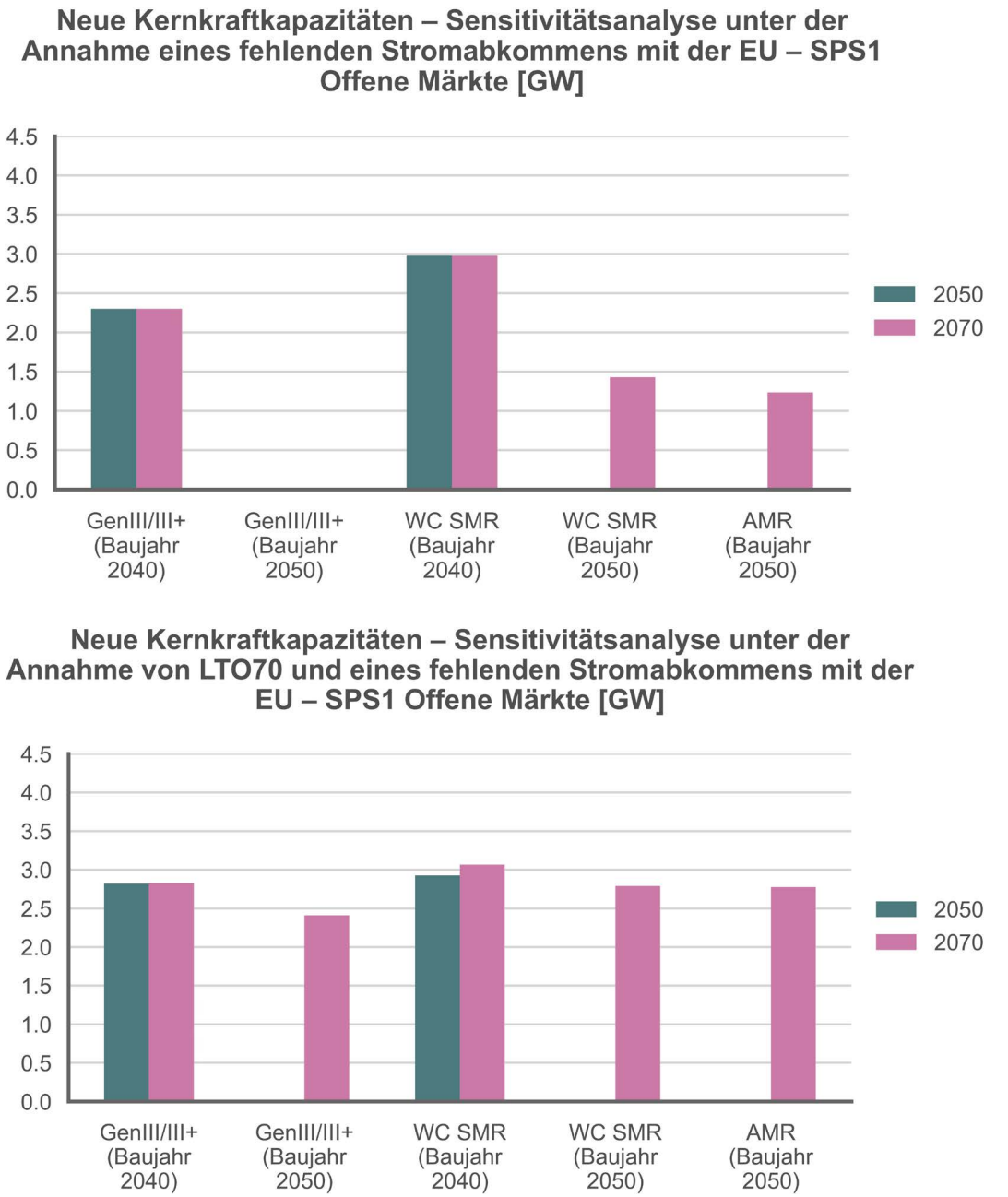


Abb. 35: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in GW. Die obere Darstellung zeigt die absoluten Kapazitäten der fünf Nuklearklassen ohne den Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, die untere Darstellung die entsprechenden Kapazitäten mit LTO. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

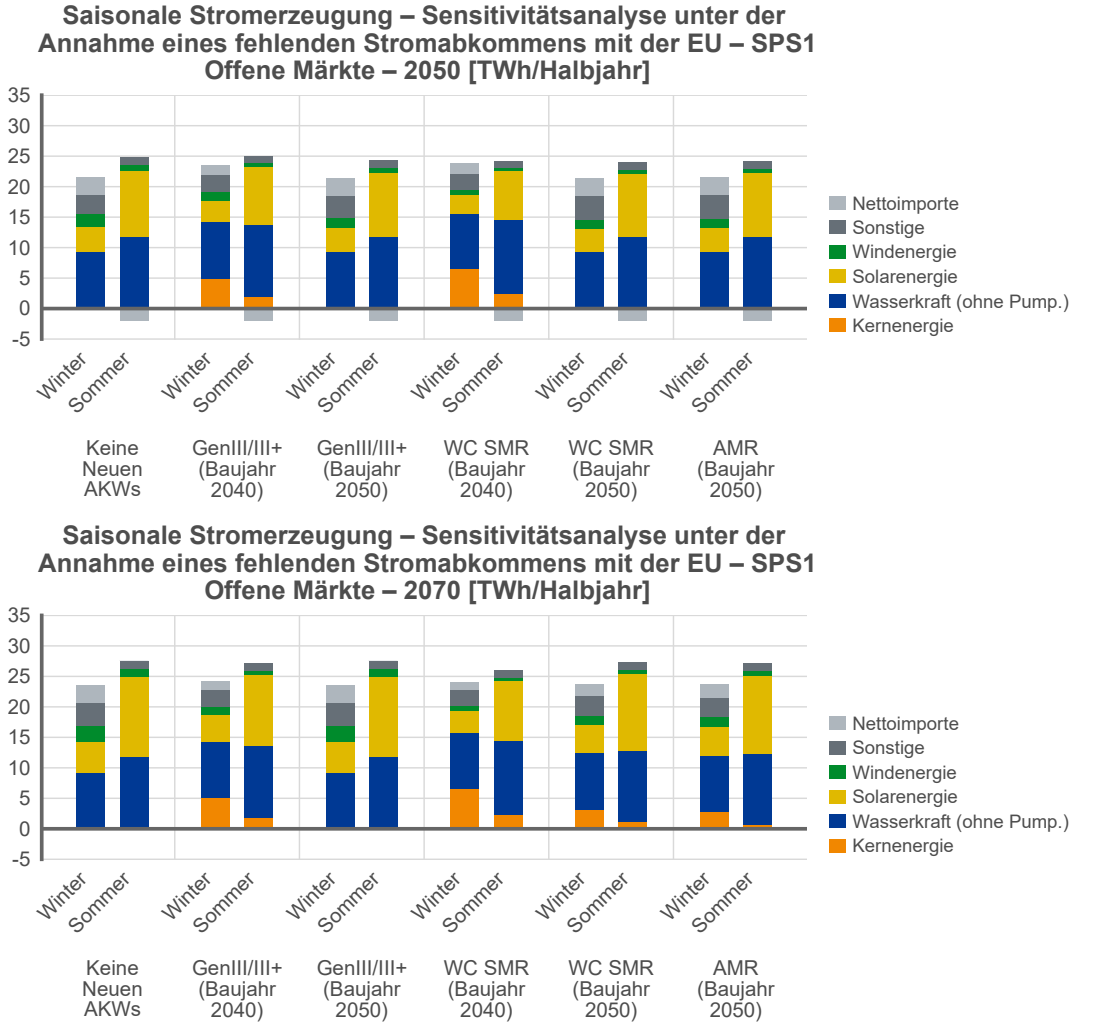
Die eingeschränkte Marktintegration lässt sich somit nicht durch eine einzelne Technologie ersetzen. Vielmehr verschiebt sich die Zusammensetzung des Strommixes hin zu mehr inländischer Erzeugung und zu einem höheren Wert verlässlich verfügbarer CO_2-armer Kapazitäten. Neue Kernkraft verändert dabei den Umfang und die Zusammensetzung des zusätzlichen Ausbaus, ersetzt die erneuerbare Stromerzeugung jedoch nicht. Die absoluten jährlichen Strombilanzen sind in **Abb. 101** in Anhang 8.2.10 dokumentiert.



Abb. 36: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit den regulären SPS1-Austauschkapazitäten, 2050 und 2070, in TWh/Jahr. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Gezeigt werden die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Netto-Stromimporte, negative Werte eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Netto-Stromimporte als in der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit identischer LTO-Annahme und ohne eingeschränkte Strommarktintegration.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 37 zeigt die saisonale Verteilung dieser jährlichen Werte. Im Kernkraftszenario ohne neue Kernkraftwerke liegt die Stromversorgung in den Wintermonaten des Jahres 2050 bei etwa 21–22 TWh und in den Sommermonaten bei etwa 25–26 TWh. Die reduzierte Importkapazität wird durch eine Kombination aus Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Speichern, Nachfragflexibilität und anderen inländischen Optionen ausgeglichen. Da Reaktoren der Generationen III/III+ und wassergekühlte SMR frühzeitig verfügbar sind, erreicht der Beitrag der neuen Kernenergie in den Wintermonaten des Jahres 2050 etwa 5–6,5 TWh. Bei später verfügbaren Klassen ist er 2050 noch kaum sichtbar; bis 2070 tragen auch diese Klassen zur Winterversorgung bei, jedoch weniger stark als die früher verfügbaren Optionen. Gleichzeitig bleiben im Sommer Export-, Speicher-, Flexibilitäts- oder Einspeisebegrenzungsbedarfe bestehen.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

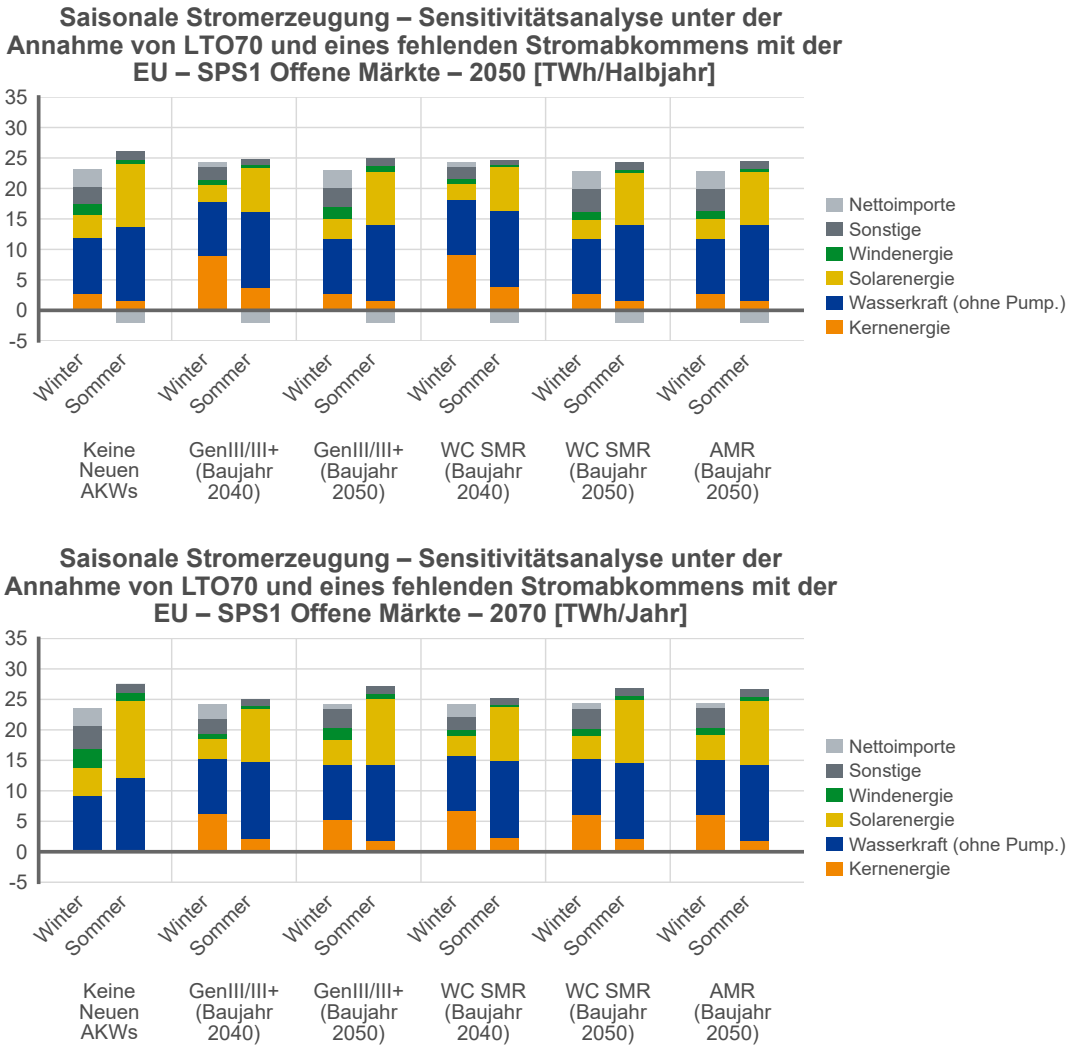


Abb. 37: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in TWh/Halbjahr. Dargestellt sind das Winter- und Sommerhalbjahr für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse. Zusätzlich werden für 2050 die entsprechenden Nuklearvarianten mit LTO dargestellt. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

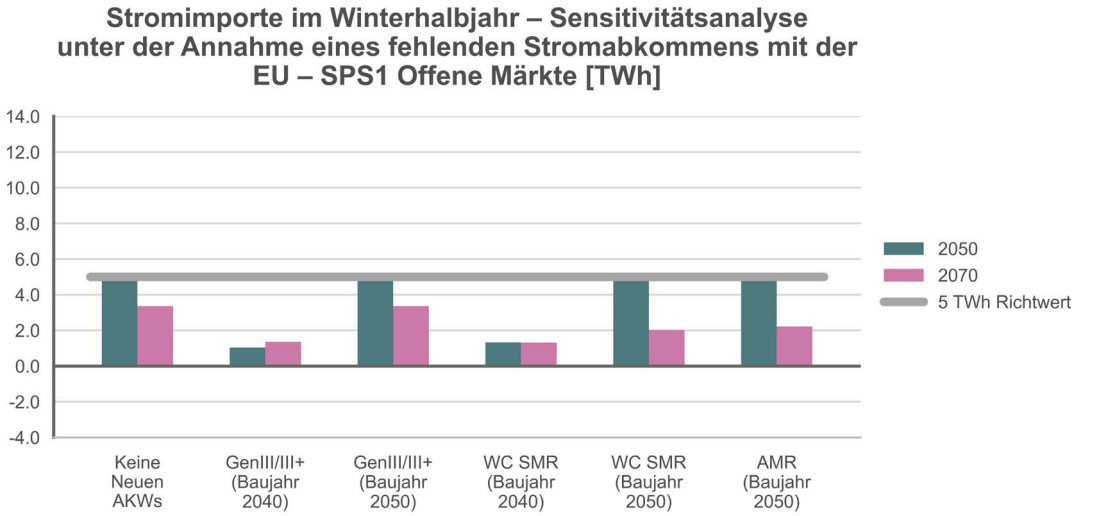
Die in dieser Sensitivitätsanalyse berücksichtigte zusätzliche LTO-Sensitivität dient in erster Linie als Übergangslösung. Im Jahr 2050 beläuft sich der Beitrag der Kernenergie im Kernkraftszenario ohne neue Reaktorklassen mit LTO auf etwa 3 TWh in den Wintermonaten und etwa 2 TWh in den Sommermonaten. In Kombination mit frühzeitig verfügbaren neuen Reaktorklassen steigt dieser Beitrag auf etwa 9 TWh im Winter und etwa 3 TWh im Sommer.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Beiträge von LTO und früheren neuen Reaktorklassen überschneiden sich somit teilweise; bei den später verfügbaren Klassen bleibt der LTO-Beitrag im Jahr 2050 deutlicher erkennbar.

Abb. 38 fokussiert sich auf die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr. Ohne LTO liegen sie in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke im Jahr 2050 bei rund 5 TWh und bis 2070 etwas mehr als 3 TWh betragen. Mit Gen III/III+ bzw. wassergekühlten SMR mit Baujahr 2040 sinken die Netto-Stromimporte bis 2050 auf rund 1 TWh bzw. rund 1 TWh. Die später verfügbaren Klassen liegen 2050 noch nahe an der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke, reduzieren die Winterimporte bis 2070 jedoch auf rund 2 TWh.

Mit LTO sinken die Winterimporte in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke im Jahr 2050 auf rund 4 TWh. In Kombination mit den früh verfügbaren Nuklearklassen verschiebt sich die Bilanz teilweise in Richtung eines Nettoexports. Dieser Effekt ist zeitlich begrenzt: Bis 2070 bleiben die Winterimporte in den meisten Nuklearvarianten positiv, liegen jedoch deutlich unter 5 TWh. Der Richtwert von 5 TWh ist eine Ex-post-Bewertungsgrösse und keine Modellrestriktion. Niedrigere Nettoimporte dürfen in dieser Sensitivitätsanalyse zudem nicht automatisch als höhere Versorgungssicherheit interpretiert werden, da sie teilweise aus dem eingeschränkten Zugang zu ausländischen Ausgleichs- und Flexibilitätsmöglichkeiten resultieren.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

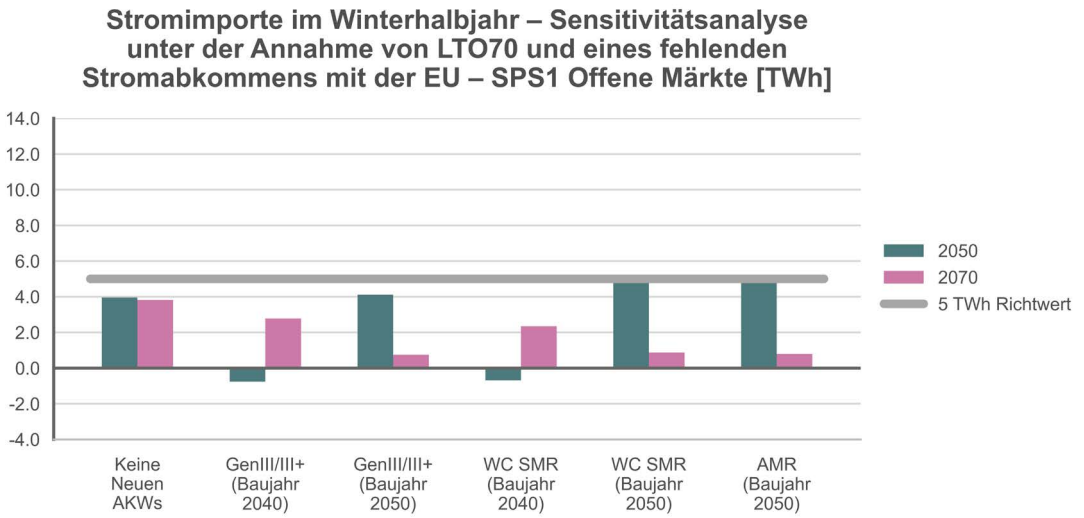


Abb. 38: Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070, in TWh/Halbjahr. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Die graue Linie kennzeichnet den Richtwert von 5 TWh. Positive Werte zeigen Nettoimporte, negative Werte Nettoexporte im Winterhalbjahr.

Die stündlichen Bilanzen in **Abb. 102** und **Abb. 103** sowie die Flexibilitätswerte in **Tab. 73** in Anhang 8.2.10 ergänzen diese saisonale Einordnung. Sie zeigen, dass die eingeschränkte Marktintegration sowohl die winterliche Verfügbarkeit von Ausgleichsoptionen als auch die Integration hoher Photovoltaikmengen bei geringeren Exportmöglichkeiten im Sommer betrifft. Neue Kernkraft und LTO können den winterlichen Importbedarf reduzieren und die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios verändern, ersetzen jedoch Speicher, Netze, Nachfrageflexibilität und andere Ausgleichsoptionen nicht.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Systemwert neuer Kernkraft vom Verfügbarkeitszeitpunkt, der Nuklearklasse, LTO und dem bereits erreichten Anpassungsstand des Energiesystems abhängt. Die übergreifende Einordnung dieser Ergebnisse in das Versorgungssicherheitsportfolio erfolgt in Abschnitt 4.6.6; die energiepolitischen, rechtlichen und wirtschaftspolitischen Aspekte der Strommarktintegration werden in den Abschnitten 1.1.1, 2.2 und 6.4.1 behandelt.

4.6.5.6 Sensitivität zum volkswirtschaftlichen Diskontsatz

Diese Sensitivitätsanalyse untersucht im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte, wie die STEM-Ergebnisse auf eine Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes von 2,5 % auf 1,6 % reagieren. Der niedrigere Satz orientiert sich an den Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2021b). Die sechs Nuklearvarianten werden jeweils mit der zugehörigen Sensitivitätsanalyse

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 2,5 % verglichen. Bei den zusätzlich mit LTO berechneten Fällen bleibt die jeweilige LTO-Annahme unverändert. Der volkswirtschaftliche Diskontsatz bestimmt, wie Kosten und Einsparungen aus unterschiedlichen Zeiträumen in der intertemporalen Systemoptimierung gewichtet werden. Er ist vom technologiespezifischen WACC zu unterscheiden, mit dem die Investitionskosten einer Technologie annualisiert werden. Die technologiespezifischen Kapitalkostensätze bleiben unverändert; für neue Nuklearklassen beträgt der WACC weiterhin 7,5 %. Der niedrigere volkswirtschaftliche Diskontsatz stellt daher keine günstigere Projektfinanzierung für neue Kernkraftwerke dar. Er verändert die zeitliche Gewichtung der Investitions-, Betriebs-, Import-, Ressourcen- und Endnutzungskosten im gesamten Energiesystem und kann grundsätzlich alle kapitalintensiven und langlebigen Optionen betreffen: grosse erneuerbare Projekte, Wasserkraft, Netze, Speicher, Kernkraftwerke und Effizienz.

Für die Annualisierung neuer Kernkraftwerke ist eine wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren massgeblich, während die technische Lebensdauer 60 Jahre beträgt. Bei unverändertem WACC von 7,5 % erhöht sich das Verhältnis der Annuitätenfaktoren bei einer Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes von 2,5 % auf 1,6 % von rund 1,90 auf rund 2,20 bzw. um rund 16 % (**Tab. 74** in Anhang 8.2.11). Ein auf Grundlage der technischen Lebensdauer von 60 Jahren berechneter Anstieg von rund 23 % ist für diese Annualisierung nicht massgeblich. Die methodische Herleitung ist in Anhang 8.2.11 dokumentiert.

Der volkswirtschaftliche Diskontsatz beeinflusst im TIMES-Modell zudem die Bewertung der während der Bauzeit anfallenden Investitionsausgaben (Loulou et al., 2016). Bei der angenommenen Bauzeit von zehn Jahren sinkt der modellseitige Bauzeitaufschlag von rund 13 % auf 8,5 % des annualisierten Investitionskostenanteils. Dies ist nicht als Verbesserung der tatsächlichen Projektfinanzierung zu verstehen, da der technologiebezogene WACC unverändert bleibt. Die Systemreaktion lässt sich auch nicht allein durch diesen Bauzeiteffekt erklären. Entscheidend ist die vollständige Reoptimierung des Energiesystems unter einer veränderten Gewichtung zukünftiger und vermiedener Kosten. Kumulierte diskontierte Energiesystemkosten, die mit unterschiedlichen volkswirtschaftlichen Diskontsätzen berechnet wurden, können daher nicht unmittelbar als Kosteneinsparungen miteinander verglichen werden.

Abb. 39 und **Abb. 104** zeigen eine positive, aber moderate Reaktion der neu installierten Kernkraftkapazität. Ohne LTO liegen die früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR im Jahr 2050 und 2070 um rund 0,3–0,4 GW über den jeweils entsprechenden Nuklearvarianten bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 2,5 %. Bei den später verfügbaren Kernkraftwerkstypen stellt sich die zusätzliche Kapazität erst 2070 ein und beläuft sich ebenfalls auf etwa 0,3–0,4 GW.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

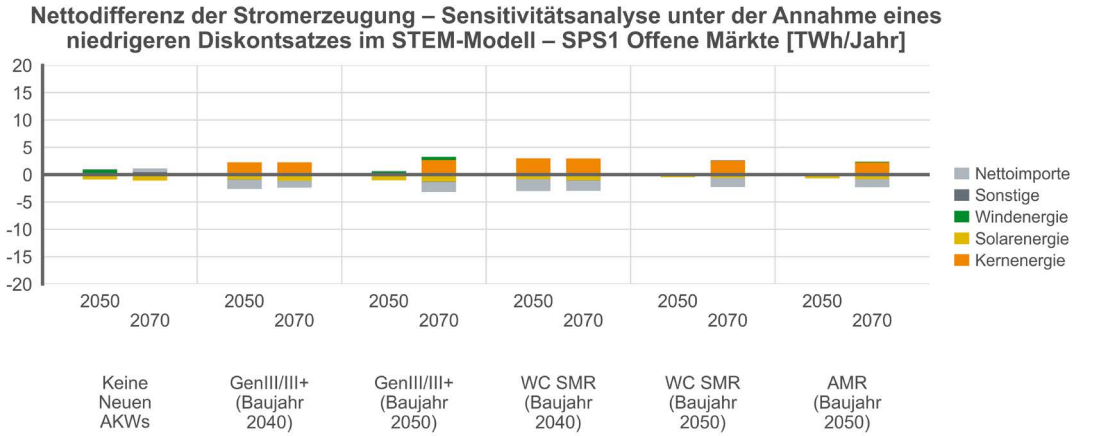


Abb. 39: Neu installierte Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 %, 2050 und 2070, in GW. Die obere Darstellung zeigt die absoluten Kapazitäten der fünf Nuklearklassen ohne LTO, die untere die entsprechenden Kapazitäten mit LTO. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Mit LTO entspricht der zusätzliche Neubau im Jahr 2050 in etwa dem Wert ohne LTO (+ 0,3–0,4 GW). Bis 2070 steigt er in mehreren Kernkraftszenarien an.Für die später (ab 2050) verfügbaren Reaktoren beläuft sich der Anstieg auf etwa 0,3–0,6 GW. Bis 2070 steigt er in mehreren Kernkraftszenarien an. Für die später (ab 2050) verfügbaren Reaktoren beläuft sich der Anstieg auf etwa 0,3–0,6 GW.

Abb. 40 zeigt, dass die zusätzliche Kernkraftkapazität vor allem die Kernstromerzeugung und die Netto-Stromimporte verändert. Ohne LTO steigt die Kernstromerzeugung bei den früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR um rund 2–3 TWh/Jahr; die Netto-Stromimporte sinken um 2 TWh. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen ist die Reaktion im Jahr 2050 noch gering oder nicht sichtbar, erreicht jedoch bis 2070 ebenfalls rund 2–3 TWh/Jahr zusätzliche Kernstromerzeugung. Mit LTO konzentriert sich die Reaktion stärker auf einzelne Nuklearvarianten. Bei Reaktoren der Generation III/III+, die im Jahr 2040 gebaut werden, wird die Stromerzeugung aus Kernkraft bis 2070 um etwa 4 TWh/Jahr steigen, während die Netto-Stromimporte um etwa 3 TWh pro Jahr. Bei Reaktoren der Generation III/III+, die im Jahr 2050 gebaut werden, sowie bei fortschrittlichen Reaktoren, die im Jahr 2050 gebaut werden, beläuft sich der zusätzliche Beitrag der Kernenergie auf etwa 2 TWh pro Jahr. Bei wassergekühlten SMR, die entweder im Jahr 2040 oder 2050 verfügbar sind, fällt die Veränderung mit 4 TWh pro Jahr höher aus. Bei später verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR bleibt die Veränderung bei höchstens rund 0,5 TWh/Jahr deutlich kleiner. Die zusätzliche Kernstromerzeugung ersetzt damit überwiegend Netto-Stromimporte und in geringerem Umfang die übrige inländische Stromerzeugung. Sie ist als Ergebnis einer systemweiten Reoptimierung zu verstehen und nicht als allgemeine Wirkung eines niedrigeren Diskontsatzes auf jede Nuklearklasse. Die relativen Kernkraftkapazitäten und die jährlichen Strombilanzen sind in **Abb. 104** und **105** sind in Anhang 8.2.11 dokumentiert.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

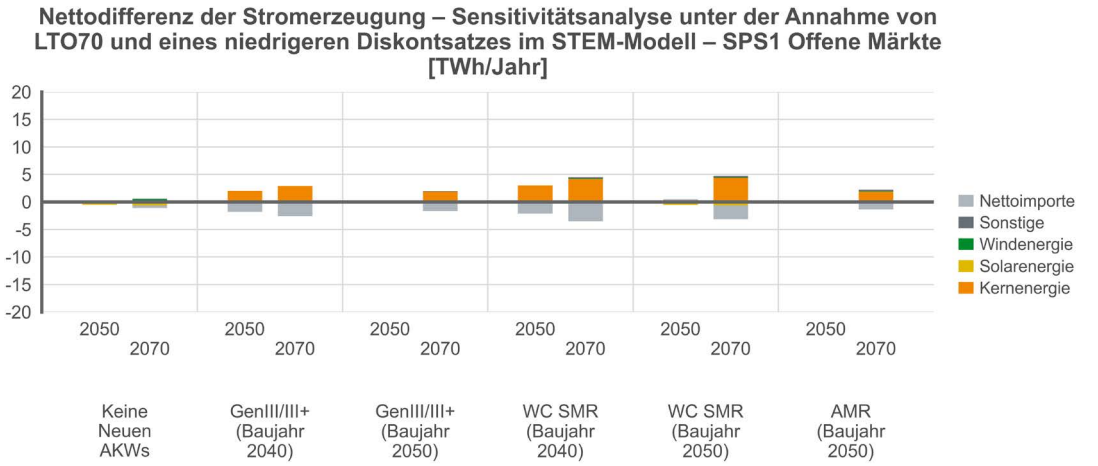


Abb. 40: Nettoveränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 2,5 %, 2050 und 2070, in TWh/Jahr. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Gezeigt werden die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Netto-Stromimporte, negative Werte eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Netto-Stromimporte als in der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit identischer LTO-Annahme und einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 2,5 %.

Tab. 40 vertieft die Analyse am Beispiel der Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 ohne LTO. Sie enthält drei aufeinander aufbauende Vergleiche. Der erste Tabellenblock zeigt die kostenoptimale 1,6 %-Sensitivitätsanalyse mit freier Kernkraftkapazität im Vergleich zur entsprechenden 2,5 %-Referenzrechnung. Der zweite Block zeigt denselben Vergleich für eine diagnostische 1,6 %-Sensitivitätsanalyse, in der die Kernkraftkapazität auf die Kapazitätswerte der 2,5 %-Referenzlösung fixiert wird. Der dritte Block vergleicht die beiden 1,6 %-Sensitivitätsanalysen direkt und zeigt damit den Effekt der freien Anpassung der Kernkraftkapazität. In der diagnostischen Sensitivitätsanalyse werden die übrigen Technologien, Energieflüsse und Endnutzungsoptionen weiterhin gemeinsam optimiert. Da nur die Kernkraftkapazität fixiert wird, kann sich die Auslastung der vorhandenen Kernkraftwerke nur geringfügig ändern.

Tab. 40 zeigt, dass die Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes bei unveränderter Kernkraftkapazität nicht zu denselben Systemkostenvorteilen führt wie die kostenoptimale 1,6 %-Lösung. In der diagnostischen Sensitivitätsanalyse bleiben Kernstromerzeugung, Solarstromerzeugung und Netto-Stromimporte gegenüber der 2,5 %-Referenzrechnung nahezu unverändert, während die jährlichen nicht diskontierten Systemkosten steigen. Kann STEM die Kernkraftkapazität dagegen frei optimieren, steigt die Kernstromerzeugung, sinken die Netto-Stromimporte und fallen die gesamten jährlichen nicht diskontierten Systemkosten tiefer aus.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 40: Ausgewählte Systemreaktionen bei Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes von 2,5 % auf 1,6 % im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 ohne LTO. Die Werte zeigen die absolute Differenz zur jeweiligen Referenzrechnung mit einem Diskontsatz von 2,5 %. In der freien 1,6 %-Berechnung kann STEM die Kernkraftkapazität kostenoptimal bestimmen. Darüber hinaus wird eine diagnostische Sensitivitätsanalyse vorgestellt, bei der die Kernkraftkapazität in der Variante mit einem sozialen Diskontsatz von 1,6 % so festgelegt wird, dass sie der Kapazität aus der Lösung des Referenzszenarios mit einem sozialen Diskontsatz von 2,5 % entspricht. Positive Werte zeigen eine Zunahme, negative Werte eine Abnahme. Die Kostenwerte sind jährliche nicht diskontierte Kosten. Die Tabelle zeigt ausgewählte Kostenkomponenten; die gesamten Systemkosten umfassen zusätzlich weitere Ressourcen- und Systemkosten.

Vergleich und Indikator	Einheit	2050	2070
1,6 %-Sensitivitätsanalyse mit freier Kapazitätsoptimierung gegenüber der 2,5 %-Referenzrechnung			
Kernstromerzeugung	TWh/Jahr	+2,2	+2,2
Solarstromerzeugung	TWh/Jahr	−0,9	−1,1
Netto-Stromimporte	TWh/Jahr	−1,7	−1,3
Stromverbrauch für Wasserstoffproduktion	TWh/Jahr	+0,0	+0,0
Stromverbrauch in Industrie, Dienstleistungen, Gebäuden und Verkehr	TWh/Jahr	+0,0	+0,1
Kosten der Stromimporte	Mrd. Fr./Jahr	−0,21	−0,18
Stromerzeugungskosten	Mrd. Fr./Jahr	+0,00	+0,00
Endnutzungskosten Industrie	Mrd. Fr./Jahr	−0,01	−0,08
Endnutzungskosten Dienstleistungen	Mrd. Fr./Jahr	−0,20	−0,19
Endnutzungskosten Gebäude	Mrd. Fr./Jahr	−0,04	−0,06
Endnutzungskosten Verkehrssektor	Mrd. Fr./Jahr	−0,28	−0,56
Gesamte jährliche nicht diskontierte Systemkosten	Mrd. Fr./Jahr	−0,72	−1,05
Diagnostische 1,6 %-Sensitivitätsanalyse mit auf die 2,5 %-Referenzlösung fixierter Kernkraftkapazität gegenüber der 2,5 %-Referenzrechnung			
Kernstromerzeugung	TWh/Jahr	+0,0	+0,0
Solarstromerzeugung	TWh/Jahr	−0,5	-0,5
Netto-Stromimporte	TWh/Jahr	+0,2	+0,2
Stromverbrauch für Wasserstoffproduktion	TWh/Jahr	+0,2	+0,4
Stromverbrauch in Industrie, Dienstleistungen, Gebäuden und Verkehr	TWh/Jahr	−0,1	−0,1
Kosten der Stromimporte	Mrd. Fr./Jahr	−0,02	−0,02
Stromerzeugungskosten	Mrd. Fr./Jahr	−0,16	−0,09

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Vergleich und Indikator	Einheit	2050	2070
Endnutzungskosten Industrie	Mrd. Fr./Jahr	+0,01	−0,07
Endnutzungskosten Dienstleistungen	Mrd. Fr./Jahr	−0,13	−0,10
Endnutzungskosten Gebäude	Mrd. Fr./Jahr	+0,05	+0,08
Endnutzungskosten Verkehrssektor	Mrd. Fr./Jahr	−0,24	−0,49
Gesamte jährliche nicht diskontierte Systemkosten	Mrd. Fr./Jahr	−0,37	−0,55
Direkter Vergleich: 1,6- %-Sensitivitätsanalyse mit freier Kapazitätsoptimierung gegenüber der diagnostischen 1,6- %-Sensitivitätsanalyse mit fixierter Kernkraftkapazität			
Zusätzliche Kernstromerzeugung durch die freie Kapazitätsanpassung	TWh/Jahr	+2,3	+2,3
Zusätzliche Reduktion der Netto-Stromimporte durch die freie Kapazitätsanpassung	TWh/Jahr	−1,9	−1,5
Veränderung der gesamten jährlichen nicht diskontierten Systemkosten durch die freie Kapazitätsanpassung	Mrd. Fr./Jahr	−0,3	−0,5

Der direkte Vergleich der beiden 1,6 %-Sensitivitätsanalysen ist damit ein starkes Indiz dafür, dass die zusätzliche Kernkraftkapazität unter den untersuchten Annahmen einen Systemwert hat.

Die Ergebnisse stützen die Interpretation eines systemweiten Effekts bei vermiedenen zukünftigen Kosten. Der niedrigere volkswirtschaftliche Diskontsatz gewichtet die späteren Betriebsjahre langlebiger Anlagen sowie die in diesen Jahren vermiedenen Import-, Ressourcen-, Umwandlungs-, Flexibilitäts- und Endnutzungskosten stärker. Er gibt somit zukünftigen Kosten, aber auch zukünftigen vermiedenen Kosten und Systemnutzen ein höheres Gewicht. Nach der Inbetriebnahme kann ein Kernkraftwerk im Modell über viele Jahre hinweg gesicherte CO_2-arme Elektrizität bereitstellen. Der dadurch entstehende Systemwert umfasst neben der Kernstromerzeugung auch vermiedene Kosten an anderen Stellen des Energiesystems, beispielsweise geringere Stromimporte, eine geringere strombasierte Wasserstoffproduktion sowie niedrigere Ressourcen-, Flexibilitäts-, Infrastruktur- und Endnutzungskosten. Entscheidend ist die gemeinsame Reoptimierung von Stromerzeugung, Importen, erneuerbaren Energien, Wasserstoffproduktion, Flexibilität und Endnutzungsoptionen. Der Effekt ist daher weder als günstigere Projektfinanzierung noch als niedrigere Kernstromerzeugungskosten nach Abschluss der Bauphase zu interpretieren. Der technologiespezifische WACC bleibt unverändert bei 7,5 %. Der dargestellte Mechanismus kann grundsätzlich auch andere langlebige und kapitalintensive Systemoptionen betreffen.

Die stärkere Reaktion der früher verfügbaren Nuklearklassen steht zudem im Zusammenhang mit dem Modellhorizont bis 2070. Bei einer früheren Inbetriebnahme werden mehr

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Betriebsjahre und damit mehr zukünftig vermiedene Systemkosten innerhalb des Modellhorizonts berücksichtigt. Bei später verfügbaren Nuklearklassen fällt dieser Effekt geringer aus. Die Sensitivitätsanalyse dient der diagnostischen Einordnung des zugrunde liegenden Mechanismus und stellt keinen allgemeinen Nachweis der Vorteile neuer Kernkraftwerke dar. Die Ergebnisse hängen insbesondere von den Annahmen zu Investitionskosten, WACC, Bauzeit und Verfügbarkeit der Nuklearklassen, Importpreisen, Kosten von Photovoltaik und Speicherung, Wasserstoffproduktion, Flexibilitätsoptionen sowie vom Modellhorizont ab. Unter den untersuchten Annahmen erhöht sich der Beitrag einzelner neuer Nuklearklassen moderat, weil auch die durch ihre späteren Betriebsjahre vermiedenen Systemkosten stärker gewichtet werden.

Daraus folgt weder, dass neue Kernkraftwerke automatisch erforderlich oder projektspezifisch finanzierbar sind, noch lässt sich daraus ableiten, in welchem Umfang neue Kernkraftwerke erneuerbare Energien, Wasserkraft, Netze, Speicher, Flexibilität, Effizienz oder Importe ersetzen könnten. Fragen der Finanzierung, Bewilligung, Standortwahl, Entsorgung, gesellschaftlichen Akzeptanz sowie der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind weiterhin gesondert zu beurteilen. Die übergreifende Einordnung erfolgt in Abschnitt 4.6.6.

4.6.5.7 Sensitivität gegenüber den gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

Diese Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich die verbindliche Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion auf die Rolle neuer Nuklearklassen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte auswirkt. Gemäss Energiegesetz soll die jährliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft mindestens 35 TWh im Jahr 2035 und 45 TWh im Jahr 2050 erreichen. Für die Nettoproduktion aus Wasserkraft gelten Zielwerte von 37,9 TWh im Jahr 2035 und 39,2 TWh im Jahr 2050. Die Zielwerte werden in STEM als getrennte Mindestvorgaben umgesetzt. Neue Kernkraftwerke werden nicht auf diese Ziele angerechnet. Berechnet werden die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils genau eine Nuklearklasse zugelassen ist. Die übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert. Die methodische Umsetzung und die ergänzenden Ergebnisse sind in Anhang 8.2.12 dokumentiert.

Die Sensitivität spiegelt die gegenwärtige energiepolitische Ausbauambition direkter wider als der SPS1-Referenzfall ohne bindende, technologiebezogene Erzeugungsziele. Sie prüft, ob der frühe Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung die Zielerreichung erschwert und den späteren Investitionsspielraum für neue Kernkraftwerke verringert. Die gesetzlichen Zielvorgaben beeinflussen nicht nur die Erzeugungsstruktur, sondern auch die zeitliche Abfolge der Investitionen. Bis 2050 werden erneuerbare Kapazitäten sowie die für deren Integration erforderlichen Netze, Speicher und Flexibilitätsoptionen aufgebaut. Diese Investitionen prägen die Ausgangslage für spätere Technologieentscheidungen. Ein vergleichbarer Mechanismus

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

zeigt sich im Entwicklungspfad SPS2 – Autarkie. Ähnliche Wirkungen treten bei niedrigen Kosten für Wind- und Photovoltaikanlagen in der Sensitivität auf (Abschnitt 4.6.5.2). Der Auslöser ist jedoch unterschiedlich: Dort verändert sich der wirtschaftliche Wettbewerb zwischen den Technologien; hier wird eine Mindestproduktion aus erneuerbaren Energien unabhängig vom kostenoptimalen Ergebnis vorgegeben.

Die Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Nuklearklassen. In den Varianten mit grossen Gen III/III+-Reaktoren der Klassen 1 und 2 wird keine neue Kernkraftkapazität gebaut **(Abb. 41)**. Für die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse 3 ergeben sich etwa zwei Module. Bei den SMR der Klasse 4, die später verfügbar sein werden, werden etwas weniger als vier Module gebaut, während die AMR der Klasse 5 zu etwa drei Modulen führen werden. Bei einer modellierten Modulgrösse von rund 300 MW entsprechen diese Grössenordnungen ungefähr 0,6 GW, 1,0 GW bzw. 0,9 GW.

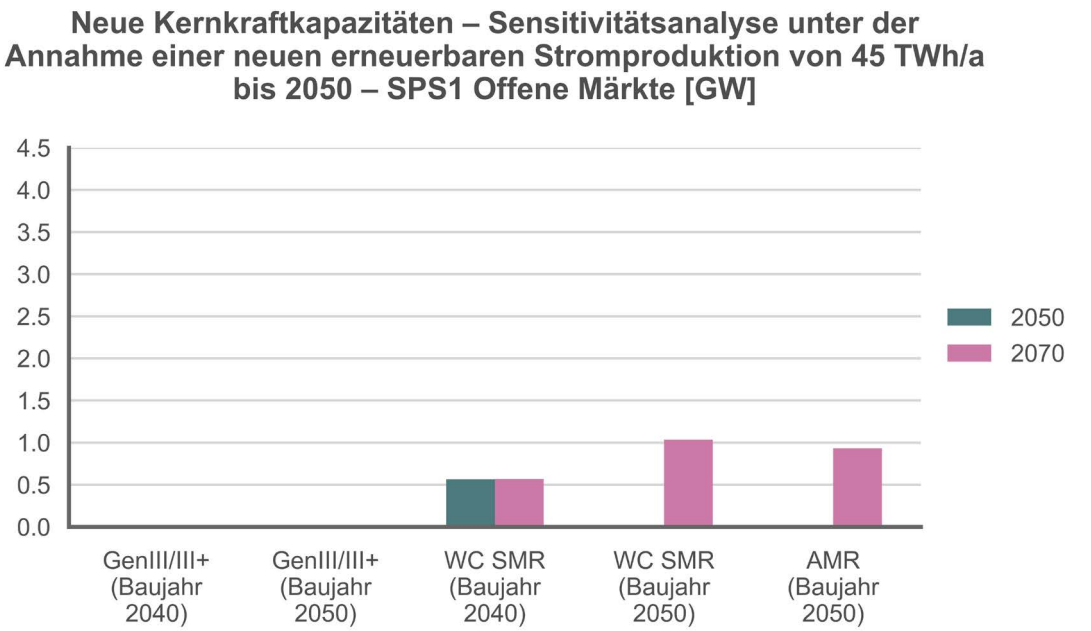


Abb. 41: Neu installierte Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion, in GW. Dargestellt sind die absoluten Modellwerte für die Jahre 2050 und 2070 für die fünf Nuklearklassen. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

Das Ergebnis weist auf eine Pfadabhängigkeit hin. Der zur Zielerreichung aufgestellte Bestand an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten deckt einen erheblichen Teil des zusätzlichen Strombedarfs ab. Gleichzeitig entstehen Integrationskapazitäten, die den verbleibenden Systembedarf für eine weitere grosse, unteilbare Erzeugungseinheit verringern. Unter diesen Bedingungen weisen die Klassen 1 und 2 keinen ausreichenden zusätzlichen Systemwert auf.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Nach 2050 beginnt ein Teil der zuvor errichteten Wind- und Photovoltaikanlagen das Ende seiner technischen Lebensdauer zu erreichen. In dieser zweiten Investitions- und Ersatzrunde wird die Zusammensetzung des Stromsystems erneut optimiert. Kleinere modulare Reaktoren können schrittweise und in der Nähe des verbleibenden Kapazitätsbedarfs errichtet werden. Dies begünstigt insbesondere die später verfügbare SMR-Klasse 4 mit niedrigeren OCC-Annahmen. Auch die AMR-Klasse 5 bleibt aufgrund ihrer modularen Bauweise eine Investitionsoption. Ihre Wettbewerbsfähigkeit hängt jedoch weiterhin von den erreichbaren Kosten und der gleichzeitigen Kostenentwicklung erneuerbarer Technologien ab.

Die gesetzlichen Ausbauziele erhöhen die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gegenüber den entsprechenden Referenzfällen, soweit diese die Mindestwerte ohne zusätzliche Vorgabe nicht erreichen **(Abb. 42)**. Der zusätzliche Ausbau betrifft voraussichtlich vor allem Photovoltaik sowie, abhängig von den Potenzial- und Kostenannahmen, Windkraft und weitere erneuerbare Optionen. In den Nuklearvarianten der Klassen 1 und 2 entspricht der jährliche Strommix weitgehend dem Fall ohne neue Kernkraftwerke. In den Klassen 3 bis 5 ergänzt die Kernstromerzeugung den bereits durch die Zielvorgaben abgesicherten Ausbau erneuerbarer Energien. Die noch ausstehende Auswertung muss zeigen, in welchem Umfang dadurch Netto-Stromimporte, zusätzliche erneuerbare Erzeugung oberhalb der Mindestvorgaben, Abregelung, Speicherung oder strombasierte Umwandlungsprozesse verändert werden.

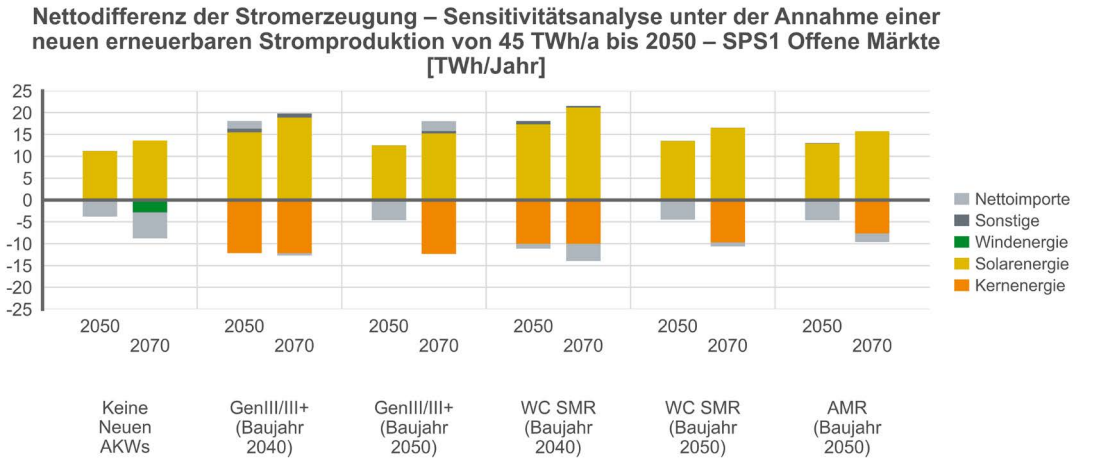


Abb. 42: Veränderung der jährlichen Stromerzeugung und der Netto-Stromimporte im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne bindende Ausbauziele, in TWh/Jahr. Dargestellt sind die Jahre 2050 und 2070 für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für die fünf Nuklearklassen. Positive Werte zeigen eine höhere Stromerzeugung bzw. höhere Nettoimporte; negative Werte zeigen eine geringere Stromerzeugung bzw. geringere Nettoimporte gegenüber dem jeweiligen Referenzfall.

Die Sensitivität zeigt, dass Ausbauziele (falls wirklich umgesetzt) die Reihenfolge und den verbleibenden Spielraum für spätere Investitionen beeinflussen. Neue Kernkraftwerke können die vorgegebenen Mengen erneuerbarer Energien nicht ersetzen. Ihr Systemwert

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

muss sich aus der Deckung zusätzlicher Nachfrage, der Verringerung der Winterimporte oder den vermiedenen Investitionen in andere Systemoptionen ergeben. Für grosse Gen III/III+-Reaktoren erhöht diese Ausgangslage das Mengen- und Terminrisiko, da ihre grossen Einzelkapazitäten weniger flexibel an den nach Erfüllung der Ausbauziele verbleibenden Bedarf angepasst werden können. Modulare SMR und AMR bleiben eine bedingte Investitionsoption, weil sie schrittweise und zu späteren Zeitpunkten eingesetzt werden können. Voraussetzungen sind eine rechtzeitige Verfügbarkeit und wettbewerbsfähige Kosten.

4.6.6 Einordnung der Sensitivitäten

Kernaussage: Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der Systembeitrag neuer Kernkraft im Modell stark vom jeweiligen Kontext abhängt. Ihr Systemwert hängt insbesondere vom Verfügbarkeitszeitpunkt, vom europäischen Import- und Marktumfeld, von den Investitions- und Finanzierungskosten sowie davon ab, wieweit sich das Energiesystem bereits durch andere Optionen angepasst hat. Innerhalb der untersuchten Bandbreiten wirken sich die Importbedingungen am stärksten auf den kostenoptimalen Ausbau aus; bei den technologiespezifischen Annahmen ist der Einfluss des WACC grösser als der der moderaten OCC-Veränderungen. LTO wirkt hauptsächlich als Übergangsoption. Die heutigen gesetzlichen Ausbauziele (falls erreicht) für die erneuerbare Stromproduktion verstärken die zeitliche Pfadabhängigkeit: Grosse, unteilbare Reaktoren werden unter den untersuchten Annahmen nicht gebaut, während kleinere modulare Nuklearklassen nach 2050 eine bedingte Investitionsoption bleiben. Keine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass neue Kernkraft erneuerbare Energien, Wasserkraft, Effizienz, Netze, Speicher, Nachfrageflexibilität, Sektorkopplung oder die europäische Strommarktintegration ersetzen kann.

Die Sensitivitätsanalysen prüfen, wie robust die Ergebnisse gegenüber gezielten Veränderungen einzelner Annahmen sind. Sie zeigen zugleich, welche Rahmenbedingungen den Systemwert neuer Kernkraftwerke erhöhen oder vermindern. Die quantitativen Werte in den **Tab. 41** und **Tab. 42** verwenden jeweils die für die jeweilige Sensitivitätsanalyse definierte Vergleichsrechnung. Die detaillierten Ergebnisse, Vergleichsbasen und methodischen Einschränkungen sind in den Abschnitten 4.6.5.1–4.6.5.7 und in Anhang 8.2.5–8.2.12 dokumentiert.

Tab. 41 fasst die wichtigsten quantitativen Systemreaktionen zusammen. Die Tabelle verwendet die Nuklearklasse 1 – GenIII/III+ mit Baujahr 2040 – als repräsentatives Beispiel. Die Ergebnisse zeigen die relative Bedeutung der untersuchten Einflussfaktoren, lassen sich jedoch nicht ohne Prüfung auf andere Nuklearklassen übertragen. Innerhalb der untersuchten Bandbreiten reagieren der kostenoptimale Kernkraftausbau und die Energiesystemkosten am stärksten auf das europäische Import- und Marktumfeld. Die Wirkungen auf Ausbau, Kosten und Importabhängigkeit weisen dabei nicht zwingend in dieselbe Richtung: Teurere

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

oder eingeschränkte Importe stärken inländische Erzeugungsoptionen, können jedoch die Gesamtkosten erhöhen. Günstige Importe senken die modellierten Systemkosten, schwächen jedoch die Investitionen in die inländische Erzeugung. Neben dem Preisniveau ist auch die saisonale und stündliche Preisstruktur relevant. Die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen beeinflussen den Kernkraftausbau weniger stark. Unter den technologiespezifischen Annahmen wirkt sich der WACC stärker aus als eine vergleichbare Veränderung der OCC. LTO verändert den späteren Neubau in der dargestellten Nuklearvariante nur begrenzt und dient vor allem als Brückenoption, die Winterimporte und einzelne Integrationsanforderungen während der Übergangsphase reduziert.

Tab. 41: Vergleichende Systemreaktionen ausgewählter Sensitivitätsanalysen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040. Dargestellt sind die absoluten Veränderungen gegenüber der jeweiligen Nuklearvariante unter den zentralen Annahmen. Die Kapazitäts-, Import-, Erzeugungs- und Produktionswerte beziehen sich auf das Jahr 2050; die Energiesystemkosten sind über den Zeitraum 2020–2070 kumuliert und diskontiert. Positive und negative Werte zeigen je nach Indikator Zuwächse bzw. Abnahmen und sind nicht generell als Vorteil oder Nachteil zu interpretieren.

Sensitivitätsanalyse – Systemwert neuer Kernkraftwerkskapazität – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2040)

	Neue Kernkraftwerks-kapazität [GW]	Netto-Winter-importe [TWh]	Erneuerbare-Energien-Kapazität [GW]	Veränderung der kumulierten diskontierten Energiesystemkosten (2020-2070) [Mrd. CHF 2024]	Inländische H2- & Synkraftstoff-produktion [TWh]
Fall mit zentralen Annahmen	1.7	8.8	22		10.8
LANGZEITBETRIEB (LTO70)					
LTO70 verfügbar *vs. kein LTO70*	-0.3	-2.7	-2.7	-9.6	+0.6
ERNEUERBARE ENERGIEN					
EE-Kosten niedrig *günstigere Wind & PV*	-0.3	+0.1	+4.5	-14.0	+0.7
EE-Kosten hoch *teurere Wind & PV*	+0.2	-0.3	-5.6	+16.8	-1.2
Gesetzliche EE-Ausbauziele *+45 TWh/a bis 2050*	-1.7	+1.6	+13.7	+13.5	+3.4
KAPITALKOSTEN (OCC / WACC)					
WACC niedrig *günstige Finanzierung*	+1.3	-4.7	-1.3	-2.6	+0.0
WACC hoch *teure Finanzierung*	-0.6	+1.7	+0.7	+1.7	+1.1
OCC niedrig *niedrige Baukosten*	+0.5	-1.7	-0.6	-1.2	+0.0
OCC hoch *hohe Baukosten*	-0.3	+1.0	+0.3	+0.8	+0.2
IMPORTPREISE & PREISSTRUKTUR					
Importpreise hoch *teure Auslandsenergie*	+1.3	-5.8	+0.4	+26.6	+0.1
Importpreise niedrig *günstige Auslandsenergie*	-1.7	+3.5	+1.1	-30.7	+0.4
Negative Sommerpreise *strukturelle Preisinversion*	-1.7	+3.9	+1.0	-30.7	+1.3
MARKTINTEGRATION					
Begrenzter Marktzugang *kein Stromabkommen*	+0.6	-7.8	+3.7	+19.0	+2.1
KOMBINIERTE SZENARIEN					
LTO70 + kein Stromabk. *LTO70 & kein Abkommen*	+1.1	-9.6	-2.7	+1.0	+2.1

Starke Zunahme | Moderate Zunahme | Vernachlässigbar / Neutral | Moderate Abnahme | Starke Abnahme

[1] Kumulierte diskontierte Kosten, die mit unterschiedlichen volkswirtschaftlichen Diskontsätzen berechnet werden, können nicht unmittelbar miteinander verglichen werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 42 ergänzt diese quantitative Gegenüberstellung um Aussagen, die über die Einzelwerte hinaus für die Robustheit der Ergebnisse und für spätere Entscheidungen relevant sind.

Tab. 42: Querschnittliche Aussagen und entscheidungsrelevante Beobachtungsgrössen aus den Sensitivitätsanalysen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte. Die Tabelle ergänzt die quantitativen Ergebnisse aus Tab. 41 und ersetzt nicht die Detailanalysen in Abschnitt 4.6.5.

Querschnittsdimension	Vergleichsweise robuste Aussage	Für eine spätere Neubewertung besonders relevant
Zeitliche Verfügbarkeit und Pfadabhängigkeit	Der Systemwert einer Nuklearklasse hängt wesentlich davon ab, ob sie vor oder nach der Anpassung des übrigen Energiesystems verfügbar wird. LTO kann die Übergangsphase entlasten. Da LTO zeitlich mit einem früh verfügbaren Neubau überlappt, kann es dessen zusätzlichen Systemwert teilweise reduzieren; später verfügbare Nuklearklassen sind von dieser Überlappung weniger unmittelbar betroffen. Ein früher Ausbau erneuerbarer Energien kann zudem den später verbleibenden Investitionsspielraum, insbesondere für grosse Einzelanlagen, begrenzen.	Tatsächliche Stilllegungszeitpunkte bestehender Kernkraftwerke, Verfügbarkeit neuer Nuklearklassen, Zielerreichung beim Ausbau erneuerbarer Energien sowie Umfang und Zeitpunkt des Ersatz- und Zusatzbedarfs nach 2050
Projektgrösse und Modularität	Kleinere modulare Einheiten können dem verbleibenden Kapazitätsbedarf entsprechend zeitlich und mengenmässig hinzugenommen werden. Diese Anpassungsfähigkeit ist insbesondere in einem bereits weitgehend transformierten Energiesystem relevant, gewährleistet jedoch weder einen kostenoptimalen Neubau noch einen Vorteil gegenüber anderen Optionen.	Erreichbare Modul- und Projektkosten, Bauzeiten, Serien- und Lerneffekte, regulatorische Anforderungen sowie die tatsächliche Möglichkeit eines schrittweisen Zubaus
Europäisches Import- und Marktumfeld	Importpreise, grenzüberschreitende Austauschmöglichkeiten und Exportzugang beeinflussen den kostenoptimalen Kernkraftausbau stärker als moderate Veränderungen einzelner Technologieannahmen. Niedrige Systemkosten, geringe Importabhängigkeit und hohe Versorgungssicherheit sind dabei unterschiedliche Zielgrössen.	Langfristiges Preisniveau und Preisvolatilität, Verfügbarkeit von Importen in europäischen Knappheitsperioden, grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten sowie Teilnahme an europäischen Strom-, Ausgleichs- und Reservemärkten
Zeitliche Struktur der Strompreise	Sehr tiefe oder negative Sommerimportpreise reduzieren den Wert zusätzlicher kapitalintensiver inländischer Erzeugung, insbesondere bei grossen Nuklearklassen. Unter den untersuchten kombinierten Preisannahmen werden die Gen III/III+-Klassen nicht mehr als sinnvoll interpretierbare Neubauoptionen ausgewählt, während kleinere modulare Nuklearklassen im Portfolio in begrenztem Umfang verbleiben. Der Bedarf an gesicherter Winterleistung und Flexibilität wird dadurch nicht beseitigt. Da gleichzeitig sowohl das allgemeine Importpreisniveau als auch die zeitliche Preisstruktur verändert werden, kann der zusätzliche Einfluss negativer Sommerpreise nicht isoliert bestimmt werden.	Häufigkeit und Dauer negativer Preise, Entwicklung der Photovoltaiküberschüsse, saisonale Strompreisdifferenzen, Exportmöglichkeiten, Speicher, flexible Nachfrage, Abregelung und mögliche flexible Betriebsweisen neuer Kernkraftwerke

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Querschnitts-dimension	Vergleichsweise robuste Aussage	Für eine spätere Neubewertung besonders relevant
Eingeschränkte Strommarkt-integration	Eine eingeschränkte Marktintegration begünstigt nicht automatisch alle Nuklearklassen. Früh verfügbare Nuklearklassen können während der Anpassungsphase zur Winterversorgung beitragen. Später verfügbare Klassen treffen dagegen auf ein bereits durch zusätzliche inländische Erzeugung und Flexibilität angepasstes System; begrenzte Exportmöglichkeiten können ihren zusätzlichen Systemwert weiter reduzieren.	Tatsächliche grenzüberschreitende Kapazitäten, Zugang zu europäischen Ausgleichs- und Reservemärkten, Exportmöglichkeiten, Kooperationsregelungen sowie die Versorgungslage in europäischen Knappheits-situationen
OCC, WACC und Projektrisiken	Für kapitalintensive Nuklearklassen sind die Finanzierungskosten mindestens ebenso wichtig wie die spezifischen Investitionskosten. Der WACC wirkt innerhalb der untersuchten Bandbreiten stärker als moderate OCC-Veränderungen. Besonders hohe Bau- und Finanzierungskosten können grosse Gen III/III+-Reaktoren aus dem kostenoptimalen Portfolio verdrängen.	Belastbare Projektkosten und Bauzeiten, Kostenüberschreitungsrisiken, Risikoteilung, staatliche Garantien, Erlösabsicherung, Eigentumsstruktur und tatsächlich erreichbare Finanzierungskonditionen
Kosten erneuerbarer Energien und Systemportfolio	Kernkraft und erneuerbare Energien sind weder vollständige Substitute noch voneinander unabhängig. Niedrigere Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen reduzieren den kostenoptimalen Umfang neuer Kernkraft, verdrängen sie unter den untersuchten Annahmen jedoch nicht grundsätzlich aus der Lösung. Ihr verbleibender Systemwert betrifft insbesondere die gesicherten und saisonalen Systemfunktionen. Höhere Kosten erneuerbarer Energien erhöhen den Systemwert neuer Kernkraft, ohne den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien überflüssig zu machen.	Tatsächliche Kosten- und Ausbauentwicklung, Genehmigungs- und Realisierungsgeschwindigkeit, Flächen- und Akzeptanzrestriktionen, saisonale Erzeugungsprofile sowie der Bedarf an Speichern, Netzen und Nachfrageflexibilität
Volkswirtschaftlicher Diskontsatz	Eine stärkere Gewichtung langfristiger Kosten und Nutzen kann langlebige CO_2-arme Optionen begünstigen. Dies ist das Ergebnis einer systemweiten Reoptimierung und kein Beleg für eine günstigere Projektfinanzierung; der technologiespezifische WACC neuer Kernkraftwerke bleibt unverändert.	Angemessenheit des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes, Modellhorizont, zeitliche Verteilung von Kosten und Nutzen sowie die konsistente Behandlung anderer langlebiger Infrastrukturen
Gesetzliche Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion	Verbindliche Ausbauziele prägen die Reihenfolge der Investitionen. Nach dem frühen Ausbau erneuerbarer Erzeugung und der zugehörigen Integrationsoptionen ist der verbleibende Bedarf schwieriger mit grossen, unteilbaren Reaktoren abzudecken. Modulare Nuklearklassen bleiben nach 2050 während der Investitions- und Ersatzrunde anpassungsfähiger, konkurrieren jedoch weiterhin mit erneuerbaren Energien und anderen Systemoptionen.	Tatsächliche Zielerreichung bis 2035 und 2050, Ersatzbedarf erneuerbarer Anlagen nach 2050, Entwicklung der Stromnachfrage, Kosten modularer Nuklearklassen sowie deren nachgewiesene Wirkungen auf Speicher, Flexibilität und Netze
Interpretation der Modellauswahl	Wird eine Nuklearklasse nicht gebaut, ist dies kein technisches Ausschlusskriterium. Es bedeutet, dass andere Optionen unter den jeweiligen Annahmen einen höheren kostenoptimalen Systemwert aufweisen. Die Aussage ist deshalb immer an die Vergleichsbasis, den Zeitpunkt, die Systemgrenze und die Modellannahmen gebunden.	Robustheit der Ergebnisse gegenüber mehreren gleichzeitig relevanten Unsicherheiten, korrekte Vergleichsbasis, Zieljahr, Systemgrenze sowie zusätzliche Vergleichsrechnungen bei kombinierten Annahmen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Sensitivitätsanalysen zeigen zunächst eine enge Wechselwirkung zwischen dem Verfügbarkeitszeitpunkt und der vorherigen Systemanpassung. LTO und früh verfügbare neue Nuklearklassen können bereits während der Übergangsphase wirken. Später verfügbare Nuklearklassen stossen dagegen auf ein System, das bereits in erneuerbare Energien, Effizienz, Netze, Speicher, Nachfrageflexibilität und Sektorkopplung investiert hat. Die gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion verstärken diese Pfadabhängigkeit. Sie begrenzen unter den untersuchten Annahmen den verbleibenden Systemwert grosser, unteilbarer Reaktoren, während modulare Nuklearklassen während der zweiten Investitions- und Ersatzrunde nach 2050 anpassungsfähiger bleiben. Sie konkurrieren dabei weiterhin mit ebenfalls weiterentwickelten und möglicherweise kostengünstigeren erneuerbaren Optionen.

Zweitens wirken Preisniveau, zeitliche Preisstruktur und Marktintegration gemeinsam. Hohe Importpreise können die inländische Erzeugung begünstigen, erhöhen zugleich jedoch die Belastung des Gesamtsystems. Niedrige Importpreise schwächen die Investitionen in die inländische Erzeugung. Sehr tiefe Sommerpreise senken zusätzlich den Wert von Anlagen mit hoher Sommerproduktion, während der Bedarf an Winterleistung bestehen bleibt. Eine eingeschränkte Strommarktintegration kann früh verfügbare Nuklearklassen aufwerten, später verfügbare Klassen jedoch benachteiligen, wenn das System bereits anderweitig angepasst ist und zusätzliche Sommererzeugung nur begrenzt exportiert werden kann. Stressbedingungen begünstigen neue Kernkraft daher nicht generell.

Drittens lässt sich die Wettbewerbsfähigkeit neuer Kernkraftwerke nicht mit einer einzigen Kostenannahme erklären. WACC und OCC wirken zusammen; der volkswirtschaftliche Diskontsatz beeinflusst dagegen die zeitliche Bewertung des gesamten Energiesystems, nicht jedoch die Projektfinanzierung einzelner Anlagen. Auch Wirkungen auf Winterimporte, Wasserstoffproduktion, Speicher, Flexibilität und andere Systemoptionen ergeben sich aus einer gemeinsamen Reoptimierung. Aus einer höheren Kernkraftkapazität lässt sich deshalb weder eine allgemeine Verringerung des Flexibilitätsbedarfs noch ein eindeutiger Vorteil für das Gesamtsystem ableiten.

Die Nichtauswahl einer Nuklearklasse weist nicht auf technische Ungeeignetheit hin. Sie bedeutet, dass erneuerbare Erzeugung, Importe, Speicher, Lastverschiebung, Wasserstoff, synthetische Energieträger oder andere Optionen unter den jeweiligen Annahmen kostengünstiger sind. Entscheidend ist daher nicht das Ergebnis einer einzelnen Sensitivitätsanalyse, sondern die Robustheit gegenüber mehreren gleichzeitig relevanten Unsicherheiten.

Die Sensitivitätsanalysen liefern keine Entscheidung für oder gegen neue Kernkraft. Sie zeigen, unter welchen Bedingungen zusätzliche Nuklearkapazitäten einen Systemwert entwickeln können und welche Unsicherheiten für eine spätere Bewertung besonders relevant sind. Eine mögliche Kernkraftoption ist deshalb im Zusammenhang mit der Entwicklung des gesamten Energiesystems zu beurteilen. Sie bietet keinen Grund, bereits erforderliche Investitionen in erneuerbare Energien, Effizienz, Netze, Speicher und Flexibilität aufzuschieben. Fragen der

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Projektfinanzierung, Risikoteilung, Regulierung, Bewilligung, Standortwahl und gesellschaftlichen Tragfähigkeit bleiben ausserhalb der Energiesystemoptimierung gesondert zu klären.

4.6.7 Einordnung der Systemwirkungen

Kernaussage: Der mögliche Beitrag neuer Kernkraft zum Schweizer Energiesystem ist weder einheitlich noch unabhängig vom Systemkontext. Entscheidend sind der Entwicklungspfad, der Verfügbarkeitszeitpunkt, die Investitions- und Finanzierungskosten sowie das europäische Import- und Marktumfeld. Früh verfügbare Nuklearklassen können zusätzliche inländische, steuerbare CO_2-arme Stromerzeugung bereitstellen und insbesondere die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr reduzieren. Später verfügbare Klassen treffen dagegen auf ein Energiesystem, das sich bereits durch erneuerbare Energien, Effizienz, Netze, Speicher, Nachfrageflexibilität und Sektorkopplung angepasst hat; sie können daher einen geringeren zusätzlichen Systemwert aufweisen. Neue Kernkraft ergänzt erneuerbare Energien und Wasserkraft, ersetzt sie jedoch nicht. Die gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion verstärken diese zeitliche Pfadabhängigkeit: Grosse, unteilbare Reaktoren werden unter den untersuchten Annahmen nicht gebaut, während kleinere modulare Nuklearklassen nach 2050 eine bedingte Investitionsoption bleiben. Die modellierten Systemkostenvorteile können relevant sein, bleiben aber im Verhältnis zu den gesamten Transformationskosten begrenzt.

In SPS1 – Offene Märkte liegt die im Jahr 2050 neu installierte Kernkraftkapazität je nach Nuklearklasse grob zwischen 1,7 und 2,3 GW; in einzelnen Sensitivitätsanalysen liegen die Werte darüber oder darunter. In SPS2 – Autarkie wird neue Kernkraft nur für einen Teil der Nuklearklassen kostenoptimal gebaut. Insbesondere spät verfügbare Gen III/III+-Klassen können dort vollständig aus der Lösung herausfallen. Der Beitrag einer Nuklearklasse wird somit nicht allein durch ihre technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften bestimmt, sondern ebenso dadurch, wann und in welchem bereits entwickelten Energiesystem sie verfügbar wird. Eine generelle Dominanz einer bestimmten Nuklearklasse ergibt sich aus den Resultaten nicht.

Früh verfügbare Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR können ab 2050 zur Stromversorgung beitragen und die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr deutlich reduzieren. In mehreren Sensitivitätsanalysen liegt der zusätzliche Kernstrombeitrag in der Grössenordnung von mehreren TWh/Jahr; bei hohen Importpreisen erreicht er gegenüber der jeweiligen Nuklearvariante unter den zentralen Annahmen rund 8–12 TWh/Jahr. Später verfügbare Nuklearklassen wirken hauptsächlich nach 2050 und über einen kürzeren Teil des Modellhorizonts hinweg. Ihr zusätzlicher Systemwert kann kleiner ausfallen, wenn erneuerbare Energien, Effizienz, Speicher, Netze und Nachfrageflexibilität den Anpassungsbedarf bereits teilweise gedeckt haben. Bei eingeschränkter Integration in den Strommarkt können zudem begrenzte Exportmöglichkeiten den Wert zusätzlicher Sommererzeugung mindern.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Sensitivitätsanalyse der gesetzlichen Ausbauziele bestätigt diese Pfadabhängigkeit. Die vorgegebenen Mengen an erneuerbarer Stromproduktion werden bis 2050 unabhängig davon erreicht, ob neue Kernkraft als Investitionsoption verfügbar ist. Der dadurch vorgezogene Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien prägt die Reihenfolge der Investitionen und verringert den später verbleibenden Spielraum für grosse Einzelanlagen. Unter diesen Annahmen werden die beiden Gen III/III+-Klassen nicht gebaut. Modulare SMR und AMR können ihre Kapazität dagegen schrittweise an den Zusatz- und Ersatzbedarf nach 2050 ausrichten. Diese Anpassungsfähigkeit garantiert weder einen kostenoptimalen Neubau noch geringere Anforderungen an Netze, Speicher oder Flexibilität. Ihre Wettbewerbsfähigkeit hängt von rechtzeitiger Verfügbarkeit, erreichbaren Kosten und der weiteren Entwicklung der übrigen Systemoptionen ab.

Die Wasserkraft bleibt auf allen Entwicklungspfaden das stabile Rückgrat des Schweizer Stromsystems. Auch Photovoltaik, Windkraft, Netze, Speicher, Nachfrageflexibilität und grenzüberschreitender Austausch bleiben erforderlich. Neue Kernkraft kann den Umfang einzelner späterer Investitionen, die Netto-Stromimporte und die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios verändern. Sie beseitigt jedoch weder saisonale Ungleichgewichte noch den Bedarf an einem breit diversifizierten System. Effizienz, Elektrifizierung, klimaneutrale Energieträger sowie in bestimmten Bereichen CCS und Negativemissionstechnologien bleiben ebenfalls Teil der Transformation.

Die konkrete Wirkung variiert je nach Entwicklungspfad. In SPS1 – Offene Märkte zeigt sie sich vor allem durch geringere Netto-Stromimporte, zusätzliche inländische Stromerzeugung und teilweise geringere Anforderungen an einzelne Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen. In SPS2 – Autarkie ist die zusätzliche Importvermeidung geringer, weil dieser Entwicklungspfad bereits ohne neue Kernkraft stärker auf inländische Versorgung, Effizienz, Elektrifizierung und geringere Importabhängigkeit ausgerichtet ist. Der Systembeitrag verschiebt sich dort stärker hin zur Entlastung anderer inländischer Anpassungsoptionen und hin zu einer breiteren technologischen Abstützung der Transformation. In SPS4 – Weiter Wie Bisher ist der strukturelle Systemeffekt geringer, da die Elektrifizierung und Sektorkopplung weniger stark ausgeprägt sind und keine zusätzliche Netto-Null-Transformation dargestellt wird.

Neue Kernkraft beeinflusst nicht nur den Stromsektor, sondern auch die Sektorkopplung. Zusätzliche inländische Stromerzeugung kann insbesondere in Industrie und Gebäuden weitere direkte Elektrifizierung ermöglichen und die Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern verändern, indem sich Umwandlungs- und Importanforderungen verschieben. In SPS1 – Offene Märkte dominiert dabei die Verringerung der Stromimporte; die zusätzliche Elektrifizierung ist zwar kleiner, aber systemisch relevant. In SPS2 – Autarkie liegt der Beitrag weniger in der nachträglichen Substitution grosser Importmengen als in der Entlastung anderer inländischer Anpassungsoptionen und in der Unterstützung zusätzlicher Elektrifizierung. Die Wirkungen auf klimaneutrale Moleküle bleiben insgesamt geringer als jene auf Stromimporte und auf direkte Elektrifizierung. Neue Kernkraft ersetzt daher weder direkte Elektrifizierung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

noch Wasserstoff, Biokraftstoffe oder synthetische Energieträger, sondern verändert lediglich deren relative Rolle im kostenoptimalen Gesamtsystem.

In SPS1 – Offene Märkte liegen die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten im Zeitraum 2035–2070 je nach Nuklearklasse unter den mittleren OCC-Annahmen bei rund CHF 4–10 Mrd. bzw. rund 0,35–0,7 % unter jenen der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Die grössten Entlastungen ergeben sich bei den früh verfügbaren wassergekühlten SMR und Gen III/III+-Reaktoren. Der Systemvorteil entsteht nicht durch niedrigere Kosten in jedem Bereich: Geringere Importkosten und teilweise geringere Kosten in den Endverbrauchssektoren überwiegen die zusätzlichen Kosten der Stromerzeugung. Später verfügbare Klassen können ebenfalls Systemkosten reduzieren, wirken jedoch über einen kürzeren Zeitraum und sind stärker davon abhängig, wieweit sich das übrige Energiesystem bis zu ihrer Verfügbarkeit bereits angepasst hat. In SPS2 – Autarkie sind die Kosteneffekte zurückhaltender und stärker langfristig geprägt, weil der Entwicklungspfad bereits umfangreichere inländische Anpassungen vorsieht.

Die Kostendifferenzen können für das Energiesystem relevant sein, stellen jedoch über mehrere Jahrzehnte hinweg keinen grundlegenden «Durchbruch» für eine einzelne Technologie dar. Sie zeigen einen begrenzten Systemvorteil unter bestimmten Kosten-, Verfügbarkeits- und Importannahmen. Die Werte sind als Systemkosteneffekte und nicht als Aussagen über Projektfinanzierung, Endkundentarife oder die Verteilung von Kosten und Risiken zu interpretieren.

Wird eine Nuklearklasse nicht oder nur teilweise gebaut, stellt dies kein technisches Ausschlusskriterium dar. Es zeigt, dass andere Erzeugungs-, Import-, Speicher-, Flexibilitäts- oder Sektorkopplungsoptionen unter den jeweiligen Annahmen einen höheren kostenoptimalen Systemwert aufweisen. Eine Nichtauswahl kann sowohl aus ungünstigen Bau- und Finanzierungskosten oder Marktbedingungen als auch daraus entstehen, dass sich das Energiesystem bis zum möglichen Verfügbarkeitszeitpunkt bereits durch andere Investitionen angepasst hat. Neue Kernkraft ist im Modell nicht vorgegeben, sondern steht im Wettbewerb mit diesen Optionen.

Für die Energie- und Elektrizitätswirtschaft wäre neue Kernkraft daher keine isolierte Kraftwerksentscheidung, sondern Teil einer langfristigen System-, Markt- und Infrastrukturstrategie. Ihr möglicher Systemwert setzt verlässliche Rahmenbedingungen für Planung, Bewilligung, Finanzierung und Marktintegration voraus. Investitionsentscheidungen hängen zugleich von den erwarteten Importpreisen, den technologiebedingten Investitions- und Finanzierungskosten, der Kostenentwicklung erneuerbarer Energien sowie der Einbindung in den europäischen Strommarkt ab.

Für Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher liefern die Ergebnisse keine direkte Tarifprognose. Die Modelle bilden langfristige Systemkosten, Stromerzeugungsstrukturen und Energiepreise ab, nicht jedoch die künftige Ausgestaltung von Endkundentarifen, Netzentgelten, Förderinstrumenten oder der Risikoallokation. Wenn zusätzliche inländische Erzeugung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Systemkosten, Importabhängigkeiten oder Preisspitzen reduziert, kann dies langfristig zur Kostendämpfung und zur Robustheit der Versorgung beitragen. Ob und wie solche Systemvorteile bei Haushalten, Unternehmen oder der öffentlichen Hand ankommen, hängt jedoch von Marktregeln, Finanzierung, Risikoteilung, Regulierung und Verteilungsmechanismen ab.

Die Modellergebnisse liefern keine einfache Ja-Nein-Aussage zur neuen Kernkraft. Sie zeigen, unter welchen Bedingungen neue Nuklearklassen energiepolitische Zielkonflikte teilweise entschärfen könnten. Sie beantworten jedoch nicht allein, ob ein solcher Beitrag gesellschaftlich erwünscht, politisch tragfähig oder rechtlich und institutionell umsetzbar wäre. Akzeptanz, Bewilligungsverfahren, Sicherheitswahrnehmung, Entsorgung, institutionelle Verantwortung sowie die Verteilung von Kosten und Risiken sind im Gesamtbericht ergänzend zu beurteilen.

Die Ergebnisse sind zudem nicht mit einer vollständigen Versorgungssicherheitsbewertung gleichzusetzen. Kapitel 4 erfasst vor allem Strom- und Energieträgerimporte, Systemkosten sowie technische Flexibilitätsoptionen. Die geopolitische Verfügbarkeit von Uran und anderen Rohstoffen, Lieferketten- und Brennstoffrisiken sowie langfristige Entsorgungs- und Governance-Fragen werden nicht abschliessend bewertet. Auch politische und rechtliche Umsetzbarkeit sowie gesellschaftliche Tragfähigkeit liegen ausserhalb der Energiesystemoptimierung.

Insgesamt kann neue Kernkraft vor allem dann einen zusätzlichen Systemwert entwickeln, wenn sie rechtzeitig und zu wettbewerbsfähigen Kosten in einer Phase verfügbar ist, in der zusätzliche steuerbare CO_2-arme Stromerzeugung knapp und wertvoll ist. Ihr Beitrag liegt weniger im Ersatz anderer Technologien als in einer Verschiebung der Systembalance hin zu mehr inländischer Stromerzeugung, geringeren Abhängigkeiten von Strom- und Energieträgerimporten, zusätzlicher Elektrifizierung und teilweise veränderten Anforderungen an andere Systemoptionen. Für die TA-SWISS-Einordnung ist deshalb weniger eine grundsätzliche Präferenz für eine bestimmte Nuklearklasse entscheidend als die Frage, unter welchen Bedingungen und in welcher Phase der Transformation sie einen robusten zusätzlichen Systemwert entfalten könnte.

4.7 Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen

Kernaussage: Die makroökonomischen Auswirkungen der Nuklearvarianten bleiben im Vergleich zur gesamten Transformation des Energiesystems begrenzt, sind jedoch nicht vernachlässigbar. Früh verfügbare neue Kernkraftwerke oder der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke wirken sich leicht positiv auf das BIP aus, vor allem durch stabilere bzw. tiefere Strompreise sowie zusätzliche Investitionen mit teilweise hoher inländischer Wertschöpfung. Nuklearvarianten mit später verfügbaren Nuklearklassen können um die Mitte des Jahrhunderts zu moderaten BIP-Rückgängen gegenüber der jeweiligen Vergleichsbasis

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

führen, die bis 2070 nicht vollständig ausgeglichen werden. Diese Ergebnisse beschreiben die volkswirtschaftliche Perspektive, nicht die Finanzierbarkeit einzelner Projekte. Sie liefern auch keine Prognosen für Endkundentarife oder Strommarktprämien.

Die makroökonomische Bewertung untersucht, wie sich die fünf Nuklearvarianten mit neuen Nuklearklassen im Rahmen eines modellbasierten allgemeinen Gleichgewichtsrahmens (GEM-E3-CH) auf die Schweizer Wirtschaft auswirken. Die Ergebnisse beruhen auf konsistenten Modellreaktionen auf Veränderungen der Preise, Investitionen und Handelsströme und sind nicht als Prognosen zu verstehen. Die hier dargestellten quantitativen Ergebnisse beziehen sich auf den Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte unter mittleren OCC-Annahmen für neue Kernkraftwerke. Jede Nuklearvariante mit einer neuen verfügbaren Nuklearklasse wird mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad verglichen.

Die makroökonomischen Auswirkungen werden hauptsächlich über zwei miteinander verbundene Kanäle vermittelt. Erstens beeinflusst die Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke die modellierten Strompreise und damit die Produktionskosten sowie die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Wirtschaft. Zweitens erzeugt der Bau neuer Kraftwerke eine erhebliche Investitionsnachfrage, die je nach Zeitpunkt und inländischem Wertschöpfungsanteil zur Wirtschaftstätigkeit beiträgt. Insgesamt zeigen sich systematische, jedoch moderat ausgeprägte Auswirkungen. Die Unterschiede zwischen den Nuklearvarianten bleiben in ihrer Grössenordnung begrenzt. Deutlich unterscheiden sich jedoch Nuklearvarianten mit früh verfügbaren oder länger betriebenen Kernkraftkapazitäten von Nuklearvarianten, in denen neue Kapazitäten erst nach der Stilllegung des bestehenden Reaktorparks verfügbar werden. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf die Strompreisentwicklung und den Zeitpunkt der Investitionen während der Übergangsphase zurückzuführen.

Das Modell GEM-E3-CH bildet die Investitionsfinanzierung in einem allgemeinen Gleichgewichtsrahmen ab, in dem Ersparnisse und Investitionen endogen ausgeglichen werden. Zusätzliche Investitionen im Zusammenhang mit neuen Kernkraftwerken werden im Modell durch höhere Ersparnisse in den institutionellen Sektoren – einschliesslich Haushalten, Unternehmen und Staat – finanziert und nicht durch eine von aussen vorgegebene Finanzierungsrestriktion begrenzt. Die erhöhte Investitionstätigkeit generiert zusätzliches Einkommen, von dem wiederum ein Teil in Ersparnisse fliesst. Zinsanpassungen stellen sicher, dass das gesamte Sparaufkommen der Investitionsnachfrage entspricht.

Investitionen in neue Kernkraftwerke konkurrieren damit unter konsistenten makroökonomischen Bedingungen mit anderen Formen der Kapitalbildung. Ihre wirtschaftlichen Auswirkungen hängen vor allem von ihrem Umfang, ihrem Zeitpunkt und ihrer Wirkung auf die Strompreise ab. Die Ergebnisse spiegeln somit die standardmässigen makroökonomischen Anpassungsmechanismen wider. Sie beruhen nicht auf Annahmen über spezifische Finanzierungsvereinbarungen oder über konkrete Eigentums-, Beihilfe- oder Risikoteilungsmodelle.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Eine erste wichtige Erkenntnis ist, dass eine frühere Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke einen geringen, aber durchweg positiven Effekt auf das BIP hat, während eine spätere Verfügbarkeit in der Übergangsphase wirtschaftliche Nachteile verursacht **(Abb. 43)**. In den Nuklearvarianten mit den früh verfügbaren Nuklearklassen 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – und 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – kann neue Kernkraft bereits um die Mitte des Jahrhunderts zur Stromversorgung beitragen und die Wirtschaftstätigkeit leicht stützen. Bis 2070 liegt das BIP in diesen Nuklearvarianten um rund 0,21–0,25 % über dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Die Nuklearvarianten mit den später verfügbaren Nuklearklassen 2 – Gen III/III+ mit Baujahr 2050 –, 4 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2050 – und 5 – AMR mit Baujahr 2050 – sind dagegen durch eine zeitliche Lücke zwischen der Stilllegung der bestehenden Kernkraftwerke und der späteren Verfügbarkeit neuer Kernkraftkapazitäten gekennzeichnet.

Die zeitliche Lücke führt zu einem vorübergehenden Rückgang der Wirtschaftsleistung. In den Nuklearvarianten mit später verfügbaren Nuklearklassen liegt das BIP um 2050 je nach Nuklearklasse rund 0,25–0,35 % unter dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Ab Mitte der 2050er-Jahre verringert sich die Abweichung durch die schrittweise Inbetriebnahme neuer Kernkraftkapazitäten. Die vorherigen Verluste werden bis 2070 jedoch nur teilweise ausgeglichen; die verbleibenden BIP-Abweichungen betragen dann noch etwa −0,10 bis −0,15 %. Die Unterschiede bleiben damit deutlich unter einem Prozent des BIP. Sie treten jedoch über die Nuklearvarianten hinweg systematisch auf und stehen in engem Zusammenhang mit den modellierten Strompreisen sowie mit dem Zeitpunkt energiebezogener Investitionen.

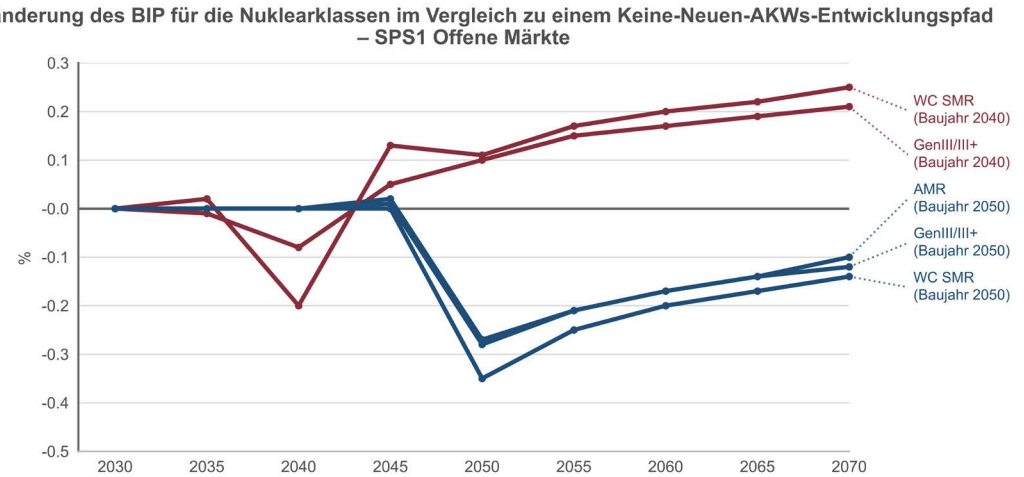


Abb. 43: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf das Schweizer Bruttoinlandsprodukt im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte. Dargestellt ist für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse die prozentuale Abweichung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad. Die Berechnungen verwenden die mittleren OCC-Annahmen für die neuen Nuklearklassen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die beschriebenen BIP-Verläufe sind eng mit der Entwicklung der modellierten Strompreise verbunden **(Abb. 44)**. Nuklearvarianten mit früh verfügbaren neuen Kernkraftwerken weisen während der Übergangsphase tiefere Strompreise auf. Dies spiegelt den Beitrag zusätzlicher steuerbarer und CO_2-armer Stromerzeugung wider. Bei einer späteren Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke steigen die Strompreise dagegen mittelfristig, insbesondere um das Jahr 2050. Die dargestellten Strompreise sind Modellindikatoren für die gesamtwirtschaftliche Analyse. Sie sind nicht als Prognose für Endkundentarife, Marktprämien oder konkrete Förderinstrumente zu verstehen.

Der Strompreisanstieg bei den später verfügbaren Nuklearklassen tritt in einem Zeitraum auf, in dem die bestehenden Kernkraftwerke bereits stillgelegt sind, die neuen Anlagen jedoch noch nicht zur Verfügung stehen. Das Energiesystem greift deshalb vorübergehend stärker auf andere Erzeugungs-, Import- und Flexibilitätsoptionen zurück. Sobald neue Kernkraftkapazitäten in Betrieb gehen, fallen die modellierten Strompreise wieder. In den späteren Jahrzehnten liegen sie unter dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und erreichen teilweise stärkere Reduktionen als in den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Klassen.

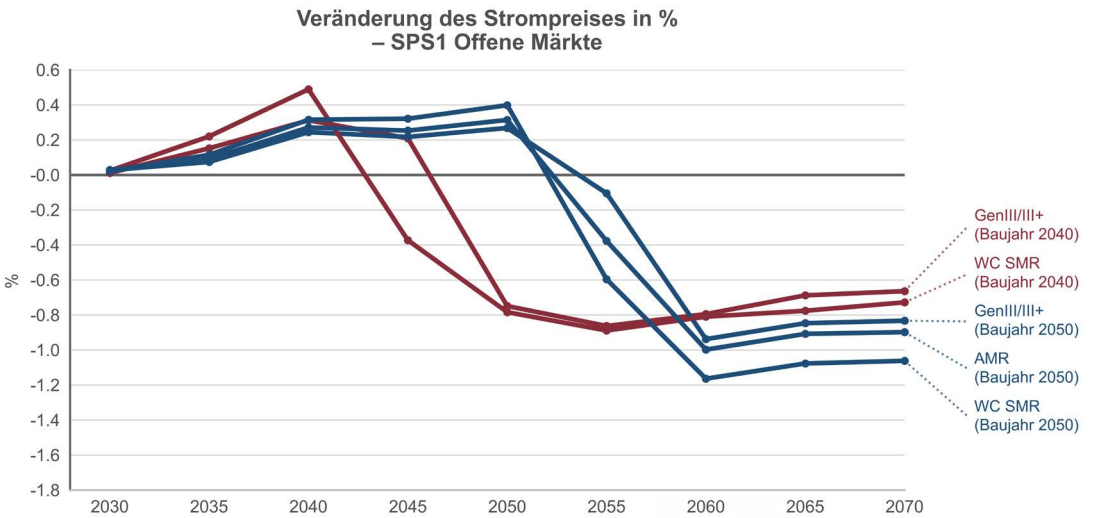


Abb. 44: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf den modellierten Strompreis im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte. Dargestellt ist für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse die prozentuale Abweichung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad. Die Berechnungen basieren auf den mittleren OCC-Annahmen für die neuen Nuklearklassen.

Diese Preissenkung tritt jedoch erst nach der Mitte des Jahrhunderts ein und kann den vorherigen Preisanstieg nicht verhindern. Bei früh verfügbaren Nuklearklassen liegen die Strompreise bis 2070 zwischen 0,65 und 0,75 % unter dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Bei später verfügbaren Nuklearklassen steigen sie um 2050 zunächst um

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

rund 0,25–0,40 %, liegen ab etwa 2055 jedoch ebenfalls unterhalb der Vergleichsbasis. Die prozentualen Unterschiede bleiben klein, folgen jedoch einem klaren zeitlichen Muster, das vom Verfügbarkeitszeitpunkt der neuen Nuklearklassen bestimmt wird.

Eine dritte wichtige Erkenntnis betrifft die Investitionen, die kurz- bis mittelfristig einen zentralen Einfluss auf die makroökonomische Entwicklung haben **(Abb. 45)**. In den Nuklearvarianten mit den früh verfügbaren Nuklearklassen 1 und 3 steigen die Investitionen während der Übergangsphase infolge des Baus neuer Kernkraftwerke. Bei den wassergekühlten SMR mit Baujahr 2040 setzt dieser Investitionsimpuls ab Mitte der 2040er-Jahre ein, bei den Gen III/III+-Reaktoren mit Baujahr 2040 um das Jahr 2050. Bis 2070 liegen die gesamtwirtschaftlichen Investitionen in diesen Nuklearvarianten rund 0,5–0,6 % über dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Bei den Nuklearvarianten mit den später verfügbaren Nuklearklassen 2, 4 und 5 gehen die Gesamtinvestitionen gegen Mitte des Jahrhunderts vorübergehend zurück. Die Abweichung beträgt rund 2050 −0,07 bis −0,10 %. Dieser Rückgang spiegelt die fehlenden unmittelbaren Neubauinvestitionen nach der Stilllegung der bestehenden Kernkraftwerke wider und führt zu einer Investitionslücke.

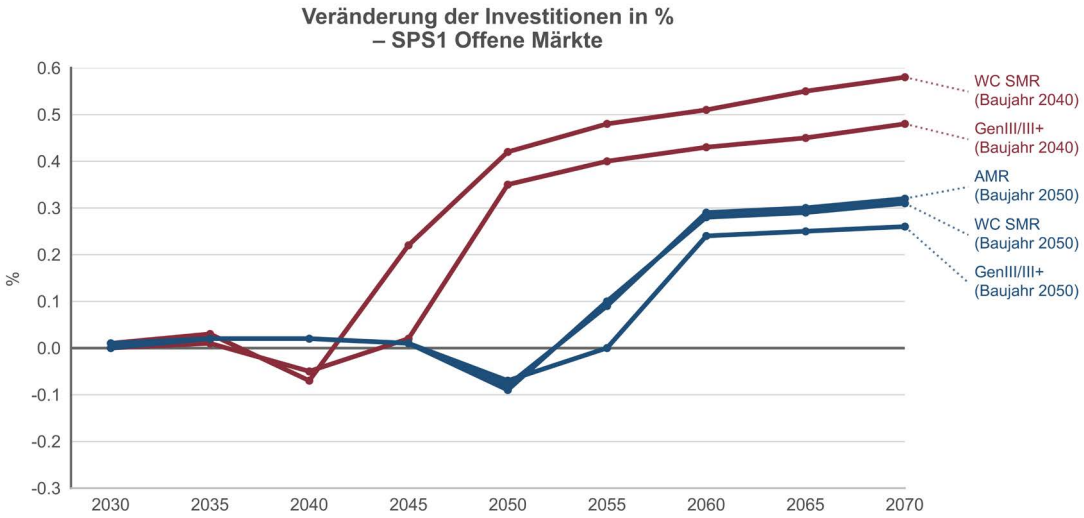


Abb. 45: Die Auswirkungen der Einführung neuer Kernkraftwerke auf die Investitionen in der gesamten Schweizer Wirtschaft (nicht nur auf energiebezogene Investitionen) im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte, ausgedrückt als prozentuale Differenz im Vergleich zum gleichen Szenario ohne neue Kernkraftwerke. Die Abbildung zeigt die Auswirkungen pro in der Studie analysierter Nuklearklasse sowie für die mittlere OCC-Annahme für neue Reaktoren.

Mit dem Bau neuer Kernkraftkapazitäten ab Mitte der 2050er-Jahre steigen die Investitionen in den Nuklearvarianten mit später verfügbaren Nuklearklassen wieder an und übertreffen in den folgenden Jahrzehnten das Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Diese Erholung erfolgt jedoch verzögert, sodass der vorherige Rückgang in der Übergangsphase nicht

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

vollständig ausgeglichen wird. Die makroökonomischen Auswirkungen hängen somit nicht nur vom gesamten Investitionsvolumen, sondern wesentlich auch von dessen zeitlicher Verteilung ab. Ein früherer Neubau erhöht den Kapitalstock früher und zieht die damit verbundene Investitionstätigkeit und wirtschaftliche Aktivität vor. Ein späterer Neubau verschiebt diese Wirkungen in die Zukunft. Zusammen mit dem in GEM-E3-CH berücksichtigten inländischen Wertschöpfungsanteil der Investitionen erklärt dies einen wesentlichen Teil der günstigeren wirtschaftlichen Ergebnisse der Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen.

Die Auswirkungen auf den privaten Konsum folgen weitgehend dem für das BIP beobachteten Muster. In den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen liegt der Konsum der privaten Haushalte ab der Mitte des Jahrhunderts leicht über dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Bei später verfügbaren Nuklearklassen sinkt der private Konsum um 2050 zunächst und erholt sich in den folgenden Perioden schrittweise. Diese Erholung bleibt bis 2070 unvollständig und entspricht damit dem allgemeinen BIP-Muster. Der öffentliche Konsum bleibt in der verwendeten Modellkonfiguration unverändert. Die Unterschiede in der Gesamtnachfrage werden deshalb vor allem durch die Aktivitäten des privaten Sektors bestimmt, insbesondere durch die Stromkosten und die Investitionsdynamik.

Die Auswirkungen auf den Handel sind uneinheitlich und spiegeln weitgehend das Niveau der inländischen Wirtschaftstätigkeit wider. In den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen steigen sowohl die Exporte als auch die Importe gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke moderat an. Dies steht im Einklang mit der gestiegenen Nachfrage und der höheren Investitionstätigkeit. Bei später verfügbaren Nuklearklassen sind die Handelsvolumina um die Mitte des Jahrhunderts vorübergehend geringer, entsprechend der schwächeren wirtschaftlichen Entwicklung. Die Handelsbilanz weicht in allen Nuklearvarianten nur geringfügig von der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke ab und verschlechtert sich nach 2050 tendenziell leicht. Die makroökonomischen Unterschiede werden somit hauptsächlich durch inländische Faktoren wie die Stromkosten und den Zeitpunkt der Investition und weniger durch grundlegende Veränderungen der externen Wettbewerbsfähigkeit bestimmt.

Insgesamt zeigen die makroökonomischen Ergebnisse, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen neuer Kernkraftwerke in erster Linie von ihrem Zeitpunkt der Verfügbarkeit abhängen. Wenn Kernkraftkapazitäten länger im Energiesystem verbleiben oder neue Anlagen früh genug verfügbar werden, um während der Übergangsphase um die Mitte des Jahrhunderts einen Beitrag zu leisten, profitiert die Wirtschaft in geringem, aber beständigem Umfang. Diese Wirkungen gehen mit niedrigeren Strompreisen, früheren Investitionen und einem leicht höheren privaten Konsum einher. Sind neue Kernkraftwerke dagegen erst nach der Stilllegung des bestehenden Reaktorparks verfügbar, verschlechtert sich die wirtschaftliche Entwicklung vorübergehend. Dies spiegelt die höheren Stromkosten während der Übergangsphase sowie die Verschiebung der Investitionen wider. Die spätere Inbetriebnahme neuer Kernkraftkapazitäten verbessert die wirtschaftlichen Bedingungen in den folgenden Jahrzehnten, gleicht die vorherigen Verluste innerhalb des betrachteten Zeithorizonts jedoch nur teilweise aus.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Auswirkungen sind gering, zeigen sich jedoch systematisch über die Nuklearvarianten hinweg. Der entscheidende wirtschaftliche Effekt liegt daher nicht allein in der langfristigen Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke, sondern in der Vermeidung einer zeitlichen Lücke in der Verfügbarkeit zuverlässiger, CO_2-armer Stromerzeugung bis zur Mitte des Jahrhunderts. Die Ergebnisse verdeutlichen damit die wirtschaftliche Bedeutung des Investitionszeitpunkts sowie der Preisdynamik während der Übergangsphase. Sie sind nicht als Hinweis auf grosse gesamtwirtschaftliche Gewinne zu verstehen.

4.7.1 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO)

Die LTO-Sensitivitätsanalyse bestätigt, dass der Verfügbarkeitszeitpunkt der Kernkraftkapazitäten auch bei einem längeren Betrieb der bestehenden Anlagen der zentrale Einflussfaktor für die makroökonomischen Ergebnisse bleibt **(Abb. 46)**. Innerhalb dieser Sensitivitätsanalyse wird jede Nuklearvariante mit einer verfügbaren neuen Nuklearklasse mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unter derselben LTO-Annahme verglichen. Die dargestellten Abweichungen zeigen somit den zusätzlichen Effekt der jeweiligen neuen Nuklearklasse bei verlängertem Betrieb der bestehenden Anlagen und nicht den isolierten Effekt von LTO.

In den Nuklearvarianten, in denen LTO mit einem frühen Neubau kombiniert wird, verbessert sich das BIP im Zeitverlauf moderat und anhaltend. Dies betrifft Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – sowie Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040. Die fortgesetzte Verfügbarkeit bestehender Kernkraftkapazitäten glättet den Übergang und begrenzt stärkere wirtschaftliche Beeinträchtigungen um die Mitte des Jahrhunderts. Ab Mitte der 2040er-Jahre übersteigt das BIP im reinen LTO-Szenario das Niveau des Szenarios ohne neue Kernkraftwerke oder LTO, mit positiven Abweichungen von etwa 0,12 % im Jahr 2045 und 0,03 % im Jahr 2070. Dies deutet darauf hin, dass die wirtschaftlichen Effekte von LTO, unabhängig vom Neubau von Kernkraftwerken, mittel- bis langfristig zum Tragen kommen, nach 2050 jedoch weitgehend abklingen, da die Anlagen schrittweise stillgelegt werden.

Bei den Nuklearvarianten mit später verfügbaren Nuklearklassen geht das BIP bis 2050 weiterhin deutlich zurück. Die Abweichung fällt jedoch etwas geringer aus als bei den entsprechenden Nuklearvarianten ohne LTO. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt die negative BIP-Abweichung um 2050 rund −0,20 bis −0,30 %. Der längere Betrieb der bestehenden Anlagen mildert den Rückgang um die Mitte des Jahrhunderts teilweise, beseitigt die wirtschaftlichen Auswirkungen der späteren Investitionen jedoch nicht vollständig. Wie in der Analyse ohne LTO erholt sich das BIP nach 2055 schrittweise, bleibt bei den später verfügbaren Nuklearklassen jedoch bis 2070 unterhalb der Vergleichsbasis.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

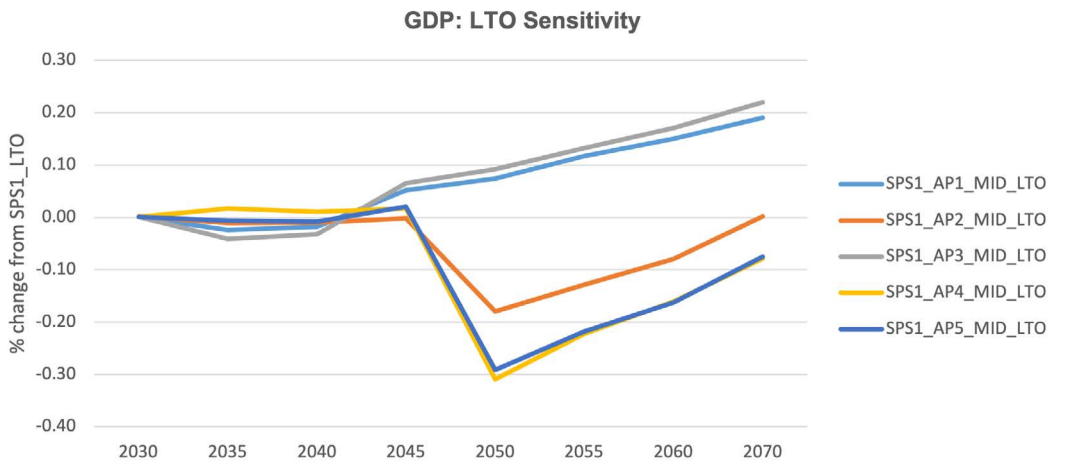


Abb. 46: Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf das Schweizer Bruttoinlandsprodukt im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte innerhalb der LTO-Sensitivitätsanalyse. Dargestellt ist für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse die prozentuale Abweichung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unter derselben LTO-Annahme. Die Berechnungen basieren auf den mittleren OCC-Annahmen für die neuen Nuklearklassen.

Diese makroökonomischen Wirkungen stehen in engem Zusammenhang mit der Entwicklung der modellierten Strompreise **(Abb. 47)**. LTO dämpft den Strompreisanstieg während der Übergangsphase, indem die bestehenden Kernkraftkapazitäten länger verfügbar bleiben. In den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren neuen Kernkraftwerken liegen die Strompreise bereits um die Mitte des Jahrhunderts unter dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb derselben LTO-Sensitivitätsanalyse. Dies spiegelt die kombinierte Wirkung des längeren Betriebs bestehender Anlagen und des frühen Zubaus neuer Kapazitäten wider.

Bei den später verfügbaren Nuklearklassen steigen die Strompreise bis 2050 weiter an. Der Anstieg fällt jedoch geringer aus als ohne LTO, da die Stilllegung der bestehenden Anlagen zeitlich verschoben wird. Sobald neue Kernkraftkapazitäten in Betrieb gehen, sinken die modellierten Strompreise deutlich und liegen langfristig unterhalb der Vergleichsbasis. Bei den früh verfügbaren Nuklearklassen liegen die Strompreise bis 2070 in der LTO-Sensitivitätsanalyse um rund 0,3–0,5 % unter dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen zeigen sich nach 2060 stärkere Reduktionen von rund 1,0–1,2 %, nachdem die Abweichungen um 2050 noch positiv oder nur leicht negativ ausfallen

Die LTO glättet somit die kurz- bis mittelfristige Preisdynamik und mildert den vorübergehenden Strompreisanstieg bei später verfügbaren Nuklearklassen. Die Strompreise sind auch hier als Modellindikatoren zu verstehen und nicht als direkte Aussagen zu Endkundentarifen, Marktprämien oder konkreten Fördermechanismen. .

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

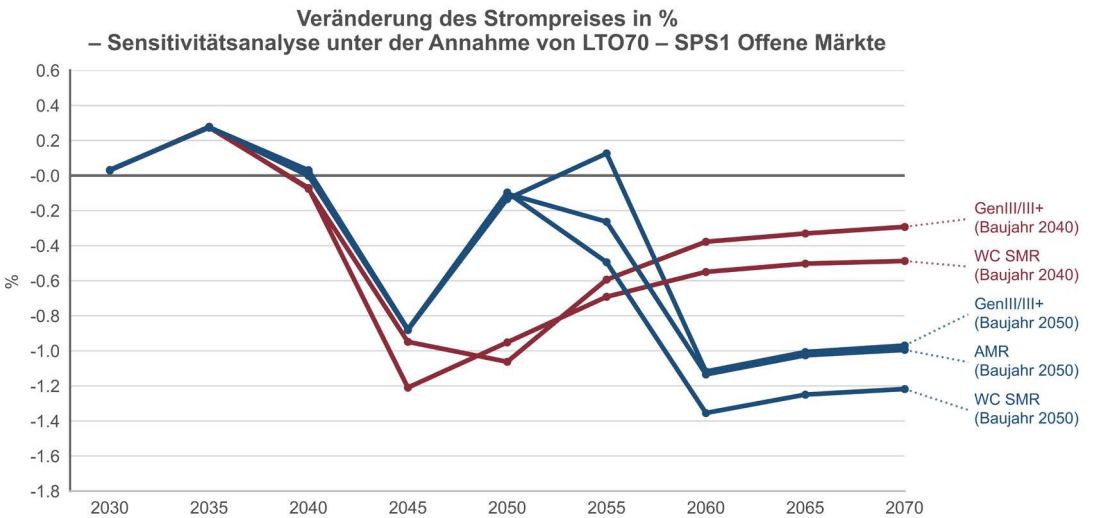


Abb. 47: Die Auswirkungen der Einführung neuer Kernkraftwerke auf den Strompreis im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte mit LTO, ausgedrückt als prozentuale Differenz im Vergleich zum gleichen Szenario ohne neue Kernkraftwerke – sowie die durchschnittliche OCC-Annahme für die neuen Nuklearklassen.

Die Investitionsmuster in der LTO-Sensitivitätsanalyse spiegeln den Zeitpunkt des Kapazitätsersatzes wider **(Abb. 48)**. In den Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen steigen die Investitionen ab Mitte der 2040er-Jahre infolge des Neubaus von Kernkraftwerken und stützen die Wirtschaftstätigkeit während der Übergangsphase. Um 2050 liegen die Investitionen in diesen Nuklearvarianten rund 0,27–0,31 % über dem Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb derselben LTO-Sensitivitätsanalyse.

Bei den später verfügbaren Nuklearklassen verringert LTO die in der Analyse ohne LTO beobachtete Investitionslücke, beseitigt sie jedoch nicht vollständig. Da die bestehenden Anlagen länger betrieben werden, verschiebt sich der Bedarf an unmittelbaren Ersatzinvestitionen. Die gesamtwirtschaftlichen Investitionen gehen deshalb um 2050 weniger stark zurück als ohne LTO. Für die zu einem späteren Zeitpunkt verfügbaren Kernkraftklassen liegen die Abweichungen vom Referenzszenario zu diesem Zeitpunkt im Jahr 2050 zwischen etwa −0,07 % und −0,11 %. Mit der späteren Inbetriebnahme neuer Kernkraftkapazitäten steigen die Investitionen wieder an und übertreffen in den folgenden Jahrzehnten das Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke innerhalb der LTO-Sensitivitätsanalyse. Die Verschiebung des Investitionszeitpunkts bedeutet jedoch, dass ein Teil des makroökonomischen Impulses erst später wirksam wird und die Wirtschaftstätigkeit während der Übergangsphase entsprechend weniger stützt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die LTO-Sensitivitätsanalyse bestätigt, dass der Zeitpunkt des Zubaus neuer Kernkraftkapazitäten weiterhin der entscheidende Faktor für die makroökonomischen Ergebnisse ist. Die Vergleichsbasis ist die Nuklearvariante, in der die bestehenden Kernkraftwerke länger betrieben werden, jedoch keine neuen gebaut werden. Unter dieser Annahme führt der frühe Zubau neuer Kernkraftkapazitäten zu moderaten, aber anhaltenden BIP-Zuwächsen, die durch tiefere Strompreise und frühere Investitionen gestützt werden.

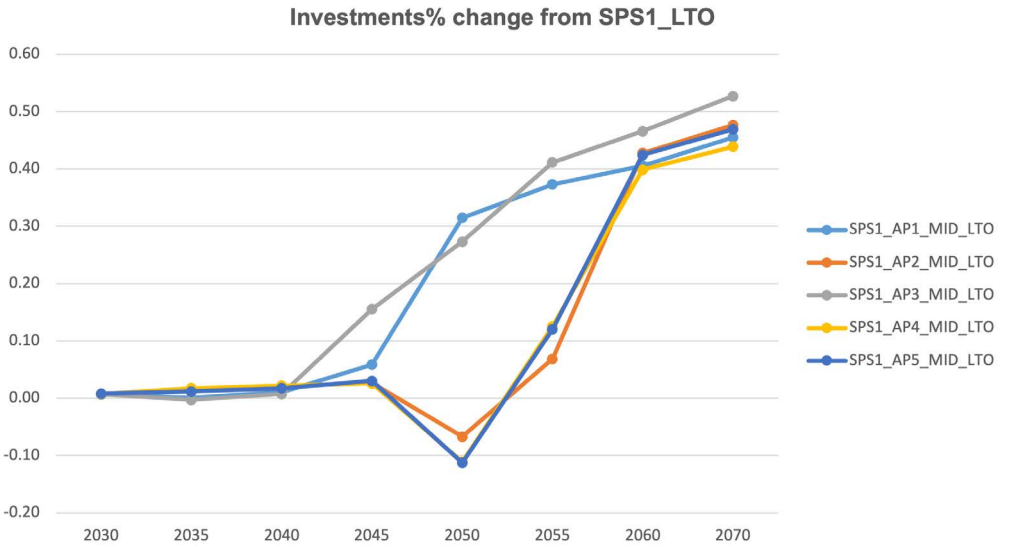


Abb. 48: Die Auswirkungen neuer Kernkraftwerke auf die Investitionen in der gesamten Schweizer Wirtschaft im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte innerhalb der LTO-Sensitivitätsanalyse. Dargestellt ist für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse die prozentuale Abweichung gegenüber der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke unter derselben LTO-Annahme. Die Investitionen umfassen die gesamten gesamtwirtschaftlichen Investitionen und nicht nur die energiebezogenen. Die Berechnungen basieren auf den mittleren OCC-Annahmen für die neuen Nuklearklassen.

Bei später verfügbaren Nuklearklassen geht die Wirtschaftstätigkeit um die Mitte des Jahrhunderts trotz des längeren Betriebs der bestehenden Anlagen weiterhin zurück. LTO trägt dazu bei, den Übergang durch die längere Verfügbarkeit bestehender Stromerzeugung zu glätten, beseitigt die wirtschaftlichen Auswirkungen späterer Investitionen jedoch nicht.

Die Auswirkungen bleiben gering, treten jedoch systematisch über die Nuklearvarianten hinweg auf. Der entscheidende wirtschaftliche Effekt liegt nicht allein in der langfristigen Präsenz von Kernkraftwerken, sondern in der Vermeidung einer zeitlichen Lücke in der Verfügbarkeit zuverlässiger, CO_2-armer Stromerzeugung bis zur Mitte des Jahrhunderts – auch unter der LTO-Annahme. Die Ergebnisse verdeutlichen die Bedeutung des Investitionszeitpunkts und der Strompreisdynamik während der Übergangsphase und sind nicht als Hinweis auf grosse gesamtwirtschaftliche Gewinne zu verstehen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.8 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung

Kernaussage: Die Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung zeigt, dass die untersuchten Nuklearoptionen auf Technologieebene bei mehreren LCA-Indikatoren vergleichsweise günstig abschneiden, insbesondere bei Klimawirkung, Ökosystemqualität, menschlicher Gesundheit und Flächenbedarf; beim in der LCA ausgewiesenen Netto-Süsswasserverbrauch schneiden wassergekühlte SMR hingegen ungünstiger ab. Die LCA berücksichtigt zudem, soweit in den Inventaren abgebildet, radioaktive Abfallströme und radiologische Emissionen im Normalbetrieb; langfristige Fragen der Entsorgungsstrategie, Zwischen- und Tiefenlagerung, Sicherheitsnachweise und Governance werden jedoch nicht als LCA-Indikatoren quantifiziert und müssen separat bewertet werden. Auf Ebene des gesamten Stromsektors und der Endenergieversorgung ist der übergeordnete Entwicklungspfad wichtiger als die Wahl einer bestimmten Nuklearklasse. Neue Kernkraft kann einen ambitionierten Transformationspfad ergänzen, aber keinen ökologisch weniger ambitionierten Pfad kompensieren.

Abschnitt 4.8 ordnet die Ergebnisse der prospektiven Lebenszyklusanalyse in drei Schritten ein. Abschnitt 4.8.1 vergleicht zunächst die Umwelt- und Ressourceneffekte einzelner Stromerzeugungstechnologien mit besonderem Fokus auf die in der Studie betrachteten Nuklearklassen. Abschnitt 4.8.2 betrachtet anschliessend die Lebenszykluswirkungen des Stromsektors auf den verschiedenen Entwicklungspfaden und zeigt, wie sich Strommix, neue Nuklearklassen und weitere Erzeugungstechnologien auf dessen Umweltbilanz auswirken. Abschnitt 4.8.3 erweitert die Perspektive auf die gesamte Endenergieversorgung und bewertet, wie stark die kumulativen Lebenszykluswirkungen durch den übergeordneten Entwicklungspfad, die Elektrifizierung, den Einsatz klimaneutraler Energieträger und die Wahl der Nuklearklassen geprägt werden. Damit ergänzt Abschnitt 4.8 die energiesystemische und makroökonomische Bewertung aus den Abschnitten 4.6 und 4.7 um eine Umwelt- und Ressourcenperspektive. Die LCA-Ergebnisse sind zusammen mit den technologischen Ausführungen zu Lieferkette, Brennstoffversorgung und Entsorgung in den Abschnitten 3.5.3 bis 3.5.4 sowie mit der rechtlichen Einordnung von Brennstoffkreislauf und Safeguards in Abschnitt 6.1.7 zu lesen.

4.8.1 Ergebnisse des prospektiven LCA-Rahmenkonzepts

Die **Abb. 49** bis **Abb. 54** zeigen die mit den verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte verbundenen Umwelt- und Ressourcenauswirkungen über den gesamten Lebenszyklus, normiert auf eine erzeugte kWh Strom. Es ist wichtig zu beachten, dass die folgenden Lebenszyklusergebnisse den Normalbetrieb von Kernkraftwerken abbilden und dabei potenzielle Umweltauswirkungen nuklearer Unfälle

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

entlang der gesamten Prozesskette von der Uranmine bis zum geologischen Endlager nicht berücksichtigen. Ebenso nicht quantitativ abgebildet werden schwere Unfälle, standortspezifische Sicherheitsfragen, lokale thermische Belastungen von Fliessgewässern, konkrete wasserrechtliche Einschränkungen sowie die langfristige Governance der Zwischen- und Tiefenlagerung. Berücksichtigt werden hingegen die Entstehung radioaktiver Abfälle, die Emissionen ionisierender Strahlung im Zusammenhang mit der Urangewinnung und -anreicherung sowie die Behandlung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle aus dem regulären Betrieb von Kernkraftwerken. Die daraus resultierenden Umweltwirkungen fliessen insbesondere in die Indikatoren für die menschliche Gesundheit und die Ökosystemwirkungen ein.

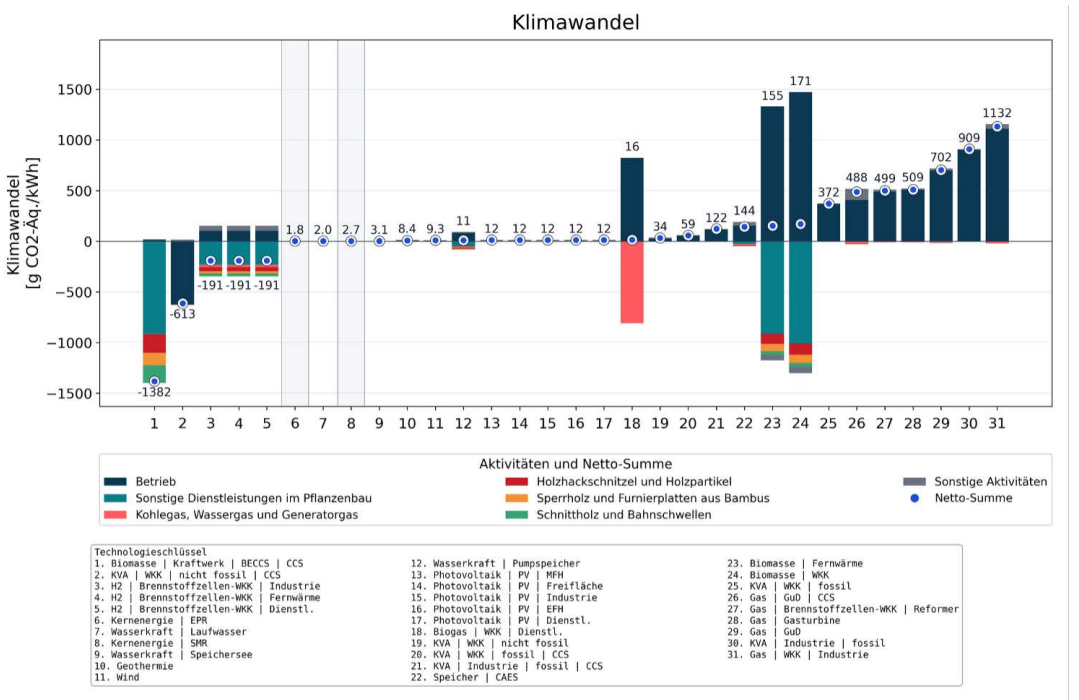


Abb. 49: Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Gramm CO_2-Äquivalent pro erzeugter kWh. Kernenergie, insbesondere EPR und SMR, gehört im Jahr 2050 zu den Optionen mit den geringsten CO_2-Emissionen, während fossile Gas- und Abfallverbrennungswege weiterhin die höchsten Emissionen verursachen und Technologien, die die Nutzung von Biomasse mit CCS kombinieren, sogar negative Netto-Emissionswerte aufweisen können. Die höchsten positiven Werte sind fast ausschliesslich auf betriebliche CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Gas und fossilen Abfällen zurückzuführen, während die negativen Werte für BECCS und nicht-fossile Abfälle mit CCS aus der biogenen Kohlenstoffabscheidung und -speicherung stammen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 49 zeigt die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen pro erzeugter kWh für jede in den Modellrechnungen berücksichtigte Stromerzeugungstechnologie. Negative Werte stehen für die direkte und indirekte Aufnahme von CO_2 aus der Atmosphäre während des Biomassewachstums sowie deren anschliessende Speicherung im Untergrund. Bei der Klimawirkung (siehe **Abb. 49**) gehören die Kraftwerkstypen EPR und SMR zu den Optionen mit den geringsten Treibhausgasemissionen im Portfolio und belegen mit etwa 2 bzw. 3 g CO_2-Äq./kWh den 6. und 8. Platz unter 31 Technologien. Sie liegen sehr nahe an klimafreundlichen Wasserkraftwerken (Lauf- und Speicherkraftwerken), Geothermie, Solar-PV und Kehrichtverbrennung und liegen deutlich unter den Optionen mit fossilen Brennstoffen. Sie weisen nicht die insgesamt niedrigsten Treibhausgasemissionen auf, da mehrere CCS-basierte Optionen negative Netto-Treibhausgasemissionen aufweisen. Unter den Technologien ohne negative Emissionen gehört die Kernenergie jedoch eindeutig zu den mit den geringsten Treibhausgasemissionen, wobei der EPR etwas besser abschneidet als der SMR.

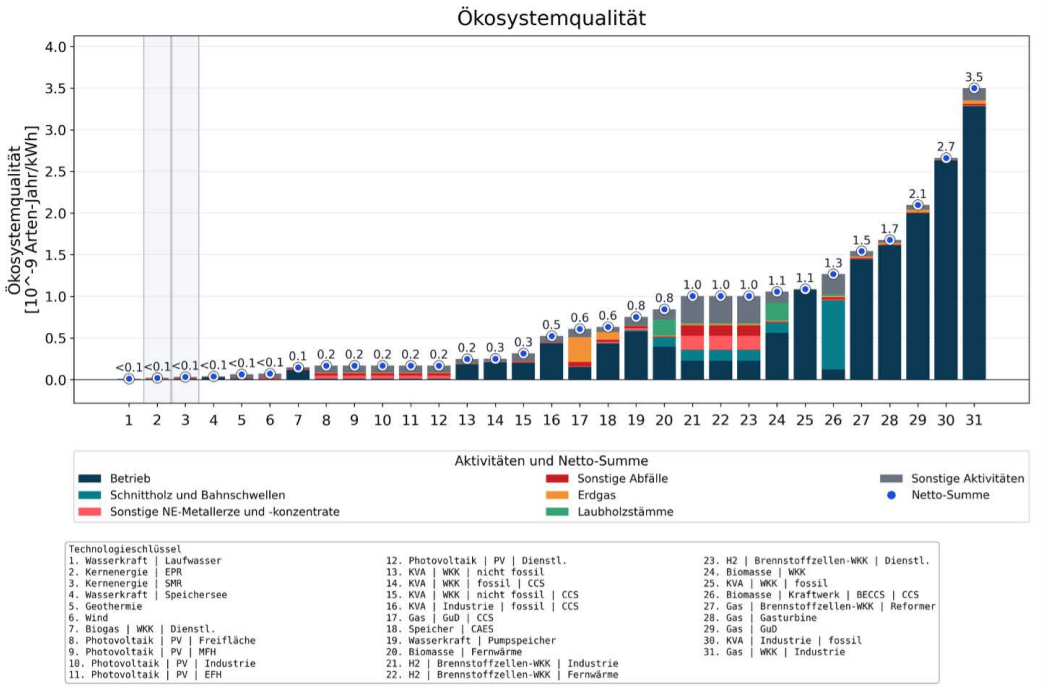


Abb. 50: Auswirkungen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte auf die biologische Vielfalt im Jahr 2050, ausgedrückt in 1 × 10^{-9} verlorenen Artenjahren pro erzeugter kWh. Die Auswirkungen auf die Qualität des Ökosystems sind bei fossilen Gas- und Abfallverbrennungsanlagen am grössten, während Kernkraftwerke zu den Technologien mit den geringsten Auswirkungen zählen und in dieser Hinsicht fast mit Wasserkraftwerken gleichauf liegen. Die grössten Auswirkungen auf die Ökosystemqualität sind in erster Linie auf betriebliche Emissionen aus der Stromerzeugung mit Gas und fossilen Brennstoffen zurückzuführen, während die Beiträge aus der Brennstoffversorgung und den Hilfsstoffen nur geringfügig ausfallen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auch bei den Ökosystemwirkungen schneiden die Nuklearoptionen sehr gut ab (**Abb. 50**). Der EPR belegt Rang 2, der SMR Rang 3, mit rund 23,4 bzw. 34,3 × 10^{-12} verlorene Artenjahre pro kWh. Beide Optionen gehören damit zu den besten Technologien im Portfolio und liegen nur hinter Laufwasserkraft, aber vor Speicherkraft, Geothermie, Wind, Photovoltaik, Gas, Biomasse und fossil geprägten Abfalloptionen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit (**Abb. 51**). Der EPR liegt auf Rang 3, der SMR auf Rang 4, mit rund 0,068 bzw. 0,090 µDALY/kWh. Vor ihnen liegen lediglich die beiden Wasserkraftoptionen. Auch hier gehören beide Nuklear-technologien zu den günstigsten Technologien, wobei der SMR etwas ungünstiger abschneidet als der EPR.

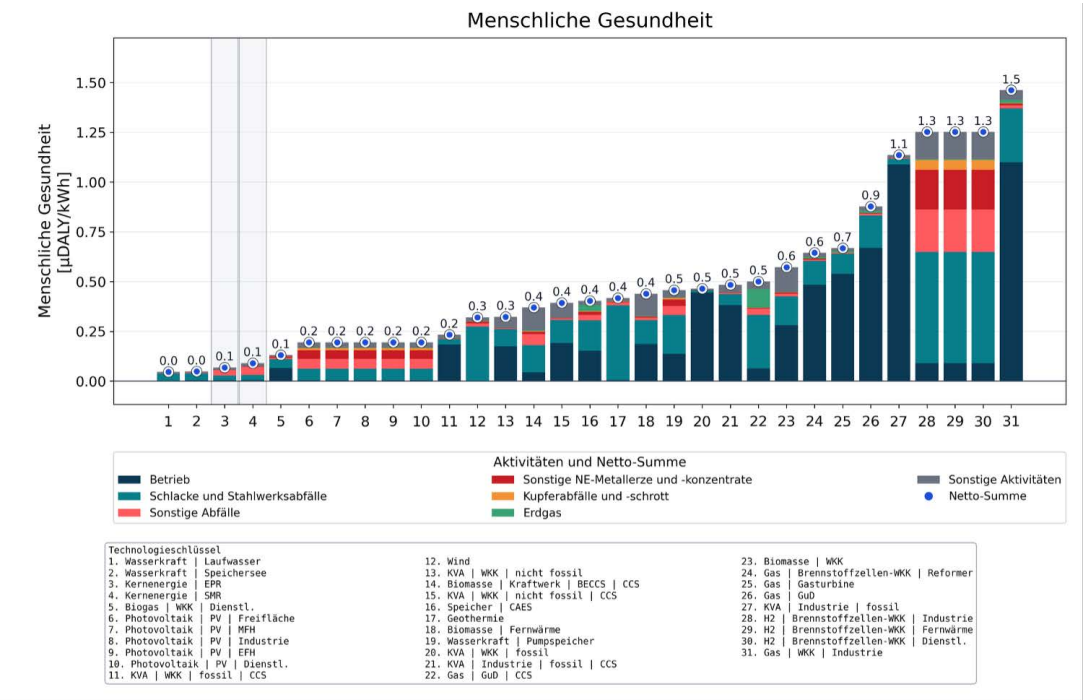


Abb. 51: Auswirkungen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050 auf die menschliche Gesundheit über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in behinderungs-bereinigten Lebensjahren Mikro-DALY (µDALY) pro erzeugter kWh. Die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit sind bei Erdgas, Wasserstoff-Brennstoffzellen und fossilen Brennstoffen am höchsten, während Kernkraft und Wasserkraft zu den Energieformen mit der geringsten Belastung pro kWh zählen. Die grössten Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit gehen auf die Betriebsemissionen von Gas- und fossilen Ab-falltechnologien zurück, während bei Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologien vor allem die vorgelagerten Material- und Abfallbehandlungsketten eine Rolle spielen, insbesondere in den Bereichen Eisen/Stahl und Nichteisenmetalle.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Beim Flächenbedarf (**Abb. 52**) schneiden beide Nuklearoptionen ebenfalls gut ab, insbesondere der EPR. Der EPR liegt auf Rang 4, der SMR auf Rang 7, mit rund 4,74 bzw. 7,92 cm²-Jahr/kWh. Beide Werte sind im Vergleich zu biomassebasierten Technologien und zur Pumpspeicherung niedrig und liegen am unteren Ende der Verteilung.

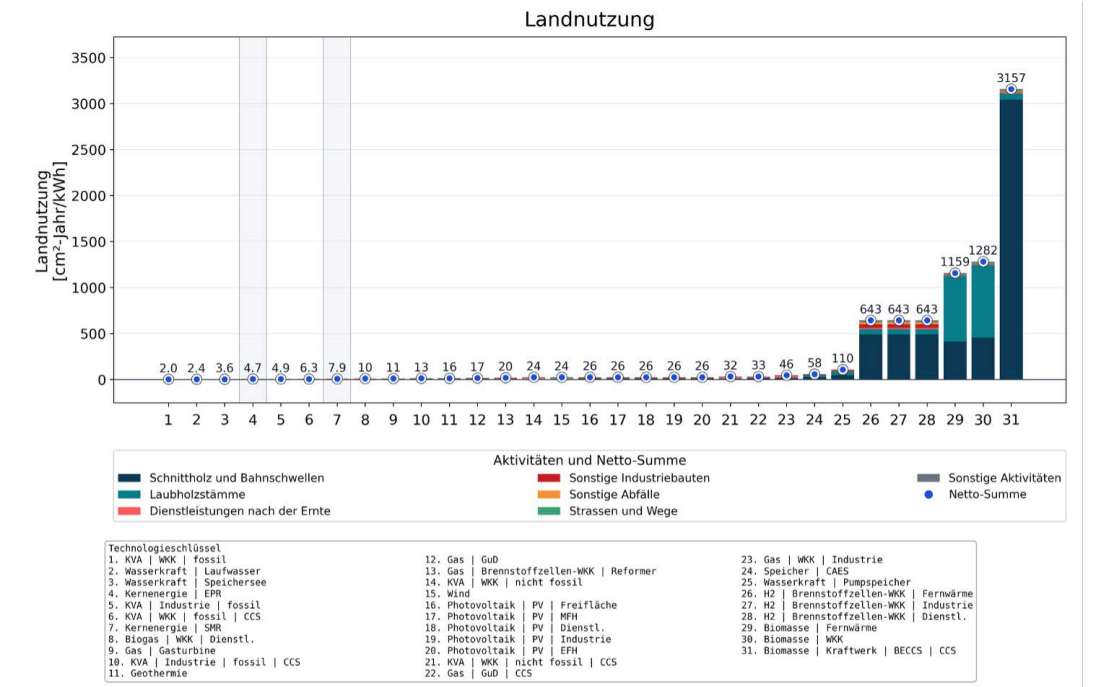


Abb. 52: Flächenbedarf der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in cm²-Jahr pro erzeugter kWh. Bei der Landnutzung dominieren Biomasse- und BECCS-Technologien, während Kerntechnologien zu den Optionen mit den geringsten Auswirkungen zählen und in etwa auf einer Stufe mit Wasserkraft und der Stromerzeugung aus Abfall stehen. Die grösste Landnutzung entsteht durch Biomasse- und BECCS-Technologien, was vor allem auf die Lieferketten für Holz und Biomasse als Rohstoffe zurückzuführen ist und weniger auf den Betrieb der Kraftwerke selbst.

Auch beim Mineralverknappungspotenzial (**Abb. 53**) bleiben beide Nuklearoptionen in der Gruppe mit geringen Wirkungen. Der EPR liegt auf Rang 8, der SMR auf Rang 10, mit rund 0,089 bzw. 0,116 mg Sb-Äq./kWh. Sie schneiden etwas schlechter ab als Wasserkraft und die günstigsten Kehrichtverbrennungsoptionen, aber deutlich besser als Photovoltaik und insbesondere als Wasserstoff-Brennstoffzellen-KWK.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

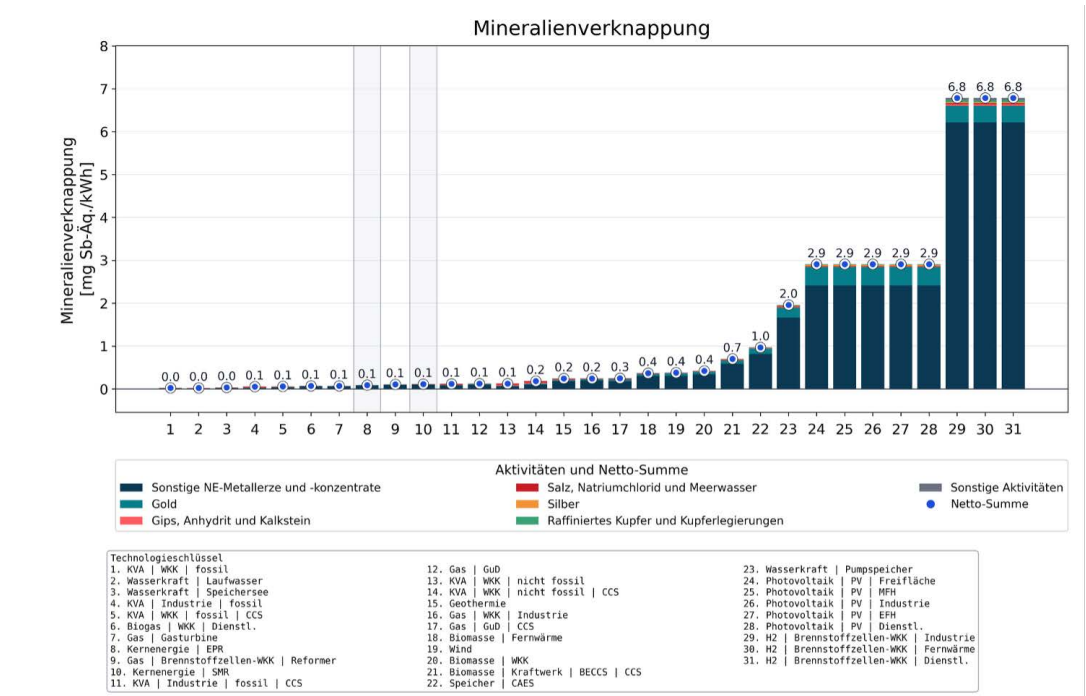


Abb. 53: Auswirkungen über den gesamten Lebenszyklus hinsichtlich des Potenzials zur Metallverknappung für die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Milligramm Antimon-äquivalent pro erzeugter kWh. Der Mineralienverbrauch wird hauptsächlich durch Photovoltaik- und Wasserstoff-Brennstoffzellenanlagen bestimmt, während der Verbrauch bei Kernkraft, Wasserkraft, Gas und Abfallverwertung vergleichsweise gering bleibt. Die höchsten Wirkungen erzielen Wasserstoff-Brennstoffzellen und Photovoltaik. Sie entstehen vor allem durch die vorgelagerte Nachfrage nach Nichteisenmetallerzen und Edelmetallen wie Gold, Silber, Platin und Kupfer.

Eine deutliche Ausnahme bildet der in der LCA ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch **(Abb. 54)**. Hier unterscheiden sich die beiden Nuklearoptionen wesentlich stärker. Der EPR schneidet mit Rang 11 und rund 1,02 mL/kWh noch vergleichsweise günstig ab, während der SMR mit Rang 26 und rund 4,04 mL/kWh deutlich schlechter liegt. Der in der LCA ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch ist in diesen Ergebnissen somit keine allgemeine Schwäche der Kernenergie, sondern vor allem eine relative Schwäche des verwendeten SMR-Inventars. Dieser Indikator ist nicht mit standortspezifischer Kühlwasserentnahme, lokalen thermischen Wirkungen auf Fliessgewässer oder wasserrechtlichen Bewilligungsfragen gleichzusetzen; solche Aspekte müssten für konkrete Standorte zusätzlich geprüft werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

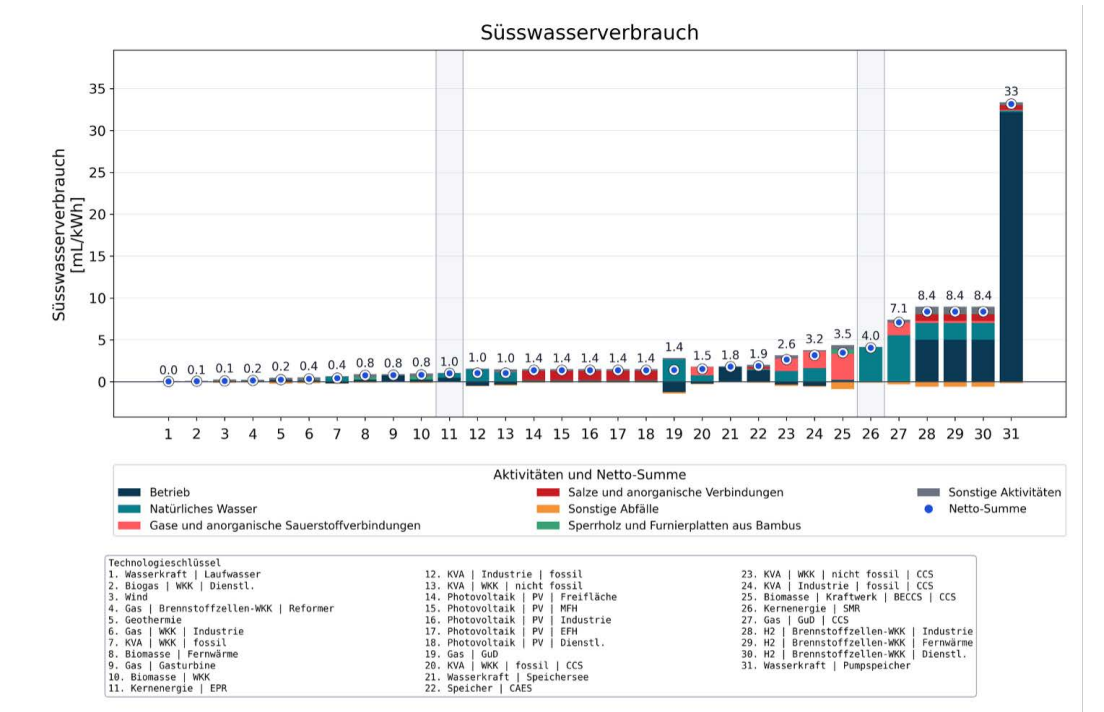


Abb. 54: Netto-Süsswasserverbrauch während des gesamten Lebenszyklus der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien in SPS1 – Offene Märkte im Jahr 2050, in Millilitern Süsswasser pro erzeugter kWh. Der Netto-Süsswasserverbrauch variiert je nach Technologie stark: Am höchsten ist er bei Pumpspeicherkraftwerken, Wasserstoff-Brennstoffzellen und CCS-Verfahren, während er bei EPR relativ gering ist und bei SMR zwar höher, jedoch nicht zu den dominierenden Faktoren zählt. Die höchsten Netto-Süsswasserintensitäten ergeben sich aus Pumpspeicherkraftwerken, Wasserstoff-Brennstoffzellen-Konzepten und CCS-Gas, bedingt durch den betrieblichen Wasserverbrauch, natürliche Wasserzuflüsse sowie die vorgelagerte Chemikalien- und Materialversorgung.

Insgesamt zeigt der Technologievergleich für 2050, dass beide Nuklearoptionen über die meisten Indikatoren hinweg zu den umweltfreundlicheren Stromerzeugungstechnologien im Portfolio gehören, insbesondere hinsichtlich Klimawirkung, Ökosystemqualität, Gesundheit und Flächenbedarf. Der EPR schneidet dabei konsistent besser ab als der SMR. Die einzige klar erkennbare relative Schwäche liegt im LCA-ausgewiesenen Netto-Süsswasserverbrauch, wobei der SMR in die untere Hälfte des Rankings fällt. Diese Bewertung bezieht sich auf die untersuchten Lebenszyklusinventare und den Normalbetrieb; sie ersetzt keine standortspezifische Sicherheits-, Kühlwasser-, Entsorgungs- oder Bewilligungsprüfung.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.8.2 Lebenszykluswirkungen des Stromsektors für verschiedene Szenarien

Abb. 55 bis **Abb. 60** zeigen die Lebenszykluswirkungen des Stromsektors auf den Entwicklungspfaden SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher sowie in den jeweils zugehörigen Nuklearvarianten von 2020 bis 2050. Da sich die Stromproduktion im Jahr 2050 zwischen den Entwicklungspfaden deutlich unterscheidet – rund 338 PJ in SPS1 – Offene Märkte, 361 PJ in SPS2 – Autarkie und 274 PJ in SPS4 – Weiter Wie Bisher –, sollten die gestapelten Balken und die Marker pro kWh gemeinsam gelesen werden. Die Balken zeigen die absolute sektorale Gesamtbelastung, während die Marker auf der Sekundärachse die spezifische Belastung pro erzeugter Einheit Strom ausweisen.

Beim Indikator Klimawirkung (Abb. 55) sinkt die sektorale Belastung von 1,87 Mt CO_2-Äq. im Jahr 2020 auf 0,43 Mt in SPS1 – Offene Märkte und 0,77 Mt in SPS2 – Autarkie im Jahr 2050, während sie in SPS4 – Weiter Wie Bisher auf 3,74 Mt CO_2-Äq. ansteigt und sich damit gegenüber 2020 verdoppelt. Die entsprechenden spezifischen Wirkungen betragen rund 4,6 g/kWh in SPS1 – Offene Märkte, 7,7 g/kWh in SPS2 – Autarkie und 49 g/kWh in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Im Jahr 2020 wird die Klimawirkung vor allem von fossil geprägter Kehricht-KWK, Pumpspeicherung und Gas-KWK bestimmt. Im Jahr 2050 bleibt die Klimawirkung in SPS1 – Offene Märkte niedrig, weil positive Beiträge aus Importen, fossil geprägter Kehricht-KWK, Gas-KWK und PV stark durch negative Beiträge aus nicht fossiler Kehricht-KWK mit CCS, BECCS und Wasserstoff-KWK kompensiert werden. In SPS2 – Autarkie fallen Teile der negativen Gutschriften weg; zudem steigen die Emissionen aus der PV. SPS4 – Weiter Wie Bisher hingegen ist durch Gas-KWK im Dienstleistungssektor, Gas-CCGT, Pumpspeicherung, gasbasierte Brennstoffzellen-Fernwärme sowie fossil befeuerte Kehricht-KWK charakterisiert.

Die Nuklearvarianten verringern die Lebenszykluswirkungen auf den Klimawandel im Allgemeinen, insbesondere in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher. In SPS1 – Offene Märkte kann eine Nuklearvariante jedoch leicht über der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke liegen. Der Einfluss der fünf Nuklearvarianten ist in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher mit Spannweiten von rund 9–17 % begrenzt, in SPS1 – Offene Märkte jedoch deutlich grösser: Dort reicht die absolute Klimawirkung von 0,29 bis 0,48 Mt CO_2-Äq., die spezifische von etwa 3 bis 5 g/kWh. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 4 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2050 – weist hier das günstigste Ergebnis auf, die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – das ungünstigste. Die Rangfolge der Entwicklungspfade SPS1 – Offene Märkte < SPS2 – Autarkie < SPS4 – Weiter Wie Bisher bleibt unverändert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

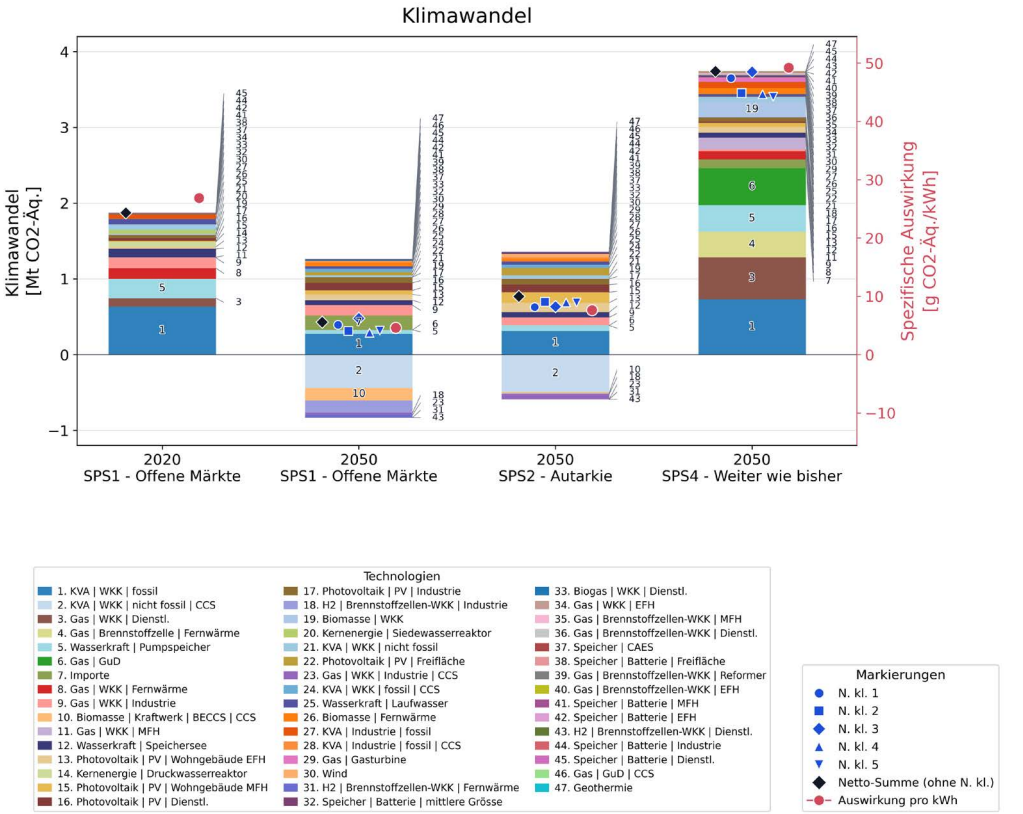


Abb. 55: Auswirkungen des Stromsektors auf den Klimawandel über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent-Emissionen auf der Hauptachse und in Gramm CO_2-Äquivalent pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

Bei den Ökosystemwirkungen **(Abb. 56)** steigt die jährliche Belastung von 10,3 verlorenen Artenjahren im Jahr 2020 auf 15,5 in SPS1 – Offene Märkte, 16,3 in SPS2 – Autarkie und 18,3 in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Im Ausgangsjahr dominieren vor allem Pumpspeicherung, fossil geprägte Kehricht-KWK, Kernkraft und Speicherkraft. Im Jahr 2050 bleiben SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie weiterhin stark durch Pumpspeicherung geprägt, unterscheiden sich jedoch in den übrigen Beiträgen: SPS1 – Offene Märkte weist höhere Belastungen durch Importe und wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-KWK auf, während SPS2 – Autarkie mehr Wohn- und Freiflächen-PV sowie Batterien umfasst. SPS2 – Autarkie liegt deshalb absolut leicht höher, aber spezifisch leicht niedriger als SPS1 – Offene Märkte. SPS4 – Weiter Wie Bisher schneidet auf beiden Achsen klar schlechter ab, weil Gas-KWK im Dienstleistungssektor, Gas-CCGT, fossil geprägte Kehricht-KWK und Biomasse-KWK stark zunehmen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Nuklearvarianten reduzieren die Ökosystemwirkungen deutlich in SPS1 – Offene Märkte, während ihr Effekt in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher gering und teilweise nahezu neutral ist. Der Einfluss der Nuklearklassen ist in SPS1 – Offene Märkte am grössten, mit rund 13–14 %, schwächer in SPS2 – Autarkie und klein in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 5 – AMR mit Baujahr 2050 – weist in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie das ungünstigste Ergebnis auf; in SPS4 – Weiter Wie Bisher gilt dies für die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040.

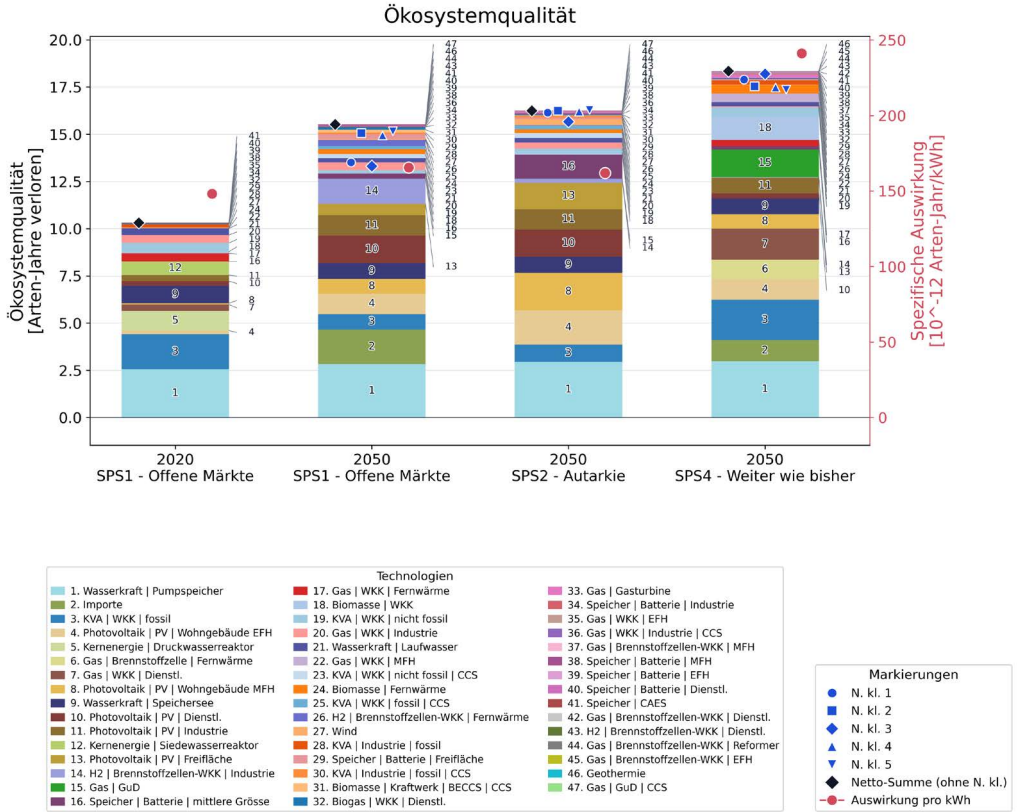


Abb. 56: Auswirkungen des Stromsektors auf Ökosysteme über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in jährlich verlorenen Artenjahren auf der Hauptachse und 1 × 10^{-12} verlorenen Artenjahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; und die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

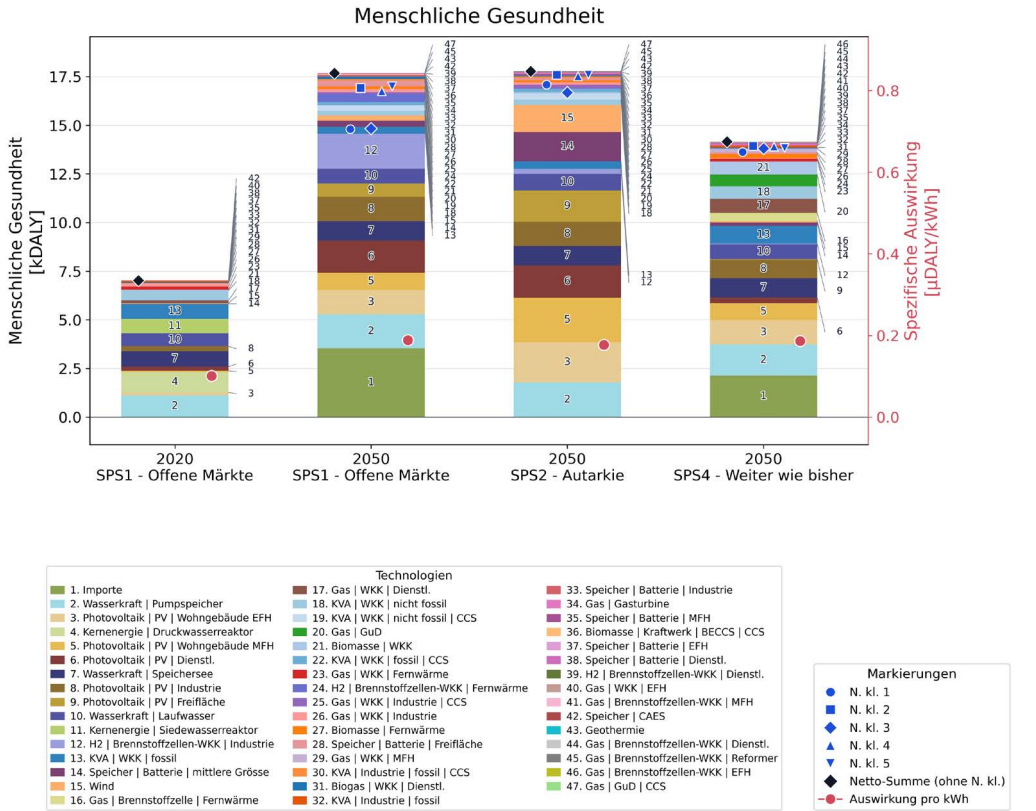


Abb. 57: Auswirkungen des Stromsektors auf die menschliche Gesundheit über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in jährlichen absoluten Werten in Tausend verlorenen behinderungsbereinigten Lebensjahren auf der Hauptachse und 1 × 10^{-6} verlorenen behinderungsbereinigten Lebensjahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; und die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

Bei den Gesundheitswirkungen **(Abb. 57)** steigt die jährliche Belastung von 7,0 kDALY im Jahr 2020 auf 17,7 in SPS1 – Offene Märkte, 17,8 in SPS2 – Autarkie und 14,2 in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Im Jahr 2020 wird die Belastung vor allem von Pumpspeicherung, Kernkraft, Speicherkraft, fossil geprägter Kehricht-KWK und Laufwasserkraft bestimmt. Bis 2050 sind die Auswirkungen der Stromerzeugung auf die menschliche Gesundheit deutlich gravierender als im Jahr 2020. Dies ist in erster Linie auf einen starken Anstieg der Stromerzeugung zurückzuführen, von 70 TWh im Jahr 2020 auf 73 bis 97 TWh im Jahr 2050, abhängig vom Entwicklungspfad. Die Gesundheitswirkungen nehmen sowohl absolut als auch pro erzeugter kWh zu. Im Jahr 2050 wird die Belastung in SPS1 – Offene Märkte vor allem durch Importe,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-KWK in der Industrie, Pumpspeicherung sowie PV im Dienstleistungssektor und auf Wohngebäuden erhöht. SPS2 – Autarkie erreicht fast denselben absoluten Wert, weist aber wegen der höheren Stromproduktion den niedrigsten spezifischen Wert von rund 0,177 × 10^{-6} DALY/kWh auf. SPS4 – Weiter Wie Bisher weist nur deshalb die niedrigste absolute Belastung auf, weil sein Stromsektor kleiner ist. Pro kWh liegt die Belastung nahe bei SPS1 – Offene Märkte, da fossiles Gas im Dienstleistungssektor, Gas-CCGT, Biomasse-KWK und fossil geprägte Kehricht-KWK weiterhin stark ins Gewicht fallen.

Die Nuklearvarianten reduzieren die Gesamtauswirkungen auf die menschliche Gesundheit auf allen drei Entwicklungspfaden, wobei die Auswirkungen pro kWh im Allgemeinen niedriger oder nahezu unverändert bleiben. Der Einfluss der Nuklearklassen ist in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie moderat, mit Spannweiten von rund 5–16 %, in SPS4 – Weiter Wie Bisher dagegen sehr klein, mit rund 2 %. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 5 – AMR mit Baujahr 2050 – weist in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie meist das ungünstigste Ergebnis auf. Das günstigste Ergebnis weist die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – in SPS1 – Offene Märkte und SPS4 – Weiter Wie Bisher sowie die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – in SPS2 – Autarkie auf.

Bei der Landnutzung **(Abb. 58)** steigt die jährliche Beanspruchung stark von 5,3 kha-Jahr im Jahr 2020 auf 38,7 in SPS1 – Offene Märkte, 27,1 in SPS2 – Autarkie und 36,0 in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Auch pro erzeugter kWh Strom ist dieser steile Anstieg zu beobachten. Der starke Anstieg der Landnutzung gegenüber 2020 lässt sich auf eine Zunahme der Strombereitstellung von rund 70 TWh auf 76–100 TWh im Jahr 2050 sowie auf den je nach Entwicklungspfad unterschiedlichen Einsatz von Biomasse und Photovoltaik zurückführen. Bei diesen Technologien ist das Verhältnis von Stromertrag zu beanspruchter Fläche vergleichsweise gering. Dabei ist zu beachten, dass diese Technologien auch im Ausland weit verbreitet sind und hier über Importe berücksichtigt werden. Im Ausgangsjahr dominieren Biomasse-KWK, Kernkraft, Pumpspeicherung und Speicherkraft. Im Jahr 2050 wird SPS1 – Offene Märkte vor allem durch Importe, wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-KWK in der Industrie, Pumpspeicherung, BECCS, Biomasse-Fernwärme und PV im Dienstleistungssektor geprägt. SPS2 – Autarkie schneidet besser ab, weil sich die Belastung stärker auf PV und Batterien verteilt, während die Gesamtstromerzeugung grösser ist; dies führt zum niedrigsten spezifischen Wert von rund 27 cm²-Jahr/kWh. SPS4 – Weiter Wie Bisher verbindet eine geringere Stromproduktion mit einem deutlich flächenintensiveren Mix, der durch Biomasse-KWK und Biomasse-Fernwärme geprägt ist, und weist deshalb mit rund 47 cm²-Jahr/kWh die höchste Intensität auf.

Investitionen in neue Kernkraftwerke haben einen gemischten Effekt auf die Landnutzung. In SPS4 – Weiter Wie Bisher zeigen sich kaum Veränderungen; in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie sind je nach Nuklearklasse Zunahmen möglich. Dies ist einer der Indikatoren, bei denen die Wahl der Nuklearklasse in SPS1 – Offene Märkte den stärksten Unterschied macht: Die absolute Belastung reicht von 30,5 bis 40,7 kha-Jahr, die spezifische von 32,6 bis 44,5 cm²-Jahr/kWh. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – weist hier das günstigste Ergebnis auf, die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 4

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

– wassergekühlte SMR mit Baujahr 2050 – das ungünstigste. Die Unterschiede zwischen den Nuklearvarianten fallen in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher deutlich kleiner aus.

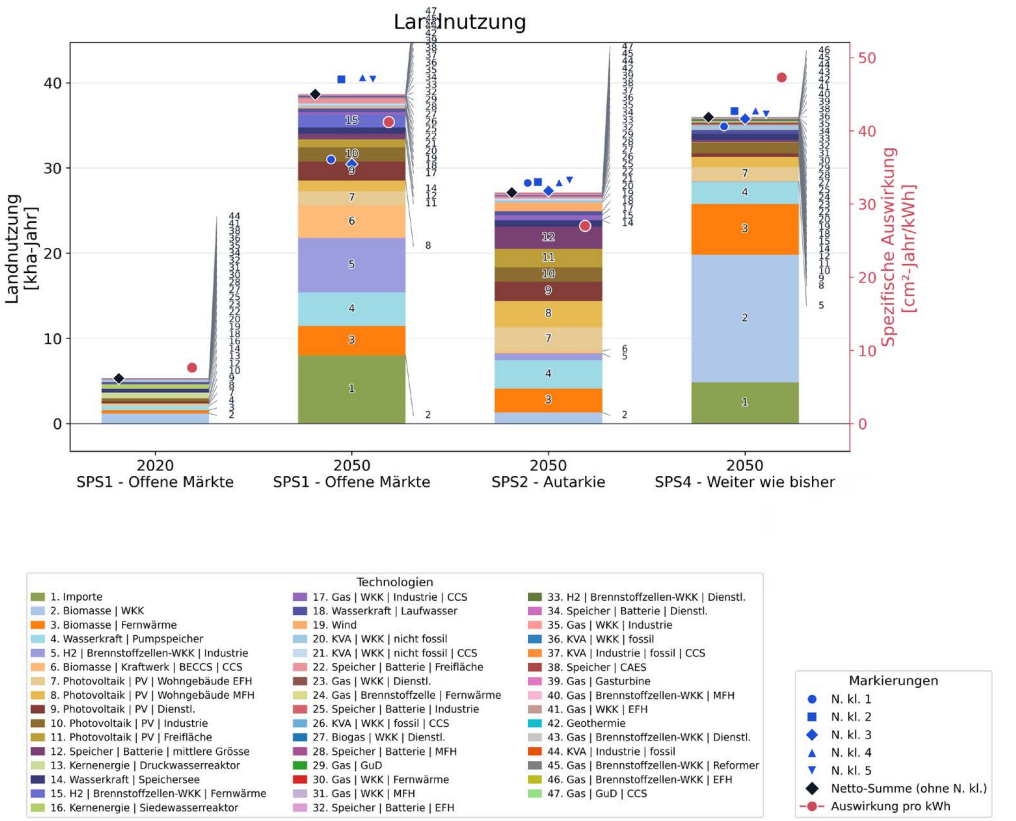


Abb. 58: Durch den Stromsektor verursachte Landnutzung über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Werten von Tausend Hektar-Jahren pro Jahr auf der Hauptachse und in cm²-Jahren pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; und die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

Beim Mineralverknappungspotenzial **(Abb. 59)** steigen die absoluten Belastungen gegenüber 2020 stark, nämlich von 16,5 t Sb-Äq. auf 131 t in SPS1 – Offene Märkte, 165 t in SPS2 – Autarkie und 72 t in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Dieses Muster wird vor allem durch den Ausbau der Photovoltaik und in zweiter Linie durch Speicher geprägt. Im Jahr 2050 stammen die grössten PV-Beiträge aus den Bereichen Dienstleistungen, Wohnen, Industrie und Freiflächen. SPS2 – Autarkie weist den höchsten Wert auf, weil dort mehr Mehrfamilienhaus- und Freiflächen-PV sowie mehr mittelgrosse Batterien eingesetzt werden. SPS1 – Offene Märkte wird

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

durch Importe und PV im Dienstleistungssektor zusätzlich erhöht, während SPS4 – Weiter Wie Bisher sowohl absolut als auch spezifisch am niedrigsten bleibt, weil weniger grossskalige PV und weniger Batterien zugebaut werden. Die Nuklearvarianten reduzieren die Mineralienverknappung deutlich in SPS1 – Offene Märkte, während ihr Effekt in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher gering und teilweise nahezu neutral ist. Der Einfluss der Nuklearklassen ist in SPS1 – Offene Märkte moderat, mit einer Spannweite von 101 bis 125 t Sb-Äq. bzw. 1,08 bis 1,36 mg/kWh und in SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher gering, mit etwa 4–12 %. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – weist hier durchgehend das günstigste Ergebnis auf, die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 5 – AMR mit Baujahr 2050 – das ungünstigste.

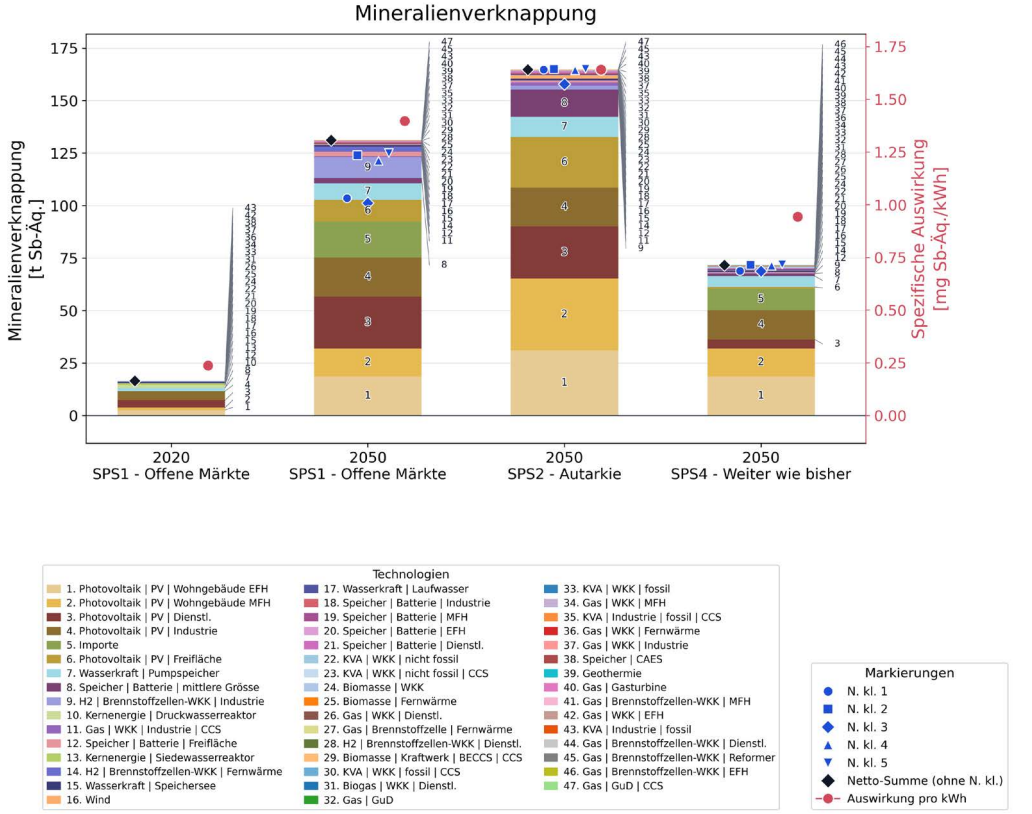


Abb. 59: Auswirkungen des Stromsektors auf den Mineralienverbrauch über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Tonnen Antimonäquivalent pro Jahr auf der Hauptachse und in Milligramm Antimonäquivalent pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; und die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Beim in der LCA ausgewiesenen Netto-Süsswasserverbrauch **(Abb. 60)** ändern sich die absoluten Belastungen dagegen nur leicht: von 0,235 Mm³ im Jahr 2020 auf 0,244 in SPS1 – Offene Märkte, 0,252 in SPS2 – Autarkie und 0,198 in SPS4 – Weiter Wie Bisher. Die spezifischen Werte liegen eng beieinander, bei rund 2,5–2,6 mL/kWh. Der geringe Unterschied erklärt sich dadurch, dass Pumpspeicherung und Speicherkraft in allen drei Entwicklungspfaden die wichtigsten Beiträge leisten. Unterschiede zwischen den Entwicklungspfaden entstehen vor allem durch Importe, wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-KWK und zusätzlichen PV-Ausbau.

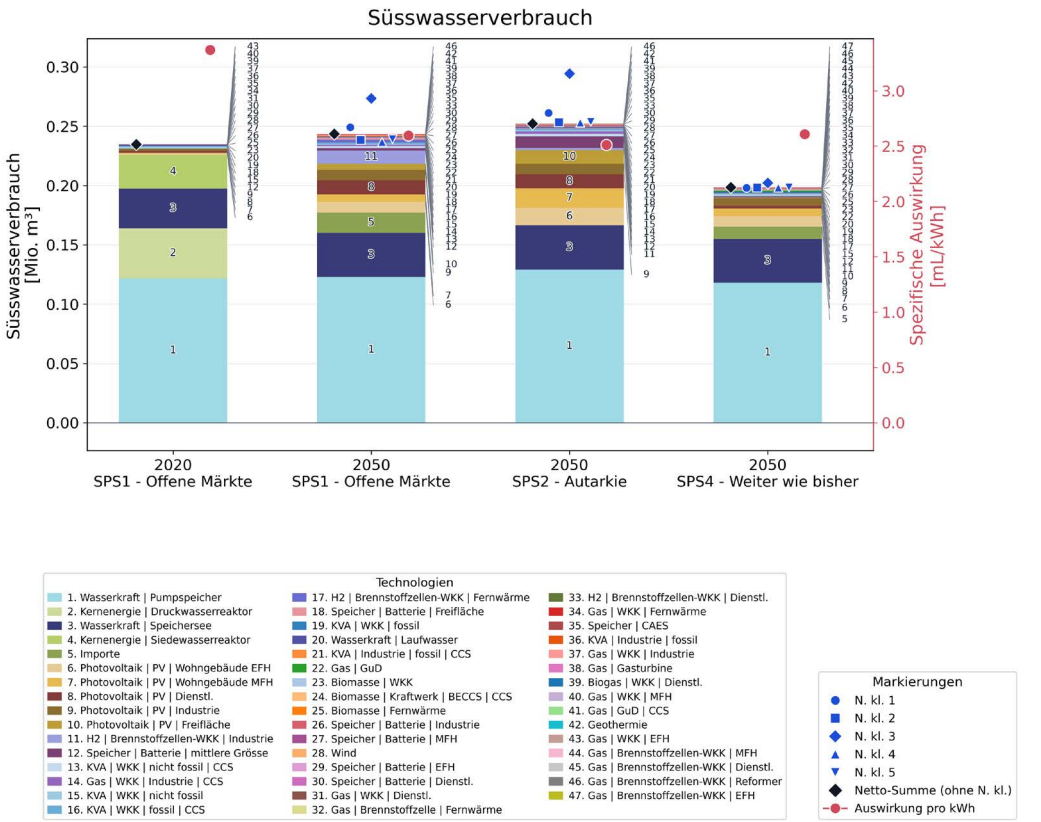


Abb. 60: Der in der LCA ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch des Stromsektors über den gesamten Lebenszyklus, ausgedrückt in absoluten Jahreswerten von Millionen Kubikmetern Süsswasser auf der Hauptachse und in Millilitern Süsswasserverbrauch pro erzeugter kWh auf der Nebenachse. Die gestapelten Balken zeigen die Beiträge der einzelnen Stromerzeugungstechnologien; die schwarzen Rauten markieren die Netto-Summe des jeweiligen Balkens in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; die blauen Marker zeigen die Netto-Summen der fünf Nuklearvarianten; und die roten Kreise zeigen die spezifischen Auswirkungen pro kWh.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der Einfluss der Nuklearklassen ist in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie mit rund 12–16 % noch sichtbar, in SPS4 – Weiter Wie Bisher mit rund 2 % jedoch nahezu vernachlässigbar. Die Nuklearvarianten haben einen gemischten Effekt auf den Netto-Süsswasserverbrauch, mit kaum Veränderungen in SPS4 – Weiter Wie Bisher, aber möglichen Zunahmen in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie je nach Nuklearklasse. Die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – weist hier systematisch das ungünstigste Ergebnis auf. Die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 4 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2050 – und Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – gehören zu den günstigeren. Auch hier gilt, dass der LCA-Indikator den lebenszyklusbasierten Netto-Süsswasserverbrauch beschreibt und keine standortspezifische Kühlwasserentnahme oder lokale thermische Belastung von Fliessgewässern bewertet.

Insgesamt zeigt der Vergleich über die Entwicklungspfade hinweg, dass die Wahl des Entwicklungspfads – SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie oder SPS4 – Weiter Wie Bisher – die Umweltbilanz des Stromsektors stärker prägt als die Wahl der spezifischen Nuklearklasse. Der Einfluss der Nuklearklasse ist damit in der Regel eine Einflussgrösse zweiter Ordnung, aber keineswegs bedeutungslos – insbesondere nicht für Klimawirkung, Flächenbedarf und, in geringerem Ausmass, für Mineralverknappung, den in der LCA ausgewiesenen Netto-Süsswasserverbrauch und Gesundheitswirkungen innerhalb von SPS1 – Offene Märkte.

4.8.3 Lebenszyklusauswirkungen der Endenergieversorgung in verschiedenen Szenarien

Die kumulativen Auswirkungen über den gesamten Lebenszyklus im Zeitraum 2025–2070 sind in **Abb. 61** dargestellt. Die Balken zeigen die Ergebnisse der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke, während die Markierungen die Ergebnisse der fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse zeigen. Die Markierungen sind die Symbole in Form eines Kreises, eines Quadrats, eines Dreiecks, einer Raute und eines Kreuzes am oberen Rand jedes Balkens. Sie zeigen, dass die Wahl des Entwicklungspfads eine wesentlich grössere Rolle spielt als die Wahl der Nuklearklasse.

Über alle Auswirkungen hinweg reicht die Streuung zwischen SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher von etwa 6 % bei der menschlichen Gesundheit bis zu fast 100 % beim Klimawandel. Die Streuung zwischen den fünf Nuklearvarianten innerhalb eines bestimmten Entwicklungspfads beträgt im Allgemeinen nur 0,3–3 % und nie mehr als 5,5 %. Die Unterschiede zwischen den Nuklearvarianten bleiben daher gering, während der übergeordnete Entwicklungspfad sowohl das Ausmass als auch die Zusammensetzung der kumulativen Lebenszyklusauswirkungen bestimmt. Diese Schlussfolgerung gilt auch bei der Betrachtung von Aktivitätstypen und geografischen Aspekten: Die dominanten Treiber sowie die räumliche Verteilung der Auswirkungen – unterteilt in der Schweiz, Europa und den Rest der Welt (RoW) – werden primär durch den Entwicklungspfad bestimmt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auch die Unterschiede zwischen den Nuklearklassen bleiben insgesamt gering. Eine klar ökologisch dominierende Nuklearklasse lässt sich aus der Abbildung nicht ableiten. Über verschiedene Wirkungskategorien hinweg gehört die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit möglichem Baujahr ab 2040 – zu den vorteilhafteren Nuklearvarianten, insbesondere in Bezug auf Klimawirkung und Ökosystemqualität. Die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 4 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2050 – und Nuklearklasse 5 – AMR mit Baujahr 2050 – liegen häufig nahe bei dieser Nuklearvariante. Die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – und Nuklearklasse 2 – Gen III/III+ mit Baujahr 2050 – weisen in einzelnen ressourcen- und wasserbezogenen Kategorien tendenziell höhere Werte auf. Diese Unterschiede bleiben jedoch klein und ändern die grundsätzliche Interpretation nicht: Umweltseitig ist der gewählte Entwicklungspfad deutlich wichtiger als die konkrete Wahl der Nuklearklasse.

Was die Auswirkungen auf den Klimawandel betrifft, erreichen SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie bis 2050 Netto-Null-Emissionen (bezogen auf die territorialen Emissionen der Schweiz), gegenüber etwas mehr als 20 Megatonnen CO_2-Äquivalent jährlich bei SPS4 – Weiter Wie Bisher. Kumulativ erreichen sie zwischen 2025 und 2070 470 bzw. 410 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent. Dies steht wiederum im Gegensatz zu SPS4 – Weiter Wie Bisher, das im gleichen Zeitraum etwas mehr als 1 Gigatonne CO_2-Äquivalent erreicht. Die Belastung wird von der Erzeugung von Industrie- und Prozesswärme dominiert, gefolgt von elektrischer Energie. Erdgas hat einen geringeren Anteil, da seine Nutzung in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie schrittweise zurückgeht. Geografisch entstehen die Emissionen in den ersten Jahren hauptsächlich in der Schweiz, verlagern sich jedoch im Zeitverlauf stärker in die Region «Rest der Welt», unter anderem durch Infrastrukturbau, Batterieproduktion und Photovoltaikmodule. BECCS leistet in der Schweiz und in Europa durch den Einsatz biomassebasierter Brennstoffe mit CCS einen nennenswerten negativen Beitrag. Der Einfluss der Nuklearklassen auf die Ergebnisse bleibt unter 1 % und ändert nichts an der Rangfolge der Entwicklungspfade. Für die Einordnung ist entscheidend, dass die Klimawirkung vor allem durch den allgemeinen Dekarbonisierungspfad bestimmt wird und nicht durch die Wahl einer bestimmten Nuklearklasse.

Was den Mineralienverbrauch betrifft, weist SPS4 – Weiter Wie Bisher die niedrigsten kumulierten Belastungen auf, da die Elektrifizierungsbemühungen im Vergleich zu SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie gering bleiben. Den höchsten Wert weist SPS2 – Autarkie auf. Er wird vorwiegend durch Förder- und Veredelungsaktivitäten ausserhalb Europas – beispielsweise in China, der Demokratischen Republik Kongo, Australien und Südafrika – sowie durch die Elektrifizierung von Mobilität und industriellen Prozessen getrieben. Auch hier ist der Einfluss der Nuklearklassen auf den kumulativen Mineralienverbrauch minimal. **Abb. 61** legt nahe, dass die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – und Nuklearklasse 2 – Gen III/III+ mit Baujahr 2050 – in dieser Kategorie tendenziell leicht ungünstiger liegen als die Nuklearvarianten mit den Nuklearklassen 3 bis 5. Die Unterschiede bleiben jedoch klein im Vergleich zu jenen zwischen den Entwicklungspfaden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der in der LCA ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch scheint im Entwicklungspfad mit geringer Elektrifizierung, SPS4 – Weiter Wie Bisher, niedriger zu sein. Der grösste Teil des Wasserverbrauchs in der Schweiz ist auf die Verdunstung aus Wasserkraftwerken zurückzuführen. Der Anstieg des Wasserverbrauchs in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie im Vergleich zu 2020 ist jedoch auf die erhöhte Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken zurückzuführen, die zum Ausgleich des Stromnetzes bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien genutzt werden. Bei dieser Technologie verdunstet eine beträchtliche Menge Wasser. Auch in der Region RoW ist der Wasserverbrauch in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie im Vergleich zu SPS4 – Weiter Wie Bisher erheblich, was in erster Linie auf die Herstellung von Photovoltaikmodulen und die Bergbauaktivitäten zurückzuführen ist. Diese Kategorie weist die grösste Abhängigkeit von der gewählten Nuklearklasse auf, doch selbst hier ist der Effekt des Entwicklungspfads deutlich grösser. Tendenziell liegen die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – und Nuklearklasse 2 – Gen III/III+ mit Baujahr 2050 – auch hier etwas höher als die Nuklearvarianten mit den Nuklearklassen 3 bis 5, während später verfügbare Nuklearvarianten vereinzelt leicht tiefere Werte aufweisen. Auch dies ändert nichts an der übergeordneten Aussage, dass die Wasserwirkungen in erster Linie durch die allgemeine Ausgestaltung des Stromsystems bestimmt werden. Der Indikator ist auch hier als lebenszyklusbasierter Netto-Süsswasserverbrauch zu verstehen und nicht als Bewertung lokaler Kühlwasserentnahme, thermischer Fliessgewässerbelastung oder standortspezifischer wasserrechtlicher Restriktionen.

Die Landnutzung ist in SPS4 – Weiter Wie Bisher am geringsten, in SPS1 – Offene Märkte mittelmässig und in SPS2 – Autarkie am höchsten. Sie wird durch die Nutzung von Biomasse zur Strom- und Brennstofferzeugung dominiert, die etwa zwei Drittel des Gesamtvolumens ausmacht. Die Biomasseernte erfolgt hauptsächlich im Inland, wobei die Schweiz mit etwa 68–76 % der gesamten Biomassenutzung beiträgt. Die Nuklearvarianten haben kaum Einfluss auf die Landnutzung. Wo kleine Unterschiede sichtbar werden, liegen die Nuklearvarianten mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baujahr 2040 – und Nuklearklasse 2 – Gen III/III+ mit Baujahr 2050 – tendenziell leicht oberhalb der übrigen Nuklearvarianten. Die Landnutzung bleibt damit vor allem eine Frage des Biomasseeinsatzes und des gewählten Entwicklungspfads, nicht der Wahl der Nuklearvariante.

Bei der Ökosystemqualität wird der kumulative Unterschied zwischen SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie einerseits sowie SPS4 – Weiter Wie Bisher andererseits in erster Linie durch den Mix der Endnutzungstechnologien bestimmt und nicht durch geringe Hintergrundschwankungen. SPS4 – Weiter Wie Bisher verursacht einen deutlich höheren kumulativen Schaden – 4236 verlorene Artenjahre – als SPS1 – Offene Märkte mit 3101 und SPS2 – Autarkie mit 2961 verlorenen Artenjahren. Der grösste Teil der Differenz ist auf den Energieverbrauch im Verkehrs- und Wohnbereich zurückzuführen. Die grössten Zuwächse in SPS4 – Weiter Wie Bisher stehen im Zusammenhang mit der direkten Nutzung fossiler Brennstoffe, insbesondere

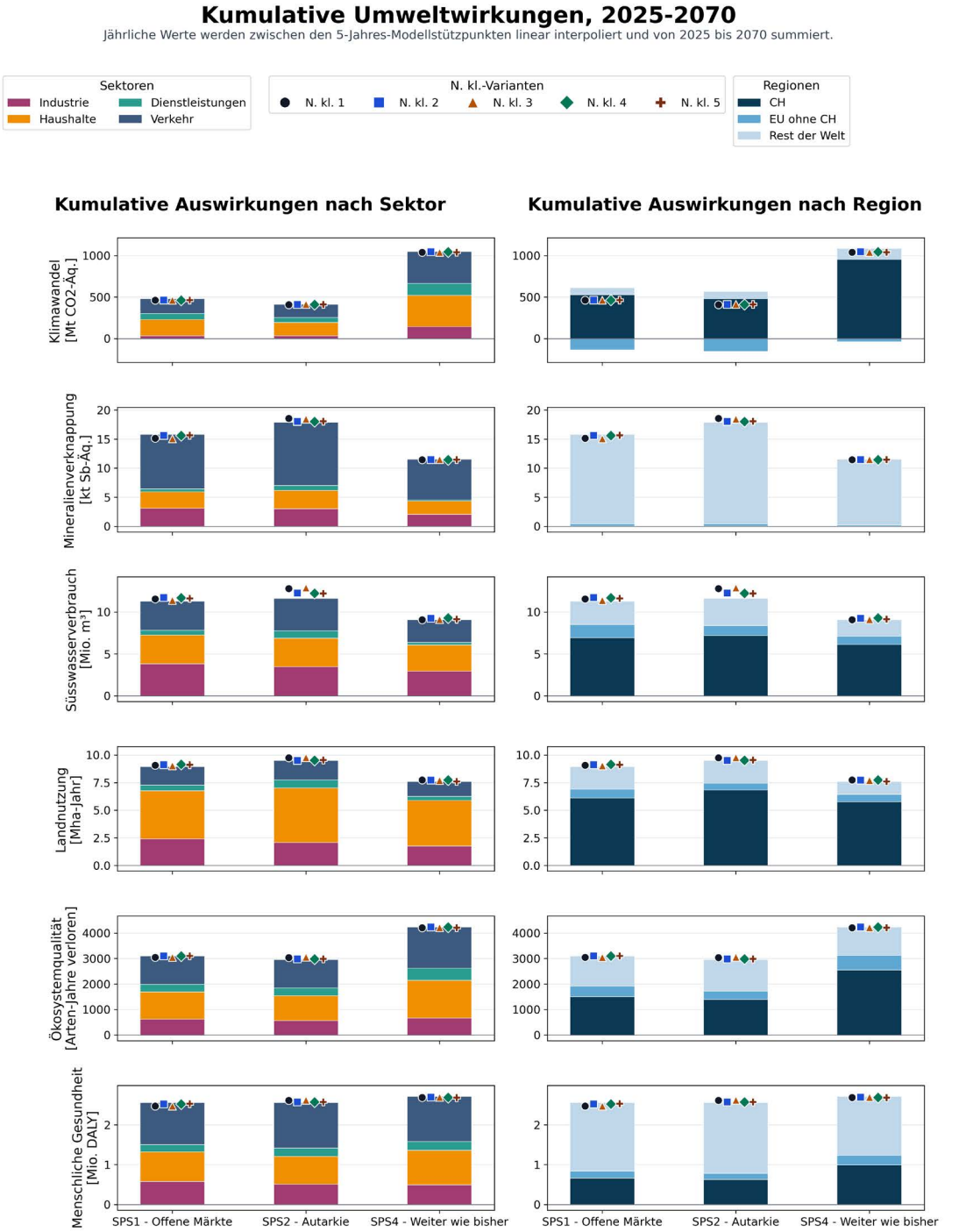
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

bei Benzinfahrzeugen, schweren Diesel-Lkw, der Raumheizung in Wohngebäuden mit leichtem Heizöl sowie der Gasheizung in Wohngebäuden und im Dienstleistungssektor. Im Gegensatz dazu weist SPS4 – Weiter Wie Bisher geringere Beiträge von Elektroautos, Wärmepumpen, wasserstoffbasierten industriellen Prozessen und einigen solarbasierten Anwendungen auf. Diese Reduktionen reichen jedoch nicht aus, um den Anstieg durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe auszugleichen, der sich über Treibhausgasemissionen auf terrestrische und Süsswasserökosysteme auswirkt. Auf der Seite der vorgelagerten Aktivitäten ist der dominierende Treiber der Einsatz von Verbrennungsprozessen im Allgemeinen. Dieser erklärt den grössten Teil der zusätzlichen Belastung in SPS4 – Weiter Wie Bisher, gefolgt von höheren Beiträgen von Erdgas, elektrischer Energie, Gasöl und Ottokraftstoff. Geografisch konzentriert sich der Anstieg hauptsächlich auf die Schweiz. Insgesamt spiegelt die höhere Belastung der Ökosystemqualität in SPS4 – Weiter Wie Bisher einen verbrennungs- und wärmeintensiveren Pfad wider, insbesondere im Verkehr und bei der Gebäudeheizung, während SPS1 – Offene Märkte und insbesondere SPS2 – Autarkie stärker auf elektrifizierte, weniger belastende Endverwendungen setzen. Auch in dieser Kategorie erscheint die Nuklearvariante mit Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baujahr 2040 – tendenziell leicht günstiger als die übrigen Nuklearvarianten. Dies dürfte mit ihrer früheren Verfügbarkeit und der damit verbundenen früheren Verdrängung emissionsintensiver Strombereitstellung zusammenhängen.

Bei der menschlichen Gesundheit zeigt sich der geringste Unterschied zwischen den Entwicklungspfaden: SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie sind nahezu identisch, während SPS4 – Weiter Wie Bisher etwas höher ausfällt. Die dominierenden Faktoren sind die Wärmeproduktion und die Verbrennungsprozesse – insbesondere die Feinstaubbildung – sowie die Bergbauaktivitäten und die damit verbundene Boden- und Wasserverschmutzung durch Bergbauabfälle. Im Gegensatz zur Landnutzung und zum in der LCA ausgewiesenen Netto-Süsswasserverbrauch wird diese Wirkung durch Rohstoffgewinnungsaktivitäten in der RoW-Region dominiert. Auch hier sind die Unterschiede zwischen den Nuklearvarianten zu gering, um die Interpretation zu verändern. Eine klare Rangfolge der Nuklearklassen lässt sich für diese Kategorie nicht ableiten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die kumulativen Lebenszyklusauswirkungen hauptsächlich durch den jeweiligen Entwicklungspfad bestimmt werden, während die Unterschiede zwischen den fünf Nuklearvarianten von untergeordneter Bedeutung sind und die wesentlichen Schlussfolgerungen nicht verändern. Dies bedeutet auch, dass Investitionen in neue Kernkraftwerke einen ökologisch weniger ambitionierten Entwicklungspfad nicht kompensieren können: SPS4 – Weiter Wie Bisher bleibt trotz der Verfügbarkeit der fünf Nuklearvarianten in mehreren Kategorien deutlich belastender als SPS1 – Offene Märkte oder SPS2 – Autarkie.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

◄ **Abb. 61:** Kumulative Lebenszyklusauswirkungen im Zeitraum 2025–2070 für die Entwicklungspfade SPS1 – Offene Märkte, SPS2 – Autarkie und SPS4 – Weiter Wie Bisher sowie für die fünf Nuklearvarianten. Die Diagramme auf der linken Seite zeigen die Auswirkungen pro Endenergieverbraucher/-in. Die Diagramme auf der rechten Seite zeigen die Auswirkungen je nach Region. Klimawandel: potenzielle kumulative Lebenszyklusauswirkungen auf den Klimawandel, in Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent. Mineralienverknappung: potenzielle kumulative Lebenszyklusauswirkungen auf die Verknappung von Mineralressourcen in Kilotonnen Antimonäquivalent. Netto-Süsswasserverbrauch: in der LCA ausgewiesener potenzieller kumulativer Lebenszyklus-Netto-Süsswasserverbrauch – Aufnahme minus Abgabe –, in Millionen Kubikmetern. Landnutzung: potenzielle kumulative Lebenszyklus-Landnutzung, über die Zeit integriert, in Millionen Hektar-Jahren. Ökosystemqualität: potenzielle kumulative Lebenszyklusauswirkungen auf Meeres-, Süsswasser- und terrestrische Ökosysteme, über die Zeit integriert, in verlorenen Artenjahren. Menschliche Gesundheit: potenzielle kumulative Lebenszyklusauswirkungen auf die menschliche Gesundheit, in Millionen behinderungsbereinigter Lebensjahre (DALY).

Für die TA-SWISS-Einordnung ist daher weniger entscheidend, welche Nuklearklasse geringfügig günstiger abschneidet, sondern vielmehr, welcher Transformationspfad insgesamt eingeschlagen wird und wie konsequent fossile Energieträger, ineffiziente Endnutzungen und emissionsintensive Lieferketten zurückgedrängt werden. Die LCA-Ergebnisse sollten dabei nicht isoliert als vollständige Nachhaltigkeitsbewertung verstanden werden: Fragen der nuklearen Sicherheit, der konkreten Standortwahl, der langfristigen Entsorgung, der Governance, der gesellschaftlichen Akzeptanz und der rechtlich-regulatorischen Umsetzbarkeit bleiben ergänzende Bewertungsdimensionen des Gesamtberichts.

4.9 Zwischenfazit

Dieses Kapitel untersucht, welche Rolle der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke und Investitionen in neue Kernkraftwerke in einem zukünftigen Schweizer Energiesystem spielen könnten. Neue Nuklearklassen werden dabei weder als unverzichtbare Voraussetzung für die Energiewende noch als unbedeutende Option betrachtet, sondern vielmehr als potenzielle Ergänzung, deren Vorteile von klar definierten Bedingungen abhängen. Im Zentrum stehen nicht isolierte Kraftwerkstechnologien, sondern ihre Wirkungen auf Versorgung, Systemintegration, Kosten, Volkswirtschaft und Umwelt. Die Analyse ist als Was-wäre-wenn-Betrachtung zu verstehen: Sie zeigt nicht, was geschehen wird, sondern was unter definierten Annahmen auf unterschiedlichen Entwicklungspfaden geschehen könnte. Zielsetzung, Abgrenzung und Lesart der Ergebnisse sind in den Abschnitten 4.1 und 4.5 dargestellt.

Methodisch stützt sich Kapitel 4 auf drei Analysebausteine. Das Schweizer TIMES-Energiesystemmodell STEM bildet das Energiesystem langfristig, technologie- und sektorenübergreifend ab und macht Systemzusammenhänge, Zielkonflikte, Technologiesubstitutionen, Flexibilitätsbedarfe und saisonale Versorgungsfragen sichtbar (Abschnitt 4.2.2). GEM-E3-CH ergänzt diese Perspektive um makroökonomische Wirkungen auf das BIP, Strompreise, Investitionen, Konsum, Handel und Wertschöpfung (Abschnitt 4.2.3). Die prospektive Lebenszyklusanalyse bewertet Umweltwirkungen über den Lebenszyklus und berücksichtigt Veränderungen in künftigen Lieferketten (Abschnitt 4.2.4).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die drei Entwicklungspfade sind analytische Vergleichsräume (Abschnitt 4.3). SPS1 – Offene Märkte beschreibt eine international eingebettete Netto-Null-Transformation, SPS2 – Autarkie eine ebenfalls ambitionierte, aber stärker auf eine geringere Importabhängigkeit ausgerichtete Netto-Null-Transformation und SPS4 – Weiter Wie Bisher einen Vergleichspfad für heutige Trends und bereits umgesetzte Politiken. SPS4 – Weiter Wie Bisher ist damit kein Referenzpfad im Sinne einer Prognose, sondern ein Benchmark.

Innerhalb jedes Entwicklungspfads werden sechs Nuklearvarianten untersucht: eine Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke und fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils Investitionen in genau eine Nuklearklasse zugelassen sind. Ob, wann und in welchem Umfang neue Kernkraftkapazität gebaut wird, wird nicht vorgegeben, sondern von STEM endogen als Bestandteil der kostenoptimalen Systementwicklung bestimmt. Jede Nuklearvariante mit einer zugelassenen Nuklearklasse wird mit der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke auf demselben Entwicklungspfad verglichen.

Ergänzend werden Sensitivitätsanalysen zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke, zu den Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, zu OCC und WACC neuer Kernkraftwerke, zu hohen und niedrigen Importpreisen, einschliesslich negativer Sommerimportpreise, zur eingeschränkten Strommarktintegration, zum volkswirtschaftlichen Diskontsatz sowie zu den gesetzlichen Ausbauzielen für die erneuerbare Stromproduktion durchgeführt. Sie prüfen die Robustheit des modellierten Systembeitrags neuer Kernkraft gegenüber zentralen Annahmen und zeigen, welche Aussagen vergleichsweise stabil sind und welche stark vom Systemkontext abhängen (Abschnitte 4.3.6 und 4.6.5).

4.9.1 Energiesystemische Rolle von Langzeitbetrieb und neuer Kernkraft

Aus energiesystemischer Sicht ist die Ausgangslage in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke entscheidend (Abschnitt 4.6.1). Ohne Langzeitbetrieb läuft die heutige Kernkraftflotte bis Mitte der 2040er-Jahre aus: Beznau bis 2032/2033, Gösgen bis 2039 und Leibstadt bis 2044. Gleichzeitig steigen die Elektrifizierung, der Winterstrombedarf sowie die Anforderungen an eine CO_2-arme, gesicherte Versorgung. Die Wasserkraft bleibt das stabile Rückgrat des Stromsystems, während Photovoltaik, Wind, Biomasse, Speicher, Netze und Flexibilität deutlich an Bedeutung gewinnen. Besonders relevant ist die Winterperspektive, weil gesicherte CO_2-arme Erzeugung wegfällt, während Photovoltaik und teilweise auch Wasserkraft saisonal schwächer ausfallen.

Der direkte Beitrag neuer Kernkraft entsteht erst mit ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit, die frühestens um 2050 oder später eintritt (Abschnitt 4.6.2). Die kostenoptimale neue Kernkraftkapazität liegt 2050, je nach Entwicklungspfad und Kostenannahme, bei rund 1,4–3,1 GW in SPS1 – Offene Märkte und rund 1,3–2,2 GW in SPS2 – Autarkie; dies sind Modellergebnisse, keine Ausbauziele. Ohne neue Kernkraft erreichen die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr in

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

SPS1 – Offene Märkte rund 12 TWh im Jahr 2050 und 9,0 TWh im Jahr 2070 (Abschnitt 4.6.3). Neue Kernkraft kann diese Importe deutlich senken; unter mittleren OCC-Annahmen liegen die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr bei den im Jahr 2050 bereits systemwirksamen Nuklearklassen bei rund 8,6–8,8 TWh; bei den später verfügbaren Nuklearklassen sinken sie bis 2070 auf rund 2,0–4,0 TWh. Der Richtwert von 5 TWh dient jedoch nur der Ex-post-Einordnung und stellt keine Modellrestriktion dar. Auch die Jahresbilanz verändert sich: Ohne neue Kernkraft importiert die Schweiz in SPS1 – Offene Märkte 2050 etwas mehr als 15 TWh Strom netto. Unter mittleren OCC-Annahmen liegen die jährlichen Netto-Stromimporte bei den im Jahr 2050 bereits systemwirksamen Nuklearklassen bei rund 9,5 TWh; bis 2070 reichen die Ergebnisse über alle fünf Nuklearklassen von rund 5 TWh Nettoimporten bis zu etwa 1 TWh Nettoexporten. Bei tiefen OCC können weitere Nuklearvarianten bis 2070 Nettoexporte ermöglichen, während die Schweiz bei hohen OCC auch 2070 Nettoimporteurin bleibt.

Neue Kernkraft verdrängt die Wasserkraft kaum; ihre Erzeugung liegt 2050 in SPS1 – Offene Märkte in allen Nuklearvarianten bei knapp 38 TWh, ohne Pumpspeicherwerke. Auch Photovoltaik und Wind bleiben zentral. Ohne neue Kernkraft erreicht die Solarstromproduktion rund 27 TWh im Jahr 2050 und 33 TWh im Jahr 2070; mit neuer Kernkraft liegt die gemeinsame Wind- und Solarstromerzeugung 2070 je nach Nuklearklasse und Verfügbarkeit rund 4–10 TWh tiefer. Gleichzeitig verändert sich die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios: Bei Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen fällt die stationäre Batterieleistung um rund ein Drittel bis die Hälfte geringer aus; auch die V2G-Nutzung, die kurzfristige Lastverschiebung und die Abregelung der erneuerbaren Stromerzeugung können abnehmen. Neue Kernkraft kann vor allem im Winter zur gesicherten Stromversorgung beitragen, muss im Sommer jedoch mit hoher Photovoltaikerzeugung, Exporten, Speichern und flexibler Nachfrage koordiniert werden. Sie ergänzt damit ein diversifiziertes Portfolio aus erneuerbarer Erzeugung, Effizienz, Netzen, Speichern, Flexibilität, Importen und weiteren CO_2-Minderungsoptionen (unterstützt 7.1.2 und 7.1.3).

Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit ist mindestens ebenso wichtig wie die spezifischen OCC-Investitionskosten. Früh verfügbare Nuklearklassen beeinflussen vor 2050 vor allem Investitions-, Planungs- und Erwartungspfade; ihr direkter Strombeitrag beginnt erst mit der Inbetriebnahme. Später verfügbare Nuklearklassen können teilweise von Kostendegression profitieren, entfalten ihren Systemnutzen jedoch erst, nachdem bereits stärker in erneuerbare Erzeugung, Speicher, Netze, Flexibilität und Nachfrageanpassung investiert wurde. Dies zeigt sich in SPS2 – Autarkie, wo später verfügbare Nuklearklassen nicht kostenoptimal gebaut werden. Selbst eine begrenzte Integration in den Strommarkt erhöht im Allgemeinen nicht den Systemwert neuer Kernkraftwerke. Auch eine eingeschränkte Strommarktintegration erhöht den Systemwert neuer Kernkraft nicht generell (Abschnitt 4.6.5.5): Früh verfügbare Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR können während der Anpassungsphase den saisonalen Ausgleich unterstützen, während später verfügbare Nuklearklassen auf ein bereits stärker angepasstes System und auf begrenztere Exportmöglichkeiten treffen. Eine generelle Dominanz einer einzelnen Nuklearklasse ergibt sich nicht (unterstützt 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4 und 7.1.13).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Sensitivitätsanalyse der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion bestätigt diese Pfadabhängigkeit. In den vorläufigen Modellergebnissen verringert der vorgezogene Ausbau der erneuerbaren Erzeugung den später verbleibenden Spielraum für grosse, unteilbare Reaktoren. Die beiden Gen III/III+-Klassen werden unter diesen Annahmen nicht gebaut. Wassergekühlte SMR und AMR bleiben nach 2050 bedingte Optionen, weil sie schrittweise an den verbleibenden Zusatz- und Ersatzbedarf ausgerichtet werden können. Auch modulare Optionen garantieren keinen kostenoptimalen Neubau; Netze, Speicher und Flexibilität bleiben erforderlich (Abschnitt 4.6.5.7; siehe auch 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4 und 7.1.13).

Der Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke dient vor allem als Übergangsoption (Abschnitt 4.6.5.1). Er dämpft den mittelfristigen Wegfall gesicherter Stromerzeugung, reduziert Winterimporte und einzelne Flexibilitätsanforderungen und begrenzt den vorübergehenden Anstieg der Strompreise. In der LTO-Sensitivitätsanalyse für Gösgen und Leibstadt sinken die kumulierten Systemkosten von 2035 bis 2070 je nach Nuklearvariante um rund CHF 10,3–19,4 Mrd. (Preise von 2024). Da LTO zeitlich mit dem früh verfügbaren Neubau überlappt, kann er dessen zusätzlichen Systemwert teilweise reduzieren; später verfügbare Nuklearklassen sind davon weniger unmittelbar betroffen. LTO verschiebt damit den Zeitpunkt und den Umfang ergänzender Investitionen, ersetzt sie jedoch nicht (siehe auch 7.1.2 und 7.1.3).

4.9.2 Sektorkopplung, Importe und Systemkosten

Über die in Abschnitt 4.9.1 dargestellten saisonalen und jährlichen Strombilanzen hinaus beeinflusst neue Kernkraft die Sektorkopplung und die kumulierte Abhängigkeit von Strom und weiteren Energieträgern (Abschnitt 4.6.4). In SPS1 – Offene Märkte kann zusätzliche CO_2-arme Stromerzeugung, insbesondere in Industrie und Gebäuden, eine stärkere direkte Elektrifizierung unterstützen und für die inländische Wasserstoffproduktion eingesetzt werden. Dadurch sinken über den Modellzeitraum die kumulierten Strom- und Wasserstoffimporte sowie, in geringerem Umfang, die Importe synthetischer Energieträger. Gemäss Abb. 18 liegen die kumulierten Stromimporte für den Zeitraum 2035–2070 je nach Nuklearklasse zwischen rund 100 und 150 TWh unter jenen der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke; bis 2055 beträgt die Differenz meist rund 30–50 TWh. Die zusätzliche Elektrifizierung bleibt in SPS1 – Offene Märkte bis 2070 überwiegend im zweistelligen TWh-Bereich, erreicht in SPS2 – Autarkie übersteigt sie bei Nuklearvarianten mit frühzeitig einsetzbaren Nuklearklassen 100 TWh, und fällt in SPS4 – Weiter Wie Bisher deutlich geringer aus.

Die geringeren Importmengen heben Importabhängigkeiten nicht auf, sondern verändern lediglich deren Zusammensetzung. Geringere Strom- und Energieträgerimporte stehen in Konkurrenz mit Abhängigkeiten von Uran, Brennstoffkreislaufdienstleistungen, spezialisierten Komponenten, Fachwissen, Lieferketten und Entsorgungspflichten. Diese unterscheiden sich hinsichtlich Lagerfähigkeit, zeitlicher Kritikalität, geografischer Konzentration und Substituierbarkeit. Strategisch entscheidend sind daher die Diversifizierung und Resilienz des gesamten

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abhängigkeitsportfolios und nicht allein die einzelnen Importmengen (unterstützt 7.1.2, 7.1.9 und 7.1.10).

In SPS1 – Offene Märkte liegen die kumulierten diskontierten Energiesystemkosten für 2035–2070 je nach Nuklearklasse bei rund CHF 4–10 Mrd. (Preise von 2024) bzw. 0,35–0,7 % unter jenen der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke (Abschnitt 4.6.5; Abb. 14). Die grösste Entlastung ergibt sich beim früh verfügbaren wassergekühlten SMR, gefolgt von der früh verfügbaren Gen III/III+-Klasse. Später verfügbare Nuklearklassen können die Kosten ebenfalls senken, wirken jedoch nur über einen kürzeren Zeitraum. Geringere Importkosten und teilweise niedrigere Kosten in den Endverbrauchssektoren überwiegen die zusätzlichen Kosten der inländischen Stromerzeugung. In SPS2 – Autarkie sind die Kosteneffekte geringer und stärker langfristig geprägt, weil dieser Entwicklungspfad bereits in der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke stärker auf inländische Versorgung, Effizienz, Elektrifizierung und geringere Importabhängigkeit ausgerichtet ist.

Importpreise und ihre zeitliche Struktur beeinflussen den kostenoptimalen Ausbau neuer Kernkraftwerke stärker als moderate Veränderungen der Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Bei hohen Importpreisen liegen die neu installierten Kernkraftkapazitäten je nach Nuklearklasse bei rund 2,9–3,5 GW. Bei niedrigen Importpreisen ist die Gen III/III+-Klasse nicht kostenoptimal, während der wassergekühlte SMR, der frühzeitig verfügbar wird, etwa 1,0 GW erreicht. Wassergekühlte SMR und AMR, die zu einem späteren Zeitpunkt verfügbar sind, werden bis 2070 etwa 0,7–0,8 GW erreichen. Hohe Importpreise stärken damit die inländische Erzeugung, führen jedoch zugleich zu höheren Gesamtkosten; niedrige Importpreise senken die Systemkosten, erhöhen aber die Importabhängigkeit.

In der kombinierten Sensitivitätsanalyse mit niedrigen Importpreisen und negativen Sommerimportpreisen werden beide Gen III/III+-Klassen nicht mehr als sinnvoll interpretierbare Neubauoptionen ausgewählt. Der früh verfügbare wassergekühlte SMR erreicht noch rund 1,0 GW, während später verfügbare wassergekühlte SMR und AMR 2070 bei rund 0,7–0,8 GW liegen. Die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr bleiben im Jahr 2070 dennoch bei etwa 10–12 TWh. Sehr tiefe Sommerpreise verringern somit insbesondere den Wert grosser kapitalintensiver Anlagen, beseitigen jedoch weder den Bedarf an gesicherter Winterleistung noch an Flexibilität. Da gleichzeitig sowohl das allgemeine Importpreisniveau als auch die zeitliche Preisstruktur verändert werden, lässt sich der isolierte Einfluss negativer Sommerpreise nicht bestimmen.

Auch die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien beeinflusst das Portfolio, allerdings weniger stark. Bei niedrigen Kosten für Wind- und Photovoltaikanlagen erreicht ihre gemeinsame Stromerzeugung im Jahr 2050 rund 32 TWh und im Jahr 2070 41 TWh. Alle fünf Nuklearklassen bleiben dennoch Bestandteil der kostenoptimalen Lösungen. Höhere Kosten erneuerbarer Energien führen zu höheren ausgewählten Kernkraftkapazitäten, ohne den weiteren Ausbau von Wind und Photovoltaik überflüssig zu machen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei den technologiespezifischen Annahmen wirkt der WACC innerhalb der untersuchten Bandbreiten stärker als moderate OCC-Veränderungen. Bei einem WACC von 5 % erreichen die früh verfügbare Gen III/III+-Klasse und der früh verfügbare wassergekühlte SMR im Jahr 2050 rund 2,9 bzw. 3,3 GW; die später verfügbaren Klassen liegen 2070 bei rund 3,1–3,6 GW. Bei einem WACC von 10 % liegen die früh verfügbaren Klassen bei rund 1,1–1,3 GW und die später verfügbaren Klassen 2070 bei ungefähr 1,1–1,7 GW. Bei medianen OCC bleiben alle fünf Nuklearklassen Teil der kostenoptimalen Lösung. Erst bei der Kombination eines WACC von 10 % mit hohen OCC werden die beiden Gen III/III+-Klassen nicht mehr in nennenswertem Umfang ausgewählt. Finanzierungskosten, spezifische Investitionskosten und Projektrisiken sind daher gemeinsam zu beurteilen. Die absoluten Werte ergeben sich aus der WACC-Sensitivität und den Kapazitäten unter den Basisannahmen mit medianen OCCs.

Davon zu unterscheiden ist die Sensitivitätsanalyse mit einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % statt 2,5 %. Ohne LTO erreichen die früh verfügbare Gen III/III+-Klasse und der früh verfügbare wassergekühlte SMR im Jahr 2050 rund 2,0 bzw. 2,3 GW. Bis 2070 liegen die Kapazitäten der später verfügbaren Klassen zwischen rund 2,1 und 2,7 GW. Der technologiespezifische WACC bleibt unverändert bei 7,5 %. Die Ergebnisse bilden daher eine stärkere Gewichtung zukünftiger Systemkosten und Einsparungen ab und keinen günstigeren Projektfinanzierungsfall.

Die wirtschaftliche Attraktivität neuer Kernkraftwerke hängt damit vom Zusammenspiel von Marktbedingungen sowie Technologie- und Finanzierungskosten ab (Abschnitte 4.6.5.1–4.6.5.7; unterstützt 7.1.2, 7.1.3, 7.1.6 und 7.1.13).

4.9.3 Volkswirtschaftliche Wirkungen und Finanzierungsabgrenzung

Die makroökonomische Analyse ergänzt die Energiesystemperspektive (Abschnitt 4.7). Die modellierten Abweichungen zwischen den Nuklearvarianten bleiben deutlich unter 1 % des BIP pro Jahr und entstehen vor allem durch Strompreise, Investitionen, Konsum, Handel und Wertschöpfung. Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Nuklearklassen weisen in SPS1 – Offene Märkte langfristig einen leicht positiven BIP-Effekt auf. Bis 2070 liegt das BIP rund 0,21–0,25 % über jenem der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke. Bei später verfügbaren Nuklearklassen liegt das BIP um 2050 zunächst rund 0,25–0,35 % tiefer; bis 2070 verbleibt eine Differenz von etwa −0,10 bis −0,15 %. Die Strompreise liegen bei früh verfügbaren Nuklearklassen bis 2070 um rund 0,65–0,75 % unter dem Vergleichsniveau. Später verfügbare Nuklearklassen führen um 2050 zunächst zu rund 0,25–0,4 % höheren Strompreisen; nach etwa 2060 können die Preise unter das Niveau der Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke fallen. Die gesamtwirtschaftlichen Investitionen liegen bei früh verfügbaren Nuklearklassen bis 2070 um rund 0,5–0,6 % höher. Bei den später verfügbaren Kernkraftklassen ergibt sich zunächst um 2050 eine Investitionsdifferenz von etwa −0,07 bis −0,10 %, die bis 2070 auf +0,3 % ansteigt **(Abb. 43–Abb. 45).** Die wirtschaftliche Wirkung neuer Kernkraft bleibt damit

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

begrenzt, ist jedoch innerhalb des umfassenderen Strukturwandels nicht vernachlässigbar (unterstützt 7.1.2 und 7.1.3).

Diese Ergebnisse beschreiben die volkswirtschaftlichen Wirkungen der Nuklearvarianten, nicht die Finanzierbarkeit einzelner Projekte oder künftige Endkundentarife. Die private Finanzierbarkeit hängt zusätzlich von erwarteten Erlösen, Bauzeit- und Kostenrisiken, regulatorischen Verzögerungen, Risikoprämien, Haftung sowie möglichen Förder- und Absicherungsinstrumenten ab. Die ausgewiesenen Strompreise sind vergleichende Modellindikatoren und zeigen weder die künftige Tarifgestaltung noch, ob und in welcher Höhe eine Marktprämie oder ein anderes Förderinstrument erforderlich wäre. Eine Projektfinanzierungsanalyse einschliesslich Markt- und Förderdesign, Risikoteilung, Verteilungswirkungen und rechtlicher Zulässigkeit ist nicht Gegenstand von Kapitel 4 (unterstützt 7.1.4 und 7.1.6; weiterführend Kapitel 6, insbesondere Abschnitt 6.5).

4.9.4 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung

Die Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung ergänzt die energie- und volkswirtschaftlichen Ergebnisse (Abschnitt 4.8). Auf Ebene einzelner Stromerzeugungstechnologien schneiden die untersuchten Vertreter der Nuklearklassen, insbesondere der EPR als Vertreter der Gen III/III+-Klasse und in etwas geringerem Ausmass der wassergekühlte SMR, bei mehreren Indikatoren vergleichsweise günstig ab **(Abb. 49–52** und **Abb. 54).** Ihre Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen liegen im Jahr 2050 bei rund 2–3 g CO_2-Äq./kWh. Auch bei Ökosystemqualität und menschlicher Gesundheit gehören EPR und SMR mit rund 23,4 bzw. 34,3 × 10^{-9} verlorenen Artenjahren/kWh sowie 0,068 bzw. 0,090 µDALY/kWh zur günstigeren Gruppe.

Eine Ausnahme bildet der in **Abb. 54** ausgewiesene Netto-Süsswasserverbrauch von rund 1,02 mL/kWh beim EPR und 4,04 mL/kWh beim wassergekühlten SMR. Dieser Indikator ist nicht mit standortspezifischer Kühlwasserentnahme, thermischer Belastung von Fliessgewässern oder lokalen wasserrechtlichen Anforderungen gleichzusetzen; diese wären bei konkreten Projekten gesondert zu prüfen.

Auf Ebene des gesamten Stromsektors und der Endenergieversorgung ist der Entwicklungspfad wichtiger als die Wahl einer bestimmten Nuklearklasse **(Abb. 55–Abb. 63)**. SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie schneiden in mehreren Wirkungskategorien günstiger ab als SPS4 – Weiter Wie Bisher, weil sie stärker dekarbonisiert und elektrifiziert sind und die fossile Verbrennung stärker reduzieren. Die Streuung zwischen den Entwicklungspfaden reicht je nach Wirkungskategorie von etwa 6 % bis fast 100 %, während sie zwischen den Nuklearvarianten innerhalb desselben Entwicklungspfads meist nur 0,3–3 % beträgt und 5,5 % nicht überschreitet. Neue Kernkraft kann die Umweltbilanz eines ambitionierten Entwicklungspfads ergänzen, einen ökologisch weniger ambitionierten Entwicklungspfad jedoch nicht kompensieren; entscheidend bleibt die Transformation des gesamten Energie- und Endnutzungssystems (unterstützt 7.1.3 und 7.1.7).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

4.9.5 Gesamtbeurteilung und Grenzen der Aussagekraft

Damit zeichnet Kapitel 4 insgesamt ein differenziertes Bild. Neue Kernkraft kann im Schweizer Kontext unter bestimmten Bedingungen einen relevanten zusätzlichen Systembeitrag leisten: vor allem dann, wenn sie rechtzeitig verfügbar ist, ihre Kosten nicht zu hoch ausfallen, Finanzierungs- und Projektrisiken tragbar bleiben, die regulatorischen und institutionellen Voraussetzungen geschaffen werden und ihr Einsatz in ein breiteres, diversifiziertes Transformationskonzept eingebettet ist (unterstützt 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4, 7.1.6 und 7.1.7). Ihr möglicher Nutzen liegt insbesondere in CO_2-armer gesicherter Erzeugung, geringeren Winter- und Jahresimporten, der Unterstützung von Elektrifizierung und Sektorkopplung sowie in begrenzten, aber nicht vernachlässigbaren makroökonomischen Effekten. Gleichzeitig ersetzt neue Kernkraft weder den Ausbau erneuerbarer Energien noch Netze, Speicher, Flexibilität, Nachfrageanpassung, Effizienzsteigerungen und weitere CO_2-Minderungsoptionen.

Die methodischen und inhaltlichen Grenzen dieses Kapitels ändern diese Kernaussagen nicht, sind aber für ihre sachgerechte Interpretation zentral. Es handelt sich um eine szenariobasierte Analyse, nicht um eine Prognose. STEM zeigt Systemzusammenhänge, Zielkonflikte und Technologiesubstitutionen, erfasst jedoch politische, gesellschaftliche, institutionelle und rechtliche Umsetzungshemmnisse nur begrenzt. Die Kopplung zwischen STEM und GEM-E3-CH erfolgt bewusst einseitig; makroökonomische Rückwirkungen werden nicht iterativ in STEM zurückgespielt. Die Finanzierungsabbildung neuer Kernkraft in GEM-E3-CH beruht auf vereinfachenden Annahmen über international verfügbares Kapital und moderate Finanzierungsspannungen; reale projektspezifische Risiken werden damit nur teilweise erfasst. Das Kapitel ersetzt deshalb keine Standortprüfung, keine vollständige Projektfinanzierungsanalyse, keine gesellschaftliche Akzeptanzanalyse und keine rechtlich-regulatorische Realisierbarkeitsprüfung. Sicherheitsnachweise, Haftung, Bewilligungsverfahren, Abfallstrategie, Brennstoffkreislauf, gesellschaftliche Akzeptanz und politische Entscheidungsprozesse werden in den technologischen, gesellschaftlich-politischen und rechtlich-regulatorischen Kapiteln behandelt, insbesondere in Kapitel 3, Abschnitt 5.7 sowie in Abschnitt 6.5.

Gerade diese Abgrenzung macht Kapitel 4 zu einer modellgestützten Grundlage für die Handlungsoptionen: Es zeigt, unter welchen energie-, wirtschafts- und umweltseitigen Bedingungen neue Kernkraft einen Beitrag leisten könnte, aber auch welche Voraussetzungen ausserhalb der Modellierung geklärt werden müssen (siehe auch 7.1.3, 7.1.6, 7.1.7, 7.1.8, 7.1.10 und 7.1.13). Ob neue Kernkraft tatsächlich einen Nutzen entfaltet, hängt nicht von einem einzelnen technischen Versprechen ab, sondern von der Kombination aus Verfügbarkeit, Kosten, Systemkontext, Finanzierung, politischer Umsetzbarkeit und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen. Gerade weil Kapitel 4 diese Bedingungen transparent macht, liefert es eine belastbare Grundlage für eine sachliche politische und gesellschaftliche Diskussion darüber, ob, wann und unter welchen Bedingungen Investitionen in neue Kernkraftwerke in der Schweiz überhaupt eine Rolle spielen könnten. Diese modellgestützte Einordnung bildet die Grundlage für die gesellschaftlich-politische Bewertung in Abschnitt 5.7, die rechtlich-regulatorische Einordnung in Abschnitt 6.5 und die kapitelübergreifenden Handlungsoptionen in Abschnitt 7.1.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5 Gesellschaftliche und politische Dimensionen

Dieses Kapitel verfolgt das Ziel, die gesellschaftliche und politische Sicht der Bevölkerung und der Stakeholder sowohl rückblickend (5.3, 5.5) als auch gegenwärtig (5.4) und vorwärtsblickend (5.6) darzulegen. Zuerst wird der Sicht des wichtigsten Vetospielers in der Kernkraftfrage, der Bevölkerung, Rechnung getragen (5.3–5.4), danach folgt die Betrachtung der möglichen zukünftigen Debatte durch Stakeholder (5.5–5.6).

5.1 Nukleartechnologien aus gesellschaftlicher Perspektive

Im direktdemokratischen System der Schweiz ist die Akzeptanz der Stimmbevölkerung (und allenfalls der Kantone) sowohl bei der Erarbeitung von Politikmassnahmen als auch bei deren Vollzug eine oft zwingende Voraussetzung (Linder, 1987; Sager et al., 2017; Schenk, 2000). Dies gilt auch für den Bau bedeutender Infrastrukturprojekte. So hat sich die Stimmbevölkerung, angefangen mit der Abstimmung zum Bundesbeschluss über die Zuständigkeit des Bundes in Sachen Kernenergie (Art. 24 quinquies BV-alt[19]), bisher zehnmal auf nationaler Ebene zur Kernenergiefrage geäussert. Auf kantonaler Ebene hat das Stimmvolk bereits 42-mal zu Kernkraftthemen Stellung bezogen – wenngleich sich die Bevölkerung auf Kantonsebene nicht zu den Anlagen selbst äussern kann (siehe Abschnitt 5.3.2).

Für den Bau eines neuen Kernkraftwerks wären laut der SCNAT-Expertengruppe, Stand 2025, mindestens drei Volksentscheide notwendig, wobei Abstimmungen zu möglichen Volksinitiativen, die sich gegen die Kernkraft richten, in dieser Angabe nicht mitgerechnet sind (Neu et al., 2025). Jedes einzelne Nein hätte zur Folge, dass kein neues Kernkraftwerk gebaut und bereits laufende Verfahren gestoppt würden. Das bedeutet, dass dieser Stopp beispielsweise auch bei der fünften Abstimmung eintreten kann, nachdem alle vorhergehenden positiv ausgefallen sind. Dabei ist festzustellen, dass das Ergebnis einer Volksentscheidung zu Kernenergiefragen historisch gesehen einem Münzwurf gleicht: In der Bevölkerung halten sich die Gegner und Gegnerinnen sowie die Befürworter und Befürworterinnen der Nuklearenergie etwa die Waage. Der Ausgang jeder einzelnen Abstimmung kann deshalb je nach Entscheid und aktueller Situation einmal für und einmal gegen die Nuklearenergie ausfallen. In der Tat

19 https://www.bj.admin.ch/dam/bj/de/data/staat/gesetzgebung/archiv/bundesverfassung/bv-alt.pdf.download.pdf/bv-alt-d.pdf

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

lässt sich feststellen, dass die Abstimmungsergebnisse in Nuklearfragen knapper ausfallen als im Durchschnitt aller anderen Volksabstimmungen seit 1959 (siehe Abschnitt 5.3.2).

Die Akzeptanz der Kernkraft in der Schweiz lässt sich jedoch nicht ausschliesslich anhand direktdemokratischer Abstimmungen und deren Ergebnissen beurteilen. Eine umfassende Analyse der sozialen Akzeptanz muss weiter und tiefer gehen: weiter, weil die Stimmbevölkerung nur ein zentraler Stakeholder unter anderen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Akteuren ist, die an einem KKW-Projekt arbeiten und zustimmen müssen, und tiefer, weil der Akzeptanz der Stakeholder Faktoren unterschiedlicher Ebenen, Politikfeldern und Wirtschaftssektoren zugrunde liegen (Dermont et al., 2017).

Die relevanten Stakeholdergruppen in der Kernkraft, die auch die Bevölkerungsmeinung mitprägen, sind folgende drei: erstens die organisierten und referendumsfähigen Interessen- und Lobbygruppen (NGOs, Parteien, Verbände), die sich für oder gegen die Nutzung von Kernenergie einsetzen. Zweitens sind jene mit ökonomischen Interessen an der Realisierung von Kernkraftprojekten wichtig, d.h. etwa Investoren und Investorinnen, Betreiberfirmen, Eigentümer und Eigentümerinnen, Versicherungsgesellschaften und Haftpflichtträger. Drittens sind die diversen regulierenden Instanzen (Legislative und Exekutive, inkl. Verwaltung, aller Staatsebenen, dedizierte Behörden wie z.B. das ENSI) eine bedeutsame Akteursgruppe. Diese stellen primär die «Debattenarena» zur Verfügung, aber bei der Vorbereitung von Gesetzesentwürfen und Erstentscheiden (etwa im Falle der Legislative) stehen ihnen dennoch substanzielle Gestaltungsspielräume offen.

Um sowohl der zentralen Rolle der Bevölkerung als «Vetospieler» als auch dem Gewicht organisierter Interessen gerecht zu werden, stehen erstens die Untersuchung der Bevölkerungsmeinung sowie zweitens die eben erwähnte Stakeholderperspektive im Zentrum dieses Kapitels. Im ersten Teil beleuchten wir im Detail die Akzeptanzgrundlagen der Bevölkerung, wobei wir die öffentlichen Debatten zur Kernkraft in der Schweiz, hauptsächlich auf nationaler Ebene, geografisch und zeitlich seit der ersten nationalen Abstimmung zum Thema im Jahr 1957 analysieren. Hierzu stellen wir die folgenden Forschungsfragen:

1. Wie hat sich die Bevölkerungsmeinung zu Kernkraftwerken in der Schweiz entwickelt?
2. Welche Faktoren stehen im Zusammenhang mit der Haltung verschiedener Bevölkerungsgruppen zur Kernkraft heute?

Die darauffolgende Stakeholderaufarbeitung verfolgt die Beantwortung der folgenden Forschungsfragen:

3. Wie ist die heutige Akteurskonstellation der Kernkraftdebatte in der Schweiz entstanden?
4. Wie stehen die zentralen Akteure der Kernkraftdebatte in der Schweiz zur heutigen Situation der Kernkraft in der Schweiz und zu zukünftigen technologischen Entwicklungen in diesem Bereich? Welche Faktoren dürften zukünftige Debatten und Entscheide prägen?

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Kapitel folgt der Unterteilung in die vier oben genannten Forschungsfragen, wobei jedoch vorab kurze Erklärungen zu den Daten und zur Methodik erfolgen.

5.2 Datengrundlagen und Methoden

5.2.1 Die Bevölkerungsperspektive: Entwicklungen über die Zeit und Haltung von Bevölkerungsgruppen

Um die bevölkerungszentrierten Forschungsfragen zur Entwicklung der öffentlichen Meinung zur Kernkraft über die Zeit seit Mitte der 1950er-Jahre zu beantworten, stützen wir uns auf verschiedene Daten:

Repräsentative Umfragen der Schweizer Bevölkerung: Einbezogen wurden sämtliche nach vertiefter Recherche verfügbaren Umfragedaten zur Kernkraft in der Schweiz, sofern sie auf repräsentativen Stichproben basierten. Diese Umfragen weisen unterschiedliche Stichprobengrössen auf und erfassten die Meinungen zu unterschiedlichen Themen rund um die Kernkraft in der Schweiz. Wo möglich, wurden die Daten mit post-stratifizierenden Gewichten verrechnet, um bekannte Abweichungen von der Repräsentativität der Stichproben zu korrigieren. Daten über die Zeit (entweder mehrfache Befragungen der gleichen Personen oder aber die Wiederholung der gleichen Fragen zu verschiedenen Zeitpunkten mit unterschiedlichen Leuten) stammen von:

- Giugni (2004)
- MosaiCH (1994, 1999, 2011, 2020)[20]
- Univox Umwelt (GFS-ZH, 1986–2012; siehe Kriesi, 2017: S. 279)
- Schweizer Haushaltspanel (SHP, 1999–2023)[21]
- Omnibus Umwelt (BFS, 2015, 2019, 2023), Swiss Environmental Panel (SEP)[22]
- Energie-Enquête (EnQ1 und 2, UniBE, 2016, 2017) (Stadelmann-Steffen et al., 2017; Stadelmann-Steffen & Dermont, 2016)
- Sowie die Umfragen aus aktuellen Projekten der Universität Bern: EDGE1 (2022), SURE (2024), SwissSTES (2025) und EDGE2 (2025) (Brückmann et al., 2025; Stadelmann-Steffen et al., 2025).

20 https://forscenter.ch/projekte/mosaich/?lang=de

21 https://forscenter.ch/projekte/swiss-household-panel/?lang=de

22 https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raum-umwelt/wahrnehmung-bevoelkerung.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Insgesamt werden 18 verschiedene Fragen aus 13 Umfragen untersucht. **Tab. 77** im Anhang 8.3.1 listet diese im Detail auf.

Abstimmungsergebnisse aus nationalen und kantonalen Abstimmungen: Es werden die Annahme- und Ablehnungsraten aller relevanten nationalen und kantonalen Abstimmungen herangezogen. Das Auswahlkriterium ist, dass die jeweilige Abstimmungsvorlage die Kernkraft direkt betrifft. Diese Daten sind insofern belastbarer als Umfrageergebnisse, als sie tatsächliches Abstimmungsverhalten messen, während Umfrageergebnisse letztlich hypothetischer Natur sind. Quelle zu den Abstimmungsdaten ist das Center for Research on Direct Democracy (2025)[23].

Die Methoden zur ersten Forschungsfrage (Entwicklung der Bevölkerungsmeinung) sind deskriptiv. Dabei fassen wir das Zahlenmaterial zusammen und stellen es grafisch dar. Für die zweite Forschungsfrage (Erklärungsfaktoren) werden multiple lineare Regressionsanalysen durchgeführt. Als zu erklärende Variablen werden verschiedene Indikatoren verwendet, die Einstellungen zur Kernenergie erfassen, während soziodemografische und sozioökonomische Merkmale sowie politische und themenspezifische Einstellungen als Erklärungsvariablen dienen.

5.2.2 Die Stakeholderperspektive: Entstehung des heutigen Akteurgefüges und Debatte um mögliche Zukünfte

Ziel der dritten und vierten Forschungsfrage ist es, die heutige Akteurskonstellation in der Kernenergiedebatte in der Schweiz historisch herzuleiten und herauszuarbeiten, wie sich die relevanten Akteure die Zukunft der Kernenergie in der Schweiz vorstellen. Es werden folgende Datengrundlagen herbeigezogen:

- **Daten zu Interessengruppen, ökonomischen und regulatorischen Akteuren:** Hierzu führen wir eine Literaturrecherche mit Fokus auf die bevölkerungsmeinungsrelevanten politischen Aspekte der Schweizer Nukleargeschichte durch. Die Hauptquellen sind Kriesi (2017), Kupper (2003) und Wildi (2003).
- **Daten zum und aus dem Workshop zu möglichen Zukünften der Kernenergiedebatte:** Resultate eines Workshops mit 30 teilnehmenden Expertinnen und Experten am 20.1.2026 in Bern.

Die Methodik zur vierten Forschungsfrage wird im Folgenden detaillierter dargelegt.

23 https://c2d.ch/country/CH

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.2.2.1 Stakeholderworkshop: Rahmen und Ziele

Grundlage der technologischen Arbeiten dieses Berichts sind nicht einzelne Technologien, sondern Klassen von Technologieoptionen, die zur besseren Übersicht in drei Reaktorklassen und fünf Anwendungsfälle aufgeteilt wurden (siehe Kapitel 3). Auch in der Planung des Workshops mit Stakeholdern aus verschiedenen Sektoren und mit unterschiedlichen Expertisen haben wir von konkreten (oft noch hypothetischen) Technologieoptionen abstrahiert und uns mit breiteren Dimensionen befasst, die nicht direkt aus dem technologischen und wirtschaftlichen Hintergrund der Technologien abgeleitet sind, sondern vielmehr die gesellschaftliche Debatte betreffen. Von Arbeitspaket 1 (AP1) wurden insbesondere Gen III/III+ und Small Modular Reactors (SMR) als mögliche zukünftige neue Technologieoptionen für die Schweiz benannt (siehe Kap. 3.2.1).

Der Workshop legte den Fokus auf die mögliche zukünftige gesellschaftliche Debatte. Zur Durchführung des Workshops wurde eine Gruppe von Stakeholdern rekrutiert, die eine Übersicht über wichtige Perspektiven repräsentieren sollte. Die gewonnenen Kontakte können mittelfristig auch zum Aufbau eines Netzwerks zur weiteren Bearbeitung des Themas genutzt werden. Hierzu wurde im Anschluss an den Workshop in einer Kurzbefragung auch die Möglichkeit gegeben, Interesse zu bekunden. Die detaillierte Beschreibung des Rekrutierungsprozesses findet sich in **Tab. 78** im Anhang (Absatz 8.3.2). Insgesamt haben 30 Personen aus acht Sektoren am Workshop teilgenommen, davon sechs Frauen (siehe **Tab. 43**).

Tab. 43: Anzahl der Teilnehmenden je Sektor.

Sektor	Anzahl
Behörden	2
Betreiber/Investoren	1
Fachleute	2
Forschungsinstitute/Wissenschaft	6
Institutionen	1
Medien	1
NGOs und zivilgesellschaftliche Organisationen	8
Politische Parteien	1
Wirtschaft und Industrie	8
Total	30

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei der Selektion der Adressaten und Adressatinnen wurde eine ausgewogene Mischung divergierender Ansichten sowie eine explizite Berücksichtigung von Personen aus diversen Sektoren und nicht ausschliesslich aus der Deutschschweiz angestrebt. Schlussendlich spielen jedoch Selbstselektionseffekte eine Rolle, da die Entscheidung, teilzunehmen, bei den angefragten Personen liegt.

Details zur Workshopkonzeption und zum -design finden sich im Anhang (Abschnitt 8.3.5), ebenso wie Anmerkungen zur Auswertung (Abschnitt 8.3.6), die das Verständnis der Ergebnisdarstellung erleichtern.

5.2.2.2 Vorabinterviews

In kurzen Vorabinterviews mit einzelnen Teilnehmenden (TN) wurden zunächst die Erwartungen der TN sowie mögliche Dynamiken während des Workshops ermittelt. Fünf Personen aus verschiedenen Sektoren (Medien, Forschung, Wirtschaft/Industrie, NGO, Behörden) wurden dazu angefragt. Dies sollte einen Einblick in die Präferenzen und Haltungen geben und es erlauben, das Format und Design des Workshops besser an die Bedürfnisse der TN anzupassen. Im Oktober und November 2025 wurden vier Interviews mit Personen aus Wissenschaft, Industrie und Betreibern geführt.

Die Interviewten betonten ihr Interesse an einem undogmatischen Austausch, der neutral und lösungsorientiert über gesellschaftliche Pfade nachdenkt, die zu einer Hinwendung oder Abwendung von der Kernenergie führen können. Alle wünschten sich offene, sachliche und ideologiefreie Diskussionen über die Energiezukunft der Schweiz. Gemeinsam betonten sie die Bedeutung des technologieoffenen Denkens, der gesellschaftlichen Akzeptanz und der Ehrlichkeit gegenüber Zielkonflikten.

Neben politischen und emotionalen Dimensionen (Akzeptanz, Angst, Wohlstand, Entdogmatisierung) wurden auch systemische und wirtschaftliche Perspektiven (Versorgungssicherheit, Marktmechanismen, internationale Zusammenarbeit) eingebracht. Unterschiede zeigen sich im Hinblick auf die mögliche zukünftige Rolle der Kernenergie in der Schweiz: von vorsichtig offen über abwartend bis hin zu klar forschungsorientiert. Einig sind sich alle darin, dass Kooperation, Transparenz und faktenbasierte Szenarienarbeit entscheidend sind, um die Debatte konstruktiv und zukunftsgerichtet zu gestalten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.3 Die Bevölkerungsmeinung zur Kernenergiefrage seit 1957

Kernaussage: Die Schweizer Bevölkerung ist seit der Kaiseraugst-Debatte (Besetzung im April 1975) in der Kernenergiefrage gespalten. Die Konturen verlaufen heute entlang der politischen Links-Rechts-Achse sowie einer ausgeprägten Geschlechterdifferenz. Bevölkerungsumfragen seit 1973 zeigen eine langfristig stabile Spaltung mit episodischen Verschiebungen. Tschernobyl 1986 und Fukushima 2011 verstärkten jeweils die ablehnende Tendenz und prägten den Ausstiegsentscheid (Energiegesetz 2017). Spätestens seit Beginn des Kriegs in der Ukraine 2022 hat das Thema Kernkraft, mit Fokus auf die Versorgungssicherheit und Stromkosten, wieder an Bedeutung gewonnen, ohne dass sich die strukturelle Spaltung jedoch aufgelöst hätte.

5.3.1 Bevölkerungsumfragen über die Zeit

In diesem Kapitel werden die verfügbaren Bevölkerungsumfragen, die sich seit den 1970er-Jahren mit Kernenergie befasst haben, präsentiert. Ziel ist die Erfassung der allgemeinen Stimmung der Bevölkerung gegenüber der Kernkraft über die Zeit.

Um die verschiedenen Umfrageresultate einheitlich darstellen zu können, wurden die Frageskalen zunächst so codiert, dass höhere Werte immer höhere Zustimmung zur Kernkraft bedeuten.[24] In einem zweiten Schritt wurden die Antwortskalen jeweils auf einer Skala von 0 (höchstmögliche Ablehnung) bis 1 (höchstmögliche Zustimmung) standardisiert. Es ist wichtig zu betonen, dass damit nicht alle Datenpunkte direkt miteinander vergleichbar sind. Wie im Methodenteil erläutert und im Anhang dargestellt, variieren die konkreten Fragen nach Umfrage. Beispielsweise wird in manchen Umfragen nach der Unterstützung des Kernkraftausstiegs gefragt, in anderen nach der verlängerten Laufzeit bestehender KKW und in wiederum anderen nach der Akzeptanz des Baus eines neuen KKW. Dank der Standardisierung ist es jedoch möglich, die Abweichungen der Bevölkerungsmeinung bei einer Frage von einer neutralen Position zu vergleichen.

Abb. 62 zeigt die durchschnittlichen Antworten pro Umfrage. Die horizontale Linie bei 0,5 steht dabei für eine neutrale Position gegenüber der Kernkraft, positive Werte oberhalb dieser Linie stellen eine Position zugunsten der Kernenergie dar, während Werte unterhalb der Linie von einer ablehnenden Bevölkerungsmeinung zeugen. Die Gemeinsamkeit der verschiedenen integrierten Fragen, die auf der Grafik abgetragen wurden, liegt darin, dass sie in direktem Zusammenhang mit der Kernenergie in der Schweiz stehen und allesamt eine die Kernkraft befürwortende oder ablehnende Haltung messen.

24 Beispielsweise muss die Zustimmung zu einer atomkritischen Frage als Ablehnung interpretiert werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Per Linie verbundene Punkte bedeuten, dass dieselbe Frage über mehrere Jahre hinweg in derselben Umfrage (Wiederholungen) gestellt wurde. In diesen Fällen lassen sich die gezeigten Mittelwerte also direkt als Trend interpretieren. Die nicht verbundenen Punkte stellen entweder einzelne Fragen oder einzelne Umfragen dar.

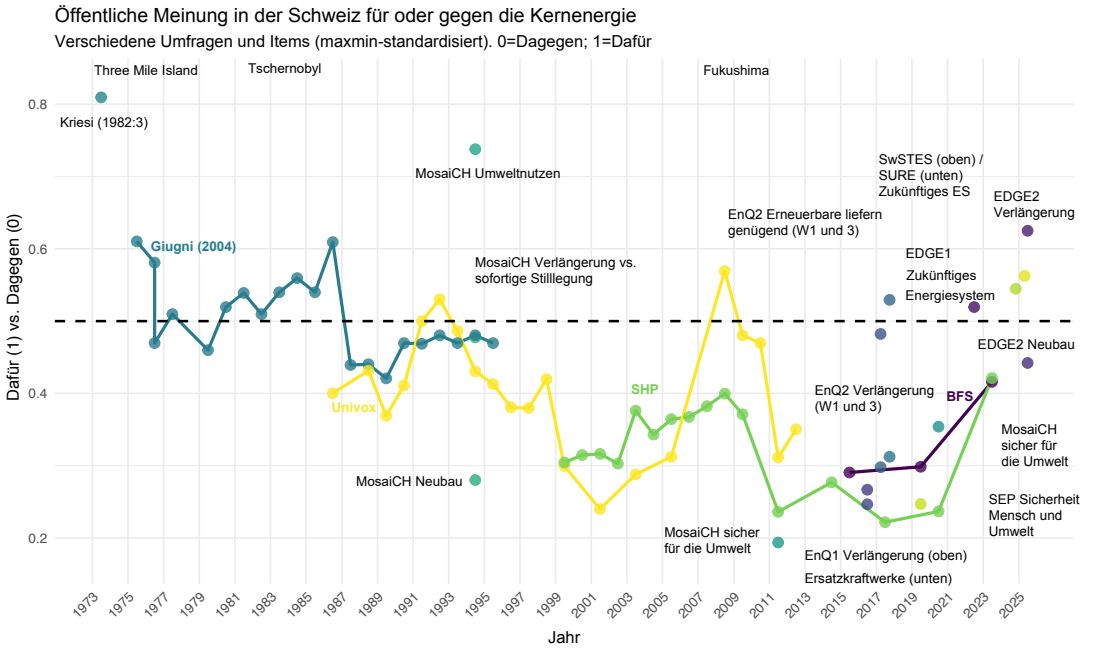


Abb. 62: Die öffentliche Meinung zu Kernkraftfragen in der Schweiz, 1973–2025. Kernkraftbefürwortung = 1, Ablehnung = 0, standardisiert. Dieselbe Frage aus derselben Umfrage über die Zeit wird mit Linien verbunden, alle anderen werden als Einzelpunkte dargestellt. Items und Umfragen in Tab. 77 im Anhang. W = «Welle», ES = «Energiesystem».

Aus **Abb. 62** lassen sich die zwei folgenden Erkenntnisse ziehen:

Erstens deuten die unterschiedlichen Umfragedaten auf eine insgesamt eher skeptische Haltung der Bevölkerung seit den 1990er-Jahren und im Nachgang des Reaktorunglücks in Tschernobyl hin: Dies zeigt sich darin, dass die Mehrheit der Datenpunkte unterhalb der horizontalen Linie liegt, die für eine neutrale Position stehen würde. Die skeptische Tendenz ist insbesondere seit Tschernobyl (1986) und bis zur Energiestrategie 2050 (2012/17) zu beobachten (die Umfrage 1986 wurde vor der Tschernobyl-Katastrophe durchgeführt). Bis Tschernobyl war die Zustimmung demgegenüber teilweise über 50 %, bei MosaiCH 1994 wird der Umweltnutzen im Schnitt noch sehr positiv bewertet.

Zweitens zeigt sich eine Bedeutungsveränderung seit dem Beginn des Kriegs in der Ukraine. Die Kernkraft hat in der öffentlichen Meinung seit dem Energiepreisschock im Herbst 2022 an Bedeutung gewonnen, bleibt aber zumeist in der Tendenz negativ. Die Veränderung zeigt sich

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

sowohl an den höheren Zustimmungswerten für die Kernenergie als auch an der Veränderung in den relevanten Beurteilungsdimensionen der Bevölkerung – die Sicherheit der Kernenergie für Mensch und Umwelt verliert an Bedeutung, die Versorgungssicherheit legt zu.

Was die Technologiezustimmung angeht, wird ein Langzeitbetrieb bzw. die generelle Akzeptanz der Weiterführung der Kernkraft in der Schweiz generell positiver eingeschätzt als ein Neubau. Dieser Unterschied kann mehrere Gründe haben. Erstens ist die Frage nach einem Neubau konkreter und eine grössere Veränderung gegenüber dem Status quo im Vergleich zur allgemeinen Zustimmung zur Nutzung der Nuklearenergie oder dem Langzeitbetrieb bestehender KKW. Das beobachtbare Muster entspricht deshalb einer etablierten Erkenntnis aus der Akzeptanzforschung, wonach die Zustimmung zu Technologien im Allgemeinen sowie die Weiternutzung bestehender Anlagen höher ausfällt als die Akzeptanz konkreter und neuer Anlagen (Dermont et al., 2017; Wüstenhagen et al., 2007). Eine zweite Interpretation ist, dass der Entscheid für einen sanften Ausstieg von 2017 in der Bevölkerung immer noch grosse Unterstützung geniesst, was sich darin zeigt, dass der Langzeitbetrieb im Sinne dieses langsamen Ausstiegs nach wie vor befürwortet wird, während der Widerstand gegenüber einem Wiedereinstieg, d.h. einem neuen KKW, grösser ist. Schliesslich könnte die Unterstützung für den Langzeitbetrieb auch darauf hindeuten, dass in der Bevölkerung Zweifel daran bestehen, ob der Ausbau der erneuerbaren Energien schnell genug umsetzbar ist. Der Zuspruch für einen längeren Rückgriff auf die Kernkraft könnte eine Konsequenz dieser Unsicherheit sein, ohne dass damit eine Unterstützung für den Wiedereinstieg und neue KKW verbunden ist.

Was die Verschiebung der relevanten Beurteilungsdimensionen angeht, ist das meinungsmachende Thema im Zusammenhang mit Kernenergie nicht länger die Sicherheitsdebatte (bzw. Entsorgung), sondern die Versorgungssicherheit und die damit verbundene Frage, welchen Beitrag die Kernkraftwerke dazu leisten können. Es ist allerdings zu betonen, dass das Thema nicht gänzlich neu ist. Die Bevölkerung wurde jedoch in früheren Umfragen nicht dazu befragt, was die Folgerung bestärkt, dass dieser Aspekt als politisch weniger relevant eingestuft wurde. Insgesamt sieht man also den diskursiven Wandel nicht nur in den Antworten, sondern auch in den in Umfragen gestellten Fragen.

5.3.2 Abstimmungen auf Bundes- und kantonaler Ebene

Während in Umfragen geäusserte Meinungen, wie oben diskutiert, immer eine gewisse Unschärfe aufweisen und oft nicht direkt mit entsprechendem Verhalten in der Realität einhergehen, bieten Abstimmungen auf Bundes- und Kantonsebene die Möglichkeit, tatsächlich geäusserte Präferenzen, also das Verhalten bei Abstimmungen, zu messen. Dabei gilt es zu unterscheiden zwischen den Regierungsebenen, die in Fragen der Kernkraft gänzlich unterschiedliche Kompetenzen aufweisen: Während der Bund seit dem Kernenergiegesetz 1959 unter Ausschluss der Kantone für die Planung und Bewilligung solcher Anlagen sowie für den Strahlenschutz zuständig ist, kann sich die kantonale Stimmbevölkerung insbesondere im Rahmen ihrer raumplanerischen Zuständigkeiten für Hilfsbauwerke, Belieferungs- und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Entsorgungsinfrastruktur äussern. Entsprechend unterscheiden sich auch die Themen und Fragestellungen, über die die Bevölkerung in Abstimmungen auf nationaler bzw. kantonaler Ebene entscheiden kann.

Auf nationaler Ebene wurden bisher zehn Abstimmungen mit direktem Bezug zur Kernkraft abgehalten.[25] Die erste Abstimmung 1957 befasste sich allerdings nicht materiell mit dem Thema, sondern mit der Kompetenzordnung in Sachen Kernenergie und Strahlenschutz. Die Stimmbevölkerung hat sich bisher sieben Mal zugunsten der Kernenergie entschieden und zweimal dagegen.[26] Dies scheint im Widerspruch zu den Befunden der Bevölkerungsbefragungen zu stehen, die von einer geteilten Bevölkerungsmeinung zeugen. Allerdings muss festgehalten werden, dass sieben der zehn Abstimmungen Volksinitiativen waren, welche sowohl das Bevölkerungs- als auch das Ständemehr erfordert haben und oft verhältnismässig radikale Forderungen gegen die Kernenergie stellten (wie etwa der sofortige Atomausstieg) und entsprechend generell niedrige Erfolgschancen hatten. In diesem Sinne bedeuteten die Entscheide zugunsten der Kernkraft in erster Linie die Ablehnung eines raschen oder klar terminierten Ausstiegs (siehe auch Kriesi, 2017, und Abschnitt 5.3.3).

Nun zu den einzelnen Volksabstimmungen: Der Bundesbeschluss von 1979 war als informeller Gegenvorschlag zur Initiative zur «Wahrung der Volksrechte und Sicherheit beim Bau und Betrieb von Atomanlagen» gedacht und kam im Mai 1979 zur Abstimmung, nachdem die Initiative mit 48,8 % Zustimmung (und 9:14 Kantonen) knapp abgelehnt wurde.[27] Im September 1990 folgten gleich zwei Initiativen, wobei die eine den Ausstieg aus der Kernkraft forderte (45,5 % Zustimmung) und die andere, ein Moratorium zur Planung und zum Bau von neuen Kernkraftwerken über zehn Jahre, mit 52,8 % angenommen wurde.[28] In dieser Abstimmung fiel mit 19,5 Ja stimmenden Kantonen (dagegen: AG, AI, TG, VS) auch das Ständemehr klar aus. Dieses Moratorium lief im Jahr 2000 aus, und dessen 10-jährige Verlängerung wurde, wiederum gemeinsam mit einer anderen (schrittweisen) Ausstiegsinitiative, im Mai 2003 der Bevölkerung unterbreitet, wobei jedoch beide Initiativen abgelehnt wurden. Im September 2016 wurde erneut über einen Ausstieg abgestimmt (diesmal mit fix definierten Ausserbetriebnahmedaten), jedoch im Hinblick auf die Debatte um die Energiestrategie 2050, die den sanften Kernenergieausstieg vorsah, abgelehnt. Im Mai 2017 wurde der Ausstieg über die Annahme der Energiestrategie 2050 – ein Post-Fukushima-Projekt – mit 58,2 % angenommen. Selbst wenn bei dieser Referendumsvorlage ein Ständemehr gegolten hätte, wäre es mit 22:4 Kantonen ein komfortables Durchkommen geworden. Interessant ist wiederum aber, dass der Kanton Aargau als Standortkanton der Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Leibstadt gegen

---

25 Für eine umfassendere Übersicht, s. Kriesi, 2017.

26 Von der Zählweise ausgeschlossen sind jene Abstimmungen, die als Folge der Energiestrategie implizit den Ausstieg unterstützten bzw. explizit die Energiewende mit (neuen) erneuerbaren Energien weiter definierten und festigten (z.B. Abstimmung zum Mantelerlass «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» im Juni 2024 oder auch die Abstimmung zum Klima- und Innovationsgesetz im Juni 2023. Der Kanton Aargau hat beide Vorlagen der Mehrheit folgend angenommen, s. https://www.bk.admin.ch/ch/d/pore/va/vab_2_2_4_1_2021_2030.html).

27 https://anneepolitique.swiss/APS/de/APS_1979/APS1979_I_6_a_2_print.html

28 https://swissvotes.ch/vote/366.00

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

den Ausstieg stimmte (48,2 % Jastimmen). Der Kanton Solothurn mit dem Standort Gösgen-Däniken nahm die Vorlage hingegen knapp an (50,8 % Jastimmen).[29]

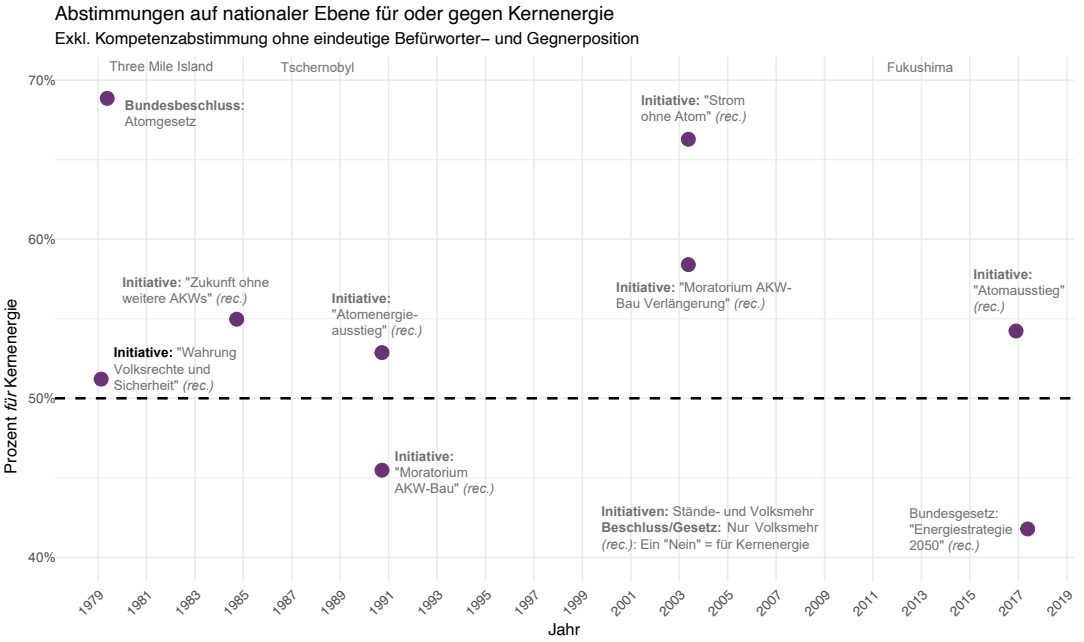


Abb. 63: Die Abstimmungsraten der Schweizer Stimmbevölkerung im Sinne der Kernenergie in allen nationalen Abstimmungen mit direktem Bezug zur Kernkraft in der Schweiz. Leere oder ungültige Stimmen wurden nicht gezählt. Die Abstimmung von 1959 wurde als Abstimmung zur Kompetenzverteilung nicht mitgezählt, da die Zustimmung/Ablehnung der Kompetenzordnung nicht als Positionsbezug zur Kernkraft gewertet werden kann.

Auf kantonaler Ebene zeigt **Abb. 64** die grosse Divergenz der Abstimmungsausgänge: Die kernkraftbefürwortenden Stimmenanteile variieren zwischen 10 und 73 %. Die Kantone äusserten sich zu vielerlei Themen, wobei das Raumplanerische und Konsultative sowie Fragen der Kompetenzordnung überwiegen. Beispielsweise konnte sich die Stimmbevölkerung in einigen Kantonen im Rahmen von Stellungnahmen zu Entwicklungen des Sachplans zu Endlagerstätten für nukleare Abfälle konsultativ äussern (z.B. JU 2018, NW 2018). Teilweise unterlagen auch Vernehmlassungseingaben eines Kantons zum Zwischenlager in Würenlingen dem fakultativen Referendum (z.B. BE, VD und ZH 1983/1991) oder wurden gar dem obligatorischen Referendum unterstellt (BE, VD, SG 1981, SO 1982, JU 1983). Weitere Abstimmungen fanden zur Beteiligung des Kantons als Mitinhaber einer KKW-Betreiberfirma (BS 1973) oder zu dahingehenden Änderungen in den kantonalen Energiegesetzen statt

29 Die BKW hatte für das KKW Mühleberg bereits 2013 final entschieden, dass dieses Kraftwerk Ende 2019 definitiv vom Netz genommen würde, weshalb der Standortkanton Bern nicht knapp entschied (s. https://www.nzz.ch/schweiz/akw-muehleberg-soll-2019-vom-netz-genommen-werden-ld.830611).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

(z.B. NW 2010). Auch in Bezug auf die Betriebsbefristung von Anlagen auf kantonalen Territorien fand eine Abstimmung statt (BE 2011). Weiter wurden Volksinitiativen zur Ergreifung einer Standesinitiative (SO 1987) oder generell gegen Kernkraft (z.B. BE 2000, 2014) oder Endlagerstätten (SH 1983) bereits mehrfach lanciert.

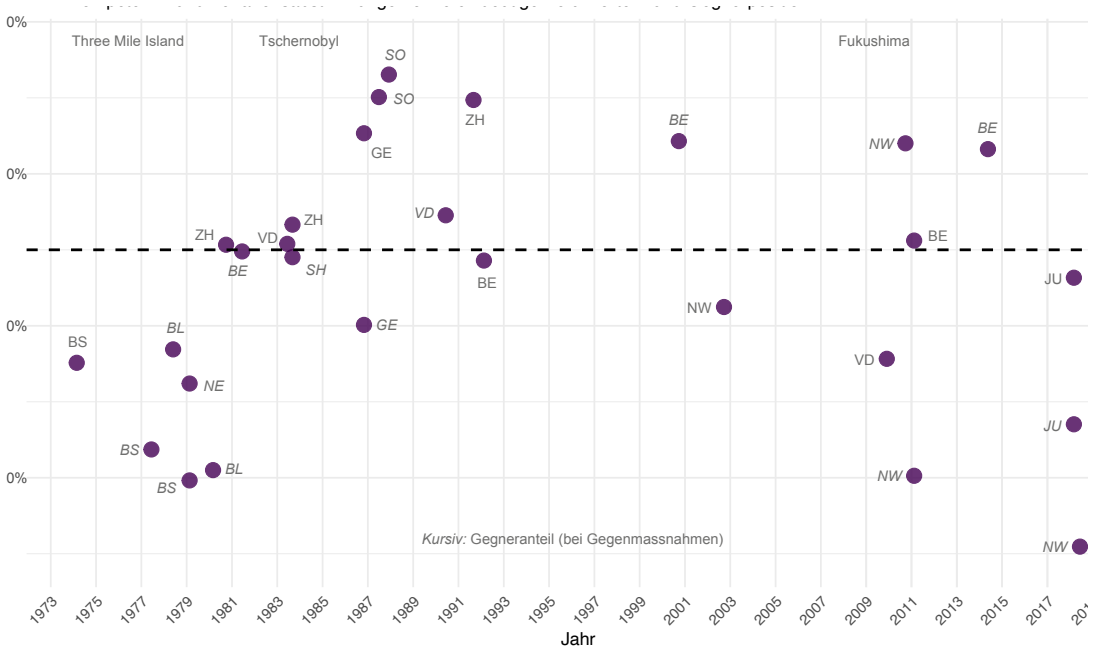


Abb. 64: Die Abstimmungsraten der kantonalen Stimmbevölkerungen im Sinne der Kernenergie in allen kantonalen Abstimmungen mit direktem Bezug zur Kernkraft in der Schweiz. Leere oder ungültige Stimmen wurden nicht gezählt.

Insgesamt wurden auf kantonaler Ebene damit bisher 42 Abstimmungen mit Bezug zur Kernkraft abgehalten, wobei nur in 26 Fällen klar eine kernkraftbefürwortende und eine -gegnerische Position auszumachen ist. Deshalb werden in **Abb. 64** nur diese dargestellt. Erstaunlich ist, dass sich die drei Katastrophen von «Three Mile Island» (1979), Tschernobyl (1986) und Fukushima (2011) kaum als tiefgreifende Ereignisse in der kantonalen Politik erkennen lassen – im Gegensatz zur nationalen Ebene. Auf kantonaler Ebene zeigt sich entsprechend auch kein Trend zur Annahme oder Ablehnung von kernenergieverwandten Abstimmungen im Zeitverlauf. Vielmehr zeugt die grosse Varianz in den Abstimmungsresultaten davon, dass die Zustimmung und Ablehnung im Bereich Kernenergie stark davon abhängen, was genau zur Debatte steht.

Tab. 44 stellt die Abstimmungen mit Nuklearenergiebezug allen anderen Abstimmungsthemen seit 1957 gegenüber (Stand Februar 2025). Seit 1.1.1957 fanden 509 Abstimmungen auf

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bundesebene und 5719 Abstimmungen auf kantonaler Ebene statt.[30] Mit 10 respektive 42 Abstimmungen auf nationaler und kantonaler Ebene im Kernenergiebereich kann also nicht von «besonders reger» Abstimmungstätigkeit in diesem Bereich gesprochen werden.

Tab. 44: Alle Abstimmungen im Vergleich zu Abstimmungen im Zusammenhang mit Kernkraft (KK) in der Schweiz seit 1957 auf nationaler und kantonaler Ebene (ohne Landsgemeindenresultate).

			Gewinner-marge in %	Stimm-beteiligung in %	Dafür in %	Dagegen in %	Az. Vorlagen
National	alle ABst.	ø	14,6	44,3			509
Kantonal	alle ABst.	ø	17,1	40,4			5719
National	KK	ø	7,7	44,3	54,9	45,1	10
Kantonal	KK	ø	14,0	37,3	44,2	55,8	42

Die Gewinnerinnen und Gewinner aller nationalen Abstimmungen seit 1957 haben im Schnitt mit 64,6 %, d.h. einer Marge von 14,6 %, die Abstimmung für sich entschieden. Bei kantonalen Abstimmungen ist die durchschnittliche Gewinnmarge sogar bei 17,1 %. Dies zeigt, dass aus vielen Abstimmungen ein relativ klares Ja oder Nein resultiert. Der Blick auf die Auswertung der Abstimmungen mit Kernenergiebezug zeigt nun, dass die Gewinnmargen über 50 % bei diesem Thema enger sind: Im Schnitt wird eine nationale Abstimmung in einer Kernenergiefrage nur mit einer Marge von 7,7 % über 50 % gewonnen oder verloren (auf kantonaler Ebene mit 50+14 %). Zählt man anstatt Gewinnmargen den durchschnittlichen Stimmenanteil der Kernkraftbefürworterinnen und -befürworter und -gegnerinnen und -gegner, so stimmten auf nationaler Ebene im Schnitt 54,9 % im Sinne der Kernenergie, dagegen waren im Schnitt 45,1 %. Auf kantonaler Ebene ist die durchschnittliche Befürwortung/Ablehnung der Kernenergie gerade umgekehrt: Wo sich auf nationaler Ebene ein positiver Schnitt für die Kernenergie erkennen lässt, liegt die durchschnittliche Befürwortung auf kantonaler Ebene unter 50 %, d.h. im Schnitt ablehnend.

5.3.3 Wendepunkte der öffentlichen Meinung

Im Gegensatz zu kantonalen Entscheiden, die nicht systematisch von Katastrophenmomenten beeinflusst zu sein scheinen, hat sich die nationale Politik eindeutig von Tschernobyl und Fukushima inspirieren lassen. Kriesi (2017) hat die Politikentwicklung bis 2016 in vier «Wendepunkte» aufgeteilt, welche im Folgenden als Grundlage dienen und durch einen fünften ergänzt werden:

30 Abstimmungen an Landsgemeinden sind hier mitgezählt, aber dafür liegen keine Daten zur Annahme/Ablehnung vor.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Wendepunkt 1: Kaiseraugst

Kriesi (2017: S. 264) schreibt, dass erste Anzeichen für einen gewissen Unmut bei der Bevölkerung gegenüber der Kernenergie in der Schweiz gegen Ende 1960 in Basel und Genf, bezogen auf die jeweiligen Projekte in Kaiseraugst (BL) und Verbois (GE), sichtbar wurden. Er führt weiter aus, dass insbesondere die Nähe zu existierenden Projekten im Ausland (Fessenheim (F) und Wyhl/Schwörstadt (D) für Basel sowie Crey-Malville für Genf den Ausschlag für eine soziale Mobilisierung gegeben haben könnte. Höhepunkt war die 11-wöchige Besetzung des Areals Kaiseraugst April–Juli 1975, bei dem am 1. April der Start der Bauarbeiten geplant gewesen war.

Die Besetzung und die darauffolgenden Verhandlungen der Besetzerinnen und Besetzer mit dem Bund führten zum Durchbruch von einer regionalen zur nationalen sozialen Bewegung (Kriesi, 2017: S. 264), wenngleich die Besetzerinnen und Besetzer sich in radikalere und gemässigte Interessengruppen teilten. Der gemässigtere Flügel lancierte u.a. die Initiative «Wahrung der Volksrechte und Sicherheit beim Bau und Betrieb von Atomanlagen», welche den Bau zwar nicht formell verboten, aber faktisch verunmöglicht hätte. Die Initiative wurde 1979 zwar knapp abgelehnt, parallel dazu erarbeitete das Parlament aber auch einen informellen Gegenentwurf, der strengere Regeln bei der Bewilligung und das Unterstellen eines Kraftwerkprojekts unter das fakultative Referendum vorsah und mit grosser Mehrheit kurz nach der Initiativabstimmung angenommen wurde (Kriesi, 2017: S. 265). Eine Initiative des radikaleren Flügels der Antiatombewegung verpasste die notwendige Anzahl Unterschriften und eine Initiative der Moderaten zum geregelten Ausstieg aus der Kernenergie wurde 1984 von der Stimmbevölkerung und den Kantonen verworfen.

Wendepunkt 2: Tschernobyl

Der Unfall in Tschernobyl im April 1986 erneuerte die Mobilisierungskraft der Antiatombewegung frappant (Kriesi, 2017: S. 266 f.): Es entstanden zwei Initiativen, eine Ausstiegsinitiative und eine Initiative zum 10-jährigen Moratorium für einen Neubau. Letztere wurde zur Überraschung vieler von der Bevölkerung und den Kantonen 1990 angenommen. Aber Tschernobyl führte auch dazu, dass das mit Kosten und planerischen Schwierigkeiten geplagte Projekt Kaiseraugst 1989 formell abgebrochen wurde. Bis dahin erhielten auch die Projekte bei Graben (BE) und Verbois (GE) nie eine Baubewilligung.

Zwei weitere Initiativen zum Atomausstieg und zur Verlängerung des 10-Jahre-Moratoriums wurden 1998 eingereicht, aber erst 2003 befanden Stimmvolk und Kantone darüber und entschieden sich klar zugunsten der Kernkraft, also gegen die Moratoriumsverlängerung und gegen den Ausstieg. Im Jahr 2003 wurde ebenfalls das neue Kernenergiegesetz (KEG, vormals «Atomgesetz») von der Bundesversammlung verabschiedet (Kriesi, 2017: S. 268).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kriesi (2017) diskutiert die Gründe für die Ablehnung beider Initiativen (und deren Wegbereitung für zukünftige Kernkraftwerke) nicht als materiellen Gesinnungswandel der Schweizer Bevölkerung gegenüber der Kernkraft. Basierend auf dem Vergleich zwischen den Abstimmungen von 1984, 1990 und 2003 von Utz (2009) zeigt er, dass die Ablehnung dem tiefen Bekanntheitsgrad der Vorlagen geschuldet ist. Dies liege daran, so Kriesi (2017), dass über die Vorlagen gleichzeitig mit fünf anderen Initiativen und zwei Behördenvorlagen abgestimmt wurde und die Gegenkampagne für ein «7 Mal Nein und 2 Mal Ja» (Initiativen und Behördenvorlagen) warben. Gleichzeitig zeigen die Analysen der Nachabstimmungsbefragungen (Vox-Analysen) nach 1984, 1990 und 2003 sogar auf, dass 2003 die Kernkraftbefürwortung noch niedriger war als in den früheren Umfragen.

Wendepunkt 3: Post-Moratorium

Nachdem der Bau neuer Kernkraftwerke nach Ablauf des Moratoriums nun wieder möglich war und das neue Gesetz mit wenigen Konzessionen an die Gegnerschaften (z.B. Moratorium zur Wiederaufbereitung von Abfällen aus der Kernenergie) 2003 in Kraft trat,[31] begann die Elektrizitätswirtschaft sich um neue Gesuche für Kernkraftwerke zu kümmern. 2008 verabschiedete das Parlament das Kernenergiehaftpflichtgesetz und stützte damit – zusammen mit der Verwaltung – das Bild der Notwendigkeit neuer zukünftiger Kraftwerke (Wildi, 2003: S. 268 f.). Die Gesuche wurden geprüft und die Industrie wurde gebeten, sich auf zwei Projekte zu beschränken. Im November 2010 wurde deren Rahmenbewilligung in Aussicht gestellt und in die Vernehmlassung gebracht. Kurz vor der Katastrophe in Fukushima hielt der Kanton Bern eine konsultative Abstimmung zum Neubau eines Projekts bei Mühleberg ab, in der sich die Bevölkerung knapp für ein neues KKW bei Mühleberg aussprach.

Wendepunkt 4: Fukushima

Die Katastrophe in Fukushima im Frühjahr 2011 führte unmittelbar dazu, dass das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) die Weiterbearbeitung der Rahmenbewilligungsgesuche unterbrach und gebeten wurde, die Sicherheit des Schweizer Kraftwerkparks im Lichte dieser Katastrophe zu prüfen. Weiter lancierten die Grünen wiederum eine Ausstiegsinitiative, diesmal mit einem fixen Abschaltdatum aller KKW im Jahr 2029. Im Mai 2011 entschied sich auch der Bundesrat für einen «geordneten» Ausstieg aus der Kernenergie und liess die Energiestrategie 2050 erarbeiten. Diese sieht keine fixen Laufzeiten vor, sondern erfordert lediglich ein Langzeitbetriebskonzept, wenn das Kraftwerk älter als 40 Jahre geworden ist. Die Ausstiegsinitiative kam nach der parlamentarischen Verabschiedung der Energiestrategie 2050 zur Abstimmung und wurde mit 54,2 % abgelehnt, während jedoch die

31 Inkl. einer um zwei Jahre verspäteten, überkomplexen Verordnung von 2005.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Energiestrategie 2050 inklusive des weichen Nuklearausstiegs (Eder & Stadelmann-Steffen, 2023) im Mai 2017 mit 58,2 % angenommen wurde.

Wendepunkt 5: Krieg in der Ukraine

Der Krieg in der Ukraine und die damit verbundene Energiekrise brachten das Thema der Energiesicherheit zuoberst auf die politische Agenda (Stadelmann-Steffen et al., 2026). Die Schweizerische Volkspartei (SVP), die schon das Referendum gegen die Energiestrategie 2050 ergriffen und verloren hatte, sah in der Vorbereitung auf den Winter 2022/2023 mit den Turbulenzen auf dem europäischen Gasmarkt ein politisches «Window of Opportunity», um eine Initiative zu lancieren, die den Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz wieder zulassen sollte. Diese nennt die Nuklearenergie allerdings nicht direkt, sondern spricht von der «Zulässigkeit aller klimaschonenden Arten der Stromerzeugung». Damit bezieht sich die Partei explizit auf das Klimaargument mit dem Ziel, eine «nukleare Renaissance» (Hultman, 2011) einzuleiten. Die Initiative wurde im Februar 2024 eingereicht. Im August 2024 beschloss der Bundesrat, der Initiative einen indirekten Gegenvorschlag entgegenzusetzen, der den zentralen Punkt durch die Streichung des KKW-Neubauverbots im Kernenergiegesetz umsetzt.[32] Dieser Vorschlag wurde im Juni 2026 vom Parlament angenommen; dies nach einer langen und umstrittenen Debatte, in der nicht zuletzt die Finanzierung von allfälligen neuen KKW im Zentrum stand.[33] Während das Initiativkommittee der Blackout-Initiative diese nach dem Parlamentsentscheid bedingt zurückzog, kündete eine links-grüne Allianz mit Teilen der Mitte das Referendum an. Gegenvorschlag und Initiative sind damit Ausdruck eines neuen Framings der Kernkraft im Kontext der Energiesicherheit und Energieunabhängigkeit, das vor dem Krieg in der Ukraine in der Öffentlichkeit selten Thema war.

Dieses neue Framing dürfte im Zusammenhang mit den neuen bilateralen Abkommen mit der EU, insbesondere dem Stromabkommen, weiter relevant bleiben.[34] Neu et al. (2025) legen dar, dass die Nicht-Einbindung in den europäischen Strommarkt, die bei einer Ablehnung des Stromabkommens resultieren würde, die Bedingungen für die Kernenergie wesentlich beeinflussen würde. Insbesondere könnte das EU-Stromnetz nicht länger als Back-up für Ausfälle von KKW (oder anderen grossen Kraftwerken) dienen, sondern die Schweiz müsste für diese Situationen Reservekapazitäten in der Grössenordnung des grössten Kraftwerks selbst bereitstellen.

32 https://www.news.admin.ch/de/nsb?id=103654

33 https://www.parlament.ch/de/services/news/Seiten/2026/20260618124722146194158159026_bsd095.aspx

34 https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/paquetsuisseue.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.4 Welche Faktoren prägen das heutige Stimmungsbild der Schweizer Stimmbevölkerung zur Kernkraft im Detail?

5.4.1 Die Akzeptanz von Langzeitbetrieb und Neubau im Vergleich

Kernaussage: Die EDGE 2-Umfrage (Mai bis Juli 2025) zeigt, dass im Vergleich der Stromerzeugungstechnologien der Neubau von KKW am negativsten bewertet wird (Mittelwert −0,46 auf einer Skala von −4 bis +4), während längere Laufzeiten für bestehende Anlagen deutlich höhere Zustimmung erfahren (Mittelwert +0,38 auf derselben Skala). Über den mehrstufigen Abstimmungsweg (Neubauverbot, Finanzierung, Rahmenbewilligung) hinweg würde das Erreichen stabiler Mehrheiten für einen Neubau aus heutiger Sicht eine Herausforderung darstellen.

Wie bereits angesprochen, hat sich die Debatte um die Zukunftsfähigkeit der Kernkraft in der Schweiz jüngst verändert: In der öffentlichen Debatte hat die Sicherheit solcher Anlagen für Mensch und Umwelt sowie die Entsorgungsthematik im Vergleich zum Beitrag der Kernkraft zur Stromversorgungssicherheit an Bedeutung verloren. Dabei wird die Beständigkeit der Stromproduktion aus Nuklearenergie als wesentliche Stärke hervorgehoben, welche sie insbesondere von der wetter- und saisonabhängigen Produktion von erneuerbaren Energien wie solarer Photovoltaik und Wind unterscheidet. Es ist festzuhalten, dass der Beitrag der Kernkraft zur Energiesicherheit und ihre Rolle im zukünftigen Energiesystem in der Wissenschaft weit differenzierter diskutiert wird (siehe Neu et al., 2025). Von gegnerischer Seite wird angefügt, dass die Debatte um «neue» Kernenergie die (mehrfach vom Volk bestätigte) Energiestrategie sabotiere (Epprecht & Hälg, 2025).

Für die anstehenden politischen Entscheide über die Kernenergie wird es nicht in erster Linie darum gehen, welche Argumente für oder gegen die Kernenergie aus wissenschaftlicher Sicht zu priorisieren sind, sondern wie die Vor- und Nachteile der Kernenergie in der Bevölkerung wahrgenommen und gewichtet sowie von politischen Akteurinnen und Akteuren mobilisiert werden (Tuler & Webler, 2024). Deshalb ist die Analyse der Bevölkerungsmeinung höchst relevant. Eine der wesentlichen Unterscheidungen ist dabei jene zwischen der Unterstützung für einen KKW-Neubau und der Verlängerung des Betriebs existierender Kernkraftwerke.

Zur Erforschung der Bevölkerungsmeinungen zu dieser Frage hat die repräsentative Umfrage EDGE 2 (Erhebungszeitraum Mai–Juli 2025, 1897 Teilnehmende) die Teilnehmenden um ihre Einschätzung zu folgender Frage gebeten: «Inwiefern sind Sie persönlich für oder gegen den Ausbau folgender Elektrizitätsanlagen in der Schweiz?» Dabei wurden ihnen vier Optionen vorgelegt: Alpine-PV-Anlagen, Windenergieanlagen, der Langzeitbetrieb existierender KKWs und der Neubau von KKWs. Diese Optionen konnten die Teilnehmenden auf einer Skala von

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

−4 (stark dagegen) bis +4 (stark dafür) bewerten. Der Vorteil dieser Fragestellung ist, dass die Befragten gleichzeitig weitere, ebenfalls durchaus umstrittene Alternativen zur Kernenergie bewerten konnten, was die Frage realistischer macht.

Die Ergebnisse werden in **Abb. 65** dargestellt. Die Mittelwerte (schwarze vertikale Linien) sind gemäss einem paarweisen Wilcoxon-Rank-Sum-Test allesamt statistisch voneinander unterschiedlich. Dies verleiht der Interpretation der Unterschiede starkes Gewicht. Der einzige negative Mittelwert zeigt sich in Bezug auf die Akzeptanz von KKW-Neubauten (−0,46 auf der Skala). Am positivsten werden im Schnitt alpine PV-Anlagen bewertet (0,78), mit einigem Abstand gefolgt von Wind (0,6) und dem Langzeitbetrieb (0,38). Trotzdem liegen alle Mittelwerte auf der 9-Punkte Skala «nur» +−1,2 Skalenpunkte auseinander: Dies zeigt, dass wiederum auch keine Technologie uneingeschränkt befürwortet wird. Weiter lässt sich feststellen, dass die Meinungen zu im Mittelwert stärker befürworteten Technologien konzentrierter um den Mittelwert liegen als die Meinungen zu den Technologien mit tieferen mittleren Zustimmungswerten. Es antworten also mehr Leute bei alpinen PV-Anlagen mit Werten direkt um den Mittelwert herum, als dies z.B. beim Neubau eines KKWs der Fall ist.

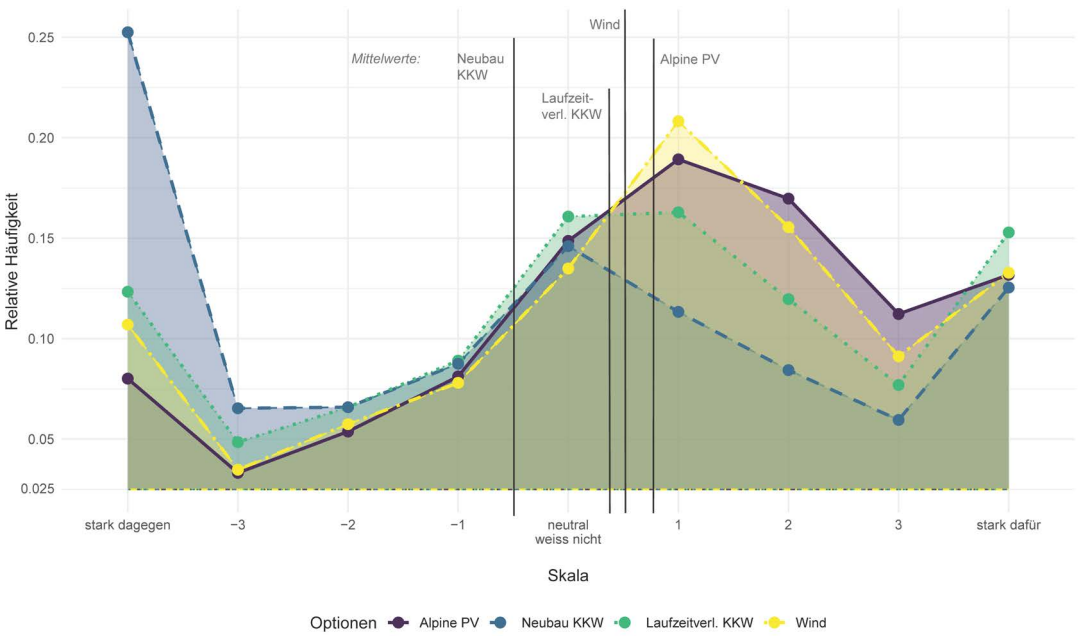


Abb. 65: Die Verteilungen der Antworten zur Technologie-Zustimmungsfrage aus der EDGE 2-Bevölkerungsumfrage. Daten: EDGE2-Umfrage.

In der Tat zeigt die Abbildung mit Blick auf die Verteilungen der Antworten, dass 25 % der Umfrageteilnehmenden maximal negativ gegenüber KKW-Neubauten eingestellt sind. Auf der Zustimmungsseite der Skala weisen Neubauten zwar auch klar niedrigere Werte auf als andere

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Stromoptionen, jedoch ist der Anteil jener, die «stark für» ein neues KKW sind, ähnlich gross wie bei den anderen Technologien. Insgesamt zeigt sich damit, dass der Bau eines neuen KKW durchaus eine ähnlich grosse Fangruppe hat wie etwa die der Windenergie, jedoch die Gruppe der klar Ablehnenden ungleich grösser ist als bei den drei anderen Energieoptionen.

Die Meinungen zum Langzeitbetrieb bestehender KKW folgen grundsätzlich einem ähnlichen Muster und weisen sogar den grössten Anteil der Befragten mit der stärksten Zustimmung auf. Gleichzeitig sind jedoch ebenso neutrale Meinungen wie auch starke Ablehnung häufiger zu finden als bei grossen PV-Anlagen oder Windparks. Die Zustimmungen zu Windenergie und alpinen PV-Anlagen sind ähnlich, zeigen jedoch die bereits in den Mittelwerten diskutierte leicht höhere Zustimmung der alpinen PV-Anlagen gegenüber den stark politisierten Windenergieanlagen (Schmid, 2024). Insgesamt haben die «neuen Erneuerbaren» gegenüber der Kernkraft einen signifikant positiven Meinungsvorsprung.

Werden die Antworten aus derselben Frage und derselben Umfrage für die Fragen des Langzeitbetriebs und der KKW-Neubauten nach Parteisympathisantinnen und Parteisympathisanten aufgeschlüsselt, ergeben sich die Bilder in **Abb. 66** und **Abb. 67**.

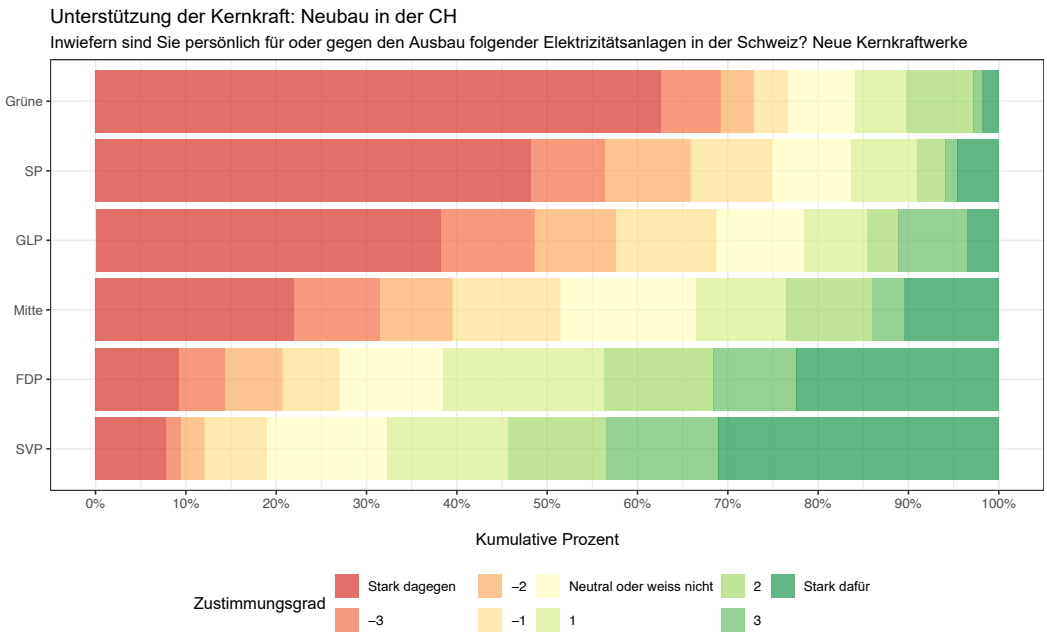


Abb. 66: Die öffentliche Unterstützung für KKW-Neubauten in der Schweiz. Daten: EDGE2-Umfrage.

Bei beiden Fragen zeigt sich die «klassische» und erwartete Verortung je nach Parteisympathie entlang der Links-Rechts-Skala und eine starke Polarisierung: Bei den SVP-Sympathisant/-innen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

sind über 65 % stark oder eher für einen KKW-Neubau, bei den Grünen sind es nur knapp über 15 %. Dem Langzeitbetrieb stimmen über 75 % der SVP-Sympathisant/-innen und über 20 % der Grünen Sympathisant/-innen stark oder eher zu. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Fragen liegt darin, dass sich insbesondere Mitte-Rechts (GLP, die Mitte, FDP) deutlich stärker zugunsten des Langzeitbetriebs ausspricht als für Neubauten.

Wird dieses Bevölkerungsbild als Gedankenspiel eins zu eins auf das Stimmverhalten von Parlamentariern und Parlamentarierinnen auf nationaler Ebene nach Parteistärken (Mandaten) in Nationalrat und Ständerat übertragen, so würden sich folgende Mehrheitsverhältnisse ergeben: 86 Nationalrät/-innen (43 %) würden dem Neubau zustimmen sowie 18 Ständerät/-innen (39 %). Beim Langzeitbetrieb wären es 107 Nationalrät/-innen (53,5 %) sowie 24 Ständerät/-innen (52 %) – also eine knappe Mehrheit.

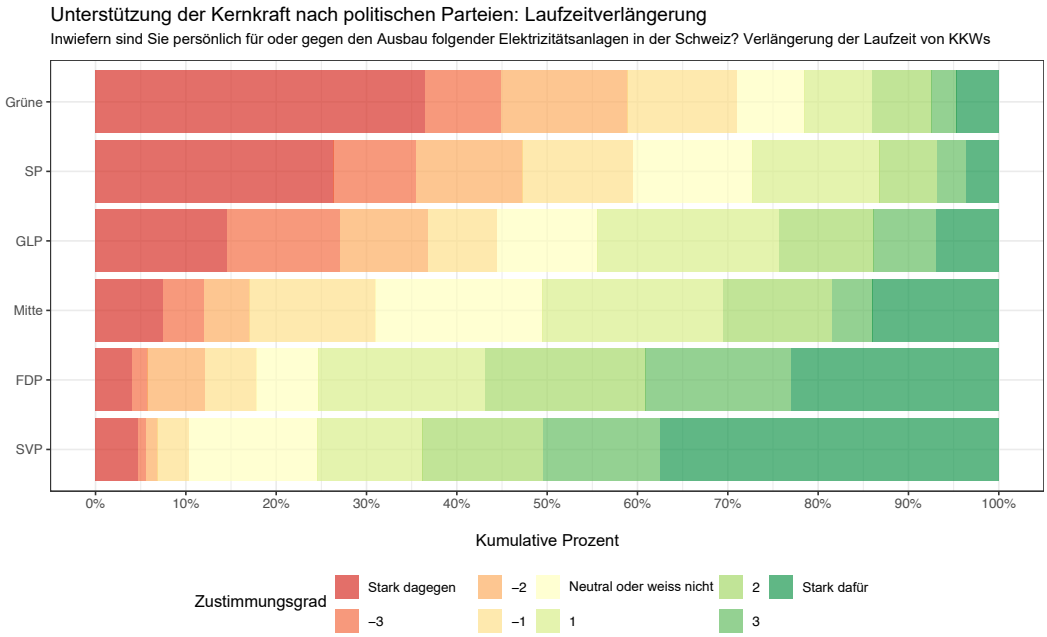


Abb. 67: Die öffentliche Unterstützung für den Langzeitbetrieb bei Kernkraftwerken in der Schweiz. Daten: EDGE2-Umfrage.

Zusammenfassend lassen sich folgende vier Punkte festhalten: Erstens werden sowohl Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken als auch KKW-Neubauten von der Bevölkerung signifikant weniger unterstützt als der Ausbau von Windenergie und alpinen Photovoltaikanlagen. Zweitens werden Neubauten weniger gutgeheissen als Langzeitbetrieb. Drittens ist eine grosse parteipolitische Polarisierung zwischen Links-Grün und der SVP in beiden Fragen zu beobachten. Viertens, unter der strikten Annahme der parlamentarischen Umsetzung der Präferenzen der

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Parteisympathisant/-innen, würden sich für den Langzeitbetrieb sowohl im National- als auch im Ständerat knappe Mehrheiten finden, während dies für Neubauten nicht der Fall ist.

5.4.2 The least bad: Was, wenn die Bevölkerung aus den weniger beliebten Energiequellen auswählen muss?

Wasserkraft und Photovoltaik auf Gebäuden geniessen in der Schweiz hohe Popularität und ihr Beitrag zum zukünftigen Energiebedarf wird nicht infrage gestellt. Gleichzeitig zeigen Studien auf, dass diese beiden Technologien alleine den Strombedarf der Schweiz in der Zukunft nicht decken können (Trutnevyte et al., 2024). Wie in Abschnitt 5.4.1 ausgeführt, gibt es jedoch bei allen Alternativen – von Nuklearenergie über Wind- oder Freiflächenphotovoltaik bis hin zu mehr Stromimporten – relevante Minderheiten in der Bevölkerung, welche diese ablehnen. Um die Nachfrage nach Strom in der Zukunft zu decken, stellt sich deshalb die Frage, welche der in der Bevölkerung weniger beliebten Technologien noch am ehesten akzeptabel wären. Welche würde die Bevölkerung trotzdem am ehesten dulden? Wenn «alles ablehnen» keine Option ist, präferieren Bürgerinnen und Bürger Kernenergie, Windenergie, Freiflächen-Photovoltaik oder doch am Ende die sehr unbeliebten (Trutnevyte et al., 2024) Stromimporte?

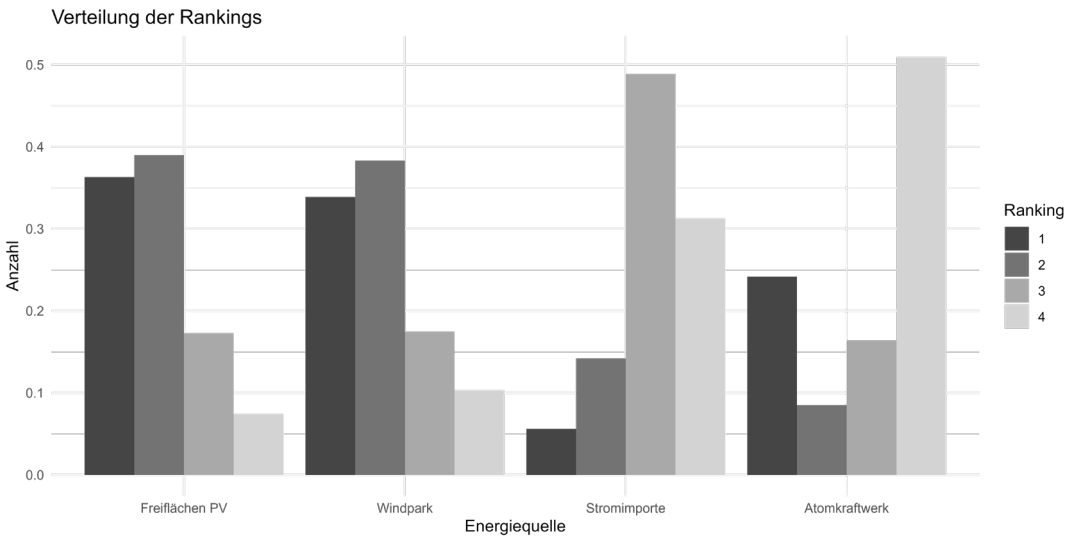


Abb. 68: Relative Präferenzen für Nuklearenergie. Quelle: SURE-Umfrage.[35]

In der SURE-Umfrage (Erhebungszeitraum Oktober–November 2024) mussten die Befragten genau diese Frage beantworten bzw. die genannten vier Optionen in eine Reihenfolge bringen.

35 Bei der SURE-Umfrage handelt es sich um eine gross angelegte Umfrage, die im Rahmen des vom Bundesamt für Energie geförderten Projekts SURE in Kontext des SWEET-Förderprogramms durchgeführt und finanziert wurde.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Rang 1 bedeutet, dass diese Option unter den vier genannten am ehesten unterstützt würde, während Rang 4 bedeutet, dass eine Option am wenigsten präferiert wird. Abbildung 19 illustriert, dass in diesem Vergleich Freiflächen-Photovoltaik und Windkraft auf häufigsten auf die Ränge 1 und 2 gesetzt wurden. Stromimporte wurden am seltensten auf die ersten beiden Ränge gesetzt; diese Option belegte am häufigsten den dritten Platz. Für die Nuklearenergie zeigt sich hier ein von den drei anderen Optionen klar abweichendes Muster: Einerseits setzte immerhin fast ein Viertel der Befragten die Kernenergie auf den ersten Platz, gleichzeitig jedoch bildete sie für über die Hälfte der Befragten die unbeliebteste Energiequelle.

Dieses Resultat unterstreicht die in Abschnitt 5.4.1 bereits gefundene starke Polarisierung der Nuklearenergie: Sie kann auf eine Gruppe von Unterstützenden bauen, stösst aber gleichzeitig auf eine noch grössere Gruppe überzeugter Gegnerinnen und Gegnern. Auch in der SURE-Umfrage fällt die Polarisierung stark mit der selbsteingeschätzten politischen Orientierung zusammen. Dies illustriert eine Differenzierung der vorherigen Abbildung nach der Selbsteinordnung auf der Links-Rechts-Achse **(Abb. 69)**.

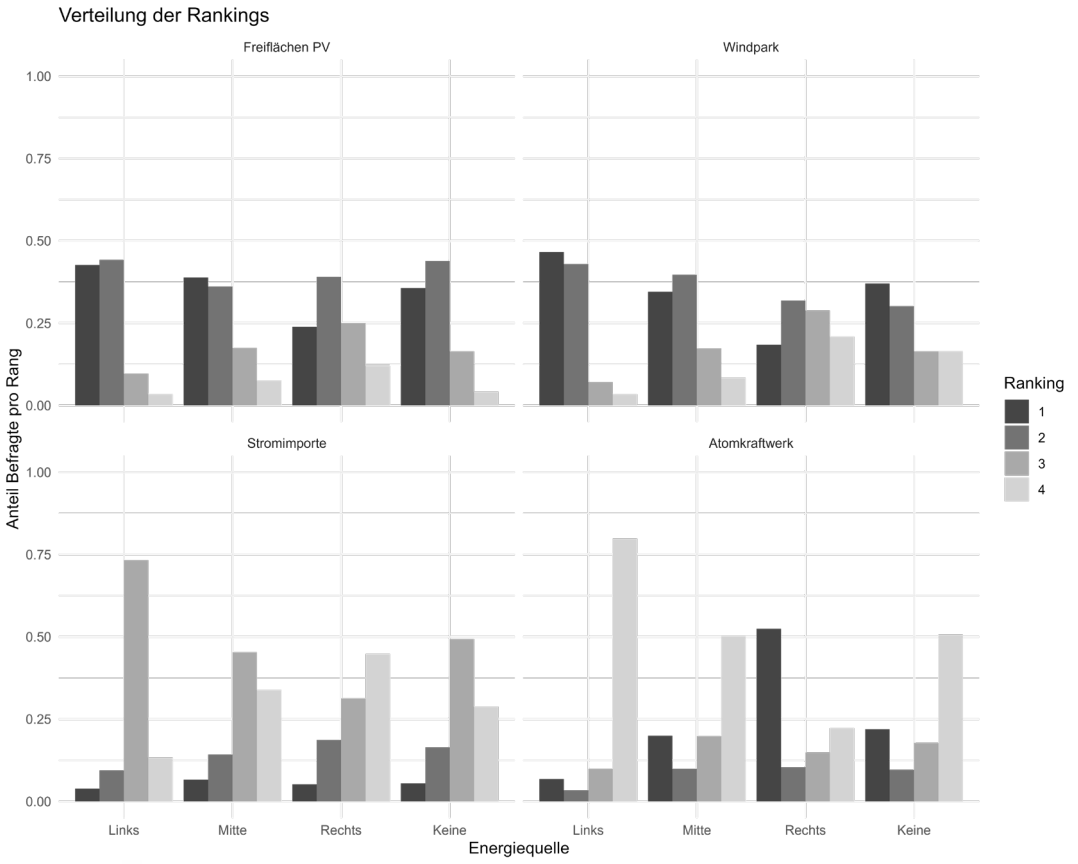


Abb. 69: Relative Präferenzen für Kernenergie nach politischer Orientierung. Quelle: SURE-Umfrage.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei keiner anderen Option zur Deckung des Strombedarfs fallen die Unterschiede je nach politischer Haltung so ausgeprägt aus wie bei der Nuklearenergie. Drei Viertel der Personen, die sich politisch links einordnen, setzen die Nuklearenergie auf den letzten Platz. Auch bei Personen in der politischen Mitte beträgt dieser Anteil noch rund 50 %. Umgekehrt präferiert eine Mehrheit der Personen mit rechter politischer Orientierung die Nuklearenergie unter den vier Optionen. Auffallend ist, dass Befragte, die sich politisch nicht einordnen, ein ähnliches Muster aufweisen wie Personen der politischen Mitte.

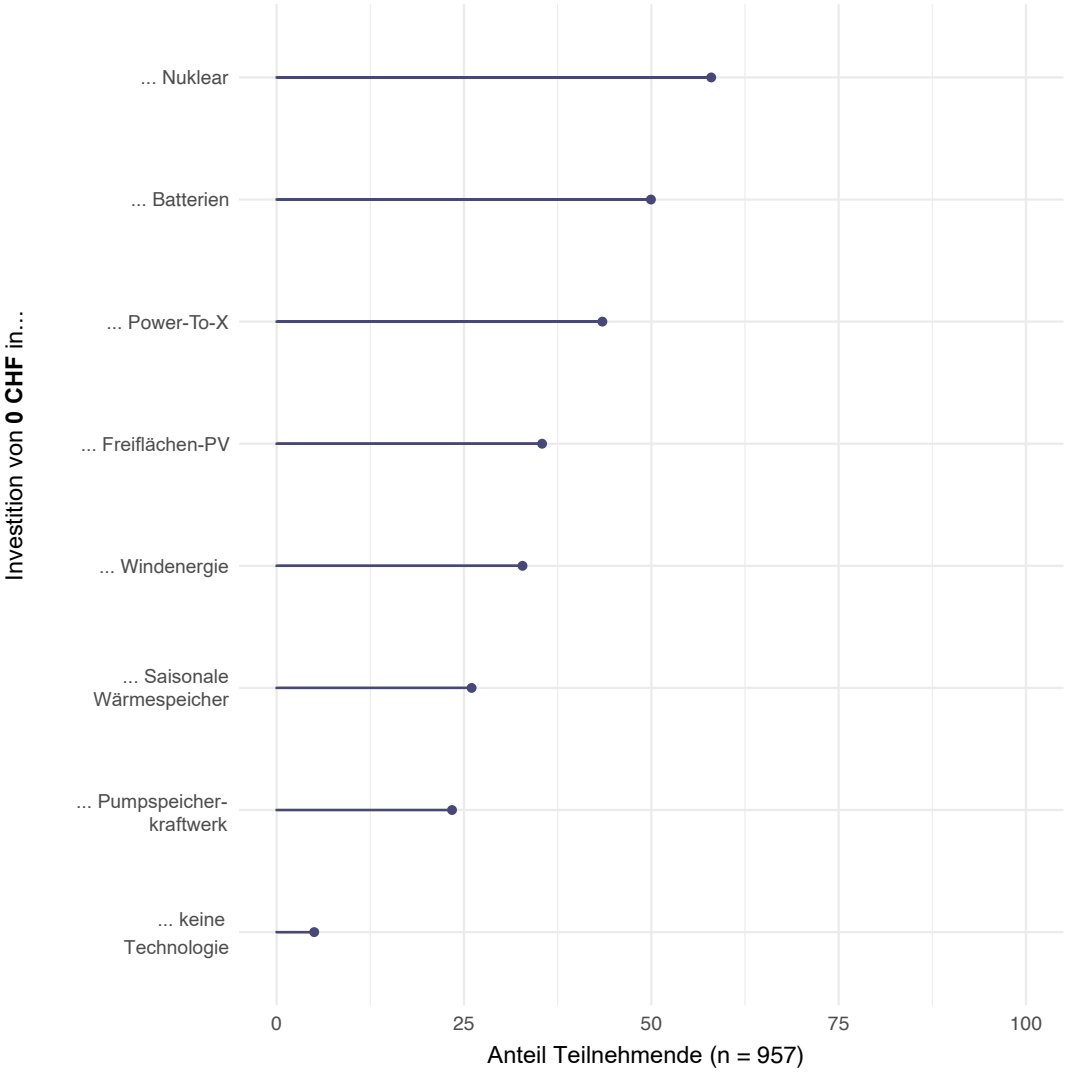


Abb. 70: Anteil der Teilnehmenden, die in einem Gedankenexperiment 0 Fr. von CHF 100 Mio. in die jeweiligen Technologien investieren würden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Darüber hinaus wurden die Teilnehmenden an der SURE-Umfrage mit der folgenden Frage gebeten, an einem Gedankenexperiment teilzunehmen: «Stellen Sie sich vor, es sollen CHF 100 Mio. in den Ausbau von Energietechnologien investiert werden. Wie würden Sie diese CHF 100 Mio. auf die nachfolgenden Technologien aufteilen?» Die Teilnehmenden konnten in Schritten von CHF 10 Mio. die Gelder verteilen. Im Unterschied zur vorherigen Frage, bei der die Meinungen zu vier Technologien erfragt wurden, konnten die Teilnehmenden hier aus acht Technologien auswählen, die in **Abb. 70** auf der Y-Achse dargestellt sind. Es stellt sich heraus, dass rund 60 % aller Teilnehmenden (n = 957) null Franken in die Kernenergie investieren würden. Bei keiner anderen Technologie ist dieser Anteil so hoch. Am anderen Ende der Skala zeigt sich, dass nur wenige Befragte überhaupt kein Geld in Energietechnologien investieren möchten. Dies verdeutlicht, dass Investitionen in Technologien für die Energietransition durchaus populär sind, jedoch die Vorstellungen darüber variieren, welche Technologien bevorzugt werden sollten.

5.4.3 Welche Bevölkerungsgruppen sind für oder gegen Kernenergie?

Um zu vertiefen, welche Bevölkerungsgruppen in der Schweiz Kernenergie unterstützen und ablehnen, wird im Folgenden die Einstellung verschiedener soziodemografischer Gruppen analysiert. Die berücksichtigten Variablen entsprechen relevanten Hypothesen aus der Abstimmungsforschung. Beispielsweise wird daher neben der bereits betrachteten Links-Rechts-Selbstverortung (auf einer 11-Punkte-Skala) auch auf die Rolle von Alter, Geschlecht, Bildungsniveau, Einkommen, Wohnort, Umwelt-/Klimaeinstellungen sowie Vertrauen in die Wissenschaft getestet. **Tab. 45** präsentiert Regressionsmodelle zur Erklärung der Akzeptanz der Kernenergie auf Basis der drei Bevölkerungsumfragen von 2024 bis 2025 (SwissSTES, EDGE 2, SURE).

Dabei werden vier verschiedene Akzeptanzmessungen verwendet, um eine differenzierte Sicht auf die Einflussfaktoren je nach «Art» der Nuklearenergie zu erhalten. Modell 1 (M1) verwendet das zuvor diskutierte Technologie-Ranking aus SURE, wobei eine hohe Platzierung für eine hohe Priorisierung der Kernkraft steht. M2 untersucht die Zustimmung zum Langzeitbetrieb der bestehenden Kraftwerke, während M3 über die Akzeptanz eines Neubaus von Kernkraftwerken informiert. Schliesslich misst M4 die Zustimmung zur Frage, ob Nuklearenergie Teil des zukünftigen Schweizer Energiemixes sein soll.

Die Ergebnisse bestätigen die prägende Rolle der politischen Orientierung für die Einstellung zur Kernenergie. Unabhängig davon, wie die Akzeptanz von Nuklearenergie erfragt wird, zeigen sich ausgeprägte und statistisch signifikante Unterschiede nach politischem Lager. Personen, die sich politisch rechts einordnen, sprechen sich signifikant stärker für jeden Aspekt der Nuklearenergie aus als Personen der politischen Mitte, wohingegen linksstehende Personen eine generell stärkere Ablehnung zeigen. In dieselbe Richtung deuten die Ergebnisse bezüglich der Einstellungen zu Umwelt und Klima. Je stärker Individuen Umwelt- und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Klimathemen grosse Bedeutung zusprechen, desto stärker stehen sie der Nutzung der Kernenergie – ob auf abstrakter Ebene, im Sinne der Verlängerung oder eines Neubaus oder im Vergleich zu anderen Technologien – ablehnend gegenüber.

Die (nicht signifikanten) Interaktionseffekte[36] zwischen den beiden politischen Einstellungsvariablen zeigen dabei auf, dass die allgemeine politische Einstellung (die Links-Rechts-Einschätzung) und die thematische Einstellung (Umwelt- und Klimabedenken) eine jeweils eigenständige Rolle für die Erklärung der Nuklearenergiepräferenzen aufweisen.

Unter den soziodemografischen Variablen dokumentieren die Befunde einen Gender-Gap in der Unterstützung für die Nuklearenergie. Erneut lässt sich unabhängig vom untersuchten Indikator feststellen, dass Männer die Nuklearenergie signifikant häufiger befürworten als Frauen. Dies entspricht dem Wissensstand der internationalen Literatur zum Thema, die als Grund hierfür v.a. den stärkeren Gesundheitsfokus und die höhere Risikoaversion angeben (Davidson & Freudenburg, 1996; Keller et al., 2012; Sundström & McCright, 2016).

Bei allen anderen verwendeten Erklärungsfaktoren unterscheiden sich die Ergebnisse je nach getestetem Aspekt der Nuklearenergie. So findet sich beispielsweise kein systematischer Zusammenhang zwischen dem Vertrauen in die Wissenschaft und der Bevölkerungsunterstützung für den konkreten Langzeitbetrieb oder für Neubauten. Hingegen weisen Personen mit einem hohen Vertrauen in die Wissenschaft eine höhere allgemeine Zustimmung für die Integration der Nuklearenergie in den zukünftigen Energiemix auf. Das gleiche Muster findet sich für Personen mit hohem Einkommen.

Für den Wohnort (rural, Agglomeration oder urban) finden sich hingegen keine signifikanten Zusammenhänge mit der Unterstützung der Nuklearenergie. Auch das Alter und das Bildungsniveau erweisen sich nicht als robuste Erklärungsvariablen für die Einstellungen zur Nuklearenergie. Es lässt sich einzig feststellen, dass ältere Menschen einem Neubau eines KKWs signifikant häufiger zustimmen als jüngere Personen. Gleichzeitig zeigen Personen mit niedriger Bildung eine tendenziell stärkere Zustimmung zum Langzeitbetrieb und zu einem Neubau.

Zusammenfassend lässt sich also folgern, dass die Meinungen zur Nuklearenergie in erster Linie auf der bekannten politischen Achse fussen: Das Kernenergiethema gliedert sich sehr stark entlang der klassischen Links-Rechts-Dimension. Es lässt sich daraus schliessen, dass die Kernenergie trotz ihrer Qualität als CO_2-arme Technologie von links-grün Wählenden nicht als valable Option zur Erreichung der Klimaziele betrachtet wird. Die Polarisierung der Bevölkerung in der Kernenergiefrage basiert hingegen kaum auf soziostrukturellen Faktoren. Die einzige Ausnahme ist das Geschlecht, welche neben der politischen für die zweite Spaltung in der Nuklearfrage sorgt.

---

36 Mit Interaktionseffekten wird getestet, inwiefern sich der Effekt des einen Merkmals je nach Wert des anderen Merkmals verändert. Hier wurde konkret davon ausgegangen, dass der Effekt von Umweltbedenken auf die verschiedenen zu erklärenden Variablen je nach Links-Rechts-Verortung unterschiedlich ausfallen kann.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 45: Individuelle Faktoren zur Erklärung verschiedener Akzeptanzvariablen.

	Abhängige Variablen			
	M1: (Invertierter) Rang der Kernernergie ggü. anderen Tech.	**M2: Kern-energie Laufzeit-verlängerung**	**M3: Neubau KKW**	**M4: Nukleare Zukunft**
Politische Einstellungen. Ref=Mitte				
Links	−0,454***	−1,070***	−1,047***	−0,241*
Rechts	0,708***	0,984***	1,211***	0,328***
Umwelt-/Klimabedenken	−0,338***	−1,073***	−1,091***	−0,345***
Wohnort. Ref=Agglomeration				
Land	−0,048	0,120	−0,081	0,086
Stadt	0,112	0,032	0,062	−0,078
Alter (ord. Für M2 und 3)	−0,003+	0,042	0,096*	0,000
Einkommen (ord.)	0,019	0,074	0,076	0,070*
Geschlecht binär (m=1)	0,322***	0,506***	0,676***	0,273***
Höchster Bildungsabschluss. Ref=Sekundärstufe II				
Sekundärstufe I	0,241	0,646*	0,586+	−0,07
Tertiärstufe	−0,009	0,127	0,069	0,026
Vertrauen in Wissenschaft	0,001	0,038	−0,002	0,045**
Interaktion. Ref = pol. Mitte mit Umwelt-/Klimabedenken				
pol. Links mit Umwelt-/ Klimabedenken	0,078	0,148	0,295	−0,247+
pol. Rechts x UKB	0,063	0,176	−0,03	0,078
Num.Obs.	1488	1430	1430	1339
R2	0,246	0,314	0,315	0,148
R2 Adj.	0,238	0,307	0,309	0,139
Datenquelle	SURE	EDGE2	EDGE2	SwissSTES
Erhebungszeitraum	10–11/2024	5–7/2025	5–7/2025	3–4/2025

Bemerkungen: OLS-Regressionen. *= p<0,1; ** = p<0,05; *** = p<0,01.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Lesebeispiel 1, zu M1 und Koeffizient «Links»: In Modell 1 geben Personen, die sich politisch links der Mitte einordnen, der Kernkraft einen –0,454 Punkte tieferen Rang (d.h. weniger Priorität) im Vergleich zu anderen Technologien, als dies Personen der politischen Mitte tun. Lesebeispiel 2, zu M4 und Koeffizient «Klimabedenken»: Hat eine Person um 1 Punkt höhere/stärkere Klimabedenken, so sieht sie für die Kernkraft eine um –0,345 Punkte weniger wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft. Die p-Werte (p) beschreiben die statistische Unsicherheit. Ein Koeffizient mit einem p-Wert kleiner < 0,05 wird gemeinhin als statistisch signifikant angesehen.

5.5 Der Blick zurück: Die Entstehung der heutigen Stakeholderkonstellation

Kernaussage: Die heutige Stakeholderkonstellation aus NGOs, politischen Parteien, Industrie/EVUs, Forschung, Entsorgungsorganisationen und Regulierungsbehörden hat sich über Jahrzehnte ausdifferenziert und verfestigt.

Dieser Abschnitt vertieft die Akteurskonstellationen und leitet die Geschichte der einzelnen heute bedeutsamen Akteure – geteilt nach Interessengruppen, ökonomischen und regulatorischen Akteuren – über deren Geschichte her. Diese Herleitung ist notwendigerweise *selektiv durch die Brille der heutigen Debatte zu lesen.*

Die heutige Akteurskonstellation im Bereich Kernkraft bestimmt die zukünftige Debatte zu neueren Kerntechnologien aus zwei Gründen massgeblich: Erstens ist die Anwendung bereits bestehender rechtlicher Instrumente zur Kernkraft mindestens teilweise auch auf absehbare zukünftige Reaktordesigns anwendbar. Zweitens ist es sehr unwahrscheinlich, dass sich neuere Reaktordesigns gänzlich von den bisherigen Reaktoren unterscheiden werden. So bleibt es wahrscheinlich, dass sich die politischen Gräben um die Themen der Sicherheit vor Radioaktivität, Klimawandel, Versorgungssicherheit und Entsorgung vom heutigen Stand aus weiterentwickeln werden oder mit anderen Worten: Neue Kerntechnologien werden nicht politisches Neuland betreten.

5.5.1 NGOs und politische Parteien

Die Trennschärfe zwischen den Umweltbewegungen, den Antiatombewegungen sowie links-sozialen Vorreitern der heutigen grünen Partei, die 1983 als Föderation von grünen Bewegungen auf nationaler Ebene gegründet wurde (Ladner, 2008), ist nur individuell, über jede einzelne Organisationsgeschichte nachzuzeichnen (Furrer, 1992). So teilten die Umweltbewegungen,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

aus denen die Grüne Partei entstanden war, einen breiteren Fokus als die Kernkraft: Frühe Naturschutzvereine in den 1960ern waren aus Umweltgründen gar explizit für die Kernkraft, da sie sich als saubere Alternative zur Verbrennung fossiler Brennstoffe anpries (Kupper, 2003: S. 130 f.). Die Vereinigung der Umweltkräfte in Opposition gegen die Kernkraft folgte erst gegen Ende 1960er-Jahre und zuerst über das Kühlwasserthema: Dem Projekt Kaiseraugst hätte in einer ersten Fassung der Rhein als Kühlwasser dienen sollen, worauf es Dutzende Einsprachen und mehrere Bundesgerichtsfälle gab (Kupper, 2003: S. 88 f.). Laut Kupper erreichte die Mobilisierung gegen die Kernkraft in Sachen Kühlwasserkonzession auch zum ersten Mal eine überlokale, zumindest regionale Dimension.

1970 gründete sich das schnell an Zuwachs gewinnende «Nordwestschweizer Aktionskomitee gegen das Kernkraftwerk Kaiseraugst» (NAK, ab 2008 «Nie wieder Atomkraftwerke» NWA), welche «als Sammelbecken der Opposition gegen das KKW Kaiseraugst» diente (Kupper, 2003: S. 120). Bald darauf folgte die «Gewaltfreie Aktion Kaiseraugst» (GAK, 2019 mit der NWA fusioniert[37]), welche im Dezember 1973 von Jungsozialisten, Umweltschützern und Friedensaktivisten gegründet wurde und als Höhepunkt die 11-wöchige, erfolgreiche Besetzung des Bauareals Kaiseraugst ab April 1975 organisierte. Aus der Besetzung Kaiseraugst trennten sich zwei Antiatomkraftlager: ein gemässigteres, pragmatisches, welches sich über das Instrument der Volksinitiativen für ihr Anliegen einsetzt(e) und ein kritischeres, marxistisch orientiertes, das sich mit der «GAgAK» («Gewaltfreie Aktion gegen das Kernkraftwerk Kaiseraugst») aus der GAK löste. 1976 wurde im Zuge der Nationalisierung der Anti-KKW-Bewegung aus Umweltschützer/-innen und Wissenschafter/-innen als Reaktion auf die damals zehn angedachten oder geplanten KKW-Projekte[38] die «Schweizerische Energiestiftung» (SES) gegründet, welche in den Komitees der Abstimmungen 1979[39], 1984[40], 1990[41] und auch 2003[42], 2016[43] sowie in der Abstimmung 2024[44] zum «Gesetz zur sicheren Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» jeweils Schlüsselrollen übernahm. Heute ist die SES politisch beratend und kampagnenführend aktiv. Sie ist der Dreh- und Angelpunkt für die nationale Politik im Bereich Kernkraftgegnerschaft und besteht neben einem vollamtlich tätigen Vorstand aus rund 10 000 einzelnen oder kollektiven/korporativen Mitgliedern.[45] So vereint die 2018 gegründete «Allianz Atomausstieg» unter der Führung der SES die wichtigsten kernkraftgegnerischen Organisationen in der Schweiz, zu der auch Greenpeace, der WWF oder der Umweltverein schweizerischer Kirchgemeinden «Oeku» gehören. Ziel dieser Allianz ist die schnelle und schlagkräftige Handlungsfähigkeit der Kernkraftgegnerschaften.

---

37 https://nwa-schweiz.ch/wp-content/uploads/MM-Zusammenschluss-GAK-mit-NWA-7-10-2019.pdf

38 Beznau I und II, Mühleberg, Leibstadt, Gösgen-Däniken, Kaiseraugst, Graben, Verbois (GE), Rüthi (SG), Inwil (LU).

39 https://swissvotes.ch/vote/296.00/campaign-material

40 https://swissvotes.ch/attachments/d37e6ef4963f8067ddc426b460425aec98f276cb1b536bf8a8938c0faadf48b3

41 https://swissvotes.ch/attachments/4cc07140b6aced05413ff6d51b821c22ce1fba72bc8159671865c2f1567d7bf7

42 https://swissvotes.ch/attachments/b3045263a45f7c2d555ebc385f6a1db32c0f6456a8ac75375ad62415a579f782

43 https://swissvotes.ch/vote/608.00

44 https://energiestiftung.ch/app.php/medienmitteilung/ses-kaempft-fuer-das-neue-stromgesetz

45 https://energiestiftung.ch/foerdermitglied

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auch in Genf bildete sich lokaler Widerstand, zunächst gegen das in Verbois geplante Projekt der Services Industriels de Genève (SIG) und später gegen das im französischen Grenzgebiet liegende Projekt «SuperPhénix» (Rens 1995). 1990 entstand auch in der Romandie eine Dachorganisation «sortir du nucléaire», welche sich für die Abstimmungen 1990, 2003 sowie 2016 einsetzte und auch im Jahr 2025 weiterhin aktiv und Mitglied in der «Allianz Atomausstieg» ist.[46]

Die Grüne Partei (GPS) auf nationaler Ebene nahm von Anfang an die Anliegen der KKW-Gegnerschaft auf, positionierte sich aber in den anderen Politikfeldern ganz unterschiedlich oder gar nicht: Kriesi (2017) schreibt, dass viele des gemässigteren Flügels aus der Kaiseraugst-Bewegung sich danach der Grünen Partei zuwandten und ihre Anliegen darin institutionalisiert sahen. Es wäre jedoch falsch, die Grüne Partei mit der Antiatombewegung gleichzusetzen, denn gerade Gewässer-, Forst- oder auch Autobahnpolitik trugen massgeblich zum Durchschlag der Grünen Partei bei. Die Grüne Partei (mit)initiierte jedoch alle bisherigen Anti-KKW-Initiativen seit 1984.[47] Besonders folgenreich war deren Engagement beim Moratorium 1990 sowie die eigenhändig lancierte Atomausstiegsinitiative, die 2012 nach Fukushima eingereicht wurde und den Ausstiegsentscheid des Bundesrats mit der Energiestrategie 2050 beeinflusste (Kriesi, 2017).

Die Sozialdemokratische Partei der Schweiz (SPS), die insbesondere in den 1990ern von der rückläufigen Unterstützung der GPS profitierte (Brassel-Moser, 2017), unterstützte auch alle Initiativen und bundespolitischen Begehren, die aus der Antiatombewegung entstanden. Sie scheint sich zwar tatkräftig, aber nie an vorderster Front bei nationalen Kernkraftvorlagen zu verorten.[48]

Die parteipolitische Gegnerschaft bestand seit 1979 aus den Mitte-Rechts-Parteien CVP (heute: «Die Mitte»), FDP und der SVP.[49] Die SVP mobilisierte die Stimmbevölkerung insbesondere im Referendum zur Energiestrategie 2050, deren Urheberin sie war. Sie unterstützte auch die Referenden zu den richtungsweisenden Abstimmungen auf Bundesebene zu den erneuerbaren Energien: Sie gewann beim CO_2-Gesetz im Jahr 2021, unterlag aber beim Klima- und Investitionsgesetz (2023) und dem Stromgesetz zur sicheren Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) 2024.[50] Ab und mit der Abstimmung zur Energiestrategie 2050 setzte sich die Mitte wie auch die FDP in den Energie- und Klimafragen von der SVP ab und bezog Stellung auf der Seite der Behörden und Mitte-Links.[51]

---

46 https://sortirdunucleaire.ch/partenaires/; https://sortirdunucleaire.ch/lassociation/

47 https://swissvotes.ch/vote/XYZ, wobei XYZ mit 321.00, 366.00, 501.00, 502.00, 608.00 zu ersetzen ist.

48 https://swissvotes.ch/vote/XYZ, wobei XYZ mit 296.00, 321.00, 366.00, 501.00, 502.00, 608.00 zu ersetzen ist.

49 https://swissvotes.ch/vote/XYZ, wobei XYZ mit 296.00, 321.00, 366.00, 501.00, 502.00, 608.00 zu ersetzen ist.

50 https://swissvotes.ch/vote/XYZ, wobei XYZ mit 612.00, 644.00, 663.00, 670.00 zu ersetzen ist.

51 https://swissvotes.ch/vote/XYZ, wobei XYZ mit 612.00, 644.00, 663.00, 670.00 zu ersetzen ist.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.5.2 Industrie/EVUs, Forschung, Entsorgung

Nach Ende des Zweiten Weltkriegs beschäftigte sich die Schweizer Forschung und Entwicklung zuallererst unter militärischer Leitung mit der Kernenergie. Während das von Sulzer als Bauart Eigenmarke geleitete Projekt für einen ersten Leistungsreaktor in Lucens (VD) mit vielen Schwierigkeiten weitergetrieben wurde, entschieden sich die NOK (Nordostschweizerische Kraftwerke – heute Axpo) 1963 mit Beznau I für einen Reaktor von Westinghouse aus den USA – was in den Augen der Projektgemeinschaft Lucens den eigenen Bau überflüssig machte. Mit diesem industriepolitischen Dammbruch gegen die Entwicklung einer nationalen Nuklearindustrie folgten weitere Bestellungen von Kraftwerken in den USA: bei General Electric für Mühleberg (Beginn der Planung 1963), Leibstadt (Beginn der Planung 1964) und für Beznau II (Beginn Planung 1966). Beim KKW Gösgen-Däniken (Beginn der Planung 1967) erhielt die deutsche Kraftwerk Union, welche unter Lizenz Westinghouse-Reaktoren baute, den Zuschlag (Wildi, 2003).

Trotz der Bestellungen trieb Sulzer den Bau des Schwerwasserreaktors in Lucens weiter, stieg aber 1967 aus. Unter der Leitung von der EOS (Energie de l'Ouest Suisse) wurde die Anlage fertig gebaut, erlitt aber gleich am ersten Tag der regulären Inbetriebnahme, am 21.1.1969, einen folgenschweren Unfall mit Radioaktivitätsfreisetzung und Totalschaden (Wildi, 2003). Mit dem Ausstieg aus Lucens beendete Sulzer die Schweizer Entwicklung von Schwerwasserreaktoren. Sulzer war fortan auch nicht mehr im Kernenergiegeschäft tätig.

Bei allen Schweizer Projekten baute die BBC die «konventionelle Insel», d.h. die Turbogruppe. Nach dem Bau der fünf Kernkraftwerke zwischen 1965 (Spatenstich Beznau I) und 1974 (Spatenstich Leibstadt) wurden zwar weitere Projekte geplant und weitergeführt, die BBC oder Sulzer konnten aber, da keines bis zum Bau fortschritt, auch keine zusätzlichen Aufträge mehr erhalten – ausser für Revisions- oder Ersatzarbeiten. Aber auch die BBC erhielt entgegen ihren Hoffnungen keine ausländischen Aufträge (Wildi, 2003). Erst als 1988 die schwedische Asea, die ihrerseits in Schweden seit den 1960ern Kernreaktoren baute, mit BBC zur ABB fusionierte, wurden wieder Teile für Kernkraftwerke in der Schweiz hergestellt (Wildi, 2003: S. 210).

Forschungspolitisch von grosser Relevanz für die Schweiz war das US-amerikanische Kommerzialisierungsprogramm «Atoms for Peace», welches unter Präsident Eisenhower nach dem Zweiten Weltkrieg ins Leben gerufen wurde. Indem sich dieses Programm der westlichen und friedlichen Nutzung verschrieb, antwortete Eisenhower, quasi als «Flucht nach vorne», auf die Schwierigkeiten, das Wissen um die Kerntechnologie in den USA zu behalten, denn die Sowjetunion erwarb auch rasch nukleare Fähigkeiten (Wildi, 2003). Hierbei gilt es insbesondere, die Wichtigkeit der Genfer Atomkonferenzen von 1955, 1958 und 1961 unter der Ägide der Vereinten Nationen herauszustreichen: Dank der Genfer Atomkonferenz von 1955 wurde in Genf ein kleiner, amerikanischer Versuchsreaktor gebaut, den die USA nicht wieder «nach Hause transportieren» konnten und der Schweizer Forschung «als Werbegeschenk»

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

zu einem günstigen Preis und im Rahmen eines Schweiz-USA-Forschungsabkommens überliessen (Wildi, 2003). Seitens Schweiz war unter der Leitung von Walter Boveri von BBC und dem Kernphysiker Paul Scherrer 1955 kurzerhand die «Reaktor AG» gegründet worden, die aus 125 an der Kernkraft interessierten Schweizer Firmen bestand, die in Würenlingen den gekauften Versuchsreaktor aufbauten und betrieben (den «Saphir»). Bevor die Reaktor AG aber 1960 als Annexanstalt der ETH vom Bund «übernommen» und in «Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung» (ERI) umbenannt wurde, baute die AG noch einen zweiten Versuchsreaktor, diesmal Marke Eigenbau, den «Diorit» (Wildi, 2003). 1988 wurde dann das ERI mit dem 1968 gegründeten «Schweizerischen Institut für Nuklearforschung» (SIN) ins «Paul Scherrer Institut» (PSI) überführt, welches heute 2300 Mitarbeitenden zählt (wovon ca. 200 zur Nuklearenergie arbeiten) und ein jährliches Budget von CHF 450 Mio. aufweist.[52]

Eine kurze Beschreibung der heutigen Betreiberfirmen findet sich in Kap. 2.1.3. Der Branchenverband und die interessensvertretende Organisation der KKW-Betreiber ist «swissnuclear»: Der Verband wurde 1985 mit den vier Mitgliedern (KKWs Gösgen-Däniken, Leibstadt sowie BKW und Axpo) als «Unterausschuss Kernenergie» der Fachvereinigung «swisselectric» gegründet und 2017 als eigenständiger Verein ausgekoppelt, nachdem die Fachvereinigung aufgelöst wurde.[53] Swissnuclear vertritt die Betreiberinteressen auch gegenüber dem Weltverband der Kernkraftwerksbetreiber (WANO) sowie im Weltnuklearverein («World Nuclear Association» WNA).[54] Weiter ist das «Nuklearforum Schweiz» (1958–2005 als «Schweizerische Vereinigung für Atomenergie») eine bedeutende Organisation für den Schweizer Kernkraftstandort. Es organisiert den Austausch und Fachtagungen im Sinne der Kernenergie und betreibt die «Schweizerische Gesellschaft der Kernenergiefachleuchte» (SGK). Aufgrund der hohen Strommengen sind die Kernkraftwerksbetreiber auch bedeutende Akteure innerhalb des gesamtschweizerischen «Verbands Schweizer Elektrizitätsunternehmen» (VSE-AES), der Interessengruppe der Schweizer Strombranche mit über 400 (Strom-)Firmen als Mitglieder. Historisch weiter relevant in der Befürworterkoalition war das ehemalige «Energieforum Schweiz» (Kriesi, 2017), welches 2021 mit dem Schweizerischen Energierat unter dem Namen «World Energy Council Switzerland») zusammenspannte.[55]

Zu den weiteren Akteuren gehören jene, die in Entsorgung und Zwischenlagerung von Abfällen aus KKWs aktiv sind. Die Zwilag, eine 1990 gegründete Firma als Zusammenschluss der vier Kernkraftwerksbetreiber, welche die Abfälle aus den Schweizer Kernkraftwerken zwischenlagert, nachdem sie in den kraftwerkseigenen Pools bereits genügend abgeklungen sind, nahm

---

52 https://www.psi.ch/de/about/das-psi-in-kuerze; https://www.psi.ch/de/about/geschichte-des-psi. Die Trägerfinanzierung des Bunds 2026 lautet auf CHF 324 Mio., was ca. ¼ des Bundesbeitrags für die ETH Zürich entspricht: https://ethrat.ch/de/news-publikationen/budgetbericht/.

53 Swisselectric war ein Fachverein, der aus der Atel (heute Alpiq), BKW, CKW, EW-Laufenburg, EOS (heute Romande Energie) und der NOK (heute Axpo) bestand. Dieser wurde im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes mit dem abgelehnten Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) 2002 gegründet und war ein wichtiger Akteur in der Erarbeitung des StromVG, das 2007 verabschiedet wurde. Quelle: https://www.woz.ch/0533/stromversorgungsgesetz/teuer-wird-es-sowieso

54 https://world-nuclear.org/

55 https://gazenergie.ch/de/verband/news/detail/energieforum-schweiz-und-schweizerischer-energierat-world-energy-council-switzerland-spannen-zusammen/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

den Betrieb im Jahr 2000 auf.[56] 1972 wurde dann von Bund und Betreibern die «Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle» (Nagra) gegründet, nachdem der Versuch gescheitert war, die Kaverne bei Lucens für radioaktive Abfälle zu verwenden.[57] Seit Ende 2024 liegt das Rahmenbewilligungsgesuch für den möglichen Tiefenlagerstandort «Nördlich-Lägern» der Öffentlichkeit vor.[58] Beurteilen die relevanten Behörden in Bund, Kantonen sowie Einzelpersonen das Projekt positiv, erlässt der Bundesrat die Rahmenbewilligung, die darauffolgend vom Parlament genehmigt werden muss und dessen Entscheid dem fakultativen Referendum untersteht.

5.5.3 Regulatorische Akteure

Unter militärischer Leitung förderte der Bund schon 1946 im Rahmen eines mehrjährigen und CHF 18 Mio. teuren Forschungsprogramms zur Entwicklung einer eigenen Industrie für den Kraftwerksbau. Die Regulierung von Aktivitäten mit ionisierender Strahlung erfolgte erst mit der Begründung der Bundeskompetenz im Atomgesetz 1959. Darin verankert ist die Kompetenz des Bunds zur Regulierung der Kernenergie, zur Planung und Bewilligung von Kernenergieanlagen sowie zum Strahlenschutz der Bevölkerung.

Als Konsequenz der neuen Bundeskompetenzen nahm die «Eidgenössische Kommission für die Sicherheit der Atomanlagen» (KSA) bestehend aus nebenamtlichen Fachleuten 1960 den Betrieb auf. Diese war bis 2007 unter diesem Namen tätig und beriet die Bundesverwaltung und den Bundesrat. Ab 2008 wurde sie als «Eidgenössische Kommission für nukleare Sicherheit» (KNS) weitergeführt und hat Stand 2025 Bestand. Sie besteht derzeit aus acht Mitgliedern aus den Berufsfeldern Geologie, Physik, Maschinenbau, Bauingenieurwesen, Verfahrungstechnik sowie Psychologie. Ihre Funktion ist es, die wissenschaftliche Entwicklung zu verfolgen sowie Stellungnahmen zuhanden der Bewilligungsbehörden zu verfassen.[59]

Die eigentliche nukleare Aufsichtsbehörde wurde 1964 im Zuge der Erstbestellungen in die USA und dem fortschreitenden Eigenbauprojekt in Lucens als «Sektion für die Sicherheit von Atomanlagen» (SSA) gegründet und 1969 dem damaligen «Eidgenössischen Amt für Energiewirtschaft» (heutiges BFE) zugewiesen.[60] Die SSA wurde 1973 umstrukturiert und bis 1982 war sie als reguläre «Abteilung für die Sicherheit der Kernanlagen» (ASK) tätig. 1982 folgte wiederum eine Umstrukturierung und ein neuer Name. Bis 2007 war die Aufsichtsbehörde unter dem Namen «Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen» (HSK)

---

56 Dazu kommt das Bundeszwischenlager am PSI, welches seit 1992 radioaktive Abfälle aus Industrie, Forschung und Medizin in einer jährlichen Sammelaktion des Bundesamts für Gesundheit entgegennimmt, konditioniert und für die Endlagerung vorbereitet. Quelle: https://www.kernenergie.ch/de/bundeszwilag.html

57 Atel (Alpiq), BKW, Elektrowatt (Axpo), NOK (Axpo), Motor-Columbus (Alpiq) und der EOS (Romande Energie).

58 https://ensi.admin.ch/de/2025/06/19/geologisches-tiefenlager-rahmenbewilligungsgesuche-der-nagra-oeffentlich-einsehbar/

59 https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/aufsicht-und-sicherheit/kommissionen-und-inspektorate/eidgenoessische-kommission-fuer-nukleare-sicherheit-kns.html

60 https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/981

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

bekannt. Seit 2009 wurde die Aufsichtsbehörde, der internationalen Best Practice folgend, von der Verwaltung in eine eigenständige öffentlich-rechtliche Anstalt des Bundes ausgelagert, das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI).[61] Das ENSI fördert ebenfalls die nukleare Sicherheitsforschung[62] und ist auch Planungs- und Bewilligungsbehörde des Bundes für Kernenergieanlagen. Intern beaufsichtigt werden die Tätigkeiten des ENSI vom ENSI-Rat, der vom Bundesrat gewählt wird.[63]

5.6 Der Blick nach vorn: Stakeholderdialog und Workshop

Kernaussage: Der Stakeholderworkshop bestätigt die Möglichkeit einer sachlich-differenzierten Debattenkultur unter Fachakteurinnen und -akteuren. Konvergenz besteht beim Thema Versorgungssicherheit und der Fortführung der laufenden Energiewende als übergeordnetes Ziel. Divergenz zeigt sich bei der konkreten Rolle, dem Zeithorizont und der Finanzierung neuer Kernkraftwerke sowie bei der Frage, ob neue Nukleartechnologien als zusätzlicher Baustein oder als Verzögerungsargument gegenüber dem Ausbau erneuerbarer Energien wirken würden. Eine künftige Debatte über neue KKW würde sich primär entlang der Achsen Sicherheit, Versorgungssicherheit und -unabhängigkeit, Kosten und Systemintegration strukturieren und weniger entlang klimapolitischer Argumente, welche die Meinungslogik in den 2000er- und 2010er-Jahren geprägt haben.

Im Rahmen des Stakeholderdialogs wurde ein methodischer Ansatz gewählt, der weder auf Konfliktvermittlung noch auf Konsensbildung abzielte (Susskind et al., 1999). Ziel war ein konsultatives Format, das unterschiedliche Perspektiven sichtbar macht, ohne sie in einer Synthese zusammenzuführen. Der Workshop war bewusst explorativ angelegt und diente dem Kennenlernen verschiedener Sichtweisen zum Thema. Dabei wurde zwischen Aspekten bestehender Technologien und zukünftiger Optionen unterschieden. Auch wenn Reaktoren der Generation III und III+ international bereits eingesetzt werden, gelten Letztere für die Schweiz als «neu». Im Unterschied dazu befinden sich Small Modular Reactors derzeit weltweit überwiegend noch in Entwicklung oder im Prototypenstadium, Einstellungen gegenüber diesen Technologien sind schwer zu erheben (Cho & Lee, 2025; Sam-Aggrey & Atomic Energy of Canada Limited, 2014). Da die Zukunft des Energiesystems grundsätzlich offen ist und nur unterschiedliche Szenarien durchdacht und modelliert werden können (siehe Kapitel 3 und 4), sollte die Diskussion ausdrücklich im hypothetischen Rahmen geführt werden. Es

61 https://ensi.admin.ch/de/themen/ensi/

62 https://ensi.admin.ch/de/

63 https://ensi-rat.admin.ch/de/das-ensi-3/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

ging demnach mehr um die Frage «Was wäre, wenn ...?». Dies sollte als Türöffner für ein Nachdenken über mögliche Entwicklungen, Chancen und Risiken dienen. Entsprechend wurde auch eine vielfältige Auswahl an Akteurinnen und Akteuren getroffen, um ein breites Meinungsspektrum und verschiedene Expertisen abzubilden; das Workshopformat war darauf entsprechend abgestimmt (siehe Abschnitt 8.3.5 im Anhang).

Generell war bemerkenswert, wie reflektiert und respektvoll die Diskussion verlief, obwohl durchaus TN mit sehr unterschiedlichen Meinungen aufeinandertrafen (wobei es einen leichten Überhang an Personen gab, die der Kerntechnologie generell eher positiv gegenüberstehen). Dies entsprach durchaus dem in den Vorinterviews geäusserten Wunsch nach einer reflektierten Diskussion. Vereinzelt wurden unterschiedliche Grundsätze deutlich. Dennoch konzentrierten sich die TN auf die Aufgabe im Workshop und brachten ihre Sichtweisen und Expertisen sachlich ein. Vor diesem Hintergrund ist es interessant zu sehen, dass teilweise Konsens herrschte, etwa was die Bedeutung von Versorgungssicherheit und Kosten für eine mögliche Debatte angeht.

5.6.1 Generelle deskriptive Ergebnisse

Im Grossen und Ganzen entsprechen die Ergebnisse den Erwartungen an einen Workshop mit einem (im weiteren Sinne) fachkundigen Publikum. **Abb. 71** veranschaulicht die von den TN während des Workshops notierten relevanten Aspekte in Form einer Wortwolke, wobei die Häufigkeit der Nennungen durch die Schriftgrösse dargestellt wird. Deutlich wird, dass insbesondere jene Aspekte häufig genannt wurden, die in der Debatte um Nukleartechnologien allgemein bekannt sind. Die Abbildung bietet einen überblicksartigen Eindruck der thematischen Schwerpunkte. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass einzelne Begriffe nur an einem Tisch genannt wurden (beispielsweise «Blackout» ausschliesslich an Tisch D, dort allerdings mehrfach). Nicht ersichtlich ist aus der Darstellung, ob und in welcher argumentativen Stossrichtung die jeweiligen Aspekte eingebracht wurden. Diese Differenzierung wird im Folgenden vorgenommen.

Da im Workshop nicht spezifische technologische Reaktoroptionen bewertet wurde (etwa SMR vom Typ XY), drehten sich viele Beiträge weniger um die Technologie selbst als um Debattenkultur, Transparenz und das Systemverständnis. Abseits technischer Detaildiskussionen spielten gemäss der TN Aspekte wie Vertrauensbildung, Klarheit über Annahmen sowie gesellschaftliche Zielvorstellungen eine wichtige Rolle. Allerdings wurde von TN auch angemerkt, dass für eine fundierte Bewertung und eine vertiefte gesellschaftliche Debatte eine konkrete Technologieoption zugrunde gelegt werden müsste. Siehe hierzu die Einordnung in Abschnitt 5.7.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 71: Wortwolke aus allen während des Workshops aufgeschriebenen Aspekten (erstellt mit https://wordclouds.ethz.ch/).

Es zeigt sich eine starke Orientierung an etablierten energiepolitischen Deutungsmustern. Die meistgenannten Begriffe sind keine technologischen Detailfragen, sondern narrative Ankerbegriffe der Energiedebatte der letzten Jahre. «Blackout» steht für Krisenszenarien und Vulnerabilität, «Sicherheit» für Risiko- und Vertrauensfragen, «Versorgungssicherheit» für Systemstabilität, «Dekarbonisierung» für klimapolitische Legitimation. Die Häufigkeiten deuten darauf hin, dass auch in einem Expertinnen- und Expertenkontext die Diskussion stark entlang dieser bekannten Interpretationsmuster strukturiert ist.

Die Häufung von Aspekten wie technischer Sicherheit und Versorgungssicherheit weist darauf hin, dass Risikowahrnehmung und Systemstabilität zentrale Bezugspunkte bleiben. Die Debatte würde sich demnach vermutlich nicht primär an der Frage entzünden, ob neue Reaktordesigns technologisch interessant sind, sondern ob sie die Versorgungssicherheit erhöhen, erhalten oder gefährden.

Auffällig ist zudem, dass «Dekarbonisierung» zwar prominent erscheint, aber – wenn man die Gesamtliste betrachtet – nicht isoliert steht. Klimabezogene Begriffe sind häufig, doch sie sind eingebettet in Sicherheits- und Systemargumente.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

5.6.2 Auswertung nach Themenbereichen

Im Folgenden betrachten wir die Themenbereiche im Einzelnen. Eine Differenzierung nach Gruppen oder Institutionen wird dabei nicht vorgenommen, da die TN ohnehin nicht repräsentativ für alle gesellschaftlichen Expertisegruppen waren (jedoch durchaus typisch für die Debattenbeiträge stehen können). Mit einer anderen Gruppe aus denselben Sektoren sind unseres Erachtens ähnliche Beiträge zu erwarten.

Um die Auswertung der Themenbereiche zu verstehen, ist es wichtig, dass die Aufgaben an den Tischen nicht identisch waren.[64] Es wurden je nach Fragestellung angepasste Instruktionen gewählt. Es ging dabei jeweils um die zukünftige gesellschaftliche Debatte um (neue) Kernkrafttechnologie.

Tisch A: Werte

An Tisch A wurde darüber diskutiert, welche Rolle grundlegende soziale Werte und das Verhältnis zu neuen Nukleartechnologien in der zukünftigen Debatte spielen können. Die Ergebnisse zeigen (kategorisiert in **Tab. 46**), dass vor allem Sicherheit für die zukünftige Debatte als zentraler Wert genannt wurde, sowohl bezogen auf physische/technische Sicherheit als auch auf subjektive Sicherheit bzw. Schutz. Hierzu zählen Aspekte wie emotionale (Un)Sicherheit (2) oder Verlustängste (1) und Vertrauen (1). Auch Autonomie wurde häufiger genannt, gefolgt von Nachhaltigkeit. Bezogen auf Autonomie bzw. Freiheit wurden Aspekte genannt wie Souveränität (4) oder Selbstbestimmung (2).

Tab. 46: Anzahl Nennungen von Aspekten je Wertekategorie.

Wertedimension/Kategorie	Anzahl
Sicherheits-/Stabilitätswerte *Physische/infrastrukturelle Sicherheit (15)* *Psychologische/subjektive Sicherheit (5)*	20
Autonomie-/Freiheitswerte	15
Nachhaltigkeitswerte	9
Wirtschafts-/Leistungswerte	6
Gemeinwohl-/Sozialwerte	5
Governance-/Transparenzwerte	4

64 Daher ist eine detaillierte Betrachtung der Diskussion über alle Tische hinweg auch nicht sinnvoll.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Diskussion zur technischen Sicherheit bezog sich auf die Frage, welches Mass an Sicherheit vernünftigerweise gefordert werden sollte. Die Technik müsse auch bezahlbar bleiben. Auch eine Art Swissness-Aspekt wurde von TN genannt: Reaktoren im Inland könnten von schweizerischen Behörden kontrolliert werden. Stünden Reaktoren dagegen im Ausland und man importierte den Strom, verlöre die Schweiz an souveräner Entscheidungsmacht.

Tisch B: Ziele

In der Workshopdiskussion an Tisch B wurden potenzielle neue Nukleartechnologien anhand von 34 gesammelten Zielen des zukünftigen schweizerischen Energiesystems bewertet. Die TN ordneten neuen Nukleartechnologien für jedes Ziel einer Kategorie zu: «Stärke», «Schwäche» oder «Offene Frage». Insgesamt ergaben sich 74 Stärken, 42 Schwächen und 75 offene Fragen – wobei ein Ziel («Synergie der unterschiedlichen Energiequellen») nicht ausgefüllt wurde.

Zusammenfassend zeigen die Einschätzungen der TN (in Kategorien dargestellt in **Abb. 72**), dass neue Nukleartechnologien vor allem als sicher, klimaneutral und positiv bzgl. Versorgungssicherheit wahrgenommen werden. Kritisch gesehen werden hingegen Aspekte wie Kommunikation, Kosten, Wirkung auf Erneuerbare und das Abfallmanagement bzw. der Ressourcenkreislauf.

Die häufigsten einzelnen «Stärke»-Aspekte sind eindeutig Versorgungssicherheit (16 Nennungen), Klimaneutralität (10) und Vielfalt (6). Dies zeigt, dass neue Nukleartechnologien durchaus als zuverlässig, klimafreundlich und systemkompatibel wahrgenommen werden.

Schwächen konzentrieren sich auf Nachhaltigkeitsaspekte: «Anpassung zu Zero Waste» (5), «(neu) erneuerbar» (4) und «kostengünstig» (3). Hier wird Klärungs- oder Verbesserungsbedarf gesehen, insbesondere im Hinblick auf Kreislaufwirtschaft und Wirtschaftlichkeit.

Überhaupt werden bei der Kategorie Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit und Marktmechanismen noch viele Unklarheiten bzw. Uneindeutigkeiten verortet. Die grössten Unsicherheiten liegen bei einzelnen Aspekten wie Umweltverträglichkeit, günstige Energie (d.h. vor allem tiefe Strompreise), Kostenwahrheit, liberaler Markt und Sicherstellung eines realistisch eingeschätzten Bedarfs – jeweils mit fünf offenen Fragen. Dies deutet auf Bedarf an weiterer Information, Transparenz und gesellschaftlicher Klärung hin.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

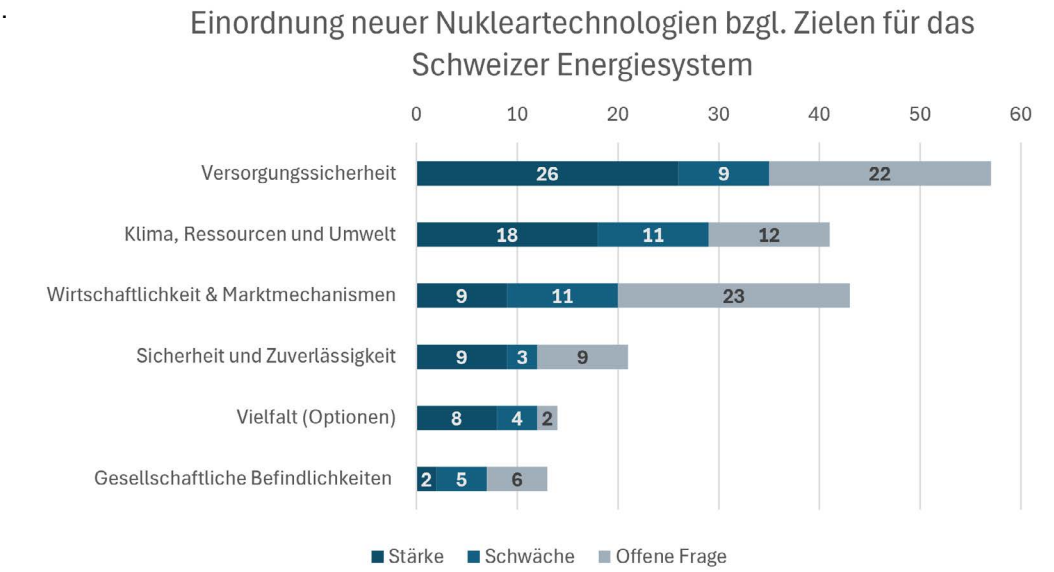


Abb. 72: Zentrale Zielsetzungen für das Schweizer Energiesystem (Anzahl Nennungen von Aspekten in den jeweiligen Kategorien).

Tisch C: Eigenschaften

In Abschnitt 3.2 werden die neuen Reaktortypen technisch charakterisiert. Einige dieser Charakteristika, mit denen sich neue Reaktortypen beschreiben lassen, wurden an Tisch D gesammelt und im Hinblick auf ihre potenzielle Bedeutung für eine zukünftige Debatte beleuchtet. **Abb. 73** zeigt die häufigsten Nennungen von Eigenschaften und ihre Kategorisierung. Mehrfachnennungen von Aspekten wurden jeweils verworfen, es kam auf die Bewertung bzgl. der Frage «Was wird für die Debatte wichtig?» an. Die herausragendsten Diskussionspunkte bezogen sich auf die Kosten der Technologie. Dabei sind die konkreten Kosten des Baus und Betriebs relevant, aber auch die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Gesamtsystem. Entscheidend seien nicht nur Stromgestehungskosten, sondern Systemkosten wie Netzausbau, Speicherbedarf und Flexibilität. Neue Reaktorkonzepte versprächen mehr Steuerbarkeit. Kleinere Module seien aber wie herkömmliche Reaktortypen mit hohen Investitionen und langen Entwicklungszeiten verbunden.

Ein wesentlicher Punkt sei der Zwiespalt der Abhängigkeit vs. Sicherheit der Versorgung. Kernenergie verspricht Versorgungssicherheit, schaffe jedoch wahrscheinlich neue geopolitische Abhängigkeiten – etwa beim Uranbezug, beim Bau und beim technischen Know-how. Eigene Lieferketten bestünden in der Schweiz nicht. Energieunabhängigkeit (Stichwort «Autarkie») sei daher relativ zu sehen: Auch ein Kernkraftwerk bleibe in internationale Netze und Märkte eingebunden. Herkunft und Stabilität der Supply Chain seien dabei zentrale Faktoren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Diskussion über neue Nukleartechnologien werde vor allem durch das Ziel der Klimaneutralität neu belebt. Damit sie sachlich geführt werden könne, müssen zentrale Punkte angesprochen werden. Interessant war, dass Nachhaltigkeitsaspekte relativ selten angesprochen wurden.

Technologisch bestünden zudem Unsicherheiten, insbesondere bei neueren Generationen von Reaktoren. Fragen der Reife, der praktischen Erfahrung und der realistischen Verfügbarkeit müssten geklärt werden, zumal Kernkraftwerke über viele Jahrzehnte wirkten.

Sicherheit bleibe gesellschaftlich wohl ein sensibles Thema, auch wenn moderne Konzepte Risiken reduzieren sollten. Themen wie Cybersicherheit, Proliferation und Endlagerung seien weiterhin und evtl. verstärkt relevant. Letztlich werde Klimaneutralität (bzw. Dekarbonisierung) als legitimer Grund für die Debatte betrachtet, entscheidend sei jedoch, ob und wann neue Nukleartechnologien tatsächlich einen wirksamen Beitrag leisten können (Stichwort «readiness»).

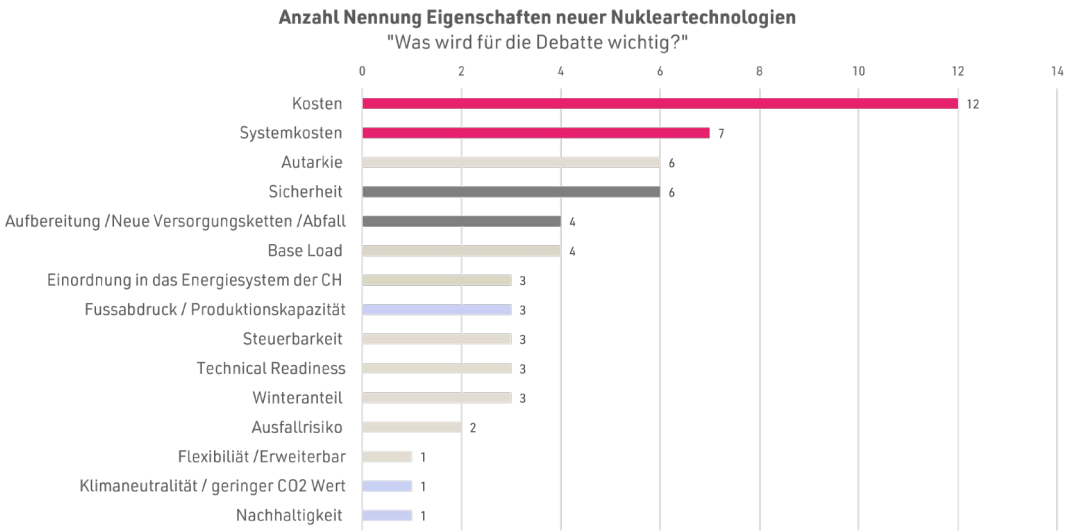


Abb. 73: Eigenschaften neuer Nukleartechnologien, die in der Debatte wichtig werden könnten.

In der Diskussion über die Eigenschaften neuer Nukleartechnologien konnte man oft direkt erkennen, ob ein Aspekt als Argument für oder gegen die Technologie eingebracht wurde. Die Tabelle im Anhang («Richtung der potenziellen Argumentation mit bestimmten Aspekten in deiner zukünftigen Debatte») zeigt diejenigen Eigenschaften, deren Valenz klar erkennbar war. In einer Diskussion an Tisch C wurde beispielsweise der Aspekt «Landverbrauch» in positiver Argumentation verwendet, da im Vergleich zu anderen Energietechnologien relativ wenig Land verbraucht würde.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tisch D: Kontext

Schon der visuelle Eindruck der Wortwolke (siehe Abschnitt 5.6.1) deutet darauf hin, dass Klimaschutz bzw. Dekarbonisierung relativ zu anderen Aspekten häufiger genannt wurden. Die Diskussion unter den TN insbesondere beim Themenfeld Kontext (aber auch bei den Zielen) zeigte jedoch auf, dass «Klima» eher als notwendiger Rahmen oder als Rechtfertigungsgrund fungiere, während die eigentlichen Konfliktlinien in der zukünftigen Debatte entlang von Risiko und Versorgung verlaufen könnten. Schliesslich lässt die Häufung «klassischer» Aspekte auch den Schluss zu, dass neue Nukleartechnologien diskursiv nicht in einem völlig neuen Bedeutungsraum verortet würden. Trotz neuer Designs oder technologischer Konzepte blieben wahrscheinlich die bekannten Topoi dominant und würden die Debatte prägen. Eine zukünftige gesellschaftliche Auseinandersetzung würde stark auf bereits bestehenden Deutungsmustern aufbauen und wäre weniger durch genuin neue Argumente strukturiert. Die Häufigkeiten und die inhaltliche Diskussion sprechen weniger für einen Innovationsdiskurs als für eine Fortschreibung etablierter energiepolitischer Konfliktlinien, mit Sicherheit und Versorgung im Zentrum und Klimaschutz als übergeordnetem Legitimationsrahmen.

Geopolitische Entwicklungen und potenzielle exogene Ereignisse (wie z.B. Unfälle, Überfälle) werden durchaus eine wichtige Rolle in der zukünftigen Debatte über die schweizerische Energieversorgung (mit nuklearer Technologie) zugeschrieben. Auch rein quantitativ zeigt sich das in der Priorisierung (siehe **Abb. 74**).

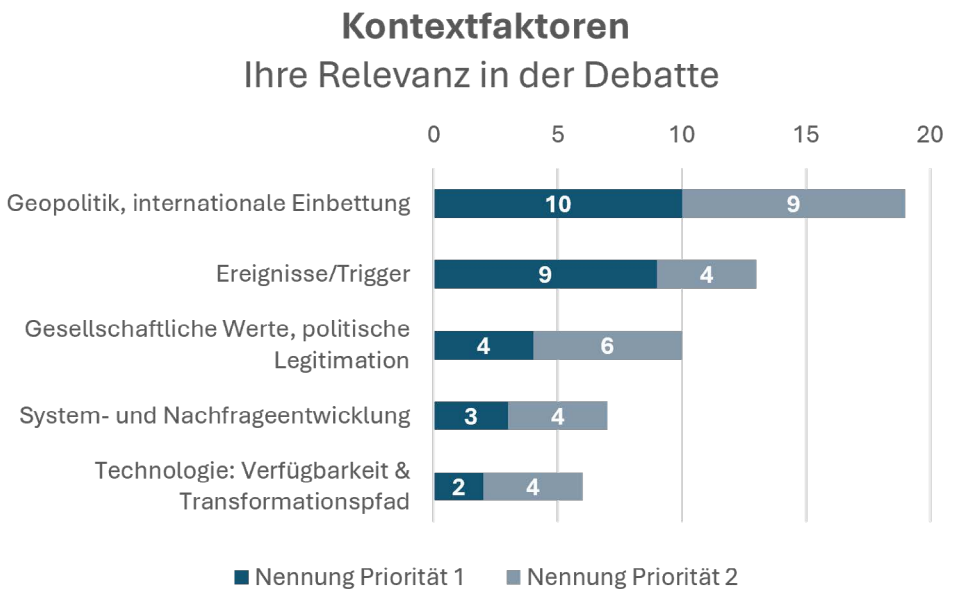


Abb. 74: Priorisierung von Kontextfaktoren (Anzahl der Punkte, Priorität 1 = besonders wichtig, Priorität 2 = auch wichtig, manche Aspekte wurden nicht mit Punkten priorisiert).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Nach einer kurzen Rückmeldung von vorläufigen Ergebnissen aus dem ersten Teil (Präsentation von Wortwolken und mündliche Berichte der Tischmoderatoren) folgte eine Abschlussrunde in Form eines Stimmungsbildes. Schon vor der Mittagspause wurde den TN eine Frage mitgegeben, die sie bedenken sollten: «Was wäre für die künftige Debatte hilfreich?» Die Überlegungen zu dieser Frage wurden nach der Rückmeldung an den Tischen gesammelt und auf Kärtchen notiert (siehe **Abb. 75**). Sie lassen sich grob drei Clustern zuordnen: Plattform/Diskurs, Wissen/Vermittlung und Kosten/Annahmen.

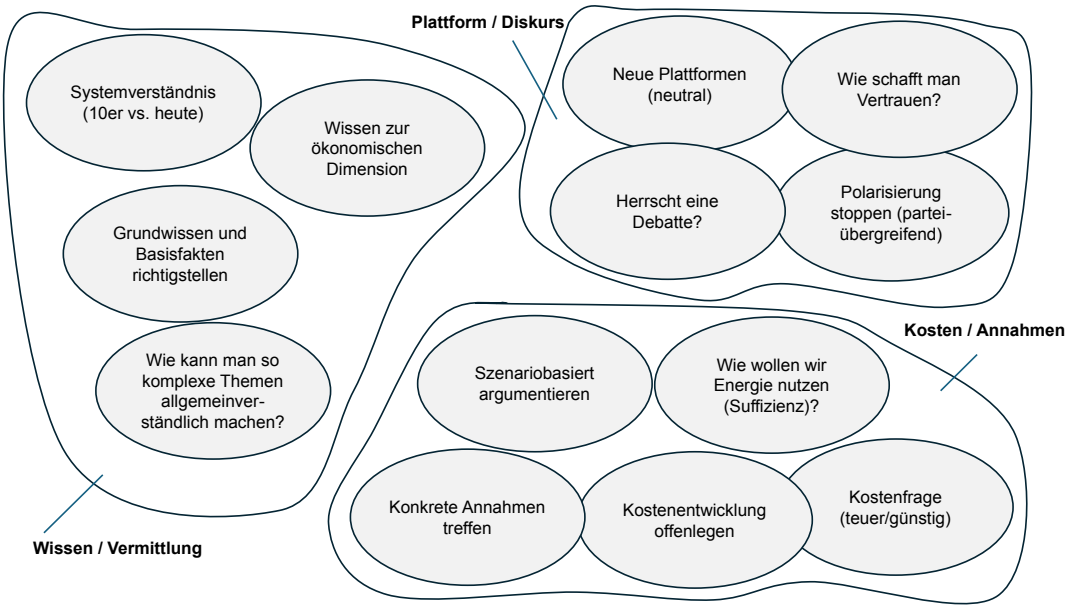


Abb. 75: Gesammelte Gedanken zur Frage, was für die künftige Debatte hilfreich wäre. Es sind grob drei Cluster zu erkennen: Plattform/Diskurs, Wissen/Vermittlung und Kosten/Annahmen.

Ordnet man diese Aussagen den vier Themenbereichen zu, dann kann man Folgendes festhalten:

Werte: Für eine konstruktive Debatte braucht es zunächst Klarheit über grundlegende Werte. Dazu gehört die Frage, wie Energie künftig genutzt werden soll (Suffizienz, Verantwortung, Nachhaltigkeit). Ebenso zentral sind Vertrauen, Transparenz und Glaubwürdigkeit politischer Prozesse. Mehrfach wurde betont, dass die Polarisierung reduziert und eine parteiübergreifende Gesprächskultur gefördert werden sollte. Komplexe Sachverhalte müssen so vermittelt werden, dass sie verständlich bleiben und breite Teilhabe ermöglichen. Dies erscheint als zentrale Herausforderung, die von Expertinnen und Experten auch in anderen Themenfeldern genannt wurde.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Ziele für das Energiesystem: Auf strategischer Ebene wurde ein stärkeres Systemverständnis gefordert. Die Kostenfrage steht dabei im Vordergrund – nicht isoliert, sondern mit Blick auf langfristige Finanzierbarkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Hilfreich sind transparente Annahmen, offengelegte Kostenentwicklungen und szenariobasierte Analysen, um Zielkonflikte sichtbar zu machen und die Transformation des Energiesystems einzuordnen.

Eigenschaften neuer Nukleartechnologien: Bezogen auf die Technologie selbst besteht Bedarf an einer nüchternen, faktenbasierten Einordnung. Diskutiert werden sollten Investitionsbedarf, mögliche Lernkurven, Marktintegration sowie technische Reife. Ebenso wichtig ist die sachliche Klärung von Fragen zu Sicherheit, Abfall und Laufzeiten. Ziel ist es, Grundwissen zu stärken und verbreitete Missverständnisse zu reduzieren.

Gesellschaftlich-politischer Kontext: Schliesslich wurde der institutionelle Rahmen der Debatte thematisiert. Gewünscht werden neutrale Plattformen für den Austausch sowie mehr Transparenz darüber, wie intensiv und breit die öffentliche Diskussion tatsächlich geführt wird. Medien, Wissenschaft und Politik tragen dabei Verantwortung für eine sachliche Einordnung und für die Stärkung des Vertrauens in den Prozess.

Viele Beiträge drehen sich weniger um die Technologie selbst als um Debattenkultur, Transparenz und Systemverständnis. Die TN äusserten u.a., dass die oben angesprochenen Tendenzen bzgl. Orientierung an politischen Parteien (siehe auch Abschnitt 5.5.3) nicht die Debatte prägen sollten, sondern dass parteienübergreifend und nicht polarisiert diskutiert werden solle.

Das deutet darauf hin, dass es nicht nur einen Bedarf an technischen Fragestellungen gibt, sondern auch auf Vertrauensbildung, Klarheit über Annahmen und gesellschaftliche Zielvorstellungen abgezielt werden sollte. Diesen Bedarf sehen auch Personen, die am Workshop teilgenommen und sich an der kurzen Onlinebefragung beteiligt haben. Knapp die Hälfte der TN hatten im Feld zum Angebot eingetragen, dass sie auch zukünftig an der gesellschaftlichen Diskussion über neue Nukleartechnologien interessiert sind.

5.7 Zwischenfazit

Aus der Bevölkerungsperspektive lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Erstens zeigen die zahlreichen Umfragen und Abstimmungen der letzten Jahrzehnte, dass die Bevölkerung seit der Kaiseraugst-Debatte in der Nuklearfrage gespalten ist. Vor allem nach dem Reaktorunfall in Tschernobyl und auch nach dem Unfall in Fukushima bewegte sich die Bevölkerungsmehrheit in Richtung einer grundsätzlichen Ablehnung der Nuklearenergie, was nicht zuletzt den Entscheid über den Ausstieg im Rahmen des 2017 im Referendum angenommenen Energiegesetzes im Jahr 2018 ermöglichte.

Zweitens hat die Nuklearenergie zwar jüngst mit dem Aufkommen des Themas der Versorgungssicherheit in der Öffentlichkeit etwas an Boden gewonnen, dennoch lässt sich aus

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

aktuellen Umfragedaten keine klare Mehrheit für einen stärkeren Rückgriff auf die Kernenergie ersehen. Am ehesten ist dies noch für den Langzeitbetrieb der aktuellen KKW gegeben, während für den Bau neuer KKWs deutlich geringere Zustimmungsraten zu beobachten sind. Die Meinungen zur Nutzung der Kernenergie sind dabei sehr stark entlang der politischen Links-Rechts-Dimension sowie nach Geschlecht strukturiert. Gerade links-grün Wählende, die klimapolitischen Zielen hohe Bedeutung zusprechen, sehen die Nuklearenergie dabei nicht als valable Option zur Lösung klimapolitischer Anliegen. Was die Umfrageresultate betrifft, gilt es anzumerken, dass Zustimmungsraten in Umfragen in der Regel deutlich höher sind, als wenn die Bevölkerung gebeten wird, über konkrete Umsetzungsentscheide abzustimmen: Wenn beispielsweise in einer Umfrage eine knappe Mehrheit dem Bau eines neuen KKW generell zustimmt, spielen bei konkreten Umsetzungsfragen zusätzlich konkrete(re) Abwägungen eine Rolle, z.B. bezüglich Standort oder Finanzierung. Diese lassen die Unterstützung für Infrastrukturprojekte in der Regel sinken. Das Beispiel erneuerbarer Energieinfrastruktur zeigt diesen Mechanismus deutlich auf: Trotz hoher allgemeiner Zustimmung zu Erneuerbaren werden konkrete Infrastrukturprojekte oft durch die Bevölkerung abgelehnt. Es ist davon auszugehen, dass ähnliche Mechanismen auch bei konkreten KKW-Projekten zum Tragen kommen.

Diese Erwartung knapper oder keiner Mehrheiten wird, drittens, dadurch weiter gestützt, dass Kernenergie auf Basis der vertieften Analysen aktueller Umfragedaten keine Priorität geniesst. Müssen Bürgerinnen und Bürger zwischen Nuklearenergie und anderen ähnlich umstrittenen Energiequellen wählen, werden etwa alpine Photovoltaik oder Windanlagen klar vorgezogen.

Viertens ist die öffentliche Meinung zur Kernenergie stärker polarisiert als die Meinung zu anderen Energietechnologien. Während sie zwar im rechten politischen Lager insbesondere seit dem Krieg in der Ukraine starke Unterstützung erhält, lehnen links-grüne Wählerinnen und Wähler die Kernkraft vehement ab. Insgesamt kann festgehalten werden, dass vor allem die Gegnerschaft der Kernenergie relativ gross und überzeugt ist. So geben etwa 60 % der Befragten an, dass der Staat kein Geld in die Kernenergie investieren soll. Angesichts diverser Finanzierungsentscheide, welche in einem Neuprojekt anstünden, ist dieser Befund höchst relevant.

Diese unterschiedlichen Befunde zur öffentlichen Meinung sind schliesslich in den Kontext einzuordnen, dass der Bau eines neuen KKW mehrere, über einen längeren Zeitraum verteilte Abstimmungen bedingt, wobei jede einzelne ein KKW-Projekt scheitern lassen kann (Neu et al., 2025). Vor diesem Hintergrund zeigen die Resultate auf, dass ein solcher Prozess mit viel politischer Unsicherheit verbunden wäre und insgesamt die politische Umsetzbarkeit neuer KKW-Projekte aus aktueller Sicht klar infrage zu stellen ist.

Aus dem Stakeholderworkshop lassen sich diesbezüglich Erkenntnisse darüber ableiten, wie breit und strukturell die möglichen Diskurslinien verlaufen könnten, sollte die Frage neuer Nukleartechnologien in der Schweiz künftig wieder stärker öffentlich verhandelt werden. Im Workshop haben insgesamt 30 Teilnehmende 86 verschiedene Aspekte zur zukünftigen gesellschaftlichen Debatte um neue Kernenergietechnologien genannt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auffällig war dabei die starke Präsenz von Fragen zu Ressourcen (inkl. Abhängigkeiten und Autarkie), etwa zur Uranbeschaffung, zu internationalen Lieferketten im Brennstoffkreislauf und zu geopolitischen Verflechtungen (siehe auch Abschnitt 6.1.3 zur Einordnung). Sollte eine breitere Debatte entstehen, dürfte sie sich daher nicht allein um Stromproduktion drehen, sondern um strategische Handlungsfähigkeit und langfristige Energiesouveränität. Kernenergie erscheint in dieser Perspektive weniger als isolierte Technologie, sondern als Projektionsfläche für Fragen nationaler Unabhängigkeit in einem zunehmend fragilen internationalen Umfeld.

Ebenfalls deutlich sichtbar ist die grundlegende Bedeutung von Sicherheitsaspekten. Unfallrisiken, Proliferation, Cybersicherheit oder die gesellschaftliche Wahrnehmung von Restrisiken markieren ein wichtiges Feld von Voraussetzungen. Sicherheit fungiert dabei als grundlegende Legitimationsbedingung: Nicht die technischen Detailfragen stehen im Vordergrund, sondern die Frage, welches Sicherheitsniveau gesellschaftlich als akzeptabel gilt und wem Vertrauen und Kompetenzen zugeschrieben werden.

Ökonomische Aspekte wie Kosten, Finanzierbarkeit, Gesamtenergiesystemkosten sowie staatliche Risikoübernahme bilden einen weiteren zentralen Strang der Überlegungen. Hier verdichtet sich die mögliche Debatte um Verteilungsgerechtigkeit und fiskalische Verantwortung. Eine zukünftige Auseinandersetzung würde sich daher vermutlich weniger nur an absoluten Kosten entzünden, sondern an der Frage, wer (welche) Risiken trägt und wie langfristige Investitionen politisch und wirtschaftlich verantwortet werden können.

Schliesslich spielt die Systemintegration eine wesentliche Rolle. Flexibilität, Winterstrom, Grundlastfähigkeit, Gross- versus Kleinreaktoren und die Einbettung in ein zunehmend von Erneuerbaren geprägtes Energiesystem verweisen auf strukturelle Fragen der Energiearchitektur. Sollte das Thema wieder an Breite gewinnen, dürfte die Diskussion daher stark davon geleitet sein, wie Nukleartechnologien in ein transformiertes Energiesystem hineingedacht werden können oder ob sie als unflexibel bzw. als inkompatibel mit dem Energiesystem wahrgenommen werden.

Insgesamt deutet die Sammlung der Aspekte darauf hin, dass eine künftige gesellschaftliche Debatte weniger ausschliesslich klimabezogen geführt werden dürfte, sondern entlang von Sicherheits-, Energieunabhängigkeits-, Kosten- und Energiesystemfragen strukturiert wäre. Das Expert/-innenvotum legt nahe, dass die Konfliktlinien bereits absehbar sind, sollte sich der Kontext in der nahen Zukunft nicht substanziell ändern. Entsprechend dürfte eine Debatte über neue Nukleartechnologien geprägt sein von aktuellen und vergangenen Themen und Konfliktlinien.

Insgesamt ergibt sich aus diesem Kapitel zu gesellschaftlichen und politischen Dimensionen also eine fundamentale Unsicherheit im Umgang mit Nukleartechnologien. Die Bevölkerung und (andere) Stakeholder waren in der Vergangenheit und bleiben heute gespalten in der Frage. Es ist deshalb aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich, dass sich die Bevölkerung, insbesondere für neue Kernkraftwerke, im systemnützlichen Zeitraum und über mehrfache Abstimmungen hinweg, durchgehend bejahend ausdrücken würde.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Dieses Kapitel untersucht die für diese Studie relevanten rechtlichen und regulatorischen Aspekte. Zuerst wird der allgemeine kernenergierechtliche Rahmen abgesteckt (Kap. 6.1). Das nukleare Bewilligungsverfahren wird separat dargestellt (Kap. 6.2); dabei liegt der Fokus auf der Rahmenbewilligung, welcher eine Scharnierfunktion zukommt. Bei der Beschreibung des Gesetzgebungsprozesses werden die für jede Änderung formeller Bundesgesetze geltenden Vorgaben aufgezeigt und es wird nach Möglichkeiten zur Abweichung vom Verfahren oder von der Normstufe gefragt (Kap. 6.3). Eine energierechtliche Einordnung erfolgt mit Blick auf allfällige staatliche Fördermassnahmen (Kap. 6.4); dazu wird ein kurzer Vergleich mit ausgewählten europäischen Ländern vorgenommen. Jeweils am Ende dieser vier Unterkapitel werden die Befunde zusammengefasst und auf die drei Reaktorklassen angewendet (Kap. 6.1.9, 6.2.4, 6.3.4 und 6.4.6). Ein bereichsübergreifendes Zwischenfazit schliesst das Kapitel ab (Kap. 6.5).

6.1 Nuklearrechtlicher Rahmen

6.1.1 Allgemeines

Gemäss der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 ist die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie Sache des Bundes (Art. 90 BV). Nach herrschender Ansicht handelt es sich dabei um eine umfassende Bundeskompetenz (Biaggini, 2017: Art. 90 BV Rz. 2).

Zudem bestehen Gesetzgebungskompetenzen des Bundes in den Bereichen des Strahlenschutzes und der Unfallversicherung (Art. 118 Abs. 2 Bst. c und Art. 117 Abs. 1 BV). Dabei handelt es sich um Gesetzgebungskompetenzen mit nachträglich derogatorischer Wirkung[65] (Biaggini, 2017: Art. 118 BV Rz. 6 und Art. 117 BV Rz. 2).

65 Die nachträglich derogatorische Wirkung einer Bundeskompetenz stellt den «Normalfall» dar; sie bedeutet, dass kantonales Recht erst dann durch die Bundegesetzgebung verdrängt wird, wenn und soweit der Bund von einer Kompetenz Gebrauch macht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.1.1.1 Gesetzgebung und Vollzug

Der Bund hat seine Kompetenzen insbesondere mit dem *Kernenergiegesetz vom 21. März 2003* (KEG), dem *Strahlenschutzgesetz vom 22. März 1991* (StSG) und dem *Bundesgesetz über die Unfallversicherung vom 20. März 1981* (UVG) wahrgenommen.

Der *Vollzug des Kernenergierechts* obliegt dem Bund (Poltier, 2020: Rz. 315). Kantonale oder kommunale Zuständigkeiten oder Aufgaben sind damit grundsätzlich ausgeschlossen; sie bestehen an den Schnittstellen zu anderen Rechtsgebieten (etwa im Bereich der Raumplanung). Kantonale Bewilligungen für den Bau von Kernanlagen sind weder erforderlich noch zulässig. Den Standortkantonen von Kernanlagen behält das Kernenergiegesetz ein Mitwirkungsrecht im Rahmenbewilligungsverfahren vor (Art. 44 KEG; vgl. Kap. 6.2.1.2).

Der *Vollzug der Strahlenschutzgesetzgebung* liegt teilweise beim Bund (Bundesamt für Gesundheit und ENSI), teilweise bei den Kantonen (Bevölkerungsschutz inklusive Strahlenwehr und mitigativer Notfallschutz). Die Strahlenschutzverordnung vom 26. April 2017 setzt einen effektiven maximalen Dosisgrenzwert für die Bevölkerung von einem 1 Millisievert (mSv) pro Jahr fest (Art. 22 StSV).

Die *Geltungsbereiche* von KEG und StSG können sich in Bezug auf Kernanlagen überschneiden. Allfällig nach StSG benötigte Bewilligungen werden von den nach KEG zuständigen Behörden in kernenergierechtlichen Verfahren erteilt. Im Bereich der konventionellen Arbeitssicherheit ist das Unfallversicherungsgesetz massgeblich (Art. 82 UVG).

6.1.1.2 Internationale Regelwerke und Standards

Die internationale Dimension des Kernenergierechts ist bereits darum eröffnet, weil die Schweiz über keine Ausgangsprodukte für Kernmaterialien verfügt (insb. Uran). Die Schweiz gehört der *Internationalen Atomenergiebehörde* (IAEA)[66] sowie der *Nuclear Energy Agency* der OECD (NEA)[67] an und hat die einschlägigen internationalen Übereinkommen ratifiziert (vgl. Odendahl, 2013: S. 29 f. oder Jagmetti, 2005: Rz. 5124, 5401 ff. und 5501 ff.).

Zentral sind das Übereinkommen über nukleare Sicherheit (Safety Convention)[68], das Übereinkommen über den physischen Schutz von Kernmaterial und Kernanlagen (CPPNM)[69] und das gemeinsame Übereinkommen über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter

---

66 Statut der Internationalen Atomenergie-Agentur vom 26. Oktober 1956, SR 0.732.011.

67 Satzung der Agentur der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung für Nuklearenergie vom 20. Dezember 1957, SR 0.732.012.

68 Übereinkommen über nukleare Sicherheit vom 17. Juni 1994, SR 0.732.020.

69 Übereinkommen über den physischen Schutz von Kernmaterial und Kernanlagen vom 3. März 1980, SR 0.732.031.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle (Joint Convention)[70]. Sie decken die *nukleare Sicherheit* und den *Umgang mit Kernmaterialien* ab. Diese internationalen Übereinkommen sind aus sich selbst heraus auszulegen. Darin finden sich meist wesentliche Definitionen und Abgrenzungen im jeweiligen Kontext des Übereinkommens (zu Kernanlagen, Kernkraftwerken, Forschungsanlagen, Kernmaterialien, Besonderheiten des Transports etc.). Diese Übereinkommen sind insofern «technologieoffen», als sie in der Regel nicht zwischen verschiedenen Kernanlagen oder Reaktortypen unterscheiden (vgl. insb. Art. 2 Bst. i Safety Convention und Art. 2 Joint Convention); Anknüpfungspunkte bilden die verwendeten Kernmaterialien (vgl. insb. Art. 1 CPPNM und Art. 2 Joint Convention). Ausnahmsweise können sich Bestimmungen ausschliesslich auf Kernkraftwerke (Leistungsreaktoren) beziehen und daher nicht auf Forschungsanlagen angewendet werden (etwa bei der Convention on Nuclear Safety). Weitere Übereinkommen geben den internationalen Rahmen für die *Kernenergiehaftpflicht* vor, nämlich (für die OECD-Staaten) das Pariser Übereinkommen[71] und das ergänzende Brüsseler Übereinkommen[72].

Die internationalen Regelwerke treffen Unterscheidungen hinsichtlich der zivilen oder militärischen Nutzung nuklearer Technologie (zur militärischen Nutzung vgl. Odendahl, 2013: S. 13 ff.), hinsichtlich des Ortes von nuklearen Installationen (ob an Land oder auf See) oder hinsichtlich des Umgangs mit Kernmaterial (ob es nur transportiert oder irgendwie verwendet wird). Für die Schweiz ist davon auszugehen, dass es sich um eine rein *zivile Nutzung der Kernenergie* an Land handeln würde (zwar ist die Schweiz dem Kernwaffenverbotsvertrag nicht beigetreten, sie hat aber die Pflichten als IAEA-Mitgliedstaat einzuhalten).

Das KEG verweist teilweise explizit auf *international anerkannte Grundsätze* (für Schutzmassnahmen vgl. Art. 5 Abs. 1 KEG; zu internationalen Kontrollmassnahmen zur Verhinderung der Verbreitung von Kernwaffen vgl. Art. 7 Bst. b KEG). Teilweise bezieht das Gesetz *Grundsätze und Empfehlungen* implizit ein, indem etwa verlangt wird, dem Stand von Wissenschaft und Technik zu folgen und die (weltweite) Betriebserfahrung zu berücksichtigen (vgl. Art. 22 Abs. 2 Bst. h KEG).

Die internationalen Standards und Empfehlungen haben teilweise einen allgemeinen Charakter (etwa (IAEA [GSR-3], 2014), beziehen sich teilweise aber auch auf bestimmte Arten von Kernanlagen oder spezifische Herausforderungen (IAEA [SSG-20], 2022 oder IAEA [GSR-6], 2014). Seit einigen Jahren stehen neue Reaktortechnologien und insbesondere Small Modular Reactors (SMR) im Fokus von technischen Berichten der internationalen Organisationen (IAEA [INSAG-28], 2024; IAEA [SRS-123], 2023; IAEA [TECDOC-2003], 2022).

---

70 Gemeinsames Übereinkommen über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle vom 5. September 1997, SR 0.732.11.

71 Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie vom 29. Juli 1960, SR 0.732.44.

72 Zusatzübereinkommen zum Pariser Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie vom 31. Januar 1963, SR 0.732.440.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.1.2 Kernanlagen und Kernmaterialien

Sowohl *Kernanlagen* (Art. 3 Bst. d KEG) als auch *Kernmaterialien* (Bst. f) werden in einem weitreichenden Sinne gesetzlich definiert. Der Geltungsbereich der Kernenergiegesetzgebung sowie ihrer besonderen Bestimmungen folgen diesen Begriffen.

Die Einstufung als Kernanlage respektive Kernmaterial zeitigt daher weitreichende rechtliche Folgen: Kernanlagen und der Umgang mit Kernmaterialien sind *bewilligungspflichtig* (Art. 6 ff. und Art. 12 ff. KEG). Radioaktiver Abfall ist *entsorgungspflichtig* (Art. 31 KEG) und die *Wiederaufarbeitung* von Brennelementen ist grundsätzlich verboten (Art. 9 KEG). Kernanlagen sind nach der Ausserbetriebnahme *stilllegungspflichtig* (Art. 26 ff. KEG). Die *Finanzierung* der Stilllegung und der Entsorgung ist gesetzlich festgelegt (Art. 77 ff. KEG). Und es gelten die Bestimmungen zur nuklearen *Aufsicht* (Art. 70 ff. KEG). Darüber hinaus greifen die Bestimmungen des *Kernenergiehaftpflichtgesetzes* für nukleare Schäden (Art. 1 Abs. 1 KHG).

Ein Kernkraftwerk, also eine Kernanlage mit dem Zweck der Produktion und Abgabe von Energie, ist in jedem Fall vom Begriff der Kernanlage erfasst. Damit gilt auch das *Rahmenbewilligungsverbot* (Art. 12a KEG) für alle Kernkraftwerke; dies unabhängig von der verwendeten Technologie, der Kapazität oder der umgewandelten Sekundärenergie. Weitere besondere Bestimmungen sind im Gesetz nur für geologische Tiefenlager vorgesehen (Art. 13 Abs. 1 Bst. g, Art. 14 Abs. 1 Bst. f und Art. 37 ff. KEG).

6.1.3 Nuklearrechtliches Bewilligungssystem

Für den Bau und den Betrieb von Kernanlagen sieht das Kernenergierecht grundsätzlich ein *dreistufiges nukleares Bewilligungssystem* vor. Davon zu unterscheiden ist die (allgemeine) Bewilligung zum Umgang mit nuklearen Gütern (und insbesondere zu deren Transport), auf welche nachfolgend nicht eingegangen wird (Art. 6 f. KEG).

6.1.3.1 Dreistufige Bewilligungskaskade

Die *Rahmenbewilligung* bildet die erste von insgesamt drei benötigten nuklearen Bewilligungen (Poltier, 2020: Rz. 341 ff.; zu den Verfahren vgl. Kap. 6.2). Sie ist grundsätzlich für alle Kernanlagen notwendig. Eine Ausnahme von der Rahmenbewilligungspflicht gilt für Kernanlagen mit geringem Gefährdungspotenzial (Art. 12 Abs. 3 KEG; vgl. Kap. 6.2.2). Derzeit besteht ein Rahmenbewilligungsverbot für den Bau neuer und für Änderungen bestehender Kernkraftwerke (Art. 12a und Art. 106 Abs. 1^{bis} i.V.m. Art. 65 Abs. 1 KEG).[73]

---

73 Die Anforderungen für eine Kernanlage mit geringem Gefährdungspotenzial werden auf Verordnungsstufe festgelegt. Art. 22 Abs. 1 KEV stellt darauf ab, dass die Häufigkeit aller Auslegungsstörfälle mit «einer resultierenden Dosis von über 1 mSv für Personen aus der Bevölkerung höchstens 10-6 pro Jahr beträgt». Die Strahlendosis entspricht dem effektiven Dosisgrenzwert für Personen aus der Bevölkerung gemäss der Strahlenschutzgesetzgebung (vgl. Art. 22 Abs. 1 StSV). Die Einhaltung (respektive

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Rahmenbewilligung ist für jede Kernanlage im dafür vorgesehenen Verfahren zu durchlaufen (Art. 42 ff. KEG). Die inhaltlichen Festlegungen zur baulichen und technischen Realisierung bleiben in der Rahmenbewilligung noch relativ offen, da darin erst die Grundzüge eines Projekts festgelegt werden (Art. 14 Abs. 1 Bst. d und Abs. 2 KEG). Die Rahmenbewilligung bildet eine Art äussere Grenze für die Verwirklichung eines Projekts; es besteht *kein Rechtsanspruch* auf Bewilligungserteilung (Art. 12 Abs. 2 KEG).

Nach dem KEG müsste sich die Rahmenbewilligung für die Grundzüge des Projekts am geplanten Endausbau orientieren und den Zweck der jeweiligen Kernanlage definieren. Bei einer Änderung des Zwecks wäre eine neue Rahmenbewilligung einzuholen (Art. 65 Abs. 1 Bst. a KEG). Die Rahmenbewilligung kann mehrere Reaktorblöcke der gleichen Gesuchstellerin am gleichen Standort zum Inhalt haben, womit das Rahmenbewilligungsverfahren nur einmal zu durchlaufen wäre.

Innert der von der Rahmenbewilligung festgelegten Grenzen wird ein Projekt in den anschliessenden Verfahren der Bau- und der Betriebsbewilligung konkretisiert. Bei diesen Bewilligungen handelt es sich um *Polizeibewilligungen.*[74] Die Rahmen-, die Bau- und die Betriebsbewilligung greifen inhaltlich teilweise ineinander, insbesondere bezüglich der Gewährleistung der nuklearen Sicherheit und Sicherung.

Fraglich könnte sein, ob eine Baubewilligung in Teilbaubewilligungen *aufgeteilt* werden dürfte. Unter altem Recht entsprach dies der Praxis, das geltende Recht wird dies eher ausschliessen. Vielmehr werden auf der Basis der Baubewilligung aufsichtsrechtliche Freigaben erteilt, mit welchen Projekte behördlich gesteuert werden können. Bei allen Kernanlagen müssen die «wesentlichen Elemente der technischen Verwirklichung» in der Baubewilligung verankert werden (Art. 17 Abs. 1 Bst. d KEG). Werden wesentliche Änderungen an einem Projekt vorgenommen, ist eine neue Baubewilligung notwendig (Art. 65 KEG). Umgekehrt kommt eine *gleichzeitige Erteilung* der Bau- und der Betriebsbewilligung nur ausnahmsweise infrage (Art. 20 Abs. 2 KEG; vgl. auch Kap. 6.2.3).[75]

Fraglich könnte zudem sein, ob sich eine Baubewilligung für einen Reaktortyp «standardisieren» liesse und ob verschiedene Reaktorblöcke einer Kernanlage Gegenstand einer einzigen Baubewilligung sein könnten. Gegen eine *Standardisierung* sprechen die Vorgaben zum Inhalt der Baubewilligung (Art. 17 Abs. 1 KEG), welche sich auf einen konkreten Einzelfall beziehen (und insb. den konkreten Standort und die jeweilige Bewilligungsinhaberin festlegen). Für eine

---

dann das Unterschreiten) des Werts von 1 mSv bildet zudem nach internationalen Empfehlungen die Schwelle zur Entlassung einer Kernanlage aus der Kernenergiegesetzgebung (vgl. IAEA, 2006a: Ziff. 6.1 und IAEA, 2006b: Ziff. 3.21 und 3.22).

74 Das Charakteristikum von Polizeibewilligungen ist der Anspruch auf Bewilligungserteilung, wenn die gesetzlichen Vorgaben erfüllt werden.

75 In anderen Ländern greifen teilweise andere Konzepte zur Entwicklung von alternativen Reaktorprojekten: So wäre es etwa möglich, ein Projekt mit einem *Forschungs- oder Testreaktor* zu beginnen (IAEA [TECDOC-2003], 2022: S. 100 mit dem Beispiel Japan). Oder ein Reaktortyp wird sukzessive getestet und hochgefahren (IAEA [TECDOC-2003], 2022: S. 104 f. mit dem Beispiel Südafrika).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

einzige Baubewilligung als Ergebnis eines einzigen Baubewilligungsverfahrens spricht, dass sich die geplante Reaktorleistung (Art. 17 Abs. 1 Bst. c KEG), die wesentlichen Elemente der technischen Verwirklichung (Bst. d) und die Grundzüge des Notfallschutzes (Bst. e) bei einer Kernanlage mit mehreren Reaktoren materiell überschneiden könnten und sich daher kombiniert besser beurteilen liessen. Dagegen sprechen hingegen die Steuerungsfunktion der Baubewilligung (vgl. insb. Art. 17 Abs. 2 KEG) und der Grundsatz, wonach sich die Vorsorge stetig weiterentwickeln soll (Art. 4 Abs. 3 KEG). Der Bau eines ersten Reaktorblocks wäre insofern auch Gegenstand eines Erfahrungsaufbaus – und bei späteren Bewilligungen wären frühere Erfahrungen stets zu berücksichtigen. Letztlich wäre es wohl eine Frage der geplanten zeitlichen Realisierung, ob eine Gesuchstellerin ein Baugesuch für mehrere Reaktoren auf einmal oder mehrere Baugesuche für mehrere Reaktorblöcke stellt. Die Bewilligungsbehörden würden wohl jeden Reaktorbau einzeln bewilligen und von Freigaben abhängig machen. Sie können aber wohl mehrere Baugesuche auch in einem einzigen Verfahren zusammenfassen.

Gemäss dem UVEK fällt die Betriebsbewilligung einer Kernanlage mit deren *Ausserbetriebnahme* dahin.[76] Die Stilllegungsverfügung löst die zuvor erteilten nuklearen Bewilligungen ab.

6.1.3.2 Nachweise durch die Gesuchstellerin

Zur Erstellung insbesondere des für die Rahmenbewilligung notwendigen Sicherheitsberichts (Art. 23 Bst. a der Kernenergieverordnung vom 10. Dezember 2004) scheinen sich für neue Technologien keine besonderen Hürden zu ergeben. Insbesondere der «Zweck und die Grundzüge des Projektes» (Ziff. 2) und die «voraussichtliche Strahlenexposition in der Umgebung der Anlage» (Ziff. 3) werden sich auch für alternative oder neuartige Reaktorkonzepte beurteilen lassen. Mit dem Gesuch zur Baubewilligung sind Unterlagen zur Einhaltung allgemeiner Vorgaben einzureichen (Art. 24 KEV). Dabei sind unter anderem die Einhaltung der Anforderungen an die nukleare Sicherheit (Art. 7 KEV), an den Schutz gegen Störfälle (Art. 8 KEV) und an die Sicherung (Art. 9 KEV) sowie der Grundsätze für die Auslegung von Kernkraftwerken (Art. 10 KEV) aufzuzeigen. Die Pflicht zum Erbringen der verlangten Nachweise liegt bei der Gesuchstellerin.

6.1.3.3 Anforderungen an die Gesuchstellerin

Die Vorgaben des KEG führen nach hier vertretener Ansicht zum Erfordernis der *Einheit der Bewilligungsinhaberschaft*: Die drei Bewilligungen müssen der gleichen Bewilligungsinhaberin respektive Eigentümerin der Kernanlage erteilt werden (vgl. insb. Art. 20 Abs. 1 Bst. a sowie Art. 66 KEG).

---

76 Verfügung des UVEK vom 20. Juni 2018 in Sachen BKW betreffend Gesuch vom 18. Dezember 2015 auf Anordnung der Stilllegung für das Kernkraftwerk Mühleberg (Stilllegungsverfügung KKM), Dispositiv Ziff. 3 (sinngemäss) sowie S. 116.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Damit hat die bei der Rahmenbewilligung aufgestellte formelle Anforderung an die Gesuchstellerin eine allgemeine Bedeutung. Eine Rahmenbewilligung wird nämlich nur an «Aktiengesellschaften, Genossenschaften und juristischen Personen des öffentlichen Rechts erteilt» (Art. 13 Abs. 2 KEG). Eine ausländische Gesuchstellerin müsste über eine «im Handelsregister eingetragene Zweigniederlassung» verfügen. Der Bundesrat kann, soweit «keine internationalen Verpflichtungen bestehen, einer ausländischen Gesuchstellerin […] die Rahmenbewilligung verweigern, wenn der Staat, in dem das Unternehmen seinen Sitz hat, kein Gegenrecht gewährt» (Art. 13 Abs. 2 KEG).[77] Dies gilt ebenso für Kernanlagen ohne Rahmenbewilligung (vgl. Art. 16 Abs. 2 KEG).

6.1.4 Nukleare Sicherheit und Betreiberpflichten

Die Gesuchstellerin muss die Anforderungen an die Inhaberschaft der jeweiligen Bewilligungen erfüllen – insbesondere zum Betrieb einer Kernanlage (vgl. Art. 22 Abs. 2 KEG). Die Betreiberin einer Kernanlage trägt die *volle Verantwortung* für das Erbringen der Sicherheitsnachweise und später für die operative Sicherheit der Anlage (vgl. auch Poltier, 2020: Rz. 361 f.).

Letztere umfasst insbesondere die Pflicht, «die Entwicklung von Wissenschaft und Technik sowie die Betriebserfahrungen vergleichbarer Anlagen» zu verfolgen (Art. 22 Abs. 2 Bst. h KEG), sowie die Pflicht, die Anlage so weit nachzurüsten, «als dies nach der Erfahrung und dem Stand der Nachrüstungstechnik notwendig ist, und darüber hinaus, soweit dies zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist» (Bst. g). Diese *Pflichten* gelten unabhängig von einem bestimmten Reaktordesign. Es gibt keinen «Bestandsschutz», der die Anlagenbetreiberinnen schützen würde; es gilt das ALARA-Prinzip (vgl. auch Art. 4 Abs. 3 KEG und BGE 139 II 185 E. 11, S. 207 ff.).

Bezüglich der *Sicherheit von Kernanlagen* ist die Verordnung des UVEK über die Gefährdungsannahmen und die Bewertung des Schutzes gegen Störfälle in Kernanlagen vom 17. Juni 2009 (SR 732.112.2) relevant: Darin werden allgemeine Vorgaben für Kernanlagen sowie zusätzliche Gefährdungsannahmen für Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren (Art. 6 und Art. 9 ff.) getroffen. Für alternative Reaktorkonzepte müsste diese Verordnung ergänzt werden.

Für die *Sicherung von Kernanlagen* wird die Umsetzung eines festgelegten Schrankenkonzepts verlangt (KEV, Anhang 2). Der physische Schutz ist auch bei neuen oder alternativen Reaktordesigns zu berücksichtigen (GRS, 2023: S. 91 f.).

Teilweise wird darauf hingewiesen, dass die *geltenden internationalen Regelwerke* (van Kalleveen, 2022: S. 2 und 4 ff., m.H. auf geringere Risiken, einen kleineren Bestand von Kernmaterialien sowie ein beschränktes Unfallrisiko im Vergleich zu anderen Reaktortypen)

77 In der Botschaft KEG (2001) finden sich dazu keine weiteren Erläuterungen, obwohl die Bestimmung im Entwurf zum KEG bereits vorhanden war.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

respektive die *traditionellen Sicherheitskonzepte* etwa zur Defense in Depth (IAEA [TEC-DOC-2003], 2022: S. 44) zumindest für SMR nicht ganz passend seien. Umgekehrt wird darauf hingewiesen, dass auch bei SMR neben eigentlichen Reaktoren teilweise noch weitere Infrastrukturen notwendig sind, um Kernmaterialien sicher lagern zu können (GRS, 2023, S. 96 f., m.H. auf Lagergebäude). Das bedeutet, dass bei der Beurteilung der Sicherheit nicht allein auf das Reaktordesign in einem engeren Sinne abgestellt werden kann.

6.1.5 Aufsicht und staatliches Fachwissen

Die Nuklearaufsicht wird operativ vom *Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat* (ENSI) wahrgenommen (s. auch Kap. 2.1.4). Das Bundesgesetz über das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat vom 22. Juni 2007 bildet den Organisationserlass dieser öffentlich-rechtlichen Anstalt des Bundes und stattet das ENSI insbesondere mit einer eigenen Rechtspersönlichkeit aus (Art. 1 Abs. 1 ENSIG). Materiell-rechtlich stützt sich die Aufsichtstätigkeit des ENSI auf das KEG (insb. Art. 72 KEG; zum Ganzen Müller, 2021: S. 11 ff.). Das ENSI ist gleichzeitig *technische Fachbehörde* des Bundes (BGE 139 II 185 E. 9.2, S. 197 f.) und damit eine massgebliche Know-how-Trägerin. Die Kommission für Nukleare Sicherheit (KNS) ist eine ausserparlamentarische Kommission auf der Grundlage des KEG (Art. 71 KEG). Als «Second Opinion»-Behörde verfügt sie über keine Verfügungskompetenz (Müller, 2021: S. 27).

Im Rahmen seiner Aufsichtstätigkeit erlässt das ENSI *Richtlinien*. Dabei handelt es sich um Vollzugshilfen, welche rechtliche Vorgaben konkretisieren. Sie sind nicht unmittelbar rechtsverbindlich. Da die Richtlinien die Vollzugspraxis unterstützen, werden sie je nach Notwendigkeit publiziert und überarbeitet. Die Richtlinien des ENSI zu Kernanlagen legen einen Fokus auf Kernkraftwerke und dort auf Leichtwasserreaktoren (etwa zur probabilistischen Sicherheitsanalyse von Druck- oder Siedewasserreaktoren).[78]

Das ENSI ist – im Unterschied zu den entsprechenden Behörden in anderen IAEA-Mitgliedstaaten – kein umfassend zuständiger «Regulatory Body» (Müller, 2021: S. 46 ff. und 91). In der Schweiz werden die massgeblichen nuklearrechtlichen Bewilligungen von *ministerialen Behörden* erteilt (vgl. Kap. 6.2). Das ENSI beurteilt die Gesuche um nukleare Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligungen inhaltlich zuhanden der federführenden Stelle. Gestützt auf die Kernenergiegesetzgebung respektive auf ergangenen ministerialen Bewilligungen oder Verfügungen erteilt das ENSI Freigaben (Müller, 2021: S. 34 f., m.w.H.).

Im Schweizer Kernenergierecht ist keine abstrakte «Design-Genehmigung» vorgesehen.[79] Das bedeutet, dass das ENSI als technische Fachbehörde sein Know-how grundsätzlich in den konkreten Bewilligungsverfahren je nach *Einzelfall* zuhanden der verfahrensleitenden Behörde einbringt.

---

78 Aktuell ist das ENSI beauftragt, (nur) für Leichtwasserreaktoren «spezifische Auslegungsgrundsätze» zu regeln (Art. 10 Abs. 2 KEV).

79 Anders etwa in den USA, wo die NRC zwei SMR-Designs (NuScale US600 und NuScale US460) zertifiziert hat.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der Umgang mit – zahlreichen – neuen Reaktorkonzepten und -designs stellt die zuständigen Behörden in anderen Ländern vor *Herausforderungen*. Von den zu beurteilenden Reaktortechnologien würde es abhängen, ob in der Schweiz behördliche Fachkompetenz aufgebaut werden müsste.[80]

Im Falle von standardisierten Reaktordesigns würde sich die Aufsichtstätigkeit auf die Rechtsanwendung in der Schweiz beziehen.[81]

6.1.6 Haftung

Das Schweizer Kernenergiehaftpflichtrecht orientiert sich am *Pariser Übereinkomm*en vom 29. Juli 1960 über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie (vgl. dort insb. Art. 7) und am *Brüsseler Zusatzübereinkommen* vom 31. Januar 1963 über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie (vgl. dort insb. Art. 3).[82]

Die internationalen Übereinkommen schaffen eine Sonderregelung für die Kernenergie, indem sie eine (verschuldensunabhängige) *Gefährdungshaftung* vorsehen; dies entspricht einer traditionellen Risikoverteilung (Wittman, 2025: S. 44). Auch das Kernenergiehaftpflichtgesetz vom 13. Juni 2008 folgt dem Konzept der strengen Gefährdungshaftung (Waldner, 2012: S. 1106).

Als *Kernanlage* definiert das Pariser Übereinkommen unter anderem (einzelne) Kernreaktoren (Art. 1 Bst. a/i). Indes kann jede Vertragspartei «bestimmen, dass zwei oder mehr Kernanlagen eines einzigen Inhabers, die sich auf demselben Gelände befinden, zusammen mit anderen Anlagen auf diesem Gelände, in denen sich Kernbrennstoffe oder radioaktive Erzeugnisse oder Abfälle befinden, als eine einzige Kernanlage behandelt werden» (Art. 1 Bst. a/i). Die Begriffe des Pariser Übereinkommens sind für die Schweiz unmittelbar anwendbar und verbindlich (Botschaft KHG, 2007: S. 5424). Der Schweizer Gesetzgeber hat unter anderem mehrere Kernanlagen des gleichen Betreibers auf dem gleichen Gelände normativ als eine einzige Kernanlage festgelegt (Art. 2 Bst. a KHG). Damit muss die Deckungspflicht in solchen Fällen nur einmal erfüllt werden (Botschaft KHG, 2007: S. 5425); eine Ausnahme gilt für gewisse

80 In den USA wurde die Nuclear Regulatory Commission (NRC) daher gestärkt (vgl. O'Neill, 2021: S. 35 f., m.H. auf den Nuclear Energy Innovation Capabilities Act of 2017). Zudem arbeiten die NRC, die Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) und das United Kingdom Office for Nuclear Regulation (ONR) im Rahmen eines gemeinsamen Abkommens an der Prüfung bestimmter neuer Technologien zusammen; vgl. Memorandum of Cooperation Between the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), the United Kingdom Office for Nuclear Regulation (ONR), and the NRC (https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/advanced/who-were-working-with/international-cooperation/nrc-cnsc-moc).

81 So wären die Schweizer Behörden insbesondere nicht an im Ausland «standardisierte» Designs oder an die Genehmigung durch ausländische Behörden gebunden. Gleiches gilt für den Bau und den Betrieb von Kernanlagen. Das ENSI könnte vermutlich ohne ein entsprechendes internationales Übereinkommen keine Freigaben im Ausland oder für eine ausländische Gesuchstellerin erteilen.

82 Da das Pariser Übereinkommen nur den OECD-Mitgliedstaaten zum Beitritt offensteht, haben andere Staaten zu den gleichen Grundprinzipien die Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage vom 21. Mai 1963 abgeschlossen (Waldner, 2012: S. 1104). Das Verhältnis der beiden Übereinkommen wird im gemeinsamen Protokoll über die Anwendung des Wiener Übereinkommens und des Pariser Übereinkommens vom 21. September 1988 geregelt (SR 0.732.441).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kernanlagen mit herabgesetzter Deckungssumme (vgl. Art. 2 der Kernenergiehaftpflichtverordnung vom 25. März 2015).

Der *nukleare Schadensbegriff* des KHG folgt dem Pariser Übereinkommen (vgl. dort Art. 1 Bst. a/vii). Er umfasst insbesondere die Tötung von Personen oder Körperverletzungen, den Verlust oder die Beschädigung von Eigentum, aber auch die Kosten für Massnahmen zur Wiederherstellung der beeinträchtigten Umwelt, sofern diese Beeinträchtigung nicht unerheblich ist und Massnahmen tatsächlich durchgeführt werden oder durchgeführt werden sollen (vgl. Botschaft KHG, 2007: S. 5412, oder Neu et al., 2025: S. 9; weiterführend Waldner, 2012: S. 1107 ff.).

Die *Inhaberin* einer Kernanlage haftet unbeschränkt für nukleare Schäden (Art. 3 Abs. 1 KHG). Die Rechtsgrundlagen für die nukleare Haftung beziehen sich auf einzelne Ereignisse (siehe Art. 1 Bst. a/i des Pariser Übereinkommens). Grundsätzlich muss die Inhaberin einer Kernanlage ihre Pflicht zur Haftung durch eine *Versicherung* oder eine andere finanzielle Sicherheit abdecken (Art. 8 Abs. 1 KHG). Der Bundesrat legt die Grundbeträge für die Deckung durch eine private Versicherung fest (Art. 9 KHG). Für *Kernkraftwerke* beträgt der Grundbetrag zur privaten Versicherungsdeckung 1,2 Milliarden Euro (Art. 4 Abs. 1 KHV). Ein zusätzlicher Betrag von 300 Millionen Euro (1,2 bis 1,5 Milliarden Euro) wird von den Vertragsstaaten des Brüsseler Übereinkommens gedeckt (siehe Art. 3 Bst. b/iii i.V.m. Art. 12 des Brüsseler Übereinkommens). Eine Haftung des Bundes ist nur subsidiär gegeben (Art. 10 Abs. 1 KHG; und dazu Botschaft KHG, 2007: S. 5434).

Dies bedeutet, dass die Inhaberinnen von Kernanlagen für nukleare Schäden haften.[83] Für Kernreaktoren an einem «Einzelstandort» muss eine Deckung für eine dafür infrage kommende Versicherung erlangt und von der Inhaberin der Anlage *finanziert* werden können. Werden verschiedene Kernreaktoren von einer einzigen Inhaberin an einem Standort betrieben, so gilt die Kernanlage kernenergiehaftpflichtrechtlich als eine einzige Anlage – womit die private Deckung nur einmal erlangt und finanziert werden muss. Die Rechtsgrundlagen und Rechtsfolgen sind für alle Kernreaktoren (Begriff des Pariser Übereinkommens) und damit für alle Reaktorklassen gemäss dieser Studie gleich.

Die jährlichen Kosten der Versicherungsdeckung können auf die *Gestehungskosten* umgelegt werden (Kosten pro kWh). Die Deckungssummen für die Kernenergiehaftpflichtversicherung oder (wohl weniger wahrscheinlich) die bereitzuhaltende Sicherheit stellen für Anlagen mit geringer Produktionskapazität vermutlich eine grössere Belastung dar als für Anlagen mit bedeutender Produktionskapazität. Darum stellt sich mit Blick auf die Finanzierungskosten für erstere die Frage, ob verschiedene Reaktoren an einem Standort zusammengefasst werden sollen.

Die internationalen Übereinkommen könnten für alternative Reaktormodelle geändert werden. Eine solche Änderung müsste auf dem dafür vorgesehenen Wege beschlossen werden.

83 Die Konditionen des Versicherungspools sind nicht bekannt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.1.7 Brennstoffkreislauf und Safeguards

Radioaktive Abfälle müssen in der Schweiz entsorgt werden (Art. 30 Abs. 2 KEG; zur Entsorgung s. insb. auch Kap. 2.1.4). Sie dürfen zur Konditionierung (Art. 34 Abs. 3 KEG), nicht aber zur Endlagerung ausgeführt werden (Art. 34 Abs. 5 KEG). Als radioaktive Abfälle werden «radioaktive Stoffe oder radioaktiv kontaminierte Materialien, die nicht weiterverwendet werden», festgelegt (Art. 3 Bst. i KEG).

Zudem ist die *Wiederaufarbeitung* abgebrannter Brennelemente verboten – sie müssen als radioaktive Abfälle im Inland entsorgt, sprich geologisch tiefengelagert werden (Art. 9 KEG). Wiederaufarbeitung meint die «mechanische Zerlegung der abgebrannten Brennelemente, chemische Auflösung des Oxid-Brennstoffes und Trennung in Uran, Plutonium und Spaltprodukte» (Art. 3 Bst. m KEG).

Bei *abgebrannten Brennelementen* handelt es sich im Sinne der Joint Convention um «nuklearen Brennstoff, der in einem Reaktorkern bestrahlt und dauerhaft aus diesem entfernt worden ist» (Art. 2 Bst. a Joint Convention). Abgebrannte Brennelemente bilden hochradioaktive Abfälle (Art. 51 Bst. a Ziff. 1 KEV). Technisch besteht das Brennelement «aus Bauteilen wie den Abstandhaltern und den Brennstäben. Alle Bauteile des Brennelementes mit Ausnahme der Brennstäbe bilden die Brennelementstruktur» (ENSI Glossar → Brennelement; ähnlich Neles & Pistner, 2012: S. 67, oder Ziegler & Allelein, 2013: S. 200). «Ein abgebranntes Brennelement ist ein Brennelement, welches aus dem Reaktor entnommen wurde und nicht mehr zur Leistungserzeugung eingesetzt wird» (ENSI Glossar → abgebranntes Brennelement).

Es stellt sich die Frage, was diese Vorgaben für *alternative Reaktorkonzepte* bedeuten würden, welche nicht über Brennelemente (sondern zum Beispiel über Salzschmelzen als Brennstoff) verfügen oder wo kein eigentlicher «Abbrand» im klassischen Sinne stattfindet. Nach dem Grundsatz (Art. 30 Abs. 1 KEG) ist mit «radioaktiven Stoffen so umzugehen, dass möglichst wenig radioaktive Abfälle entstehen». Dies spricht dafür, radioaktive Stoffe nach Möglichkeit wieder- oder weiterzuverwenden. Das Wiederaufarbeitungsverbot trifft demgegenüber eine präzise formulierte, besondere Anordnung für abgebrannte Brennelemente (Art. 9 Abs. 1 KEG). Der nukleare Brennstoffkreislauf soll für diese Bauteile inklusive der enthaltenen Brennstäbe unterbrochen werden. Die Gründe für das Wiederaufarbeitungsverbot liegen hauptsächlich in der Abtrennung von Plutonium, der Abgabe radioaktiver Stoffe sowie des notwendigen Transports hochradioaktiver Materialien (Bundesrat 2013: S. 7710, und Botschaft KEG, 2001: S. 2734). Teilweise wird darauf hingewiesen, dass der Kernbrennstoff von alternativen Reaktordesigns die Schwelle zu hochangereichertem (und damit waffenfähigem) Uran nicht überschreiten würde (GRS, 2023: S. 98).

Die Sicherstellung der *Versorgung mit Kernbrennstoffen* ist ohne eine staatliche Beteiligung nicht möglich. So sieht insbesondere der Kernwaffensperrvertrag vor, dass die Weitergabe von Kernmaterialien nur zwischen den Staaten und nur unter Beachtung der erforderlichen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sicherungsmassnahmen zulässig ist (Art. III Abs. 2). Die Schweiz hat internationale Übereinkommen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie mit Australien (SR 0.732.915.8), Kanada (SR 0.732.923.2), China (SR 0.732.924.9), den USA (SR 0.732.933.62), Frankreich (SR 0.732.934.9), Schweden (SR 0.732.971.4) und Russland (SR 0.732.977.2) abgeschlossen. Diese Abkommen reichen teilweise weiter, als die Schweiz es im nationalen Recht heute zulässt: So erschliesst sich über einzelne Abkommen auch etwa die Wiederausfuhr von Brennelementen zur Wiederaufarbeitung, welche heute für die in der Schweiz abgebrannten Kernbrennstoffe verboten ist.

Aus *geopolitischer Sicht* stellt sich die Frage, von wo eine bestimmte Technologie stammen darf und wie der Brennstoffkreislauf gewährleistet wird. Weltweit basieren viele laufende Neubauprojekte auf russischer oder chinesischer Technologie. In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass vor allem diese beiden Länder mit der Verbreitung ihrer Technologien im Ausland Abhängigkeiten herstellen wollen. So bieten sie günstige Finanzierungen von Projekten an, welche neben finanziellen auch zu technologischen Abhängigkeiten führen (eingehend Koplow, 2026: S. 322 ff.; Rothwell, 2022: S. 5 f.).

6.1.8 Äussere Sicherheit

Im Rahmenbewilligungsverfahren bildet die «äussere Sicherheit» einen Teil der Beurteilung (Art. 13 Abs. 1 Bst. e KEG). Die Gesetzesmaterialien weisen diesbezüglich auf eine mögliche Beeinträchtigung von militärischen Anlagen zur *Landesverteidigung* hin (Botschaft KEG, 2001: S. 2762). Damit stehen Fragen der Raumplanung und der militärischen Plangenehmigung im Vordergrund.

Im *humanitären Völkerrecht* finden sich Bestimmungen zum besonderen Schutz für bestimmte Infrastrukturen; zudem wollen das *Völkerrecht* und insbesondere das *Völkerstrafrecht* einer uneingeschränkten Kriegführung Grenzen setzen. Der militärische Angriff auf Infrastrukturen eines anderen Staates bildet einen kriegerischen Akt. Das Verbot von Angriffskriegen ist in der Charta der Vereinten Nationen vom 26. Juni 1945 verankert (Art. 2 Ziff. 4 UNO-Charta) und gehört zu den zwingenden Vorgaben des Völkerrechts (ius cogens). Der Angriff auf zivile Ziele bildet selbst im Krieg eine Verletzung der Genfer Konventionen. «Anlagen und Einrichtungen, die gefährliche Kräfte enthalten», sind besonders geschützt (Art. 56 ZP I und Art. 15 ZP II zu den Genfer Konventionen) und tragen ein besonderes Schutzzeichen. Die Regelung erfasst Kernkraftwerke, bleibt aber stark auslegungsbedürftig (Buis, 2025: S. 25 ff.). Eine schwere Verletzung der Genfer Konventionen oder ein Angriff auf ein ziviles Objekt bildet ein Kriegsverbrechen (Art. 8 Abs. 2 des Römer Statuts des Internationalen Strafgerichtshofs vom 17. Juli 1998). Als verbotener Angriffskrieg sowie als Verletzung der Genfer Konventionen wäre bereits etwa der Angriff eines fremden Staates mit ballistischen Raketen oder mit militärischen Drohnen auf Infrastrukturen in der Schweiz zu beurteilen.[84]

84 Im Krieg gegen die Ukraine waren bislang sowohl Kernanlagen (insbesondere Saporischschja und Tschernobyl) als auch weitere grosse Energieinfrastrukturen von Kampfhandlungen betroffen (vgl. dazu IAEA, 2023b: S. 10 ff.). Der kriegsvölkerrechtlich ebenfalls geschützte Kachowka-Staudamm wurde durch eine Explosion zerstört; das flussabwärts liegende Gebiet am Dnjepr wurde überflutet.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die *internationalen Übereinkommen zum Kernenergierecht* kennen weiter reichende Geltungsbereiche bezüglich der Schutzgegenstände, beziehen sich aber nicht auf die Kriegführung: Das Übereinkommen über den physischen Schutz von Kernmaterial und Kernanlagen erfasst heute neben Kernmaterialien auch Kernanlagen in einem weiten Sinne (Art. 1 Bst. d CPPNM). Es zielt auf innerstaatliche Schutzmassnahmen der Vertragsstaaten, etwa zur Strafbarkeit von schädigenden Handlungen von Individuen (vgl. Art. 7 Abs. 1 Bst. e CPPNM). Es gilt nicht für Streitkräfte im Rahmen eines bewaffneten Konflikts (Art. 2 Abs. 4 Bst. b CPPNM). Das internationale Übereinkommen zur Bekämpfung nuklearterroristischer Handlungen vom 13. April 2005 weist einen weiten sachlichen Geltungsbereich aus (vgl. Art. 1); so erfasst es etwa neben Kernmaterialien auch radioaktives Material im Allgemeinen oder Vorrichtungen. Das Abkommen zielt ebenfalls auf die Schaffung einer Gerichtsbarkeit durch die Vertragsstaaten ab (vgl. Buis, 2025: S. 15). Streitkräfte werden wiederum ausgenommen (Art. 4 Abs. 2).

Zivile Kernanlagen sind nicht auf kriegerische Ereignisse ausgelegt (Bundesministerium 2024, S. 1; dort mit der Einschränkung auf Kernkraftwerke). Eine mittelbare Gefährdung kann sich bisher insbesondere aus einer Unterbrechung der externen Stromversorgung ergeben (Ustohalova Veronika & Englert Matthias, 2017: S. 13 ff.; zu den Sicherheitsmerkmalen der hier untersuchten Reaktorklassen vgl. Kap. 3.2.2). Eine Verordnung des UVEK definiert drei Kategorien von Auslegungsstörfällen und legt Kriterien für die Bewertung des Schutzes gegen auslegungsüberschreitende Störfälle fest;[85] eine zweite Verordnung umschreibt die Gefährdungsannahmen für die Sicherung von Kernanlagen und Kernmaterialien.[86]

6.1.9 Beurteilung

Kernaussage: Sowohl das Schweizer Kernenergierecht als auch die internationalen Übereinkommen und allgemeinen Standards sind an sich technologieoffen gehalten, da sie formal nicht zwischen verschiedenen Reaktortypen unterscheiden. Dem rechtlichen Rahmen liegt aber grundsätzlich das (gängige) technische Konzept wassergekühlter Leichtwasserreaktoren zugrunde. Auch die weitere Ausgestaltung und Konkretisierung (etwa auf Verordnungsebene oder in ENSI-Richtlinien) ist auf die in Betrieb stehenden Leichtwasserreaktoren zugeschnitten.

Für Weiterentwicklungen auf Basis der Leichtwassertechnologie (Gen III/III+) scheint der rechtliche Rahmen grundsätzlich zu passen. Für SMR ergeben sich Auslegungsfragen

85 Vgl. in der Verordnung des UVEK über die Gefährdungsannahmen und Sicherungsmassnahmen für Kernanlagen und Kernmaterialien vom 16. April 2008 (SR 732.112.1) zu den Auslegungsstörfällen (Art. 1 Bst. a sowie Art. 4 und 5) sowie zum auslegungsüberschreitenden Störfall (Art. 1 Bst. b sowie Art. 12).

86 Vgl. in der Verordnung des UVEK über die Gefährdungsannahmen und die Bewertung des Schutzes gegen Störfälle in Kernanlagen vom 17. Juni 2009 (SR 732.112.2) zu den Gefährdungsannahmen für die Sicherung von Kernanlagen und Kernmaterialien (Art. 3 ff.).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

insbesondere hinsichtlich der nuklearen Bewilligungen und der Bereitstellung der nuklearen Haftpflichtversicherung. Die IAEA und die NEA erweitern ihre Publikationen mit besonderem Fokus auf SMR. Für AMR fehlen sowohl international konsolidierte Standards als auch behördliches Erfahrungswissen. Für AMR können sich zudem Fragen zur Beurteilung des radioaktiven Abfalls und zur Geltung des Verbots der Wiederaufarbeitung ergeben.

6.1.9.1 Allgemeines

Die Zuständigkeiten des Bundes im Bereich der *Kernenergie* sind umfassend und der Vollzug liegt bei Bundesstellen. Sowohl das Kernenergiegesetz als auch die *internationalen Standards und Empfehlungen* unterscheiden nicht zwischen verschiedenen Arten von Reaktortypen. Sie knüpfen an den Begriff der Kernanlage und den Umgang mit Kernmaterialien an. Damit sind auch alternative Reaktortypen automatisch erfasst.

Das Schweizer Kernenergierecht und die internationalen Regelwerke sind im Grunde auf die in Betrieb befindlichen Leichtwasserreaktoren ausgerichtet **(Tab. 47)**. Derzeit beschäftigen sich die IAEA und die NEA mit alternativen Technologien und ergänzen ihre Publikationen entsprechend. Ein besonderer Fokus liegt auf *Small Modular Reactors*.

Tab. 47: Adäquanz kernenergierechtlicher Normen auf die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Diese Reaktortypen entsprechen meist Weiterentwicklungen der in Betrieb befindlichen Modelle. Das Schweizer Kernenergierecht, die internationalen Übereinkommen sowie internationale Standards und Empfehlungen sind anwendbar und erscheinen grundsätzlich als passend.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Das Schweizer Kernenergierecht, die internationalen Übereinkommen sowie internationale Standards und Empfehlungen sind anwendbar. Soweit SMR auf Leichtwassertechnologie beruhen, besteht zudem die Aussicht auf einen internationalen Know-how-Aufbau und auf spezifische Ergänzungen der internationalen Standards und Empfehlungen.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Das Schweizer Kernenergierecht, die internationalen Übereinkommen sowie Standards und Empfehlungen sind anwendbar. Ob internationale Standards und Empfehlungen bereits vorliegen oder sich in Planung befinden, hängt von den einzelnen alternativen Technologien ab. Davon würde es wohl auch abhängen, wie tragfähig die Verweise des Schweizer Rechts auf den Stand von Wissenschaft und Technik sind.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.1.9.2 Kernanlagen und Kernmaterialien

Das *Kernenergiegesetz* erfasst Kernanlagen in einem weiten Sinne. Neue Nukleartechnologien fallen ohne Weiteres in den Geltungsbereich der Kernenergie- und Strahlenschutzgesetzgebung. Die formell-gesetzlichen und nachgelagerten Erlasse (insbesondere auf Verordnungsstufe) finden grundsätzlich auf alle Kernanlagen Anwendung.

Zur Erstellung neuer Kernanlagen ist eine *Rahmenbewilligung* notwendig; für Kernkraftwerke darf keine Rahmenbewilligung erteilt werden. Die Umschreibung der Ausnahme von der Rahmenbewilligungspflicht in der KEV dürfte jede Art von Leistungsreaktoren ausschliessen. Einer erheblichen Erweiterung dieser Ausnahmebestimmung stünden wohl das gesetzliche Rahmenbewilligungsverbot für Kernkraftwerke sowie der Sinn und Zweck des KEG und des StSG entgegen. Damit wird der Bau neuer Kernkraftwerke ausnahmslos ausgeschlossen.

6.1.9.3 Nuklearrechtliches Bewilligungssystem

Das *Rahmenbewilligungsverfahren* ist administrativ aufwendig und langwierig **(Tab. 48)**. Inhaltlich muss ein Projekt zwar noch nicht vollständig ausgereift sein, indem bei der Gesuchsprüfung primär auf technologische Konzepte und Pläne abgestellt wird (vgl. Art. 14 KEG). Es muss aber bereits aufgezeigt werden, dass der Schutz von Menschen und Umwelt sichergestellt werden kann. Dazu ist von der Gesuchstellerin ein Sicherheits- und Sicherungsbericht einzureichen (Art. 23 KEV). Weiter geniessen die Standorteigenschaften, Umweltaspekte (Umweltverträglichkeitsprüfung Stufe 1) und die Vereinbarkeit eines Projekts mit der weiteren Bundesgesetzgebung (vgl. Art. 13 KEG) ein grosses Gewicht.

Umgekehrt führt die Festlegung «nur» der *Grundzüge des Projekts* in der Rahmenbewilligung zu einer noch recht grossen Flexibilität. Verlangt ist die Angabe von Reaktorsystem, der Leistungsklasse und des Hauptkühlsystems (Art. 14 Abs. 1 Bst. d und Abs. 2 Bst. a KEG). Es könnten daher Anlagen mit mehreren Reaktorblöcken (und wohl sogar verschiedenen Technologien) vorgesehen werden. Bislang sind Kernkraftwerke in der Schweiz an separaten, nahezu «exklusiven» Standorten erstellt worden (währenddem andere Kernanlagen auf dem Gelände des PSI konzentriert sind). Die Integration einer kleineren Kernanlage in bestehende Industrieareale würde die Standortbeurteilung vermutlich stark erschweren.

Die Rahmenbewilligung geht von einem *festen Standort* und einer *festen Betreiberschaft* einer Kernanlage aus.[87] Auch Reaktorkonzepte, welche auf *sehr geringen Kapazitäten* beruhen (für SMR vgl. OECD/NEA, 2021a: S. 16), müssten das Rahmenbewilligungsverfahren durchlaufen. Die Ausnahmebestimmung der KEV greift nur dann, wenn die möglichen Auswirkungen eines Störfalls (wozu anlagenextern auch Erdbeben, Überflutungen oder Flugzeugabstürze

87 Reaktorkonzepte, welche auf Mobilität beruhen (für SMR vgl. OECD/NEA, 2021a: 15) und daher über keinen festen Standort verfügen, wären daher in der Schweiz nicht bewilligungsfähig.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

gehörten) sehr gering wären. Daher wird für jede einzelne Kernanlage, welche den Leistungsbetrieb zum Zweck hat, das Rahmenbewilligungsverfahren zu durchlaufen sein.

Die *«versuchsweise Entwicklung»* einer Kernanlage oder ein *«pre-licensing»* sind im KEG nicht vorgesehen. Eine Gesuchstellerin müsste im Rahmen der nuklearen Bewilligungskaskade die Kriterien der jeweils geltenden Stufe immer bereits vollständig erfüllen können. Durch die Dreistufigkeit (Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligung) ergibt sich zwar eine gewollte Flexibilisierung, die Gesuchstellerin trägt bei neuen Technologien gleichwohl ein grosses Projektrisiko.

Tab. 48: Auswirkungen des Bewilligungsverfahrens auf die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Die nuklearen Bewilligungsverfahren sind im Grunde auf grössere Leichtwasserreaktoren zugeschnitten (Druck- oder Siedewasserreaktoren). Ein Reaktorblock pro Anlage entspricht zudem dem Schweizer «Standard» (ist international aber eher unüblich). Einer grösseren Investition über mehrere Jahrzehnte (mit einem ausgeprägten Bedürfnis nach Rechtssicherheit) steht ein ausgedehntes und langwieriges Rahmenbewilligungsverfahren gegenüber.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Die Rahmenbewilligung betrifft eine Gesuchstellerin und einen Standort. Die relative Offenheit dieser Bewilligung lässt wohl auch ein Gesuch für mehrere (sogar verschiedene) Reaktormodule zu. Für das Baubewilligungsverfahren ist anzunehmen, dass jedes Modul über eine separate Bewilligung verfügen muss. Bei «gleichzeitiger» Errichtung mehrerer Module könnten die einzelnen Baubewilligungen im gleichen Verfahren behandelt werden. Die Grundzüge des Notfallschutzes müssten sowohl für die einzelnen Module als auch für die Gesamtanlage beurteilt werden. Das Notfallschutzkonzept respektive Notfallschutzmassnahmen müssten also auch Störfälle oder äussere Einwirkungen auf den gesamten Standort abdecken. Würde es sich um «fertige» Module handeln, wäre die Realisierung auf die in der Baubewilligung festzulegenden Freigaben des ENSI abzustimmen. Eine «Typenbaugenehmigung» kennt das Schweizer Kernenergierecht nicht.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Es gilt das für WC-SMR Gesagte. Für die alternativen Technologien erscheint das Erstellen des Sicherheits- und Sicherungsberichts aufwendiger. Die entsprechenden Nachweise sind von der Gesuchstellerin zu erbringen. Die «technology readiness» dürfte eine massgebliche Hürde beim Erhalt der benötigten nuklearen Bewilligungen bilden. Die Gesuchstellerin müsste zudem die Anforderungen insbesondere an die Anlagenbetreiberschaft erfüllen. Das Erfordernis der Rahmenbewilligung bildet zudem für kleinere Projekte, Technologien mit nur wenigen Betriebsjahren oder für (in dieser Studie nicht vorkommende) Technologien mit vorgesehenem Austausch des ganzen Reaktorkerns (was eine neue Rahmenbewilligung erfordern würde) eine hohe Hürde in wirtschaftlicher und zeitlicher Hinsicht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Baubewilligung (Art. 15 ff. KEG) setzt eine Rahmenbewilligung voraus. Sie ist eine klassische Polizeibewilligung und «beschwerdefähig» (vgl. Kap. 6.2.3). Weil eine «Einheit» der Inhaberinnen von Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligung verlangt wird, muss die Baubewilligungsinhaberin voraussichtlich bereits die wesentlichen Pflichten einer Anlagenbetreiberin erfüllen. Es muss sich also um eine juristische Person aus der Schweiz mit den kernenergierechtlich verlangten Qualifikationen handeln. Bei «Start-ups» oder Gesellschaften aus dem Ausland könnten diese Grundanforderungen fraglich sein. Für Reaktorkonzepte, die als «single-unit» oder «multi-units» auf Leichtwassertechnologie beruhen (für SMR vgl. OECD/NEA, 2021a: S. 16), erscheint das Durchlaufen des Rahmenbewilligungsverfahrens zweckmässig.

In den verlangten Berichten der Gesuchstellerin sind zwar bloss konzeptionelle Angaben zu machen. Allerdings sind unbestimmte Rechtsbegriffe wie «ausreichende Sicherheitszuschläge» (Art. 10 Abs. 1 Bst. g KEV) je nach Einzelfall auslegungsbedürftig. Zwar sollen auch die Bewilligungsbehörden internationalen Empfehlungen folgen (sofern es sie gibt). Allfällige Vorgaben in den jeweiligen Bewilligungen bleiben aber vorbehalten. Entsprechend würde die Gesuchstellerin das Risiko der *«technology readiness»* tragen.

6.1.9.4 Nukleare Sicherheit und Betreiberpflichten

Die internationalen Übereinkommen und das Schweizer Kernenergierecht sind auf *Leichtwasserreaktoren* ausgerichtet (vgl. Kap. 6.1.1). Dies zeigt sich insbesondere im Bereich der nuklearen Sicherheit. Das Schweizer Kernenergierecht verankert zudem «dynamische» Betreiberpflichten.

Hinter den jeweiligen Bestimmungen stehen teilweise Abwägungen und Gewichtungen. Sie gelten grundsätzlich auch für *alternative Reaktorkonzepte* **(Tab. 49)**.

Soweit verschiedene Reaktormodule an einem Anlagenstandort auf die *gleichen Sicherheitssysteme* zurückgreifen, können sich daraus erhebliche Sicherheitslücken ergeben (IAEA [TECDOC-2003], 2022: S. 50 ff.). Dies wäre bei Planung und Betrieb einer solchen Kernanlage zu berücksichtigen.

Besondere Herausforderungen können sich insbesondere aufgrund fehlender Betriebserfahrung, fehlender Erfahrung mit nuklearem Brennstoff oder mit Kühlsystemen oder Unsicherheiten zum Quellterm oder einem Störfallverhalten ergeben (IAEA [TECDOC-2003], 2022: S. 54 ff.).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 49: Mögliche Bedeutung der Grundsätze für die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Auf «klassischer» Technologie beruhende grosse Leistungsreaktoren sollten die bestehenden Anforderungen erfüllen können.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Bei SMR stellt sich die Frage, was «small» und was «modular» genau bedeutet. Auch kleine Kernanlagen müssen die Anforderungen an die nukleare Sicherheit und Sicherung vollständig erfüllen. Dazu gehören insbesondere die Defense in Depth und die Sicherung von Kernmaterialien. Hierfür wird auf eine Kernanlage als Ganze abgestellt. Trotz Modularität eines Designs müssen zudem allfällige Nachrüstungen und damit Weiterentwicklungen möglich sein.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Auch bei alternativen Reaktordesigns müssen die Defense in Depth und die nukleare Sicherung gewährleistet werden. Die Berücksichtigung des Standes von Wissenschaft und Technik hängt auch davon ab, welche Designs sich tatsächlich weltweit durchsetzen werden.

6.1.9.5 Aufsicht und staatliches Fachwissen

Neue Reaktortechnologien fordern die *Behörden* heraus **(Tab. 50)**. Das ENSI befindet sich in einer Doppelrolle als Aufsichts- und Fachbehörde. Bei der Ausarbeitung von Richtlinien legt es seinen Fokus auf die aktuell zu bewältigenden Aufgaben. Bei den nuklearen Bewilligungsbehörden handelt es sich um ministeriale Behörden. Damit fallen die schwerpunktmässigen Zuständigkeiten und die Konzentration des nuklearen Fachwissens in der Schweiz zumindest formal auseinander (kritisch dazu Müller, 2015: S. 205). Es ist fraglich, ob die Behörden künftig fachtechnisch in der Lage wären, die Anwendung international noch nicht etablierter Reaktordesigns selbstständig zu prüfen.

Die aktuelle Entwicklung im angelsächsischen Raum deutet auf einen grossen Bedarf an *Zusammenarbeit* zwischen den jeweiligen «regulatory bodies» hin. Dazu sind entsprechende Übereinkommen notwendig.

Im Rahmen der Aufsicht ist es in der Schweiz nicht vorgesehen, Konzepte oder Designs *unabhängig von konkreten Realisierungsprojekten* zu prüfen oder genehmigen zu lassen. Im Falle von konkreten Projekten würden sich die Handlungen der Schweizer Behörden auf die Rechtsanwendung in der Schweiz beziehen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 50: Mögliche Bedeutung der Reaktorklassen für die Aufsicht.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Die Erfüllung der Aufsichtsaufgaben hinsichtlich weiterentwickelter Systeme mit Leichtwassertechnologie kann dazu führen, dass das Fachwissen ausgeweitet und dass Richtlinien angepasst werden müssen. Dazu kann das ENSI auf internationale Empfehlungen abstellen und sich mit anderen Aufsichtsbehörden austauschen.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Für den Bereich SMR müsste das Fachwissen des ENSI sichergestellt werden. Die ENSI-Richtlinien wären auf ihre Stimmigkeit zu SMR-Technologie hin zu überprüfen. Soweit es sich dabei um noch nicht etablierte (und gut bekannte) Technologie handelt, muss das Know-How sichergestellt werden.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Es ist davon auszugehen, dass die bestehenden Richtlinien des ENSI für diese Technologien grundlegend anzupassen wären. Um den spezifischen Eigenschaften und Sicherheitskonzepten dieser Reaktortypen angemessen Rechnung zu tragen, wären vermutlich spezifische neue Richtlinien notwendig.

6.1.9.6 Haftung

Die *internationalen Haftungsregeln* des Pariser und des ergänzenden Brüsseler Übereinkommens sind auf neue Reaktortypen ohne Weiteres anwendbar **(Tab. 51)**.

Tab. 51: Mögliche Auswirkungen der Haftungsregeln auf die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Das Kernenergiehaftpflichtrecht greift. Für Kernreaktoren mit grossen Kapazitäten dürfte die Finanzierung der Deckungsbeiträge keine übermässig grosse Belastung darstellen.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Für einen SMR der Reaktorklasse II an einem einzelnen Standort dürfte die Bereitstellung der Haftpflichtversicherung eine finanzielle Belastung darstellen. Die Finanzierungskosten dürften aber auch davon abhängen, mit welcher maximalen Belastung im Ereignisfall eine Versicherung konkret rechnet. Für SMR wäre es aus kernenergiehaftpflichtversicherungstechnischer Sicht vorteilhaft, verschiedene Reaktoren an einem Standort zu kombinieren. Bei 4 bis 6 Modulen an einem Standort wäre die Situation analog zu grossen Reaktoren zu beurteilen.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Es gilt das für WC-SMR Gesagte. Bei AMR könnte hinzukommen, dass die Versicherungen die Risiken (und damit ihre maximal mögliche Belastung) schwerer einschätzen können als bei besser bekannten Reaktordesigns.

6.1.9.7 Brennstoffkreislauf und Safeguards

Die Schweiz verfügt über *keine eigenen Kernbrennstoffe* **(Tab. 52)**. Sie müssen innerhalb des internationalen kernenergierechtlichen Rahmens im Ausland beschafft werden. Der Kernbrennstoff muss für den jeweiligen Reaktortyp passend sein.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei Reaktortypen, welche nicht über Brennelemente im klassischen Sinne verfügen, stellen sich Fragen hinsichtlich der *Entsorgung* und der *Wiederaufarbeitung*.

Tab. 52: Mögliche Bedeutung der rechtlichen Vorgaben zum Brennstoffkreislauf für die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Diese Reaktortypen dürften alle über Brennelemente verfügen, welche nicht wiederaufgearbeitet, sondern geologisch in der Schweiz tiefengelagert werden müssen. Die Versorgung mit Kernbrennstoff dürfte ähnlich wie bei bestehenden Reaktoren erfolgen.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Für WC-SMR dürfte das Gleiche gelten wie für Large Gen III/III+.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Bei alternativen Reaktordesigns kommt es darauf an, ob sie über eigentliche Brennelemente verfügen oder nicht. Können zum Beispiel Salzschmelzen wiederverwendet werden, gelten sie nicht als radioaktiver Abfall.

6.1.9.8 Äussere Sicherheit

Der Schutz des humanitären Völkerrechts für Kernanlagen wird angesichts aktueller Entwicklungen als ungenügend beurteilt (Buis, 2025: S. 38). Insbesondere erscheint eine *Beschränkung der Zusatzprotokolle zu den Genfer Konventionen* auf Anlagen und Einrichtungen, die gefährliche Kräfte enthalten, als zu eng: Im Falle von Kernanlagen könnte dies als Beschränkung auf Kernkraftwerke verstanden werden und andere Kernanlagen ausschliessen. Heikel erscheint es zudem, wenn Kernanlagen durch eine «militärische» Nutzung von den Schutzbereichen ausgenommen werden können.

Aus einer allgemeinen Perspektive sind jene Reaktortechnologien, welche auf passiven Sicherheitssystemen beruhen und nicht auf eine externe Stromversorgung angewiesen sind, von Vorteil.

6.2 Bewilligungsverfahren und Rechtsschutz

6.2.1 Rahmenbewilligungsverfahren

Das nukleare Rahmenbewilligungsverfahren führt sowohl zu einem ersten juristischen (für die Behörden) als auch einem abschliessenden politischen Entscheid über den Bau einer Kernanlage. Es ermöglicht den Einbezug des Parlaments sowie ein *Objektreferendum* auf Bundesebene über den Bau von Kernanlagen. Die Rahmenbewilligung erfüllt im Ergebnis auch die Funktion der einstigen *Standortbewilligung*.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.2.1.1 Überblick

Mit dem Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 wurde das nukleare Bewilligungssystem formell und inhaltlich neu gefasst: Es wurden die Voraussetzungen und Inhalte der *Rahmenbewilligung* (Art. 12 ff. KEG), der *Baubewilligung* (Art. 15 ff. KEG) und der *Betriebsbewilligung* (Art. 19 ff. KEG) festgelegt **(Tab. 53)**. Bei der Rahmenbewilligung wurde auf einen «Bedarfsnachweis» verzichtet und ein fakultatives Objektreferendum eingeführt (Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 13 KEG Rz. 33, m.w.H.). Die Bau- und die Betriebsbewilligung behielten ihren Charakter als Polizeibewilligungen; werden die Voraussetzungen erfüllt, besteht ein Rechtsanspruch auf Erteilung (Botschaft KEG, 2001: S. 2767 und 2769).

Das Rahmenbewilligungsverfahren sieht von Beginn weg *breite Partizipationsmöglichkeiten* vor. So sollen der Standortkanton, je nach konkreter Lage einer Kernanlage auch ein Nachbarkanton oder ein Nachbarland konstruktiv am Verfahren mitwirken können. Für die breite Öffentlichkeit sind Einwendungen und für beschwerdelegitimierte Personen sowie für Gemeinden Einsprachen vorgesehen (Art. 44, 46 und 47 KEG).

Der eigentliche Entscheid über die Rahmenbewilligung liegt beim Bundesrat (Art. 12 Abs. 1 und Art. 48 Abs. 1 KEG), ist aber von der Bundesversammlung zu genehmigen (Art. 48 Abs. 2 KEG). Der Beschluss der Bundesversammlung unterliegt einem *fakultativen Objektreferendum* (Art. 48 Abs. 4 KEG).

Tab. 53: Übersicht über die Partizipationsmöglichkeiten. Demokratische Partizipation bei Rahmenbewilligungen und relevanter Art. im KEG.

	Einzelne	Gemeinden	Kanton(e)	Nachbarland	Bundesrat/ Verwaltung	Bundesversammlung	Volk
Vorphase							
Mitwirkung (Standortkanton)			44	44			
Einwendung (Jedermann)	46 I						
Einsprache (Parteistellung)	46 II	46 II					
Stellungnahmen			47 I				
Behördliche Bewilligung							
Behandlung Gesuch					42, 43, 47		
Entscheid					48 I		
Genehmigung						48 II & III	
Eidgenössische Volksabstimmung							
Objektreferendum (fakultativ)							48 IV

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.2.1.2 Vorphase

Die kantonale, allenfalls nachbarländliche Mitwirkung dient dazu, die «Anliegen des Standortkantons und der in unmittelbarer Nähe liegenden Nachbarkantone und Nachbarländer […] zu berücksichtigen, soweit dies das Projekt nicht unverhältnismässig einschränkt» (Art. 44 KEG). Vorgesehen ist eine *eigentliche Mitarbeit* an der Ausarbeitung des Projekts, soweit es den Gegenstand des Rahmenbewilligungsgesuches bildet. Damit kann insbesondere auf Fragen der Raumplanung oder sicherheitstechnische Aspekte eingegangen werden. Der Mitwirkung kommt keine Vetofunktion zu, sondern es soll eine regionale *Abstützung* von Projekten ermöglichen und das *Vertrauen* in das Verfahren stärken (vgl. Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 44 KEG Rz. 7, sowie AB 2003 S 118, Votum Pfisterer).[88]

Einwendungen sind durch jedermann möglich, müssen aber begründet sein (Art. 46 Abs. 1 KEG). Sie sollen es «den Kantonen, den interessierten Kreisen und der Bevölkerung erlauben, grundsätzliche Bemerkungen zum Projekt und zur Nutzung der Kernenergie anzubringen» (Botschaft KEG, 2001: S. 2783).

Einsprachen richten sich nach dem Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (so Art. 46 Abs. 2 KEG). Das Schweizer Verfahrensrecht steht der «Popularbeschwerde» ablehnend gegenüber. Es verlangt jeweils eine Parteistellung (Art. 6 VwVG; zur verlangten Bezugsnähe zur Streitsache vgl. insb. BGE 139 II 279 E. 2.2, S. 282). Dazu muss in aller Regel die formelle und die materielle Beschwer im Sinne einer *persönlichen Betroffenheit* der Beschwerdeführenden hergeleitet werden (Art. 48 Abs. 1 VwVG und Art. 89 Abs. 1 BGG).

Um *materiell beschwert* zu sein, muss eine Partei «durch die angefochtene Verfügung besonders berührt» sein (Art. 48 Abs. 1 Bst. b VwVG; ebenso Art. 89 Abs. 1 Bst. b BGG) und zudem «ein schutzwürdiges Interesse an […] der] Aufhebung» des angefochtenen Entscheids haben (Art. 48 Abs. 1 Bst. c VwVG; ganz ähnlich Art. 89 Abs. 1 Bst. c BGG).

Das Bundesgericht und das Bundesverwaltungsgericht stellen in kernenergierechtlichen Fällen zum *besonderen Berührtsein* auf die «Risikoexposition» der betroffenen Personen ab. Im Falle von Kernanlagen wird eine Risikoexposition dann angenommen, wenn eine Person innerhalb der Notfallschutzzone 1 einer bestimmten Anlage wohnhaft ist (schutzwürdiges Interesse und besonderes Berührtsein bejaht insb. in BGE 140 II 315, E. 5, S. 332 ff. und BGer, Urteil 2C_206/2019 vom 25. März 2021, E. 2.1; schutzwürdiges Interesse verneint in BVGer, Urteil A-2474/2014 vom 29. Mai 2015, E. 1.2.) respektive eine Person von einem Störfall *besonders betroffen* wäre (schutzwürdiges Interesse bejaht für «jedermann, der in einem Bereich lebt, der von einem Störfall besonders betroffen wäre», in BVGer, Urteil A-4153/2016 vom 16. Mai 2018, E. 1.2, m.w.H.).

---

88 Im Zusammenhang mit der Realisierung eines geologischen Tiefenlagers werden Abgeltungen für die Standortregion ausgehandelt. Weil es dafür an einer Rechtsgrundlage fehlt, handele es sich um freiwillige Zahlungen der Entsorgungspflichtigen (Bundesrat, 2015: S. 13). Im Zusammenhang mit der Erstellung und dem Betrieb von Kernanlagen wäre davon auszugehen, dass allfällige Ausgleichsmassnahmen (sei es im Bereich des Natur- und Heimatschutzes, sei es im Infrastrukturbereich) über belastbare Rechtsgrundlagen verfügen und im Rahmen von Bewilligungen angeordnet werden müssten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das *schutzwürdige Interesse* muss aktuell sein. Es «besteht im praktischen Nutzen, der sich ergibt, wenn er [der Beschwerdeführer] mit seinem Anliegen obsiegt und dadurch seine tatsächliche oder rechtliche Situation unmittelbar beeinflusst werden kann. Die Beschwerde dient nicht dazu, abstrakt die objektive Rechtmässigkeit des staatlichen Handelns zu überprüfen, sondern dem Beschwerdeführer einen praktischen Vorteil zu verschaffen […]. Das Interesse gilt solange als aktuell, als der mit der angefochtenen Verfügung verbundene Nachteil im Urteilszeitpunkt noch besteht bzw. der angefochtene Akt noch Rechtswirkungen zeitigt […]» (BVGer, Urteil A-1969/2017 vom 22. Januar 2019, E. 1.2.1.3, m.w.H.).

Wird diese Rechtsprechung auf die *Planung zum Bau* von Kernanlagen angewendet, müsste bereits für das Rahmenbewilligungsgesuch eine ungefähre Vorstellung über die Notfallschutzzone bestehen. Die Notfallschutzzone 1 wird in der Verordnung über den Notfallschutz in der Umgebung von Kernanlagen vom 14. November 2018 schematisch dargestellt (3–5 km Ausdehnung; NFSV, Anhang 2). Bei den hier untersuchten Reaktorklassen ist davon auszugehen, dass sie über eine Notfallschutzzone verfügen würden – und nicht bloss über eine spezielle Gefährdungszone (Art. 4 Abs. 1 NFSV). Eine spezielle Gefährdungszone wäre nach «Massgabe der von einer Kernanlage ausgehenden Gefährdung» denkbar – sprich wenn diese Gefährdung sehr gering wäre. Dies wiederum misst sich am vorhandenen Inventar und an den Gefährdungsannahmen.

6.2.1.3 Behördliche Bewilligung

Gemäss dem Gesetzeswortlaut entscheidet der *Bundesrat* über Einwendungen und Einsprachen (Art. 48 Abs. 1 KEG). Sofern das Gesetz keine Ausnahme bestimmt, können Akte der Bundesversammlung und des Bundesrates beim Bundesgericht nicht angefochten werden (Art. 189 Abs. 4 BV). Diese Einschränkung gilt nicht, wenn der Bundesrat ein Geschäft an das zuständige Departement delegiert (Waldmann, in: Waldmann et al., 2025: Art. 29*a* BV Rz. 19). Eine solche Delegation ist im Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz vom 21. März 1997 vorgesehen (Art. 47 Abs. 6 RVOG), um die Verwaltungsgerichtsbarkeit im Sinne der Rechtsweggarantie (Art. 29*a* BV und Art. 6 Abs. 1 der Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten vom 4. November 1950) zu gewährleisten. Nach dem Bundesgesetz über das Bundesverwaltungsgericht vom 17. Juni 2005 sind Verfügungen über Rahmenbewilligungen vom Beschwerdeweg an das Bundesgericht ausgenommen (Art. 32 Abs. 1 Bst. e Ziff. 1 VGG). Diese Ausnahme wird auch damit begründet, dass der Entscheid über eine Rahmenbewilligung auch politischer Natur und nicht justiziabel sei (Botschaft Bundesrechtspflege, 2001: S. 4388; Moser et al., 2008: Rz. 1.25; Mosimann, in: Geiser et al., 2014: §4, Beschwerde in öffentlich-rechtlichen Angelegenheiten Rz. 4.31).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

In der Lehre wird teilweise hervorgehoben, dass es sich auch beim Entscheid über eine Rahmenbewilligung um einen *Rechtsanwendungsakt* handle (Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 48 KEG Rz. 16; anders wohl Jagmetti, 2005: Rz. 5413, der in der Rahmenbewilligung primär einen politischen Entscheid sieht, wie er im Bundesbeschluss zum Atomgesetz vom 6. Oktober 1978 mit dem Bedarfsnachweis noch vorgesehen gewesen war), selbst wenn die Voraussetzungen (Art. 13 KEG) und der Inhalt der Rahmenbewilligung (Art. 14 KEG) – und damit wohl auch die sich stellenden Rechtsfragen – eher allgemein gehalten sind.

Damit wird der Bundesrat im Rahmen der Behandlung von Rahmenbewilligungsgesuchen auch abschliessend über Einwendungen und Einsprachen entscheiden. Sein Entscheid wiederum steht unter dem Vorbehalt einer *Genehmigung durch die Bundesversammlung* (Art. 48 Abs. 2 KEG; vgl. Botschaft KEG, 2001: S. 2784). Das Gesetz eröffnet dem Parlament im Falle eines negativen Entscheids des Bundesrats sogar weitergehende Mitwirkungsmöglichkeiten (Art. 48 Abs. 3 KEG; vgl. dazu Müller, in: Kratz et al., 2016: Art. 48 KEG Rz. 23 ff.).

6.2.1.4 Eidgenössische Volksabstimmung

Im Falle der Erteilung einer Rahmenbewilligung ist ein *fakultatives Referendum* möglich (Art. 48 Abs. 4 KEG; vgl. Müller, in: Kratz et al., 2016, Art. 48 KEG Rz. 31 ff., sowie Biaggini, 2017, Art. 141 BV Rz. 13). Dass im Falle einer erteilten Rahmenbewilligung die für ein fakultatives Referendum benötigten 50 000 gültigen Unterschriften innert 100 Tagen (Art. 141 Abs. 1 Bst. c BV) aufgebracht werden können, darf als so gut wie sicher angenommen werden. Möglich wäre sogar, dass acht Kantone das Referendum ergreifen (Art. 141 Abs. 1 Bst. c BV in der zweiten Variante).

Damit werden letztlich die *stimmberechtigten Schweizerinnen und Schweizer* über jede Rahmenbewilligung und damit zumindest über jeden Standort, jeden Zweck sowie die Grundzüge einer bewilligungspflichtigen Kernanlage abstimmen **(Tab. 53)**.

6.2.2 Ausnahme vom Rahmenbewilligungsverfahren

Eine Ausnahme vom Rahmenbewilligungsverfahren gilt für Kernanlagen mit *geringem Gefährdungspotenzial* (Art. 12 Abs. 3 KEG). Gemäss der Verordnung dienen dafür die Häufigkeit und das Gefährdungspotenzial von Störfällen als Massstab (Art. 22 KEV; vgl. aber auch Botschaft KEG, 2001: S. 2736 und 2764, sowie AB 2002 N 1100 f. und dort die Voten Fischer [Kommission] und Leuenberger [Bundesrat]). Für Leistungsreaktoren wird die Ausnahme von der Rahmenbewilligung daher nicht greifen (vgl. Kap. 6.1.3.1 mit Fussnote 73).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.2.3 Bau- und Betriebsbewilligungsverfahren

Individueller Rechtsschutz im Sinne einer *Beschwerdemöglichkeit* an das Bundesverwaltungsgericht besteht grundsätzlich im Zusammenhang mit der nuklearen Bau- und der Betriebsbewilligung (Art. 45 ff. VwVG i.V.m. Art. 31 VGG). Als *zweite Beschwerdeinstanz* kommt grundsätzlich das Bundesgericht infrage (Jagmetti, 2005: Rz. 5320), welches mit der Beschwerde in öffentlich-rechtlichen Angelegenheiten (Art. 82 ff. BGG) angerufen werden kann (Art. 83 Bst. n BGG im Umkehrschluss; vgl. Seiler, in: Seiler et al., 2015: Art. 83 BGG Rz. 108).

In der Regel werden die *Bau- und die Betriebsbewilligung* nacheinander erteilt. Das KEG lässt eine gleichzeitige Erteilung der Betriebs- und der Baubewilligung nur dann zu, wenn «die Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb bereits zu diesem Zeitpunkt abschliessend beurteilt werden können» (Art. 20 Abs. 2 KEG). Die Ausnahme zeitigt nur bei einfachen Anlagen Wirkung (Botschaft KEG, 2001: S. 2770; Marti, in: Kratz et al., 2016: Art. 20 KEG Rz. 18; Jagmetti, 2005: Rz. 5436).

6.2.4 Beurteilung

Kernaussage: Das dreistufige Schweizer Bewilligungssystem für jede Kernanlage ist kostenintensiv und langwierig. Es führt mit dem höchstwahrscheinlichen Objektreferendum über die Rahmenbewilligung zu einem direktdemokratisch legitimierten Standort- respektive Projektentscheid. Die Bau- und Betriebsbewilligung als beschwerdefähige Polizeibewilligungen schliessen daran an. Erleichterungen (Verzicht auf die Rahmenbewilligung oder gleichzeitige Erteilung der Bau- und Betriebsbewilligung) sind nur sehr eingeschränkt vorgesehen

Für Reaktorklassen mit eher geringer elektrischer Leistung erscheint das Verfahren aus Investorensicht überdimensioniert und wird wohl zu einer Konzentration von Reaktoren an einem bestimmten Anlagenstandort (unter einer einzigen Rahmenbewilligung) führen.

Die Erteilung von nuklearen Bau- und Betriebsbewilligungen für Kernreaktoren als «Unikate» wäre für modulare und werksgefertigte Reaktorkonzepte (wie SMR-Module) zu hinterfragen. Neben einer gleichzeitigen (allenfalls gleichzeitigen) Bau- und Betriebsbewilligung wäre etwa die Frage einer «Typengenehmigung» (Pre-Licensing) zu prüfen. Dazu könnte eine vertiefte Kooperation mit ausländischen Bewilligungsbehörden notwendig sein.

Der bewilligungsrechtliche Rahmen von der Planung bis zur Inbetriebnahme einer Kernanlage nimmt *mehrere Jahre* in Anspruch und dauert damit länger als in anderen Ländern (Manera et al., 2024: S. 243).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das Kernenergiegesetz sieht mit der Rahmenbewilligung eine *breite Partizipation* vor **(Tab. 54)**. Die Mitwirkung des Standortkantons soll Projekte verbessern und die regionale Ebene in das konzentrierte Bundesverfahren einfliessen lassen. Die Einwendungen ermöglichen es der interessierten Bevölkerung, ihren Anliegen Gehör zu verschaffen. Bei der Einsprache gelten die üblichen verfahrensrechtlichen Erfordernisse, welche die Gerichte für Kernanlagen konkretisiert haben. Die Rahmenbewilligung erfüllt auch die Funktion einer Standortbewilligung und schafft damit Rechtssicherheit für die Gesuchstellerin und die Standortkantone.

Hinsichtlich einer *gleichzeitigen Erteilung* von Bau- und Betriebsbewilligung ist das KEG zwar offen formuliert, in der Lehre wird die Bestimmung aber unisono eng ausgelegt. Es läge am Verordnungsgeber, diese Möglichkeit weiter zu konkretisieren.

Tab. 54: Mögliche Bedeutung der Bewilligungsverfahren für die Reaktorklassen.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Das Rahmenbewilligungsverfahren ist auf jeden Fall durchzuführen (nukleares Inventar). Die Vorgaben für eine gleichzeitige Erteilung der nuklearen Bau- und Betriebsbewilligung werden nicht erfüllt (Komplexität der Anlagen). Das (fakultative) Objektreferendum führt zur direktdemokratischen Legitimation eines konkreten Projekts. Die Bewilligungs- und Beteiligungsverfahren erscheinen für grössere Projekte als angemessen. Eine Mitwikung der Kantone und der Anliegen der Bevölkerung soll die Umsetzung verbessern und führt zu einer frühen Befassung mit dem Vorhaben.
WC-SMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Das Rahmenbewilligungsverfahren ist auf jeden Fall durchzuführen (Inventar). Die Rahmenbewilligung kann für einen bestimmten Standort und eine bestimmte Gesuchstellerin mehrere Reaktormodule umfassen. Die Vorgaben für eine gleichzeitige Erteilung der nuklearen Bau- und Betriebsbewilligung werden nicht erfüllt (Komplexität der Anlagen). Das (fakultative) Objektreferendum führt zur direktdemokratischen Legitimation eines konkreten Projekts. Für einzelne SMR, welche standardisiert und vergleichsweise schnell realisiert werden könnten, würden sich die Verfahren vermutlich als träge und zu langwierig erweisen. Bei 4 bis 6 Modulen an einem Standort könnten sich hingegen ähnliche Fragen stellen wie bei grösseren Anlagen.
AMR (300 MWe/Modul; 4–6 Module)	Das Rahmenbewilligungsverfahren ist durchzuführen (Inventar). Die Rahmenbewilligung kann für einen bestimmten Standort und eine bestimmte Gesuchstellerin mehrere Reaktormodule umfassen. Die Vorgaben für eine gleichzeitige Erteilung der nuklearen Bau- und Betriebsbewilligung werden vermutlich nicht erfüllt (Komplexität der Anlagen). Das (fakultative) Objektreferendum führt zur direktdemokratischen Legitimation eines konkreten Projekts. Für alternative Reaktordesigns gilt grundsätzlich das für WC-SMR Gesagte. Je innovativer eine Technologie und umso geringer die Erfahrung damit ist, desto grösser wird vermutlich das Informationsbedürfnis sein.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Ein ersatzloser *Verzicht auf die Rahmenbewilligung* würde die Partizipationsmöglichkeiten der Standortkantone und der Bevölkerung stark einschränken. Die Einbettung von Projekten in die kantonalen Planungen und der konstruktive Dialog würden damit erschwert, und die Möglichkeit einer unmittelbaren demokratischen Legitimierung konkreter Projekte ginge verloren. Eine Änderung des Status quo wäre nur auf dem Wege der formellen Gesetzesänderung möglich. Diese Gesetzesänderung müsste also demokratisch beschlossen werden.

Um eine *Kombination von Bau- und Betriebsbewilligung* (so der Vorschlag in Manera et al., 2024: S. 248) zu ermöglichen, würde eine Änderung auf der Verordnungsebene wohl ausreichen. Hinsichtlich der demokratischen Legitimation (die über die Rahmenbewilligung erfolgt) und hinsichtlich des Rechtsschutzes (welcher gewahrt bleibt) würde dies keine Einbussen bedeuten. Das Verfahren würde voraussichtlich beschleunigt; es wäre dann aber vermutlich auch komplexer für die Behörden. Es ist anzunehmen, dass sich auch innerhalb eines kombinierten Verfahrens trotzdem Staffelungen – und allenfalls materielle Teilverfügungen – ergeben würden.

6.3 Gesetzgebungsprozess

Für eine Änderung der gesetzlich festgelegten Verfahren oder inhaltlichen Vorgaben und Rahmenbedingung ist der formale Gesetzgebungsprozess zu durchlaufen **(Tab. 55)**.

Das Verfahren zur Änderung bestehender oder zum Erlass neuer Bundesgesetze ist in verschiedenen Erlassen geregelt. Die *Grundsätze* finden sich in der Bundesverfassung vom 18. April 1999 (BV), das Erstellen von *Vorentwürfen* im Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz vom 21. März 1997 (RVOG), der *Konsultationsprozess* im Bundesgesetz über das Vernehmlassungsverfahren vom 18. März 2005 (VlG), das *parlamentarische Verfahren* im Bundesgesetz über die Bundesversammlung vom 13. Dezember 2002 (ParlG), Bestimmungen zur *Durchführung von Referenden* im Bundesgesetz über die politischen Rechte vom 17. Dezember 1976 (BPR) und die Vorgaben zur *Veröffentlichung* im Bundesgesetz über die Sammlungen des Bundesrechts und das Bundesblatt vom 18. Juni 2004 (PublG).

6.3.1 Ordentliches Verfahren

Das ordentliche Gesetzgebungsverfahren ist sowohl für den Erlass oder die Änderung als auch hinsichtlich einzelner oder zahlreicher Normen zu durchlaufen. Es ist möglich – und im Energierecht war dies in letzter Zeit oft der Fall –, mehr als einen formellen Erlass im gleichen Verfahren zu revidieren (Fremdänderungen).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 55: Schematische Darstellung des Gesetzgebungsprozesses im Bund.

Schritt	Inhalt	Rechtsgrundlagen	Typische Dauer
Gesetzesinitiative	Impuls: Bundesrat, Parlament, Kantone	Art. 160 & 181 BV Art. 107 ff. ParlG	Variabel (Tage bis Jahre)
Vorentwurf	Erarbeitung Vorentwurf durch zuständige Verwaltungsstelle	Art. 181 BV Art. 7 ff. RVOG	6 Monate – 2 Jahre
Vernehmlassungsverfahren	Stellungnahmen von Kantonen, Parteien, Verbänden etc.; Sammlung und Auswertung Rückmeldungen	Art. 147 BV Art. 3 ff. VlG	3–6 Monate
Überarbeitung & Botschaft des Bundesrats	Anpassung des Entwurfs aufgrund Vernehmlassung, Erstellung Botschaft an Bundesversammlung	Art. 181 BV; Art. 141 ParlG	3–6 Monate
Parlamentarische Kommissionsberatung	Behandlung durch zuständige Kommissionen beider Räte	Art. 44 ff., 149 & 150 ff. ParlG	6 Monate – 1 Jahr
Beratung im Erstrat (National- oder Ständerat)	Eintretensabstimmung; Detailberatung	Art. 156 Abs. 1 & 2 BV; Art. 74 ff. & 83 ff. ParlG	1–3 Monate
Beratung im Zweitrat	Behandlung im Zweitrat (oft kürzer)	Art. 156 Abs. 1 & 2 BV; Art. 86 ParlG	1–3 Monate
Differenzbereinigung	Bei abweichenden Beschlüssen: Hin- und Her zwischen den Räten; bei Bedarf Einigungskonferenz	Art. 156 Abs. 1 & 2 BV; Art. 89 ff. ParlG	1–6 Monate
Schlussabstimmungen	Beide Räte stimmen über identischen Gesetzestext ab.	Art. 156 Abs. 1 & 2 BV; Art. 81 ParlG	Wenige Tage
Veröffentlichung	Publikation im Bundesblatt; Beginn Referendumsfrist	Art. 13 ff. PublG	ca. 1 Monat
Fakultatives Gesetzesreferendum	100 Tage; 50 000 Unterschriften (oder 8 Kantone)	Art. 141 Abs. 1 BV; Art. 59a ff. BPR	100 Tage
Volksabstimmung (falls Referendum ergriffen)	Durchführung Abstimmung	Art. 142 BV Art. 10 ff. BPR	4–6 Monate
Inkrafttreten	Meist vom Bundesrat festgelegt		Oft 1–6 Monate später

Der *Zeitbedarf* zur Änderung oder zum Erlass neuer formell-gesetzlicher Normen auf dem Wege der ordentlichen Bundesgesetzgebung (Art. 163 und 164 BV) kann demnach zwischen rund zweieinhalb und rund sechs Jahren variieren.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.3.2 Dringlichkeitsgesetzgebung

Abkürzen lassen sich die Verfahren beim Vorliegen von sowohl zeitlicher als auch sachlicher *Dringlichkeit.* Dafür sind qualifizierte Mehrheiten im Parlament notwendig; entsprechende Gesetze sind aber zu befristen (Art. 165 Abs. 1 BV). Mit diesem Verfahren können insbesondere der Vernehmlassungs- und der parlamentarische Beratungsprozess verkürzt werden. Im Grunde können dringliche Massnahmen später auf dem Wege der ordentlichen Gesetzgebung übernommen werden.[89]

In jüngerer Zeit wurde für Ausnahmefälle die Beschleunigung von *Bewilligungsverfahren* in der Sachgesetzgebung auf dem Wege der Dringlichkeitsgesetzgebung vorgesehen. Die Beschleunigung gilt nur für den Zeitraum der Dringlichkeit der «Massnahme».[90]

Für umfassende Reformen in politisch umstrittenen Sachgebieten erscheint das Dringlichkeitsrecht nicht geeignet – möglich kann seine Anwendung im Falle spezifischer Massnahmen sein.[91]

6.3.3 Änderung von Verordnungen anstatt Gesetzen?

Die von der Bundesversammlung beschlossenen (formellen) Bundesgesetze werden auf der *Verordnungsebene* weiter ausgeführt. Dabei hat sich der Verordnungsgeber (in der Regel der Bundesrat) an die formell-gesetzlichen Vorgaben zu halten. Sowohl bei gesetzesvollziehenden als auch gesetzesvertretenden Verordnungen ist dem materiellen Gehalt der formellen Gesetzgebung Rechnung zu tragen.[92]

---

89 So nimmt die Änderung des Energiegesetzes vom 26. September 2025 (*Beschleunigungserlass*) zeitlich nicht befristete, inhaltlich zudem auch weiter reichende Änderungen vor, welche die Dringlichkeitsgesetzgebung ablösen werden; vgl. Botschaft Änderung EnG, 2023.

90 Die Änderung des Energiegesetzes durch *dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winte*r (Solaroffensive) war am 30. September 2022 in beiden Räten als dringlich erklärt worden; es galt vom 1. Oktober 2022 bis zum 31. Dezember 2025 (AS 2022 543).

Die «Solaroffensive» ist aus der parlamentarischen Initiative 21.501 «Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative. Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050» erwachsen (vgl. Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 25. April 2022 [BBl 2022 1536] und Stellungnahme Bundesrat vom 3. Juni 2022 [BBl 2022 1540]). Das Parlament hat die Vorlage von Mitte Juni 2022 bis Ende September 2022 beraten. Die Vernehmlassung der gesamten Vorlage (Nr. 2022/4) war noch im ordentlichen Verfahren erfolgt.

91 Ein Beispiel ist das *Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft.* Es war als dringlich erklärt worden, trat am 1. Oktober 2022 in Kraft und gilt bis zum 31. Dezember 2026 (AS 2022 544). Ende 2021 hatte ein Unternehmen aus der Energiebranche auf einen erhöhten Liquiditätsbedarf hingewiesen; das UVEK führte vom 27. April bis zum 4. Mai 2022 ein verkürztes Vernehmlassungsverfahren durch; am 18. Mai 2022 folgte die bundesrätliche Botschaft (BBl 2022 1183). Das Parlament hat die Vorlage von Mitte Juni bis Ende September 2022 beraten (vgl. Geschäft Nr. 22.031).

92 So hat der Bundesrat in der früheren Atomverordnung die Aufteilung der nuklearen Bewilligung nach damaligem Recht (Art. 4 Abs. 1 Bst. a AtG) auf Verordnungsebene geklärt und beschränkt (Art. 7 der Verordnung über Begriffsbestimmungen und Bewilligungen auf dem Gebiet der Atomenergie vom 18. Januar 1984, AtV).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Gewisse *Ausnahmen* von formell-gesetzlichen Regeln *oder Klärungen* sind auf Verordnungsebene denkbar und üblich (vgl. etwa Art. 22 KEV zu Kernanlagen mit geringem Gefährdungspotenzial). Allerdings können von der Bundesversammlung als demokratischem Gesetzgeber getroffene Entscheidungen auf der Verordnungsebene nicht «korrigiert» werden.

6.3.4 Beurteilung

Kernaussage: Eine Weiterentwicklung des Kernenergierechts vor dem Hintergrund einer Anpassung an den technischen Fortschritt sollte grundsätzlicher Natur sein (keine Einzelfallgesetzgebung) und im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren erfolgen. Dieser Prozess nimmt zwar viel Zeit in Anspruch, gewährleistet aber die demokratische Partizipation und erhöht die Beständigkeit und Legitimation von Erlassänderungen. Der Weg der Dringlichkeitsgesetzgebung ist mit hohen Anforderungen verbunden und für grundsätzliche energierechtliche Weichenstellungen sachlich nicht geeignet. Punktuelle Klärungen von Auslegungsfragen für den Gesetzesvollzug oder die Schaffung von Ausnahmen sind auf Verordnungsebene denkbar. Das Schweizer Kernenergierecht sollte die internationalen Entwicklungen einbeziehen. Änderungen im Kernenergiehaftpflichtrecht sind zudem von entsprechenden Weiterentwicklungen der einschlägigen internationalen Übereinkommen abhängig.

Das ordentliche Gesetzgebungsverfahren ist in der Regel zeitintensiv. Es stellt aber eine breite Willensbildung und die demokratische Legitimation der entsprechenden Beschlüsse sicher. Es besteht keine freie Wahl zwischen ordentlicher und Dringlichkeitsgesetzgebung – Letztere verkürzt die Verfahren, ist aber nur ausnahmsweise zulässig. Die Anforderungen an die Dringlichkeitsgesetzgebung sind an sich hoch. Energierechtliche Rahmenbedingungen sollten nicht hastig auf diesem Wege geändert werden.

Soweit formell-gesetzliche Normen für bestimmte Reaktordesigns (sei es in technischer, wirtschaftlicher oder etwa verfahrensrechtlicher Hinsicht) nicht mehr passend sind und geändert werden sollen, ist der ordentliche Gesetzgebungsprozess zu durchlaufen.

Auf Verordnungsebene können allenfalls Ausnahmen oder Klärungen für den Gesetzesvollzug erfolgen. Flexible (weil sich eine Verordnung im Vergleich zum formellen Gesetz einfacher und schneller ändern lässt) Verordnungslösungen wären mit Delegationsnormen und Festlegung von Grundsätzen auf formeller Gesetzesstufe denkbar. Damit wird die Rechtssicherheit reduziert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 56: Möglicher gesetzgeberischer Handlungsbedarf je nach Reaktorklasse.

Reaktorklasse	Beurteilung
Large Gen III/III+ (1200 MWe; ≥ 1 Reaktor)	Für leistungsstarke Kernreaktoren stellt sich insbesondere die Frage nach passenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Soweit das Strommarktdesign keinen passenden Rahmen bildet, könnten besondere Fördermodelle geprüft werden. Diese müssten formell-gesetzlich verankert sein und im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ergehen.
WC-SMR (300 MWe/ Modul; 4–6 Module)	Für SMR stellt sich die Frage, ob der formell-gesetzliche Rahmen des KEG eine adäquate Regulierung bildet. Das KEG unterscheidet zwischen Kernanlagen, aber nicht zwischen Typen von Leistungsreaktoren. Wo der Rahmen des KEG bestehen bleiben kann, sind Klärungen oder Präzisierungen auf Verordnungsebene denkbar.
AMR (300 MWe/ Modul; 4–6 Module)	Für AMR stellt sich die Frage, ob die dem KEG zugrunde liegenden Konzepte adäquat sind. Insbesondere dort, wo das KEG an den Reaktorkern oder den Reaktordruckbehälter, an Brennstäbe oder an die Wiederaufarbeitung anknüpft, könnte sich Änderungsbedarf auf dem Wege der formellen Gesetzgebung ergeben.

6.4 Wirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen

Die wirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen der Energie- respektive Stromproduktion sind massgeblich von *politischen Überlegungen* und *Prioritäten* geprägt. Der europäische Stromhandel basiert wirtschaftlich auf einem Energy-Only-Markt. Daneben zeitigen die weiteren, aus umweltpolitischen Motiven (insbesondere Klimaschutz und Nachhaltigkeit) oder zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geschaffenen Vorgaben einen massgeblichen Einfluss auf die Stromproduktion.

Die allgemeinen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden sowohl in der Europäischen Union als auch in der Schweiz heute mit Blick auf *einzelne Technologien* gestaltet. Das europäische Beihilferecht und seine Anwendung gestehen den Staaten einen gewissen Gestaltungsspielraum zu.

6.4.1 Energiepolitischer Gesamtkontext

Die IEA sieht in der Nutzung der Kernenergie eine Möglichkeit, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern und das Netto-Null-Ziel zur Reduktion der Treibhausgase zu erreichen. Sie betont zudem die hohe Verfügbarkeit[93] der Kernenergie (IEA, 2022: S. 7 ff.). Die Kosten der Kernenergie werden aus diesem Blickwinkel – indirekt – mit den alternativen Kosten zur Dekarbonisierung verglichen (IEA/NEA, 2020: S. 145; IEA/NEA, 2020: S. 6 ff.; IEA, 2022: S. 10). Ihre Produktionskosten in Relation zu anderen, insbesondere fossilen Primärenergieträgern hängen zudem von der Bepreisung von CO_2 ab (IAEA, 2024a: S. 51 ff.).

93 «While wind and solar PV are expected to lead the push to replace fossil fuels, they need to be complemented by dispatchable resources. As today's second largest source of low emissions power after hydropower, and with its dispatchability and growth potential, nuclear – in countries where it is accepted – can help ensure secure, diverse low emissions electricity systems.»

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

In der Europäischen Union wird die Bedeutung der Kernenergie kontrovers diskutiert. Die EU-Kommission hat in ihren *CEEAG-Leitlinien*[94] die Kernenergie von staatlichen Beihilfen ausgenommen (Ziff. 13 Bst. d). In der EU-Verordnung zur *Erleichterung nachhaltiger Investitionen* kommt die Kernenergie nicht vor.[95] In der EU-Verordnung zur *Taxonomie* nachhaltiger Investitionen[96] fand die Kernenergie dann Eingang (wie auch Erdgas); unter den Voraussetzungen der Verordnung kann sie damit als nachhaltig gelten. Daraus folgt zwar keine direkte staatliche Förderung, bei nachhaltigen Investitionen sind aber staatliche Beihilfen eher zulässig. Zudem verbessert eine Einstufung als nachhaltig die Konditionen zur Finanzierung. Eine *Klage Österreichs* mit Streitunterstützung Luxemburgs gegen die EU-Kommission (Rechtssache T-625/22) wurde vom EU-Gericht (Grosse Kammer) am 10. September 2025 abgewiesen (Dispositiv, Ziff. 1).[97] Die Aussagen der EU-Kommissionspräsidentin[98] sind politischer Natur.

In der Schweiz wird der *Ausbau erneuerbarer Energien* mit verschiedenen technologiespezifischen Fördermassnahmen im Energiegesetz unterstützt. Diese Massnahmen betreffen sowohl die Aufwands- (sprich das Tragen von Investitionskosten, von Betriebskosten oder von Risiken) als auch die Ertragsseite (sprich die Entrichtung von Marktprämien oder Einspeisevergütungen) bestimmter Anlagen (zum Ganzen Müller, 2025: Rz. 57 ff.).[99]

Dem Bund fehlt es an einer Verfassungsgrundlage für eine *direkte Beteiligung* an Anlagen zur Energieproduktion. Zudem ist die Energieversorgung gemäss dem Energiegesetz Sache der Energiewirtschaft (Art. 6 Abs. 2 EnG; dazu Müller L., 2025: S. 47 ff.). Hingegen kommt den Kantonen (und vor allem grösseren Gemeinden) eine wesentliche Rolle zu (Müller L., 2025: S. 50 ff.; Müller, 2023: S. 1097). Indirekt – über ihre *Versorgungsunternehmen* – sind sie massgeblich an Produktionskapazitäten beteiligt. Als Eigner gestalten die Kantone oder

94 Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, 2022/C 80/01.

95 Verordnung (EU) 2020/852 vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen (Text von Bedeutung für den EWR). Diese Verordnung «enthält die Kriterien zur Bestimmung, ob eine Wirtschaftstätigkeit als ökologisch nachhaltig einzustufen ist, um damit den Grad der ökologischen Nachhaltigkeit einer Investition ermitteln zu können» (Art. 1 Abs. 1). Sie vermittelt weder Fördermittel, noch verbietet sie Technologien; die Verordnung gilt einzig in Bezug auf die normative Festlegung der ökologischen Nachhaltigkeit von Finanzprodukten oder Unternehmensanleihen (Abs. 2).

96 Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 vom 9. März 2022 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungspflichten für diese Wirtschaftstätigkeiten (Text von Bedeutung für den EWR).

97 Das Gericht der EU (EuG) hatte primär zu prüfen, ob die EU-Kommission ihre Kompetenzen überschritten hätte. In dieser Entscheidung befand der Gerichtshof, dass die Kommission nicht über ihre Befugnisse hinausgegangen sei bei der Einbeziehung von Kernenergie und Erdgas in die Taxonomie, und wies die Klage ab.

98 Rede von Präsidentin von der Leyen auf dem Kernenergie-Gipfel, Paris, 10. März 2026 (SPEECH/26/581).

99 So sind Investitionsbeiträge für Anlagen vorgesehen in den Bereichen Photovoltaik (Art. 25, 25a EnG sowie Art. 71a EnG), Wasserkraft (Art. 26 EnG), Biomasse (Art. 27 EnG), Windkraft (Art. 27a EnG) und Geothermie (Art. 27b EnG). Garantien sind möglich für Geothermie (Art. 33 EnG), Betriebskostenbeiträge für Biomasse (Art. 33a EnG). Eine Marktprämie ist möglich in den Bereichen Grosswasserkraft (nach Art. 30 EnG). Erneuerbare Produktion kann grundsätzlich am System der gleitenden Marktprämie (Art. 29a ff. EnG) teilnehmen. Die Produktion aus Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie und Biomasse (Art. 19 Abs. 1 EnG) kann am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Art. 19 ff. EnG). Diese Massnahmen sind derzeit befristet (vgl. Art. 38 EnG).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Gemeinden die Ausrichtung ihrer Energieversorgungsunternehmen mit. Teilweise bestehen dafür rechtliche Zielvorgaben (weiterführend Müller, 2023: S. 1104 f.).

6.4.2 Rahmenbedingungen für Kernkraftwerke

Bei Kernkraftwerken machen die Kapitalkosten einen wesentlichen Teil der Produktionskosten aus (IAEA, 2024a: S. 18 f.). Die finanziellen Risiken verteilen und verändern sich über die ganzen (und insgesamt sehr langen) Projekt-, Betriebs- und Rückbauphasen – während Erträge nur in der Betriebsphase erzielt werden können (IAEA, 2024a: S. 20 f.). Für den finanziellen Erfolg eines Projekts sind neben den eigentlichen Kosten auch die Marktbedingungen (Strommarktmodell und Strompreise) während der (ganzen) künftigen Betriebsphase relevant.

Der *Reifegrad* einer verwendeten Technologie sowie die *Erfahrung* in einem Land können die Kosten beeinflussen. So liegen die Kapitalkosten nuklearer Produktion in Ländern mit «uninterrupted experience in nuclear new build» deutlich tiefer als in Ländern, in denen es einen Unterbruch gab (IAEA, 2024a: S. 3 und 19).

Für einzelne Projekte kommt es daher gemäss der IAEA auch darauf an, ob eine technologische *Standardisierung* möglich ist, eine ausreichende *Anzahl Projekte* besteht, eine gute *Zusammenarbeit* mit den staatlichen Behörden gewährleistet ist und die Bereitschaft besteht, *Lehrgeld* zu bezahlen (IAEA, 2024a: S. 23). Wenn ein Staat also die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für neue Nukleartechnologien gestalten will, ist es mitentscheidend, welchen Stand die neue Technologie bereits erreicht hat, mit welchen Bau- und Betriebsdauern gerechnet wird und auf welcher Erfahrung aufgebaut werden kann.[100]

Die Gestehungskosten von Elektrizität mit Kernenergie als Primärenergieträger sind wesentlich geprägt von den jeweiligen staatlichen Rahmenbedingungen (IEA/NEA, 2020: S. 158). Insbesondere hinsichtlich des Umgangs mit langfristigen (finanziellen) Risiken setzen die Staaten wesentliche Rahmenbedingungen (IAEA, 2024a: S. 3). Eine *staatliche Förderung* kann grundsätzlich in direkten Finanzierungen oder Garantien, Public-Private Partnerships, der Absicherung von Abnahmepreisen oder anderen Finanzierungsmitteln bestehen (IAEA, 2024a: S. 30 ff.).[101]

---

100 *Hersteller von SMR* gehen davon aus, dass die ursprünglichen Kapitalkosten und die Baurisiken tiefer als bei grösseren Reaktoren sind. Zudem könnten die Erträge dank flexiblerem Einsatz von SMR diversifiziert werden (IAEA, 2024a: S. 3 und 63 ff.). Auch Skaleneffekte sind bei neuen Technologien von grosser Bedeutung (Lazard, 2025: S. 4).

101 Derzeit bestehen die tiefsten Gestehungskosten bei Reaktoren im Langzeitbetrieb (IEA/NEA, 2020: S. 158). Teilweise gewähren Staaten dafür finanzielle Entlastungsmassnahmen (Koplow, 2026: S. 330 ff. – dort insb. die Beispiele Belgien und USA; zudem IEA, 2022: S. 12). Investitionen in eine Verlängerung der Betriebsdauer bestehender Anlagen weisen ein geringeres Finanzierungsrisiko auf und sind in regulatorischer Hinsicht weniger anspruchsvoll als für Neubauten (IAEA, 2024a: S. 58 ff.). Zur Gewährleistung des sicheren Betriebs ist für Kernkraftwerke alle 10 Jahre eine periodische Sicherheitskontrolle durchzuführen (IAEA [SSG-25], 2013: passim; zu den Vorgaben des KEG vgl. ENSI 2014/2018 [RL A03]: passim, oder Müller, 2021: S. 39; zu LTO vgl. IAEA [SRS-109], 2022: passim).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.4.3 Finanzierung der Stilllegung und Entsorgung

In der Schweiz werden die Kosten der Stilllegung von Kernanlagen und die Entsorgung radioaktiver Abfälle über den *Stilllegungs- und den Entsorgungsfonds* gedeckt (Art. 77 Abs. 1 und 2 KEG). Die Finanzierung dieser Fonds erfolgt grundsätzlich durch die Anlagenbetreiberinnen (Art. 77 Abs. 3 KEG).

Unter Umständen entsteht eine *Nachschusspflicht* (Art. 80 KEG). Sie kann gemäss dem Bundesrat eintreten bei «einer vorzeitigen Ausserbetriebnahme eines Kernkraftwerks oder bei einem Konkurs einer Betreibergesellschaft» (Botschaft KEG, 2001: S. 2749). Darum wurde für den Fall eines «Zahlungsunvermögen(s) des primär leistungspflichtigen Betreibers» für die andern Betreibergesellschaften «eine begrenzte, solidarhaftungsähnliche Nachschusspflicht» (Botschaft KEG, 2001: S. 2750) vorgesehen. Bei einer wirtschaftlichen Untragbarkeit durch die so verpflichteten Gesellschaften kann die Bundesversammlung eine Kostenübernahme durch den Bund beschliessen (Art. 80 Abs. 4 KEG).

Damit entsteht eine rechtliche Beziehung zwischen den *Betreiberinnen von Kernanlagen* und insbesondere von Kernkraftwerken in der Schweiz hinsichtlich der Finanzierung der Stilllegung und der Entsorgung. Unter Umständen trifft die Betreiberinnen unverschuldet eine Deckungspflicht für die Verpflichtungen Dritter.

6.4.4 Internationale Rahmenbedingungen

Als Finanzhilfen ausgestaltete staatliche Fördermassnahmen können die Tatbestände der *Beihilfe* (zum EU-Recht vgl. Mayoraz, 2018: Rz. 575 ff. und 592 f., m.w.H., oder Frenz, 2021: Rz. 1918 ff.) oder der *Vorteilsgewährung* (zum WTO-Recht vgl. Stöckli/Marxer, in Kratz et al., 2020: Art. 19 EnG Rz. 19, oder Mayoraz, 2018: Rz. 581 ff. und 571 ff., jeweils m.w.H.) erfüllen (zum Ganzen auch Müller, 2023: S. 1103 f.).

Das Primärrecht der EU besteht aus dem Vertrag über die Europäische Union (EUV) mit den Grundprinzipien, Werten, Zielen und institutionellen Grundlagen der EU sowie dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), wo unter anderem einzelne Politikbereiche geregelt werden. Den beiden Verträgen gleichgestellt sind etwa die Charta der Grundrechte der Europäischen Union (GRCh) und der Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (Euratom-Vertrag). Wenn in den *europäischen Verträgen* nichts anderes bestimmt ist, sind wettbewerbsverzerrende staatliche Beihilfen mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen (Art. 107 Abs. 1 AEUV; zum Begriff der Beihilfe auch im Lichte der Rechtsprechung durch den EuGH vgl. Frenz, 2021: Rz. 171 f.).[102] Bei Finanzhilfen ist eine Rechtfertigung möglich. Dies war nach der bisherigen Rechtsanwendung eher einfach, da über ein öffentliches Interesse hinaus kein eigentliches

102 Art. 107 Abs. 1 AEUV: Soweit in den Verträgen nicht etwas anderes bestimmt ist, sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Marktversagen verlangt wurde (Mayoraz, 2018: Rz. 575 ff. und 592 f., sowie Frenz, 2021: Rz. 1918 ff.; vgl. zudem Urteil EuG, T-356/15, Rz. 150 f.).

Sodann sind Ausnahmen vorgesehen: etwa Beihilfen zur *Förderung der Entwicklung* von Wirtschaftszweigen oder -gebieten, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft (Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV).[103] Zudem können Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse oder zur Behebung einer beträchtlichen Störung im Wirtschaftsleben eines Mitgliedstaats zulässig sein (Abs. 3 Bst. b).[104] Aus europarechtlicher Perspektive war das Verfahren zum Kernkraftwerk Hinkley Point C wegweisend (vgl. Kap. 6.4.5.1).

Aus wirtschaftlicher Sicht werden zunehmend höhere Anforderungen an die Effizienz und die Wirksamkeit von Fördermodellen gestellt. Die EU-Kommission drängt auf *effiziente, offene und marktbasierte Förderungsinstrumente* (Haucap et al., 2022: S. 696 und 701 f.).[105] Mit dem «Green Deal» soll das Beihilferecht ökologischer werden. Damit wird an den gültigen Grundsätzen nicht gerüttelt, aber das Argument des Klimaschutzes wird «die Abwägung massgeblich prägen und die Legitimation von Unterstützungsleistungen erleichtern» (Frenz, 2021: Rz. 188).

Zu berücksichtigen gilt es, dass nach dem wegweisenden EuGH-Urteil *PreussenElektra AG v Schleswag AG* eine Regelung, «die private Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet […], den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu Mindestpreisen abzunehmen, die über dem tatsächlichen wirtschaftlichen Wert dieses Stroms liegen, und durch die die sich aus dieser Verpflichtung ergebenden finanziellen Belastungen zwischen diesen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und den privaten Betreibern der vorgelagerten Stromnetze aufgeteilt werden, keine staatliche Beihilfe […] darstellt».[106] Im Urteil wurde der Hinweis auf die erneuerbaren Energien zwar wiederholt erwähnt, war aber nicht entscheidrelevant. Eine äquivalente Regelung könnte daher auch auf Strom aus Kernkraftwerken Anwendung finden.

6.4.5 Konkrete Fördermassnahmen im Ausland

Im europäischen Ausland werden neue KKW wie in Flamanville (Frankreich), Olkiluoto (Finnland) oder Hinkley Point C und Sizewell C (Vereinigtes Königreich) mit staatlichen Finanzierungen gefördert. In den USA haben die Neubauprojekte Vogtle 3 und 4 finanzielle staatliche

---

103 Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV: *Als mit dem Binnenmarkt vereinbar können angesehen werden: … Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.*

104 Art. 107 Abs. 3 Bst. b AEUV: *Als mit dem Binnenmarkt vereinbar können angesehen werden: … Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse oder zur Behebung einer beträchtlichen Störung im Wirtschaftsleben eines Mitgliedstaats.*

105 EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01).

106 EuGH, PreussenElektra AG v Schleswag AG (Rs. C-379/98) vom 13. März 2001, Ziff. 66 (noch zu Art. 92 EG-Vertrag).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Unterstützung erhalten (weiterführend NEA, 2024: S. 27 ff.). In den USA besteht zudem eine besondere Forschungs- respektive Konzeptförderung (weiterführend O'Neill, 2021: S. 35 f.). Nachfolgend werden Beispiele in Europa näher beleuchtet.

6.4.5.1 Beispiel Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich)

Zur Realisierung des Kernreaktors Hinkley Point C (HPC; **Abb. 76**) hat das Vereinigte Königreich drei Massnahmen beschlossen (EU-Kommission, Beschluss 2015/658 vom 8. Oktober 2014): ein *Contract for the Difference (CfD)*, «der während des Betriebs von HPC für ausgeglichene Einnahmen sorgen soll» (Rz. 6), eine staatliche *«Kreditgarantie für die emittierten Schuldverschreibungen»* (Rz. 48) sowie den Anspruch auf eine *Ausgleichszahlung*, «sollte die Regierung des Vereinigten Königreichs die Abschaltung des Kernkraftwerks HPC aus politischen Gründen beschliessen» (Rz. 74). Die EU-Kommission hat die drei Massnahmen als *vereinbar* mit dem Binnenmarkt im Sinne von Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV erklärt (EU-Kommission Beschluss 2015/658, Art. 1).

Das CfD-Modell greift im Vereinigten Königreich bei der Förderung erneuerbarer Energien sowie von grösseren CO_2-armen Produktionsmethoden (weiterführend Salter &Truman, 2025: S. 338 ff.). Im Falle von Hinkley Point C wurde ein «strike» Preis bei 92,50 £/MWh respektive 89,50 £/MWh vereinbart (Salter &Truman, 2025: S. 340).

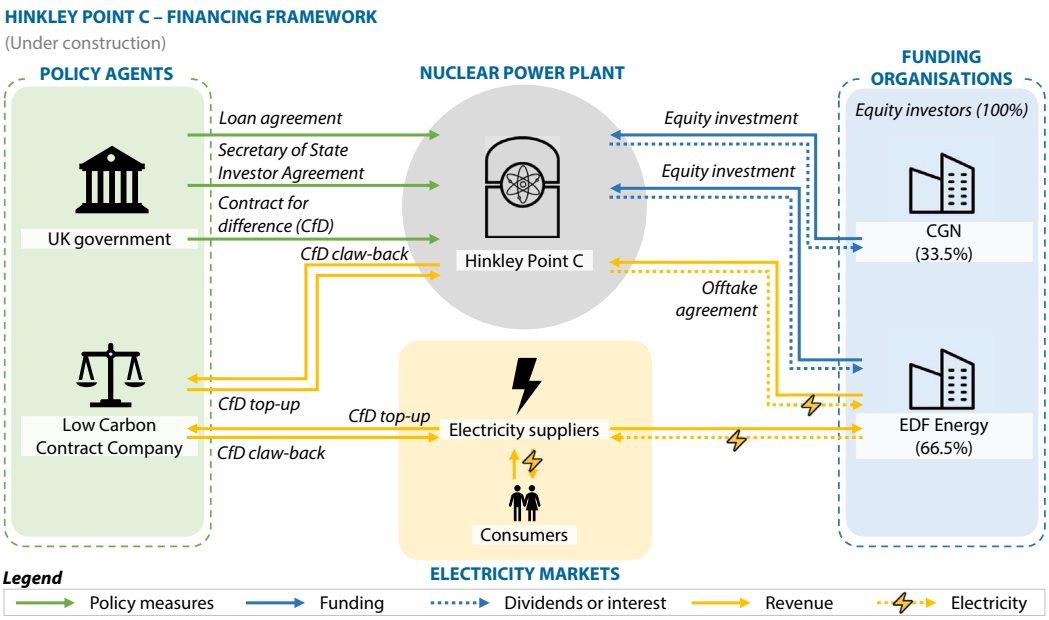


Abb. 76: Hinkley Point C **Financing Framework** (Quelle: NEA, 2024: S. 45, Fig. 2.14).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Eine *Klage Österreichs* gegen den Beschluss der EU-Kommission hat das EU-Gericht mit Urteil vom 12. Juli 2018 (Rechtssache T-356/15) abgewiesen (Dispositiv, Ziff. 1).[107] Dagegen hat Österreich Beschwerde an den EuGH geführt. Der EuGH (Grosse Kammer) hat die Klage gegen die Beihilfen abgewiesen.[108] Der Gerichtshof stellt klar, dass Österreich sowohl den AEUV, frühere Urteile des EuGH, als auch Leitlinien der EU unzutreffend ausgelegt hat (Rz. 20 ff.). Art. 107 Abs. 1 Bst. c AEUV unterscheidet sich von Bst. b, indem er kein gemeinsames Ziel der Unionsstaaten verlangt (Rz. 20). Staatliche Beihilfen können als vereinbar mit dem Binnenmarkt angesehen werden, wenn sie «[…] zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete bestimmt sind, und […] die Handelsbedingungen nicht in einem Masse verändern, die dem gemeinsamen Interesse» zuwiderlaufen (Rz. 19). Zudem erkennt der EuGH den AEUV und den Euratom-Vertrag auch in diesem Zusammenhang als rechtlich gleichrangig; zwar enthalte Letzterer keine Vorschriften über (finanzielle) staatliche Beihilfen, wohl aber die Idee der Erleichterung von Investitionen (m.H. auf Art. 2 Bst. c Euratom-Vertrag (Rz. 32 f.). «Daraus folgt, dass die mit dem Euratom-Vertrag verfolgten Ziele den Bau von Kernkraftwerken oder die Schaffung neuer Kapazitäten zur Erzeugung von Kernenergie umfassen, so dass die Gewährung staatlicher Beihilfen hierfür nicht im Widerspruch zu diesen Zielen steht» (Rz. 33). Finanzielle Beihilfen richten sich nach dem AEUV (Rz. 32).

«Da die Entscheidung für die Kernenergie […] Sache der Mitgliedstaaten ist, zeigt sich, dass die Ziele und Grundsätze des Umweltrechts der Union und die […] Ziele des Euratom-Vertrags nicht im Widerspruch zueinander stehen. Folglich stehen […] der Grundsatz des Umweltschutzes, das Vorsorgeprinzip, das Verursacherprinzip und der Grundsatz der Nachhaltigkeit nicht unter allen Umständen dem entgegen, dass staatliche Beihilfen für den Bau oder den Betrieb eines Kernkraftwerks gewährt werden» (Rz. 49). Der EuGH weist darauf hin, dass «Unionsvorschriften im Bereich der Umwelt auf den Kernenergiesektor Anwendung finden» (Rz. 100).

Die «Förderung der Erzeugung von Kernenergie» kann zudem einen Wirtschaftszweig im Sinne von Art. 107 Abs. 1 Bst. c AEUV darstellen (Rz. 63), auch wenn die EU-Kommission den «liberalisierten Markt für Stromerzeugung und -versorgung» als relevanten Markt identifiziert» habe (Rz. 64). Zudem sei im Lichte dieser Norm kein «Marktversagen» verlangt, um «eine Beihilfe nach dieser Bestimmung für mit dem Binnenmarkt vereinbar zu erklären» (Rz. 66).

Unter dem Aspekt der Verhältnismässigkeit der Massnahmen hat der EuGH betont, dass es den Mitgliedstaaten freistehe, über die Zusammensetzung ihrer Primärenergieträger (Energiemix) zu bestimmen (Rz. 80). Zudem solle gemäss der EU-Kommission mit der neuen Anlage (Hinkley Point C) «lediglich ein drastisches Absinken des Beitrags der Kernenergie zum Gesamtstrombedarf verhindert werden» (Rz. 79).

---

107 Zur Beihilfe vgl. EU-Kommission, Beschluss (EU) 2015/658 vom 8. Oktober 2014, Rz. 288 ff. sowie Urteil T 356/15 des Europäischen Gerichts vom 12. Juli 2018 (Republic of Austria v European Commission zu Hinkley Point C).

108 Urteil in der Rechtssache C-594/18 P (Österreich gegen *die EU-Kommission)*, Dispositiv, Ziff. 1.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.4.5.2 Beispiel Sizewell C (Vereinigtes Königreich)

Beim Modell der «Regulated Asset Base» (RAB) geht es im Grunde darum, Infrastrukturen langfristig über private Investitionen zu finanzieren (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019: S. 6 und 20).

Ein RAB-Modell ist im Nuclear Energy (Financing) Act[109] vorgesehen (Part 1, Art. 1 ff.). Es wird unter anderem für das Projekt Sizewell C **(Abb. 77)** angewendet.[110] Hintergrund des Modells bilden die Erfahrungen mit dem CfD in Hinkley Point C sowie die ins Stocken geratenen Neubauprojekte in Moorside und Angelsey (Salter &Truman, 2025: S. 338).

Mit dem RAB-Modell sollen die Risiken zwischen Staat, Endverbraucher/-innen und Investierenden aufgeteilt, die Kapitalkosten gesenkt und stetige Erträge für Investierende garantiert werden (Salter &Truman, 2025: S. 345 [Ziff. 5.13] sowie zum *nuclear RAB Model* S. 345 ff.). Die Regierung des Vereinigten Königreichs hat den Investitionsentscheid für Sizewell C im Jahr 2025 genehmigt.[111]

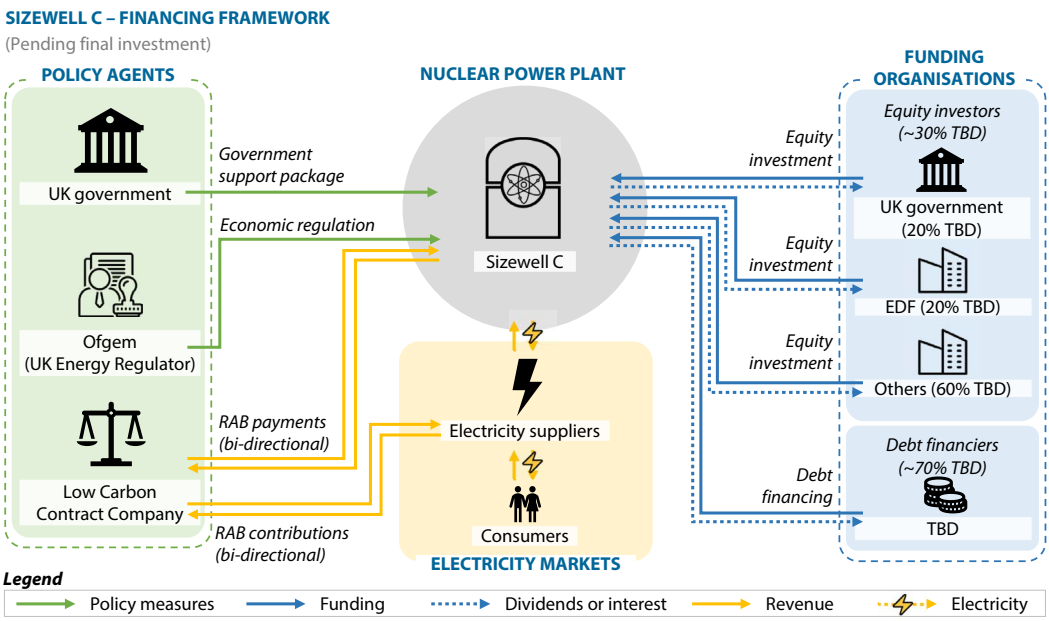


Abb. 77: Sizewell C **Financing Framework** (Quelle: NEA, 2024: S. 51, Fig. 2.17).

---

109 Nuclear Energy (Financing) Act 2022 (2022 CHAPTER 15) vom 31. März 2022.

110 https://www.gov.uk/government/publications/sizewell-c-regulated-asset-base-rab
Hinter dem *RAB-Modell* verbirgt sich eine Form der wirtschaftlichen Regulierung, die im Vereinigten Königreich typischerweise für monopolistische Infrastrukturanlagen wie Wasser-, Gas- und Stromnetze angewendet wird. Dabei erhält ein Unternehmen von einer Regulierungsbehörde eine Lizenz, die ihm das Recht einräumt, den Nutzern einen regulierten Preis in Rechnung zu stellen, als Gegenleistung für die Bereitstellung der betreffenden Infrastruktur. Die Gebühr wird von einer unabhängigen Regulierungsbehörde festgelegt. Im Falle eines RAB für die Kernenergie würden die Netzbetreiber zur Kasse gebeten und könnten die Kosten an ihre Verbraucher/-innen weitergeben.

111 https://www.gov.uk/government/news/sizewell-c-gets-green-light-with-final-investment-decision

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei Sizewell C findet eine gemischte Finanzierung statt, an welcher unter anderem der Staat selbst, die Anlagenbetreiberin sowie private Investierende beteiligt sind (vgl. obige Grafik).

RAB-Modelle werden selektiv (für einzelne Projekte) angewendet, vermitteln wirtschaftliche Vorteile und verzerren wohl regelmässig Märkte. Wenn ein Staat zudem direkt Entschädigungen oder Absicherungen gewährt, würde es sich europarechtlich vermutlich um eine Beihilfe handeln. Dann stellte sich die Frage, ob die Massnahme gerechtfertigt werden könnte. Dabei wäre auch etwa auf das Verhältnis zwischen Contracts for the Difference (Hinkley Point C) und einem RAB-Modell zu untersuchen.

6.4.5.3 Beispiel Mankala-Modell (Finnland)

Das Mankala-Modell ist in der finnischen Energiewirtschaft verbreitet. Verschiedene Parteien treten einer Mankala-Gesellschaft bei und finanzieren sie, um Anlagen gemeinsam zu erstellen und zu bewirtschaften. Die Mankala-Gesellschaft selbst arbeitet nicht profitorientiert, sondern ermöglicht den Eignern, Energie zu den Gestehungskosten zu beziehen (NEA, 2024: S. 22). Im Fall des Kernkraftwerks Olkiluoto 3 **(Abb. 78)** hat zudem die französische Exportkreditversicherung Coface (inzwischen Bpifrance) eine Garantie erteilt (NEA, 2024: S. 24).[112]

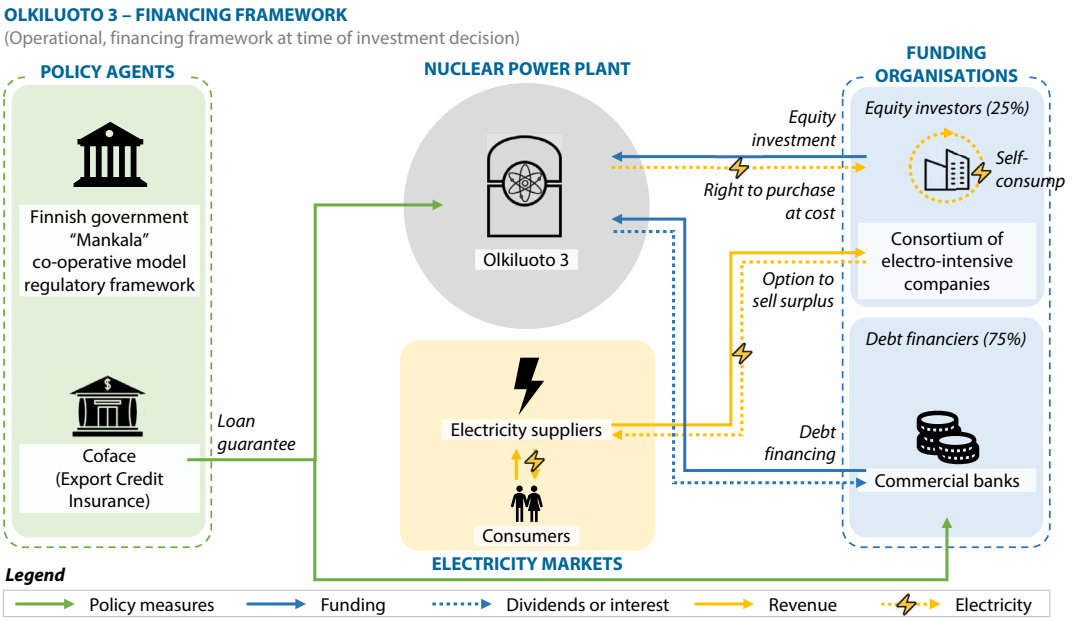


Abb. 78: Olkiluoto 3 **Financing Framework** (Quelle: NEA, 2024: S. 24, Fig. 2.2).

112 Gemäss der EU-Kommission handelt es sich dabei um keine unerlaubte staatliche Beihilfe, sondern zu einer Absicherung zur marktüblichen Konditionen (Mitteilung vom 26. September 2007; IP/07/1400).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei diesem Modell wäre der Staat nicht direkt an einer Kernanlage beteiligt. Die Endverbraucher/-innen würden zudem nicht direkt belastet, sondern blieben in ihrer «normalen» Beziehung zu den Versorgungsunternehmen.

6.4.5.4 Beispiel EPR2 (Frankreich)

In Frankreich ist das EPR-Programm bislang von Zeit- und Kostenüberschreitungen geprägt (Cour de Comptes, 2025: S. 21 ff.). Die Baukosten (overnight) für die sechs EPR2-Blöcke werden mit insgesamt 67,4 Mrd. Euro veranschlagt (Cour de Comptes, 2025: S. 32). Der französische Staat hat der (inzwischen verstaatlichten Électricité de France) ein vorteilhaftes Darlehen gewährt, welches zur Finanzierung der Hälfte dieser Baukosten dienen soll. Zudem ist für den künftigen Absatz der Energieproduktion ein CfD für 100 Euro/MWh (zu Preisen von 2024) vorgesehen.[113]

6.4.5.5 Mögliche Bedeutung für die Schweiz

Das CfD-Modell würde in der Schweiz der Marktprämie ähneln (vgl. Kap. 6.4.1) und die Erträge aus dem Verkauf von Strom finanziell absichern. Es wäre vermutlich kompatibel zu den Regeln des EU-Binnenmarkts.

Ein RAB-Modell kennt die Schweiz bislang nicht. Zudem müsste genauer geprüft werden, ob ein solches Modell mit den Regeln des EU-Binnenmarktrechts vereinbar wäre.

Für eine direkte Beteiligung des Bundes an Produktionskapazitäten im Strombereich besteht keine Rechtsgrundlage (vgl. Kap. 6.4.1). Dies wäre bei einem RAB-Modell ebenso zu berücksichtigen wie bei einer Übernahme von (heute oft direkt oder indirekt kantonal beherrschten) Energieversorgungsunternehmen durch den Bund (analog zur Übernahme der EDF durch den französischen Staat). Ebenso müssten Darlehen oder Garantien des Bundes über eine ausreichende Rechtsgrundlage verfügen. Eine andere Frage wäre es, ob die Kantone in ihrer Rolle als Eigner von Elektrizitätsversorgungsunternehmen Kredite oder Garantien zu geben bereit sind.

Das finnische Mankala-Modell erinnert ein wenig an das Konzept der Partnerwerke in der Schweiz und an den einstigen NOK-Vertrag. Es ist offenbar vereinbar mit den Spielregeln des europäischen Binnenmarkts. Es setzt aber voraus, dass die Eigner der Mankala-Gesellschaft Investitionsentscheide fällen und am Schluss indirekt das Risiko für das Projekt sowie den Strompreis übernehmen. Aus der Mankala-Gesellschaft selber ziehen sie keine Gewinne, da diese die Energie gestehungskostenorientiert weitergibt (ähnlich wie heute im Modell der Grundversorgung).

---

113 https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2025/03/17/reunion-du-4eme-conseil-de-politique-nucleaire (Réunion du 4ème Conseil de politique nucléaire, 17. März 2025).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

6.4.6 Beurteilung

Kernaussage: Der Bau eines KKW erfordert von Beginn eines Projekts an hohe Investitionen, die sich über Jahrzehnte hinweg rechnen müssen. Die Aussicht auf einen Absatz der Produktion auf dem Energy-Only-Markt bietet für kapitalintensive Technologien keinen ausreichenden Investitionsanreiz mehr. In Europa gibt es insbesondere mit Contracts for the Difference (CfD), dem Regulated-Asset-Base-Modell (RAB), dem Mankala-Modell sowie staatlichen Kreditgarantien oder Darlehen verschiedene Beispiele zur Schaffung finanzieller Absicherungen oder Anreize für Projekte. In der Schweiz würden sowohl die Schaffung neuer als auch die Ausdehnung bestehender Energiefördermodelle auf die Kernenergie einer Änderung der formellen Rechtsgrundlagen bedürfen.

Bei der Beurteilung der wirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen sind «kostenseitig» auch die *Erfahrungen* mit einer bestimmten Technologie sowie die ihr zugedachte *Rolle in einem Gesamtsystem* von Bedeutung. Dazu gehören der Stand der technologischen Umsetzung (finanzielle Risiken bei ganz neuen Technologien), der Stand der Erfahrung eines Landes mit dieser Technologie sowie ein angedachter Endausbau (Einzelprojekt oder Beginn einer Baureihe mit Skaleneffekten).

Andererseits stellt sich die Frage, ob ein Staat die Verwendung einer bestimmten Technologie aus *politischen Gründen* fördern will. Im Falle der Kernenergie können die Netto-Null-Ziele und die weitgehende Unabhängigkeit der Kernenergie von Wetter- und Klimaeinflüssen eine Rolle spielen. Die langwierigen Bewilligungsverfahren und der Betrieb eines Kernkraftwerkes über mehrere Jahrzehnte hinweg verlangen eine sehr hohe Risikobereitschaft einer Anlagenbetreiberin. Es ist fraglich, ob die Projektrisiken sowie die Unsicherheiten eines Energy-Only-Marktes über einen sehr langen Zeitraum hinweg von Energieversorgungsunternehmen eingegangen werden (können). Eine staatliche Förderung der Kernenergie würde eine Änderung der Rechtsgrundlagen erfordern. Dabei kann sich der Gesetzgeber an den jüngeren Revisionsvorlagen zum Energiegesetz orientieren. Je nach politischem Willen oder relevanter Technologie können Anschubfinanzierungen, Massnahmen mit Blick auf die Kapitalkosten oder Absicherungen hinsichtlich des Energieabsatzes infrage kommen. Die Übernahme eines Anteils an den Betriebskosten erscheint demgegenüber nicht zentral. Aus Betreibersicht wird (so das Beispiel Hinkley Point C) inzwischen versucht, auch politische Risiken abzusichern.

Das heisst, dass staatliche Massnahmen je nach Reaktorklasse *unterschiedlich* sein könnten. Es ist darauf hinzuweisen, dass auch in der Schweiz inzwischen Fragen zur Effizienz von Fördermassnahmen aufgeworfen werden.[114]

---

114 Mit Fokus auf die Effizienz bei der Förderung von Solaranlagen in der Schweiz siehe Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK), Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen, Bericht vom 23.5.2023, abrufbar unter <www.efk.admin.ch>, insb. S. 21 ff.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Regelung der Finanzierung der Stilllegung und der Entsorgung kann eine *Marktzutrittshürde* für neue «Marktteilnehmerinnen» in der Schweiz bilden. Gleichzeitig entsteht beim Eintritt Dritter ein *potenzielles Haftungsrisiko* für die bestehenden Anlagenbetreiberinnen.

6.5 Zwischenfazit

Für die Kernenergie besteht eine umfassende Bundeskompetenz. Sie ist in Art. 90 BV als Gesetzgebungskompetenz ausgestaltet. Dem Bund steht es zudem frei, auf dem Gebiet der Kernenergie völkerrechtliche Verträge abzuschliessen. Das Verbot des Neubaus und der grundlegenden Erneuerung von KKW sowie weitere Grundsatzentscheide wie das unbefristete Verbot der Wiederaufarbeitung von Brennelementen finden sich auf Gesetzesstufe (KEG).

Für den Geltungsbereich des Kernenergiegesetzes sind die Begriffe der *Kernanlage* und der *Kernmaterialien* entscheidend. Das KEG und die einschlägigen internationalen Übereinkommen unterscheiden an sich nicht zwischen verschiedenen Reaktortechnologien. Die Regelwerke scheinen aber für die Konzepte von *Leichtwasserreaktoren* besonders passend zu sein.

In der Schweiz beziehen sich Bestimmungen nachgelagerter Erlasse sowie Richtlinien (Vollzugshilfen) des ENSI teilweise explizit auf Leichtwasserreaktoren. Gleiches gilt für internationale Standards und Empfehlungen. Für alternative Technologien führt dies teilweise zu Auslegungsfragen, teilweise zu Anpassungsbedarf – insbesondere, wenn es sich nicht um Leichtwasserreaktoren handelt. Die geltenden Rechtsgrundlagen können wohl für grosse Reaktoren der *Generation III/III+* oder (grössere) *wassergekühlte SMR* passen – aber weniger für *völlig andere* Reaktormodelle.

Für den *Neubau von Leistungsreaktoren* ist das dreistufige nukleare Bewilligungssystem mit der Rahmen-, der Bau- und der Betriebsbewilligung zwingend zu durchlaufen. Derzeit ist der Bau von Kernkraftwerken verboten. Bereits das standortgebundene Rahmenbewilligungsverfahren ist aufwendig, gewährleistet aber eine breite politische Partizipation und führt zu einem frühen demokratisch legitimierten *Grundsatzentscheid* für oder gegen eine Kernanlage. Die Bau- und die Betriebsbewilligungen sind Polizeibewilligungen. Hier bestehen Beschwerdemöglichkeiten für Dritte, soweit diese über eine Parteistellung (insb. Beschwerdelegitimation) verfügen. Für *leistungsstarke* (teurere) *Kernreaktoren* scheint dieses System adäquater zu sein als für modulare, auf evolutiven Entwicklungen basierende Reaktortypen.

Das Rahmenbewilligungsverfahren ist bewusst mit Elementen der *demokratischen Partizipation* sowie Mitwirkungsmöglichkeiten zumindest des Standortkantons ausgestaltet worden. Der Entscheid des Bundesrats untersteht der parlamentarischen Genehmigung sowie einem fakultativen Objektreferendum. Ein Verzicht auf eine Rahmenbewilligung würde dazu führen, dass ein jeweiliger Standort demokratisch nicht (mehr) legitimiert wäre.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die regulatorischen Anforderungen und internationalen Standards im Bereich der *Sicherheit* scheinen im Bereich von grossen *Generation III/III+* Reaktoren vergleichsweise gut zu passen. Auch das Fachwissen der Behörden scheint diesbezüglich vorhanden zu sein.

Für *wassergekühlte SMR* ergibt sich ein differenzierteres Bild. Zwar werden diese kernenergierechtlich vollständig erfasst. Ihre Modularität kann aber zu Spannungen mit bestehenden Anforderungen und Vorgaben führen. So wäre eine *Rahmenbewilligung* bereits für eine Kernanlage mit bloss einem einzelnen Modul einzuholen. Eine Rahmenbewilligung kann hingegen mehrere Reaktorblöcke an einem Standort umfassen. Besondere regulatorische Fragen können sich für den späteren Bau der Module ergeben: nämlich, ob eine einzige *Baubewilligung* für verschiedene Module auf einmal erteilt werden kann oder ob Baugesuche für verschiedene Module in einem Baubewilligungsverfahren zusammengefasst werden können. Es ist davon auszugehen, dass für einzelne Module separate Baubewilligungen erforderlich sind, dass die Behörden die Verfahren aber unter Umständen zusammenlegen können.

Eine *Kombination* der Bau- und der Betriebsbewilligung für ein einzelnes SMR- oder AMR-Modul scheint nach geltendem Recht nicht zulässig zu sein. Damit erscheinen die Bewilligungsverfahren für standardisierte Einheiten relativ schwerfällig. Bei AMR können – je nach konkret verwendeter Technologie innerhalb dieser Gruppe von Reaktorklassen – spezifische internationale Standards und regulatorische Erfahrung noch fehlen. Damit scheint die *«Technology Readiness»* ein Risiko etwa hinsichtlich der Erstellung der erforderlichen Sicherheitsnachweise durch eine Gesuchstellerin zu bilden.

Die Anforderungen an die *nukleare Sicherheit und Sicherung* gelten grundsätzlich unabhängig von einem bestimmten Reaktortyp und insbesondere unabhängig von der elektrischen Leistung eines Reaktors. Die geltenden Rechtsgrundlagen sowie internationalen Standards und Empfehlungen scheinen auf Reaktorklassen der Generation III/III+ übertragbar. Bei SMR und insbesondere bei AMR können jedoch Unsicherheiten hinsichtlich Sicherheitskonzepten und Systemintegration oder aufgrund mangelnder Betriebserfahrung entstehen. Die nach dem KEG zentrale Pflicht der Anlagenbetreiberinnen zur kontinuierlichen Nachrüstung und zum Nachvollzug des Standes von Wissenschaft und Technik in Kernanlagen bildet ein dynamisches Element, welches auch neue Technologien erfassen wird. Auch «standardisierte» Module müssten bei neuen Erkenntnissen nachgerüstet werden können.

Hinsichtlich des *Brennstoffkreislaufs* könnten starke Unterschiede je nach Reaktorklasse bestehen. Für klassische Leichtwasserreaktoren gilt die Pflicht zur Entsorgung (vgl. auch Kap. 5.5.2) abgebrannter Brennelemente in der Schweiz. Zudem gilt ein Verbot der Wiederaufarbeitung. Insbesondere bei AMR könnte sich die Frage stellen, wie mit alternativen Arten der Brennstoffzufuhr (ohne Brennelemente) und Brennstoffkreisläufen umzugehen wäre. Hinsichtlich der Beschaffung von nuklearem Brennstoff sind internationale Übereinkommen notwendig. Die jeweiligen Lieferantenstaaten müssten in der Lage sein, die benötigten Brennstoffmischungen zu liefern.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Das internationale und nationale *Kernenergiehaftpflichtrecht* ist schematisch und sieht keine Unterschiede zwischen verschiedenen Arten von Leistungsreaktoren vor. Bereits ein einzelnes (auch kleines) Modul eines SMR oder AMR wäre voll zu versichern. Damit ergeben sich zumindest hinsichtlich des Verhältnisses zwischen der (mit der Kernenergiehaftpflichtversicherung zu finanzierenden) Deckungssumme und den Erlösen aus dem Energieverkauf Unterschiede zwischen grösseren und kleineren Kernanlagen. Falls nicht massgebliche Unterschiede in der Beurteilung der Risiken durch die Versicherungsgesellschaften je nach Anlagentyp erfolgen, können die Versicherungskosten für kleinere Anlagen stärker ins Gewicht fallen. Haftpflichtrechtlich ist der Bau mehrerer Module einer gleichen Betreiberin am gleichen Standort auf jeden Fall von Vorteil. Insgesamt stellt das geltende Recht für eine allfällige dezentrale Realisierung mehrerer SMR hohe Hürden auf.

In *aufsichtsrechtlicher Hinsicht* besteht die Herausforderung, für neue Technologien ein ausreichendes behördliches Fachwissen aufzubauen. Bei SMR und insbesondere bei AMR erscheint es fraglich, ob das vorhandene Fachwissen ausreicht und in Richtlinien zum Ausdruck kommt. Da im Schweizer Recht keine abstrakten (Vor-)Bewilligungen für bestimmte Anlagendesigns vorgesehen sind, erfolgt die gesamte Konzeptprüfung im Rahmen konkreter Projekte. Auch die Richtlinien des ENSI folgen verständlicherweise den aktuellen Bedürfnissen.

In *wirtschaftlicher Hinsicht* ist ein Bau grösserer Anlagen vermutlich mit hohen Kapitalkosten verbunden, welche über eine lange Betriebszeit refinanziert werden. Skaleneffekte bei SMR oder AMR sind davon abhängig, dass tatsächlich mehrere Projekte realisiert werden können und sich mit zunehmender Erfahrung Effizienzgewinne einstellen. Zudem trifft das Bedürfnis nach Investitionssicherheit heute auf einen Energy-Only-Markt für den Energieabsatz. Preisschwankungen auf Märkten können zwar kurzfristig finanziell abgesichert werden, sind aber längerfristig immer mit Unsicherheit (wirtschaftlichen Risiken, die einem marktwirtschaftlichen System inhärent sind) verbunden. Heute ist im Energiegesetz eine technologiespezifische Förderung des Ausbaus erneuerbarer Produktion vorgesehen – für die Kernenergie fehlen entsprechende Instrumente.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7 Handlungsoptionen, Fazit und Ausblick

Das Kapitel bündelt die Befunde der Studie zu neuen Nukleartechnologien für die Schweiz in drei Teilen. Die **Handlungsoptionen** formulieren zwölf kapitelübergreifende Empfehlungen. Für jede Empfehlung sind die beitragenden Kapitel sowie die adressierten Fragestellungen (F1–F7) angegeben. Das **Fazit** verdichtet die Befunde zu denselben Fragestellungen und macht drei Spannungsfelder sichtbar. Daraus ergeben sich Handlungsoptionen entlang einer Zeit-, einer Risikoteilungs- und einer Abhängigkeitsachse. Der **Ausblick** skizziert vier für die Schweizer Auseinandersetzung relevante Bereiche: Forschung und Lehre, Industrie, Behörden sowie internationale Aspekte.

7.1 Handlungsoptionen

7.1.1 Einleitung

Die folgenden Handlungsoptionen sind kapitelübergreifend formuliert. Sie greifen Erkenntnisse aus der technologischen Auslegeordnung (Kapitel 3), der Energiesystem- und Wirtschaftsmodellierung sowie der Lebenszyklusanalyse (Kapitel 4), der Analyse gesellschaftlicher und politischer Dimensionen (Kapitel 5) und der Untersuchung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens (Kapitel 6) auf und verbinden diese zu integrierten Empfehlungen. Jede Handlungsoption verweist auf die beitragenden Kapitel und wird den eingangs formulierten Fragestellungen zugeordnet (vgl. Kapitel 1.2.2):

- F1: Internationale Entwicklungen mit Blick auf die Schweiz
- F2: Technologie
- F3: Systemintegration und Energiesicherheit
- F4: Wirtschaft und Volkswirtschaft
- F5: Umwelt und Nachhaltigkeit
- F6: Gesellschaft und Politik
- F7: Recht und Regulierung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Zusätzlich zu diesen sieben Fragestellungen ergeben sich aus den Analysen der Kapitel 3 bis 6 drei übergeordnete Spannungsfelder, die die folgenden Handlungsoptionen strukturieren:

- **Zeitachse:** Es geht um die Frage, ob die technologische Verfügbarkeit, der systemische Bedarf und die politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen zeitlich zusammenfinden.
- **Risikoteilungsachse:** Es geht um die Frage, wie wirtschaftliche, umweltbezogene und gesellschaftliche Risiken zwischen privaten Akteuren, dem Staat und den kommenden Generationen verteilt werden.
- **Abhängigkeitsachse:** Es geht um die Frage, welche Importabhängigkeiten (Strom, Brennstoffe, Komponenten, Wissen) für die jeweiligen Energieoptionen bestehen und wie damit umgegangen wird.

Die Handlungsoptionen sind entlang dieser drei Achsen formuliert. Drei Brückenoptionen am Schluss verbinden jeweils zwei Achsen. Zwischen der Risikoteilungs- und der Abhängigkeitsachse besteht zudem eine sachlogische Verbindung, die im Text der Handlungsoptionen 7.1.6 (Vorausschauende Klärung von Finanzierung, Risikoteilung und Investitionsrahmen) und 7.1.9 (Internationale Kooperation, Lieferketten und Brennstoffversorgung) sichtbar wird: Wer welche Risiken in welchen Phasen und in welchem internationalen Netzwerk trägt, entscheidet über die Anschlussfähigkeit staatlicher Absicherungsinstrumente an konkrete Liefer- und Aufsichtskompetenzen. Die Vertiefung der Spannungsfelder und ihrer Trade-offs erfolgt im Fazit (Kapitel 7.2).

Zeitachse

Die folgenden Handlungsoptionen reichen von der unmittelbar wirksamen Priorität der laufenden Energiewende über die mittelfristige strategische Einbettung bis hin zum Politik- und Planungsrahmen, der einer allfälligen Investitionsentscheidung vorausgehen müsste.

7.1.2 Priorität für die laufende Energiewende und Vermeidung einer mittelfristigen Versorgungslücke

Eine zentrale Erkenntnis der Energiesystem- und Wirtschaftsmodellierung ist, dass der Zeitpunkt der Verfügbarkeit neuer Kernkraftwerke mindestens so wichtig für den systemischen Beitrag ist wie die Höhe der Investitionen. Alle nötigen Änderungen vorausgesetzt, wären erste Inbetriebnahmen frühestens in den späten 2040er- bis 2050er-Jahren realistisch, also voraussichtlich nach dem Auslaufen der heutigen Schweizer Reaktorflotte. Neue Kernkraftwerke können vor ihrer Inbetriebnahme keinen direkten Beitrag zur Stromversorgung leisten. Daraus folgt, dass unabhängig davon, ob neue Reaktorklassen langfristig eine Rolle spielen sollen, der weitere Zubau erneuerbarer Energien, die Energieeffizienz, die Schaffung von Energiespeichern, der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen sowie die Prüfung eines verlängerten Betriebs bestehender Kernkraftwerke Vorrang haben.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 4 zeigt, dass ein hypothetischer Langzeitbetrieb der KKW Gösgen und Leibstadt von 70 Jahren (10 Jahre über die betreiberseitige Planungsannahme hinaus) im Modell als kostenoptimale Übergangsoption wirkt: Er senkt die kumulierten Energiesystemkosten um rund CHF 10,3 Mrd. (2035–2070), reduziert die Winterimporte um das Jahr 2050 deutlich und verringert den unmittelbaren Ausbaudruck bei erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen. Die technische, regulatorische und betriebswirtschaftliche Machbarkeit eines solchen Langzeitbetriebs ist damit jedoch nicht bewertet und müsste anlagenspezifisch geprüft werden. Die Aussicht auf später verfügbare neue Kernkraftwerke ist daher kein Grund, laufende Investitionen in die Transformation des Energiesystems zu verzögern; eine solche Verzögerung würde den Versorgungs- und Anpassungsbedarf bis zur möglichen Inbetriebnahme neuer Kernkraftwerke erhöhen.

Beitragende Kapitel: 4.6–4.7, 4.9, 3.3, 5.4 (Reihenfolge nach Beitrag).

Adressierte Fragestellungen: F3, F4, F6 (in absteigender Reihenfolge nach Bezugsstärke).

7.1.3 Strategische Einbettung in eine kohärente Gesamtenergiestrategie

Die Energiesystemanalyse macht deutlich, dass der Wert neuer Kerntechnologie in der Schweiz wesentlich vom übergeordneten Transformationspfad abhängt. Neue Kernkraftoptionen können in einem ambitionierten Dekarbonisierungspfad (SPS1: «Offene Märkte») insbesondere im Winter Importabhängigkeiten senken, die Sektorkopplung unterstützen und den Bedarf an Wasserstoffimporten reduzieren. Der Systemwert ist zudem von der zeitlichen Struktur der Stromversorgung abhängig und kann in Winter- und Spitzenlaststunden höher sein als in Perioden mit hoher Photovoltaikerzeugung und tiefen Importpreisen. Sie ersetzt jedoch weder die Wasserkraft noch den weiteren Zubau erneuerbarer Energien. Der Ausbau von Energiespeichern und der Netzausbau bleiben ebenso unverzichtbar wie die Schaffung von Flexibilitätsoptionen. Auf einem weniger ambitionierten Dekarbonisierungspfad (SPS4: «Weiter Wie Bisher») bleiben ihre Beiträge deutlich eingeschränkt. In einem auf Autarkie ausgerichteten Pfad (SPS2) wirkt neue Kernkraft demgegenüber weniger über die Verdrängung von Importen, sondern stärker über die Ermöglichung zusätzlicher inländischer Elektrifizierung; bei späterer Verfügbarkeit fällt ihr Beitrag jedoch begrenzt aus. Die Frage eines Langzeitbetriebs bestehender Kernkraftwerke ist Teil dieser Gesamtbetrachtung, da sowohl bestehende als auch neue Reaktoren je nach Verfügbarkeitszeitpunkt teilweise überlappende, teilweise komplementäre Systembeiträge leisten. Bei der Bewertung der Importabhängigkeit sind zudem die Winterimporte, der Zeitpunkt und der Preis der Importe sowie die Bedingungen des grenzüberschreitenden Austauschs relevant; eine weitgehende Begrenzung der Stromimporte erfordert zusätzliche inländische Erzeugung, Effizienz, Speicher und Flexibilität und ist entsprechend mit höheren Systemkosten verbunden. Je nach Entwicklungspfad und Annahmen kann hingegen neue Kernkraft die Energiesystemkosten senken, vor allem durch geringere

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Importkosten und einen geringeren Bedarf an zusätzlichen, teilweise kostspieligen Effizienz- und Nachfrageanpassungsmassnahmen.

Die Schweiz sollte deshalb die allfällige Rolle neuer Nukleartechnologien nicht isoliert, sondern als möglichen zusätzlichen Baustein innerhalb einer kohärenten Gesamtstrategie prüfen. Diese Strategie muss den raschen Ausbau erneuerbarer Energien, Energieeffizienz, Energiespeicher, Stromnetze und Flexibilitätsoptionen, die langfristige Rolle der Wasserkraft, Importbeziehungen (einschliesslich eines möglichen Stromabkommens mit der EU) sowie die Sektorkopplung integral betrachten. Dabei sind die Sensitivitäten gegenüber Importpreisen, der Integration in den europäischen Strombinnenmarkt, den Bau- und Finanzierungskosten neuer Kernkraftwerke und den langfristigen Kosten erneuerbarer Energien explizit als Bandbreiten in die Strategieentwicklung einzubeziehen. Dabei ist regelmässig neu zu beurteilen, welche Rolle eine Nuklearoption im inzwischen erreichten Energiesystem noch spielen könnte. Die Modellergebnisse zeigen, dass neue Kernkraft, erneuerbare Energien, Energiespeicher und Flexibilitätsoptionen in der Regel komplementär zueinander wirken. Pauschale Substitutionsannahmen, sei es zugunsten oder zulasten der Kernenergie, werden den Ergebnissen nicht gerecht.

Beitragende Kapitel: 4.3, 4.6, 4.9, 3.5, 5.4.

Adressierte Fragestellungen: F3, F1, F4.

7.1.4 Stabiler Politik- und Planungsrahmen vor einer Investitionsentscheidung

Die Studie zeigt, dass Kosten- und Terminüberschreitungen bei Kernkraftprojekten überwiegend in den teuersten Bauphasen entstehen, nämlich ab dem Beginn der Realisierung des nuklearen Teils («nukleare Insel»). Eine wirksame Begrenzung der Baukosten setzt voraus, dass zuvor ein vollständiges Reaktordesign sowie ein detaillierter Bau- und Beschaffungsplan vorliegen. Bereits die dafür notwendigen mehrjährigen Vorarbeiten erfordern erhebliche Investitionen, deren wirtschaftliche Logik nur dann trägt, wenn der politische und regulatorische Rahmen einigermassen stabil bleibt und die Finanzierung gesichert ist.

Die Gewährleistung dieser Stabilität stellt im schweizerischen, im Ergebnis direktdemokratisch geprägten Kontext eine besondere Herausforderung dar. Bevor ein Neubauprojekt starten könnte, müssten mehrere (positive) Volksentscheide gefällt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, eidgenössische Volksinitiativen auch nach bereits getroffenen Entscheiden zu ergreifen (klassischerweise «Moratoriums-» oder «Ausstiegsinitiativen»). Während wiederholte positive Entscheide stabilisierend wirken können, bleibt die Planungssicherheit bis zur letzten Abstimmung strukturell begrenzt, was für die Bauträgerschaft und Investierenden ein erhebliches, schwer abschätzbares politisches Risiko darstellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Daher müssen die Entscheidungsgrundlagen umso früher transparent festgelegt und kommuniziert werden. Empfohlen wird, dass der Bund frühzeitig definiert, welche wesentlichen Kriterien aus seiner Sicht für den Einsatz neuer Reaktorklassen erfüllt sein müssten (Sicherheitsnachweise, Bewilligungsverfahren, Akzeptanz, Brennstoffverfügbarkeit, Entsorgungspfad). Zudem wäre ein Planungs- und Entscheidungsfahrplan wünschenswert, aus dem ersichtlich wird, wann welche staatlichen Behörden mit welchem ungefähren Zeitbedarf und auf welchen konkreten Grundlagen Entscheide treffen würden. Die damit geschaffene Transparenz erhöht die Berechenbarkeit für die Bauträgerschaft und Investierenden, schützt sie vor Fehlinvestitionen und schafft für die Bevölkerung Klarheit darüber, an welchen Entscheiden sie beteiligt ist und welche Konsequenzen daraus folgen können. Da sich die öffentliche Meinung zur Nutzung der Kernenergie durch geopolitische, klimatische und technologische Entwicklungen im Laufe der Jahre verändern kann, sollte der Entscheidungsrahmen auch eine periodische Standortbestimmung der Akzeptanz und Erwartungen der Bevölkerung berücksichtigen.

Beitragende Kapitel: 3.3, 3.4, 6.2, 4.7, 5.3, 5.4, 5.7.

Adressierte Fragestellungen: F6, F4, F7.

Risikoteilungsachse

Die folgenden Handlungsoptionen betreffen die Verteilung von Risiken zwischen Staat und Privaten sowie zwischen den Generationen. Sie umfassen den gesellschaftlichen Dialog als Grundlage der Risikoakzeptanz, die ökonomische Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Akteuren sowie die umweltbezogene Verantwortlichkeit, die sich in einer integralen Lebenszyklusbewertung zeigt.

7.1.5 Strukturierter, frühzeitiger gesellschaftlicher Dialog

Die Analyse der Bevölkerungsperspektive zeigt eine seit Jahrzehnten polarisierte öffentliche Meinung, die entlang der politischen Links-Rechts-Achse sowie nach Geschlecht strukturiert ist. Eine pauschale Mehrheit für den Bau neuer Kernkraftwerke ist nicht absehbar, und das mehrmalige Durchlaufen des Abstimmungsprozesses (von der Beurteilung des Neubauverbots über – allenfalls später – die Anpassung des regulatorischen Rahmens und Sicherstellung der Finanzierung bis hin zur Erteilung einer Rahmenbewilligung) erhöht deshalb die politische Unsicherheit massgeblich. Die Erkenntnisse aus dem Stakeholderworkshop lassen den Schluss zu, dass eine künftige Debatte auf den bestehenden Konfliktlinien aufbauen wird und dabei vor allem entlang der Achsen Sicherheit, Versorgungsunabhängigkeit, Kosten und Systemintegration geführt werden dürfte, aber nicht primär entlang klimapolitischer Argumente verlaufen dürfte.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Empfohlen wird, einen strukturierten gesellschaftlichen Dialog zu führen, der auf eine reflektierte Auseinandersetzung einerseits mit den bestehenden Zielkonflikten (zwischen Sicherheit, Chancen und Risiken) sowie anderseits von Nicht-Entscheidungen und deren Folgen ausgerichtet ist. Ein Beispiel solcher Zielkonflikte ist die Finanzierungsfrage. Eine Mehrheit der Bevölkerung lehnt staatliche Investitionen in die Kernenergie ab, während private Investitionen ohne staatliche Risikoteilung wirtschaftlich kaum tragfähig wären (vgl. Kapitel 4.4 und 5.5). Diese Spannung verdient eine vertiefte interdisziplinäre Auseinandersetzung im Dialog. Geeignete Formate sind regionale Dialogveranstaltungen und partizipative Szenarienarbeit, die auf einer transparenten Trägerschaft basieren. Wichtig ist die Erkenntnis, dass sowohl ein Verzicht auf neue Nukleartechnologien als auch ein Rückgriff darauf spezifische Folgen haben, die offen diskutiert werden müssen. Ein solcher Dialog ist nicht spezifisch kerntechnisch geprägt, sondern für die gesamte Energietransformation und ihre verschiedenen Technologieoptionen relevant. Erfahrungen aus früheren oder laufenden energiepolitischen Dialogprozessen (z.B. zur Energiestrategie 2050 oder zum geologischen Tiefenlager) sollten dabei systematisch einbezogen werden.

Beitragende Kapitel: 5.3, 5.4, 5.6, 5.7, 4.9, 6.2.

Adressierte Fragestellungen: F6.

7.1.6 Vorausschauende Klärung von Finanzierung, Risikoteilung und Investitionsrahmen

Die Studie weist auf erhebliche wirtschaftliche und politische Unsicherheiten bei neuen Kernkraftprojekten hin, insbesondere hinsichtlich der hohen Kapitalkosten sowie des regulatorischen und politischen Umfelds. Bei SMR treten Skaleneffekte zudem erst bei einer grösseren Anzahl von Anlagen und entsprechender Serienfertigung auf. Gleichzeitig steht die Kernenergie in einem Investitionsumfeld, in dem erneuerbare Energien häufig durch staatliche Fördermechanismen begünstigt werden, sodass sie bei der Kapitalallokation kaum konkurrenzfähig ist. Die Sensitivitätsanalysen in Kapitel 4 zeigen, dass die Finanzierungskosten wesentlich beeinflussen, ob neue Kernkraft im Energiesystem kostenoptimal eingesetzt wird. Daraus lässt sich jedoch nicht ableiten, ob ein konkretes Projekt privat finanzierbar wäre. Dies hängt zusätzlich von erwarteten Markterlösen, Bauzeit- und Kostenrisiken, regulatorischen Verzögerungen, Risikoprämien und Haftungsfragen ab.

Der heutige Energy-Only-Markt bietet unzureichende Investitionsanreize für kapitalintensive Technologien. Zudem zeigen aktuelle Bevölkerungsumfragen eine starke Ablehnung staatlicher Finanzierung der Nuklearenergie in der Schweiz. Internationale Erfahrungen (Hinkley Point C, Vogtle, Olkiluoto, Flamanville) belegen, dass ohne klare Risikoteilungsmechanismen private Finanzierung kaum zustande kommt. Die Höhe dieser Risikoprämien hängt wesentlich davon ab, wie die Bau-, Markt-, Regulierungs- und Haftungsrisiken zwischen Investorenschaft und öffentlicher Hand verteilt werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auch ohne eine aktuelle Neubauabsicht erscheint es sinnvoll, die infrage kommenden Finanzierungs- und Risikoteilungsmodelle sowie deren haftungs-, beihilfe- und beschaffungsrechtlichen Implikationen analytisch aufzuarbeiten. Dabei sollte transparent ausgewiesen werden, wie Bau-, Markt-, regulatorische und politische Risiken zwischen Investorenschaft, Stromkundschaft und öffentlicher Hand verteilt würden. Falls staatliche Absicherungs- oder Förderinstrumente erwogen werden, sollten deren Kosten und Risiken gemeinsam mit den erwarteten Systemvorteilen sowie alternativen Möglichkeiten zur Erreichung derselben energiepolitischen Ziele beurteilt werden. Konkrete Beispiele in Europa wie etwa langfristige Abnahmeverträge mit garantiertem Strike Price (Hinkley Point C, Vereinigtes Königreich), regulierte Asset-Base-Verfahren (Sizewell C, Vereinigtes Königreich), staatliche Mehrheitsbeteiligungen oder Darlehen (Flamanville, Frankreich; polnisches Programm) sowie kombinierte Modelle aus regulierten Tarifen und Bundesgarantien (Mankala-Modell, Finnland) bieten Anhaltspunkte für die Bandbreite möglicher Schweizer Modelle, ohne eine politische Vorentscheidung zu treffen. Eine solche Aufarbeitung ermöglicht es, im Falle einer politischen Kursänderung rasch handlungsfähig zu sein und die Verteilungsfragen («Wer trägt welche Risiken?») transparent anzugehen; dies ist eine Voraussetzung für gesellschaftliche Akzeptanz. Dabei ist zu beachten, dass die in Kapitel 4 ausgewiesenen Strompreise vergleichende Modellindikatoren sind und keine Aussagen zu künftigen Endkundentarifen oder zur Höhe einer allfälligen Marktprämie darstellen. Für die politische Bewertung konkreter Förderinstrumente sind zusätzliche Analysen zu Markt- und Förderdesign, Verteilungswirkungen und rechtlicher Zulässigkeit erforderlich.

Beitragende Kapitel: 4.3, 4.6, 4.7, 6.4, 5.4.

Adressierte Fragestellungen: F4, F7, F6.

7.1.7 Nachhaltigkeits- und Lebenszyklusbewertung als integraler Entscheidungsbestandteil

Die prospektive Lebenszyklusanalyse lässt sich auf drei Ebenen interpretieren:

- Erstens auf der Ebene einzelner Stromerzeugungstechnologien und deren Umweltauswirkungen: Moderne Kernkraftwerke schneiden im Technologievergleich vergleichsweise günstig ab. Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen gehören sie zu den emissionsärmsten Technologien. Auch bei Ökosystemqualität, Flächenbedarf und menschlicher Gesundheit schneiden sie gut ab. Eine Ausnahme bildet der Süsswasserverbrauch, der je nach Kühlauslegung variiert: Beim EPR liegt er im Mittelfeld der verglichenen Technologien, beim SMR fällt er gemäss den verwendeten Inventaren deutlich höher aus. Die LCA quantifiziert hier Wirkungen des Normalbetriebs entlang des gesamten Lebenszyklus.[115]

115 Unfallrisiken sowie die Anforderungen an die geologische Tiefenlagerung der radioaktiven Abfälle sind nicht Teil der LCA-Indikatoren und werden in Kapitel 3 respektive in der Handlungsoption 7.1.10 (Entsorgungs- und Brennstoffkreislauf) dargestellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- Zweitens auf Ebene des Stromsektors: Die längerfristige Weiterführung der Kernenergie kann die Auswirkungen des Stromsektors auf die Umwelt in mehreren Wirkungskategorien (insbesondere Klimawirkung, Ökosystemqualität und Flächenbedarf) verringern. Der Strommix insgesamt (insbesondere das Tempo des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern, der Ausbau erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung insgesamt) bleibt jedoch wichtiger als die Verwendung einer bestimmten Reaktortechnologie. Der Effekt der weiteren Nutzung der Kernenergie ist bei der Klimawirkung am deutlichsten; bei der Verknappung kritischer Metalle und bei der menschlichen Gesundheit ist er geringer. Eine Ausnahme bildet der Süsswasserbedarf, der insbesondere bei wassergekühlten SMR-Konzepten höher ausfällt und je nach Standort und Kühltechnik (Durchlauf- vs. Kühlturmkühlung) auch lokale Erwärmungseffekte in Fliessgewässern verursachen kann.
- Drittens auf Ebene des gesamten Endenergiesystems: Der Einfluss der längerfristigen Nutzung der Kernenergie auf den übergeordneten Transformationspfad (d.h. den Gesamtverlauf der Energietransition mit Ausbau erneuerbarer Energien, Elektrifizierung und Effizienzsteigerung) ist klein. Unterschiede zwischen den einzelnen Nukleartechnologien sind daher als Effekte zweiter Ordnung zu interpretieren und insgesamt gering. Aus Sicht des gesamten Energiesystems ist deshalb die Frage, ob die Schweiz einem schnellen und tiefgreifenden Dekarbonisierungspfad folgt, deutlich wichtiger als die Wahl zwischen einzelnen Reaktortechnologien.

Insgesamt zeigen die LCA-Ergebnisse, dass die langfristige Nutzung der Kernenergie zur Reduktion ausgewählter Umweltwirkungen beitragen kann, jedoch einen weniger ambitionierten Energiewendepfad nicht zu kompensieren vermag. Empfohlen wird daher, LCA-Ergebnisse als integralen Bestandteil künftiger Technologieentscheide zu berücksichtigen, differenziert nach Reaktortyp (insbesondere hinsichtlich des Süsswasserbedarfs bei SMR-Designs), und bestehende Datenlücken, insbesondere zu AMR-Konzepten und alternativen Brennstoffkreisläufen, durch aktualisierte prospektive Lebenszyklusinventare schrittweise zu schliessen.

Beitragende Kapitel: 4.2, 4.8, 3.5.

Adressierte Fragestellungen: F5, F2, F3.

Abhängigkeitsachse

Die folgenden drei Handlungsoptionen befassen sich mit Abhängigkeiten, die die Schweiz unabhängig von einer Entscheidung für oder gegen die Aufhebung des Neubauverbots von KKW zu adressieren hat. Sie spannen den Bogen von einem technologieoffenen Monitoring über die internationale Einbettung in Lieferketten und Standards bis hin zur spezifischen Brennstoff- und Entsorgungslogistik.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7.1.8 Technologieoffene Beobachtung und systematischer Wissensaufbau

Der Bau von Kernkraftwerken in Europa und Nordamerika befindet sich an einem Wendepunkt: Während in den letzten zehn Jahren in westlichen OECD-Ländern nur wenige Reaktoren fertiggestellt wurden, befinden sich heute deutlich mehr Projekte im Bau oder stehen kurz vor dem Baubeginn – darunter mehrere wassergekühlte SMR. Gleichzeitig zeigen sich erhebliche Unterschiede im Reifegrad: Grosse Reaktoren der Generation III/III+ und wassergekühlte SMR basieren auf etablierten Konzepten. Ausgehend von bestehenden Projekten und Vorbestellungen könnten SMR bis Mitte der 2030er-Jahre eine frühe Serienfertigung erreichen. AMR hingegen erreichen voraussichtlich erst Anfang der 2040er-Jahre ein vergleichbares Bau- und Erfahrungsniveau. Herausforderungen bestehen hier insbesondere bei der Brennstofffertigung und der Betriebserfahrung; AMR würden darum eher eine langfristige Option mit begrenzter Relevanz für einen Entscheidungshorizont in den 2030er-Jahren darstellen.

Eine voraussichtlich in den 2030er-Jahren in der Schweiz anstehende Investitionsentscheidung sollte nicht auf der Grundlage noch begrenzter Erfahrung getroffen werden. Empfohlen wird daher, ein dauerhaftes, technologieoffenes Beobachtungs- und Bewertungsdispositiv aufzubauen, ähnlich dem Technologiemonitoring des BFE im Rahmen der Energiestrategie 2050. Dadurch kann der internationale Stand hinsichtlich Forschung, Demonstrationsprojekten (FOAK-Bauten), Bewilligungsverfahren und regulatorischem Umgang mit neuen Reaktortechnologien, realisierten Bau- und Betriebskosten sowie Sicherheits- und Umweltdaten systematisch erfasst und periodisch (etwa alle drei bis fünf Jahre) aktualisiert werden. Sowohl die Klasse der grossen Generation III/III+-Reaktoren als auch die SMR-Klasse könnten als parallele Optionen weiterverfolgt werden, während AMR als Langzeitoptionen zu betrachten wären. Damit wird eine evidenzbasierte Grundlage für künftige politische Weichenstellungen gewährleistet, ohne Entscheidungen vorwegzunehmen.

Beitragende Kapitel: 3.2–3.5, 4.6, 4.8, 5.7.

Adressierte Fragestellungen: F2, F1.

7.1.9 Internationale Kooperation, Lieferketten und Brennstoffversorgung

Die Studie zeigt, dass die Schweiz im Fall einer Realisierung neuer Nukleartechnologien auf internationale Lieferketten angewiesen ist; dies gilt sowohl für spezialisierte Bauteile und Ingenieurdienstleistungen als auch für Brennstoffimporte. Auch die Bauwirtschaft im Nuklearbereich wird zunehmend international organisiert: Versorger und Baukonsortien tauschen Informationen aus, und kerntechnische Bau- und Planungsexpertise aus mehreren Ländern fliesst in einzelne Projekte ein. Damit kann die Schweiz in erheblichem Masse von internationaler

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Erfahrung im Allgemeinen sowie von den Bau- und Betriebserfahrungen anderer Länder profitieren. Zugleich lassen sich aus dieser internationalen Einbettung Anforderungen an die Diversifizierung von Lieferanten, Brennstoffherkünften und Technologiepartnern ableiten, um Konzentrationsrisiken zu vermeiden.

Falls neue Kernkraftwerke in der schweizerischen Energieversorgung eine Rolle spielen sollten, müsste eine vorausschauende Strategie zur internationalen Einbettung entwickelt werden, die mögliche Partnerschaften für Lizenzierungskooperationen mit europäischen oder nordamerikanischen Aufsichtsbehörden sowie die Anbindung an internationale Bau- und Engineering-Konsortien umfasst. Falls dabei AMR in Betracht gezogen würden, müsste die internationale Zusammenarbeit auch Fragen der Brennstoffversorgung, des geltenden Wiederaufarbeitungsverbots sowie sicherheitspolitische und proliferationsrelevante Implikationen umfassen.

Auch bei einer fortgesetzten Nutzung der Kernenergie bleibt die Schweiz auf Brennstoffimporte angewiesen, deren Charakter sich jedoch deutlich verändert. Mit zunehmender Elektrifizierung und einem längerfristigen Einsatz der Kernenergie könnten die insgesamt importierten Brennstoffmengen erheblich sinken, da Uran aufgrund seiner hohen Energiedichte nur in kleinen Mengen benötigt wird. Diese Abhängigkeiten unterscheiden sich erheblich in Lagerfähigkeit und zeitlicher Verfügbarkeit: Uran kann über längere Zeiträume gelagert werden, während Stromimporte sich nur begrenzt vorratshaltig halten lassen und insbesondere in kritischen Winterperioden stark zeitabhängig sind. Abhängigkeiten von Uran, Anreicherung, Brennstoffherstellung, spezialisierten Komponenten, internationalen Lieferketten und Fachwissen bleiben bestehen oder gewinnen an Bedeutung. Für die strategische Bewertung sollten deshalb sowohl die Struktur als auch die zeitliche Dynamik der jeweiligen Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Neue Kernkraft kann damit bestimmte Importabhängigkeiten verringern und andere aufrechterhalten oder neu schaffen. Entscheidend sind die Resilienz und Diversifizierung des verbleibenden Abhängigkeitsportfolios. Langfristige Vorräte könnten für mehrere Jahre angelegt werden, was die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems gegenüber geopolitischen Veränderungen oder Lieferunterbrechungen erhöhen könnte. Gleichzeitig führt eine fortgesetzte Nutzung der Kernenergie zu zusätzlichen radioaktiven Abfällen, die im Verhältnis zur veränderten Brennstoffimportstruktur zu bewerten sind (vgl. Handlungsoption 7.1.10).

Beitragende Kapitel: 3.2, 3.5, 4.6, 5.6, 6.1, 6.4.

Adressierte Fragestellungen: F1, F3, F7.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7.1.10 Vorausschauende Entsorgungs- und Brennstoffkreislaufstrategie

Die Entsorgung und der Brennstoffkreislauf neuer Nukleartechnologien bildeten zwar keinen Hauptschwerpunkt der vorliegenden Studie, dennoch lassen sich aus den rechtlichen und technologischen Analysen erste Aussagen ableiten. Der Schweizer Rechtsrahmen ist mit der Pflicht zur geologischen Tiefenlagerung abgebrannter Brennelemente und dem Wiederaufarbeitungsverbot auf klassische Leichtwasserreaktoren zugeschnitten. Das laufende Rahmenbewilligungsverfahren der Nagra adressiert in erster Linie die radioaktiven Abfälle aus den bestehenden Kernanlagen; das verfügbare Standortpotenzial in der Einlagerungszone (rund 22 km², gegenüber einem aktuell geplanten Flächenbedarf von etwa 2 km²) erlaubt es aus technischer Sicht grundsätzlich, das Layout an veränderte Mengen anzupassen, ohne die Sicherheit zu beeinträchtigen (vgl. Kap. 3.5). Neue Reaktorkonzepte, insbesondere AMR mit flüssigen Brennstoffen, alternativen Brennstoffzyklen oder Transmutationsanspruch, würden grundsätzliche Fragen aufwerfen: Wie wären solche Brennstoffe zu konditionieren, zwischen- und endzulagern? Welche (geänderten) Anforderungen an die Tiefenlagerung ergäben sich? Wären internationale Übereinkommen anzupassen?

Empfohlen wird, vorausschauend zu klären, welche Anforderungen an Konditionierung, Zwischenlagerung und Endlagerung sich für potenzielle neue Brennstoffarten ergäben und wie sich diese in die bestehende Schweizer Entsorgungsstrategie einfügen liessen. Eine zusätzliche Realisierung neuer Reaktoren würde nach heutigem Kenntnisstand der Nagra geschätzt rund 10 % zusätzlichen Einlagerungsraum erfordern, der innerhalb der vorhandenen Standortkapazität abgebildet werden könnte. Ein neuer, eigenständiger Entsorgungspfad für solche Abfälle ist daher voraussichtlich nicht erforderlich. Parallel dazu sollte geklärt werden, welche regulatorischen, sicherheitstechnischen und völkerrechtlichen Anpassungen erforderlich wären, falls neue Brennstoffkreisläufe in der Schweiz oder in Kooperation mit Partnerländern realisiert würden.

Über diese fachlich-rechtlichen Klärungen hinaus sollten Fragen der Entsorgung neuer Brennstoffarten von Beginn an als integraler Bestandteil der gesellschaftlichen und finanziellen Diskussion mitgeführt werden. Auch wenn die verfügbare Einlagerungskapazität aus heutiger Sicht ausreicht, zeigt das laufende Verfahren der Nagra, mit welchem zeitlichen, finanziellen und gesellschaftlichen Aufwand Tiefenlagerprojekte verbunden sind. Diese Erkenntnis bleibt für jede künftige Brennstoffart relevant.

Beitragende Kapitel: 3.5, 6.1, 6.5, 4.8.

Adressierte Fragestellungen: F7, F2, F5.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Brücken

Die letzten drei Handlungsoptionen lassen sich keiner einzelnen Achse zuordnen, sondern wirken jeweils zwischen zwei Achsen, nämlich zwischen Zeit und Abhängigkeit (7.1.11 rechtlicher Rahmen, 7.1.12 Fachkompetenz) bzw. zwischen Zeit und Risiko (7.1.13 iterative Modell- und Datenbasis). Ihre Wirksamkeit setzt eine lange Vorlaufzeit voraus und stellt sicher, dass die Handlungsfähigkeit auf den jeweils verbundenen Achsen bestehen bleibt.

7.1.11 Aktualisierung des rechtlichen Rahmens und internationale Regulierungskooperation

Das Schweizer Kernenergierecht und die zugehörigen praxisrelevanten ENSI-Richtlinien sind zwar an sich technologieoffen formuliert und verankern vorrangig allgemeine Sicherheitsanforderungen. Gleichwohl ergeben sich für SMR und insbesondere für AMR zumindest Auslegungsfragen und vermutlich auch ein regulatorischer Anpassungsbedarf. Bei den SMR betrifft dies etwa die Frage einer gleichzeitigen (kombinierten) Bau- und Betriebsbewilligung für Module, die Bündelung von Baubewilligungsverfahren oder die Höhe der Kernenergiehaftpflicht für kleinere Einheiten. Bei den AMR sind es vor allem Aspekte der alternativen Brennstoffe und Brennstoffkreisläufe, noch fehlende internationale Standards sowie geringeres spezifisches Fachwissen der Aufsichtsbehörden. Hinzu kommt, dass eine Fabrik- und Serienfertigung modularer Komponenten aufsichtsrechtliche Bestimmungen für die nukleare Inspektion von Werksfertigungen erfordern dürfte.

Falls die Kerntechnologie in der künftigen Schweizer Energiepolitik eine Rolle spielen soll, müsste vorausschauend geprüft werden, in welchen Bereichen das geltende Kernenergierecht (KEG und KEV sowie in den ENSI-Richtlinien als Vollzugshilfen und Abbildung des Stands von Wissenschaft und Technik) und das Kernenergiehaftpflichtrecht angepasst oder konkretisiert werden sollten. Inhaltlich ginge es darum, die Entwicklung sowohl von Leichtwasser-SMR als auch von gewissen AMR-Konzepten zu berücksichtigen (ohne jedoch ein «Einzelfallgesetz» zu schaffen).

Auch in diesem Zusammenhang sollte die internationale Kooperation gestärkt werden. Dabei wäre anzustreben, dass nationale Behörden, die dieselben Reaktordesigns prüfen, Ressourcen bündeln und untereinander Informationen austauschen können. Eine Beteiligung an Pooling-Mechanismen, die Einführung von Pre-Licensing-Reviews (die regulatorische Unsicherheit reduzieren und das Fachwissen stärken würden) sowie aufsichtsrechtliche Bestimmungen zur Werksfertigung könnten zentrale Elemente einer regulatorischen Vorausschau bilden. Gleichzeitig sind die unabhängigen Entscheidungskompetenzen der Schweizer Behörden zu wahren.

Ein Bewilligungsverfahren mit einer vorgängigen Rahmenbewilligung stellt ein zentrales Legitimationsinstrument für den Bau von Kernanlagen dar und ermöglicht die für jeden Standort erforderliche demokratische Mitwirkung.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Beitragende Kapitel: 6.1–6.3, 6.5, 3.2, 3.5, 5.6.

Adressierte Fragestellungen: F7, F1, F2.

7.1.12 Sicherung von Fachkompetenz, Workforce-Brücke und Aufsichtskapazitäten

Eine zentrale Lehre aus der Wiederaufnahme des Baus von Kernkraftwerken in Finnland, Frankreich, den USA und dem Vereinigten Königreich ist die Bedeutung qualifizierter Arbeitskräfte und erfahrener Lieferkettenunternehmen. In allen diesen FOAK-Projekten kam es zu erheblichen Kosten- und Terminüberschreitungen, die teilweise auf einen unzureichend vorbereiteten Arbeitskräftepool und auf Subunternehmen mit Defiziten in kerntechnischer Fachkenntnis zurückzuführen waren. In der Schweiz wurde seit Jahrzehnten (Leibstadt 1984) kein neues Kernkraftwerk mehr gebaut.

Unabhängig von Neubauentscheiden sind kerntechnische Fachkompetenz im Allgemeinen und Fachpersonal im Besonderen auch für den sicheren Weiterbetrieb und Rückbau bestehender Anlagen, für die geologische Tiefenlagerung sowie für medizinische und industrielle Anwendungen ionisierender Strahlung erforderlich.

Darüber hinaus wird die Entwicklung eines Plans empfohlen, der das vorhandene Schweizer kerntechnische Know-how mit den Anforderungen an einen möglichen künftigen Bau von Kernanlagen verbindet («Workforce-Brücke»). Dazu gehören die gezielte Pflege kerntechnischer Aus- und Weiterbildung an ETH, EPFL, Fachhochschulen und in der Berufsbildung (z.B. Nuclear Engineering Master von ETHZ, EPFL und PSI oder Ausbildungsgänge von swissnuclear), der Erhalt von Forschungskompetenz an Hochschulen und Forschungseinrichtungen sowie die Möglichkeit zur Einbindung von Schweizer Unternehmen in international zunehmend grenzüberschreitend organisierte Bau- und Engineering-Konsortien. Gleichzeitig sollten die personellen und methodischen Kapazitäten des ENSI vorausschauend evaluiert und nötigenfalls ausgebaut werden. Dies sollte insbesondere im Hinblick auf neuartige Reaktorkonzepte erfolgen, aber auch weitere Themen wie die Werksinspektion modularer Komponenten, fortlaufende Anpassungen an die sich rasch wandelnden Cybersicherheitsbedrohungen, die Digitalisierung der Sicherheitsnachweise sowie internationale Lizenzierungsverfahren umfassen.

Beitragende Kapitel: 3.2, 3.4, 6.1, 5.6.

Adressierte Fragestellungen: F2, F1, F7.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7.1.13 Iterative, evidenzbasierte Aktualisierung der Modell- und Datenbasis

Kapitel 4 verweist explizit auf die methodischen Grenzen der quantitativen Analyse. Energiesystem- und Wirtschaftsmodellierung sind szenariobasiert, beruhen auf der Kopplung beider in dieser Studie verwendeter Modelle und modellieren projektspezifische Risiken sowie reale Finanzierungsspannungen mit einer gewissen Vereinfachung. Auch die prospektive Lebenszyklusanalyse weist insbesondere für AMR-Konzepte erhöhte Unsicherheiten auf, da belastbare Lebenszyklusinventare fehlen. Damit hängen zentrale Befunde dieser Studie von Annahmen ab, die sich im Laufe der Zeit ändern können. Insbesondere bei Importpreisen sollten neben langfristigen Preisniveaus auch saisonale und zeitliche Preis- und Verfügbarkeitsmuster berücksichtigt werden, da Kapitel 4 zeigt, dass der Systemwert neuer Kernkraft von der zeitlichen Struktur der Strompreise und insbesondere von der Situation in Winter- und Spitzenlaststunden, Kostenkurven erneuerbarer Energien, Verfügbarkeitszeitpunkten neuer Reaktorklassen sowie regulatorischen und finanzierungsseitigen Rahmenbedingungen abhängen kann.

Empfohlen wird daher, die in der Studie verwendete Modell- und Datenbasis periodisch zu aktualisieren und in regelmässigen Abständen (entweder alle fünf Jahre oder anlassbezogen) mit aktualisierten Kostenannahmen, internationalen Bau- und Lizenzierungserfahrungen, neuen Lebenszyklusinventaren und veränderten Importpreisszenarien fortzuschreiben. Ergänzend sollten der Status eines möglichen Langzeitbetriebs bestehender Kernkraftwerke, der tatsächlich erreichte Ausbau erneuerbarer Energien, Netze, Speicher und Flexibilitätsoptionen sowie die weitere Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt berücksichtigt werden. Methodische Erweiterungen, etwa eine iterative Rückkopplung zwischen Energiesystem- und makroökonomischer Modellierung sowie eine differenziertere Abbildung projektspezifischer Risiken und Finanzierungsbedingungen, könnten die Aussagekraft künftiger Analysen weiter erhöhen. Eine periodische, transparent dokumentierte Aktualisierung ermöglicht es, politische und gesellschaftliche Entscheidungen kontinuierlich an die jeweils beste verfügbare Evidenz rückzubinden und stärkt damit die Belastbarkeit der weiteren Debatte um neue Nukleartechnologien in der Schweiz. Eine solche Aktualisierung sollte zudem die inzwischen erreichte Entwicklung des Energiesystems berücksichtigen. Wird zum Beispiel eine Nuklearoption später verfügbar als zunächst angenommen, kann ihr zusätzlicher Beitrag geringer ausfallen, weil das System bis dahin stärker in erneuerbare Erzeugung, Effizienz und Flexibilität investiert hat.

Beitragende Kapitel: 4.9, 4.2, 4.3, 4.6, 4.7, 4.8.

Adressierte Fragestellungen: F3, F4, F5.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

7.1.14 Schlussbemerkung zu den Handlungsoptionen

Die hier formulierten Handlungsoptionen sind bewusst so gestaltet, dass sie weitgehend unabhängig davon umgesetzt werden können, ob die politische und gesellschaftliche Diskussion künftig zu einer Aufhebung des Neubauverbots für Kernkraftwerke führt oder nicht. Das Abwägen verschiedener Optionen bildet eine Voraussetzung für eine sachliche Debatte und die Wahrung der Handlungsfähigkeit der Schweiz, sowohl mit Blick auf bestehende Anlagen und deren Nachsorge als auch gegenüber möglichen künftigen Entscheidungen. Dazu gehören insbesondere ein Wissensaufbau, der Erhalt vorhandener Fachkompetenz, eine regulatorische Vorausschau, ein stabiler Politikrahmen, eine adäquate Entsorgungsstrategie und eine Lebenszyklusbewertung. Andere Optionen betreffen unmittelbar die laufende Transformation des Energiesystems, etwa die Stärkung der Energiewende, die vorausschauende Klärung der Finanzierung und die strategische Ausrichtung auf eine kohärente Gesamtenergiestrategie. Der gesellschaftliche Dialog, die internationale Einbettung und eine transparente und umfassende Energiesystemmodellierung bilden schliesslich die Grundlage für eine kohärente Energiestrategie.

7.2 Fazit der Studie

Die vorliegende interdisziplinäre Studie hat im Auftrag von TA-SWISS die Chancen und Risiken der Einführung neuer Nukleartechnologien in der Schweiz untersucht. Die in den vorangehenden Kapiteln entwickelten Befunde lassen sich entlang der sieben in Kapitel 1.2.2 formulierten Fragestellungen bündeln. Aus dieser Bündelung ergeben sich Spannungslinien und Trade-offs, die für die anstehende politische und gesellschaftliche Auseinandersetzung von besonderer Bedeutung sind.

1. **Internationale Entwicklungen:** Mit mehreren Bauprojekten der Generation III/III+ und ersten wassergekühlten SMR in Vorbereitung sowie einer auf europäischer Ebene formulierten SMR-Strategie samt entstehenden Industriekonsortien zeichnet sich ein Wandel des Umfelds ab, in dem die Schweiz über den künftigen Umgang mit neuen Nukleartechnologien entscheiden müsste. Über grenzüberschreitende Stromflüsse, grenznahe Anlagen, Lieferketten und gemeinsame Standards ist sie auch dann von der Anwendung neuer Technologien betroffen, wenn sie diese nicht unmittelbar selbst nutzt.

2. **Technologie:** Für einen Entscheidungshorizont in den 2030er-Jahren kommen realistischerweise nur grosse und reife Reaktoren der Generation III/III+ sowie wassergekühlte SMR infrage. AMR bleiben mittelfristig eine Forschungs- und Demonstrationsperspektive. Alle untersuchten Konzepte stützen sich auf passive Sicherheitssysteme sowie auf längere Karenzzeiten, in denen weder Eingriffe durch das Betriebspersonal noch eine externe Stromversorgung erforderlich sind. Die sicherheitstechnische Bedeutung dieser

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Auslegungslogik wird durch eine der wesentlichen Lehren aus den Ereignissen von Fukushima im Jahr 2011 deutlich hervorgehoben. Für AMR sind jedoch Sicherheitsstandards, Brennstoffkreisläufe und Betriebserfahrung noch im Aufbau.

3. **Systemintegration und Energiesicherheit:** Auf einem ambitionierten Dekarbonisierungspfad kann neue Kernkraft die Netto-Jahresimporte und insbesondere die Stromimporte in Winter und zu Spitzenlaststunden senken, die Sektorkopplung stützen und den Bedarf an künftigen Wasserstoffimporten reduzieren. Sie tritt jedoch nicht an die Stelle von Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft, Energiespeichern, den Ausbau und die Modernisierung von Stromnetzen und der Nutzung von Flexibilität, sondern stellt eine Ergänzung dar. Entscheidend ist zunächst, ob neue Kernkraft in der Schweiz überhaupt zugebaut wird. Daran schliesst die Frage an, ab wann die Technologie verfügbar wäre und welche Investitionen dafür erforderlich werden. Selbst früh verfügbare Optionen würden frühestens ab den späten 2040er-Jahren in Betrieb gehen und ihre systemische Wirkung entfaltet sich im Wesentlichen ab den 2050er-Jahren. Ein Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke wirkt im Modell als Übergangsoption, die die mittelfristige Versorgungslücke verringert; die reale Machbarkeit ist anlagenspezifisch zu prüfen.

4. **Wirtschaft und Volkswirtschaft:** Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind die Unterschiede zwischen den nuklearen Entwicklungspfaden messbar, fallen jedoch gegenüber den durch die generelle Energiesystemtransformation ausgelösten Wirkungen relativ klein aus. Entsteht zwischen der Ausserbetriebnahme der bestehenden KKW und der allfälligen Betriebsaufnahme neuer Anlagen eine Phase ohne ausreichend gesicherte CO_2-arme Energie, zeigt die Studie moderate BIP-Verluste um die Jahrhundertmitte. Internationale Erfahrungen aus den Projekten Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich), Vogtle (USA), Olkiluoto (Finnland) und Flamanville (Frankreich) belegen, dass aus Investorenperspektive belastbare Finanzierungsmodelle eine zentrale Voraussetzung darstellen, um Entscheide zu fällen. Ohne staatlich vorgesehene oder abgesicherte Finanzierungsbeiträge oder vergleichbare Instrumente zur Risikoteilung zwischen öffentlicher und privater Hand, konkret etwa Contracts for Difference, regulierte Tarifmodelle oder staatliche Garantien, sind neue Kernkraftprojekte kaum mehr realisierbar. Zwischen der systemischen Kostenwirkung neuer Kernkraft (auf Modellebene) und der Finanzierbarkeit eines konkreten Projekts (auf Investorenebene) ist zu unterscheiden. Für Investorenentscheide sind zusätzlich Bauzeit-, Kosten- und Regulierungsrisiken sowie die Risikoverteilung massgeblich.

5. **Umwelt und Nachhaltigkeit:** Die prospektive Lebenszyklusanalyse zeigt, dass die untersuchten Nuklearoptionen bei Treibhausgasemissionen, kumuliertem Energieaufwand und mehreren weiteren Wirkungskategorien in vergleichbarer Grössenordnung liegen wie erneuerbare Energien und gegenüber fossiler Erzeugung deutliche Vorteile aufweisen. Eine substanzielle Schwäche zeigt sich beim Süsswasserbedarf, der bei SMR-Konzepten je nach Kühlauslegung höher ausfällt als bei klassischen Grossreaktoren. Über die Gesamtbilanz des Stromsystems entscheidet jedoch weniger die Wahl der Reaktorklasse als die Ambitioniertheit des angestrebten Dekarbonisierungspfads.

6. **Gesellschaft und Politik:** Die Spaltung der Schweizer Bevölkerung in der Nuklearfrage reicht bis zur Kaiseraugst-Debatte (Besetzung des Baugeländes 1975) zurück. Ihre Konturen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

verlaufen heute parteipolitisch (links-rechts) sowie entlang einer markanten Geschlechterdifferenz. Stabile Mehrheiten für eine mittel- und langfristige Nutzung der Kernenergie über den gesamten mehrstufigen Abstimmungsweg hinweg sind aus heutiger Sicht nicht zu erwarten. Eine höhere Zustimmung zeigt sich eher für eine längere Nutzung bestehender Anlagen als für einen Neubau. Eine künftige Debatte würde sich, so die Einschätzung aus dem Stakeholderworkshop, primär entlang von Sicherheit, Versorgungsunabhängigkeit, Kosten und Systemintegration strukturieren, weniger entlang klimapolitischer Argumente.

7. **Recht und Regulierung:** Das Schweizer Kernenergierecht ist grundsätzlich technologieoffen, in seiner praktischen Ausgestaltung jedoch auf Leichtwasserreaktoren zugeschnitten. Für SMR entstehen Spannungsfelder insbesondere bei Fragen rund um die nuklearen Bewilligungen und der Kernenergiehaftpflicht, während für AMR insbesondere international konsolidierte Standards sowie behördliches Fachwissen und Regelwerke fehlen. Das dreistufige Bewilligungsverfahren für Kernanlagen mit einer vorgängigen Rahmenbewilligung gewährleistet über die vorgesehenen Partizipationselemente eine demokratisch Legitimation für jeden Standort. Für modulare und werksgefertigte Konzepte wäre der Bewilligungsrahmen teilweise zu schärfen.

8. **Querverbindungen und Trade-offs:** Die in Kapitel 7.1 entlang der drei Spannungsfelder geordneten Handlungsoptionen lassen sich im Zusammenspiel der Studienbefunde präziser einordnen. Die Zeitachse zwischen technologischer Verfügbarkeit (F2), systemischem Nutzenzeitpunkt (F3) und der Dauer politisch-regulatorischer Vorbereitung (F6, F7) macht deutlich, dass eine Option, die spät kommt, ihre systemische Wirkung verliert, und ein nicht ausreichend vorbereiteter rechtlich/regulatorischer Rahmen zu Zeitverlusten führt. Die Risikoteilungsachse zwischen wirtschaftlichen Erwartungen (F4), umweltbezogenen Verantwortlichkeiten (F5) und gesellschaftlicher Tragfähigkeit (F6) zeigt, dass die Frage nach der Aufteilung und dem Tragen von Risiken (privat, öffentlich, generationenübergreifend) nicht eine nachgelagerte Detailfrage ist, sondern von Anfang an über die Realisierbarkeit entscheidet. Die Abhängigkeitsachse zwischen internationaler Einbettung (F1), Brennstoffversorgung (F2, F5) und energiepolitischer Souveränität (F3, F6) verdeutlicht, dass eine Kernkraftoption die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten nicht aufhebt, sondern von elektrischem Strom auf Brennstoffe und Komponenten verlagert. Diese Abhängigkeiten unterscheiden sich hinsichtlich der Lagerfähigkeit und der zeitlichen Verfügbarkeit erheblich. Uran ist über Jahre hinweg betreffend eine grosszügige Vorratshaltung haltbar, Stromimporte sind insbesondere in kritischen Winterperioden stark zeitabhängig. Drei der zwölf Handlungsoptionen wirken explizit als Brücken zwischen diesen Achsen: Die Aktualisierung des rechtlichen Rahmens und die Sicherung der Fachkompetenz verbinden die Zeit- mit der Abhängigkeitsachse, weil sie sowohl Vorlaufzeiten verkürzen als auch die internationale Anschlussfähigkeit sichern. Die iterative Aktualisierung der Modell- und Datenbasis verbindet die Zeit- mit der Risikoteilungsachse, indem sie die Grundlage liefert, auf der zeitlich gestaffelte Risikoabwägungen evidenzbasiert erfolgen können. Eine sachlogische Querverbindung besteht darüber hinaus zwischen der Risikoteilungs- und der Abhängigkeitsachse: Nationale Finanzierungs- und Risikoteilungsmodelle (Handlungsoption 7.1.6) und die internationale Einbettung in Lieferketten,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Brennstoffversorgung und Lizenzierungskooperationen (Handlungsoption 7.1.9) sind auf konsistente Verantwortlichkeiten angewiesen. Eine getrennte Behandlung dieser beiden Handlungsoptionen wäre nur dann tragfähig, wenn Klärungen zu Risikotragfähigkeit und Importstruktur institutionell gemeinsam entwickelt werden.

Aus diesen Querverbindungen ergibt sich ein differenziertes Gesamtbild. Der mögliche Beitrag neuer Nukleartechnologien zur Schweizer Energieversorgung hängt davon ab, ob die Verfügbarkeit, die Kosten, das Finanzierungsmodell, der Systemkontext, die politische Umsetzbarkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz gleichzeitig zusammenfinden. Die Studie spricht sich weder für den Bau neuer Kernkraftwerke noch für die Beibehaltung des Verbots aus; sie macht jedoch die Bedingungen sichtbar, unter denen ein solcher Beitrag möglich wäre. Sie zeigt Punkte auf, die abgewogen werden müssen, und benennt die Voraussetzungen, ohne die dieser Beitrag ausbleibt. Unabhängig davon, ob neue Kernkraft langfristig eine Rolle spielt, bleiben der Ausbau erneuerbarer Energien, der Stromnetze, der Energiespeicher und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen zentral für die Versorgungssicherheit gerade in der mittelfristig kritischen Phase.

Die zentrale Erkenntnis der Studie ist daher eine Aufforderung zur Klärung. Welche Risiken die Schweiz wie teilen will, welche Abhängigkeiten sie politisch in Kauf zu nehmen bereit ist und in welchem Zeithorizont sie ihre Versorgungssicherheit aufbauen möchte. Dies sind Fragen, deren Beantwortung der politischen und gesellschaftlichen Debatte vorbehalten bleibt. Diese Studie liefert dafür die Wissensgrundlage, sie kann die Debatte jedoch nicht ersetzen.

7.3 Ausblick

Die Diskussion um neue Nukleartechnologien wird in den kommenden Jahren in mehreren Themenbereichen parallel verlaufen und politische, wissenschaftliche, regulatorische sowie internationale Aspekte einschliessen. Wie sich einzelne Bereiche entwickeln und welche Wechselwirkungen zwischen ihnen entstehen werden, lässt sich heute nur in groben Zügen abschätzen.

Im Folgenden werden vier Bereiche skizziert, nämlich Forschung und Lehre, Industrie, Behörden und internationale Aspekte, die für die Schweizer Auseinandersetzung mit dem Thema voraussichtlich von Bedeutung sein werden, ohne damit eine bestimmte politische Richtung vorwegzunehmen. Aus den wissenschaftlichen Befunden der Studie ergibt sich in jedem dieser Bereiche Handlungsbedarf. Die in den vorangehenden Kapiteln wiederholt notwendige differenzierende Formulierung im Sinne von «es kommt darauf an» ist dabei keine Ausweichbewegung, sondern Ausdruck der Befundlage selbst. Neue Nukleartechnologien könnten nur dann einen substanziellen Beitrag leisten, wenn die Bedingungen hinsichtlich Verfügbarkeit,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kosten, Systemkontext, politischer Umsetzbarkeit und gesellschaftlicher Trägerschaft gleichzeitig gegeben sind.

Die schweizerische Nuklearforschung wird vor allem vom PSI sowie von der ETH, der EPFL und einzelnen Fachhochschulen getragen. Diese Institutionen sollten ihre Kernkompetenzen in Reaktorphysik, Materialwissenschaft, Sicherheitsanalyse, Brennstoffkreislauf und Lebenszyklusanalyse erhalten und gezielt um Kompetenzen für SMR und AMR erweitern. Besonders relevant sind prospektive Lebenszyklusinventare für neue Reaktorkonzepte, die Modellierung modularer Bau- und Betriebsmodelle, die quantitative Bewertung systemischer Risiken (inkl. Lieferketten, Cybersicherheit, Klimaeinflüsse auf den Anlagenbetrieb) sowie die methodische Integration von Unsicherheiten. Ergänzend zur in den Handlungsoptionen angesprochenen periodischen Aktualisierung der Modell- und Datenbasis ist eine stärkere Kopplung an Resilienzanalysen, Schockszenarien und partizipative Methoden anzustreben. Eine engere Verzahnung zwischen technischer und sozialwissenschaftlicher Forschung, wie sie diese Studie exemplarisch umgesetzt hat, sollte programmatisch verankert werden. Ein Monitoring nicht nur technischer Entwicklungen, sondern auch der Anliegen und Präferenzen der Bevölkerung kann einen wesentlichen Beitrag leisten, um die inhärente Unsicherheit politischer Planung zu antizipieren und letztlich zu reduzieren.

Für die Schweizer Industrie ergeben sich Berührungspunkte zum Thema neue Nukleartechnologien aus mehreren Perspektiven. Aus dem Weiterbetrieb und Rückbau bestehender Anlagen, aus internationalen Lieferketten, aus benachbarten Anwendungsbereichen im Umgang mit ionisierender Strahlung sowie aus der laufenden Transformation des Energiesystems insgesamt. Wie sich diese Berührungspunkte entwickeln, hängt von politischen, marktwirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen ab. Generell gilt, dass langfristige Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft, unabhängig von einer bestimmten Technologie, verlässliche regulatorische Signale, klare Risikoteilungsmechanismen und einen kohärenten Umgang mit Wertschöpfungs- und Kompetenzfragen voraussetzen.

Die mit Energie- und Nuklearfragen befassten Behörden bewegen sich in einem Umfeld, in dem sich Technologien, internationale Standards, geopolitische Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Erwartungen kontinuierlich verändern. Aufgabe der Behörden ist es, in diesem Umfeld die fachliche Handlungsfähigkeit aufrechtzuerhalten. Dies trifft insbesondere auf die Aufsicht über bestehende Anlagen, die Begleitung des Prozesses zur Suche und Realisierung eines geologischen Tiefenlagers für radioaktive Abfälle sowie die Wahrnehmung internationaler Verpflichtungen zu. Vorausschauende Vorbereitungsarbeiten, etwa in regulatorischen, methodischen oder personellen Belangen, sind dabei nicht als Vorwegnahme politischer Entscheidungen zu verstehen – sie bilden vielmehr eine Voraussetzung dafür, dass die nötigen Abwägungen und Entscheide, in welche Richtung auch immer, auf Basis solider fachlicher Grundlagen getroffen werden können.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

International besteht im Bereich neuer Nukleartechnologien eine erhöhte Dynamik. Verschiedene Staaten verfolgen unterschiedliche Strategien hinsichtlich Weiterbetrieb, Neubau, Forschung und Kooperationen, und auch internationale Organisationen sowie Aufsichtsbehörden entwickeln ihre Kompetenzen weiter. Die Schweiz ist, unabhängig von eigenen Bauprojekten, über grenznahe Anlagen, grenzüberschreitende Stromflüsse, internationale Standards sowie Forschungs- und Lieferkettenbeziehungen mit dieser Entwicklung verbunden. Eine kontinuierliche Beobachtung dieser Entwicklungen sowie die Mitwirkung in den einschlägigen internationalen Gremien tragen dazu bei, dass die Schweiz Veränderungen frühzeitig wahrnimmt, eigene Positionen einbringen kann und in wissenschaftlich-technischer sowie regulatorischer Hinsicht anschlussfähig bleibt.

Zusammengefasst werden die kommenden zehn bis fünfzehn Jahre zeigen, wie sich Reife, Wirtschaftlichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz neuer Nukleartechnologien in Europa entwickeln. Für die Schweiz sollte dies keine Wartephase sein. Sie kann die Entwicklung aktiv verfolgen und mitgestalten, Kompetenzen und regulatorische Handlungsfähigkeit sichern und damit die Option für spätere Entscheidungen offenhalten. Entscheidend ist, dass die laufende Transformation des Energiesystems prioritär fortgesetzt wird, dass Wissens- und Entscheidungsgrundlagen offengehalten werden und dass die gesellschaftliche Debatte sachlich, transparent und unter Wahrung der demokratischen Mitwirkungsrechte geführt wird. Eine konkrete Umsetzung wird sich dabei in mehrfacher Hinsicht, nämlich finanziell, regulatorisch, politisch und gesellschaftlich, als anspruchsvoll erweisen. Gerade die in der Studie aufgezeigten Spannungsfelder entlang der Zeit-, Risiko- und Abhängigkeitsachsen werden sich erst in der praktischen Ausgestaltung zeigen. Diese Studie versteht sich als Beitrag zu dieser Diskussion.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8 Anhang

8.1 Anhang Kapitel 3

8.1.1 Repräsentative Reaktortypen – Eigenschaften und Entwicklungsstand

Die Eigenschaften der in dieser Arbeit verwendeten Reaktorklassen basieren auf den Reaktormodellen, die derzeit in Europa und Nordamerika zum Bau angeboten werden. Dieser Anhang enthält Informationen zu den einzelnen Reaktormodellen sowie zum Stand ihrer Entwicklung und Zulassung.

Für die Generation III/III+-Reaktorklasse sind die folgenden Reaktormodelle repräsentativ:

- KHNP APR1000, Gen III+ PWR, 1000 MWe (net)
- Westinghouse AP1000, Gen III+ PWR, 1117 MWe (net)
- EDF EPR, Gen III+ PWR, 1630 MWe (net)

Bei allen oben genannten Reaktoren handelt es sich um Druckwasserreaktoren. Zwei Modelle von Siedewasserreaktoren, der GE Vernova-Hitachi ABWR und der ESBWR, werden unten kurz erläutert. Diese SWR der Generation III/III+ werden in aktuellen Machbarkeitsstudien nicht berücksichtigt.

Der Advanced Power Reactor 1000 (APR1000) und der grössere Advanced Power Reactor 1400 (APR1400, 1337 MWe netto) sind Reaktormodelle der Korea Electric Power Company (KEPCO) und der Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP). Im Jahr 2017 zertifizierte die Organisation European Utility Requirements (EUR) eine europäische Version des APR1400 als konform mit ihren Kriterien. Die US NRC erteilte der US-Version des APR1400 im Jahr 2019 eine Designzertifizierung. Es gibt acht in Betrieb befindliche Blöcke des APR1400 (4 in Korea und 4 in den Vereinigten Arabischen Emiraten) sowie zwei weitere Blöcke im Bau in Korea. Der kleinere APR1000 wurde 2023 auch von der Organisation EUR zertifiziert. Zwei APR1000-Blöcke befinden sich in Dukovany in der Tschechischen Republik im Bau. Die Aussichten für weitere APR1000-Projekte in Europa sind unklar. Im Jahr 2025 einigten sich KEPCO/KHNP, Berichten zufolge, mit Westinghouse darauf, keine Kernkraftprojekte in Nordamerika, Grossbritannien, Japan und der Europäischen Union (mit Ausnahme der Tschechischen Republik) zu verfolgen, um ihren Streit über Fragen des geistigen Eigentums beizulegen (NEI Magazine, 2025b). KHNP zog 2025 seine Angebote für APR1000-Projekte in den Niederlanden, Polen, Slowenien und Schweden zurück (World Nuclear News, 2025a).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der AP1000 ist ein Druckwasserreaktor der Generation III+ von Westinghouse, der in China (seit 2018 vier Blöcke an den Standorten Sanmen und Haiyang) und in den Vereinigten Staaten (seit 2023 und 2024 zwei Blöcke in Vogtle) in Betrieb ist. Der Reaktortyp wird für den Bau in den USA, Polen und weiteren europäischen Ländern in Betracht gezogen. Die US-amerikanische NRC erteilte 2005 eine Designzertifizierung, die 2011 aktualisiert und 2025 (bis 2046) verlängert wurde. Die britische Aufsichtsbehörde ONR erteilte 2017 nach Abschluss der GDA eine Bauartzulassungsbestätigung. Der Reaktortyp wird für den Bau in den USA, Polen und weiteren europäischen Ländern in Betracht gezogen.

Der EPR ist ein von EDF, Framatome und Siemens entwickelter Druckwasserreaktor der Generation III+. Derzeit sind vier Blöcke in Betrieb: zwei in Taishan in China (seit 2018 und 2019), Olkiluoto-3 in Finnland (seit 2023) und Flamanville-3 in Frankreich (seit 2026). Vier weitere Blöcke befinden sich im Vereinigten Königreich im Bau, zwei in Hinkley Point C und zwei in Sizewell C. Die britische ONR erteilte 2012 eine Designzertifizierung für den «UK EPR» (Generic Design Assessment). Ab 2015 begannen EDF und AREVA NP mit der Entwicklung eines Reaktormodells als Nachfolger des EPR, das darauf abzielt, die Baubarkeit zu verbessern und sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Sicherheitssysteme des Reaktors zu optimieren. Diese Entwicklungen führten zum Reaktormodell EPR2 und zu Projekten zum Bau von drei Reaktorpaaren an drei Standorten in Frankreich (in Penly, Gravelines und Bugey) mit dem Ziel, einen detaillierten Auslegungs- und Bauplan zu erstellen und die Grundlage für den Serienbau des Reaktors zu schaffen. Bei einer Netto-Stromerzeugung, die mit der des EPR vergleichbar ist (1650 MWe), umfassen die Vereinfachungen die Reduzierung der Anzahl der Sicherheitskreise von 4 auf 3, die durch den Verzicht auf die Möglichkeit der Wartung der Sicherheitssysteme während des Leistungsbetriebs erreicht wird; einen ausgekleideten einwandigen Sicherheitsbehälter anstelle des doppelwandigen Sicherheitsbehälters des EPR; sowie eine erhebliche Reduzierung der Arten von Rohren, Ventilen und Türen (SFEN, 2023). Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für das Penly-Projekt prüfte die ASNR den vorläufigen Sicherheitsanalysebericht und die zugehörigen Unterlagen und kam zu dem Schluss, dass sie hinreichend davon überzeugt ist, dass die Auslegung die Sicherheitsziele des EPR2 erfüllen wird, sofern EDF die in den Sicherheitsanalysen und Unterlagen festgelegten Ziele erreicht und die Empfehlungen dieser Überprüfungen berücksichtigt (ASNR, 2025a; ASNR, 2025b; ASNR, 2025c). In den Überprüfungen wurde festgestellt, dass das Reaktormodell von Anfang an für externe Gefahren auf dem Niveau von 10-4/Jahr ausgelegt ist und die aus dem Unfall von Fukushima gewonnenen Erkenntnisse und Anforderungen berücksichtigt, wobei insbesondere die diversifizierte Endwärmeabfuhr und das verbesserte Notstromversorgungssystem (Notstromdiesel) hervorgehoben wurden. Anfang der 2030er-Jahre wird EDF voraussichtlich einen Antrag auf Betriebsgenehmigung für den ersten Penly-EPR2 einreichen, der einen abschliessenden Sicherheitsanalysebericht enthalten wird, der den Bauzustand der Anlage widerspiegelt.

Zu den BWR der Generation III/III+ gehören der Advanced BWR (ABWR) und der Economic Simplified BWR (ESBWR) von General Electric Hitachi Nuclear Energy. Der ABWR wurde in

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Japan von 1992 bis 2005 gebaut. Zwei Blöcke, Kashiwazaki-Kariwa-6 und -7, nahmen 1996 den kommerziellen Betrieb auf; Hamaoka-5 im Jahr 2004 und Shika-2 im Jahr 2005. Diese BWR der Generation III haben eine Netto-Stromerzeugungsleistung von etwa 1315 MWe, mit Ausnahme von Shika-2 mit 1108 MWe. Bemerkenswert ist, dass die ersten beiden in 4 Jahren und die beiden Letzteren in 5 Jahren gebaut wurden (IAEA, 2026b). GE Hitachi bot anschliessend ein BWR-Modell der Generation III+ an, den ESBWR, mit einer Nettoleistung von etwa 1520 MWe. Anträge auf kombinierte Bau- und Betriebsgenehmigungen wurden 2007 und 2008 für sechs Blöcke an fünf Standorten in den USA eingereicht (NRC, 2026). Die meisten dieser Anträge wurden anschliessend von den Antragstellern zurückgezogen. Die NRC erteilte 2014 eine Designzertifizierung für den ESBWR sowie 2015 bzw. 2017 Betriebsgenehmigungen für Fermi-3 und North Anna-3. Die Projekte sind inzwischen bereits vor Beginn der Bauarbeiten ausgesetzt (Stand Anfang 2025). GEH bietet den SMR BWRX-300 als Nachfolgemodell sowohl für den ABWR als auch für den ESBWR an.

Zur Klasse der kleinen modularen Reaktoren (SMR) gehören wassergekühlte Siedewasser- und Druckwasserreaktoren (Leichtwasserreaktoren). Die repräsentativen Modelle sind:

- GEH BWRX-300, BWR SMR, 300 MWe
- Rolls-Royce SMR, PWR SMR, 470 MWe
- Westinghouse AP300, PWR SMR, 300 MWe
- NUSCALE VOYGR, PWR SMR, 77 MWe

Der BWRX-300 ist ein von GEH angebotener 300-MWe-Siedewasserreaktor, der als kleinere Version und Weiterentwicklung der Reaktormodelle ABWR und ESBWR beschrieben wird, die in der grossen Gen III/III+-Klasse behandelt werden. Der kleinere Reaktor ermöglicht den Einsatz einer passiven, natürlichen Zirkulation zur Abfuhr der Nachwärme, was zu einer einfacheren und wirtschaftlicheren Konstruktion führt. Im Jahr 2025 meldete die britische GDA den BWRX-300 (ONR, 2025). Die kanadische Aufsichtsbehörde CNSC erteilte 2025 eine Baugenehmigung für ein FOAK-Kernkraftwerk mit vier BWRX-300-Modulen am Standort Darlington von Ontario Power and Gas. Im Mai 2025 wurde ein Antrag auf eine Baugenehmigung für ein Modul am US-Standort Clinch River eingereicht. Der BWRX-300 taucht in Machbarkeits- und Projektstudien für North Anna in den USA sowie für Standorte in Schweden, Bulgarien, Polen und Estland auf (NEI Magazine, 2026b). Diese Projekte gelten in dieser Arbeit nicht als feste Projekte, obwohl die Gesamtheit der festen und potenziellen Aufträge dazu geführt hat, dass GEH europäische und globale Partnerschaften für die Lieferkette des BWRX-300 aufgebaut hat (nach z.B. World Nuclear News, 2024).

Der SMR oder UK SMR von Rolls-Royce ist ein kleiner modularer DWR-Reaktor mit einer Nettoleistung von 470 MWe. Die britische ONR hat zwei der drei Schritte des GDA für die UK SMR abgeschlossen (ONR, 2024). In den USA wurden 2025 Vorlizenzierungsaktivitäten mit der NRC eingeleitet. Im Rahmen des FOAK-Projekts für den UK SMR ist der Bau von drei Modulen am Standort Wylfa in Wales mit einer Gesamtleistung von 1,4 GWe geplant (Reuters,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

2026). Das Reaktormodell wird auch in Projektstudien in der Tschechischen Republik und in Schweden in Betracht gezogen (wo es zusammen mit dem BWRX-300 in die engere Auswahl gekommen ist).

Der AP300 ist Westinghouses DWR-Modell in der SMR-Klasse mit einer Leistung von 300 MWe. Er basiert auf dem grossen PWR AP1000 (1117 MWe) und verfügt im Gegensatz zur Zweikreis-Konfiguration des AP1000 über einen einzigen Kreislauf und einen einzigen Dampferzeuger (Power, 2023). Während der AP1000 die Generic Design Assessment (GDA) im Vereinigten Königreich im Jahr 2017 abschloss, begann der AP300 im Jahr 2024 mit dem GDA-Prozess. Zudem laufen bei der NRC Vorlizenzierungsaktivitäten. Der AP300 stand auf der Auswahlliste für das britische «Great Britain Nuclear»-Projekt sowie für das tschechische Temelin-Projekt, bei denen die Entscheidung letztlich auf den SMR von Rolls-Royce UK fiel.

Der VOYGR ist ein von NUSCALE angebotenes SMR-Reaktormodell für Anlagen, die aus mehreren 77-MWe-Reaktormodulen bestehen. Die ursprüngliche «US600»-Anlagenkonfiguration von NUSCALE mit zwölf 50-MWe-Modulen für insgesamt 600 MWe war der erste SMR, der 2023 von der NRC zertifiziert wurde. Eine neuere Anlagenkonfiguration «US460», bestehend aus sechs 77-MWe-Modulen für insgesamt 462 MWe, erhielt 2025 ihre Bauartzulassung (NRC, 2025). Im Jahr 2023 war die Absage des in Idaho geplanten FOAK-Projekts von NUSCALE ein schwerer Rückschlag für das Unternehmen. Es sei darauf hingewiesen, dass dieses Projekt Entwicklungsarbeiten umfasste, um das Design im Hinblick auf den kommerziellen Einsatz voranzutreiben (World Nuclear News, 2023). Die Modelle von NUSCALE werden weiterhin in Betracht gezogen, obwohl derzeit keine Informationen zu konkreten Bauprojekten vorliegen.

Die Klasse der Advanced Modular Reactors (AMR) umfasst SMR mit «fortschrittlicher Technologie», die nicht wassergekühlt sind. Zu den am weitesten entwickelten und repräsentativsten Modellen zählen:

- X-Energy Xe-100, Hochtemperatur Gasreaktor (HTGR), 80 MWe
- Terrapower Natrium, natriumgekühlt, 840 MWth
- Terrestrial Energy IMSR, Flüssigsalzreaktor mit Brennstoff gelöst im Kühlsalz, 195 MWe
- Kairos KP-FHR, Kugelhaufen-Flüssigsalzreaktor, 50 MWe

Der Xe-100 ist ein HTGR mit 80-MWe-Modulen, der in Konfigurationen von 4 bis 12 Modulen angeboten wird, um eine Anlage mit einer Gesamtleistung von 304 bis 906 MWe zu erreichen. Es handelt sich um einen Kugelhaufenreaktor mit TRISO-Kugelbrennstoff, der mit Helium gekühlt wird. X-Energy schloss die Vorlizenzierungsaktivitäten bei der NRC im Jahr 2024 ab, und im Jahr 2025 wurde ein Antrag auf Baugenehmigung für eine Anlage mit 4 Modulen und einer Gesamtleistung von 320 MWe/800 MWth im Kraftwerk Long Mott in Texas eingereicht (Nuclear Newswire, 2025a). Das Long-Mott-Projekt ist ein FOAK-Projekt mit einem erheblichen Entwicklungsanteil, das vom DOE Advanced Reactor Demonstration Program (ADRP)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

zur Entwicklung und Demonstration fortschrittlicher Reaktoren unterstützt wird. Long Mott befindet sich am Standort Seadrift der Dow Corporation und ist zudem auf die Lieferung von Industriedampf (bis zu 800 MWth) ausgelegt. Ein zweites Projekt mit vier Einheiten (vier Modulen) wird ebenfalls in Richland, Washington, in Betracht gezogen (Power, 2025c). Die Validierung der Sicherheitsanalysecodes für diesen Reaktortyp und die TRISO-Lieferkette sind Unsicherheiten, die den Genehmigungsprozess (und dessen Dauer) beeinflussen werden.

Der Terrapower Natrium SFR ist ein natriumgekühlter schneller Reaktor der AMR-Klasse mit einer Leistung von 840 MWth. Der Natrium SFR wird zudem durch das ADRP-Programm des US-Energieministeriums (DOE) zur Entwicklung und zum Bau einer Demonstrationsanlage gefördert. Der Projektumfang umfasst daher die Reaktorkonstruktion und -genehmigung, die Entwicklung von Berechnungsmodellen und -methoden, die Brennstoffentwicklung und -qualifizierung sowie die Planung, den Bau und den Betrieb von zwei unterstützenden Anlagen. Die NRC erteilte im März 2026 eine Baugenehmigung für den FOAK dieses Reaktortyps am Kemmerer Block 1 in Wyoming, USA. Der Bau begann im April 2026 (Power, 2026). Der Natrium-SFR wurde 2025 für das britische Generic-Design-Assessment-Verfahren eingereicht.

Der IMSR (Integral Molten Salt Reactor) von Terrestrial Energy ist ein thermischer AMR, der mit geschmolzenem Salz gekühlt wird, wobei der Uran-Tetrafluorid-Brennstoff (UF4) im Kühlsalz gelöst ist. Die «IMSR400»-Konfiguration besteht aus zwei 195-MWe-Reaktoren mit insgesamt 390 MWe und ist zudem zur Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme vorgesehen (Power, 2025a). Von 2022 bis 2024 führte Terrestrial Energy Vorarbeiten für die Genehmigungsverfahren (Vorlizenzierungsaktivitäten) bei den kanadischen und US-amerikanischen Aufsichtsbehörden (CNSC, NRC) durch. Das Unternehmen bewarb sich um das OPG-Darlington-Projekt, bei dem die Entscheidung schliesslich für den GEH BWRX-300 fiel. Derzeit sind die führenden Entwicklungsprojekte des Unternehmens ein IMSR auf dem Rellis-Campus der Texas A&M in Texas sowie die Standortbewertung in Utah und South Carolina, die sich im Besitz von EnergySolutions befinden. Das Unternehmen strebt den Betriebsstart in Texas für die frühen 2030er-Jahre an. Im Jahr 2025 führte das Unternehmen mit Unterstützung des Pilotreaktorprogramms des DOE ein laufendes Projekt durch, um wesentliche Tests durchzuführen, die zur Vorbereitung von Genehmigungsanträgen erforderlich waren (Nuclear Newswire, 2025b). Baubewilligungsanträge wurden noch nicht eingereicht.

Der Kairos KP-FHR ist ein mit geschmolzenem Salz gekühlter TRISO-Kugelhaufen-AMR. Kairos erhielt finanzielle Unterstützung im Rahmen des DOE *«Risk Reduction Program for future demonstrations»*. Im Gegensatz zum DOE-ADRP-Programm, das auf die Entwicklung und den Bau eines Demonstrationsreaktors abzielt, fördert das *Risk-Reduction*-Programm die Konzeption und Entwicklung von Reaktortechnologien, die einen längeren Entwicklungszeitraum erfordern (DOE, 2020). Die NRC erteilte 2023 eine Baugenehmigung für den HERMES-Nicht-Kraftwerksreaktor mit einer thermischen Leistung von 35 MWth. Der Baubeginn (erster Beton) erfolgte im Mai 2025 in Oak Ridge, Tennessee. Die NRC hat zudem 2024 eine Baugenehmigung für die «Demonstrationsanlage» HERMES 2 mit einer Leistung von 50

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

MWe erteilt. Diese Demonstrationsanlagen unterstützen die Entwicklung der KP-FHR-Module (fluorid-salzgekühlte Hochtemperaturreaktoren) für den Einsatz in dem zukünftigen kommerziellen Reaktor, der als 320-MWth-Reaktor konzipiert ist und aus zwei 75-MWe-Modulen mit einer Gesamtleistung von 150 MWe besteht (Power, 2025b).

Für alle vier Reaktormodelle planen die Anbieter die Fertigstellung von FOAK-Demonstrationsanlagen in den 2030er-Jahren. Im Gegensatz zu den wassergekühlten Modellen der Generation III/III+ in ihren Gross- oder SMR-Konfigurationen lässt sich zusammenfassend sagen, dass nach Fertigstellung der AMR-Demonstrationsanlagen sowohl für die Beantragung der Betriebsgenehmigungen als auch für den kommerziellen Bau dieser Reaktortypen noch erhebliche Hürden bestehen. Zu diesen Hürden gehören die Validierung der Sicherheitsanalysecodes, für die Tests erforderlich sind; die Grossproduktion von Brennstoff, z.B. die Versorgung mit TRISO-Kugelbrennstoff sowie die begrenzte oder fehlende Betriebserfahrung mit den für diese Technologien spezifischen Komponenten, insbesondere bei den Salzschmelzetechnologien. Obwohl die Anbieter bereits heute Massnahmen ergreifen, um diese Hürden zu überwinden, wird die AMR-Klasse in dieser Analyse erst für den Einsatz (Bau) ab den 2050er-Jahren berücksichtigt.

8.1.2 Neubauprojekte (laufende oder fest/ausgereift)

Tab. 57 enthält eine Übersicht über Neubauprojekte, die dafür ausgewählten Reaktortypen und den Stand der Bauarbeiten bzw. des Betriebs.

Der Fokus liegt auf dem Neubau von grossen Leichtwasserreaktoren und kleinen modularen Leichtwasserreaktoren (SMR) in Europa und Nordamerika.

Für grosse Reaktoren der Generation III/III+ gibt es fünf Projekte mit insgesamt 13 Reaktoreinheiten: Im Bau befinden sich vier EPR-Einheiten und vier AP1000-Einheiten in den USA; in fortgeschrittener Planung befinden sich drei AP1000-Einheiten in Polen und zwei APR1000-Einheiten in Tschechien.

Bei den SMR gibt es vier Projekte mit insgesamt zehn wassergekühlten SMR. Dazu gehören vier BWRX-300-Einheiten (Module) im Bau in Kanada, fortgeschrittene Planungen für drei weitere BWRX-300-Einheiten (eine in den USA und zwei in Polen) sowie fortgeschrittene Planungen für drei Rolls-Royce-SMR-Einheiten in Grossbritannien.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 57: Übersicht der Projekte und der relevanten Designs (Technologien).

Bauprojekt	Land	Reaktormodell, Anzahl	Betriebsstart/Bauprojektstand
Olkiluoto 3	Finnland	EPR	2023
Flamanville 3	Frankreich	EPR	2024
Vogtle 3 & 4	USA	AP1000, 2x	2024
Hinkley Point C	Vereinigtes Königreich	EPR, 2x	Im Bau (geplanter Betrieb 2030)
Sizewell C	Vereinigtes Königreich	EPR, 2x	Baustellenvorbereitung (Betrieb Mitte/Ende 2030er-Jahre)
Darlington	Kanada	BWRX-300, 4x	Im Bau (geplanter Betrieb 1er Modul 2030)
Fermi / Carson Co. TX	USA	AP1000, 1–4x	Bau- und Betriebsbewilligung beantragt. Baustart 2027
Clinch River	USA	BWRX-300, 1x	Baubewilligung beantragt 2025. Baustart 2026
Dukovany II	Tschechien	APR1000, 2x	Baustart 2029
Wylfa	Vereinigtes Königreich	RR SMR, 3x	Baustart 2029. Betrieb Mitte 2030er-Jahre
(Pomerania)	Polen	AP1000, 3x	Baustart 2028. Betrieb Mitte/Ende 2030er-Jahre
Wloclawek	Polen	RR SMR, 2x	Grundsatzentscheidung 2026

Insgesamt sind in **Tab. 57** drei Grossreaktormodelle und zwei Modelle wassergekühlter SMR dargestellt. Neben diesen laufenden Bauprojekten und konkreten Projekten mit fortgeschrittenen Planungen laufen in Bulgarien, Rumänien, Finnland, Schweden, Grossbritannien und den USA auch Machbarkeits- und Planungsstudien. Diese Studien unterstreichen das anhaltende Interesse sowohl an Grossreaktoren als auch an wassergekühlten SMR; sie liefern jedoch nur begrenzt nutzbare Daten für die vorliegende Arbeit. In diesen Fällen wurde noch keine endgültige Entscheidung für einen Reaktorhersteller (Design) getroffen, mehrere Standorte werden möglicherweise in Betracht gezogen, und die Kostenschätzungen sind, sofern vorhanden, sehr grob.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.1.3 Schätzung der Kapitalkosten (OCC) – Detaillierte Dokumentation

Dieser Anhang dokumentiert die Schätzung der Baukosten (bzw. Kapitalkosten) für die Reaktortypen. Im Folgenden werden die Annahmen für die Schätzung dargelegt.

- Die Erfahrungen beim Bau sowie die Kosten der kürzlich in Europa und Nordamerika fertiggestellten Anlagen werden in Abschnitt 3.2.3 erörtert. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese Projekte sowie der derzeit laufende Bau von zwei EPR-Reaktoren in Hinkley Point C im Vereinigten Königreich alle nach langen Phasen ohne Kernkraftwerksbau in allen vier Ländern stattfanden und von verschiedenen Faktoren beeinflusst wurden, die mit dem Bau von «First-of-a-Kind»-Reaktoren (FOAK) zusammenhängen. Zudem waren Konstruktionsänderungen erforderlich, um die nationalen regulatorischen Anforderungen zu erfüllen. Daher sollten die realisierten (tatsächlichen) Baukosten dieser Reaktoren nicht als Massstab für die in dieser Arbeit erforderliche Basisschätzung herangezogen werden, nämlich eine Schätzung der Kapitalkosten für einen Baubeginn im Jahr 2040, also in weniger als 15 Jahren.
- Qualitativ wird davon ausgegangen, dass sich für die Reaktormodelle, die möglicherweise für den Bau in der Schweiz ausgewählt werden, Bauerfahrung ansammeln wird. Eine quantitative Kostensenkung auf Grundlage der weltweit gebauten Einheiten wird nicht berücksichtigt. Im Gegenteil, es wird ein Anstieg der Gesamtbaukosten (OCC) um etwa 10 % für die Kosten von Analysen und Konstruktionsänderungen zur Erfüllung nationaler Anforderungen angenommen.
- Die Kostenschätzung für die Reaktorklasse Grosse Generation III+ Reaktoren basiert auf Schätzungen für künftige AP1000-Bauvorhaben. Die Erfahrungen beim Bau der Vogtle-3- und -4-AP1000-Reaktoren dienen als Grundlage für verschiedene Quellen, die die tatsächlich realisierten Kosten anpassen, um die Kapitalkosten zukünftiger Projekte zu schätzen.
- Die Erfahrungen mit dem Bau von EPR-Reaktoren in Finnland und Frankreich dienen lediglich Vergleichszwecken. Die Kostenschätzungen für das EDF-Projekt zum Bau von drei EPR2-Reaktorpaaren in Frankreich stützen den in dieser Arbeit geschätzten OCC-Wert. Die Kostenschätzungen von EDF für den EPR2 wurden im Jahr 2019 und 2022 geprüft, im Jahr 2025 verfeinert und aktualisiert und im Jahr 2026 im Rahmen der Finanzierungssicherung für das Projekt erneut geprüft.

8.1.3.1 Kapitalkosten (OCC) für die Reaktorklasse Grosser Reaktor der Generation III+ (Baubeginn 2040)

1. Die Basisschätzung für diese Reaktorklasse basiert auf einer 2024 am MIT durchgeführten Kostenanalyse für den Bau zweier AP1000-Einheiten an einem neuen Standort (Shirvan, 2024). Die Studie skaliert die tatsächlichen, realisierten Kosten der AP1000-Reaktoren

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Vogtle 3 und 4 bis zum Jahr 2024 hoch, um auf 15 000 USD/kW zu kommen. Anschliessend werden die folgenden Anpassungen vorgenommen:

- − 2900 USD2024/kW für Learning-by-Doing (Lernen aus den Bauerfahrungen in Vogtle)
- − 3800 USD2024/kW für einzigartige Vogtle-Faktoren wie die Insolvenz von Westinghouse und FOAK-Kosten, die bei zukünftigen Bauten vermieden werden können
- +1000 USD2024/kW für den Bau der Reaktoren an einem neuen «Greenfield»-Standort.

Dies ergibt Kapitalkosten (OCC; Preise von 2024) von 9300 USD/kW. Die MIT-Analyse berücksichtigt einen Risikozuschlag von 25 % und kommt so auf eine Obergrenze von 11 625 USD/kW. Umgerechnet auf Schweizer Franken und Preisen von 2024 ergibt die Analyse des MIT einen Wert von 8200–10 250 Fr./kW für die nächsten in den USA zu bauenden AP1000-Reaktoren.

2. Die US Energy Information Administration (US EIA) beauftragte Sargent und Lundy mit der Bewertung der Betriebskosten und der wirtschaftlichen Leistungsmerkmale von 19 Stromerzeugungstechnologien, darunter ein grosses Kernkraftwerk und ein SMR (US EIA, 2024). Diese Studie ergab 7100 Fr./kW für den Bau von zwei AP1000-Reaktoren (an einem bestehenden «brownfield» Standort) in den USA.
3. Im Dezember 2025 aktualisierte EDF ihre Kostenschätzung für das EPR2-Projekt, das den Bau von drei Reaktorpaaren ab 2029 vorsieht (NEI Magazine, 2026a). Die durchschnittlichen Kapitalkosten für das Sechs-Reaktor-Projekt betragen bei Preisen von 2024 8725 Euro/kW bzw. 8300 Fr./kW.
4. Bei den Schätzungen des MIT und der US EIA werden die Werte um eine Nettoanpassung von + 1000 Fr./kW (Preise von 2024) korrigiert, bestehend aus
   a. + 1000 Fr./kW für Schweizer Arbeitskräfte und Materialien. Dies ist etwas höher als der «Swiss Finish»-Faktor, den AXPO für die höheren Arbeits- und Materialkosten in der Schweiz berücksichtigt (1050 USD/kW oder 925 Fr./kW)
   b. + 1000 Fr./kW für die Anpassung an nationale Regulierungsanforderungen, angenommen als etwa 10 % des OCC,
   c. − 1000 Fr./kW für lernbasierte Kostensenkungen aus internationalen Bauerfahrungen bis 2040.
5. Bei der EPR2-Schätzung werden die lernbasierten Kostensenkungen (Faktor 4.c) nicht berücksichtigt. Im Jahr 2040 werden voraussichtlich nur die ersten beiden Reaktoren in Penly von den insgesamt sechs geplanten Anlagen fertiggestellt sein.
6. Für einen Baubeginn eines Schweizer Kraftwerks im Jahr 2040 betragen die entsprechenden Schätzungen 9200–11 250 Fr./kW (angepasste MIT-Spanne), 8100 Fr./kW (angepasste Schätzung der US-amerikanischen Energiebehörde EIA) und 10 300 Fr./kW (EPR2).
7. Die Schätzung für die Generation III+-Klasse mit Baubeginn im Jahr 2040 liegt somit bei 8400–10 500, mit einem Median von 9500, in Fr./kW (siehe Tab. 9 in Abschnitt 3.4.1).

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

AXPO veröffentlichte 2026 eine OCC-Schätzung für den Bau eines Grossreaktors in der Schweiz (AXPO, 2026). Die Schätzung von 8530 Fr./kW stützte sich ebenfalls auf die MIT-Analyse von (Shirvan, 2024). Sie entspricht dem unteren Ende der in der vorliegenden Studie verwendeten Kostenspanne.

8.1.3.2 Kapitalkosten (OCC) für die wassergekühlte SMR-Reaktorklasse (Baubeginn 2040)

1. Die geschätzten Kapitalkosten (OCC) für die SMR-Reaktorklasse werden als identisch mit der Schätzung für die oben beschriebene grosse Generation-III+-Reaktorklasse angenommen. Diese Annahme basiert auf den folgenden beiden Schätzungen.
2. Die detaillierteste Kostenschätzung für den Bau von SMR stammt aus dem OPG-Projekt in Darlington, das den Bau von vier BWRX-300-Modulen vorsieht. Die durchschnittlichen Kosten, bei Preisen von 2024, für die vier Module betragen 11 100 Fr./kW, wobei die Betriebskosten des vierten Moduls auf 8500 Fr./kW geschätzt werden (World Nuclear News, 2025). Unter Anwendung der Anpassungen aus 4a./b./c. ergibt sich eine Schätzung von 9500 Fr./kW für einen hypothetischen Schweizer SMR mit Baubeginn im Jahr 2040.
3. In der Studie von Sargent und Lundy für die US EIA (US EIA, 2024) werden die Kapitalkosten für einen generischen SMR-Reaktor auf 9300 Fr./kW geschätzt.
4. Der Medianwert für grosse Reaktoren der Generation III+ beträgt CHF 9500 und stimmt nahezu mit den OCC-Werten für die SMR überein, die in diesen beiden Studien ermittelt wurden.

Die Kosten für den Bau von drei Rolls-Royce UK SMR in Wylfa sind in dieser SMR-Kostenschätzung nicht berücksichtigt. Es handelt sich um ein FOAK-Bauprojekt; das Reaktormodell befindet sich im dritten Schritt des GDA-Verfahrens der ONR, das voraussichtlich 2026 abgeschlossen sein wird. Darüber hinaus stehen die Arbeiten zur Fertigstellung des generischen Designs des UK SMR noch aus. Folglich lassen sich die Kosten für die Reaktorentwicklung und den Bau des FOAK-Reaktors anhand der in der öffentlichen Literatur verfügbaren Informationen nicht unterscheiden.

8.1.3.3 Kapitalkosten (OCC) für die Reaktorklassen Grosser Reaktor Generation III+ und SMR (Baubeginn 2050)

1. Für die Grossreaktorklasse wird für zusätzliche Bauerfahrungen im Zeitraum 2040–2050 eine Reduzierung des OCC um ca. 14–17 % angenommen.

2. Für die SMR-Klasse wird eine Reduzierung des OCC um ca. 25 % aufgrund zusätzlicher Bauerfahrung angenommen. Bei gleicher Kraftwerkskapazität dürfte die grössere Anzahl modularer Reaktoren und deren verkürzte Bauzeit die Möglichkeiten zum Lernen und zur Optimierung des Bauprozesses verbessern.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.1.3.4 Kapitalkosten (OCC) für die fortgeschrittene modulare Reaktorenklasse (AMR) (Baubeginn 2050)

Die in Anhang 8.1.1 beschriebenen Projekte für repräsentative Reaktormodelle des AMR sind Demonstrationsreaktoren. Die Kosten dieser Projekte, sofern verfügbar, kombinieren die FOAK-Baukostenfaktoren mit den Entwicklungskosten für ein finales generisches Design sowie ein standortspezifisches Design. Daher bieten die Kosten dieser Demonstrationsprojekte keine geeignete Grundlage für die Abschätzung der Kapitalkosten (OCC) des AMR für einen Baubeginn im Jahr 2050, also in mehr als zwei Jahrzehnten. In dieser Studie wird angenommen, dass die OCC für die AMR-Reaktorklasse dem Durchschnitt der SMR-Baukosten für 2040 und 2050 entspricht (siehe Tab. 9 in Abschnitt 3.4.1).

In der Referenz (Asuega et al., 2023) wurden die Kapitalkosten (OCC) von wassergekühlten, gasgekühlten und mit Salzschmelze betriebenen SMR geschätzt und mit den Schätzungen für einen grossen DWR verglichen. Die OCC der SMR liegen innerhalb von 10 % der OCC des grossen DWR. Es wird darauf hingewiesen, dass die geringeren Skaleneffekte der SMR durch eine Reduzierung der indirekten Kosten (u.a. Bau- und Ingenieurleistungen), die mit den grossen Reaktoren verbunden sind, kompensiert werden. Diese Analyse belegt die Vergleichbarkeit der Kosten von Kraftwerken der Generation III+ in den Bauformen grosser Reaktoren sowie von SMR und AMR. Die resultierenden OCC-Werte von rund 4000 USD/kWh sind hingegen eher mit den NOAK-Schätzungen und den Zielkosten der Anbieter vergleichbar, wie sie beispielsweise in IEA/NEA (2020) (OCC-Bereich: 2300–7300 CHF2024/kW) und vergleichbaren Prognosen von Abou-Jaoude et al. (2024) (2950–7400 Fr./kW) angegeben werden. In der vorliegenden Arbeit werden diese Kosten als optimistisch eingestuft, weshalb lediglich ihre relativen Werte herangezogen werden.

8.1.3.5 Schätzung der Bauzeit

Für die grossen Reaktoren der Generation III+ beruht die Schätzung der Bauzeit von 8–10 Jahren bzw. 7–8 Jahren ab Baubeginn in den Jahren 2040 bzw. 2050 auf folgenden Annahmen:

- Im Jahr 2025 aktualisierte EDF die geschätzte Bauzeit für den ersten EPR2 in Penly auf 9 Jahre (zuvor 7 Jahre) (NEI Magazine, 2026a). Für das zweite EPR2-Reaktorpaar strebt EDF eine Bauzeit von 7 Jahren an. Diese Schätzungen stehen im Gegensatz zu den zu Baubeginn für die EPR-Reaktoren Olkiluoto 3 und Flamanville 3 geschätzten, eher optimistischen Bauzeiten (4 bzw. 4,5 Jahre) (Folz, 2019). Die Verlängerung der Bauzeit deutet auf eine realistischere Einschätzung aufgrund der Erfahrungen beim EPR-Bau hin. Darüber hinaus dürfte die im Vergleich zum EPR vereinfachte Konstruktion des EPR2 zur Einhaltung der angestrebten Bauzeiten beitragen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- AXPO schätzt die Bauzeit, einschliesslich der Baustellenvorbereitung, auf 10 Jahre (AXPO, 2026). Im Allgemeinen wird für die Baustellenvorbereitung, die vor «first nuclear concrete» (Baubeginn gemäss dieser Arbeit) erfolgt, ein Zeitaufwand von 2–3 Jahren geschätzt.

Für die SMR-Reaktorklasse wird die Bauzeit für das erste Modul eines Mehrmodul-Kernkraftwerks auf 6 Jahre und für die nachfolgenden Module auf 4 Jahre geschätzt. Der Bau des zweiten Moduls soll im dritten Jahr beginnen, sodass ein Kraftwerk mit vier Modulen insgesamt 8 Jahre Bauzeit benötigt. Der verlängerte Zeitraum zwischen dem ersten und dem zweiten Modul ist notwendig, um die Erkenntnisse aus dem Bau des ersten Moduls in die Planung der nachfolgenden Module einfliessen zu lassen. Die Grundlagen für die Dauer und das Baumodell sind:

- Im OPG Darlington-Projekt zum Bau von 4 BWRX-300 SMR wird der Bau des ersten Reaktormoduls voraussichtlich 5 bis 6 Jahre dauern (World Nuclear News, 2025a).
- Im Darlington-Plan wird das zweite Reaktormodul nach 1,5 Jahren in Betrieb genommen, um die Baupläne der Folgereaktoren auf Basis der Erfahrungen beim Bau des ersten Reaktors zu optimieren (World Nuclear News, 2025b). Im EDF-Plan für den Bau des EPR2 wird der zweite Reaktor zwei Jahre nach dem Baubeginn des ersten in Betrieb genommen.
- Für den Baubeginn im Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass die Lernzeit den Bau des ersten Moduls in 5 statt in 6 Jahren ermöglicht. Die Bauzeiten der nachfolgenden Module werden nicht verkürzt.

Für die AMR-Reaktorklasse wird für einen Baubeginn im Jahr 2050 die Bauzeit der SMR für einen Baubeginn im Jahr 2040 zugrunde gelegt.

8.2 Anhang Kapitel 4

Dieser Anhang ergänzt die methodischen Erläuterungen und Annahmen in Kapitel 4. Die Abschnitte 8.2.1–8.2.3 dokumentieren zusätzliche Modellparameter, Datenstrukturen und Zuordnungen für STEM, GEM-E3-CH und die prospektive Lebenszyklusanalyse. Sie beziehen sich insbesondere auf den Modellrahmen in Abschnitt 4.2, die Annahmen und Nuklearvarianten in Abschnitt 4.3 sowie die Implementierungs- und Plausibilitätsprüfungen in Abschnitt 4.4. Die Angaben sind im Rahmen der Zielsetzung und Abgrenzung gemäss Abschnitt 4.1 sowie Abschnitt 4.5 nach den Interpretationsregeln zu lesen. Die nachfolgenden Anhänge ab Abschnitt 8.2.4 enthalten ergänzende Ergebnisse und Sensitivitätsauswertungen zu Abschnitt 4.6.

8.2.1 Schweizer TIMES-Energiesystemmodell (STEM)

Dieser Abschnitt ergänzt die Beschreibung von STEM in Abschnitt 4.2.2 sowie die Unterscheidung zwischen exogenen Annahmen und endogenen Modellergebnissen in den Abschnitten 4.3.3 und 4.4.1. **Tab. 58** fasst die wichtigsten Gruppen exogener Eingangsparameter zusammen. Sie definieren den technischen, wirtschaftlichen und politischen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Handlungsspielraum des Modells. **Tab. 59** zeigt die wichtigsten endogenen Ergebnisvariablen, die STEM innerhalb dieses Handlungsspielraums kostenoptimal bestimmt. Die Tabellen dokumentieren Variablengruppen und Einheiten; die studienspezifischen Werte zentraler Annahmen sind im Haupttext und in den Sensitivitätsanhängen ausgewiesen.

Tab. 58: Wichtigste exogene Eingangsparameter von STEM. Technologiebezogene Parameter beschreiben die verfügbaren Optionen und deren Eigenschaften. Parameter zu Energieträgern, Stoffen und Emissionen werden unter anderem durch Nachfrage, Potenziale, Handelsgrenzen und politische Vorgaben festgelegt.

Parameterbeschreibung	**Einheit**
Technologiebezogene Parameter	
Wirkungsgrad	%
Verfügbarkeitsfaktor	%
Energieeinsatz je Aktivitätseinheit	PJ
Brennstoffanteile je Aktivitätseinheit	%
Technische Lebensdauer	Jahre
Bauvorlaufzeit und Rückbauzeit	Jahre
Beim Bau eingesetzte Mengen an Energieträgern, Stoffen und Gütern	PJ, t usw.
Beim Rückbau anfallende Mengen an Energieträgern, Stoffen und Gütern	PJ, t usw.
Beitrag einer Technologie zur Spitzenlastdeckung und zu Systemdienstleistungen	%
Leistungsänderungsrate	%
Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb	%
Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten	Stunden
Wartungszyklen und Wartungsdauer	Stunden
Maximale Anzahl von Zyklen, insbesondere bei Speichern	Anzahl
Maximale Kapazität	GW, Fahrzeuge
Wirtschaftliche und politische technologiebezogene Parameter	
Investitionskosten	Fr./kW, Fr./Fahrzeug
Jährliche fixe Betriebs- und Wartungskosten	Fr./kW, Fr./Fahrzeug
Variable Betriebs- und Wartungskosten ohne Brennstoffkosten	Fr./PJ

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Parameterbeschreibung	**Einheit**
Steuern und Subventionen	Fr./kW, Fr./PJ
Bau- und Rückbaukosten	Fr./kW
Wirtschaftliche Lebensdauer	Jahre
WACC	%
Technische Parameter zu Energieträgern, Stoffen und Emissionen	
Wirkungsgrad der Übertragung und Verteilung	%
Projizierte Energiedienstleistungsnachfrage	Einheit der jeweiligen Nachfrage
Lastprofil der Energiedienstleistungsnachfrage	% je Zeitscheibe
Ressourcenpotenzial	PJ, Mt CO_2
Zeitprofil der Ressource, beispielsweise Wind-, Solar- oder Wasserzuflussprofil	% je Zeitscheibe
Wirtschaftliche und politische Parameter zu Energieträgern, Stoffen und Emissionen	
Brutto-Produktionsgrenzen, Minimum und Maximum	PJ, Mt CO_2
Netto-Produktionsgrenzen, Minimum und Maximum	PJ, Mt CO_2
Maximale und minimale Importe nach Region	PJ
Maximale und minimale Exporte nach Region	PJ
Steuern und Subventionen	Fr./GJ, Fr./tCO_2
Bereitstellungs- und variable Kosten	Fr./GJ

Die exogenen Parameter geben nicht vor, welche Technologie tatsächlich eingesetzt wird oder wie eine Handelskapazität genutzt wird. Sie begrenzen vielmehr die verfügbaren Optionen. Innerhalb dieser Grenzen bestimmt STEM die in **Tab. 59** aufgeführten Grössen endogen. Dies gilt beispielsweise für den Ausbau neuer Nuklearklassen, die tatsächlichen Stromimporte und -exporte sowie den Einsatz von Speichern und Flexibilität.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 59: Wichtigste endogene Ergebnisvariablen von STEM. Die Variablen beschreiben die kostenoptimale Systemlösung unter den jeweiligen Annahmen zum Entwicklungspfad, zur Nuklearvariante und zur Sensitivität.

Variablenbeschreibung	**Einheit**
Kapazitätszubau nach Jahr, Technologie und Sektor	GW, Fahrzeuge
Vorzeitig stillgelegte Kapazität nach Jahr, Technologie und Sektor	GW, Fahrzeuge
Insgesamt ausser Betrieb genommene Kapazität nach Jahr, Technologie und Sektor	GW, Fahrzeuge
Installierte Gesamtkapazität nach Jahr, Technologie und Sektor	GW, Fahrzeuge
Aktivitätsniveau nach Jahr, Technologie und Sektor	PJ, Fahrzeugkilometer
Energieverbrauch nach Jahr, Zeitscheibe, Energieträger, Technologie und Sektor	PJ
Energieproduktion nach Jahr, Zeitscheibe, Energieträger, Technologie und Sektor	PJ
Emissionen nach Jahr, Zeitscheibe, Schadstoff, Technologie und Sektor	Mt CO_2-Äq.
Einspeicherung nach Jahr, Zeitscheibe, Energieträger, Speichertechnologie und Sektor	PJ
Importe nach Jahr, Herkunftsregion, Zeitscheibe und Energieträger	PJ
Ausspeicherung nach Jahr, Zeitscheibe, Energieträger, Speichertechnologie und Sektor	PJ
Exporte nach Jahr, Zielregion, Zeitscheibe und Energieträger	PJ
Energiedienstleistungsnachfrage nach Jahr, Zeitscheibe, Sektor und Endanwendung	PJ
Lastprofile nach Jahr, Zeitscheibe, Energieträger, Sektor und Endanwendung	PJ
Investitionskosten nach Jahr und Technologie	MCHF
Fixe Betriebs- und Wartungskosten nach Jahr und Technologie	MCHF
Variable Betriebs- und Wartungskosten nach Jahr und Technologie	MCHF
Baukosten nach Jahr und Technologie	MCHF
Rückbaukosten nach Jahr und Technologie	MCHF
Import- und Exportkosten nach Jahr und Nachbarregion	MCHF
Bereitstellungskosten nach Jahr und Energieträger	MCHF
Steuern und Subventionen nach Jahr und Technologie bzw. Energieträger	MCHF
Investitionsausgaben nach Jahr und Technologie	MCHF
Grenzkosten eines Energieträgers bzw. einer Emission	Fr./GJ, Fr./tCO_2

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Ergebnisvariablen sind jeweils für konsistent abgegrenzte Modellfälle zu vergleichen. Eine Veränderung zwischen zwei Fällen kann nur dann einer Nuklearvariante oder einer Sensitivität zugerechnet werden, wenn der Entwicklungspfad und die übrigen Annahmen unverändert bleiben. Die entsprechenden Vergleichsregeln werden in Abschnitt 4.5 erläutert.

8.2.2 Makroökonomisches GEM-E3-CH

Dieser Abschnitt ergänzt die Modellbeschreibung und die STEM–GEM-E3-CH-Schnittstelle in Abschnitt 4.2.3, die Abgrenzung zur Projektfinanzierung in Abschnitt 4.3.5 sowie die Kalibrierungs- und Schnittstellenprüfungen in Abschnitt 4.4.2. Im Mittelpunkt stehen die Datenbasis, die sektorale Auflösung sowie die exogenen Eingaben und endogenen Ergebnisgrössen von GEM-E3-CH. Die aus STEM übertragenen Grössen werden als Eingaben verarbeitet; eine iterative Rückkopplung der makroökonomischen Ergebnisse an STEM erfolgt nicht.

8.2.2.1 Ausführliche Beschreibung des GEM-E3-CH-Datenrahmens und der Kalibrierung

Das GEM-E3-CH benötigt eine breite und intern konsistente Datenbasis, um die Schweizer Wirtschaftsstruktur und deren Verflechtungen mit dem Ausland abzubilden. Dazu gehören insbesondere Sozialrechnungsmatrizen (Social Accounting Matrices, SAM), bilaterale Handels-, Investitions- und Konsummatrizen, Energiebilanzen, Emissions- und Schadstoffdaten, demografische und arbeitsmarktbezogene Statistiken, fiskalische Variablen sowie weitere makroökonomische Indikatoren. Die Datenbasis wurde hauptsächlich aus Daten des Bundesamts für Statistik (BFS) und der Datenbank des Global Trade Analysis Project (GTAP) aufgebaut (BFS, 2026; Aguiar et al., 2022). Die BFS-Daten liefern die Detailtiefe für die Schweizer Wirtschaftsstruktur, während GTAP die internationale Konsistenz des multiregionalen Modells gewährleistet.

GTAP v11 war zum Zeitpunkt der Kalibrierung die mit der Modellstruktur kompatible, international konsistente Datenbasis. Die GTAP-Daten werden für die Schweiz nicht unverändert übernommen, sondern mit aktuellen BFS-Daten, Energie- und Emissionsstatistiken sowie weiteren makroökonomischen Informationen abgeglichen. Die jüngsten vollständig kompatiblen GTAP- und BFS-Ausgangsdaten beziehen sich auf das Jahr 2017. Sie werden auf die neueste verfügbare Schweizer Input-Output-Struktur abgestimmt und für den Beginn der Simulationsperiode auf 2020 rekalibriert. Dabei werden insbesondere die Anteilsparameter angepasst, die die sektorale Struktur der Schweizer Wirtschaft beschreiben.

Die Schweizer Sozialrechnungsmatrix wurde an die sektorale Gliederung von GEM-E3-CH angepasst. Der Energiesektor wurde in die Stromversorgung und die brennstoffspezifische Stromerzeugung unterteilt; die Ausrüstungssektoren wurden um Industrien, die klimafreundliche Energietechnologien nutzen, erweitert. Diese Verfeinerung ermöglicht es, umfangreiche

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Investitionen im Stromsektor, einschliesslich neuer Kernkraftwerke, differenziert in den gesamtwirtschaftlichen Zusammenhang einzuordnen.

Für die Kalibrierung der dynamischen Beziehungen werden zusätzlich Zeitreihen zu Kapitalakkumulation, Investitionen, Finanztransaktionen und weiteren Bestands-Fluss-Beziehungen verwendet. Ergänzende Daten umfassen unter anderem BIP, Bevölkerung, Steuersätze, Arbeitslosigkeit, Erwerbsbevölkerung, Inflation, Kapitalstock, Energiebilanzen sowie Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Techno-ökonomische Annahmen zu Stromerzeugungstechnologien und Energiemengen werden mit STEM harmonisiert, damit GEM-E3-CH dieselben Energiesystempfade makroökonomisch bewertet.

Die Sozialrechnungsmatrix erfasst die monetären Flüsse zwischen Produktionssektoren, Primärfaktoren und wirtschaftlichen Akteuren im Basisjahr. Sie bildet damit die buchhalterische Grundlage, um zu untersuchen, wie Energiepreisänderungen, Investitionen oder politische Instrumente über Vorleistungsverflechtungen, Einkommen, Konsum, Handel und öffentliche Finanzen wirken. Ergänzend ordnet die Konsummatrix in **Tab. 63** die Haushaltsausgaben den liefernden Produktionssektoren und den Verwendungszwecken gemäss der Klassifikation der individuellen Konsumausgaben nach Verwendungszwecken (COICOP) zu. Der Haushaltskonsum umfasst den privaten Verbrauch einschliesslich unterstellter Mieten für selbstgenutztes Wohneigentum, Naturaleinkommen und Konsum eigener Produktion. In GEM-E3-CH wird der Haushaltssektor mit privaten Organisationen ohne Erwerbszweck zusammengefasst, da keine ausreichend detaillierten Daten für eine getrennte Abbildung vorliegen. Die Datengrundlage stammt aus detaillierten BFS-Angaben zu Investitionen und Konsumausgaben.[116]

Für die vorliegende Studie ist zudem die Investitionsmatrix in **Tab. 60** zentral. Sie ordnet Investitionen in Stromerzeugungstechnologien den Wirtschaftssektoren zu, die Bauleistungen, Ausrüstungsgüter, Dienstleistungen sowie weitere Kapitalgüter bereitstellen. Da solche Matrizen nicht unmittelbar vollständig verfügbar sind, werden Angaben zu Bruttoanlageinvestitionen, sektorspezifischem Investitionsbedarf und Produktstrukturen kombiniert und mit einem RAS-Verfahren konsistent ausgeglichen (Stone, 1962; Stone & Brown, 1962; Bacharach, 1970). Für Stromerzeugungstechnologien wurden zusätzlich Kostenstrukturangaben der U.S. Energy Information Administration, IRENA-Daten sowie ingenieurtechnische Informationen herangezogen (US EIA, 2020; IRENA, 2020).

Die Investitionsstrukturen unterscheiden sich deutlich je nach Technologie. Wasserkraft und Photovoltaik sind vergleichsweise bauintensiv, während Windkraft, Biomasse und CCS-Optionen stärker auf Ausrüstungsgüter angewiesen sind. Kernenergie stellt bedeutende Anforderungen an Bau, Ausrüstung und Dienstleistungen. Für Kernkraftinvestitionen wurde die Zuordnung zu Schweizer Wirtschaftssektoren auf Grundlage der neuesten verfügbaren Schweizer Input-Output-Tabelle weiter verfeinert. Die Gesamtinvestition eines Kernkraftwerksprojekts

116 https://www.bfs.admin.ch/bfs/en/home/statistics/national-economy/national-accounts/investment-consumption-expendidure.assetdetail.27065128.html

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

wurde nach liefernden Sektoren und Kostenblöcken wie Standortarbeiten, nuklearem Primärkreislauf, Turbineninsel, Nebenanlagen sowie eigentümerseitigen Kosten aufgeschlüsselt. Als methodische Referenzen dienten unter anderem die Lieferkettenübersicht des Nuclear Energy Institute, die OECD-NEA-Studie *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear* und der Bericht *Projected Costs of Generating Electricity 2020* von IEA und NEA (NEI, 2020; OECD/NEA, 2020; IEA/NEA, 2020). Zusätzlich wurden Importanteile je Produktkategorie berücksichtigt, um die inländischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte nicht zu überschätzen. Auf dieser Grundlage wurden Multiplikatoren der Typen I und II für Produktion, Bruttowertschöpfung und Beschäftigung berechnet; der Typ II umfasst zusätzlich induzierte Konsumeffekte.

Tab. 60: Illustrative Investitionsmatrix für Stromerzeugungstechnologien. Dargestellt ist der prozentuale Beitrag der wichtigsten liefernden Sektoren zu den Gesamtinvestitionskosten. Unterschiedliche Investitionsstrukturen und Importanteile führen dazu, dass Technologien mit vergleichbarer Stromproduktion unterschiedliche makroökonomische Wirkungen auslösen können.

Stromerzeugungs-technologie	Code	Bau-leistungen	Aus-rüstungs-güter	Dienst-leistungen	Summe
Kohle	PGT01	23 %	56 %	22 %	100 %
Öl	PGT02	23 %	56 %	22 %	100 %
Gas	PGT03	17 %	61 %	22 %	100 %
Kernenergie	PGT04	28 %	40 %	32 %	100 %
Biomasse	PGT05	23 %	57 %	20 %	100 %
Wasserkraft	PGT06	65 %	19 %	16 %	100 %
Wind	PGT07	25 %	55 %	20 %	100 %
PV	PGT08	36 %	57 %	7 %	100 %
Kohle mit CCS	PGT10	23 %	56 %	22 %	100 %
Gas mit CCS	PGT11	17 %	61 %	22 %	100 %
Geothermie	PGT09	23 %	56 %	22 %	100 %

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von US-EIA (2020), IRENA (2020), ingenieurtechnischen Kosteninformationen und ergänzenden Annahmen zu Importanteilen. Abweichungen von 100 % sind rundungsbedingt.

Auch die Handelsdaten werden konsistent in den Datenrahmen eingebunden. GEM-E3-CH verwendet bilaterale Handelsmatrizen für alle abgebildeten Güter einschliesslich Zölle und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Transportkosten. Exporte werden zu Preisen «frei an Bord» (f.o.b.) bewertet, also ohne internationale Transport- und Versicherungskosten bis zum Zielland. Importe werden zu Preisen einschliesslich Kosten, Versicherung und Fracht (c.i.f.) bis zur Grenze des Importlandes bewertet. Diese Unterscheidung ist relevant, weil Investitionen in neue Stromerzeugungstechnologien je nach Importanteil unterschiedliche inländische Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auslösen.

Nach dem Aufbau der Datenbasis wird GEM-E3-CH für die Szenarioanalyse kalibriert und parametrisiert. Das Kalibrierungsmodul reproduziert die beobachtete Struktur des Basisjahres und initialisiert die verzögerten Variablen für die rekursiv-dynamische Modellierung. Zusätzlich werden Elastizitäten festgelegt, die nicht direkt beobachtbare Verhaltens- und Substitutionsbeziehungen beschreiben. Dazu gehören insbesondere Handelselastizitäten gemäss der Armington-Annahme, Substitutionselastizitäten in der Produktion sowie Preis- und Einkommenselastizitäten der Haushaltsnachfrage.

Tab. 61 unterscheidet die zentralen exogenen Eingaben von den endogenen Ergebnissen. Die aus STEM übernommenen Grössen zu Stromsektor, Investitionen, Endenergie, Energiepreisen sowie Steuern und Subventionen bilden die einseitige Modellschnittstelle. GEM-E3-CH berechnet daraus unter anderem Produktion, Beschäftigung, Konsum, Handel, Preise, BIP und Wohlfahrtsindikatoren. Diese makroökonomische Bewertung ist von einer Analyse der Finanzierbarkeit eines konkreten Kraftwerksprojekts zu unterscheiden.

Tab. 61: Wichtigste exogene Parameter und endogene Output-Variablen von GEM-E3-CH.

Kategorie	Variable bzw. Beschreibung	Behandlung in GEM-E3-CH
Bevölkerung	Gesamtbevölkerung	Exogen
Bevölkerung	Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter	Exogen
Präferenzen	Einkommenselastizitäten nach Sektor	Exogen
Handelsannahmen	Armington-Elastizitäten	Exogen
Preise fossiler Energieträger	Öl- und Gaspreise	Exogen
Klimapolitik	CO_2-Steuer bzw. Preis von Emissionsrechten	Exogen
Emissionsziele	Emissionsobergrenzen oder Reduktionspfade	Exogen
Stromsektor	Stromerzeugungsmix nach Technologie	Exogen – Eingabe aus STEM
Investitionen in klimafreundliche und spezifische Technologien	Technologiespezifische Investitionen	Exogen – Eingabe aus STEM
Energienachfrage	Sektoraler Endenergieverbrauch nach Energieträger	Exogen – Eingabe aus STEM
Energiepreise	Strompreise vor und nach Steuern	Exogen – Eingabe aus STEM
Energiebesteuerung	Energiesteuern und Subventionen	Exogen – Eingabe aus STEM
Produktion	Gesamtwirtschaftliche und sektorale Aktivitätsniveaus	Endogen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kategorie	Variable bzw. Beschreibung	Behandlung in GEM-E3-CH
Inländische Nachfrage	Gesamtwirtschaftliche und sektorale Nachfrage	Endogen
Arbeitsnachfrage	Sektorale Beschäftigung	Endogen
Haushaltsnachfrage	Haushaltskonsum nach Verwendungszweck	Endogen
Handelsergebnisse	Importe und Exporte insgesamt und nach Sektor	Endogen
Emissionen	Gesamte und sektorale Treibhausgasemissionen	Endogen
Makroökonomie	BIP, Konsum und Investitionen	Endogen
Preise und Kosten	Kapitalkosten, Verbraucherpreise und Produktionsstückkosten	Endogen
Arbeitsmarkt	Arbeitslosigkeit, Löhne und durchschnittliche Lohnsätze	Endogen
Wohlfahrt	Wohlfahrtsindikatoren der Haushalte	Endogen

Die sektorale Gliederung in **Tab. 62** verbindet die allgemeine Wirtschaftsstruktur mit einer detaillierten Darstellung der Energieversorgung sowie der für die Transformation relevanten Ausrüstungsindustrien. Dadurch lassen sich Investitionen in Kernenergie, erneuerbare Energien, CO_2-Abscheidung, Batterien, Elektrofahrzeuge und weitere Technologien den jeweiligen Liefersektoren zuordnen.

Tab. 62: Sektorale Aggregation des GEM-E3-CH-Modells.

Bereich	Code	Sektor
Landwirtschaft	AGR01	Landwirtschaft
Energie	ENE01	Kohle
Energie	ENE02	Rohöl
Energie	ENE03	Ölprodukte
Energie	ENE04	Gas
Energie	ENE05	Stromversorgung
Energie	ENE06	Feste Biomasse
Energie	ENE07	Biokraftstoffe
Energie	ENE08	Wasserstoff
Energie	ENE09	Klimaarmes Gas
Verkehr	TRA01	Lagerhaltung
Verkehr	TRA02	Luftverkehr
Verkehr	TRA03	Landverkehr
Verkehr	TRA04	Schiffsverkehr
Dienstleistungen	SRV01	Marktbestimmte Dienstleistungen
Dienstleistungen	SRV02	Nicht marktbestimmte Dienstleistungen
Dienstleistungen	SRV03	Forschung und Entwicklung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bereich	Code	Sektor
Industrie	IND01	Metallerzeugung und -bearbeitung
Industrie	IND02	Metallerzeugnisse
Industrie	IND03	Chemische Erzeugnisse
Industrie	IND04	Pharmazeutische Erzeugnisse
Industrie	IND05	Gummi- und Kunststoffwaren
Industrie	IND06	Papierwaren und Verlagswesen
Industrie	IND07	Nicht metallische Mineralprodukte
Industrie	IND08	Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische Erzeugnisse
Industrie	IND09	Elektrische Ausrüstungen
Industrie	IND10	Maschinen und Ausrüstungen
Industrie	IND11	Verkehrsmittel ohne Elektrofahrzeuge
Industrie	IND12	Sonstige Ausrüstungsgüter
Industrie	IND13	Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren
Industrie	IND14	Textilien
Industrie	IND15	Holzprodukte
Industrie	IND16	Baugewerbe
Industrie	IND17	Batterien
Industrie	IND18	Ausrüstung für Elektrofahrzeuge
Industrie	IND19	Fortschrittliche Elektrogeräte
Industrie	IND20	Fortschrittliche Heiz- und Kochgeräte
Industrie	IND21	Ausrüstung für Windenergieanlagen
Industrie	IND22	Ausrüstung für Photovoltaikanlagen
Industrie	IND23	Ausrüstung für Kraftwerke mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
Industrie	IND24	CO_2-Abscheidung
Stromerzeugung	PGT01	Kohlekraft
Stromerzeugung	PGT02	Ölkraft
Stromerzeugung	PGT03	Gaskraft
Stromerzeugung	PGT04	Kernenergie
Stromerzeugung	PGT05	Biomasse
Stromerzeugung	PGT06	Wasserkraft
Stromerzeugung	PGT07	Windenergie
Stromerzeugung	PGT08	Photovoltaik
Stromerzeugung	PGT09	Geothermie
Stromerzeugung	PGT10	Kohlekraft mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
Stromerzeugung	PGT11	Gaskraft mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
Stromerzeugung	PGT12	Biomasse mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 63 zeigt, aus welchen Produktionssektoren die Güter und Dienstleistungen der einzelnen Konsumkategorien stammen. Die Werte geben Prozentanteile innerhalb einer Konsumkategorie an; jede Spalte summiert sich rundungsbedingt auf etwa 100 %.

Tab. 63: Konsummatrix in GEM-E3-CH. Prozentuale Zuordnung der Haushaltsausgaben nach Verwendungszweck zu den liefernden Produktionssektoren. Die Sektorcodes sind in **Tab. 62** definiert.

	Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren	Bekleidung und Schuhe	Wohnen und Wasserversorgung	Brennstoffe und Strom	Haushaltsausstattung und Haushaltsführung ohne Heiz- und Kochgeräte	Heiz- und Kochgeräte	Medizinische Versorgung und Gesundheit	Kauf von Fahrzeugen	Betrieb von Fahrzeugen	Verkehrsdienstleistungen	Kommunikation	Freizeitdienstleistungen	Sonstige Waren und Dienstleistungen	Bildung
AGR01	8,7	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0
ENE01				0,0										
ENE02				0,0										
ENE03				8,0					15,0					
ENE04				3,4										
ENE05				22,2					0,0					
ENE06				0,0										
ENE07									0,1					
ENE08				0,0					0,0					
ENE09				0,0										
IND01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND02	0,0	1,2	0,0	0,1	1,7	1,7	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0
IND03	0,1	0,0	0,1	0,1	1,1	0,0	0,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0
IND04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
IND05	0,0	1,1	0,0	0,0	1,0	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
IND06	0,3	1,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0
IND07	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND08	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	0,0	0,8	0,0	1,8	0,0	2,3	0,0	0,5	0,0
IND09	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	22,7	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
IND10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	2,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	38,5	3,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
IND12	0,0	3,3	0,0	0,0	8,4	0,0	13,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	3,2	0,0
IND13	75,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
IND14	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND16	0,0	0,0	3,1	0,0	2,3	23,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IND18								1,0						
IND19					0,0									
IND20						0,0								
TRA01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
TRA02	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49,6	0,0	0,1	0,0	0,1
TRA03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,6	0,0	8,4	0,0	0,1

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

TRA04										13,0				
SRV01	15,9	91,8	96,5	66,3	74,5	48,5	71,9	60,2	73,8	1,8	97,5	89,7	94,0	88,5
SRV02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,3	9,2
SRV03														2,1

8.2.3 Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewertung – Lebenszyklusanalyse

Dieser Abschnitt ergänzt den methodischen Rahmen der prospektiven Lebenszyklusanalyse in Abschnitt 4.2.4 und die Schnittstellenkontrolle in Abschnitt 4.4.2. Er dokumentiert die Überführung der Szenarioergebnisse in LCA-Produktionspfade, die verwendeten Nuklearinventare sowie die Wirkungsindikatoren. Die Angaben dienen der Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse in Abschnitt 4.8; für ihre Interpretation gelten die Systemgrenzen aus **Tab. 29** und die Regeln aus Abschnitt 4.5.

8.2.3.1 Szenarioüberführung und Zuordnung der Produktionspfade

Die Ergebnisse aus STEM und GEM-E3-CH werden in ein strukturiertes Szenariodatenpaket für die prospektive Lebenszyklusanalyse überführt. Dieses enthält die Entwicklungspfade, Modelljahre, Mengen- und Effizienzentwicklungen, die Zuordnung der Modellvariablen zu Aktivitäten in ecoinvent sowie die Marktdefinitionen für das Schweizer Energiesystem. Erfasst werden sowohl Angebotsbereiche wie Stromerzeugung, Importe, Wasserstoff- und synthetische Kraftstoffproduktion sowie Fernwärme als auch Endanwendungen in Haushalten, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr.

Insgesamt wurden 205 Produktionspfade mit ecoinvent-Datensätzen verknüpft. Zusätzlich werden zeitabhängige Effizienzentwicklungen aus STEM in den entsprechenden LCA-Prozessen berücksichtigt. Für die internationalen Hintergrundsysteme werden die Schweizer Entwicklungspfade mit einem globalen REMIND-Pfad kombiniert, der von einem kumulierten CO_2-Budget von 1000 Gt im 21. Jahrhundert ausgeht und einem 2-°C-orientierten Entwicklungspfad bis 2100 entspricht (Baumstark et al., 2021). Dadurch verändern sich auch ausländische Stromsysteme, die Materialproduktion und die Lieferketten im Laufe der Zeit.

Für die Modelljahre 2020 bis 2070 werden zeit- und szenariospezifische prospektive LCA-Datenbanken erzeugt. Die Nuklearpfade werden dadurch im Kontext einer sich verändernden globalen Wirtschaft und nicht vor dem Hintergrund statischer heutiger Produktions- und Lieferketten bewertet.

Importierte Energieträger, Materialien und Technologien werden somit nicht als zeitlich unverändert behandelt, sondern als Teil einer sich wandelnden internationalen Produktionsstruktur. Dies ist insbesondere für Photovoltaik, Wasserstoff, synthetische Energieträger und nukleare

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Lieferketten relevant, deren Umweltwirkungen auch von der Dekarbonisierung ausländischer Stromsysteme sowie von Veränderungen in der Materialproduktion und den Lieferketten abhängen.

Tab. **64** zeigt repräsentative Beispiele der Zuordnung. Die originalen englischen ecoinvent-Datensatzbezeichnungen werden ausschliesslich als technische Identifikatoren beibehalten, damit die verwendeten Aktivitäten in der Datenbank eindeutig nachverfolgt werden können. Ihre inhaltliche Bedeutung wird in der deutschen Technologiespalte erläutert.

Tab. 64: Beispiele für die Zuordnung zwischen STEM-Variablen und den in Premise verwendeten ecoinvent-Datensätzen. Die Zuordnung verbindet die Energiesystemergebnisse mit den entsprechenden Produktions-, Import- und Endanwendungspfaden der prospektiven LCA.

STEM-Variable	Interpretierte Technologie bzw. Energieträger	In Premise verwendeter ecoinvent-Datensatz – Originalbezeichnung	Funktion bei der Szenarioüberführung
Stromerzeugung|Wasserkraft|Laufwasser	Laufwasserkraft	electricity production, hydro, run-of-river	Stromerzeugungspfad
Stromerzeugung|Kernbrennstoff|Siedewasser	Kernstrom aus Siedewasserreaktoren	electricity production, nuclear, boiling water reactor	Stromerzeugungspfad
Stromerzeugung|Kernbrennstoff|Druckwasser	Kernstrom aus Druckwasserreaktoren	electricity production, nuclear, pressure water reactor	Stromerzeugungspfad
Stromerzeugung|Kernbrennstoff|EPR	Kernstrom aus EPR	electricity production, nuclear, EPR	Stromerzeugungspfad
Stromerzeugung|Kernbrennstoff|SMR	Kernstrom aus SMR	electricity production, nuclear, SMR	Stromerzeugungspfad
Stromerzeugung|Gas|Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk	Strom aus Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken	electricity production, natural gas, combined cycle power plant	Stromerzeugungspfad und Aktualisierung des Wirkungsgrads
Importe|Elektrizität	Importierter Strom	electricity import, from neighboring countries	Importpfad
Inländische Wasserstoffproduktion|Elektrizität|-PEM-Elektrolyse, Grossanlage	Inländischer Wasserstoff aus Elektrolyse	hydrogen production, gaseous, 30 bar, from PEM electrolysis, from grid electricity	Inländische Brennstoffproduktion
Inländische PtG- und PtL-Produktion|PtL|PtL-Diesel	Synthetischer Diesel	diesel production, synthetic, Fischer Tropsch process, hydrogen from electrolysis, energy allocation	Inländische Produktion synthetischer Brennstoffe

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

STEM-Variable	Interpretierte Technologie bzw. Energieträger	In Premise verwendeter ecoinvent-Datensatz – Originalbezeichnung	Funktion bei der Szenarioüberführung
Wärme aus KWK und Heizwerken|Fernwärme-|Heizwerke|Gas	Fernwärme aus Gas	heat production, natural gas, at boiler condensing modulating >100kW	Fernwärmebereitstellung
Brennstoffverbrauch in Industriesektoren|Elektrizität|Elektroboiler	Industrielle Elektrowärme	electricity, used in industrial electric boiler	Industrielle Endenergieanwendung

Tab. 65 zeigt die Abdeckung der Zuordnung pro Sektor. Die grösste Zahl einzelner Pfade entfällt auf die Strombereitstellung, während die übrigen Pfade die Endanwendungen sowie die Bereitstellung bzw. Einfuhr von Brennstoffen und Wärme abbilden. Damit wird nicht nur der Kraftwerkspark, sondern auch der gesamte in STEM modellierte Transformationspfad in die Umweltbewertung überführt.

Tab. 65: Abdeckung der STEM–LCA-Zuordnung nach Sektor. Insgesamt werden 205 Produktions-, Import- und Endanwendungspfade erfasst.

Sektor bzw. Zuordnungsgruppe	Anzahl zugeordneter Pfade	Abgedeckte Bereiche
Strombereitstellung	52	Wasserkraft, Kernenergie, Gas, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse, Speicher und Importe
Endanwendungen im Verkehr	32	Personenwagen, leichte und schwere Nutzfahrzeuge, Busse, Reisebusse, Strassenbahnen, Trolleybusse, Zweiräder und sonstiger Verkehr
Endanwendungen in Haushalten	25	Wärme- und Brennstoffnutzung der Haushalte über verschiedene Energieträger und Technologien
Inländische Brennstoffbereitstellung und -umwandlung	25	Wasserstoff, Biogas, PtG/PtL, Ethanol, Biodiesel, Verknüpfungen zum Strommarkt und Biomassebereitstellung
Endanwendungen in der Industrie	24	Industrielle Prozesswärme und Brennstoffnutzung
Brennstoff- und Stromimporte	16	Importierter Strom, Gas, Wasserstoff, Diesel, Benzin, Kerosin und synthetische Brennstoffe
Endanwendungen im Dienstleistungssektor	16	Wärme- und Brennstoffnutzung im Dienstleistungssektor
Fernwärme- und KWK-Bereitstellung	15	Fernwärme-KWK und Heizwerke mit Gas, Öl, Holz, Abfall, Geothermie, Wärmepumpen und weiteren Technologien

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Bei der Überführung werden Einheiten, Modelljahre, Technologien und Energieträger abgeglichen. Überschneidungen zwischen den Szenarioergebnissen und den Lebenszyklusinventaren werden bereinigt, damit bereits im Energiesystemmodell erfasste Vorleistungen nicht erneut über die LCA-Lieferketten gezählt werden. Die Zuordnung unterstützt damit die in Abschnitt 4.4 beschriebenen Schnittstellen- und Konsistenzprüfungen.

8.2.3.2 Technische Parameter und Systemgrenzen der Nuklearinventare

Die für die modellierten Nukleartechnologien verwendeten Inventare unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Datengrundlage, technologischen Repräsentativität, geografischen Abdeckung und Datenreife. **Tab. 66** dokumentiert die im Premise–Pathways-Arbeitsablauf verwendeten LCA-Datensätze, die Grundlage und den Umfang der Inventare, die zentralen technischen Annahmen und Quellen sowie die wichtigsten Aussagegrenzen.

Als Bezugsfluss der nuklearen Produktionsinventare dient jeweils 1 kWh erzeugten Stroms. Bei den Schweizer Siedewasser- und Druckwasserreaktoren entspricht dies 1 kWh Hochspannungsstrom an der Kraftwerks-Sammelschiene. Für die Berechnung der Entwicklungspfade werden die Inventare mit den in STEM bestimmten Stromerzeugungsmengen verknüpft. Bei der Einbindung in Premise und Pathways werden die vorgelagerten Lieferketten mit den zeit- und szenariospezifischen Hintergrundsystemen verbunden. Dadurch verändern sich die Umweltwirkungen der Bereitstellung von Strom, Materialien, Brennstoffen und Transportleistungen im Zeitverlauf. Soweit keine technologiespezifischen zeitabhängigen Daten vorliegen, bleiben die in **Tab. 66** ausgewiesenen technischen Annahmen des jeweiligen Reaktorinventars unverändert.

Für Siedewasserreaktoren (BWR) und Druckwasserreaktoren (PWR) werden ecoinvent-3.12-Datensätze zur Schweizer Hochspannungsstromproduktion aus Kernenergie verwendet (Dones, 2007; Wernet et al., 2016). Die von Karin Treyer erstellten und auf Dones (2007) basierenden Datensätze sind für den Zeitraum 1990–2025 dokumentiert und folgen dem ecoinvent-Systemmodell «allocation, cut-off». Ihre Systemgrenze reicht vom errichteten, betriebsbereiten Kraftwerk und der Brennstoffbereitstellung, einschliesslich der vorgelagerten Prozesse, bis zur Erzeugung von 1 kWh Hochspannungsstrom an der Kraftwerks-Sammelschiene. Erfasst werden insbesondere die Brennstoffketten, der Kraftwerksbetrieb, Hilfsstoffe und Kühlwasser, radioaktive Emissionen, abgebrannte Brennelemente sowie die Behandlung und Entsorgung radioaktiver und nicht radioaktiver Abfälle.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Für neue Reaktortypen werden spezifische wissenschaftliche Inventare verwendet. Das EPR-Inventar repräsentiert einen grossen Reaktor der Generation III/III+ (Simons & Bauer, 2012). Das SMR-Inventar stellt eine aus dem PWR-Inventar abgeleitete Näherung dar (Krall et al., 2022). Für Nuklearklasse 5 – AMR liegt kein eigenständiges, ausreichend belastbares Inventar vor; sie wird daher ebenfalls durch das SMR-Inventar angenähert.

Die in Tab. **66** angegebenen Lebensdauern, Leistungen, Abbrände und weitere Parameter beschreiben die verwendeten LCA-Inventare. Sie sind von den technischen und zeitlichen Annahmen zu unterscheiden, mit denen STEM den Betrieb und die Stilllegung bestehender Anlagen sowie die Verfügbarkeit neuer Nuklearklassen modelliert. Insbesondere bestimmen die in den Inventaren hinterlegten Lebensdauern nicht die Betriebsdauer der Anlagen in STEM.

Alle Inventare beziehen sich auf den Normalbetrieb und die in den jeweiligen Datensätzen abgebildeten Lieferketten. Radioaktive Stoff- und Abfallströme, abgebrannte Brennelemente sowie deren Behandlung und Entsorgung, einschliesslich der geologischen Endlagerung, werden berücksichtigt, soweit sie in den jeweiligen Inventaren enthalten sind. Daraus lassen sich jedoch weder standortspezifische Langzeitsicherheitsnachweise noch Aussagen über Kapazität, Kosten oder die institutionelle Ausgestaltung eines schweizerischen Tiefenlagers ableiten. Schwere Nuklearunfälle, Sabotage- und Kriegsszenarien, standortspezifische Kühlwasser- und Sicherheitsfragen sowie langfristige Governance-Fragen der Entsorgung bleiben gemäss Tab. 29 ausserhalb der quantitativen LCA.

Die prospektive Aktualisierung der Hintergrundsysteme verbessert die zeitliche Konsistenz, beseitigt jedoch nicht die Unterschiede im Datenzeitraum, im geografischen Bezug, in der technologischen Spezifität und in der Datenreife der Inventare. Kleine Unterschiede zwischen Nuklearklassen sollten deshalb insbesondere bei SMR und Nuklearklasse 5 – AMR nicht als belastbare Rangfolge konkreter Reaktordesigns interpretiert werden. Aussagekräftiger sind die Grössenordnung der Umweltwirkungen, ihre Entwicklung im Zeitverlauf und ihre Einordnung im Vergleich der untersuchten Entwicklungspfade.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 66: Überblick über die verwendeten Lebenszyklusinventare der modellierten Nukleartechnologien. Die Tabelle zeigt, welche LCA-Datensätze für die in STEM berücksichtigten Nuklearklassen verwendet wurden. Die Inventare unterscheiden sich hinsichtlich technologischer Repräsentativität, Detailtiefe und Datenreife. Die Zeile zu Nuklearklasse 5 – AMR ist als methodische Annäherung zu verstehen, da hierfür keine eigene belastbare Lebenszyklusbilanz vorlag.

Modellierte Technologie	In Premise verwendeter LCA-Datensatz	Grundlage des Inventars	Hauptumfang	Zentrale Annahmen	Technologische Repräsentativität und Aussagegrenzen	Hauptquelle / Autor/-innen
Stromerzeugung, Kernenergie, Siedewasserreaktor (BWR)	ecoinvent 3.12, Schweizer BWR-Datensatz	Schweizer ecoinvent-Datensatz für Hochspannungsstrom aus Kernenergie	1 kWh Hochspannungsstrom an der Kraftwerks-Busbar; umfasst Brennstoffkette, Kraftwerk, Betrieb, Hilfsstoffe, Kühlwasser, radioaktive Emissionen, abgebrannten Brennstoff sowie die Behandlung und Entsorgung radioaktiver und nicht radioaktiver Abfälle	Lebensdauer 40 Jahre; Abbrand 48,6 MWd/kgHM; Urananreicherung 3,8 %; betriebliche Emissionen auf Grundlage von Leibstadt und Mühleberg	Repräsentativ für die bestehende bzw. historische Schweizer BWR-Stromerzeugung und entsprechende Laufzeitpfade. Mögliche Auswirkungen zukünftiger Nachrüstungen oder sehr langer Laufzeiten werden nur berücksichtigt, soweit sie im Inventar enthalten sind.	Karin Treyer, basierend auf Dones (2007); Wernet et al. (2016)
Stromerzeugung, Kernenergie, Druckwasserreaktor (PWR)	ecoinvent 3.12, Schweizer PWR-Datensatz	Schweizer ecoinvent-Datensatz für Hochspannungsstrom aus Kernenergie	1 kWh Hochspannungsstrom an der Kraftwerks-Busbar; umfasst Brennstoffkette, Kraftwerk, Betrieb, Hilfsstoffe, Kühlwasser, radioaktive Emissionen, abgebrannten Brennstoff sowie die Behandlung und Entsorgung radioaktiver und nicht radioaktiver Abfälle	Lebensdauer 40 Jahre; Abbrand 53 MWd/kgHM; Urananreicherung 4,2 %; 8 % MOX-Brennstoff über die Lebensdauer; betriebliche Emissionen auf Grundlage von Gösgen und Beznau I/II	Repräsentativ für die bestehende bzw. historische Schweizer PWR-Stromerzeugung und entsprechende Laufzeitpfade. Nicht als Inventar eines neuen Gen III/III+-Reaktors zu interpretieren. Mögliche zukünftige Nachrüstungen werden nur berücksichtigt, soweit sie im Inventar enthalten sind.	Karin Treyer, basierend auf Dones (2007); Wernet et al. (2016)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Modellierte Technologie	In Prämisse verwendeter LCA-Datensatz	Grundlage des Inventars	Hauptumfang	Zentrale Annahmen	Technologische Repräsentativität und Aussagegrenzen	Hauptquelle / Autor/-innen
Stromerzeugung, Kernenergie, EPR/Gen III/III+	Projektspezifisch in den Prämisse–Pathways-Arbeitsablauf integriertes EPR-Inventar	Detaillierte wissenschaftliche Lebenszyklusanalyse eines EPR	1 kWh Strom einschliesslich Brennstoffkette, Kraftwerksbau, Betrieb und Stilllegung	Elektrische Leistung 1500 MWe; Wirkungsgrad 33,8 %; Lebensdauer 60 Jahre; Uran zu je 50 % aus konventionellem Bergbau und In-situ-Laugung; Uranananreicherung 4,8 %; Abbrand 60 MWd/kgHM	Repräsentiert einen grossen modernen Gen III/III+-Leichtwasserreaktor. Bildet ein bestimmtes EPR-Konzept ab, nicht die gesamte Bandbreite möglicher Gen III/III+-Designs, Standorte oder schweizerischer Projektbedingungen.	Simons und Bauer (2012)
Stromerzeugung, Kernenergie, SMR	Angepasstes PWR-basiertes Inventar	Aus einem PWR-Inventar abgeleitete Näherung für einen wassergekühlten SMR	1 kWh Strom auf Grundlage eines angepassten PWR-Inventars einschliesslich der darin erfassten Brennstoff-, Anlagen- und Abfallströme	Elektrische Leistung 160 MWe; aus einem PWR mit 1 GWe angenähert; Abbrand von 53 auf 34 MWd/kgHM reduziert; Lebensdauer 60 Jahre; Auslastungsfaktor 90 %; höhere Mengen an abgebranntem Brennstoff und schwachradioaktiven Abfällen	Ermöglicht eine Abschätzung der Grössenordnung der Lebenszykluswirkungen eines wassergekühlten SMR. Kein vollständig designspezifisches Inventar; die Ergebnisse hängen wesentlich von den Skalierungs-, Brennstoff- und Abfallannahmen ab.	Basierend auf Krall et al. (2022)
Stromerzeugung, Kernenergie, Nuklearklasse 5 – AMR	Verwendung des SMR-Datensatzes als Näherung	Kein eigenständiges belastbares Lebenszyklusinventar für AMR verfügbar	Dieselben im SMR-Inventar erfassten Lebenszyklusbestandteile; Verknüpfung der SMR-basierten Umweltintensität mit der modellierten Stromerzeugung der Nuklearklasse 5	Übernahme der Annahmen des SMR-Inventars; keine technologiespezifischen Annahmen zu AMR-Brennstoffen, Kühlmitteln, Materialien, Wirkungsgraden oder Abfallströmen	Erlaubt nur eine näherungsweise Bewertung des im Energiesystemmodell bestimmten AMR-Einsatzes. Keine technologiespezifische Lebenszyklusbewertung oder belastbare Rangfolge eines konkreten AMR-Designs.	Annahme dieser Studie auf Grundlage von Krall et al. (2022)

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.2.3.3 Wirkungsindikatoren, Datenverfügbarkeit und Reproduzierbarkeit

Die mit Pathways berechneten kumulierten Lebenszyklusinventare werden auf Systemebene in Umwelt- und Ressourcenindikatoren überführt. Untersucht werden die Entwicklungspfade und Nuklearklassen für den Zeitraum 2020–2070. Einzelne Ergebnisdarstellungen beginnen je nach Indikator und der Verfügbarkeit der Szenariodaten im Jahr 2025. Für die problemorientierten Midpoint-Indikatoren wird Environmental Footprint 3.1 verwendet (Andreasi Bassi et al., 2023). Berücksichtigt werden insbesondere:

- Klimaänderung: potenzieller Beitrag der lebenszyklusweiten Treibhausgasemissionen zur globalen Erwärmung über einen Zeithorizont von 100 Jahren, angegeben in CO_2-Äquivalenten;
- Ressourcenverbrauch von Mineralien und Metallen: potenzielle Beanspruchung abiotischer Ressourcen durch die Gewinnung und Nutzung mineralischer Rohstoffe;
- Netto-Süsswasserverbrauch: potenzielle Belastung der Wasserverfügbarkeit durch den lebenszyklusweiten Wasserverbrauch; nicht abgebildet werden standortspezifische Kühlwasserentnahmen und -restriktionen oder lokale thermische Auswirkungen auf Fliessgewässer;
- Landnutzung: Wirkungen der Flächeninanspruchnahme und der Flächentransformation über den Lebenszyklus.

Für die schadensorientierten Endpunktindikatoren Ökosystemqualität und menschliche Gesundheit wird ReCiPe 2016 verwendet (Huijbregts et al., 2016). Die Ökosystemqualität fasst insbesondere die Wirkungen der Landnutzung, der Ökotoxizität, der Eutrophierung, der Versauerung und der Klimaveränderung zusammen. Der Indikator menschliche Gesundheit aggregiert unter anderem die Wirkungen von Klimaänderung, Feinstaubbelastung, Toxizität, Ozonbildung und ionisierender Strahlung.

Für die Kernenergie werden die im Normalbetrieb anfallenden radioaktiven Stoffströme entlang der Lieferkette berücksichtigt. Dazu gehören Abfälle aus der Uranförderung und -aufbereitung sowie abgebrannte Brennelemente, soweit sie in den verwendeten Inventaren enthalten sind. Auch die im Normalbetrieb entlang der nuklearen Lieferkette freigesetzte ionisierende Strahlung und ihre Auswirkungen auf menschliche Gesundheit und Ökosysteme fliessen in die Wirkungsabschätzung ein. Schäden aus Nuklearunfällen sowie die weiteren in Tab. 29 abgegrenzten Aspekte werden dagegen nicht quantifiziert.

Midpoint-Indikatoren erfassen einzelne Umweltprobleme gezielt, während Endpunkt-Indikatoren diese zu übergeordneten Schadensdimensionen zusammenführen. Ihre Kombination ermöglicht sowohl die differenzierte Analyse einzelner Umweltwirkungen als auch die integrierte Einordnung der ökologischen und gesundheitlichen Belastungen der untersuchten Entwicklungspfade.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Premise und Pathways sind als Open-Source-Software verfügbar. Auch das projektspezifische Szenariodatenpaket und die Zuordnung zu den LCA-Aktivitäten wurden so dokumentiert, dass der Rechenweg grundsätzlich nachvollzogen werden kann. Eine vollständige Reproduktion setzt jedoch eine gültige Lizenz für die zugrunde liegende ecoinvent-Datenbank voraus. Die methodische Transparenz ist damit hoch, während die praktische Reproduzierbarkeit – wie bei vielen LCA-Studien – teilweise vom Zugang zu externen Hintergrunddaten abhängt.

8.2.4 Bewertung der Auswirkungen auf das Energiesystem

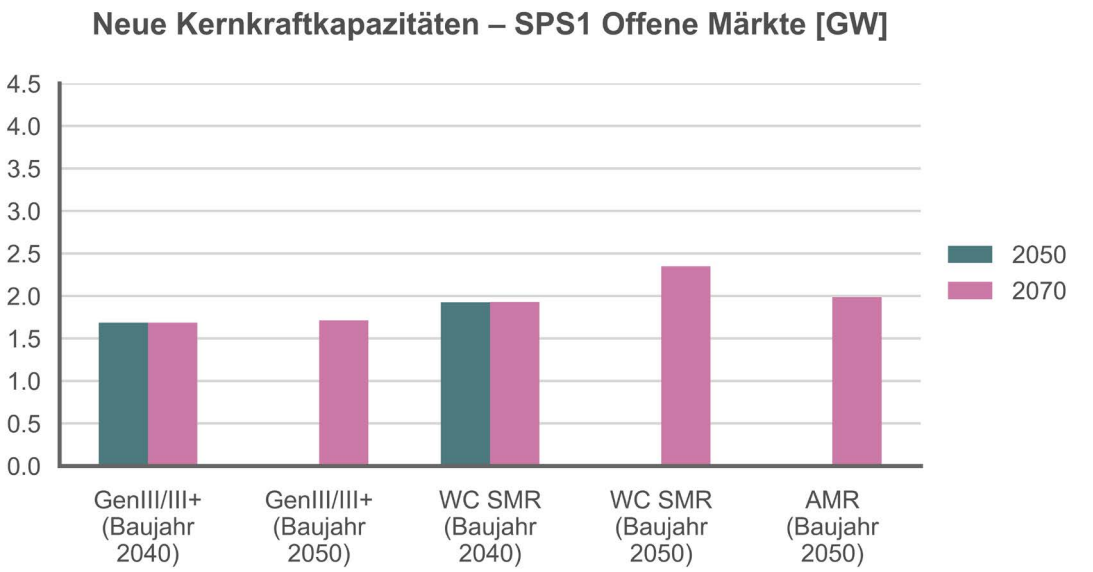
Dieser Abschnitt ergänzt die Ergebnisse der Abschnitte 4.6.1–4.6.4. Er enthält zusätzliche Auswertungen zur Abregelung von Solarstrom, zu den unter unterschiedlichen OCC-Annahmen installierten Kernkraftkapazitäten sowie zur zeitlichen Entwicklung der Strombereitstellung in den fünf Nuklearvarianten. Es handelt sich weder um zusätzliche Entwicklungspfade noch um eigenständige Prognosen. Die Abbildungen basieren auf denselben Modellfällen, Annahmen und Vergleichsregeln wie der Haupttext. Soweit keine OCC-Spannweite ausgewiesen ist, werden die jeweiligen mittleren Kostenannahmen herangezogen. Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäss den Referenzbetriebsdauern ohne LTO stillgelegt.

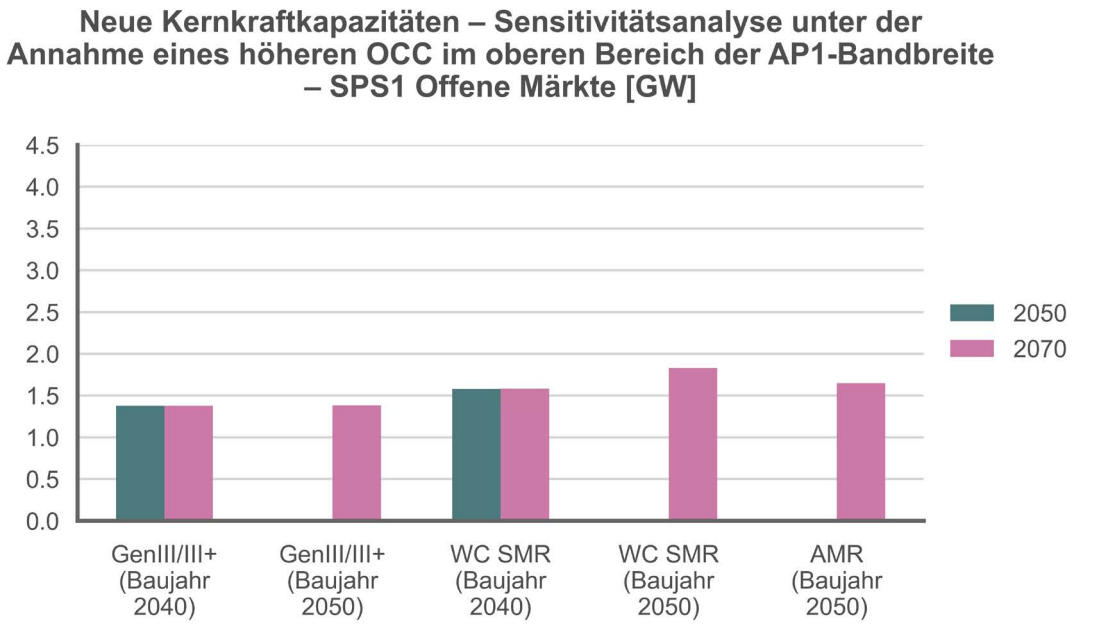
8.2.4.1 Ergänzende Ergebnisse zu Strommix, Nuklearkapazitäten und Einsatz

Abb. 79 löst die in **Abb. 13** dargestellten OCC-Spannweiten für SPS1 in drei separate Fälle auf. Unter mittleren OCC werden im Jahr 2050 rund 1,7 GW der frühen Gen III/III+-Klasse und rund 1,9 GW der frühen wassergekühlten SMR-Klasse gebaut. Die später verfügbaren Klassen tragen zu diesem Zeitpunkt noch nicht bei. Bis 2070 liegen die installierten Kapazitäten unter mittleren OCC je nach Klasse bei rund 1,7–2,3 GW.

Niedrige OCC erhöhen die installierte Leistung in nahezu allen Klassen. Im Jahr 2050 erreicht die frühe Gen III/III+-Klasse rund 2,2 GW und die frühe wassergekühlte SMR-Klasse rund 2,6 GW. Bis 2070 weist die späte wassergekühlte SMR-Klasse mit rund 3,1 GW den grössten Ausbau auf. Unter hohen OCC sinken die Kapazitäten; die frühe Gen III/III+-Klasse erreicht rund 1,4 GW, die frühe wassergekühlte SMR-Klasse rund 1,6 GW und die späteren Klassen im Jahr 2070 rund 1,4–1,8 GW. Auch bei niedrigem OCC bleibt damit der Verfügbarkeitszeitpunkt des Beitrags bis 2050 entscheidend.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html





© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

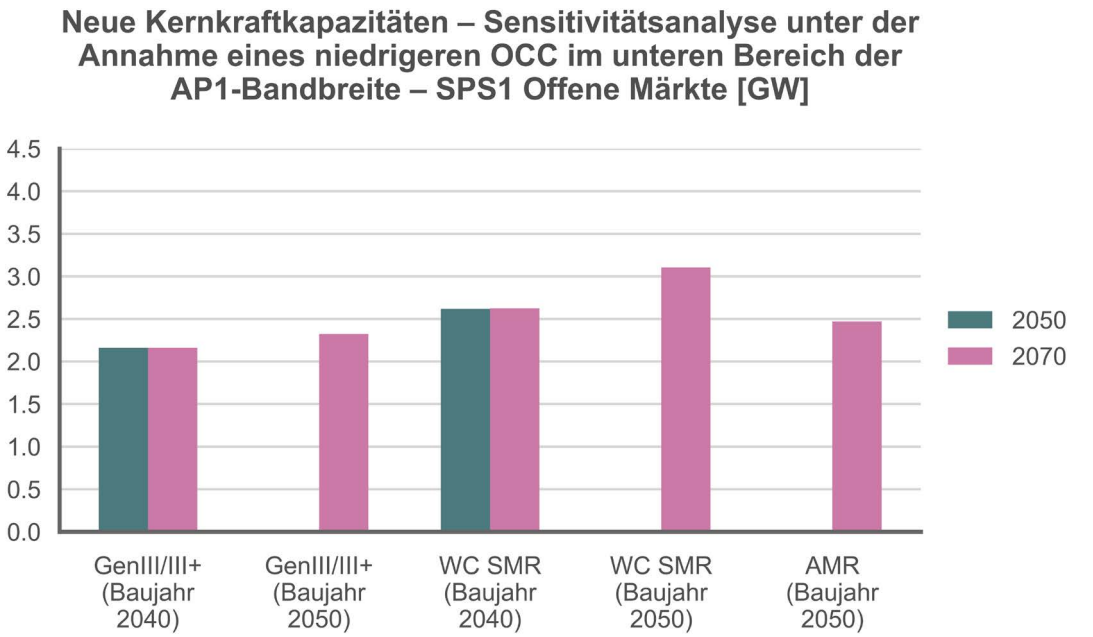
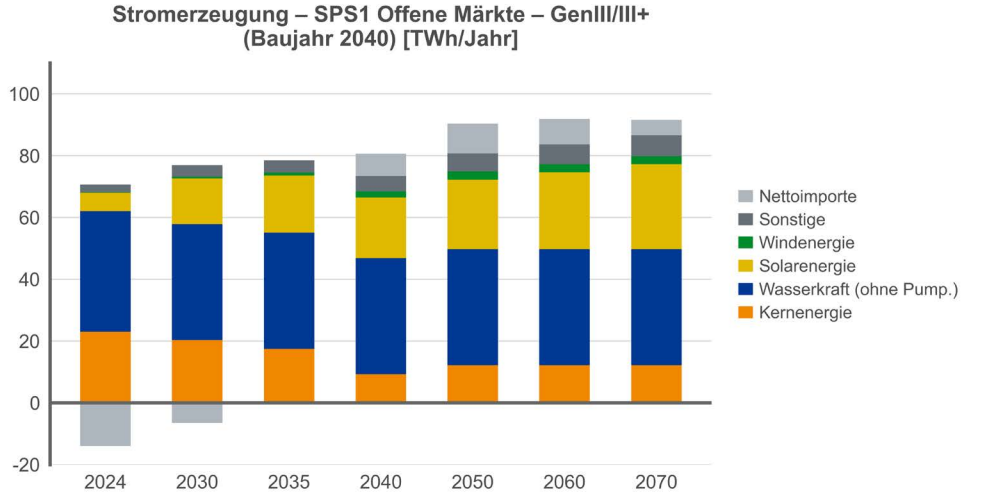


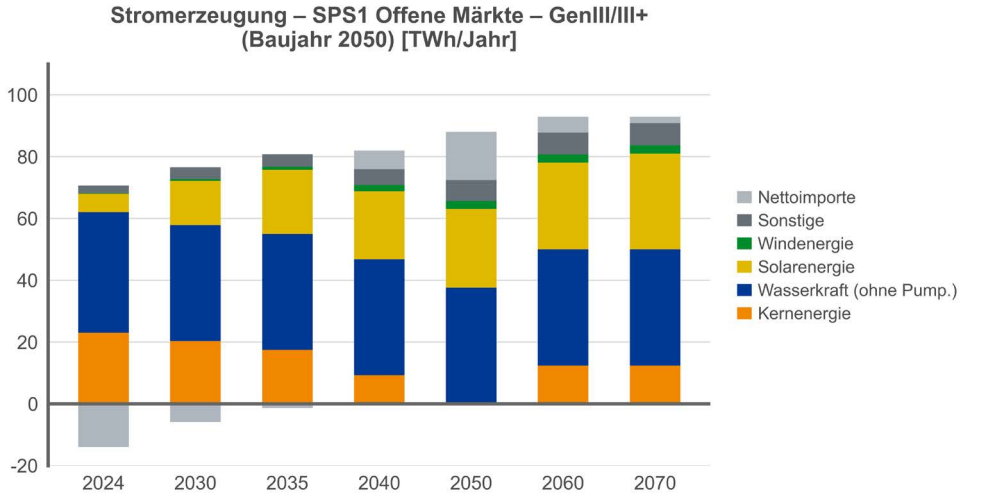
Abb. 79: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte nach Nuklearklasse und OCC-Annahme, 2050 und 2070. Die drei Darstellungen zeigen die mittleren, niedrigen und hohen OCC-Annahmen innerhalb der in Kapitel 3 definierten Bandbreiten. Ausgewiesen ist die von STEM kostenoptimal gewählte installierte Leistung in GW. Im Jahr 2050 können nur die Klassen mit Baubeginn 2040 beitragen; die Klassen mit Baubeginn 2050 werden gemäss Abschnitt 4.3.4 erst später verfügbar sein. Die Abbildung zeigt keine vorgegebenen Ausbauziele.

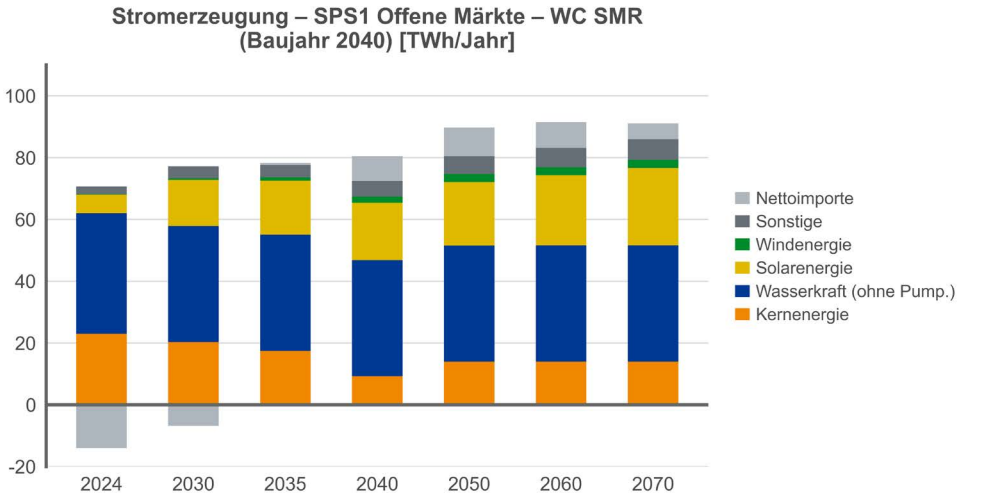
Abb. 80 zeigt die jährliche Strombereitstellung der fünf Nuklearvarianten in SPS1 – Offene Märkte von 2024 bis 2070. Neue Kernenergie trägt erst nach der jeweiligen Inbetriebnahme direkt zur Strombereitstellung bei. Wegen der perfekten Voraussicht in STEM können sich Ausbau-, Import- und Flexibilitätsentscheidungen jedoch bereits davor vom Referenzfall ohne neue Kernkraft unterscheiden. Nach der Inbetriebnahme tritt Kernenergie zusätzlich in den Strommix ein und verändert vor allem die Nettoimporte sowie den späteren Ausbau von Photovoltaik, Windenergie und übriger Erzeugung. Die Wasserkraft bleibt über die Varianten hinweg weitgehend stabil.

Die Zeitreihen verdeutlichen zugleich den Unterschied zwischen frühem und spätem Systembeitrag. Die Klassen mit Baubeginn 2040 beeinflussen die Strombilanz bereits 2050. Die Klassen mit Baubeginn 2050 werden erst danach sichtbar und erreichen teilweise bis 2070 höhere Kapazitäten und Strommengen. Ein stärkerer Beitrag im Jahr 2070 bedeutet jedoch nicht zwangsläufig einen grösseren kumulierten Systemwert, weil die frühen Klassen Importe und Investitionsentscheidungen bereits früher verändern. Die quantitative Gegenüberstellung für 2050 und 2070 enthält **Abb. 15**; die kumulierten Systemkosten werden in **Abb. 14** ausgewiesen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html







© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

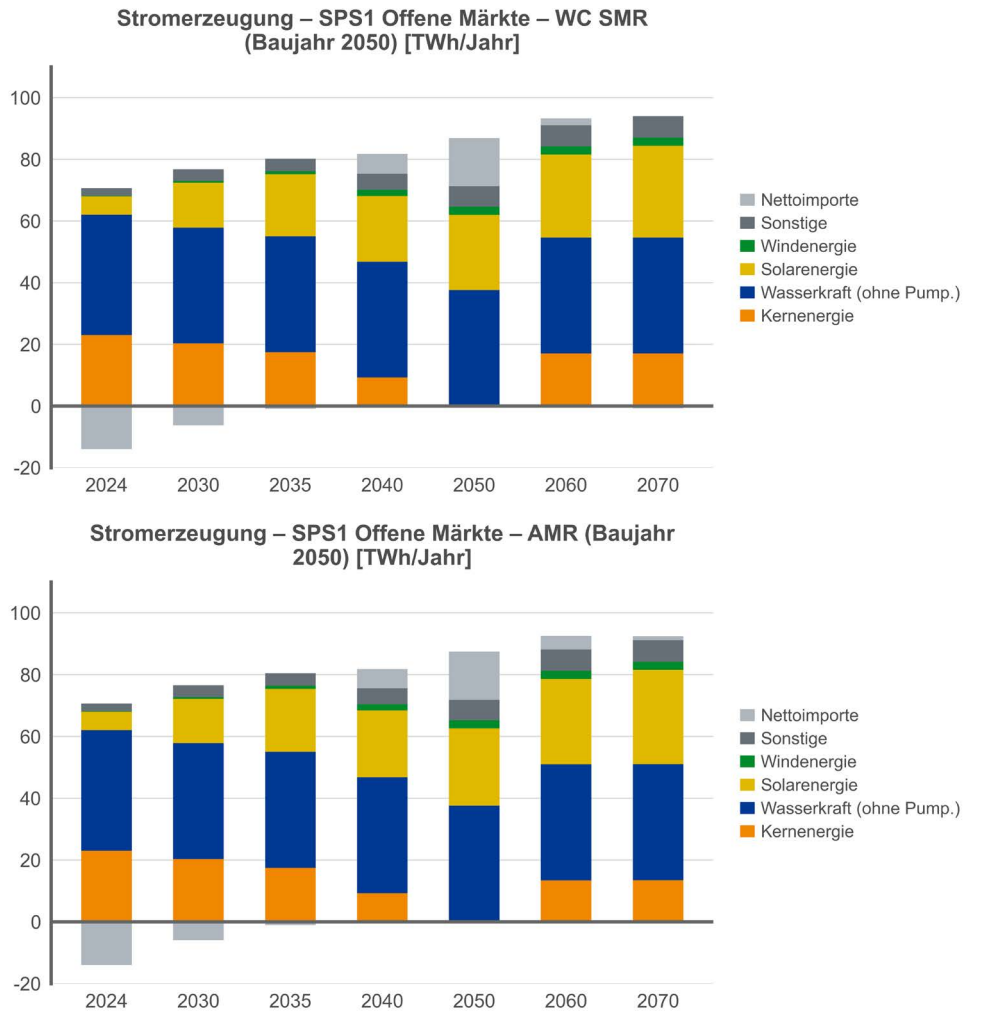


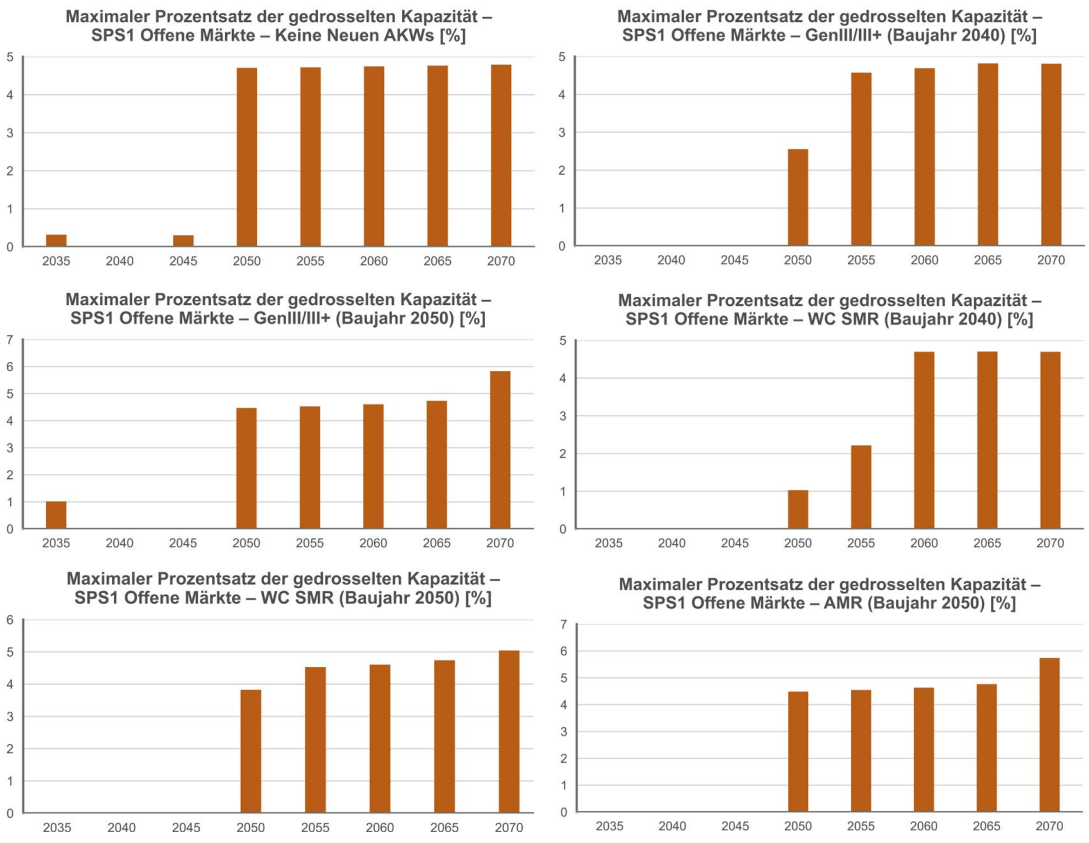
Abb. 80: Jährliche Stromerzeugung in den fünf Kernkraftszenarien – unter Einbeziehung neuer Kernkraftwerksklassen – in SPS1: Offene Märkte, in TWh/Jahr.

8.2.4.2 Ergänzende Ergebnisse zu Sektorkopplung, Flexibilität, Abregelung und Wärmenutzung

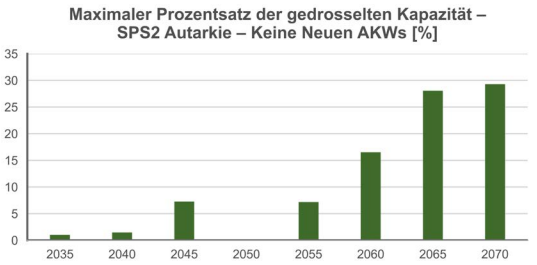
Abb. 81 zeigt zwei unterschiedliche Grössen der Solareinspeisebegrenzung. Die in TWh pro Jahr ausgewiesene reduzierte Solarstromerzeugung bezeichnet die verfügbare Photovoltaikerzeugung, die in der kostenoptimalen Lösung nicht ins Stromsystem eingespeist wird. Die Prozentangaben geben den maximalen modellierten Anteil der Photovoltaikerzeugung an, der während eines bestimmten Zeitfensters in einem bestimmten Jahr gedrosselt wird. Solareinspeisebegrenzung ist weder ungedeckte Stromnachfrage noch Stromimport. Sie tritt auf,

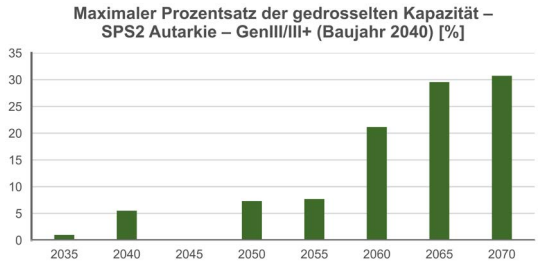
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

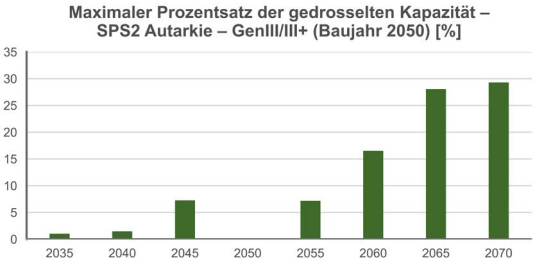
wenn zusätzliche Solarstromerzeugung in einer Zeitscheibe nicht wirtschaftlich durch Nachfrage, Speicher, Sektorkopplung oder Exporte aufgenommen werden kann. In SPS1 – Offene Märkte bleibt die jährliche Solareinspeisebegrenzung in den dargestellten Fällen bis 2070 bei rund 1,2 TWh oder darunter. Der maximale Anteil der gedrosselten Photovoltaikleistung liegt ab 2050 in den meisten Varianten bei knapp 5 %. Neue Kernkraft verändert diese Grössen nur begrenzt, weil der Entwicklungspfad weiterhin auf Stromhandel und ein breites Flexibilitätsportfolio zurückgreifen kann. In SPS2 – Autarkie fällt die Solareinspeisebegrenzung aufgrund des wesentlich stärkeren inländischen Photovoltaikausbaus deutlich höher aus. Bis 2070 steigt die jährliche Einspeiseobergrenze für Solarstrom je nach dargestelltem Szenario auf 4,3–5,8 TWh. Der maximale Anteil gedrosselter Photovoltaikleistung wird in einzelnen späteren Modelljahren und Nuklearvarianten auf rund 30 % ansteigen. Die Ergebnisse zeigen, dass ein stärker auf inländische Erzeugung ausgerichteter Pfad nicht nur zusätzliche Kapazitäten, sondern auch zusätzliche Speicher-, Nachfrage-, Sektorkopplungs- und Exportmöglichkeiten benötigt, um sommerliche Überschüsse zu nutzen. Die detaillierten Veränderungen dieser Flexibilitätsoptionen werden in Abschnitt 4.6.4 behandelt.

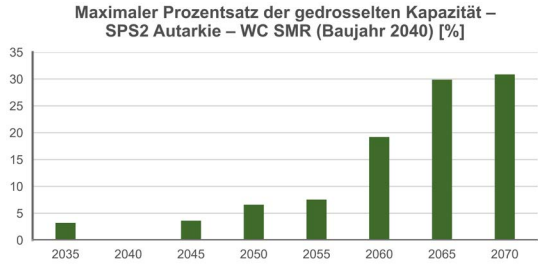


© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

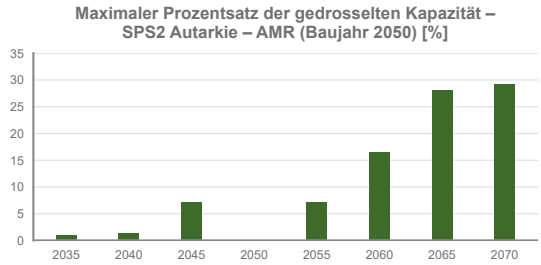


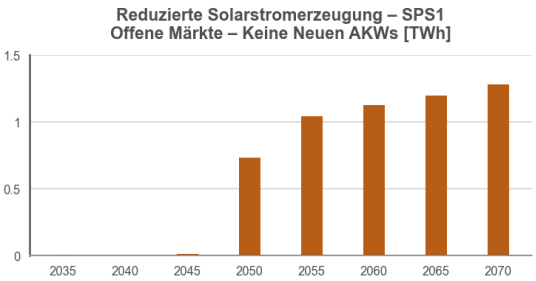


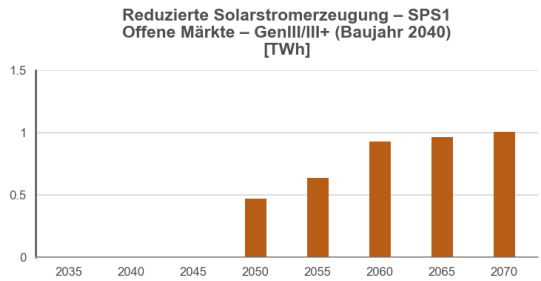


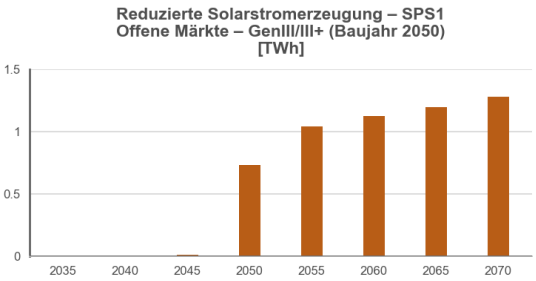


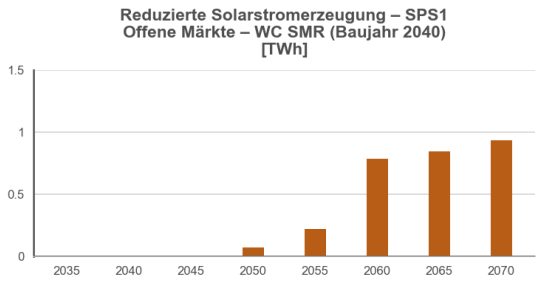












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

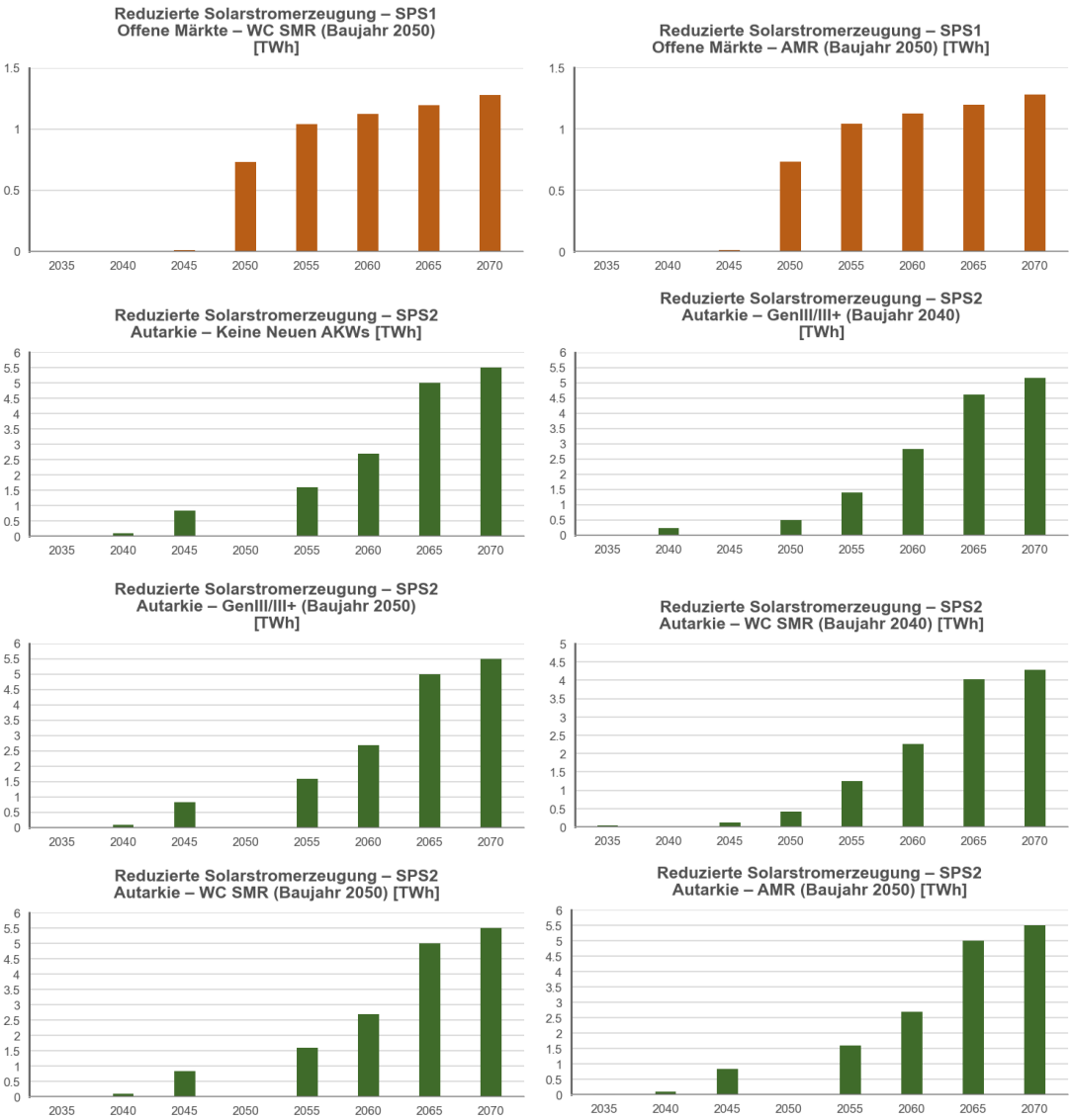


Abb. 81: Solar-Einspeisebegrenzung bei der Solarstromerzeugung in SPS1 – Offene Märkte und SPS2 – Autarkie, 2035–2070. Dargestellt sind der Fall ohne neue Kernkraftwerke sowie die fünf Nuklearvarianten. Die Diagramme zeigen die jährlich reduzierte Solarstromerzeugung in TWh sowie den maximal modellierten Prozentsatz der gedrosselten Photovoltaikleistung. Die beiden Grössen haben unterschiedliche Einheiten und dürfen nicht unmittelbar gleichgesetzt werden. Die Abbildung zeigt Modellergebnisse unter den jeweiligen Referenzannahmen und nicht vorgegebene Abregelungsquoten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.2.5 Sensitivität zum Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke (LTO)

Dieser Abschnitt ergänzt die Ergebnisdarstellung in Abschnitt 4.6.5.1 um absolute Kapazitäts- und Stromerzeugungswerte für die LTO-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte. In allen dargestellten Fällen wird die Betriebsdauer von Gösgen und Leibstadt von 60 auf 70 Jahre verlängert. Gösgen bleibt damit bis 2049 und Leibstadt bis 2054 in Betrieb. Die Stilllegung von Beznau Block 2 im Jahr 2032 und von Beznau Block 1 im Jahr 2033 bleibt unverändert.

Abb. 82 zeigt die Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in den fünf Nuklearvarianten mit LTO. Die bestehenden Kernkraftwerke sind in diesen Kapazitätswerten nicht enthalten. **Abb. 83** zeigt die jährliche Stromerzeugung und die Nettoimporte für den Fall ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Nuklearvarianten mit LTO. Die jeweils entsprechenden Fälle mit einer Betriebsdauer von 60 Jahren sind in den Abbildungen nicht dargestellt. Die Veränderungen gegenüber diesen Fällen werden in Abschnitt 4.6.5.1 ausgewertet.

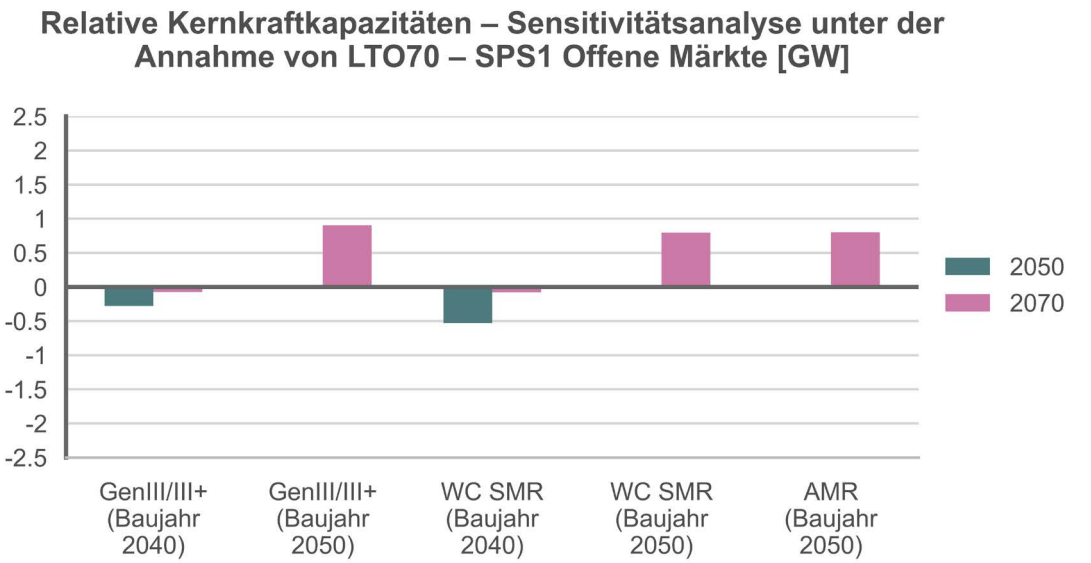
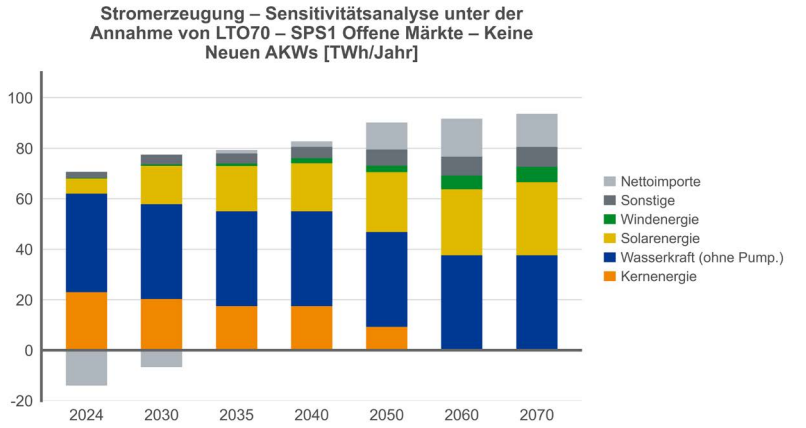
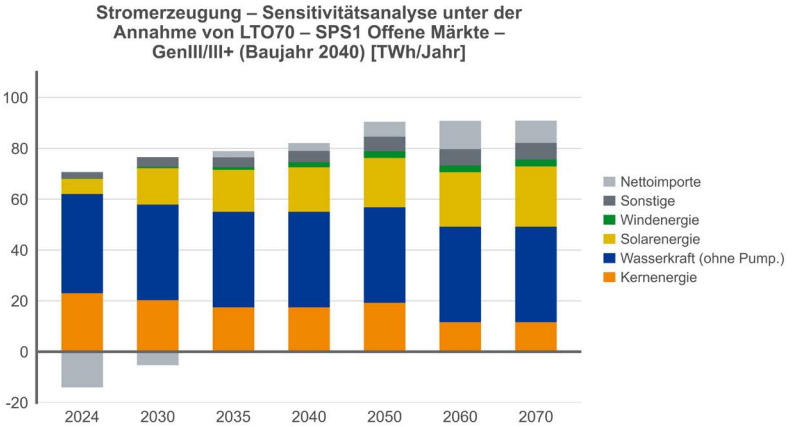
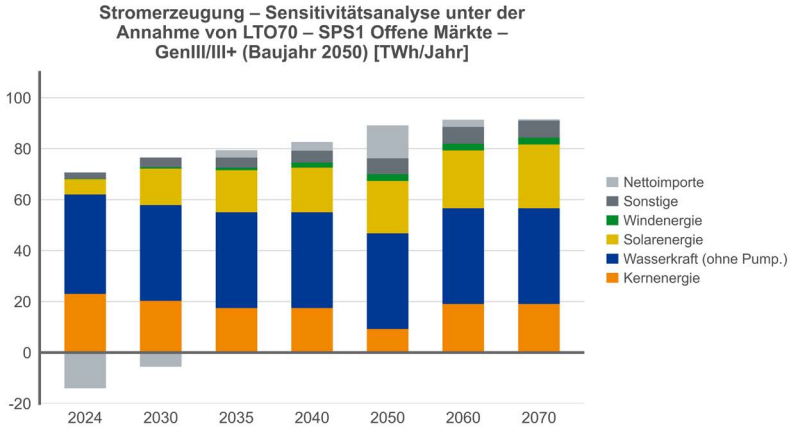


Abb. 82: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität durch die LTO-Sensitivitätsanalyse in SPS1 – Offene Märkte, 2050 und 2070. Für jede der fünf Nuklearvarianten einer neuen Nuklearklasse wird die Differenz zwischen dem Fall mit LTO und dem entsprechenden Fall ohne LTO dargestellt. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neue Kernkraftkapazität als in der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne LTO.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html







© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

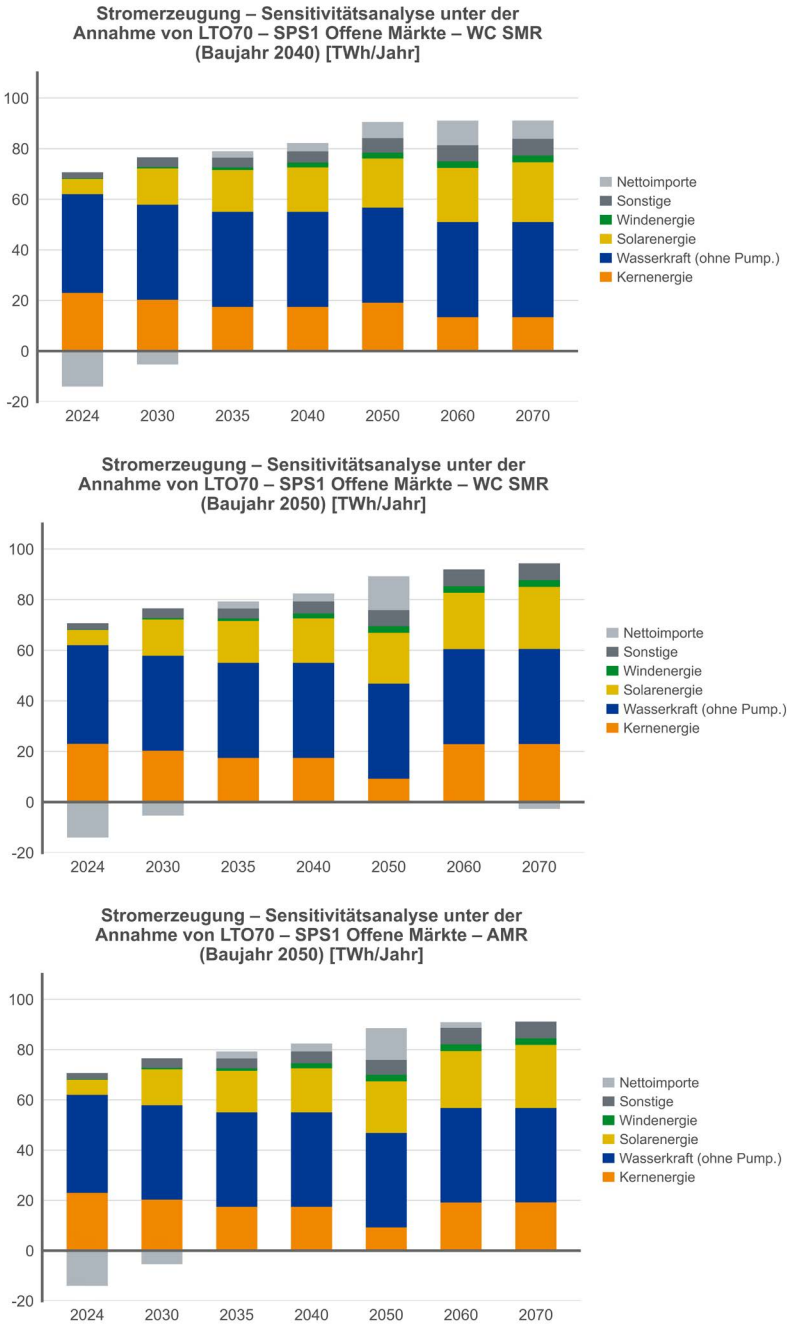


Abb. 83: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte unter der LTO-Sensitivitätsanalyse bis 2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für den Fall ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Nuklearvarianten mit LTO. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte. Unter «Kernenergie» ist die Stromerzeugung der bestehenden und der neuen Kernkraftwerke zusammengefasst.

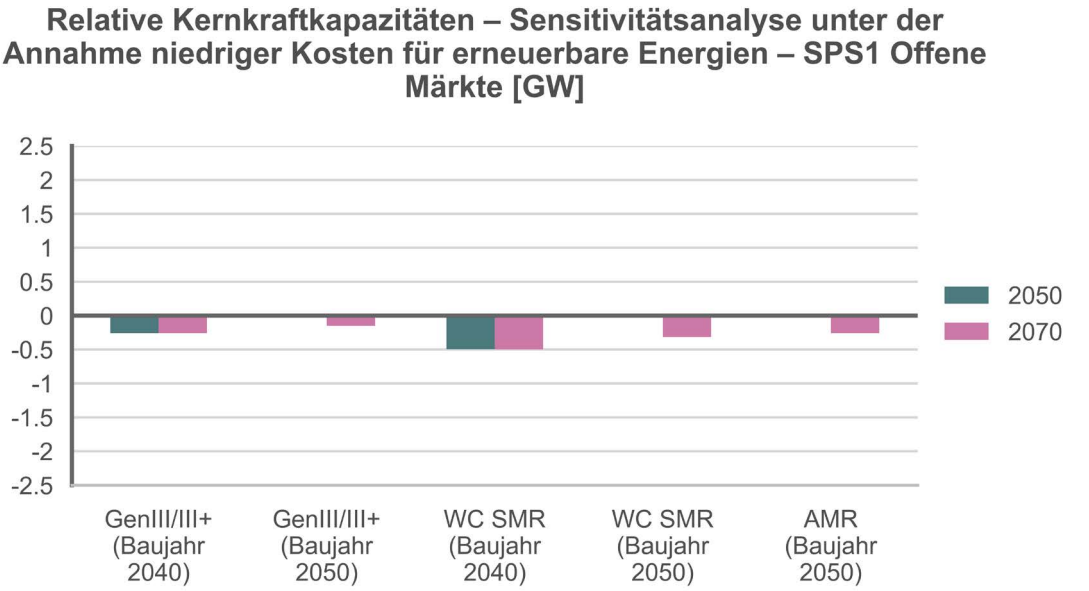
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die absoluten Werte zeigen, dass LTO und neue Kernkraftkapazitäten im Modell gleichzeitig Teil des kostenoptimalen Systems sein können. Die Wirkung von LTO wird durch den Vergleich mit der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 60 Betriebsjahren bestimmt. Dieser Vergleich sowie die Auswirkungen auf neue Investitionen, Winterimporte, Flexibilität und kumulierte diskontierte Energiesystemkosten werden in Abschnitt 4.6.5.1 dargestellt.

8.2.6 Sensitivität hinsichtlich der Kosten Wind- und Photovoltaikanlagen

Dieser Abschnitt ergänzt Abschnitt 4.6.5.2 um absolute Modellergebnisse für die Sensitivitätsanalyse der Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen in SPS1 – Offene Märkte. Der Niedrig- und der Hochkostenfall werden für jede Nuklearvariante mit dem entsprechenden Fall bei den zentralen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen verglichen. Die Nuklearklasse, der WACC und die übrigen Annahmen von SPS1 bleiben unverändert.

Abb. 84 zeigt die neu installierte absolute Kernkraftkapazität. **Abb. 85** zeigt die jährliche Stromerzeugung und die Nettoimporte. **Tab. 67** und **Tab. 68** dokumentieren ausgewählte Flexibilitätsoptionen. **Abb. 86** und **Abb. 87** ergänzen die jährlichen Ergebnisse um die systemische Einsatzstruktur an einem typischen Sommer- bzw. Wintertag.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

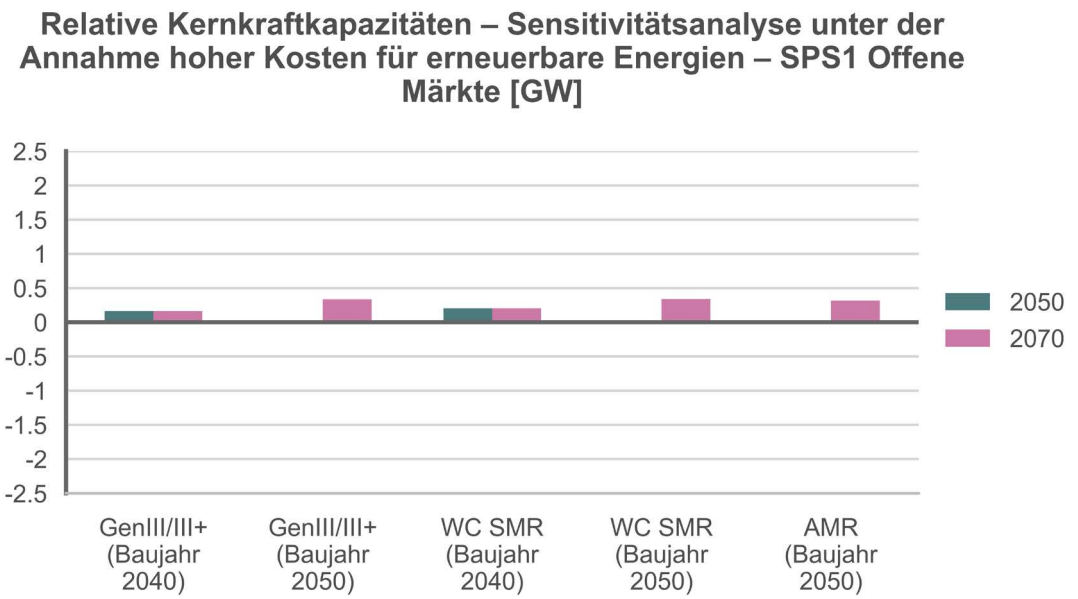
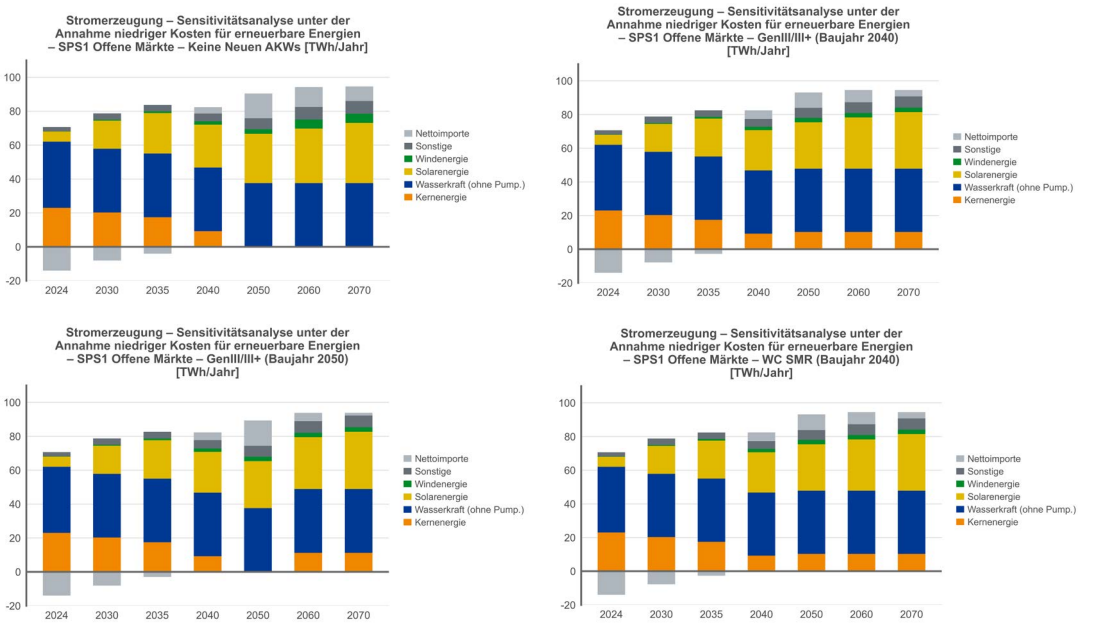


Abb. 84: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen, 2050 und 2070. Jede der fünf Nuklearvarianten wird mit der jeweiligen Nuklearvariante bei zentralen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen verglichen. Dargestellt sind Differenzen in GW. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neue Kernkraftkapazität.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

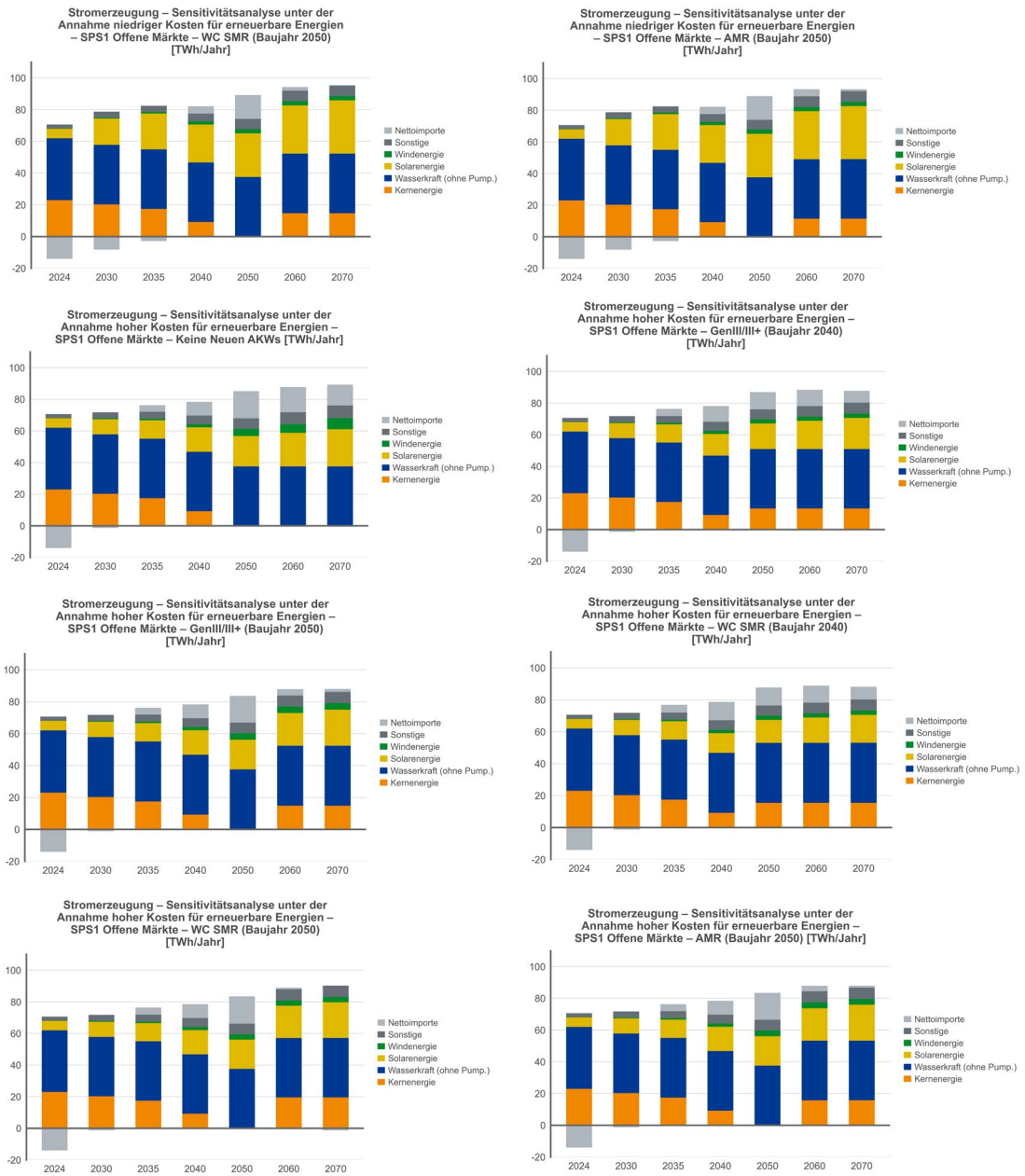


Abb. 85: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen bis 2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für den Fall ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Nuklearvarianten. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte. Die Veränderungen gegenüber den entsprechenden Fällen bei den zentralen Kosten werden in Abschnitt 4.6.5.2 dargestellt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

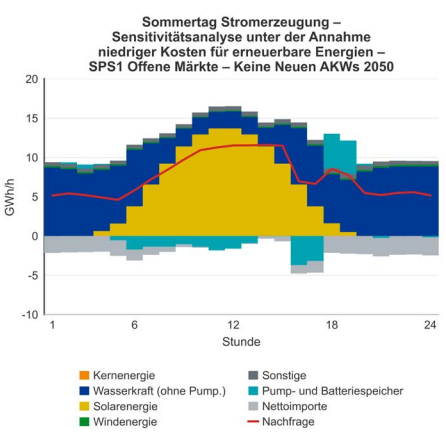
Tab. 67: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei niedrigen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Die angegebenen Werte sind absolute Modellwerte. Die Spalte «Keine neuen AKWs» stellt den Referenzfall dar, bei dem keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden, der bestehende Bestand bis zu 60 Jahre betrieben wird und die Kosten für erneuerbare Energien niedrig sind. Die anderen Szenarien sehen vor, dass möglicherweise verschiedene Nuklearklassen in Betrieb genommen werden.

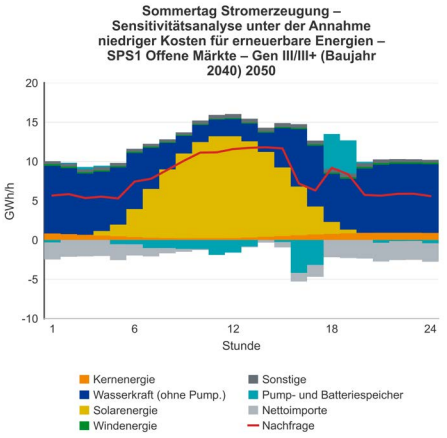
Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**GenIII/III+ (Baujahr 2040)**		**GenIII/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,4	1,8	1,2	1,4	1,3	1,4	1,1	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	1,3	4,8	2,0	4,7	1,3	4,5	1,8	4,4	1,3	4,5	1,5	4,5
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,2	1,3	0,2	0,3	0,1	0,2	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	530	560	530	550	520	550	530	550	520	550	520	550

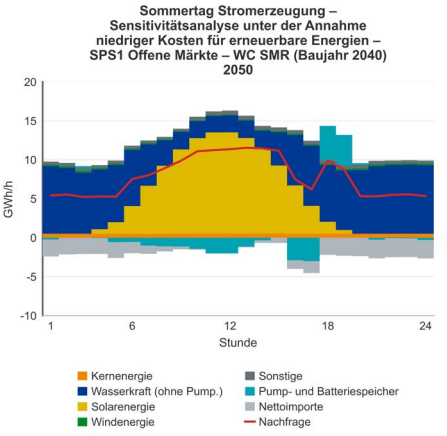
Tab. 68: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Die angegebenen Werte sind absolute Modellwerte. Die Spalte «Keine neuen AKWs» stellt den Referenzfall dar, bei dem keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden, der bestehende Bestand bis zu 60 Jahre betrieben wird und die Kosten für erneuerbare Energien hoch sind. In den anderen Szenarien können verschiedene Nuklearklassen in Betrieb genommen werden.

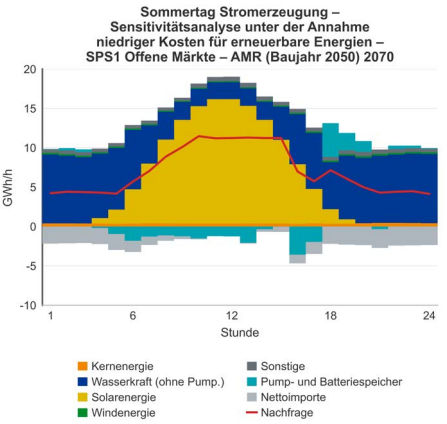
Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**Gen III/III+ (Baujahr 2040)**		**Gen III/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	0,7	1,0	0,4	0,6	0,7	0,7	0,4	0,5	0,7	0,6	0,7	0,7
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	0,7	4,5	1,1	3,9	0,7	4,0	1,1	3,8	0,7	4,2	0,7	4,1
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	470	500	460	480	470	500	450	470	470	500	470	500

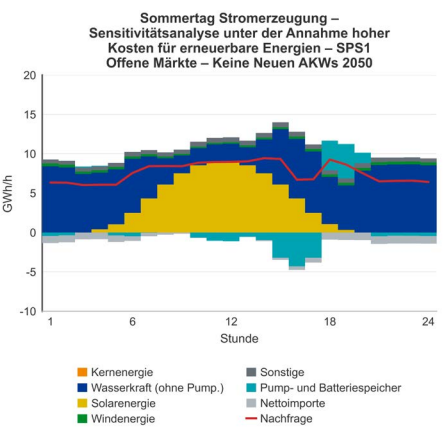
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

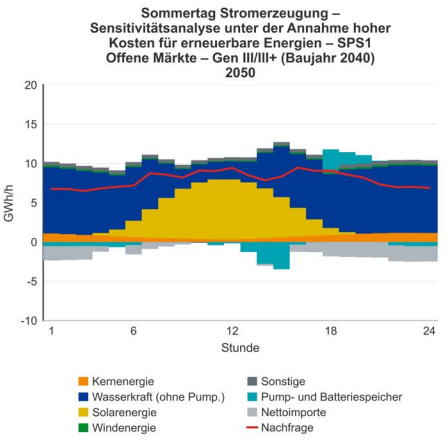












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

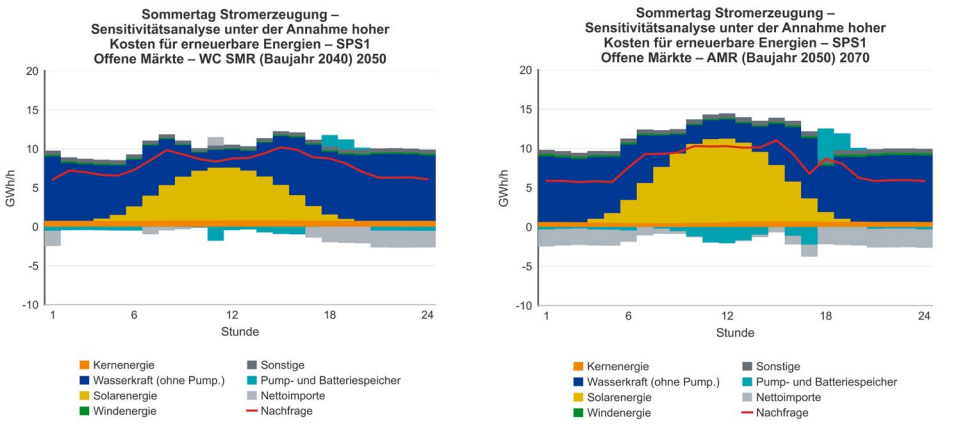
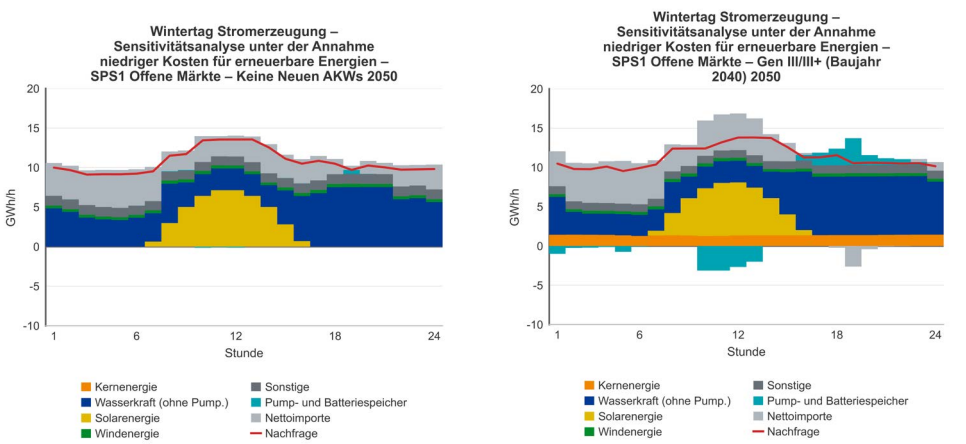
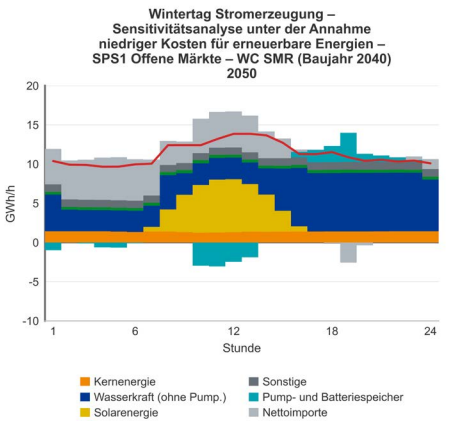
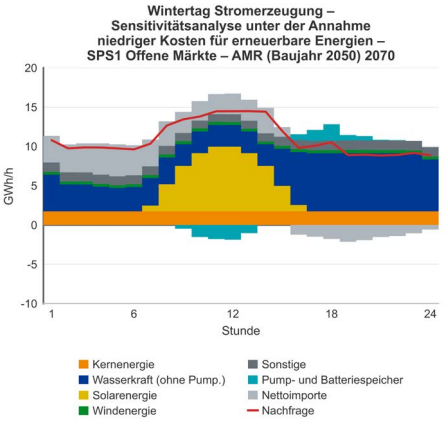


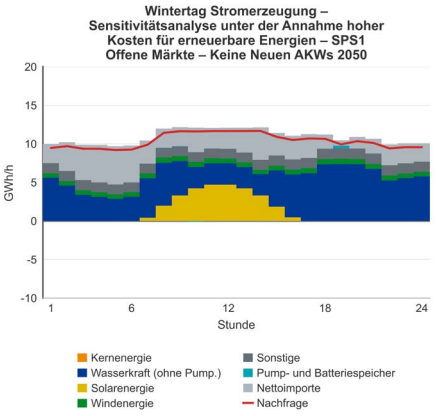
Abb. 86: Stromerzeugung, Stromhandel und Flexibilität an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Dargestellt sind ausgewählte Fälle ohne neue Kernkraftwerke sowie mit Nuklearklasse 1 – Gen III/III+ mit Baubeginn 2040, Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baubeginn 2040 und Nuklearklasse 5 – AMR mit Baubeginn 2050. Für die AMR-Klasse wird das Jahr 2070 gezeigt. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage. Die Abbildung veranschaulicht die Integration der mittäglichen Photovoltaikerzeugung über Exporte, Speicher und flexible Nachfrage.

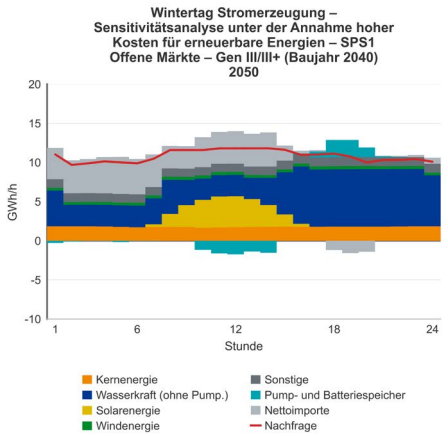


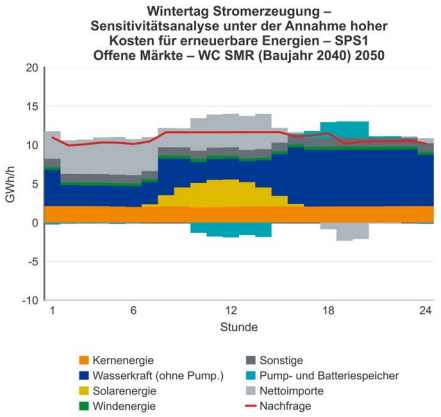
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

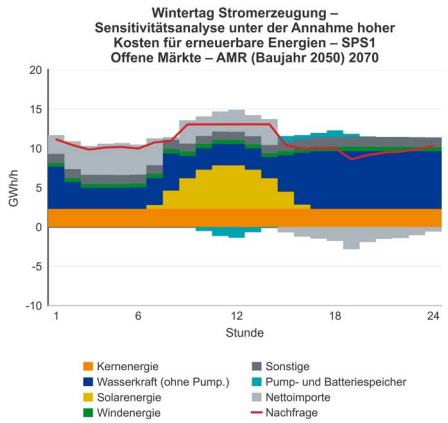












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

◄ **Abb. 87:** Stromerzeugung, Stromhandel und Flexibilität an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Dargestellt sind dieselben ausgewählten Nuklearvarianten wie in **Abb. 86**. Für die AMR-Klasse wird das Jahr 2070 angegeben. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage. Die Abbildung veranschaulicht die Wirkung der Kostenannahmen auf die Winterimporte, die steuerbare CO_2-arme Stromerzeugung sowie den Flexibilitätsbedarf.

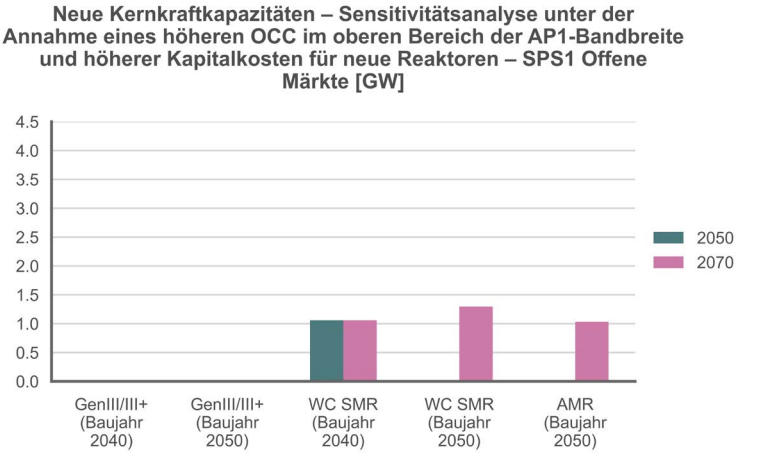
Die Tabellen und Tagesprofile zeigen die absoluten Zustände in den beiden Kostenfällen. Die Veränderungen gegenüber den zentralen Kostenannahmen sowie ihre Einordnung für den Ausbau neuer Kernkraft, die jährliche und saisonale Stromerzeugung und den Flexibilitätsbedarf werden in Abschnitt 4.6.5.2 dargestellt.

8.2.7 Sensitivität des WACC für neue Kernkraftwerke

Dieser Abschnitt ergänzt die Ergebnisdarstellung in Abschnitt 4.6.5.3 um absolute Kapazitäts- und Stromerzeugungswerte. Für die Interpretation sind zwei Arten von Modellfällen zu unterscheiden.

Die isolierte WACC-Sensitivität vergleicht einen niedrigen WACC von 5 % und einen hohen WACC von 10 % mit dem Basis-WACC von 7,5 %. Die medianen OCC der jeweiligen Nuklearklasse bleiben in diesen Sensitivitätsanalysen unverändert. Damit wird der Einfluss des WACC auf den Ausbau und den Einsatz neuer Kernkraftwerke von den OCC-Annahmen getrennt.

Ergänzend werden zwei kombinierte Extremfälle dargestellt. Der optimistische kombinierte Fall verwendet einen WACC von 5 % und eine niedrige OCC. Der pessimistische kombinierte Fall verwendet einen WACC von 10 % und eine hohe OCC. Diese Fälle zeigen die gemeinsame Wirkung von WACC und OCC und dürfen nicht als isolierte WACC-Wirkung interpretiert werden. Die übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

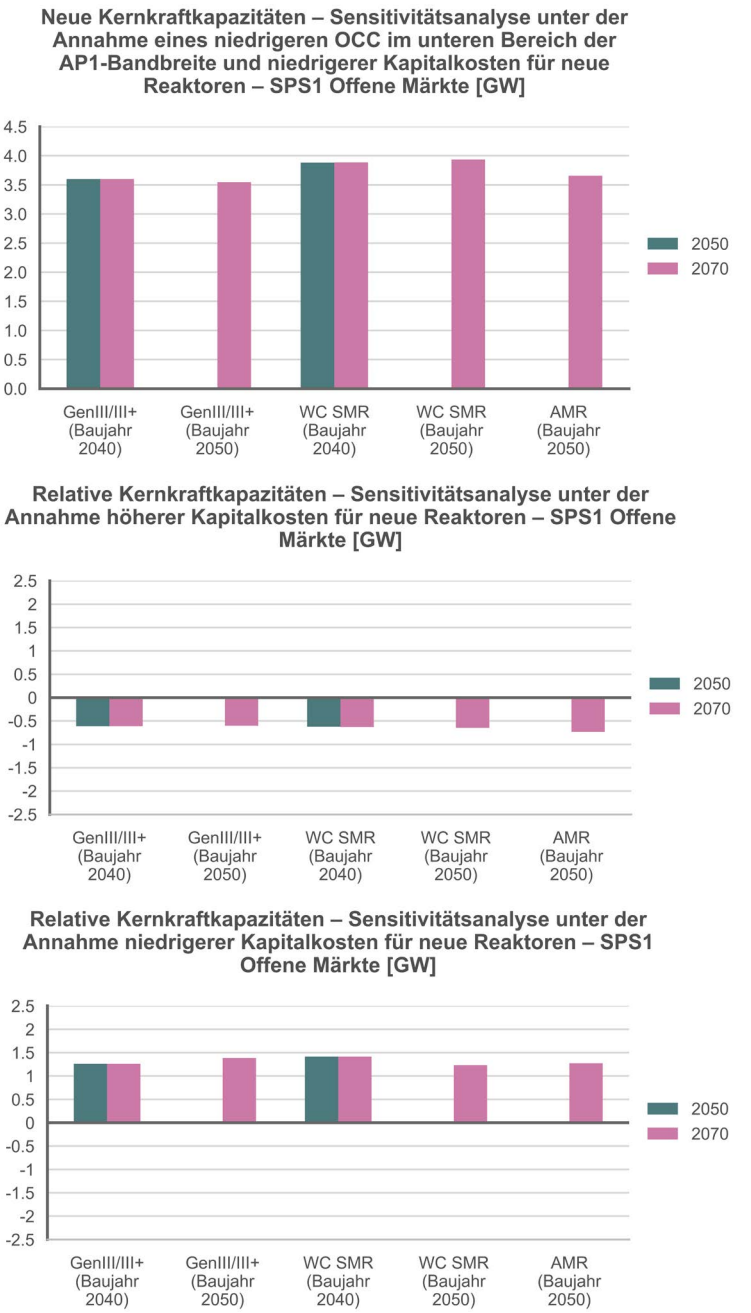
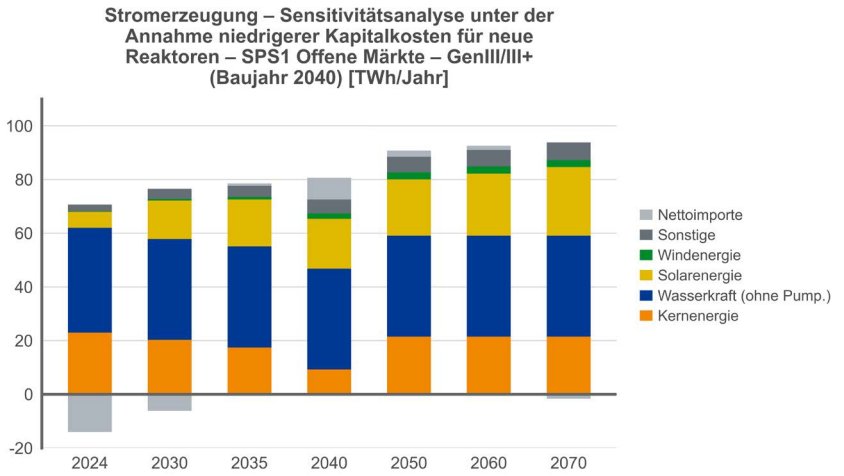
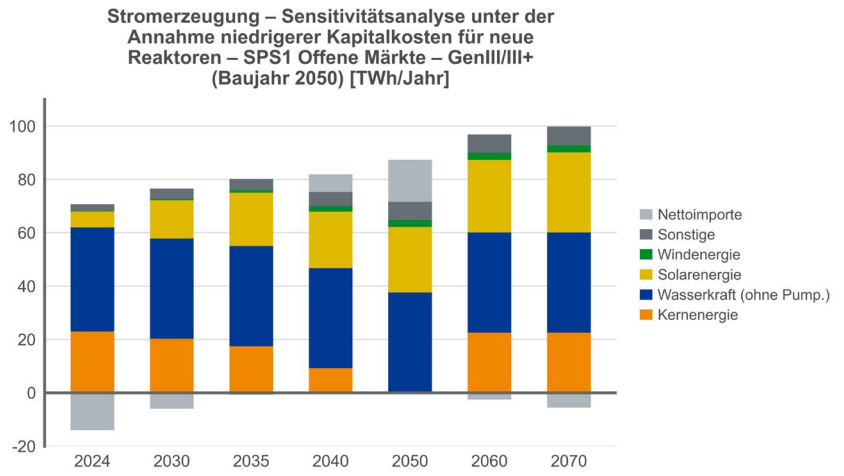
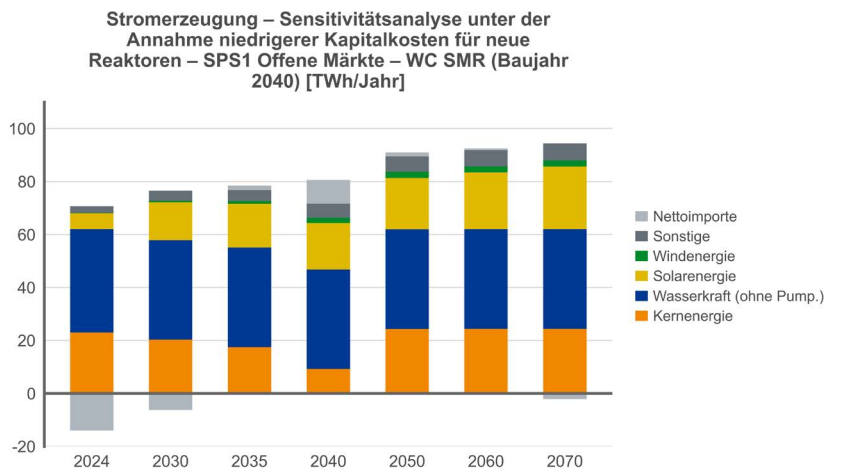


Abb. 88: Neu installierte Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte unter verschiedenen WACC- und OCC-Annahmen, 2050 und 2070. Die beiden oberen Abbildungen zeigen absolute Modellwerte für zwei Kombinationen von Annahmen: einen niedrigen WACC von 5 % bei niedrigen OCCs sowie einen hohen WACC von 10 % bei hohen OCCs. Der Zweck dieser beiden Szenarien besteht darin, die kombinierte Wirkung von WACC und OCC aufzuzeigen. Die beiden unteren Abbildungen zeigen relative Werte für die Kernkraftkapazität, wobei die beiden Kombinationen aus niedrigem und hohem WACC (mit medianem OCC) im Vergleich zum Referenzszenario mit einem WACC von 7,5 % und medianem OCC dargestellt sind. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht berücksichtigt.

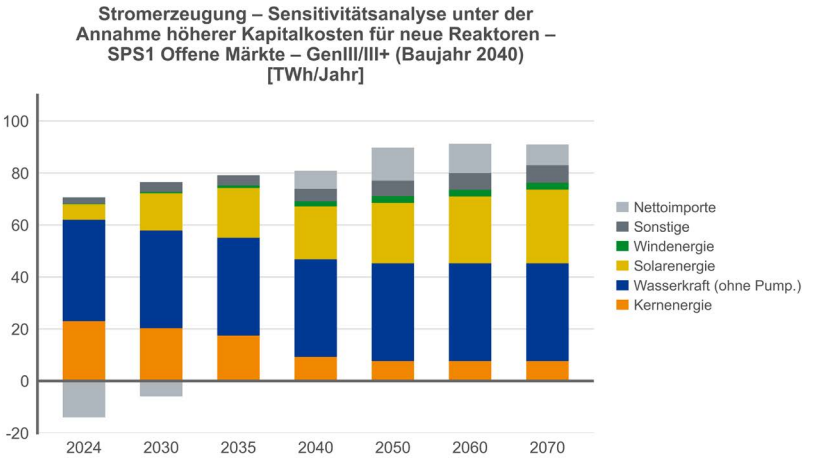
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

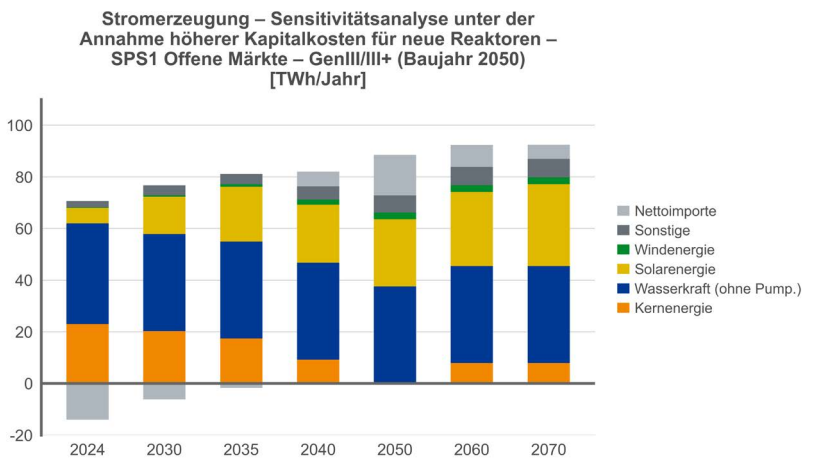


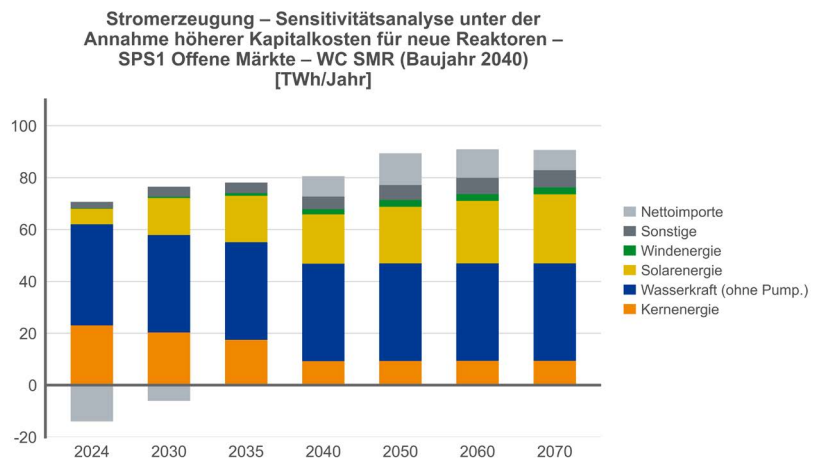




© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html







© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

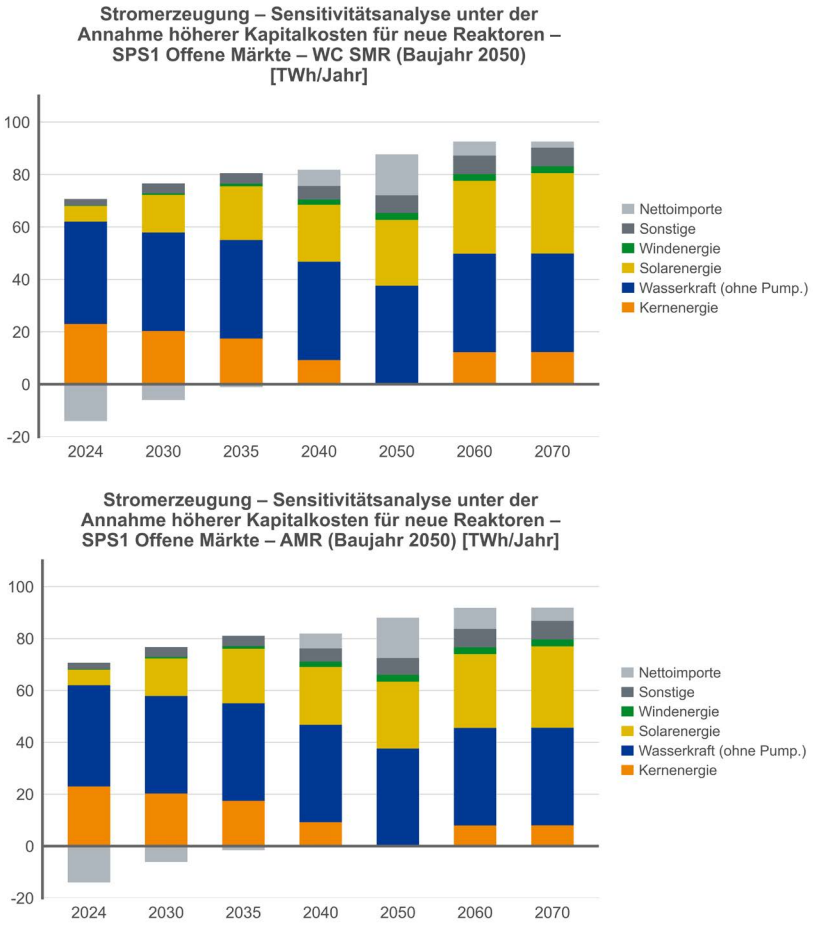


Abb. 89: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte unter unterschiedlichen WACC- und OCC-Annahmen bis 2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Nuklearvarianten. Die Abbildung umfasst die isolierte WACC-Sensitivitätsanalyse bei medianem OCC sowie die kombinierten Sensitivitätsanalysen für niedrige WACC/niedrige OCC bzw. für hohe WACC/hohe OCC. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte.

Die isolierten WACC-Fälle bestätigen die in Abschnitt 4.6.5.3 dargestellte Reaktion: Ein niedrigerer WACC erhöht die neue Kernkraftkapazität und die Kernenergieerzeugung, während ein höherer WACC beide Grössen reduziert. Die kombinierten Extremfälle weisen eine breitere Bandbreite auf. In der Sensitivitätsanalyse mit einem WACC von 10 % und hohen OCC werden die Gen III/III+-Klassen nicht mehr in nennenswertem Umfang ausgewählt. Dieses Ergebnis ergibt sich aus der gemeinsamen Wirkung ungünstiger WACC- und OCC-Annahmen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.2.8 Sensitivität gegenüber Importpreisen

Dieser Anhang dokumentiert die detaillierten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zu hohen und niedrigen Importpreisen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte. Untersucht werden die Auswirkungen auf die neu installierte Kernkraftkapazität, die jährliche und saisonale Stromversorgung sowie den Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Die Ergebnisse jeder Nuklearvariante werden bei den Basisimportpreisen von SPS1 – Offene Märkte mit derselben Nuklearvariante verglichen. Dadurch wird vermieden, Unterschiede zwischen den Nuklearklassen mit den Auswirkungen veränderter Importpreise zu verwechseln. Die Sensitivitätsanalyse mit niedrigen Importpreisen und zusätzlichen negativen Stromimportpreisen während sommerlicher Überschussperioden baut auf dem Niedrigpreisfall auf, wird jedoch aufgrund ihrer kombinierten Annahmen und ihrer spezifischen zeitlichen Preisstruktur separat in Anhang 8.2.9 behandelt.

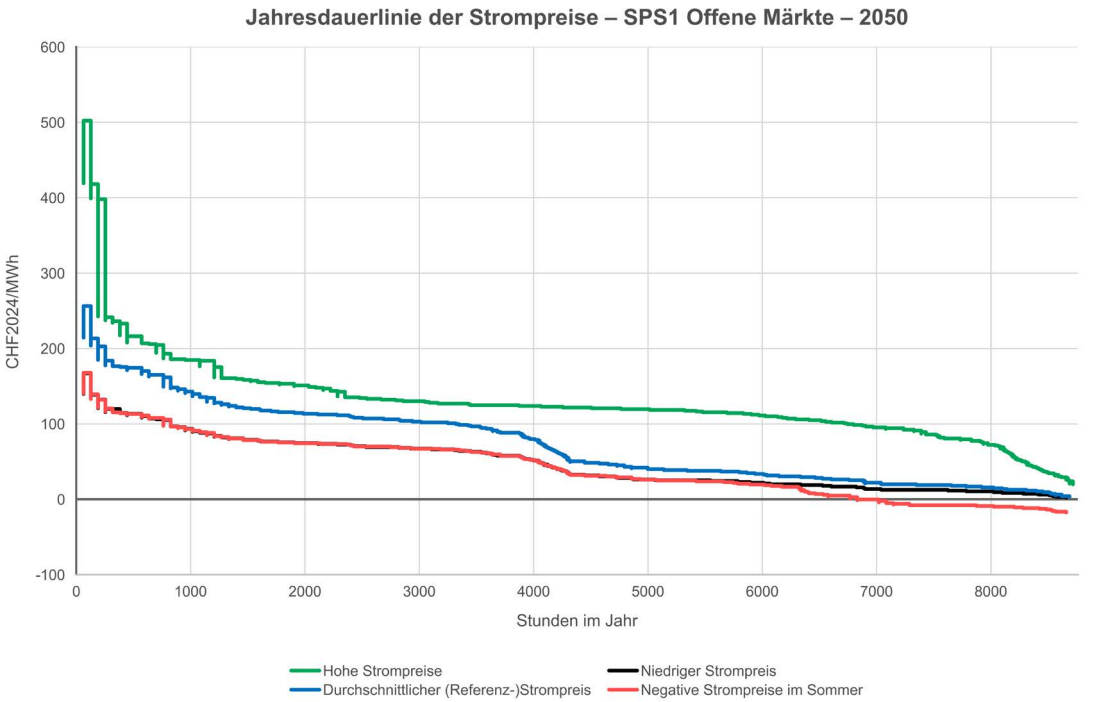


Abb. 90: Preis-Dauer-Kurven der Stromimportpreise im Jahr 2050. Dargestellt ist die über die Schweizer Nachbarländer Italien, Frankreich, Österreich und Deutschland gemittelte Verteilung der Stromimportpreise über die 8760 Stunden des Jahres für die Basisimportpreise von SPS1 – Offene Märkte sowie für die Fälle mit hohen und niedrigen Importpreisen. Zusätzlich wird die in Anhang 8.2.9 untersuchte Kombination aus niedrigen Importpreisen und negativen Stromimportpreisen in sommerlichen Überschussperioden dargestellt. Die Kurven stellen exogene Modellannahmen und keine Preisprognosen dar.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Ab dem Modelljahr 2040 werden die Preise für importierten Strom sowie für weitere importierte Energieträger angepasst. Die Jahre vor 2040 sowie die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und alle übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert. Bei niedrigen Importpreisen betragen die Stromimportpreise, zu Preisen von 2024, rund 74 Fr./MWh im Jahr 2040, 46 Fr./MWh im Jahr 2050 und 42 Fr./MWh im Jahr 2070. Bei hohen Importpreisen liegen sie bei rund 102 Fr./MWh im Jahr 2040, 124 Fr./MWh im Jahr 2050 und 91 Fr./MWh im Jahr 2070.

Abb. 90 zeigt ergänzend die Preis-Dauer-Kurven für das Jahr 2050. Die stündlichen Preise werden der Höhe nach geordnet und verdeutlichen damit sowohl das allgemeine Preisniveau als auch die Häufigkeit hoher und niedriger Preise. Die Abbildung enthält zusätzlich die Preis-Dauer-Kurve des kombinierten Falls mit niedrigen Importpreisen und negativen Sommerstrompreisen. Diese Kurve dient hier ausschliesslich der Dokumentation der Preisannahmen; die zugehörigen Systemergebnisse werden in Anhang 8.2.9 ausgewiesen.

Für die übrigen importierten Energieträger werden die Preise gegenüber den Basisimportpreisen gemäss **Tab. 69** angepasst. Die gleichen relativen Veränderungen gelten für nachhaltige Flugtreibstoffe, Kerosin, Wasserstoff und Biogas.

Tab. 69: Relative Veränderung der Preise ausgewählter importierter Energieträger gegenüber den Basisimportpreisen von SPS1 – Offene Märkte.

Importierter Energieträger	**Relative Preisänderung gegenüber einem Referenzszenario in einer Importpreissensitivität**					
	Hohe Sensitivität gegenüber Importpreisen			**Niedrige Importpreise / negative Preissensitivität im Sommer**		
	2040	**2050**	**2070**	**2040**	**2050**	**2070**
Importe nachhaltiger Flugkraftstoffe	+ 13 %	+ 75 %	+ 75 %	− 18 %	− 35 %	− 35 %
Importe von Kerosin						
Importe von Wasserstoff						
Importe von Biogas						

Die Sensitivitätsanalyse verändert damit die wirtschaftliche Attraktivität von Energieimporten gegenüber inländischer Erzeugung, Speicherung, Flexibilität und Sektorkopplung. Der physische Zugang zum europäischen Strommarkt bleibt dagegen unverändert. Die Sensitivität ist deshalb von den in Anhang 8.2.10 untersuchten Einschränkungen der Strommarktintegration zu unterscheiden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

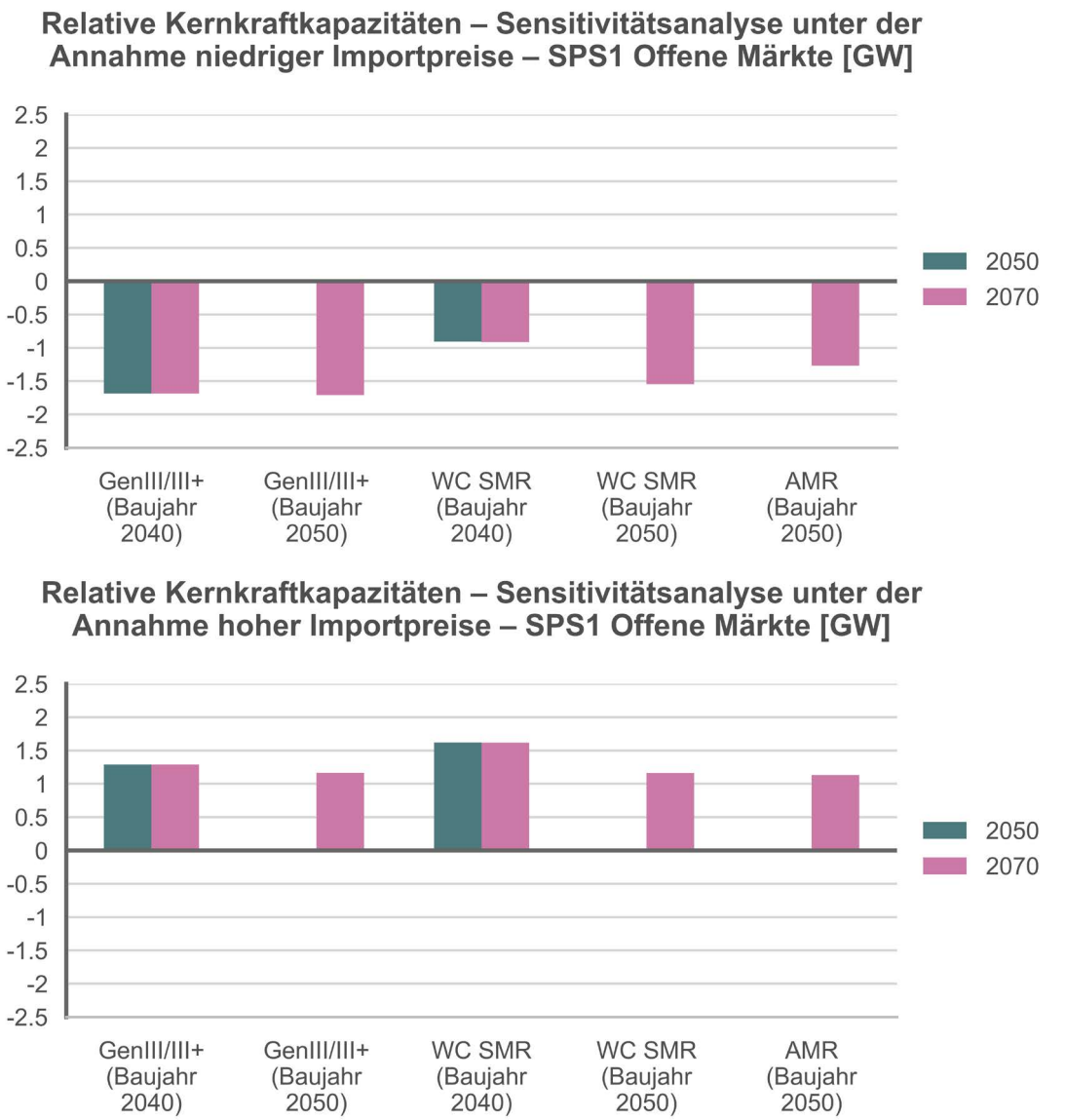


Abb. 91: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in GW. Für jede der fünf Nuklearvarianten wird die Differenz gegenüber der jeweiligen Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neu installierte Kernkraftkapazität. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Modellwerte unterhalb einer sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse werden nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 91 zeigt die neu installierte Kernkraftkapazität bei hohen und niedrigen Importpreisen. Kernkraftwerke der Klasse 1 und 2 – Gen III/III+ – deren Bau in den Jahren 2040 und 2050 beginnen soll, wurden nicht in einem Umfang ausgewählt, der eine aussagekräftige Interpretation zulässt. Ihr verbleibender Modellwert liegt unterhalb einer für diese Nuklearklasse plausiblen Anlagengrösse und wird deshalb auf 0 GW gerundet ausgewiesen.

Nuklearklasse 3 – wassergekühlte SMR mit Baubeginn 2040 erreicht bei niedrigen Importpreisen rund 1,0 GW. Die später verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR erreichen im Jahr 2070 rund 0,7–0,8 GW. Gegenüber den entsprechenden Nuklearvarianten bei den Basisimportpreisen sinkt die neu installierte Kernkraftkapazität je nach Nuklearklasse um rund 0,9–1,8 GW.

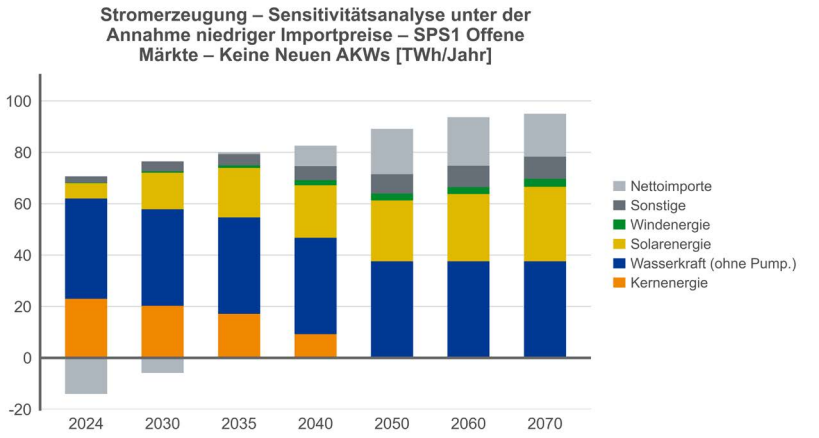
Bei hohen Importpreisen werden deutlich höhere Kapazitäten ausgewählt. Im Jahr 2050 erreicht die früh verfügbare Gen III/III+-Klasse rund 3,0 GW und die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse rund 3,5 GW. Im Jahr 2070 liegen die absoluten Kapazitäten der untersuchten Nuklearklassen zwischen rund 2,9 und 3,5 GW. Gegenüber den Basisimportpreisen entspricht dies einem zusätzlichen Ausbau von rund 1,1–1,6 GW.

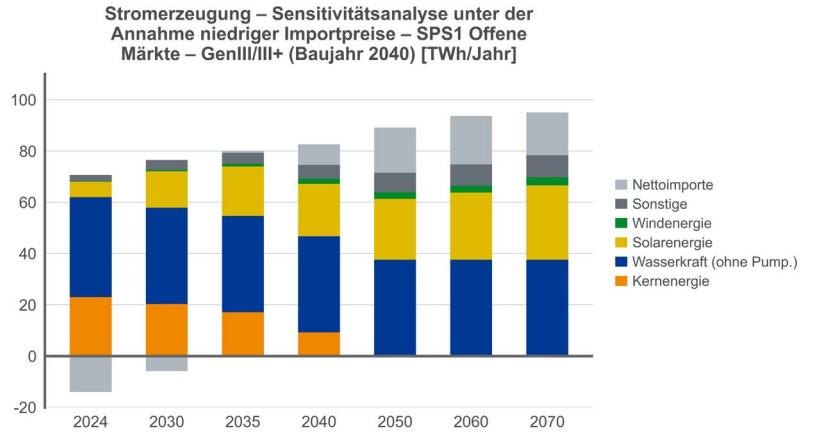
Abb. 92 zeigt die absolute Entwicklung der jährlichen Stromversorgung. In der Variante ohne neue Kernkraftwerke führen hohe Importpreise zu einer stärkeren Nutzung inländischer erneuerbarer Stromerzeugung. Die gemeinsame Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie liegt 2050 und 2070 jeweils um rund 2–3 TWh/Jahr über der bei den Basisimportpreisen. Gleichzeitig sinken die jährlichen Nettoimporte gegenüber dem Basisfall um rund 3 TWh im Jahr 2050 und um rund 5 TWh im Jahr 2070.

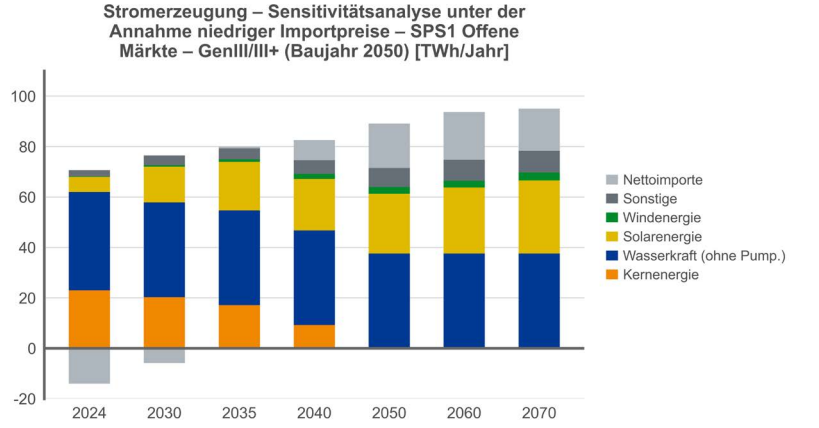
In den Nuklearvarianten erhöhen hohe Importpreise zusätzlich die Nutzung neuer Kernkraftwerke. Bei den früh verfügbaren Nuklearklassen steigt die jährliche Kernenergieerzeugung gegenüber derselben Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen um rund 10–12 TWh. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der zusätzliche Beitrag je Nuklearklasse im Jahr 2070 rund 8–10 TWh. Die Nettoimporte gehen meist in einer ähnlichen Grössenordnung zurück. Die Veränderungen der Wind- und Solarstromerzeugung bleiben in diesen Nuklearvarianten vergleichsweise begrenzt.

Bei niedrigen Importpreisen kehrt sich diese Reaktion um. In der Variante ohne neue Kernkraftwerke sinkt die gemeinsame Wind- und Solarstromerzeugung gegenüber den Basisimportpreisen um rund 3 TWh im Jahr 2050 und um rund 6 TWh im Jahr 2070. Die jährlichen Nettoimporte steigen um rund 2 bzw. 6 TWh. Bei den SMR, die frühzeitig zur Verfügung stehen werden, liegt die jährliche Stromerzeugung aus Kernkraft um etwa 7 TWh niedriger. Bei den später verfügbaren Nuklearklassen beträgt der Rückgang im Jahr 2070 je nach Nuklearklasse rund 7–11 TWh. Die geringere inländische Stromerzeugung wird überwiegend durch höhere Nettoimporte und ergänzend durch andere Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen ausgeglichen.

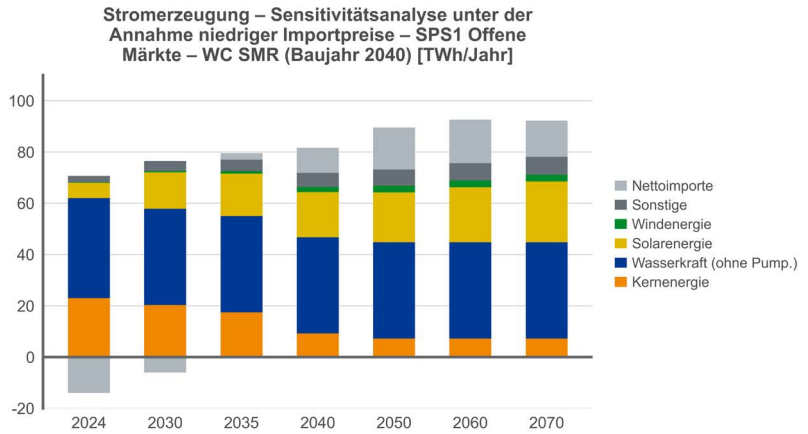
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

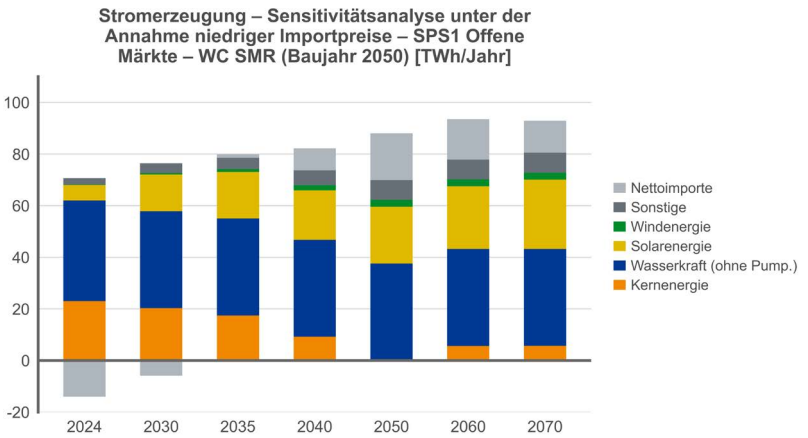


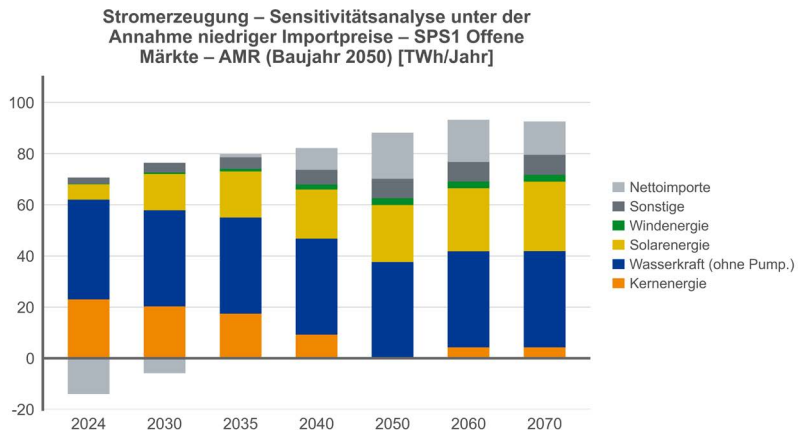




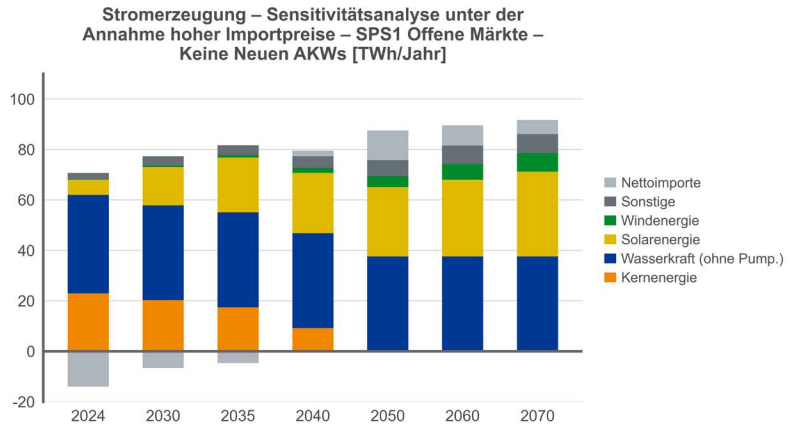
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

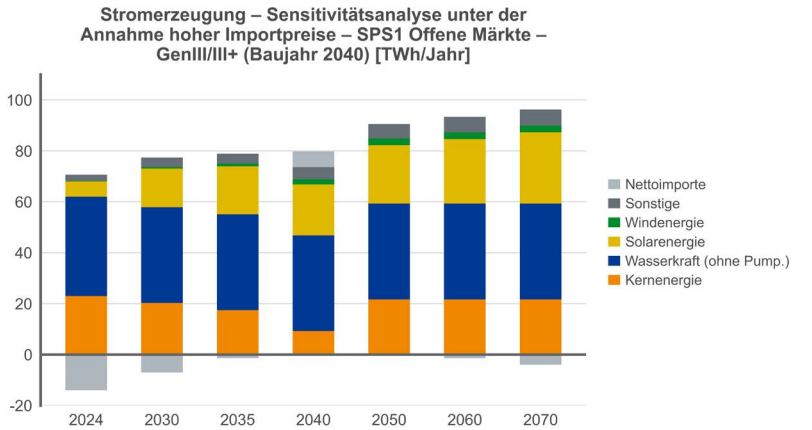


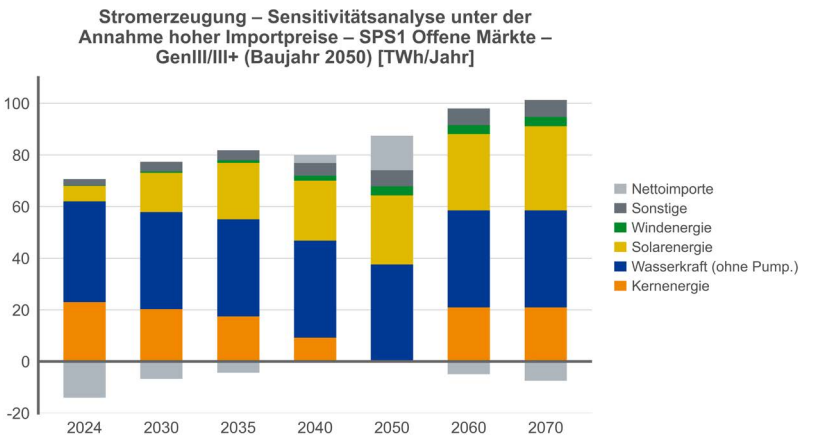




© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html







© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

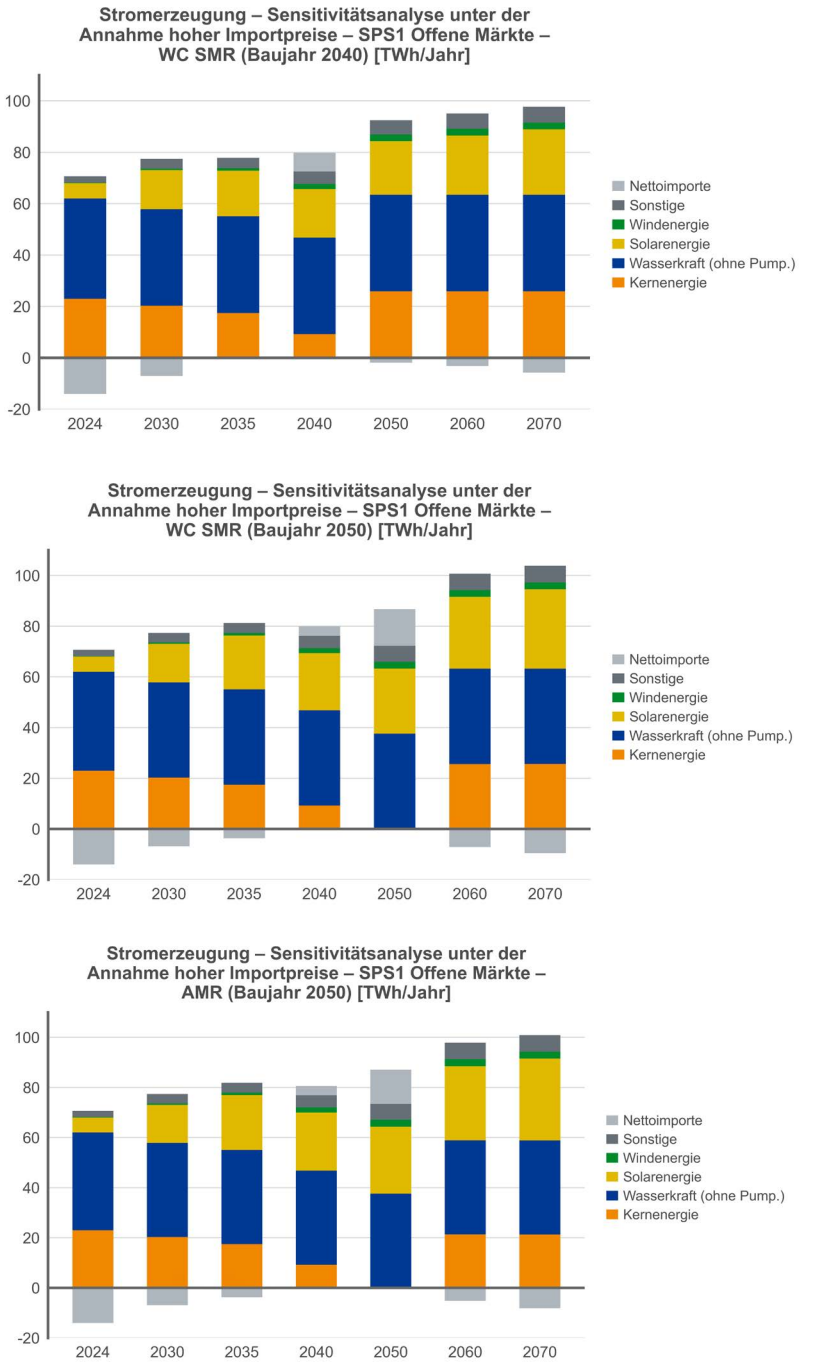
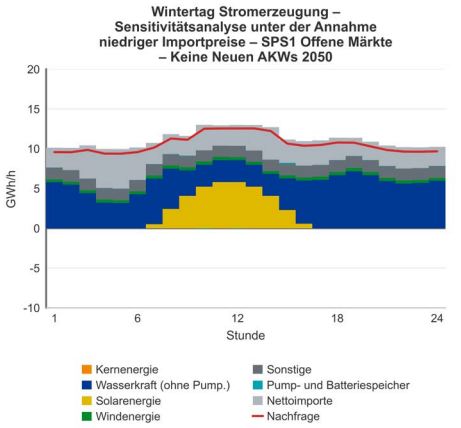
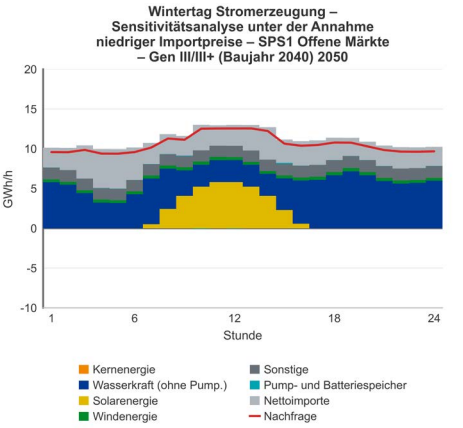
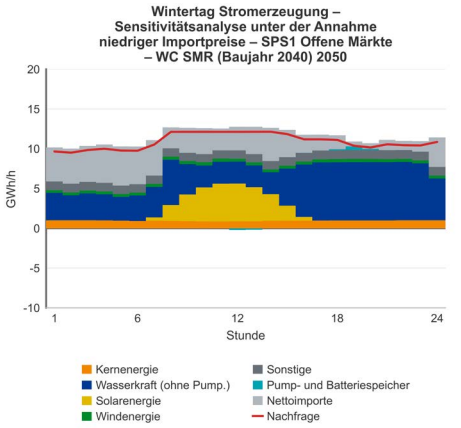


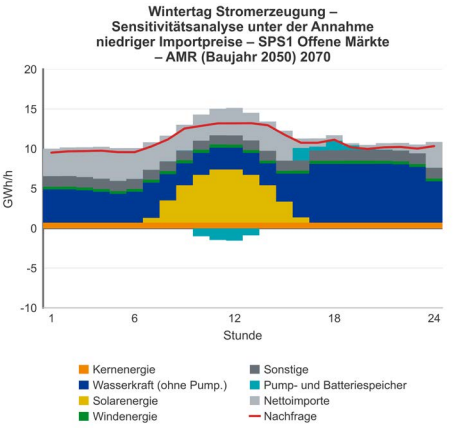
Abb. 92: Jährliche Stromerzeugung und Nettoimporte in SPS1 – Offene Märkte bei hohen und niedrigen Importpreisen, 2020–2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Nuklearklassen. Die Abbildung zeigt die Beiträge der Kernenergie, der Wasserkraft, der Photovoltaik, der Windenergie, der sonstigen Stromerzeugung und der Nettoimporte. Negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten.

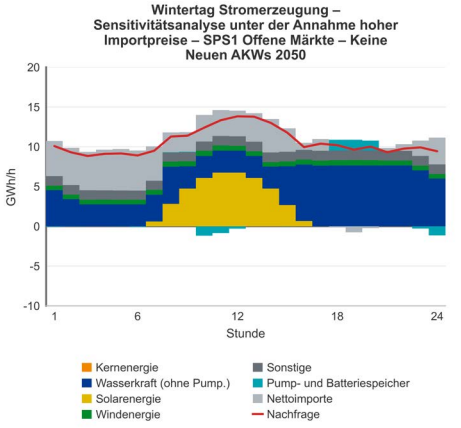
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

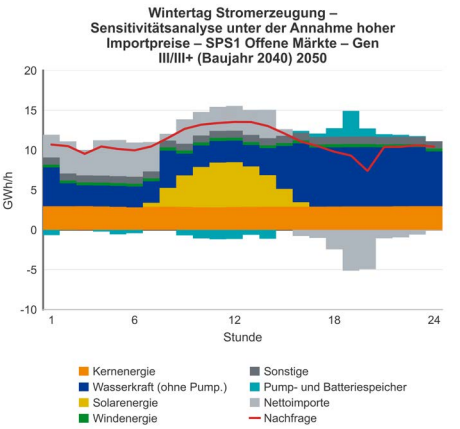












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

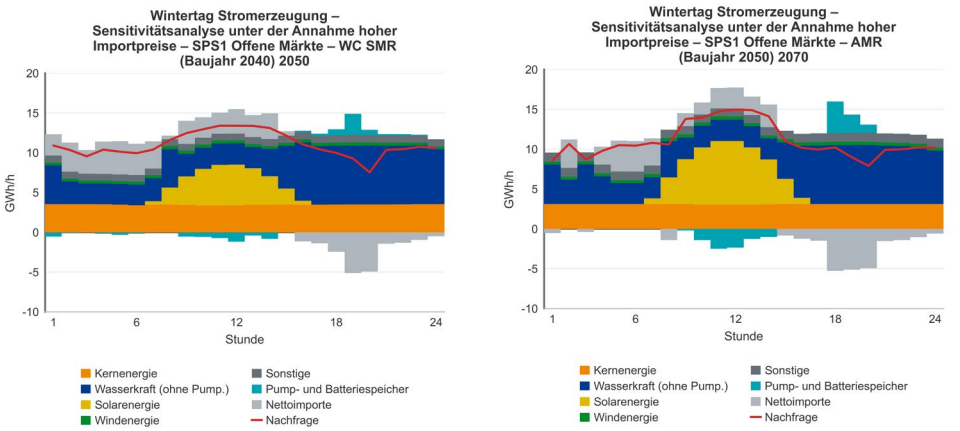
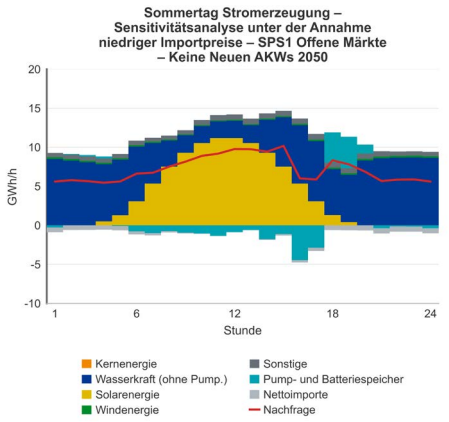


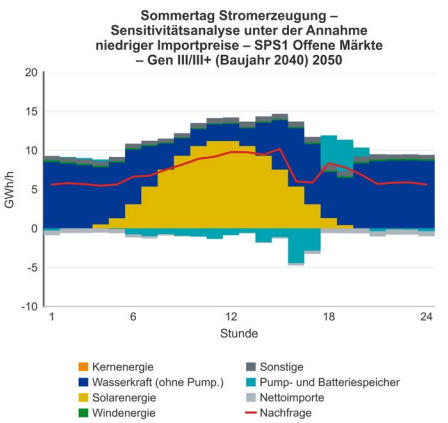
Abb. 93: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen. Dargestellt sind Fälle ohne neue Kernkraftwerke sowie mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und einer repräsentativen später verfügbaren AMR-Klasse. Für AMR wird das Jahr 2070 gezeigt, da diese Klasse erst später systemwirksam wird. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

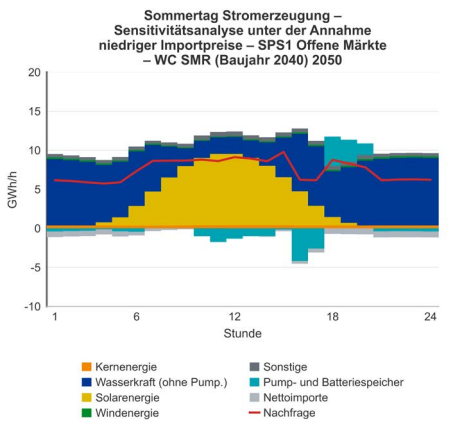
Abb. 93 zeigt die Stromversorgung an einem typischen Wintertag. Bei niedrigen Importpreisen spielen Nettoimporte über mehrere Stunden hinweg eine grössere Rolle bei der Deckung der Nachfrage. Bei hohen Importpreisen wird stärker auf die inländische Stromerzeugung zurückgegriffen. In den Varianten mit früh verfügbarer neuer Kernkraft sinkt insbesondere der Importbedarf während der Stunden mit hoher Winterlast. Speicher, Wasserkraft und weitere flexible Optionen bleiben jedoch auch bei höherer Kernenergieerzeugung erforderlich.

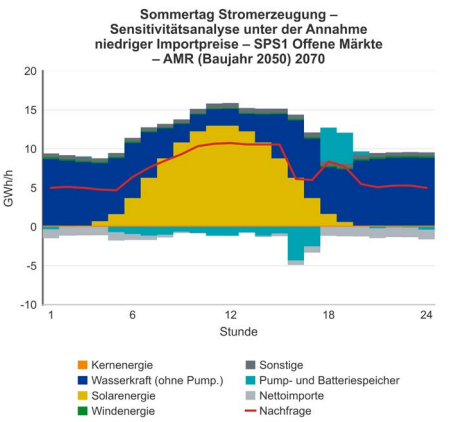
Abb. 94 zeigt demgegenüber die Stromversorgung an einem typischen Sommertag. Die Photovoltaik prägt die Erzeugungsstruktur insbesondere während der Mittagsstunden. Überschüsse werden durch Exporte, Lagerbestände und flexible Nachfrage aufgenommen. Mit höheren Kernkraftkapazitäten kann der Bedarf an diesen Ausgleichsoptionen zunehmen, da Kernenergie und Photovoltaik zeitweise gleichzeitig hohe Beiträge liefern. Die stündliche Darstellung verdeutlicht, dass zusätzliche gesicherte Erzeugung den winterlichen Importbedarf reduzieren kann, im Sommer jedoch weiterhin in ein breites Flexibilitätsportfolio integriert werden muss.

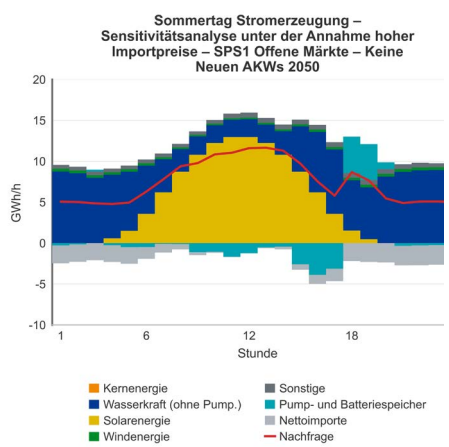
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

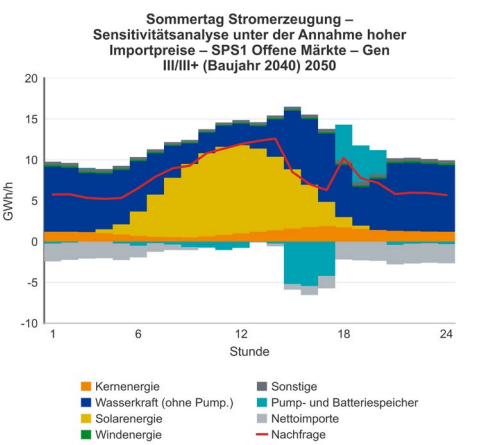












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

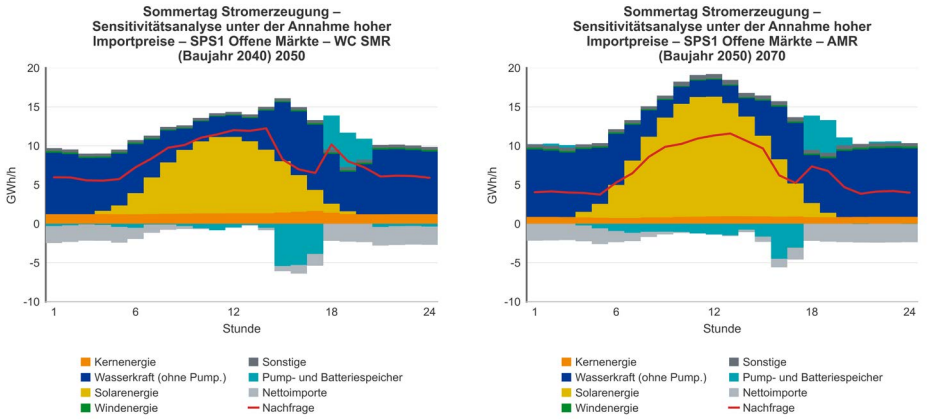


Abb. 94: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen und hohen Importpreisen. Dargestellt sind Fälle ohne neue Kernkraftwerke sowie mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und einer repräsentativen später verfügbaren AMR-Klasse. Für AMR wird das Jahr 2070 gezeigt, da diese Klasse erst später systemwirksam wird. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

Tab. 70 und **Tab. 71** ergänzen die stündlichen Darstellungen um ausgewählte absolute Werte für stationäre Batteriespeicher, saisonale Wärmespeicherung, Lastverschiebung und Systemdienstleistungen. Die Werte werden nicht gegenüber den Basisimportpreisen differenziert, sondern als absolute Modellergebnisse der jeweiligen Preis- und Nuklearvariante ausgewiesen.

Bei niedrigen Importpreisen können Importe einen Teil der kurzfristigen Ausgleichsfunktion übernehmen. In den Varianten mit früh verfügbarer neuer Kernkraft fällt die Leistung stationärer Batteriespeicher niedriger aus als in der Variante ohne neue Kernkraftwerke. Die saisonale Wärmespeicherung verändert sich dagegen nur begrenzt und nicht einheitlich. Eine Lastverschiebung bei Haushaltsgeräten wird unter diesen Preisannahmen nicht berücksichtigt. Die Nachfrage nach Systemdienstleistungen bleibt in allen Varianten bestehen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 70: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei niedrigen Importpreisen. Die Werte zeigen absolute Modellwerte. Die Spalte «Keine neuen AKWs» bildet den Fall ohne neue Kernkraft, mit bestehendem Bestand bis 60 Jahre und niedrigen Importpreisen ab. Die übrigen Spalten zeigen die entsprechenden Werte, wenn verschiedene Nuklearklassen zugelassen werden.

Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**Gen III/III+ (Baujahr 2040)**		**Gen III/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,1	1,4	1,1	1,4	1,1	1,4	0,8	0,9	1,0	1,1	1,0	1,1
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	1,2	4,5	1,2	4,5	1,2	4,5	1,2	4,1	1,1	4,2	1,2	4,3
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	500	520	500	520	500	520	470	500	490	510	490	520

Bei hohen Importpreisen gewinnen inländische Flexibilitätsoptionen an Bedeutung. Ohne neue Kernkraftwerke werden eine stärkere Lastverschiebung sowie eine höhere Leistung von stationären Batteriespeichern erforderlich. Früh verfügbare Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR reduzieren beide Anforderungen. Die saisonale Wärmespeicherung kann hingegen bei einzelnen Nuklearvarianten zunehmen. Auch die Nachfrage nach Systemdienstleistungen bleibt bestehen. Neue Kernkraft verändert somit die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios, ersetzt es jedoch nicht.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 71: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte für die Jahre 2050 und 2070 bei einem Szenario mit hohen Importpreisen. Die angegebenen Werte sind absolute Modellwerte. Die Spalte «Keine neuen AKWs» stellt den Referenzfall dar, bei dem keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden, der bestehende Bestand bis zu 60 Jahre betrieben wird und hohe Importpreise gelten. Die anderen Szenarien sehen vor, dass möglicherweise verschiedene Reaktortypen in Betrieb genommen werden.

Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**Gen III/III+ (Baujahr 2040)**		**Gen III/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,3	1,7	0,8	1,0	1,3	1,4	0,7	0,8	1,2	1,3	1,2	1,2
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	0,9	4,4	1,4	4,2	0,8	4,2	1,5	4,2	0,9	4,2	0,9	4,1
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	1,7	1,7	0,9	0,9	1,3	1,3	0,7	0,7	1,1	1,1	1,2	1,2
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	530	560	510	530	520	550	500	520	510	540	520	540

8.2.9 Sensitivität gegenüber negativen Strompreisen im Sommer

Dieser Anhang ergänzt die Analyse in Abschnitt 4.6.5.4 durch absolute Kapazitäts- und Stromversorgungsbilanzen sowie saisonale und stündliche Darstellungen. Die Annahmen, die Vergleichslogik und die Änderungen gegenüber den Basisimportpreisen werden im Haupttext beschrieben. Die zugehörigen Preis-Dauer-Kurven sind in **Abb. 90** in Anhang 8.2.8 im Vergleich zu den Referenz-, Hoch- und Niedrigpreisfällen dargestellt.

Die Sensitivitätsanalyse übernimmt das allgemeine Preisniveau des Niedrigpreisfalls und ergänzt es um durchschnittlich negative Stromimportpreise während der sommerlichen Überschussperioden. Da gegenüber den Basisimportpreisen sowohl das allgemeine Preisniveau als auch die zeitliche Preisstruktur verändert werden, zeigen die Ergebnisse die gemeinsame Wirkung beider Annahmen. Der isolierte zusätzliche Effekt der negativen Sommerpreise lässt sich aus den dargestellten Ergebnissen nicht bestimmen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 95 ergänzt die in **Abb. 33** des Abschnitts 4.6.5.4 dargestellten Kapazitätsveränderungen um die relativen Modellwerte. Die verbleibenden Kapazitäten der beiden Gen III/III+-Klassen liegen unterhalb einer für diese Nuklearklassen sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse. Sie werden deshalb nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet und gerundet mit 0 GW ausgewiesen. Wassergekühlte SMR mit Baubeginn 2040 erreichen weiterhin rund 1,0 GW. Die später verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR erreichen im Jahr 2070 rund 0,7–0,8 GW.

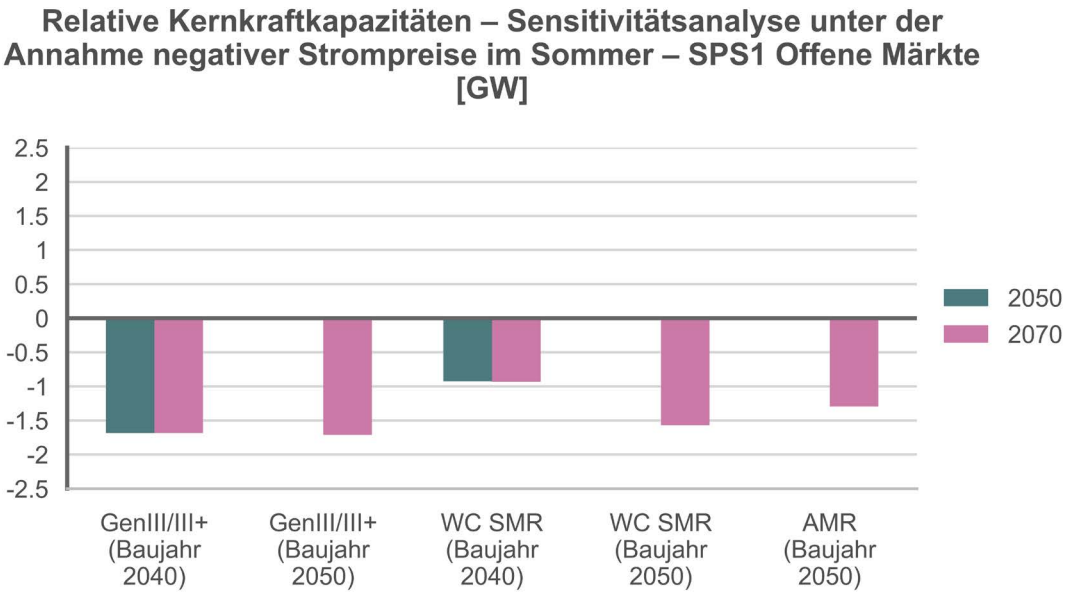
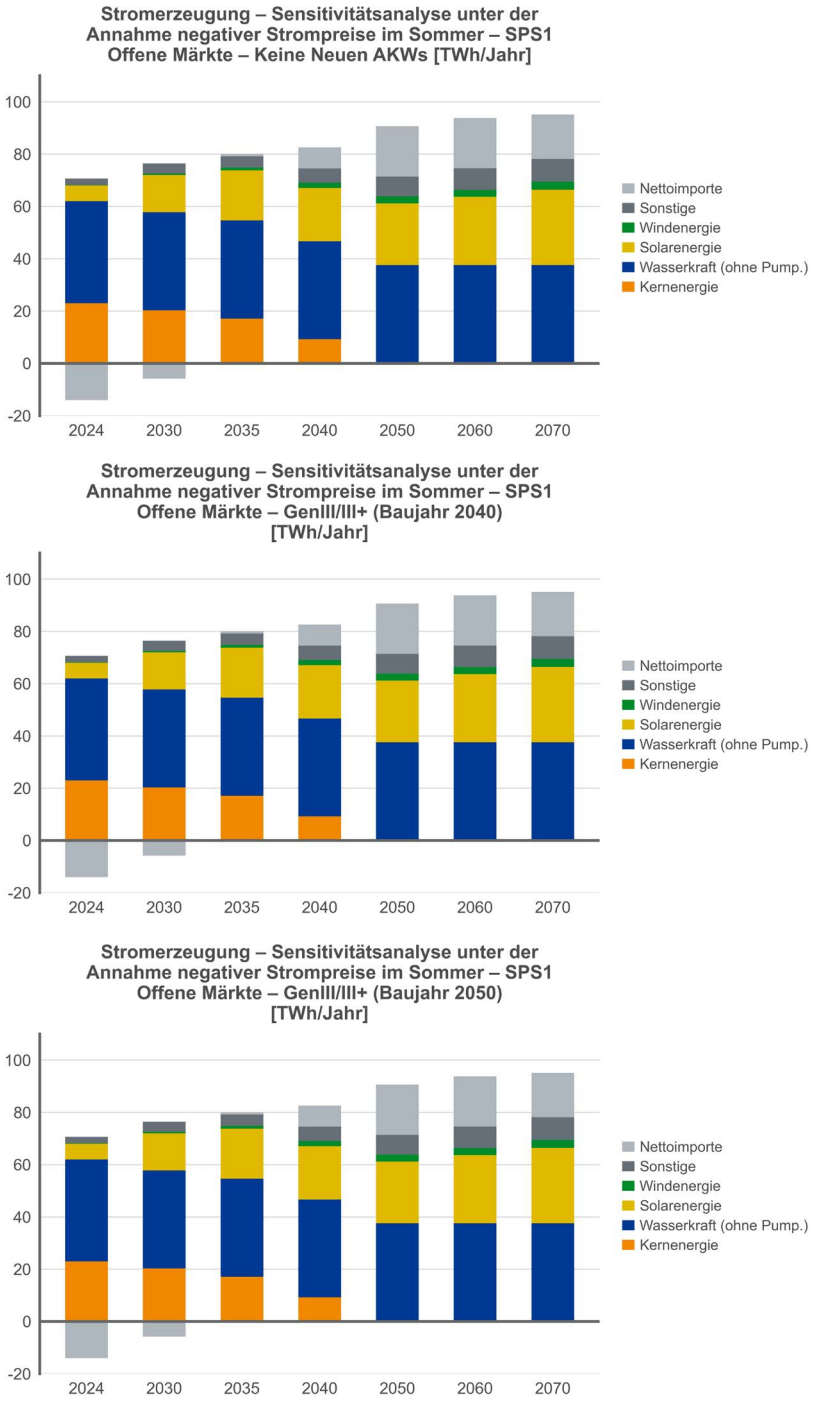


Abb. 95: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer gegenüber den Basisimportpreisen, 2050 und 2070, in GW. Für jede Nuklearvariante wird die Differenz gegenüber der jeweiligen Nuklearvariante bei den Basisimportpreisen dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neu installierte Kernkraftkapazität. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten. Die verbleibenden absoluten Modellwerte der beiden Gen III/III+-Klassen liegen unterhalb einer sinnvoll interpretierbaren Anlagengrösse und werden nicht als tatsächlich gebaute Neubauoptionen gewertet.

Abb. 96 zeigt die absolute jährliche Stromversorgung von 2020 bis 2070. Sie ergänzt die in **Abb. 34** des Haupttexts dargestellten Veränderungen gegenüber den Basisimportpreisen hinsichtlich des Niveaus und der zeitlichen Entwicklung der Stromerzeugung und der Nettoimporte. Die geringere Kernenergieerzeugung in den Nuklearvarianten wird überwiegend durch höhere Nettoimporte ausgeglichen. Die Veränderungen der Wind- und Photovoltaikerzeugung fallen demgegenüber geringer aus. Die Abbildung zeigt zudem, ab welchem Zeitpunkt die ausgewählten früh und später verfügbaren Nuklearklassen zur Stromversorgung beitragen. Die Ergebnisse zeigen, dass niedrige Importpreise und negative Sommerimportpreise den Anreiz für zusätzliche inländische Stromerzeugung verringern können.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

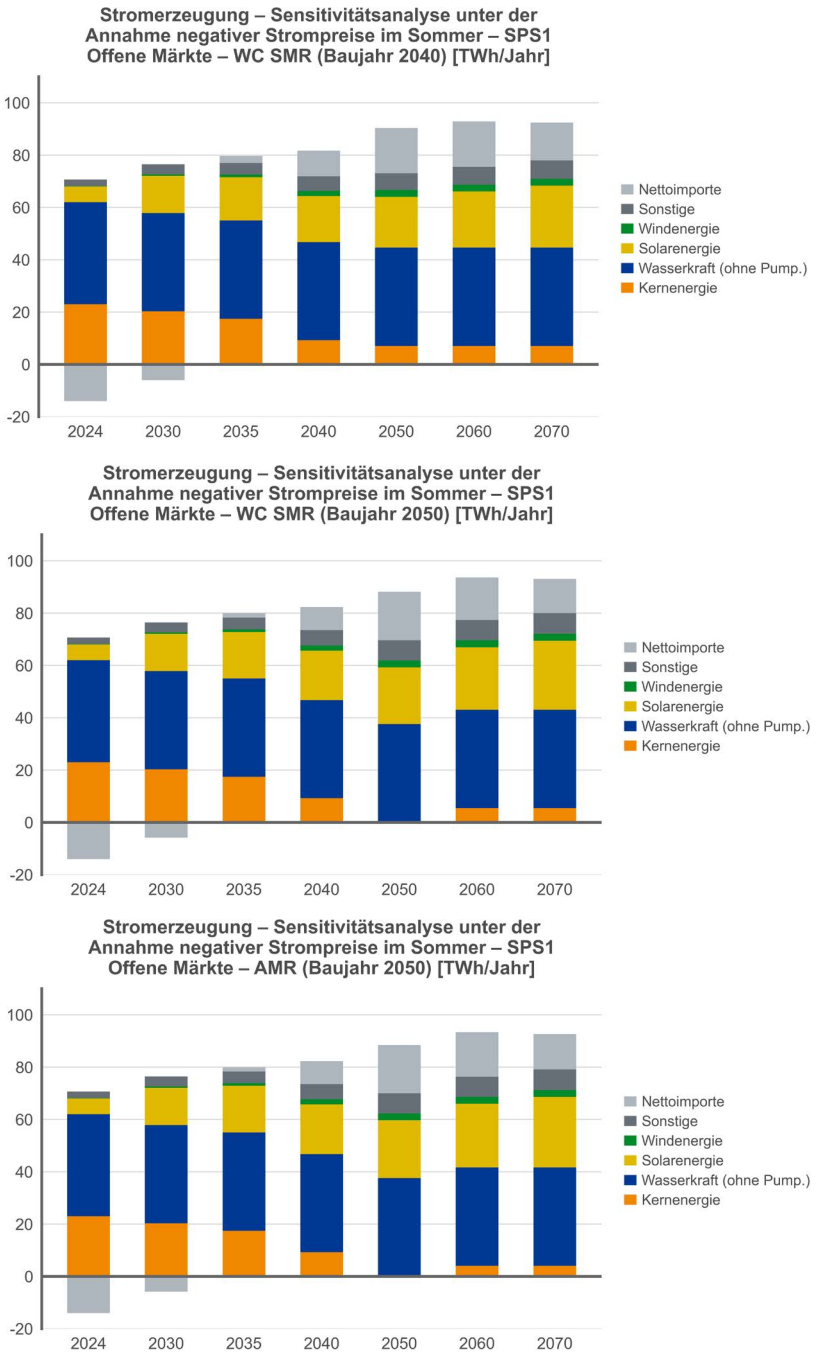


Abb. 96: Jährliche Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2020–2070, in TWh/Jahr. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte früh und später verfügbare Nuklearklassen. Die Abbildung zeigt die Beiträge der Kernenergie, der Wasserkraft, der Photovoltaik, der Windenergie, der sonstigen Stromerzeugung sowie der Nettoimporte. Negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 97 ordnet die jährlichen Veränderungen saisonal ein. In den Sommermonaten liegen die Nettoimporte in den dargestellten Nuklearvarianten nahe bei null oder werden teilweise leicht negativ, während die Photovoltaikerzeugung rund 9–10 TWh pro Saison erreicht.

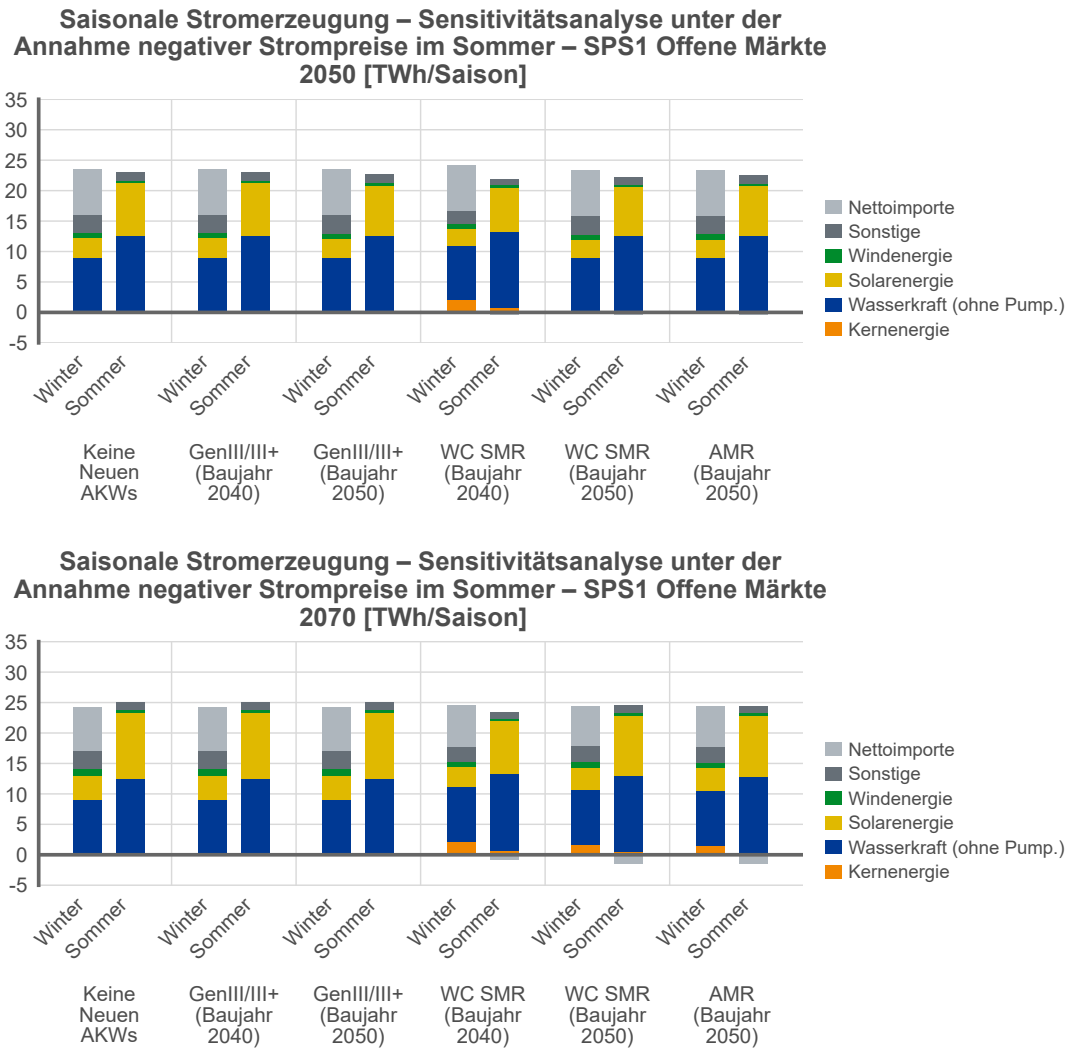


Abb. 97: Saisonale Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer, 2050 und 2070, in TWh/Saison. Dargestellt sind die Winter- und Sommerhalbjahre für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für die fünf Nuklearvarianten, in denen jeweils eine Nuklearklasse verfügbar ist. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte. Die Abbildung verdeutlicht die saisonale Balance zwischen Kernenergie, Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, sonstiger Erzeugung und Nettoimporten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Sehr tiefe bzw. negative Importpreise treffen damit auf Stunden und Perioden, in denen bereits eine hohe inländische Solarstromerzeugung zur Verfügung steht. Im Winter bleiben dagegen Nettoimporte von rund 7–8 TWh pro Saison sowie gesicherte Erzeugung und Flexibilität relevant. Der Beitrag neuer Kernkraftwerke ist – sofern sie in der jeweiligen Nuklearvariante ausgewählt werden – vor allem im Winter sichtbar. Günstige bzw. negative Importpreise im Sommer beseitigen somit weder die saisonale Differenz zwischen Angebot und Nachfrage noch den Bedarf an gesicherter Winterversorgung.

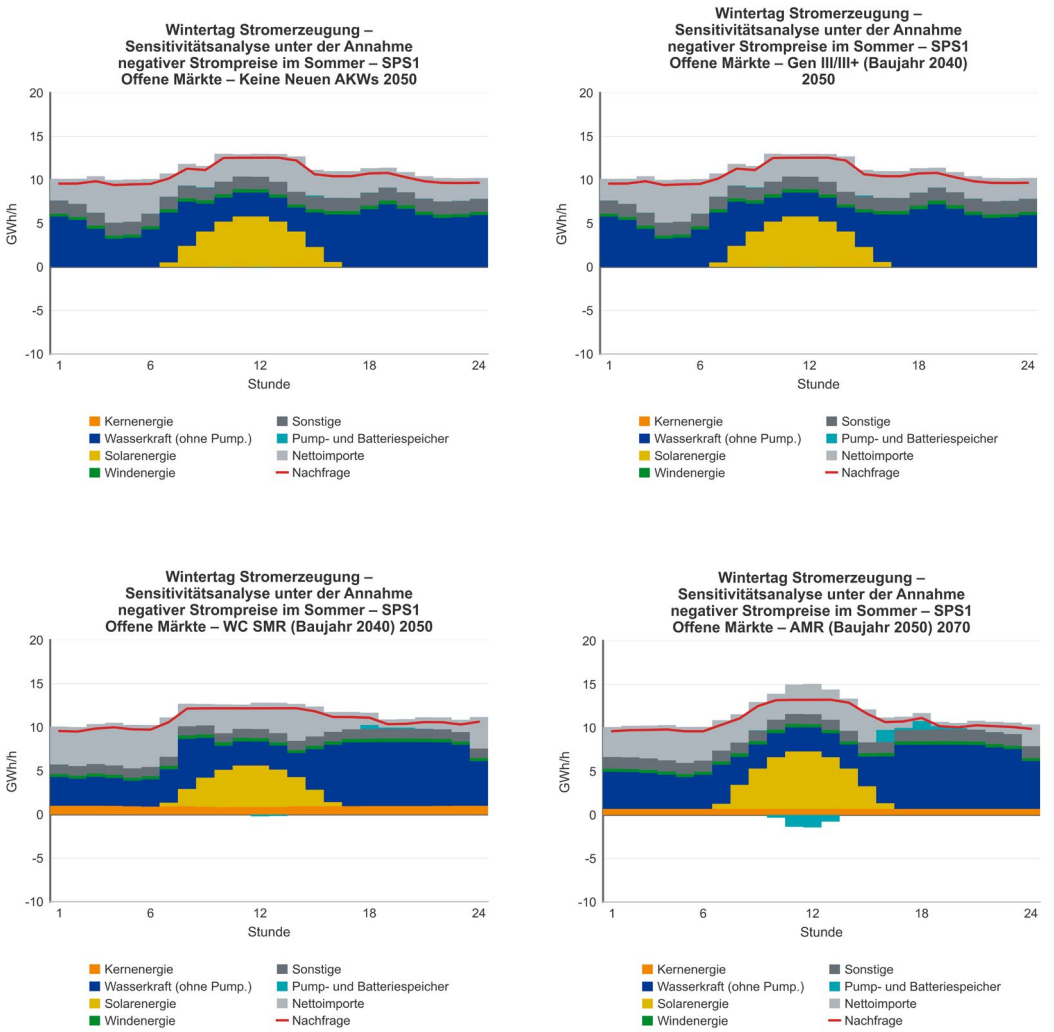


Abb. 98: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer. Dargestellt sind die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie Varianten mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und der später verfügbaren AMR-Klasse. Für AMR wird das Jahr 2070 gezeigt, da diese Klasse erst später systemwirksam wird. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die stündlichen Darstellungen eines typischen Winter- und Sommertags in **Abb. 98** und **Abb. 99** ergänzen die jährliche und die saisonale Einordnung. **Abb. 98** zeigt, dass im Winter weiterhin Importe, gesicherte inländische Erzeugung, Wasserkraft, Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Nachfrage beitragen. Neue Kernkraft kann den Importbedarf in einzelnen Stunden reduzieren, ersetzt die übrigen Ausgleichsoptionen jedoch nicht.

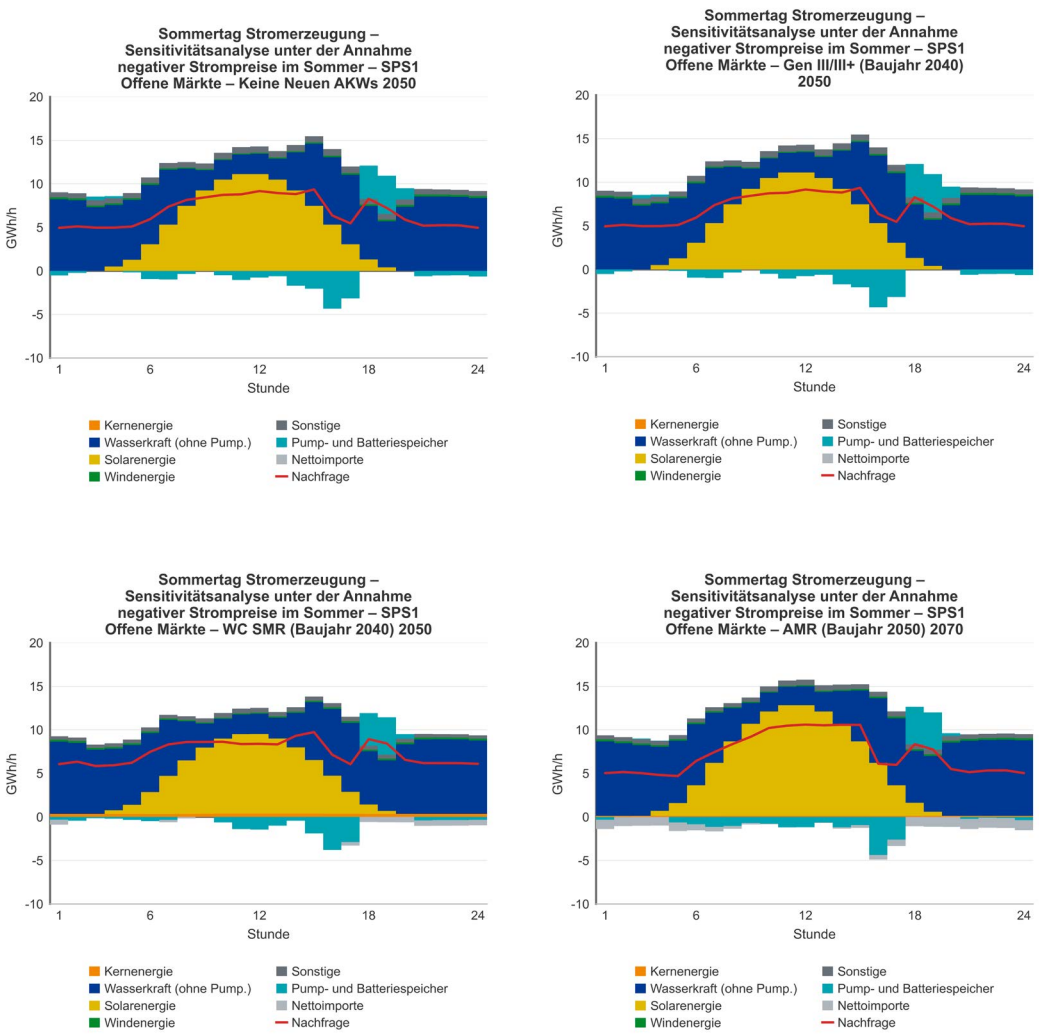


Abb. 99: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei niedrigen Importpreisen und durchschnittlich negativen Stromimportpreisen im Sommer. Dargestellt sind die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie Varianten mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und der später verfügbaren AMR-Klasse. Für AMR wird das Jahr 2070 gezeigt, da diese Klasse erst später systemwirksam wird. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 99 verdeutlicht die andere Systemlage im Sommer. In Stunden mit hoher Photovoltaikerzeugung verringern sehr tiefe oder negative Stromimportpreise den wirtschaftlichen Wert zusätzlicher inländischer Stromerzeugung. Der mögliche Systemwert neuer Kernkraft verlagert sich dadurch stärker auf Winter- und Knappheitsstunden. Sommerstunden mit sehr tiefen Preisen können dagegen die Auslastung und Wirtschaftlichkeit kapitalintensiver Erzeugungsanlagen belasten. Speicher, flexible Nachfrage, Exporte und weitere Ausgleichsoptionen bleiben erforderlich, um die unterschiedlichen saisonalen und stündlichen Angebots- und Nachfragestrukturen auszugleichen. Die stündlichen Darstellungen veranschaulichen die systemische Einsatzlogik innerhalb der STEM-Zeitscheiben. Sie sind nicht als detaillierte Betriebspläne einzelner Anlagen oder als vollständige Simulation der europäischen stündlichen Marktpreisbildung zu verstehen.

Die ergänzenden Abbildungen zeigen die absoluten, saisonalen und stündlichen Systemreaktionen, die den im Haupttext dargestellten Veränderungen zugrunde liegen. Sie bestätigen, dass die kombinierte Annahme niedriger Importpreise und negativer Sommerpreise vor allem den wirtschaftlichen Wert zusätzlicher inländischer Erzeugung während sommerlicher Überschussperioden reduziert. Der Bedarf an gesicherter Erzeugung, Importen und Flexibilitätsoptionen im Winter bleibt davon jedoch weitgehend unberührt.

8.2.10 Sensitivität zur Strommarktintegration und zum Ausbleiben eines Stromabkommens

Dieser Anhang dokumentiert die Annahmen und ergänzenden Ergebnisse der in Abschnitt 4.6.5.5 ausgewerteten Sensitivität. Ab 2035 werden die bilateralen Nettoübertragungskapazitäten der ElCom-Variante «Keine Kooperation» herangezogen (ElCom, 2025). Die Importpreise und die übrigen Annahmen von SPS1 – Offene Märkte bleiben unverändert. Untersucht wird damit die Wirkung eines deutlich eingeschränkten physischen Marktzugangs, nicht die Wirkung veränderter Importpreise.

Die ElCom-Variante basiert auf einer Kapazitätsallokation, wonach 70 % der relevanten Netzkapazität für den grenzüberschreitenden Handel innerhalb der EU bereitzustellen sind. Die in **Tab. 72** ausgewiesenen Werte unterscheiden sich je Grenze und entsprechen nicht einer pauschalen Reduktion jeder Schweizer Grenzkapazität um 70 %. Die Sensitivität bildet auch keinen exakten politischen Verlauf eines ausbleibenden Stromabkommens ab, sondern einen stilisierten Fall stark eingeschränkter Strommarktintegration. Die tatsächliche Nutzung der Kapazitäten wird in STEM endogen durch Preise, Nachfrage, Erzeugung und Flexibilitätsoptionen bestimmt.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 72: Bilaterale Nettoübertragungskapazitäten in der Sensitivität zur eingeschränkten Strommarktintegration ab 2035, in MW. Die Werte entsprechen der in STEM verwendeten ElCom-Variante «Keine Kooperation» und bleiben zwischen 2035 und 2050 unverändert. Insgesamt stehen Importkapazitäten von 1585 MW und Exportkapazitäten von 2001 MW zur Verfügung. Die Werte sind technische Rahmenannahmen; ihre tatsächliche Auslastung wird endogen bestimmt.

Grenze	**2035**	**2050**
Importe nach CH – SPS1 Offene Märkte	**(MW)**	**(MW)**
DE – CH	1079	1079
FR – CH	482	482
IT – CH	14	14
AT – CH	10	10
Exporte aus CH – SPS1 Offene Märkte		
CH – DE	695	695
CH – FR	607	607
CH – IT	0	0
CH – AT	699	699

Quelle: ElCom (2025)

Abb. 100 zeigt die Veränderung der neu installierten relativen Kernkraftkapazität unter Berücksichtigung begrenzter Ersatzkapazitäten. Ohne LTO erreichen die beiden früh verfügbaren Nuklearklassen im Jahr 2050 und 2070 rund 2,3 GW bei Gen III/III+ und rund 3,0 GW bei wassergekühlten SMR. Die später verfügbaren Klassen erreichen im Jahr 2070 rund 1,2–1,4 GW (bei kostenoptimaler Auslegung). Mit LTO liegen die früh verfügbaren Klassen im Jahr 2050 bei rund 2,8–2,9 GW; bis 2070 erreichen alle dargestellten Nuklearklassen rund 2,4–3,1 GW. Die Unterschiede zeigen, dass diese absoluten Werte nicht als allgemeiner Vorteil einer eingeschränkten Marktintegration zu interpretieren sind: Ohne LTO nehmen die Kapazitäten der später verfügbaren Klassen gegenüber ihren Referenzfällen trotz eingeschränkten Stromhandels ab.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

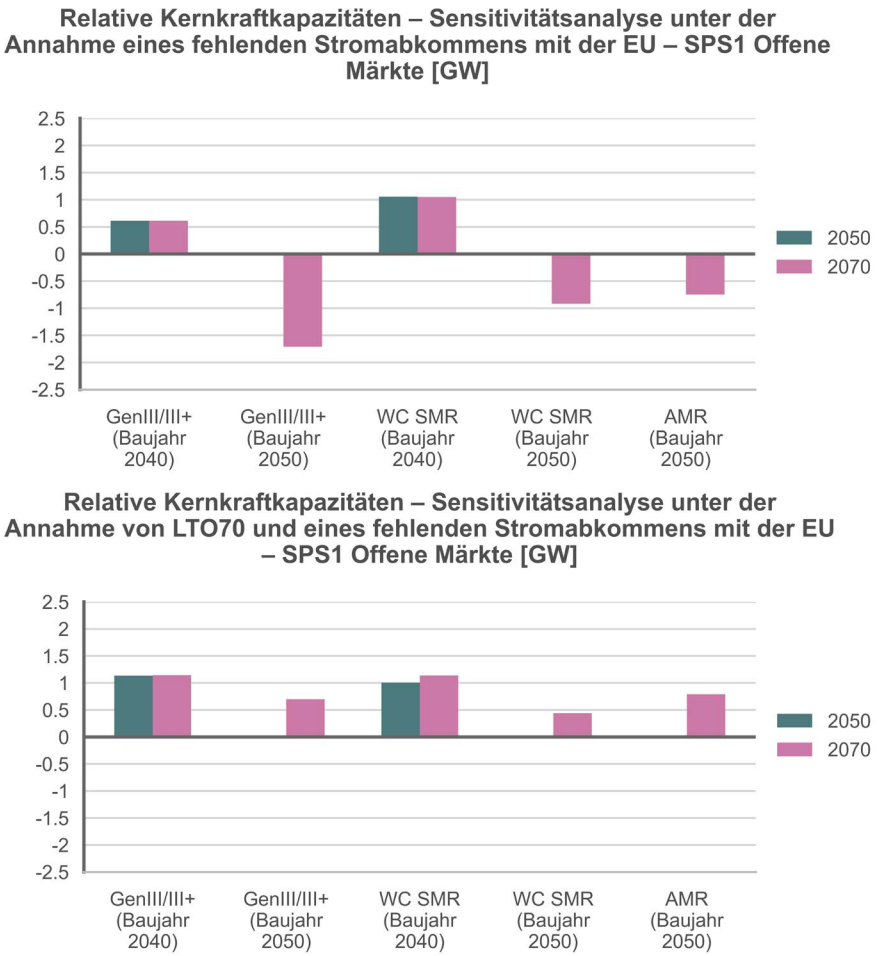
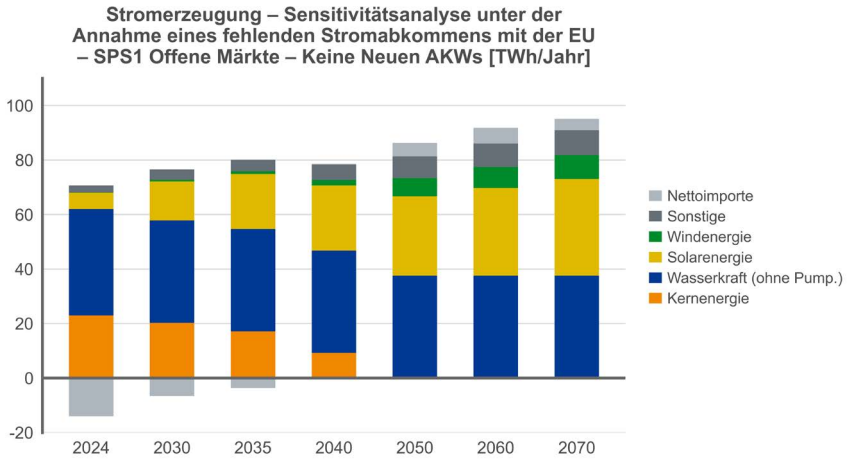
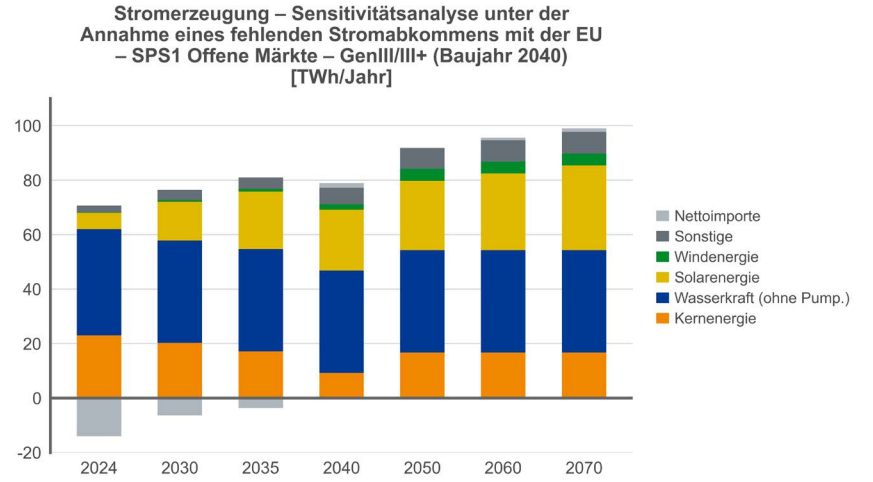


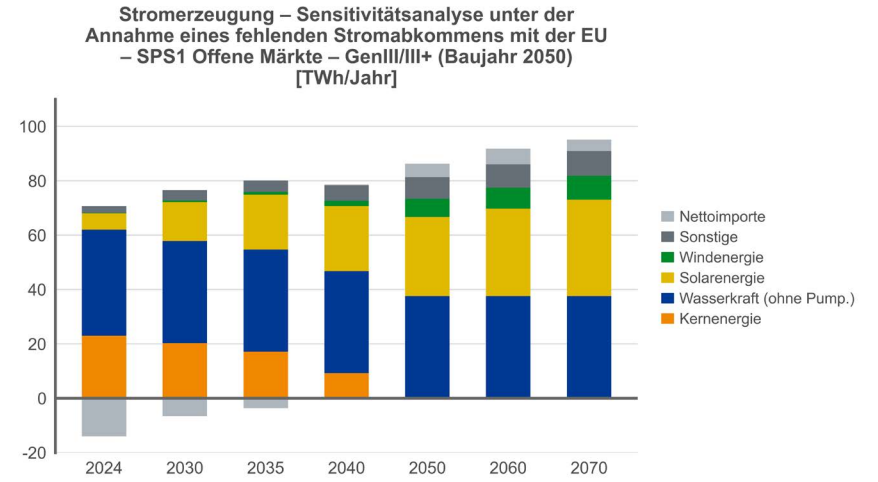
Abb. 100: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit den regulären SPS1-Austauschkapazitäten, 2050 und 2070, in GW. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Für jede Nuklearvariante wird die Differenz zur gleichen Nuklearvariante mit identischer LTO-Annahme und ohne eingeschränkte Strommarktintegration dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neu installierte Kernkraftkapazität. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

Abb. 101 dokumentiert die absoluten jährlichen Strombilanzen für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte früh und später verfügbare Nuklearklassen, jeweils ohne und mit LTO. Die eingeschränkten Import- und Exportkapazitäten verlagern die Stromversorgung insgesamt in Richtung der inländischen Erzeugung. Ohne neue Kernkraftwerke übernehmen vor allem erneuerbare Energien, Wasserkraft, Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen den Ausgleich. Wie die nachstehende Abbildung zeigt, trägt die neue Kernenergie in Kernkraftszenarien mit frühzeitig verfügbaren Anlagen (2040) bereits Mitte des Jahrhunderts mit etwa 10 TWh zum Strommix bei. Bei AMR wird dieser Beitrag erst später sichtbar. LTO erhöht den Kernenergiebeitrag in der Übergangsphase, überlappt sich bei früh verfügbaren Klassen jedoch teilweise mit dem Neubau.

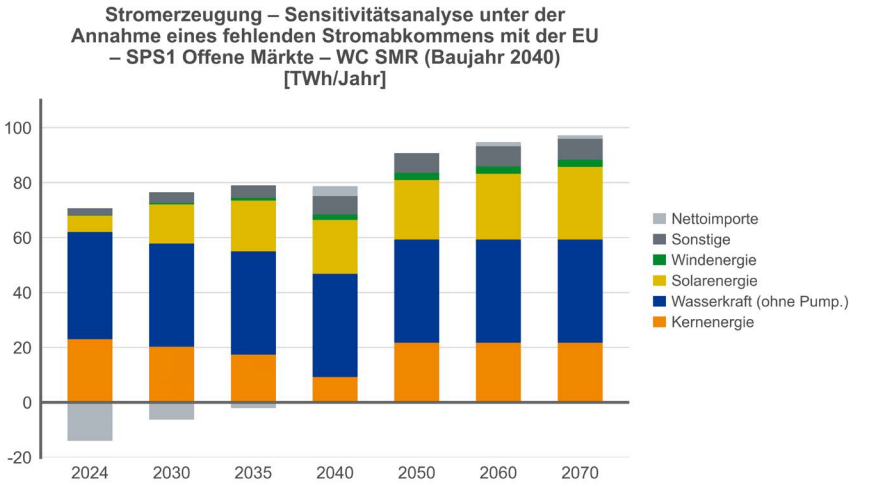
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

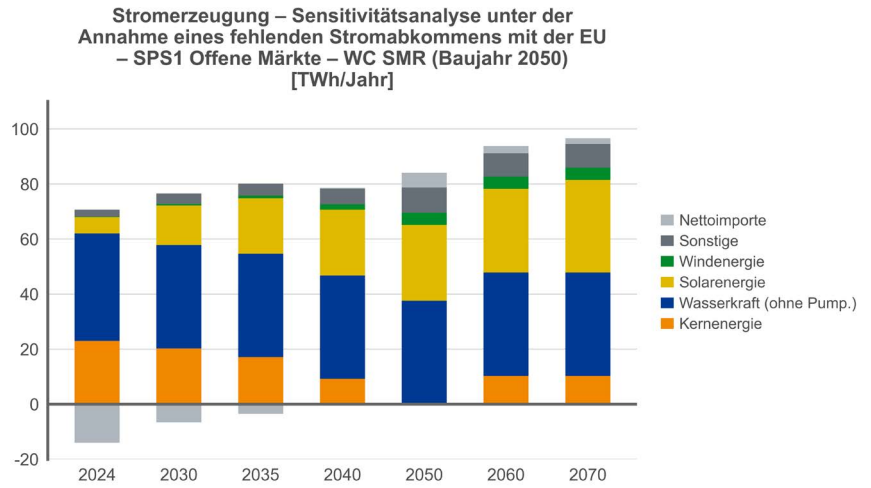


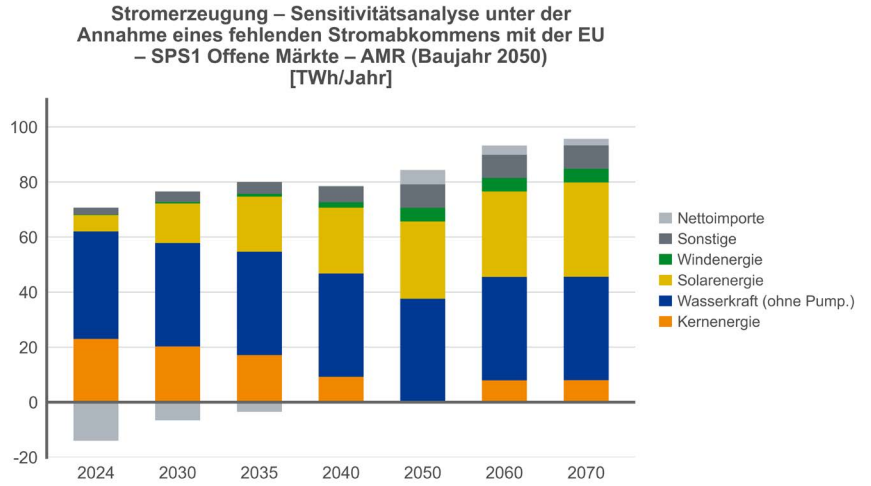




© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

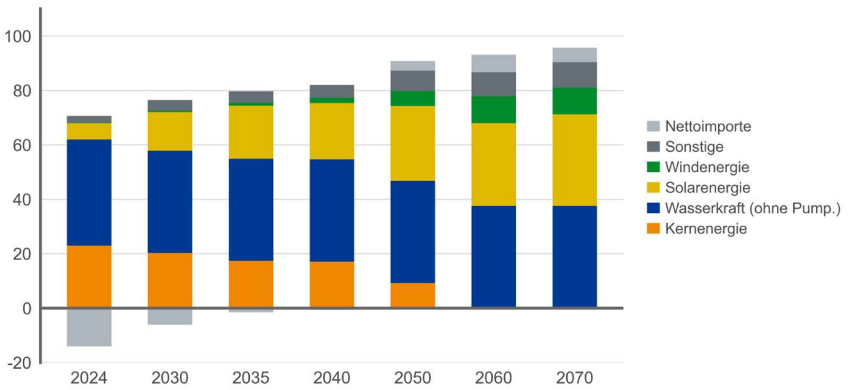




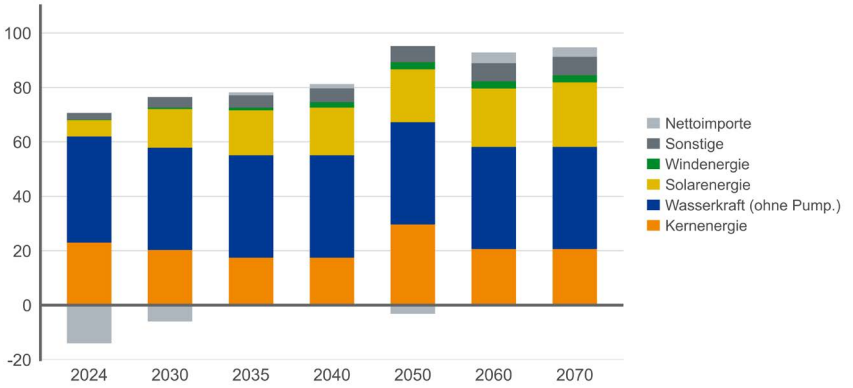


© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

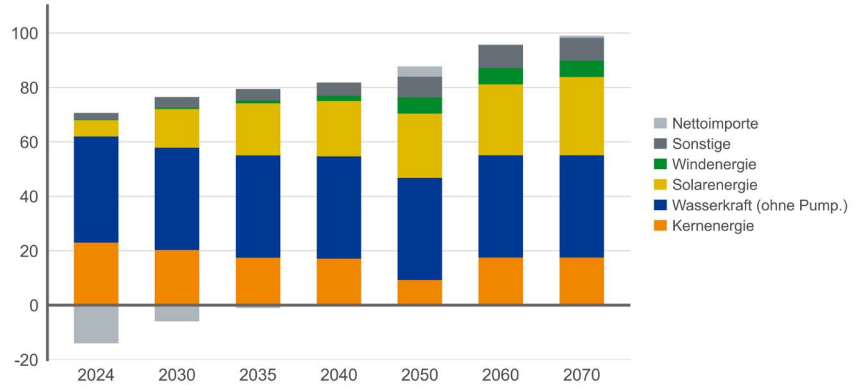
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines fehlenden Stromabkommens mit der EU – SPS1 Offene Märkte – Keine Neuen AKWs [TWh/Jahr]



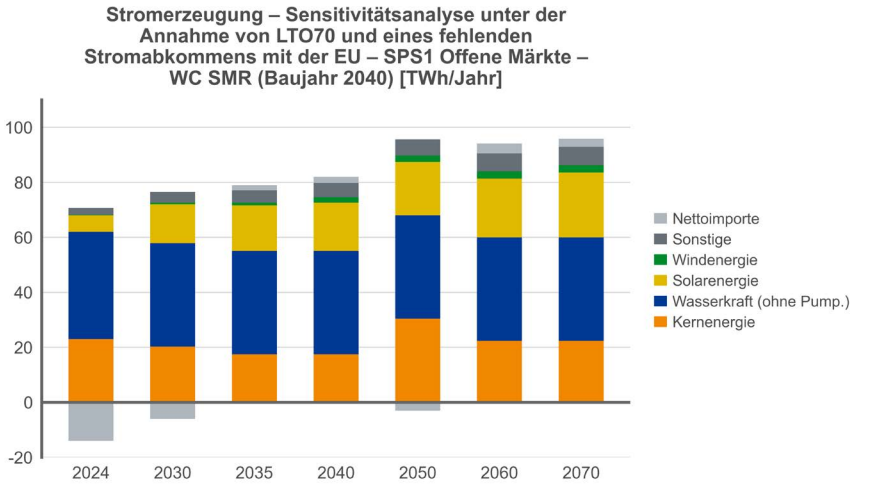
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines fehlenden Stromabkommens mit der EU – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2040) [TWh/Jahr]

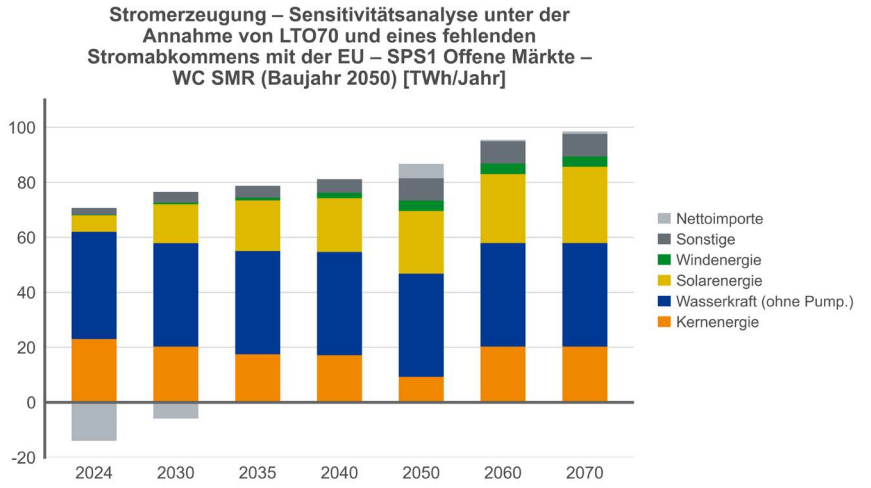


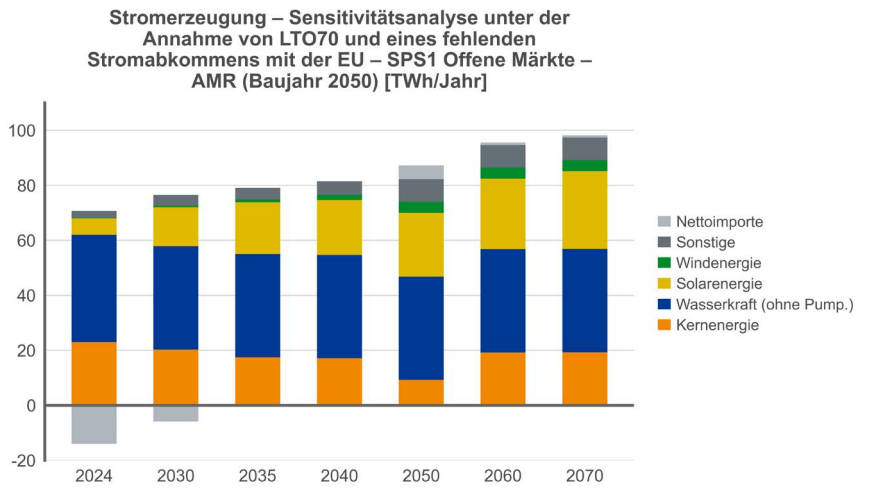
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines fehlenden Stromabkommens mit der EU – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2050) [TWh/Jahr]



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

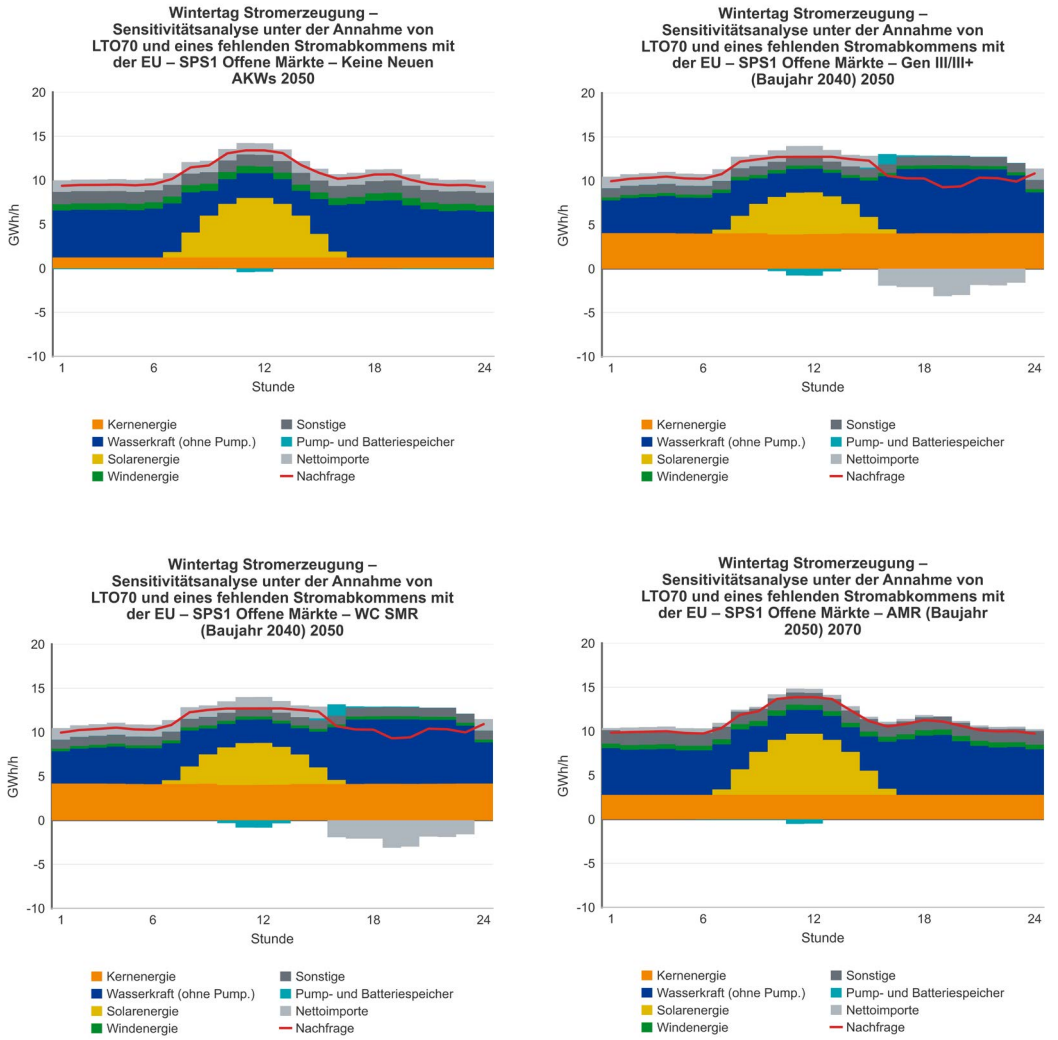






© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

◄ **Abb. 101:** Jährliche Stromversorgung in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration bis 2070. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie für ausgewählte Varianten mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und später verfügbaren AMR, jeweils ohne und mit Langzeitbetrieb bestehender Kernkraftwerke. Die Abbildung zeigt die Beiträge von Kernenergie, Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, sonstiger Stromerzeugung und Nettoimporten. Negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

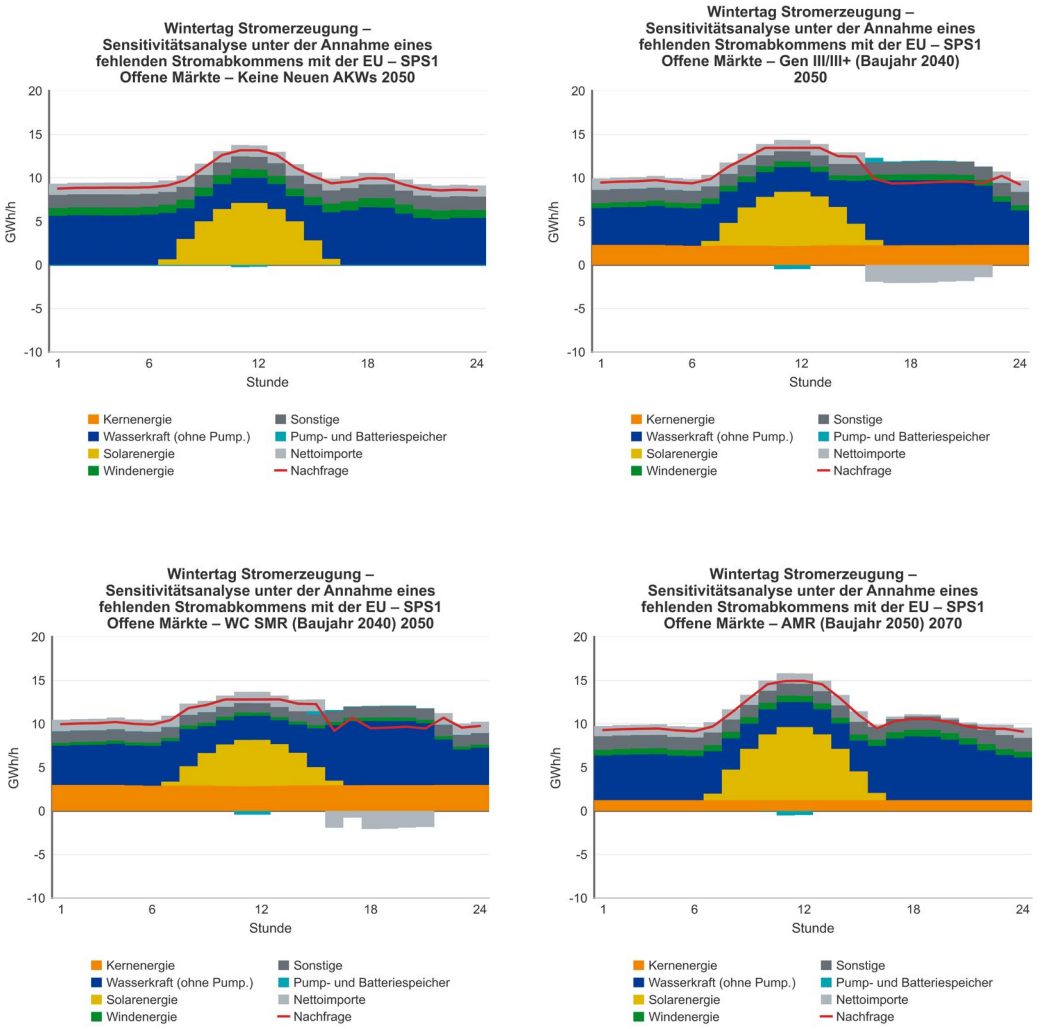
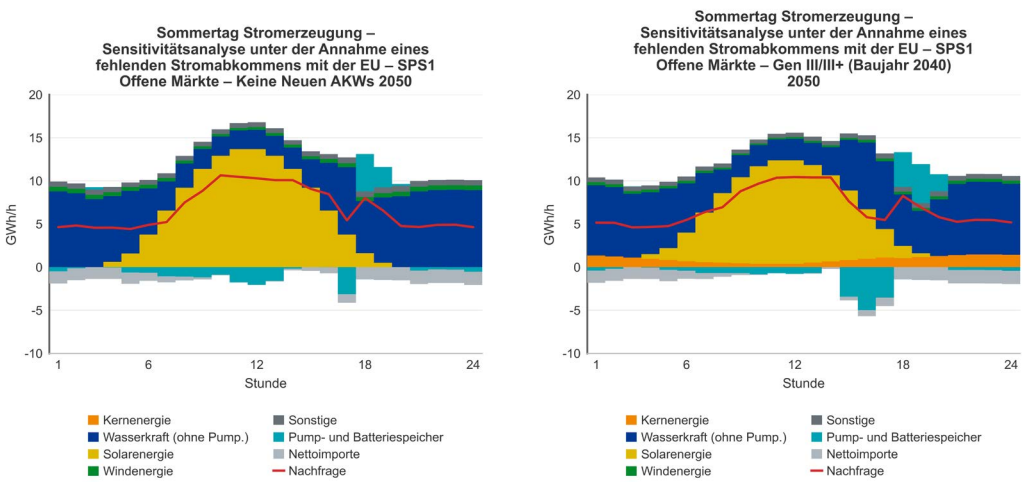


Abb. 102: Stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration. Dargestellt sind die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie Varianten mit Gen III/III+ und wassergekühlten SMR mit Baubeginn 2040 für das Jahr 2050 und mit AMR mit Baubeginn 2050 für das Jahr 2070. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage. Dargestellt sind jeweils die Fälle ohne und mit LTO.

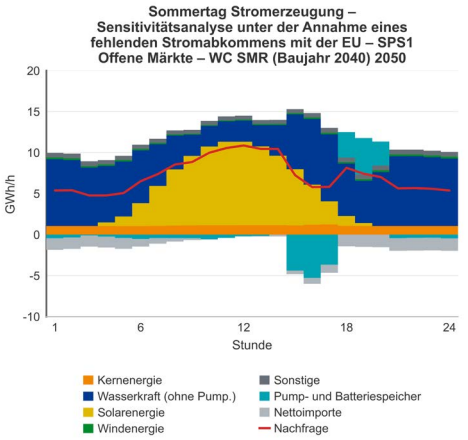
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

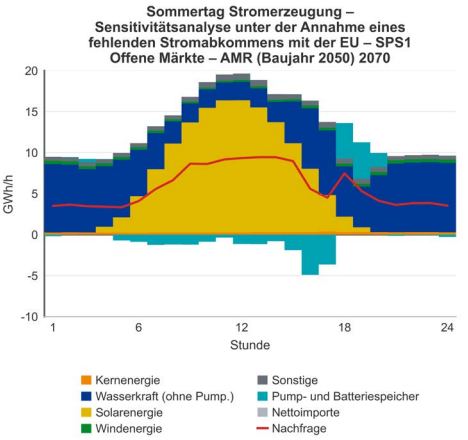
Abb. 102 zeigt die stündliche Stromversorgung an einem typischen Wintertag. Bei eingeschränkter Marktintegration stehen Importe nur begrenzt als Ausgleichsoption zur Verfügung. Ohne neue Kernkraftwerke wird die Nachfrage deshalb stärker durch Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Speicher und weitere inländische Optionen gedeckt. Früh verfügbare Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlte SMR stellen einen gleichmässigeren Kernenergiebeitrag bereit und reduzieren den Bedarf an anderen Erzeugungs- und Ausgleichsoptionen in einzelnen Stunden. Die übrigen Flexibilitätsoptionen bleiben jedoch erforderlich. Die AMR-Variante wird für 2070 dargestellt, weil diese Nuklearklasse erst später systemwirksam wird.

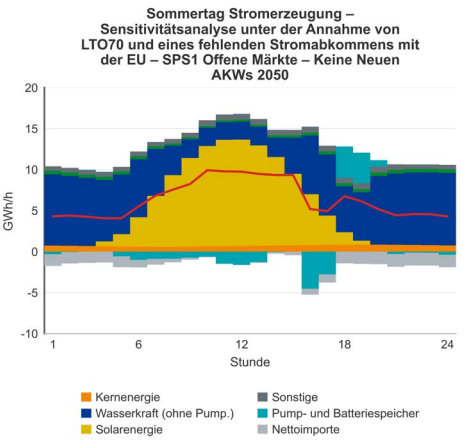
Abb. 103 zeigt die entsprechende Versorgung an einem typischen Sommertag. Die Photovoltaik prägt die Erzeugungsstruktur während der Tagesstunden. Gleichzeitig begrenzen die reduzierten Exportkapazitäten die Möglichkeit, sommerliche Überschüsse über den europäischen Strommarkt auszugleichen. Speicher, flexible Nachfrage, Abregelung und weitere Ausgleichsoptionen gewinnen deshalb an Bedeutung. In den Nuklearvarianten fällt die zusätzliche Kernenergie zeitweise mit einer hohen Photovoltaikerzeugung zusammen. Dies erklärt, weshalb eingeschränkte Marktintegration den Systemwert steuerbarer CO_2-armer Erzeugung im Winter erhöhen kann, ohne den Wert zusätzlicher Sommererzeugung in gleicher Weise zu erhöhen.

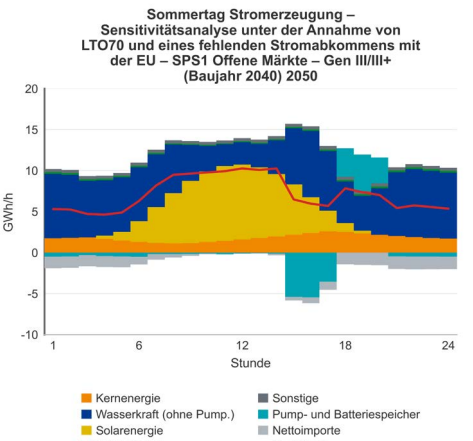


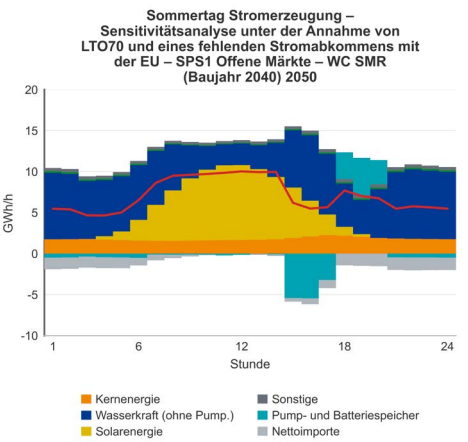
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

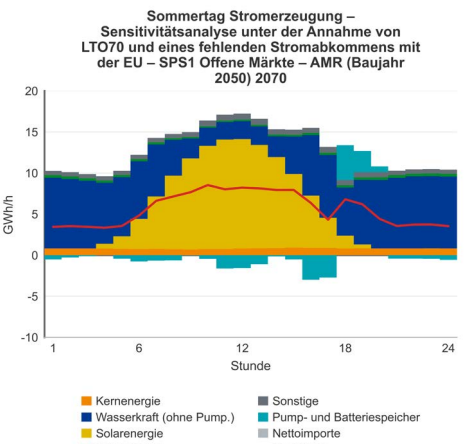












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

◄ **Abb. 103:** Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration. Dargestellt sind die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie Varianten mit Gen III/III+ und wassergekühlten SMR mit Baubeginn 2040 für das Jahr 2050 und mit AMR mit Baubeginn 2050 für das Jahr 2070. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage. Dargestellt sind jeweils die Fälle ohne und mit LTO.

Tab. 73 ergänzt die Strombilanzen um absolute Werte ausgewählter Flexibilitätsoptionen. Die stationäre Batterieleistung liegt in der Variante ohne neue Kernkraftwerke bei 1,2 GW im Jahr 2050 und 1,6 GW im Jahr 2070. In den Nuklearvarianten fällt sie im Jahr 2050 mit 0,6–1,2 GW und im Jahr 2070 mit 0,8–1,6 GW geringer aus. Besonders deutlich ist der Unterschied bei früh verfügbaren wassergekühlten SMR. Die saisonale Wärmespeicherung wird dagegen nicht einheitlich reduziert und liegt je nach Nuklearvariante im Jahr 2050 zwischen 0,9 und 1,8 TWh sowie im Jahr 2070 zwischen 4,2 und 4,7 TWh; ohne neue Kernkraftwerke erreicht sie 1,0 bzw. 4,8 TWh. Die modellierte Lastverschiebung der Haushaltsgeräte bleibt in allen Varianten sehr gering. Auch die Nachfrage nach Zusatzdienstleistungen bleibt bestehen. Neue Kernkraft verändert damit die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios, ersetzt es aber nicht.

Tab. 73: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen in SPS1 – Offene Märkte bei eingeschränkter Strommarktintegration, 2050 und 2070. Die Werte sind absolute Modellergebnisse. Die Variante ohne neue Kernkraftwerke unterstellt für die bestehenden Anlagen eine Betriebsdauer von höchstens 60 Jahren; die übrigen Spalten zeigen die entsprechenden Nuklearvarianten unter denselben Annahmen zur eingeschränkten Strommarktintegration. Die Werte in jeder Zelle beziehen sich in der Reihenfolge auf 2050 und 2070 für das gescheiterte Stromabkommen und die ausgewählten Reaktorklassen.

	Offene Märkte (Scheitern des Stromabkommens)											
Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**GenIII/III+ (Baujahr 2040)**		**GenIII/III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	1,2	1,6	0,8	1,2	1,2	1,6	0,6	0,8	1,1	1,4	1,1	1,4
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	1,0	4,7	1,0	4,5	1,0	4,7	1,3	4,7	0,6	4,3	0,6	4,2
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	530	560	510	530	530	560	490	510	520	540	520	550

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Die Detailergebnisse bestätigen damit die Einordnung in Abschnitt 4.6.5.5: Eingeschränkte Strommarktintegration verändert nicht nur die jährlichen Nettoimporte, sondern auch die saisonale und stündliche Systembalance sowie die Zusammensetzung des Flexibilitätsportfolios. Die übergreifende Schlussfolgerung zur zeit- und technologiespezifischen Wirkung wird deshalb im Haupttext gezogen und hier nicht wiederholt.

8.2.11 Sensitivität zum volkswirtschaftlichen Diskontsatz

Dieser Anhang dokumentiert die Annahmen und ergänzenden Ergebnisse der in Abschnitt 4.6.5.6 ausgewerteten Sensitivitätsanalyse. Im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte wird der volkswirtschaftliche Diskontsatz von 2,5 % auf 1,6 % gesenkt. Der niedrigere Wert orientiert sich an den Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2021b). Alle übrigen Annahmen des Entwicklungspfads sowie die technologiespezifischen Kapitalkostensätze bleiben unverändert. Jede Nuklearvariante wird mit der jeweils entsprechenden Nuklearvariante bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 2,5 % und identischer LTO-Annahme verglichen. Der volkswirtschaftliche Diskontsatz gewichtet Kosten und Einsparungen aus unterschiedlichen Zeiträumen in der Zielfunktion von STEM. Der technologiespezifische Kapitalkostensatz annualisiert demgegenüber die Investitionskosten einer Technologie. Für neue Nuklearklassen beträgt dieser Satz in beiden Berechnungen 7,5 %. Die Sensitivitätsanalyse verändert daher nicht den unterstellten WACC eines realen Kernkraftprojekts. Sie verändert jedoch die intertemporale Bewertung des gesamten Systems sowie die einzelnen Koeffizienten, mit denen Investitionsausgaben während der Bau- und Betriebszeit in TIMES abgebildet werden (Loulou et al., 2016).

Tab. 74 zeigt diese Abgrenzung für neue Kernkraftwerke. Für den Vergleich der Annuitätenfaktoren ist die wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren massgeblich, nicht die technische Lebensdauer von 60 Jahren. Das Verhältnis des technologiespezifischen Annuitätenfaktors zum Annuitätenfaktor des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes steigt dadurch von rund 1,90 auf rund 2,20 bzw. um rund 16 %.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tab. 74: Wirkung der Absenkung des volkswirtschaftlichen Diskontsatzes auf die implizite Risikoprämie und den effektiven Kapitalkostenaufschlag neuer Kernkraftwerke. Der technologiespezifische Kapitalkostensatz bleibt in der Sensitivität unverändert bei 7,5 %, während der volkswirtschaftliche Diskontsatz von 2,5 % auf 1,6 % sinkt. Dadurch steigt die implizite Risikoprämie von 5,0 auf 5,9 Prozentpunkte. Der Annuitätenvergleich verwendet die wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren; die technische Lebensdauer von 60 Jahren ist dafür nicht massgeblich.

Grösse für neue Kernkraftwerke	Referenzfall	Sensitivität	Einordnung
Volkswirtschaftlicher Diskontsatz	2,5 %	1,6 %	Zukünftige Kosten und Einsparungen werden stärker gewichtet.
Technologiespezifischer Kapitalkostensatz: WACC	7,5 %	7,5 %	Unverändert; die Sensitivitätsanalyse unterstellt keinen niedrigeren WACC für neue Kernkraftwerke.
Implizite Risikoprämie: Differenz zwischen technologiespezifischem Kapitalkostensatz und volkswirtschaftlichem Diskontsatz	5,0 Prozentpunkte	5,9 Prozentpunkte	Die rechnerische Differenz steigt, weil nur der volkswirtschaftliche Diskontsatz sinkt.
Verhältnis der Annuitätenfaktoren bei 40 Jahren wirtschaftlicher Lebensdauer	ca. 1,90	ca. 2,20	Erhöhung um rund 16 %
Modellseitiger Bauzeitfaktor bei zehn Jahren Bauzeit	1,148	1,092	Der Bauzeitfaktor sinkt.
Anteil des Bauzeitaufschlags am annualisierten Investitionskostenanteil	ca. 13 %	ca. 8,5 %	Der modellseitige Bauzeitaufschlag fällt geringer aus; der technologiespezifische WACC bleibt unverändert.

Abb. 104 zeigt die Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 2,5 %. Ohne LTO erreichen die früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren im Jahr 2050 und 2070 rund 2,0 GW und die früh verfügbaren wassergekühlten SMR rund 2,3 GW. Bis 2070 erreichen die später verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren rund 2,1 GW, die später verfügbaren wassergekühlten SMR rund 2,7 GW und die AMR rund 2,3 GW. Mit LTO wird die neu installierte Leistung der Reaktoren, die frühzeitig zur Verfügung stehen, im Jahr 2050 um 0,3 bis 0,4 GW höher sein. Bis 2070 erreichen die fünf Nuklearklassen je nach Verfügbarkeitszeitpunkt rund 2,0–3,7 GW.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

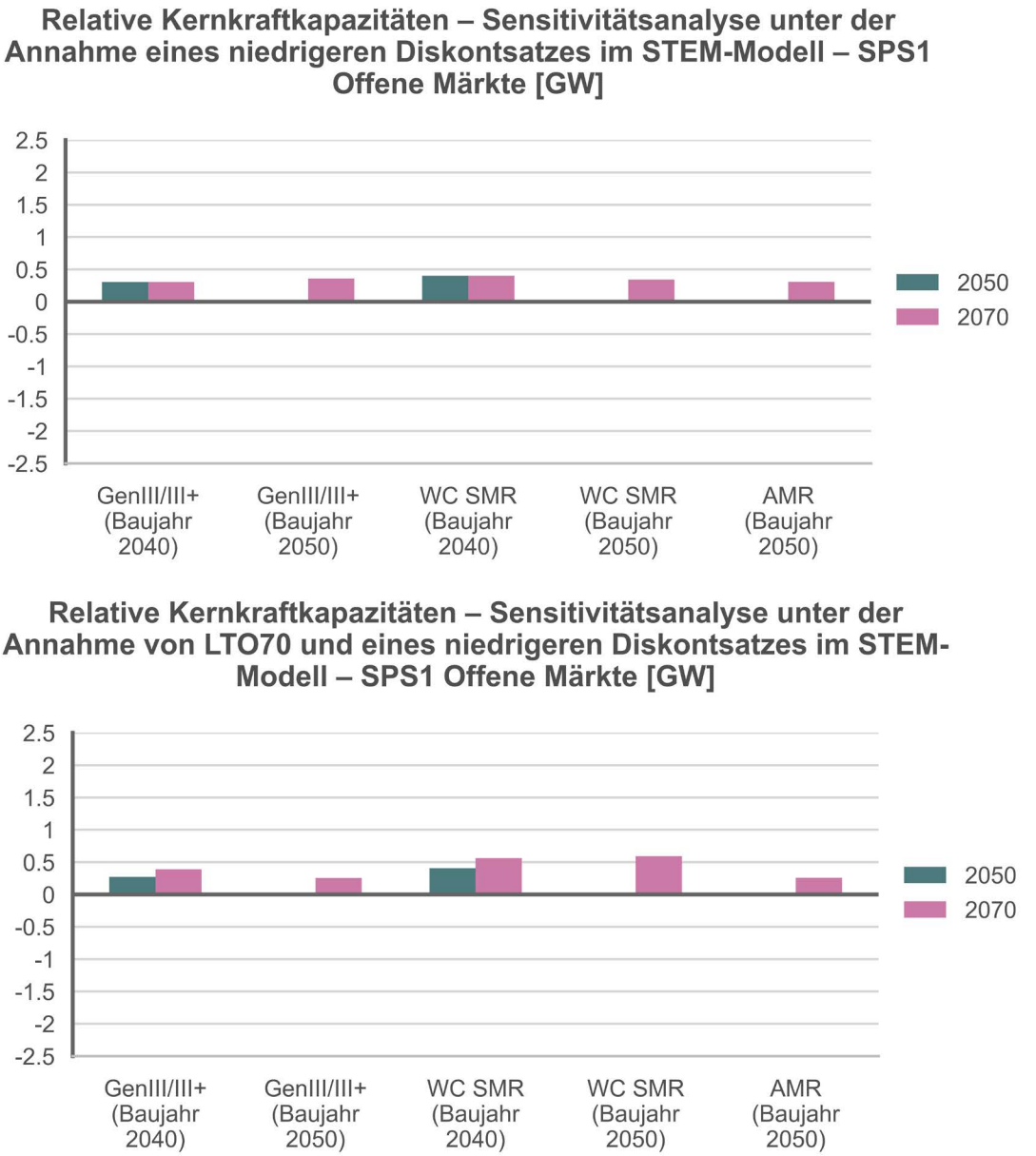
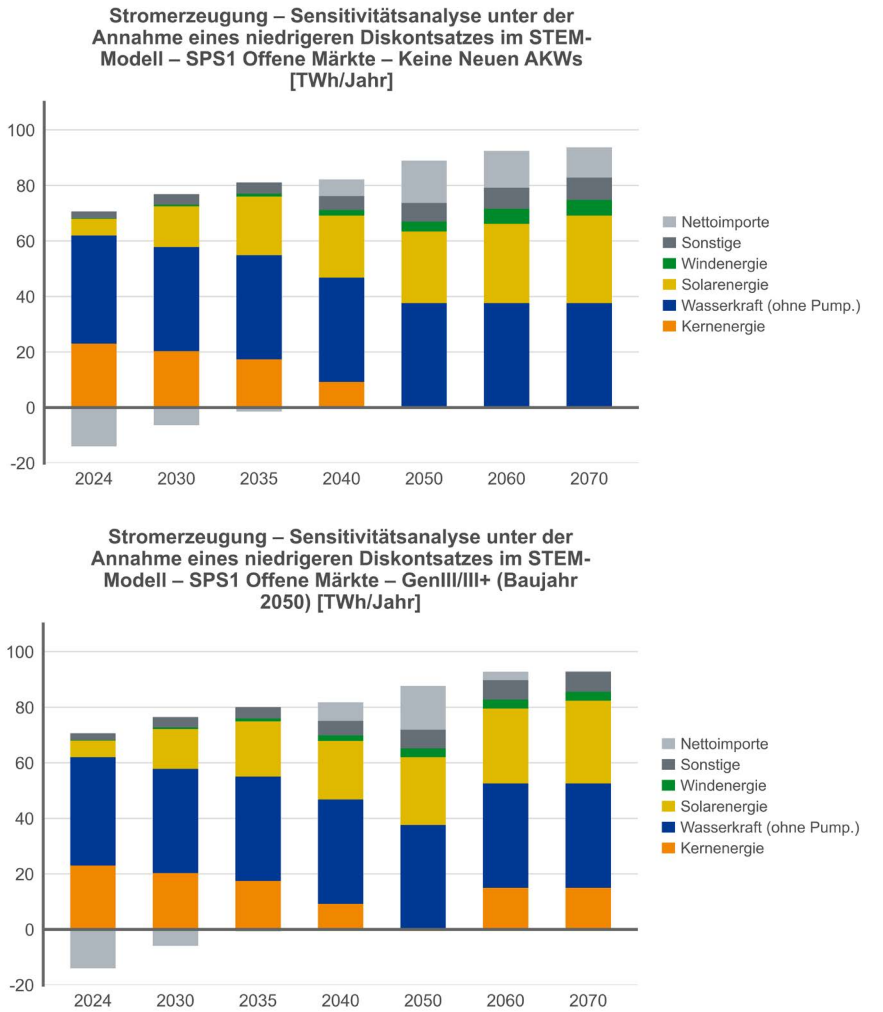


Abb. 104: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante mit 2,5 %, 2050 und 2070, in GW. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Für jede Nuklearvariante wird die absolute Differenz zur jeweiligen Nuklearvariante mit identischer LTO-Annahme und einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 2,5 % dargestellt. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine geringere neu installierte Kernkraftkapazität. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

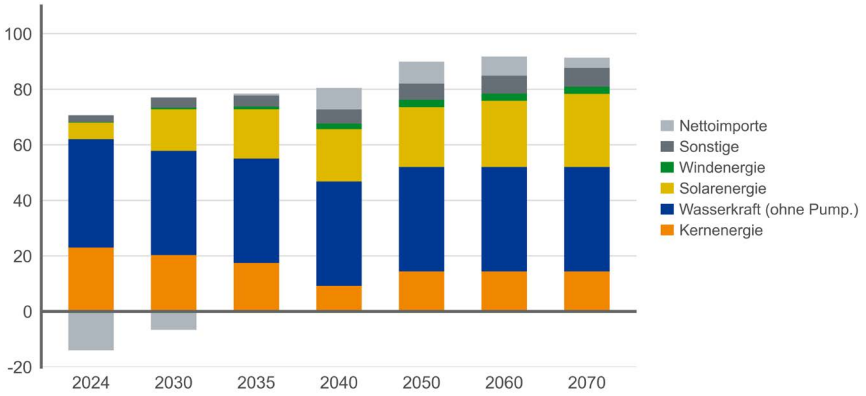
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Abb. 105 dokumentiert die absoluten jährlichen Strombilanzen bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse, jeweils ohne und mit LTO. Die Grundstruktur der Stromversorgung bleibt von Wasserkraft und Photovoltaik geprägt. Neue Kernkraft tritt ab dem jeweiligen Verfügbarkeitszeitpunkt hinzu und reduziert vor allem die Netto-Stromimporte sowie in geringerem Umfang die andere Stromerzeugung.

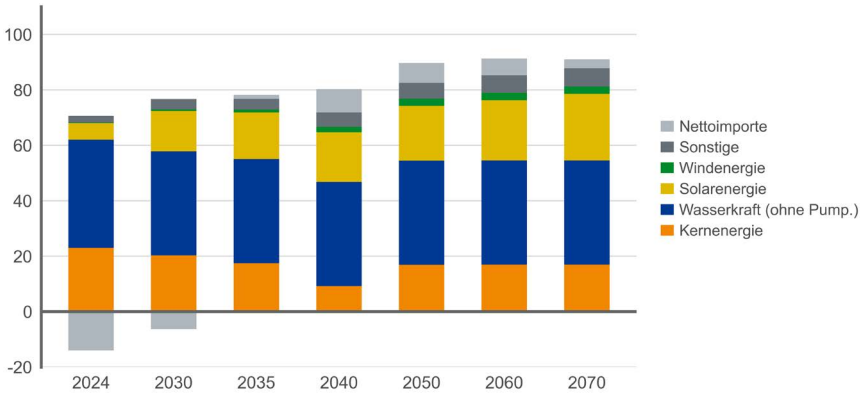


© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

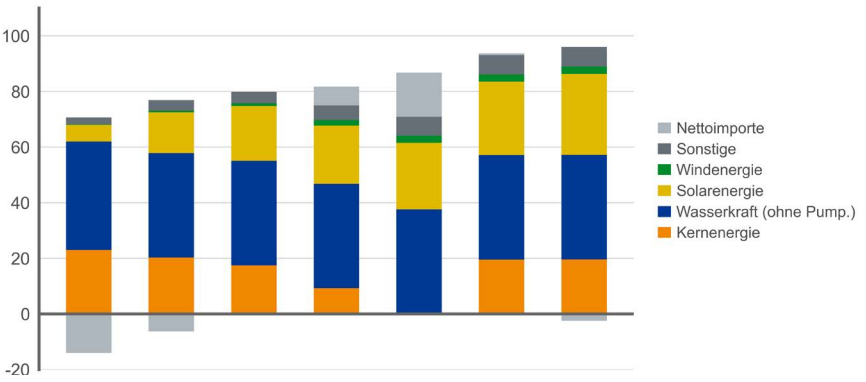
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2040) [TWh/Jahr]



Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – WC SMR (Baujahr 2040) [TWh/Jahr]

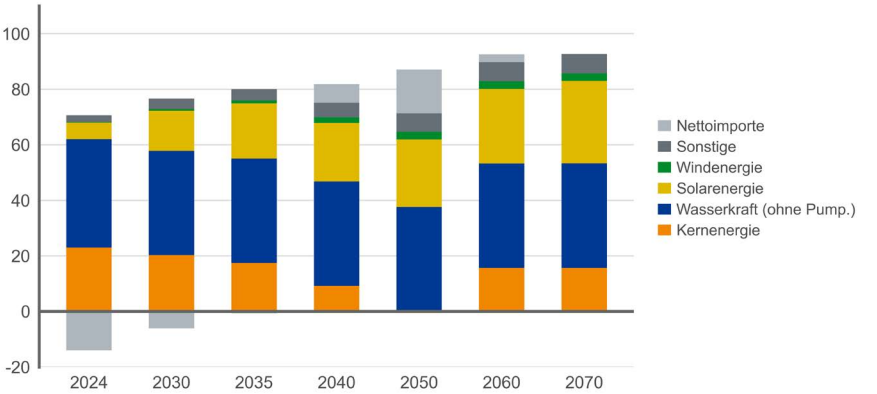


Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – WC SMR (Baujahr 2050) [TWh/Jahr]

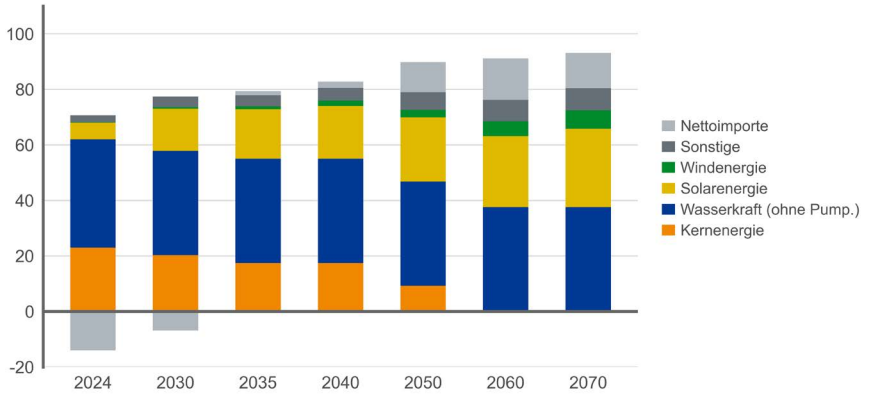


© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

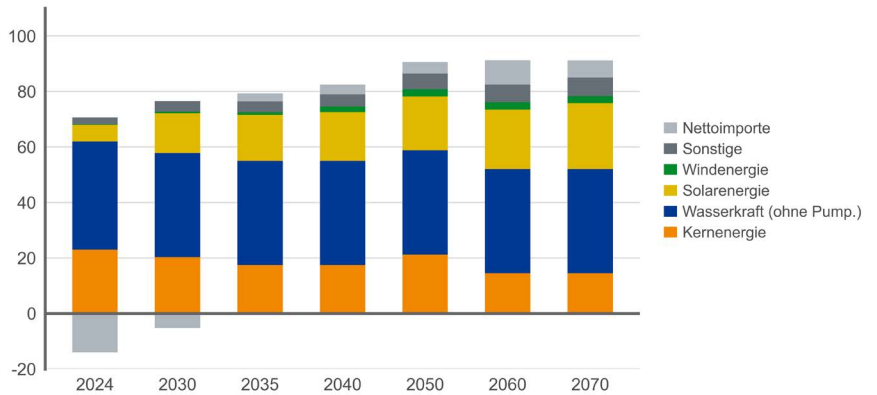
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – AMR (Baujahr 2050) [TWh/Jahr]



Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – Keine Neuen AKWs [TWh/Jahr]

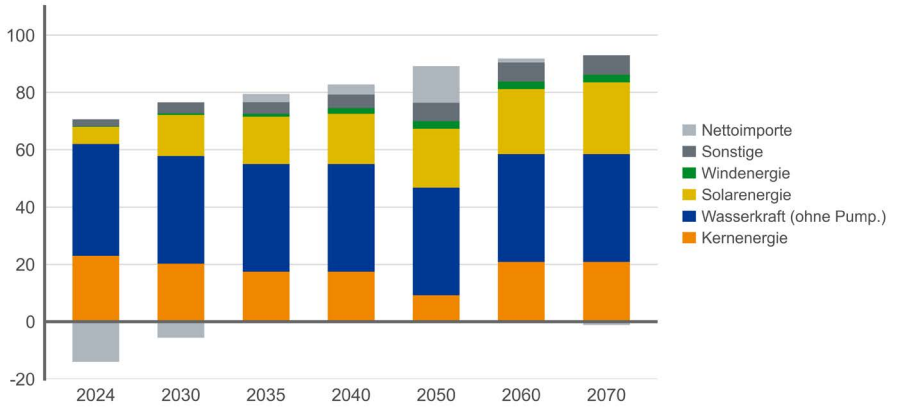


Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2040) [TWh/Jahr]

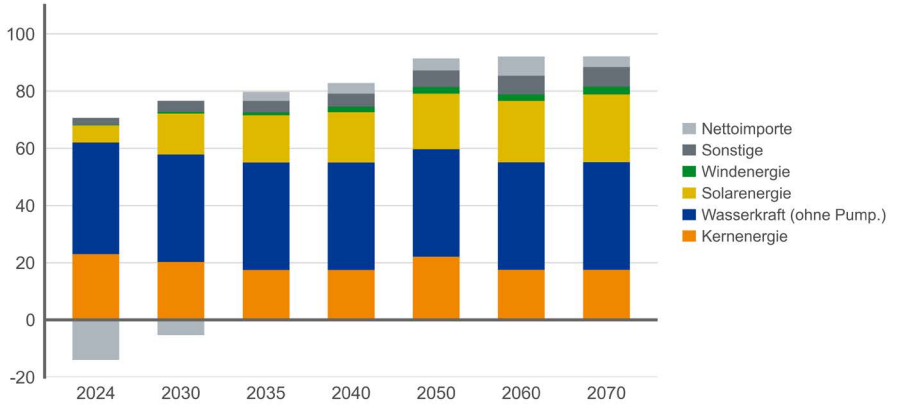


© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

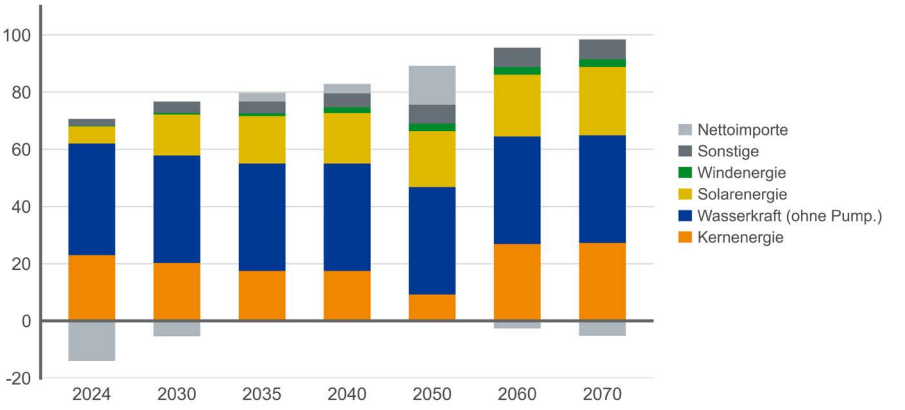
Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – GenIII/III+ (Baujahr 2050) [TWh/Jahr]



Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – WC SMR (Baujahr 2040) [TWh/Jahr]



Stromerzeugung – Sensitivitätsanalyse unter der Annahme von LTO70 und eines niedrigeren Diskontsatzes im STEM-Modell – SPS1 Offene Märkte – WC SMR (Baujahr 2050) [TWh/Jahr]



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

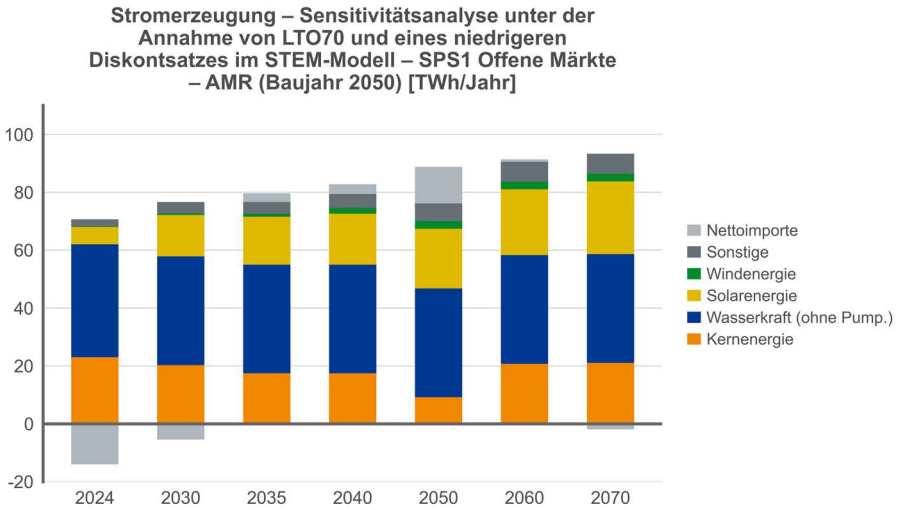
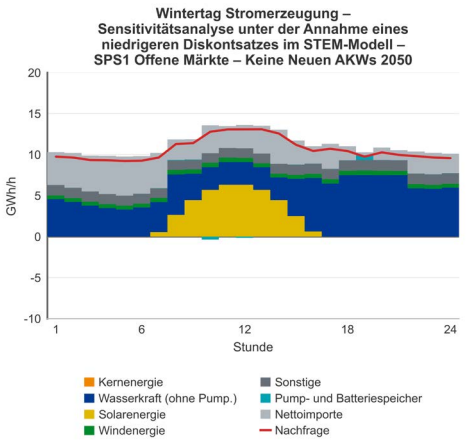
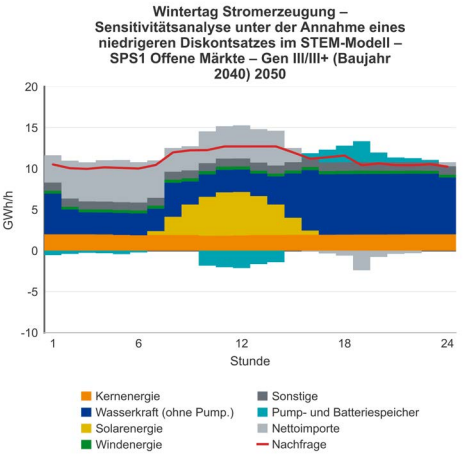


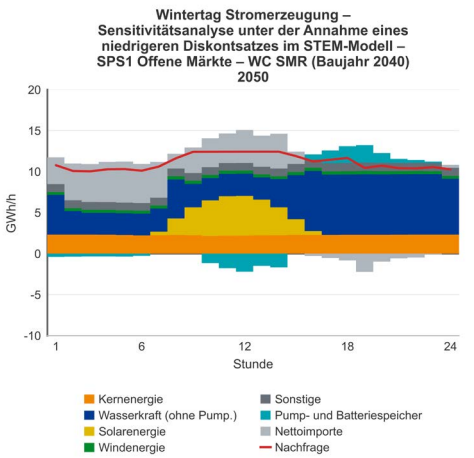
Abb. 105: Jährliche Stromversorgung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % bis 2070, in TWh/Jahr. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie für die fünf Nuklearvarianten mit jeweils einer verfügbaren Nuklearklasse. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Die Abbildung zeigt die Beiträge der Kernenergie, der Wasserkraft, der Photovoltaik, der Windenergie, der sonstigen Stromerzeugung sowie der Nettoimporte. Negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten.

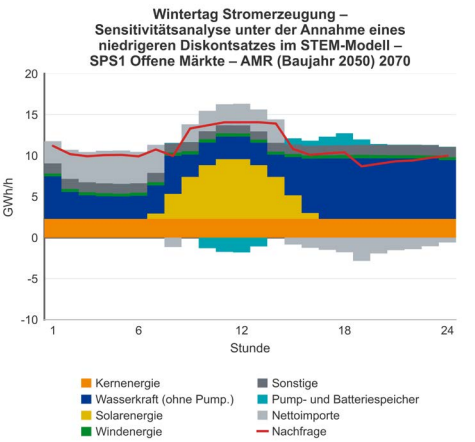
Abb. 106 und **107** zeigen die stündliche Stromversorgung an einem typischen Winter- bzw. Sommertag. Dargestellt sind die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie Nuklearvarianten mit früh verfügbaren Gen III/III+-Reaktoren, früh verfügbaren wassergekühlten SMR und AMR, jeweils bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 % und ohne bzw. mit LTO. Für die früh verfügbaren Klassen wird das Jahr 2050 dargestellt; die AMR-Variante wird für 2070 dargestellt, da diese Nuklearklasse erst später systemwirksam wird. Am Sommertag fällt die Kernstromerzeugung zeitweise mit einer hohen Photovoltaikerzeugung zusammen. Speicher, flexible Nachfrage, Exporte und gegebenenfalls die Abregelung bleiben daher erforderlich. Am Wintertag reduziert die zusätzliche Kernstromerzeugung den Bedarf an Nettoimporten und anderen Erzeugungsquellen, ersetzt ihn jedoch nicht vollständig. Der niedrigere volkswirtschaftliche Diskontsatz verändert somit den Umfang einzelner Technologien, nicht jedoch die grundlegende Notwendigkeit eines breiten Portfolios aus Flexibilität und Versorgungssicherheit.

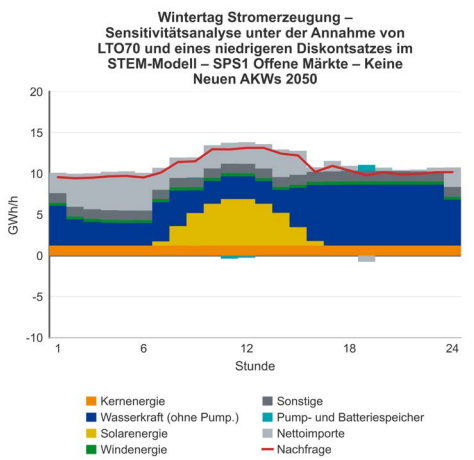
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

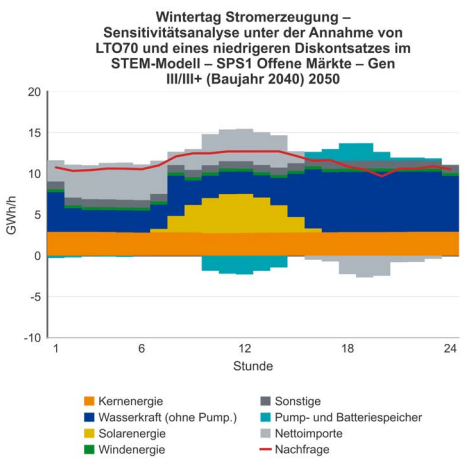












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

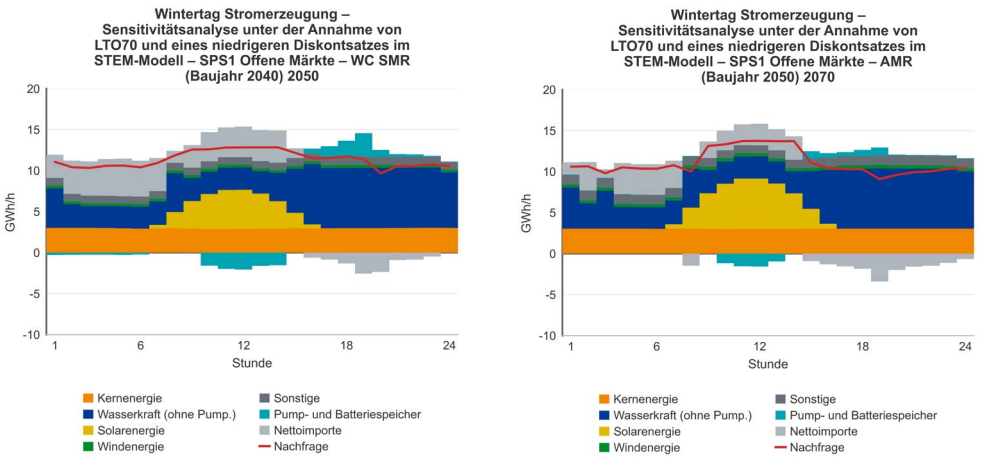
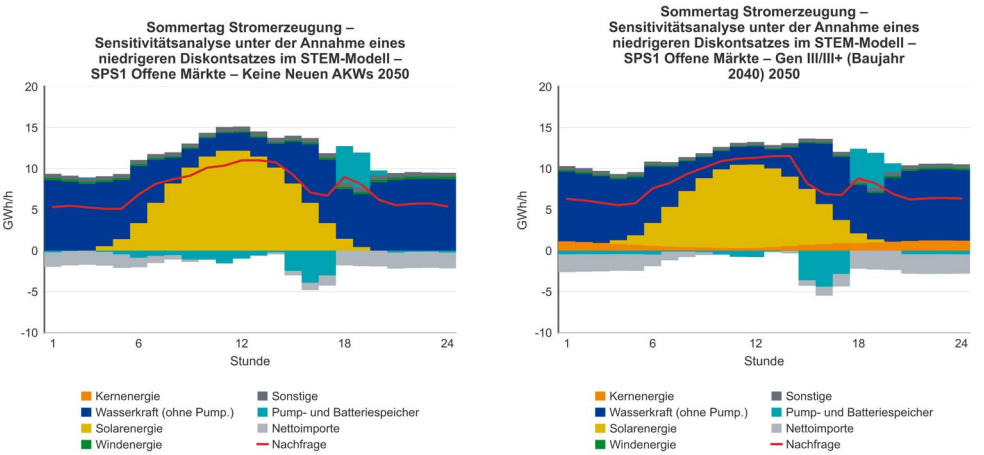
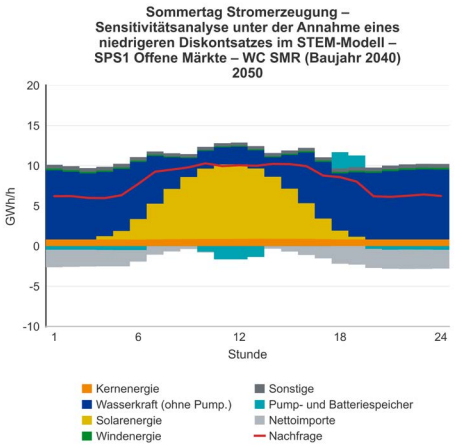
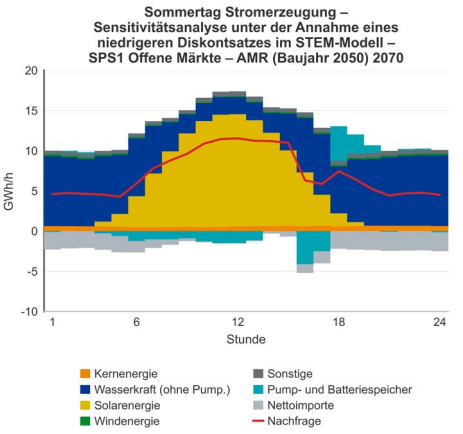


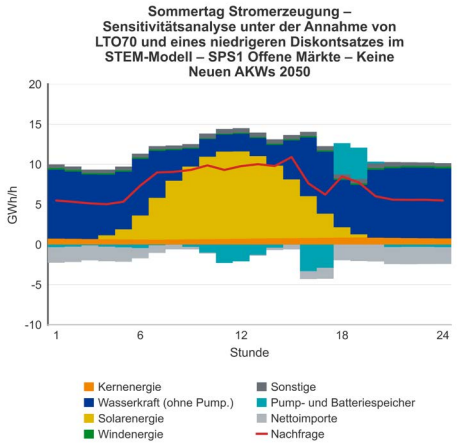
Abb. 106: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 %. Dargestellt sind die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie Nuklearvarianten mit Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR mit Baubeginn 2040 für das Jahr 2050 und mit AMR mit Baubeginn 2050 für das Jahr 2070. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

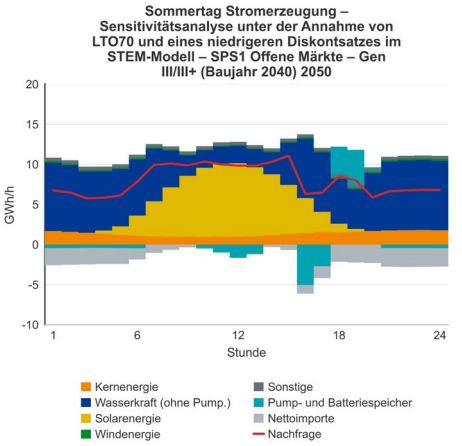


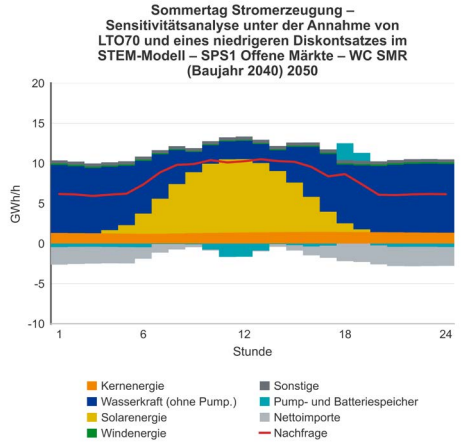
© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

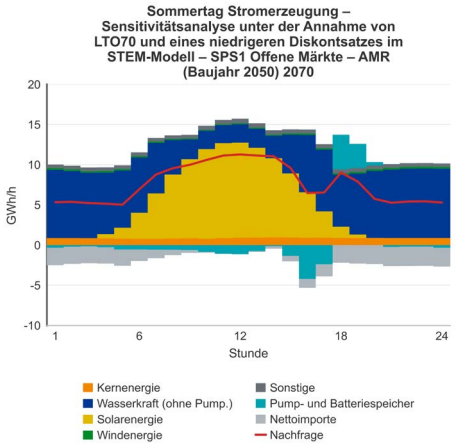












© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

◄ **Abb. 107:** Stündliche Stromversorgung an einem typischen Sommertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei einem volkswirtschaftlichen Diskontsatz von 1,6 %. Dargestellt sind die Nuklearvariante ohne neue Kernkraftwerke sowie Nuklearvarianten mit Gen III/III+-Reaktoren und wassergekühlten SMR mit Baubeginn 2040 für das Jahr 2050 und mit AMR mit Baubeginn 2050 für das Jahr 2070. Die obere Darstellung zeigt die Sensitivitätsanalyse ohne LTO, die untere die entsprechende mit LTO. Positive Werte zeigen Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

Die ergänzenden Ergebnisse bestätigen die Einordnung in Abschnitt 4.6.5.6. Ein niedrigerer volkswirtschaftlicher Diskontsatz erhöht den Beitrag einzelner langlebiger inländischer Optionen moderat, ohne deren technologiespezifische Finanzierungskosten zu senken. Die Wirkung hängt von der Nuklearklasse, dem Verfügbarkeitszeitpunkt und LTO ab und ist als Ergebnis der systemweiten Reoptimierung zu interpretieren.

8.2.12 Sensitivität zu den gesetzlich vorgeschriebenen Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

Dieser Anhang ergänzt Abschnitt 4.6.5.7 um die technische Umsetzung und die detaillierten Ergebnisdarstellungen. Die Interpretation der Sensitivität sowie ihre energiepolitische Einordnung erfolgen im Haupttext. Die gesetzlichen Zielwerte werden in STEM als getrennte Mindestvorgaben für die jährliche inländische Stromproduktion umgesetzt.

Tab. 75: In der Sensitivitätsanalyse verwendete Mindestwerte für die erneuerbare Stromproduktion.

Erzeugungskategorie	2035	2050	Umsetzung nach 2050
Erneuerbare Energien ohne Wasserkraft	35 TWh/Jahr	45 TWh/Jahr	45 TWh/Jahr
Nettoproduktion aus Wasserkraft	37,9 TWh/Jahr	39,2 TWh/Jahr	39,2 TWh/Jahr
Pumpspeicherkraft	Nur Produktion aus natürlichen Zuflüssen anrechenbar	Nur Produktion aus natürlichen Zuflüssen anrechenbar	Gleiche Abgrenzung

Die Modellierungsergebnisse zeigen keine Investitionen in grosse Reaktoren der Generation III/III+ in den Kernkraftklassen 1 und 2 **(Abb. 108)**. Für die früh verfügbare wassergekühlte SMR-Klasse 3 werden etwa zwei Module gebaut. Für die später verfügbare, mit niedrigerem OCC modellierte SMR-Klasse 4 werden ungefähr vier Module errichtet. Für die AMR-Klasse 5 ergeben sich etwa 3 Module.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

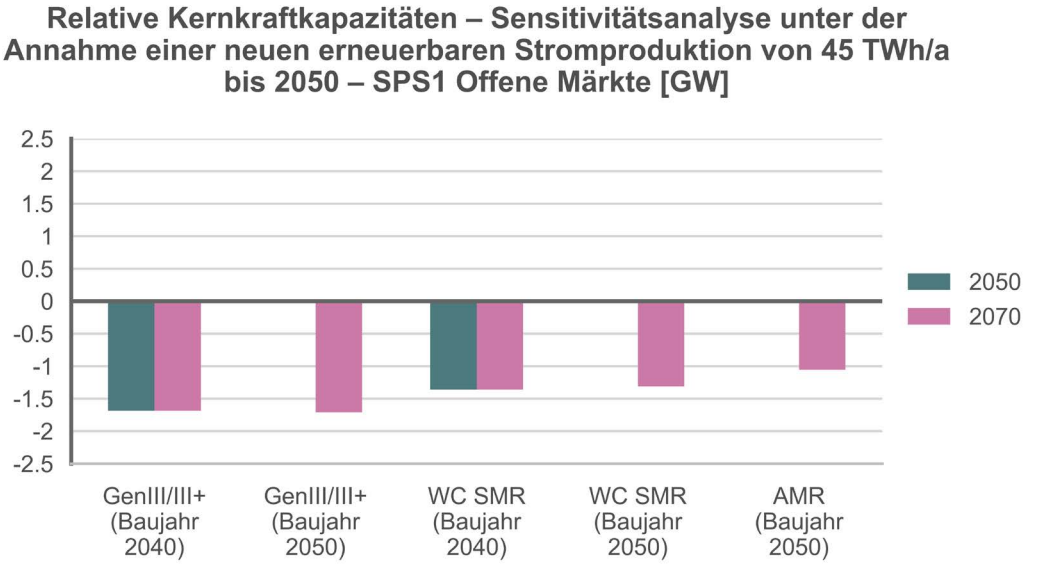
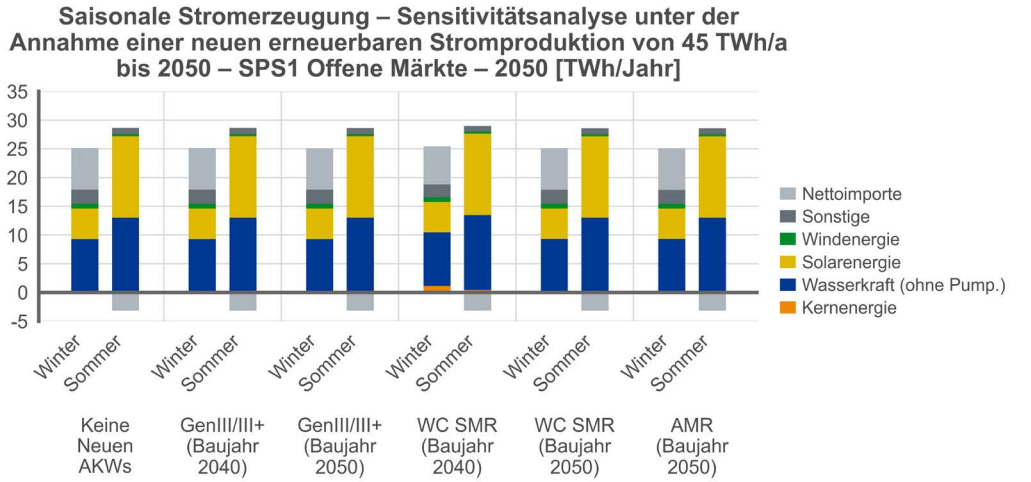


Abb. 108: Veränderung der neu installierten Kernkraftkapazität im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion gegenüber der jeweils entsprechenden Nuklearvariante ohne bindende Ausbauziele, in GW. Dargestellt sind die Jahre 2050 und 2070 für die fünf Nuklearklassen. Positive Werte zeigen eine höhere, negative Werte eine niedrigere neu installierte Kernkraftkapazität als im jeweiligen Referenzfall. Bestehende Kernkraftwerke sind nicht enthalten.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Bedeutung der Kapazitätsgrösse und des Investitionszeitpunkts. Die bis 2050 zur Zielerreichung errichteten erneuerbaren Anlagen und Integrationsoptionen decken einen grossen Teil des zusätzlichen Strombedarfs **(Abb. 109)**. Für grosse, unteilbare Nuklearklassen bleibt dadurch kein hinreichender zusätzlicher Bedarf bestehen. Kleinere modulare Einheiten können dagegen schrittweise an den nach der Zielerreichung und während der späteren Ersatzinvestitionen verbleibenden Bedarf angepasst werden.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

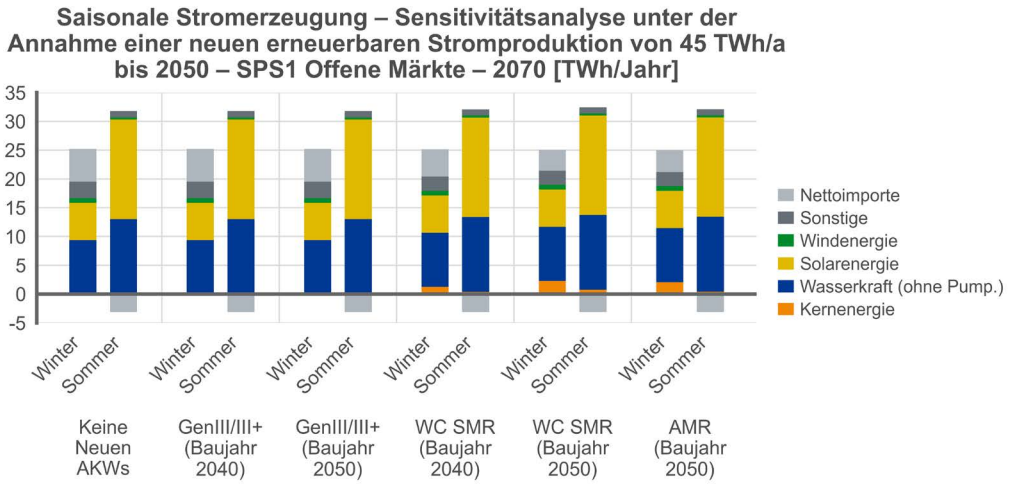
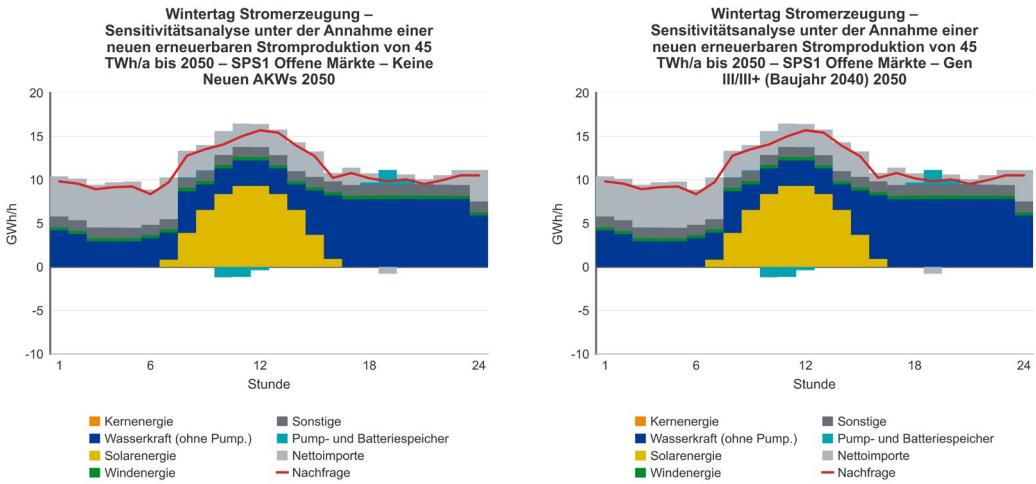


Abb. 109: Saisonale Stromerzeugung im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion. Dargestellt sind die saisonalen Strommengen für die Jahre 2050 und 2070 für die Variante ohne neue Kernkraftwerke und die fünf Nuklearvarianten. Positive Werte zeigen inländische Stromerzeugung bzw. Nettoimporte; negative Werte zeigen Nettoexporte oder die Stromaufnahme durch Speicher und flexible Nachfrage.

Die stündlichen Darstellungen in **Abb. 110** und **Abb. 111** vergleichen den Fall ohne neue Kernkraftwerke mit den Nuklearklassen, in denen im vorläufigen Ergebnis tatsächlich neue Kapazitäten entstehen.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

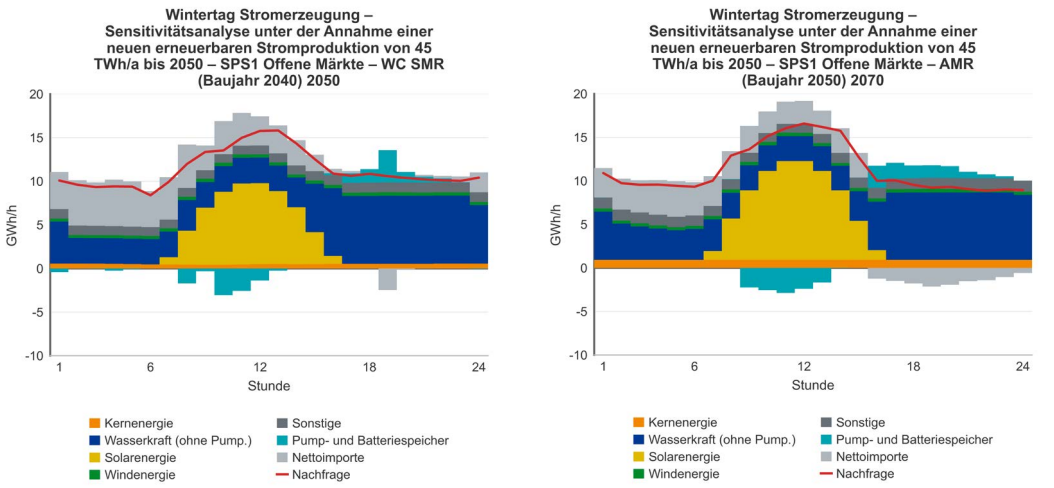
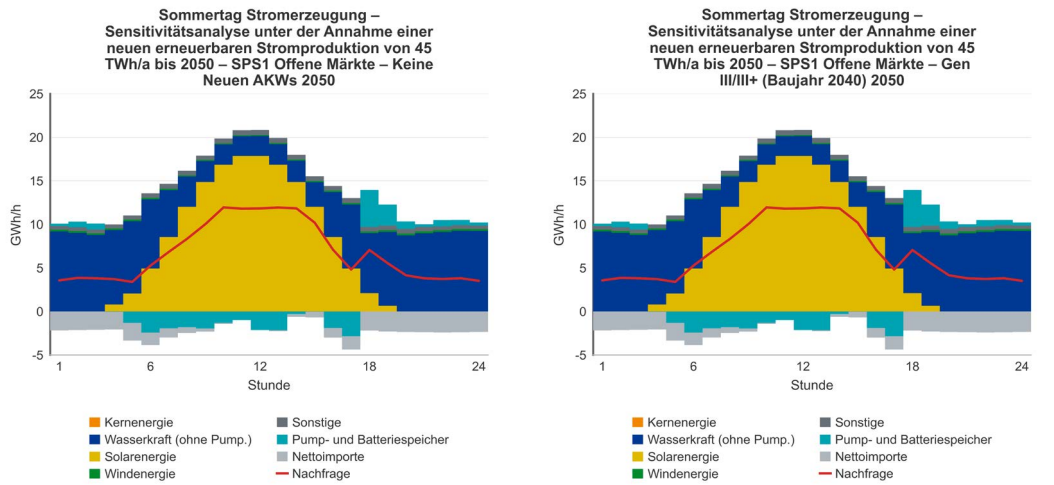


Abb. 110: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Wintertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion. Dargestellt sind die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie die relevanten Nuklearvarianten für 2050 und 2070.



© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

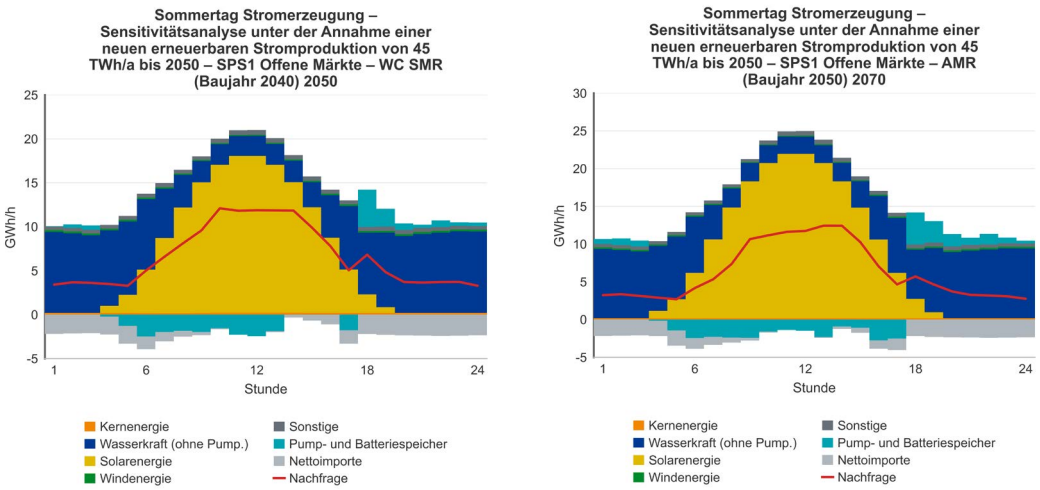


Abb. 111: Stündliche Stromerzeugung an einem typischen Sommertag im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion. Dargestellt sind die Variante ohne neue Kernkraftwerke sowie die relevanten Nuklearvarianten für die Modelljahre 2050 und 2070.

Tab. 76 vergleicht die Flexibilitätsanforderungen dieser Sensitivitätsanalyse mit dem Referenzfall ohne verbindliche Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele.

Tab. 76: Ausgewählte Flexibilitätsoptionen im Entwicklungspfad SPS1 – Offene Märkte bei verbindlicher Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion. Dargestellt sind absolute Modellwerte für die Jahre 2050 und 2070 für die Variante ohne neue Kernkraftwerke und die fünf Nuklearvarianten.

	Offene Märkte (Mindestwert 2050: 45 TWh/Jahr Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft)											
Flexibilitätsoption	**Keine neuen AKWs**		**GenIII/ III+ (Baujahr 2040)**		**GenIII/ III+ (Baujahr 2050)**		**WC-SMR (Baujahr 2040)**		**WC-SMR (Baujahr 2050)**		**AMR (Baujahr 2050)**	
Jahr	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070	2050	2070
Stationäre Batteriespeicher (GW/Jahr)	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,5	2,0	2,5	2,0	2,5
Saisonale Wärmespeicherung (TWh/Jahr)	2,0	5,0	2,0	5,0	2,0	5,0	2,3	4,8	2,0	4,7	2,0	4,7
Verlagerung der Stromlast (Haushaltsgeräte) (TWh/Jahr)	1,2	1,5	1,2	1,5	1,2	1,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Nachfrage nach Systemdienstleistungen (aFRR+) (MW/Jahr)	580	620	580	620	580	620	580	620	570	620	570	620

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.3 Anhang Kapitel 5

8.3.1 Bevölkerungsumfragen

Tab. 77: Übersicht der Items aus repräsentativen Bevölkerungsumfragen, die in **Abb. 62** dargestellt werden.

Jahr(e)	Umfrage (Nr./ Itemnr.)	Item	Originalskala (NA u.A. entfernt)	*
1973	Kriesi (1/1)	% der Bevölkerung in der Schweiz, die der Meinung sind, Kernenergie sei eher oder sehr negativ	Prozent	gegen
1975–1995	Giugni (2/1)	% der Bevölkerung in der Schweiz, die der Meinung sind, Kernenergie sei eher oder sehr negativ	Prozent	gegen
1986-2012	Univox (3/3)	% der Leute die zustimmen, dass die Risiken der Kernkraft nicht akzeptabel sind	Prozent	gegen
1994	MosaiCH (4/4)	Belastung der Umwelt durch Kernkraftwerke	0=überhaupt nicht belastet; 4=sehr stark belastet	gegen
1994	MosaiCH (4/5)	Bau von neuen Atomkraftwerken	0=stark ablehnen; 4=stark unterstützen	für
1994	MosaiCH (4/6)	… die Atomkraftwerke in der Schweiz so schnell wie möglich stillgelegt werden	0=sehr unwichtig; 4=sehr wichtig	gegen
1999	MosaiCH (4/7)	Wie besorgt sind Sie über Atomkraftwerke und die Wiederaufbereitung von Atommüll?	1-4; 1=sehr besorgt; 4=überhaupt nicht besorgt	für
2011,20	MosaiCH (4/8)	Und denken Sie, Kernkraftwerke sind… für die Umwelt.	1–5; 1= sehr gefährlich, 5=überhaupt nicht gefährlich	für
1999–2023	SHP (5/9)	Sind Sie für oder gegen Kernenergie in der Schweiz?	1–3; 1=für, 3=dagegen	gegen
2015-2023	BFS Omnibus (6/10)	Einschätzung der Gefahr für Mensch und Umwelt: Kernkraftwerke	1–4; 1=sehr gefährlich, 4=überhaupt nicht gefährlich	für
2016	EnQ 1 w.1/2 (7/11a)	In der Energiestrategie 2050 schlägt der Bundesrat einen Ausstieg aus der Kernenergie vor. Wie stehen Sie zu diesem Vorschlag?	1–4; 1=stimme zu; 4=stimme nicht zu	für

*** Abtragung in Grafik: Positiver/höherer Wert ist __ Kernenergie**

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Jahr(e)	Umfrage (Nr./ Itemnr.)	Item	Originalskala (NA u.A. entfernt)	*
2016	EnQ 1 w.1 (7/12a)	Um die Schweizer Stromversorgung in der Zukunft zu gewährleisten, sollen die laufenden Kernkraftwerke durch neue ersetzt werden.	1–4; 1=stimme zu; 4=stimme nicht zu	gegen
2017	EnQ 2 w.1 (7/13)	Die erneuerbaren Energien sind auf absehbare Zeit nicht in der Lage, genügend sichere und günstige Energie zu liefern, um die Kernenergie zu ersetzen.	1–4; 1=stimme zu; 4=stimme nicht zu	gegen
2017	EnQ 2 w.1/3 (7/11b)	Im Rahmen der Energiestrategie 2050 haben Bundesrat und Parlament einen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Wie stehen Sie zu diesem Entscheid?	1–4; 1=stimme zu; 4=stimme nicht zu	für
2019	Swiss Environmental Panel (8/12b)	Sollte es in der Zukunft in der Schweiz zu Engpässen bei der Energieversorgung kommen, sollte der Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz in Betracht gezogen werden.	1–5, 1=stimme überhaupt nicht zu, 5= stimme voll zu	für
2022	EDGE 1 (9/12c)	Um die Stromversorgung der Schweiz in Zukunft zu gewährleisten, sollte (verstärkt) auf folgende Technologien gesetzt werden: Kernenergie.	1–5; 1=stimme überhaupt nicht zu, 5=stimme voll zu	für
2024	SURE (10/12d)	Um die Stromversorgung der Schweiz in Zukunft zu gewährleisten, sollte auf die Weiterführung der Kernenergie gesetzt werden.	1–5; 1=stimme überhaupt nicht zu, 5=stimme voll zu	für
2025	SwissSTES (11/12d)	Um die Stromversorgung der Schweiz in Zukunft zu gewährleisten, sollte auf die Weiterführung der Kernenergie gesetzt werden.	1–5; 1=stimme überhaupt nicht zu, 5=stimme voll zu	für
2025	EDGE 2 (12/14)	Inwiefern befürworten oder lehnen Sie persönlich eine Verlängerung der Laufzeit von existierenden Kernkraftwerken in der Schweiz ab?	-4 to 4; -4=lehne stark ab, 4=befürworte stark	für
2025	EDGE 2 (12/15)	Inwiefern befürworten oder lehnen Sie persönlich den Bau neuer Kernkraftwerke in der Schweiz ab?	-4 to 4; -4=lehne stark ab, 4=befürworte stark	für

*** Abtragung in Grafik: Positiver/höherer Wert ist __ Kernenergie**

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.3.2 Stakeholderanalyse

Zur Identifizierung relevanter Stakeholder wurde eine Recherche durchgeführt und die Begleitgruppe konsultiert. Alle diese Vorschläge wurden charakterisiert bzgl. Position zur Kernenergie, zum Sektor und zur Art der Expertise bzw. zum möglichen Beitrag. Es ergaben sich wichtige Hinweise im Sinne von Auswahlkriterien und Selektionsmöglichkeiten, insbesondere bei den Häufigkeiten der Sektoren **(Tab. 78)**. Die gesamte Liste umfasste insgesamt 78 mögliche Kontakte, die angeschrieben wurden, es gab dabei 74 Zuordnungen zu Sektoren, bei vier Personen fiel eine Zuordnung schwer. Alle Workshop-Teilnehmende (TN) konnten jedoch einem Sektor zugeordnet werden. Letztlich nahmen 30 Personen am Workshop teil, drei Personen waren kurzfristig verhindert.

Tab. 78: Anzahl der Vorschläge und der eigenen Recherche (N = 74). Die mit * gekennzeichneten Sektoren wurden von den Vorschlagenden selbst formuliert.

Sektor	Anzahl
Behörden	9
Betreiber/Investoren	3
Fachleute (ohne institutionelle Anbindung)	2
Forschungsinstitute/Wissenschaft	13
Institutionen	3
Medien	5
Nichtregierungs- und zivilgesellschaftliche Organisationen	16
Politische Parteien	5
Wirtschaft und Industrie	18

Im Anschreiben wurde betont, dass der Workshop nach der Chatham House Rule stattfindet, d.h., es sollten keine personenbezogenen Zitate verwendet werden. Ergebnisse sollten nur in Form von thematischen Clustern zusammengefasst und in den öffentlichen Gesamtbericht integriert werden. Es werden daher keine Namen der Teilnehmenden (TN) veröffentlicht, noch wer was gesagt hat. Das Projekt und die Ziele des Workshops wurden jeweils erläutert und das Format transparent kommuniziert (siehe Anschreiben/E-Mail im Abschnitt 8.3.3).

Vier der von der Begleitgruppe genannten Akteurinnen und Akteure wurden teilweise (2) oder hauptsächlich (2) als Mitglieder einer bestimmten Partei vorgeschlagen. Für die Ansprache von Vertreterinnen und Vertretern aus Parteien erschien es jedoch angemessener, die jeweiligen Generalsekretariate der fünf grössten Schweizer Parteien (SVP, SP, FDP, die Mitte, GPS) anzuschreiben, sodass diese bei Interesse die jeweils verfügbaren und fachkundigen Personen

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

auswählen können. Wegen schwacher Resonanz wurden vier Parteien erneut angeschrieben und nachfolgend sogar über individuelle Kontakte aus der Begleitgruppe kontaktiert.

Der Erstkontakt wurde individuell gestaltet, je nachdem, ob ein direkter Kontakt über die E-Mail-Adresse vorlag, eine persönliche Bekanntschaft mit der Person bestand oder nur eine allgemeine Kontaktmöglichkeit (etwa ein Formular auf der Webseite oder via LinkedIn) die Anfrage ermöglichte. Generell wurden bei bestimmten Akteuren (z.B. Nagra) wie bei den Parteien die offiziellen Kanäle genutzt.

8.3.3 Anschreiben Workshop

Anschreiben mit Einladung zum Workshop «Zukünfte der Debatte»

Sehr geehrte Frau XY

wir arbeiten im Rahmen einer Studie der Stiftung für Technologiefolgen-Abschätzung TA-Swiss zu neuen Nukleartechnologien (https://www.ta-swiss.ch/neue-nukleartechnologien, April 2025 bis Juli 2026). Das Projekt wird von einem breiten Konsortium getragen und umfasst vier Arbeitspakete: zwei technische sowie eines, das sich den regulatorischen Fragen widmet. In Arbeitspaket 3 setzen wir bei der gesellschaftlichen Perspektive an, beispielsweise bei den Einstellungen in der Bevölkerung. Wir möchten zudem ausgewählte Aspekte rund um die Debatte zu neuen Nukleartechnologien auch direkt mit Stakeholdern wie Forschung, Behörden, NGOs, Wirtschaft/Industrie, Betreiber, Medien und Behörden diskutieren.

Vor diesem Hintergrund möchten wir Sie herzlich zu einem ergebnisoffenen Workshop „Zukünfte der Debatte“ zu neuen Nukleartechnologien in der Schweiz einladen. Ziel des Workshops ist es, aus einer breiten Perspektive zu untersuchen, welche Argumente in der gesellschaftlichen Diskussion um neue Nukleartechnologien künftig wichtig sein könnten. Es geht ausdrücklich nicht um eine Bewertung einzelner Technologien und auch nicht um eine Prognose zur Debatte. Wir möchten erfahren, welche Aspekte (Fachfragen, Ziele, Werte etc.) aus Sicht der Stakeholder für künftige gesellschaftliche Debatten im Thema als zentral erachtet werden und wo sich ggf. Veränderungen ergeben können. Dies kann Hinweise auf mögliche gesellschaftliche Entwicklungspfade geben.

Unsere 17-köpfige Begleitgruppe hat uns bei der Auswahl von Teilnehmenden beraten und uns auch Ihren Namen empfohlen. Wir würden uns daher sehr freuen, wenn Sie mit Ihrer Perspektive zur Diskussion beitragen. Vielen Dank für Ihre Unterstützung Ihre Zeit.

Der Workshop findet nach den Chatham House Rules statt: Es werden keine personenbezogenen Zitate verwendet, die Ergebnisse werden in Form von thematischen Clustern zusammengefasst und in den öffentlichen Gesamtbericht integriert.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Der Workshop ist am 20.01.2026 ab 10 Uhr bis 14 Uhr (inkl. Stehlunch) an der Universität Bern (in Bahnhofnähe) geplant.

Bitte geben Sie uns bis zum 22.10.2025 Bescheid, ob Sie teilnehmen können. Für Rückfragen stehe ich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Roman Seidl

Projektleiter
+41 58 255 25 79

Stiftung Risiko-Dialog
Zweierstrasse 25
CH-8004 Zürich

Web | LinkedIn

8.3.4 Agenda Workshop

Agenda Stakeholder Workshop
«Zukünfte der Debatte» im TA-Swiss Projekt «Neue Nukleartechnologien»

Zeit: 20.01.2026, 10:00 – 14:00.
Ort: Seminarraum 201, UniS, Schanzeneckstrasse 1, 3012 Bern.

Ablauf

Uhrzeit	Traktanden
09:30 - 10:00	*Eintreffen und Kaffee*
10:00 - 10:35	Begrüssung / Einführung Workshop Einführung TA-Swiss Projekt «Neue Nukleartechnologien» Projektansatz (Szenarien und Technologie-Varianten) Weiterer Ablauf des Workshops
10:35 - 12:30	Diskussionen in Kleingruppen (World Café)
12:30 - 13:10	*Mittagspause/Stehlunch*
13:10 - 13:40	Plenum Kurzreflexion aus den Kleingruppen Diskussion: Was bräuchte es für die künftige Debatte?
13:40 - 13:50	Wrap-Up und Ausblick
14:00	Verabschiedung

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

8.3.5 Workshopdesign und -format

Angesichts der oben formulierten Ziele und der erwarteten bzw. erhofften Teilnehmerzahl (N = 25 bis 30) wurde ein World-Café-Format (Ruppert-Winkel et al., 2014) als sinnvoll und passend angesehen, da es sich besonders gut für grössere Gruppen in einem explorativen Untersuchungsrahmen eignet. Mit dieser Methode lassen sich parallele Diskussionen über mehrere Themen innerhalb eines klaren Zeitrahmens führen. Zudem wird durch die Notizen an den Diskussionstischen eine systematische Dokumentation gewährleistet. Durch den Wechsel zwischen den Tischen werden die Teilnehmenden mit unterschiedlichen Perspektiven und Gruppenkonstellationen konfrontiert. Das bereichert die Debatte und trägt dazu bei, eine Vielfalt an Standpunkten zu erfassen.

Alternative Beteiligungsformate wie etwa Fokusgruppen oder sogenannte «Future Workshops» wurden verworfen, da sie stärker auf gemeinsame Zielsetzungen oder institutionelle Rahmungen ausgerichtet sind, die im vorliegenden Fall nicht gegeben waren. Das Workshopvorhaben verfügte weder über ein einheitliches organisatorisches Setting noch über ein im Vorfeld definiertes gemeinsames Zielverständnis der Teilnehmenden.

Zum Beginn des Workshops war ein kurzer inhaltlicher Input vorgesehen, der die Teilnehmenden zur Reflexion anregen und zugleich wichtige methodische Grundsätze vermitteln sollte.

Es ist zu betonen, dass das Moderationsteam keine eigene Position vertrat, sondern die Diskussion neutral zu begleiten hatte. Die Rolle des Moderationsteams war bewusst passiv angelegt und wurde entsprechend vermittelt. Es ging nicht darum, die Diskussion inhaltlich zu steuern, sondern vielmehr darum, einen strukturierten und fairen Rahmen für den Austausch zu schaffen. Insbesondere sollte einer möglichen Eskalation zwischen gegensätzlichen Positionen vorgebeugt werden. Zudem musste im Workshop deutlich gemacht werden, dass es sowohl legitime Gründe für als auch gegen neue Nukleartechnologien geben kann – und dass sich solche Gründe im Lichte neuer Informationen oder Perspektiven auch verändern können.

Durch die World-Café-Methode des Workshops wurde untersucht, inwieweit die genannten Werte und Ziele mit oder ohne neue Nukleartechnologien kollidieren oder in Einklang stehen. Im World Café sollten an vier Tischen jeweils unterschiedliche Themenbereiche mit spezifischen Leitfragen diskutiert werden (siehe auch **Abb. 112**). Der Ablauf kann auch der Agenda im Anhang, Abschnitt 8.3.4, entnommen werden. Die Teilnehmenden wechselten zwischen den Tischen, sodass an allen Stationen unterschiedliche Perspektiven einfliessen konnten. Jede Runde wurde durch eine kurze Frage eingeführt und durch eine/n Gastgeber/in dokumentiert. Es wurde klargestellt, dass die Ergebnisse in Clustern zusammengefasst und nicht einzelnen Personen zugeordnet werden.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 112: Illustration der vier Thementische des World Cafés mit den Leitfragen.

Im Anschluss an den Workshop wurde eine Kurzbefragung über das Online-Tool SurveyMonkey durchgeführt, an der sich 16 Personen beteiligten. Die Befragung umfasste drei Punkte: Die Befragung umfasste drei Punkte: die Möglichkeit, weitere Ideen zum Thema einzubringen, einen Kommentar zum Workshop und zur Zufriedenheit mit dem Workshop abzugeben sowie bei Interesse an einer weiteren gesellschaftlichen Diskussion über neue Nukleartechnologien die eigenen Kontaktdaten zu hinterlassen.

Tisch A: Persönliche Werte

Inhaltlich war es uns wichtig, dass sich die Diskussion nicht auf Technologiefragen beschränken sollte, sondern möglichst umfassend gesellschaftliche Themen berücksichtigt. Daher wurde in einem ersten Teil als Ausgangspunkt für die Diskussion ein strukturierter Austausch der Teilnehmenden über grundlegende gesellschaftliche Werte (Drögemüller et al., 2025; Rokeach, 1973; Schwartz, 1994) wie Sicherheit, Gerechtigkeit und Freiheit vorgesehen. Werte sind nicht nur indirekt handlungsleitend im menschlichen Alltag (Schwartz, 1994), sondern beeinflussen auch politische Massnahmen und Handlungen (Shields, 2002). Wertediskussionen können durchaus heikel sein, insbesondere in einem so umstrittenen Bereich wie der Nukleartechnologie.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Tisch A beschäftigte sich somit mit der Frage: Welcher Konflikt oder Einklang besteht zwischen den von Ihnen genannten Werten und den neuen Nukleartechnologien? Als Beispiele hierfür sind Sicherheit, Gerechtigkeit und Freiheit zu nennen. Hierbei wurde auf die von den TN verfassten Kärtchen zurückgegriffen, um «ihre Werte» in Beziehung zu setzen.

- Leitfrage: Welche Konflikte oder Einklang besteht zwischen Ihren wichtigsten Werten und den neuen Nukleartechnologien?
- Ziel: Persönliche Reflexion jenseits institutioneller Rollen.
- Wirkung: Schafft eine gemeinsame Basis und macht sichtbar, welche normativen Orientierungen im Hintergrund der Debatten stehen.

Tisch B: Ziele für das Schweizer Energiesystem

Zudem sollten die Teilnehmenden ihre persönlichen Vorstellungen über die übergeordneten Ziele des Energiesystems formulieren (z.B. Dezentralisierung, Autarkie, CO_2-Neutralität/Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit). Hierzu gibt es Literatur, die sich mit Szenarien zur Energieversorgung bzw. Dekarbonisierung beschäftigen (Gallego Carrera et al., 2013; Neu et al., 2025), worauf in der einleitenden Präsentation Bezug genommen wurde. Die von den TN genannten Ziele dienten dann als Leitlinie, anhand derer neue Nukleartechnologien allgemein eingeschätzt wurden, ob sie eine Stärke oder Schwäche in Bezug auf das jeweilige Ziel mitbrächten.

- Leitfrage: In welchen Aspekten sind neue Nukleartechnologien mit den Zielen des Schweizer Energiesystems (nicht) kompatibel?
- Als Beispiele in der Eingangspräsentation wurden folgende Beispiele genannt: Versorgungssicherheit, Klimaneutralität, Kostenstabilität, Innovation, gesellschaftliche Akzeptanz.
- Wirkung: Diskussion der Passung übergeordneter gesellschaftlicher Ziele für das Energiesystem sowie der Einführung neuer Nukleartechnologien.

Tisch C: Eigenschaften neuer Nukleartechnologien

An Tisch C wurden neue Nukleartechnologien charakterisiert und mögliche Einstellungsänderungen diskutiert. Die Leitfrage hierzu lautete: Welche Eigenschaften müsste eine neue Nukleartechnologie haben, um für Sie eine Rolle im Energiesystem spielen zu können? Als initiale Beispieleigenschaften wurden genannt: Technologiereife, erwarteter Betriebszeitpunkt, Ausmass der Standardisierung, Projektrisiko, Kosten, Bauzeit.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

- Leitfrage: Welche Eigenschaften neuer Nukleartechnologie könnten in der Debatte eine Rolle spielen?
- Beispiele: Entwicklungsreife, erwartete Betriebsdauer, Standardisierung, Projektrisiko, Kosten, Bauzeit.
- Wirkung: Erfassung möglicher Kriterien, die in Debatten über neue Technologien im Rahmen von Zielsetzungen für das Schweizer Energiesystem herangezogen werden könnten, ohne sie zu bewerten.

Tisch D: Kontextbedingungen

An Tisch D konnte genereller über verschiedene Dimensionen dieser Technologien diskutiert werden. Hierzu gehörten die Architektur des Energiesystems (zentralisiert/dezentralisiert), Finanzierungsmodelle, Faktoren der Nachhaltigkeit, die Entsorgung der neu erzeugten radioaktiven Abfälle, Bauzeitpläne und die kurz- und langfristigen Auswirkungen auf Klima und Biodiversität oder auch mögliche internationale Abhängigkeiten in Bezug auf Technologie und Ressourcen. Es stellte sich auch die Frage des Vertrauens in langfristige Partnerländer – analog zu aktuellen Debatten rund um den Erwerb des Kampfflugzeugs F-35. Alles in allem wurde an diesem Tisch ein systemischer und gesamtgesellschaftlicher Blick auf die Problematik geworfen (Brandes et al., 2021; Marti et al., 2022; Wimmers et al., 2026).

- Leitfrage: Welche Kontextbedingungen prägen die Debatte?
- Beispiele: Klimadruck, geopolitische Entwicklungen, wirtschaftliche Krisen, technologische Innovationen, Entsorgungsfragen, nukleare Unfälle.
- Wirkung: Sichtbarmachung möglicher gesellschaftlicher Entwicklungspfade, die den Status quo infrage stellen oder verfestigen könnten.

8.3.6 Auswertungsmethode

An den vier Thementischen wurden auf Basis von Leitfragen (siehe **Abb. 112**) jeweils durch die TN Aspekte genannt und besprochen sowie teilweise durch Bepunktung bewertet. Beispielsweise wurden an Tisch B Ziele für das Energiesystem gesammelt und danach mittels Bepunktung den drei Kategorien «Stärke», «Schwäche» oder «Offene Frage» zugeordnet **(Abb. 113)**.

An Tisch D wurden Kontextfaktoren besprochen und die gesammelten Aspekte ebenfalls mit Punkten versehen, jedoch mit dem Auftrag, sie zu priorisieren (Ordnen nach Wichtigkeit für die zukünftige Debatte, siehe **Abb. 114**). Dabei wurden zwei Farben verwendet (grün = am wichtigsten, gelb = am zweitwichtigsten, manche Aspekte bekamen keinen Punkt).

Das bedeutet, dass die Auswertung und Darstellung der Ergebnisse je nach Tisch bzw. Themenbereich variieren konnten.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html



Abb. 113: Vergabe von Punkten zur Kategorisierung der gesammelten Ziele für das Energiesystem (Tisch B).

Bei der Auswertung wurde zunächst auf die Auszählung der Häufigkeiten der Aspekte und anschliessend auf die inhaltliche Ordnung der Aspekte in Kategorien (Oberbegriffe) abgezielt. Es sollten die Aspekte und Oberbegriffe deutlich werden, die für die zukünftige Debatte nach der Expertise der TN relevant sein können. In der Darstellung konzentrieren wir uns auf eine aggregierte Darstellung; Details entnehmen Sie dem Anhang. Die Kategorisierung wurde grundsätzlich von den Personen vorgenommen, die am jeweiligen Tisch Schriftführerin oder Moderatorin waren. Ergänzend zur manuellen Kategorisierung wurden zwei Sprachmodelle (ChatGPT 5.2 und Euria) eingesetzt. Die von ihnen vorgeschlagenen Zuordnungen wurden systematisch verglichen, im Team geprüft und anschliessend in einer konsolidierten Version zusammengeführt. Dabei können einzelne Aspekte wie «Versorgungssicherheit» grundsätzlich in unterschiedliche Kategorien einsortiert werden, da sie sowohl Systemfragen, Werthaltungen als auch Kontextfaktoren betreffen. Im Team wurde jeweils eine Entscheidung getroffen, die als beste Lösung erachtet wurde. Die Kategorisierung wurde zudem für jeden Thementisch getrennt vorgenommen, da sich die Aspekte zwar wiederholten, die Fragestellung und damit die Bedeutung der Begriffe sich jedoch mitunter unterschieden. Es erschien daher nicht sinnvoll, ein übergeordnetes Schema vorzugeben.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

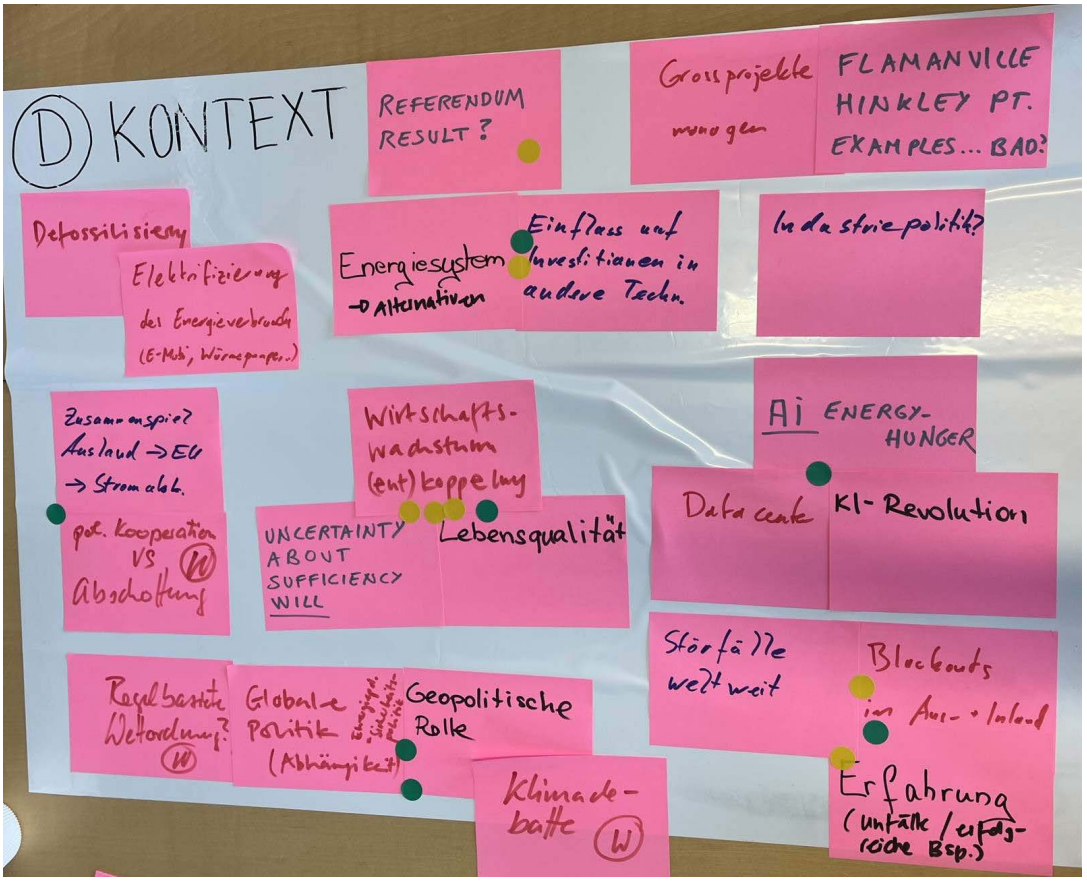


Abb. 114: Ergebnisse von Tisch D (Kontext) mit Priorisierung mittels Klebepunkten (grün = am wichtigsten, gelb = am zweitwichtigsten, ohne Punkt = weniger wichtig).

8.3.7 Richtung der potenziellen Argumentation mit bestimmten Aspekten in einer zukünftigen Debatte

Aspekt	Valenz	Erklärung
Einfache Konstruktion – Kernschmelze ausgeschlossen	dafür	Die neuen Typen haben eine neue Konstruktion und die Kernschmelze ist ausgeschlossen. Aber dieser Aspekt wird nicht diskutiert. Wurde von anderen Teilnehmenden diskutiert.
Landverbrauch	dafür	Kernkraftwerke sind kompakt im Gegensatz zu z.B. Windräder. Ressourcenverbrauch: Land. Wird durch ein Kernkraftwerk sehr wenig Platz eingenommen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Aspekt	Valenz	Erklärung
Steuerbarkeit	dafür	Kernenergie kann man steuern. Es ist nicht variabel. Aber es kostet, gleichviel ob man ein Kraftwerk runterregelt oder nicht. Fixkosten sind lastunabhängig.
Unabhängigkeit / Autarkie	dafür	Nukleartechnik kann Autarkie ermöglichen. Es ist die einzige Technologie, wo es nur eine Frage von Geld ist. Einzige Lösung für Unabhängigkeit (80 Jahre Zeit).
Cybersicherheit	dagegen	Wie sicher ist unser System in Bezug auf Cyberattacken? Andere Bedrohungslagen.
Landschaftsbild	dagegen	Kühlturme werden im Landschaftsbild nicht gerne gesehen.
Landschaftsbild	dagegen	Das Landschaftsbild ist der erste Grund, der in den 1960er-Jahren Widerstand ausgelöst hat.
Landschaftsbild	dagegen	Stromproduktion reicht nicht als Argument. Man braucht ein vernetztes Gesamtsystem. Man sollte sich überlegen: Was ist die volkswirtschaftliche Logik? Muss sich alles im Gesamtheitssystem anschauen (Schweiz/strategisch). Nur alleine für die Stromproduktion brauchen wir die neuen Kraftwerke nicht.
Nuclear Waste	dagegen	Wenn es um die Debatte geht, wird «nuclear waste» immer eine Debatte sein. Die Debatte wird gleich bleiben. Viele kleine Startups behaupten, sie brauchen kein Endlager – und das ist nicht der Fall. Es wird immer ein Tiefenlager brauchen.
Reaktorsicherheit	dagegen	Hiermit ist gemeint: Unfallrisiko. Das ist die grösste Debatte. Es geht hier nicht um Versorgungssicherheit, sondern um die Sicherheit der Technologie.
Ressourcenbedarf	dagegen	Z.B Uran. Befasst sich mit den Fragen: Wo kommt es her? Was heisst das für uns bezüglich Abhängigkeiten? Wie viele Diktaturen unterstützt man? Dieses Stichwort bezieht sich auch auf die Versorgungssicherheit.
Sicherheit	dagegen	Stichwort bezieht sich hier auf Unfallrisiken. Wenn es um die Bevölkerung geht, ist das eine grosses Thema. Man merkt das nur nicht, weil die Debatte geschlossen ist. Auch konkret ein grosses Thema, wenn es darum geht, welcher Standort ein Kraftwerk haben soll.
Sicherheit	dagegen	Sicherheit bezogen auf Unfälle. Ist sehr präsent in der Bevölkerung.
Sicherheit	dagegen	Sicherheit bezogen auf Unfälle. Ist sehr präsent in der Bevölkerung.
Unabhängigkeit / Autarkie	dagegen	Nukleartechnik kann Autarkie ermöglichen. Es ist die einzige Technologie, wo es nur eine Frage von Geld ist. Einzige Lösung für Unabhängigkeit (80 Jahre Zeit).
Co-Generationsfähigkeit	eher dafür	Wir produzieren ja nicht nur Strom mit Kernkraftwerken, z.B auch Fernwärme. Die Effizienz der Kernkraftwerke geht über den Strom hinaus. Gezielt ein Kernkraftwerk für Co-Generation und nicht Strom bauen.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Aspekt	Valenz	Erklärung
Radio Nukleotide	eher dafür	Auch medizinische Anwendung in Kraftwerken. Krebsmedikamente. Ganz neuer Business Case.
Echtzeitüberwachung	eher dafür	Kernkraftwerke (egal ob klein oder gross) erzeugen Ängste in der Bevölkerung. PSI hat eine Methode entwickelt. An kleineren Reaktoren können sie an dem Rauschen messen, was der kritische Zustand des Reaktors ist (in Echtzeit) – also der innere Zustand. Das Wissen kann Ängste nehmen.
Sicherheitskonzept	eher dafür	Es ist wichtig beizutragen, dass die Sicherheit erhöht werden würde.
Zuverlässigkeit	eher dafür	Zuverlässigkeit und Sicherheit haben damit zu tun. Es ist heute schon sehr zuverlässig, und dann werden wir das auch noch weiterhin steigen.
Radioaktiver Abfall	eher dagegen	Früher viel grössere Debatte als heute. Ganz andere Diskussion als in Deutschland.
Entsorgungskonzepte	eher dagegen	Brauchen wir neue Endlager?
Herkunftsnachweis / Supply Chain	eher dagegen	Materialpreis ist dramatisch gesunken. Kein Problem mit der Verfügbarkeit, sondern nicht alle globalen Player spielen nach der freien Marktwirtschaft (Russland). Bezieht sich auch auf Uran.
Internationale Abhängigkeiten	eher dagegen	Es könnte hier um Faktoren wie Know-how, aber auch um Uran gehen.
Neue Versorgungsketten/ Aufbereitung	eher dagegen	Haben wir in der Schweiz nicht. Neue Abhängigkeiten.
Keine Erfahrung, auf die man sich verlassen kann	eher dagegen	Nur in China, aber nicht im Westen. Für uns in der Schweiz ist das keine nutzbare Erfahrung. Vielleicht wird es in Zukunft ein Element in der Diskussion über die Energiepolitik sein, aber derzeit ist das nicht der Fall. Das gilt für die Generation 4. Die Generation 3 ist keine neue Kernkraft. Ist 3, 3+ neu? Ich denke, das ist nur kosmetisch.
Smart Grids (Lastenmanagement)	eher dagegen	Sommer läuft auch in das Leere – hohe Fixkosten. Lastenmanagement wird entscheidend sein. Vielleicht braucht es keine KKWs.
Volkswirtschaftlicher Nutzen (Forschung, Abfall, Wiederverwertung)	eher dagegen	Stromproduktion reicht nicht als Argument. Man braucht ein vernetztes Gesamtsystem. Man sollte sich überlegen: Was ist die volkswirtschaftliche Logik? Muss sich alles im Gesamtheitssystem anschauen (Schweiz/strategisch). Nur alleine für die Stromproduktion brauchen wir die neuen Kraftwerke nicht.
Abfall	vermutlich dagegen	keine
Abhängigkeit der Ressource / vom Rohstoff	vermutlich eher dagegen	keine

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

9 Literatur

Abou-Jaoude, A., Lin, L., Bolisetti, C., Worsham, E. K., Larsen, L. M. & Epiney, A. S. (2023). Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates. INL/RPT-23-72972, Revision 3, October 2023. https://doi.org/10.2172/1986466

Abou-Jaoude, A., Lohse, C. S., Larsen, L. M., Guaita, N., Trivedi, I., Joseck, F. C., Hoffman, E., Stauff, N., Shirvan, K. & Stein, A. (2024). Meta-Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear (GAIN). INL/RPT-24-77048, Revision 2. http://gain.inl.gov

Aguiar, Angel, Chepeliev, M., Corong, E. & van der Mensbrugghe, D. (2022). "The GTAP Data Base: Version 11." Journal of Global Economic Analysis 7 (2): 1–37. https://doi.org/10.21642/JGEA.070201AF

Andreasi Bassi, S., Biganzoli, F., Ferrara, N., Amadei, A., Valente, A., Sala, S. & Ardente, F. (2023). Updated Characterisation and Normalisation Factors for the Environmental Footprint 3.1 Method (JRC Technical Report JRC130796). Publications Office of the European Union. https://doi.org/10.2760/798894

Arlt, D., Rauchfleisch, A. & Schäfer, M. S. (2019). "Between Fragmentation and Dialogue. Twitter Communities and Political Debate About the Swiss 'Nuclear Withdrawal Initiative.'" Environmental Communication 13 (4): 440–56. https://doi.org/10.1080/17524032.2018.1430600

ASNR (2025a). "DAC EPR2 Penly – Conception des systèmes de sûreté", AVIS D'EXPERTISE N° 2025-00047, 26. Mai 2025, Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, https://reglementation-controle.asnr.fr/controle/epr-2

ASNR (2025b). "EDF – Demande d'autorisation de création de deux réacteurs EPR2 sur le site de Penly – Expertise des études relatives au domaine de conception de référence et au domaine de conception étendu avec défaillances multiples", AVIS D'EXPERTISE N° 2025-00110, 4 Nov 2025, Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, https://reglementation-controle.asnr.fr/controle/epr-2

ASNR (2025c). "DAC EPR2 Penly – Prise en compte des agressions dans la démonstration de sûreté", AVIS D'EXPERTISE N° 2025-00120, 3 Dec 2025, Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, https://reglementation-controle.asnr.fr/controle/epr-2

Asuega, A., Limb, B. J., Quinn & J. C. (2023). Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors. Applied Energy, 334, 120669. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120669

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Axpo (2024). Axpo wird Kernkraftwerk Beznau bis 2033 betreiben und dafür weitere 350 Mio. Franken investieren (Ad-hoc-Meldung). Baden, Schweiz. https://www.axpo.com/ch/de/newsroom/medienmitteilungen/2024/axpo-wird-kernkraftwerk-beznau-bis-2033-betreiben.html

Axpo (2026). Axpo Energy Reports: Nuclear Energy. Baden, Switzerland. https://www.axpo.com/ch/en/knowledge/energy-reports/energy-report-kern.html

Bacharach, M. (1970). Biproportional Matrices and Input-Output Change. Cambridge: Cambridge University Press. https://toc.library.ethz.ch/objects/pdf03/z01_002305439_01.pdf

BAK Economics (2026). Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ersatzneubaus der Schweizer Kernkraftwerke. BAK Economics AG, Basel, Schweiz

Bardow, A., Burgherr, P., Darudi, A., Fernandez de Losada, L., Filippini, M., Guidati, G., Hug, G., Lordan-Perret, R., Manera, A., McKenna, R., Moret, S., Panos, E., Patt, A., Pautz, A., Sansavini, G., Schaffner, C., Schmidt, T., Savelsberg & J., Turan, E. 2026. Nuclear Power and the Future Swiss Energy System: A Techno-Economic Modelling Analysis. Joint White Paper by ETH Zurich and the Paul Scherrer Institute. https://doi.org/10.3929/ethz-c-000801809

BASE (2024). Forschungsberichte zur Sicherheit der nuklearen Forschung: Analyse und Bewertung des Entwicklungsstands, der Sicherheit und des regulatorischen Rahmens für sogenannte neuartige Reaktorkonzepte. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0221-2024030542046

Baudewyns, P., Vandeleene, A., de Winter, L. & Deruette, S. (2023). "Belgium: Political Developments and Data in 2022." European Journal of Political Research Political Data Yearbook 62 (1): 44–54. https://doi.org/10.1111/2047-8852.12405

Bauer, S., Hirschberg, S., Bäuerle, Y., Biollaz, S., Calbry-Muzyka, A., Cox, B., Heck, T., Lehnert, M., Meier, A., Prasser, H.-M., Schenler, W., Treyer, K., Vogel, F., Wieckert, H. C., Zhang, X., Zimmermann, M., Burg, V., Bowman, G., Erni, M., Saar, M. & Tran, M. Q. (2017). Potentials, Costs and Environmental Assessment of Electricity Generation Technologies. Villigen PSI, Switzerland. https://www.psi.ch/sites/default/files/import/ta/PublicationTab/Final-Report-BFE-Project.pdf

Bauer, C., Cox, B., Heck T. & Zhang, X. (2019). Potentials, Costs and Environmental Assessment of Electricity Generation Technologies. An Update of Electricity Generation Costs and Potentials. Villigen PSI, Switzerland. https://www.psi.ch/en/media/53333/download?attachment

Baumstark, L., Bauer, N., Benke, F. et al. (2021). REMIND2.1: Transformation and Innovation Dynamics of the Energy-Economic System within Climate and Sustainability Limits. https://doi.org/10.5194/gmd-2021-85

Bechtel (2026). Vogtle Units 3 and 4. Reston, VA, USA. https://www.bechtel.com/projects/vogtle-units-3-and-4/

Bernauer, T., Gomm, S., Quoß, F. & Rudolph, L. (2021). Schweizer Umweltpanel 2018–2021, Welle 1–6, Kumulierte Daten [Data Set]. Lausanne, Schweiz. https://doi.org/https://doi.org/10.23662/FORS-DS-1220-2

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

BFE (2020). Energieperspektiven 2050+: Zusammenfassung. Bern, Schweiz. https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/64101.pdf

BFE (2021a). Energieperspektiven 2050+ Exkurs Winterstrom Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr. Bern, Schweiz. https://www.tep-energy.ch/docs/p1010-EP2050_Exkurs_Winterstrom_DE_2021-10-13.pdf

BFE (2021b). Energieperspektiven 2050+: Technischer Bericht – Gesamtdokumentation der Arbeiten. Bern, Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA3ODM=.html

BFE (2024a). Thermische Netze (Nahwärme, Fernwärme, Fernkälte) [Geodaten]. Bundesamt für Energie. https://www.bfe.admin.ch/de/thermische-netze

BFE (2024b). Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken. Bern, Schweiz

BFE (2025a). Erläuterungen zur Berechnung der kalkulatorischen Zinssätze im Jahr 2025 zu den Förderinstrumenten für die Produktion aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050

BFE (2025b). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Bern, Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/.

BFE (2026a). Technologie-Monitoring: Untersuchung der Wirkungsgrade von Photovoltaikmodulen sowie der Investitions- und Betriebskosten von PV-Systemen. Bern, Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTI0NTg=.html

BFE (2026b). WACC – Kalkulatorischer Zinssatz. WACC-Werte für Förderinstrumente erneuerbarer Energien 2026. Bern, Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html

BFS (2025). Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2025–2055. Neuchâtel, Schweiz. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/zukuenftige-entwicklung/schweiz-szenarien.html

BFS (2026). Input-Output Tabellen. Neuchâtel, Schweiz. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/volkswirtschaft/input-output.html

Biaggini, G. (2017). BV Kommentar, Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 2. Aufl., Zürich

Botschaft Bundesrechtspflege (2001). Botschaft zur Totalrevision der Bundesrechtspflege vom 28. Februar 2001, BBl 2001 4202

Botschaft KEG (2001). Botschaft zu den Volksinitiativen «MoratoriumPlus – Für die Verlängerung des Atomkraftwerk-Baustopps und die Begrenzung des Atomrisikos (MoratoriumPlus)» und

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

«Strom Ohne Atom – Für eine Energiewende und die schrittweise Stilllegung der Atomkraftwerke (Strom Ohne Atom)» sowie zu einem Kernenergiegesetz vom 28. Februar 2001, BBl 2001 2665

Botschaft KHG (2007). Botschaft zum Bundesbeschluss über die Genehmigung und die Umsetzung von Übereinkommen zur Haftung auf dem Gebiet der Kernenergie vom 8. Juni 2007, BBl 2007 5397

Brandes, J., Haun, M., Wrede, D., Jürgens, P., Kost, C. & Henning, H. M. (2021). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg, Deutschland. https://doi.org/10.24406/PUBLICA-FHG-416755

Brassel-Moser, R. (2017). Grüne Parteien. In Historisches Lexikon der Schweiz HLS. Schweizerische Akademie der Geistes- und Sozialwissenschaften. https://hls-dhs-dss.ch

Brückmann, G., Schmid, J., & Stadelmann-Steffen, I. (2025). Bevölkerungsumfrage im Rahmen des SwissSTES-Forchungsprojekts. Bern, Schweiz

Bruynooghe, C., Eriksson, A. & Fulli, G. (2010). Load-Following Operating Mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and Incidence on Operation and Maintenance (O&M) Costs: Compatibility with Wind Power Variability. Luxembourg: Publications Office of the European Union. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC60700

Buis, E. (2025). "Atoms for Peace in a Time of International Conflict: Assessing the Legal Situation of Nuclear Power Plants under Belligerent Occupation." OECD/NEA, Nuclear Law Bulletin 112: 7–39

Bundeskanzlei (2017). Volksabstimmung vom 21. Mai 2017: Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050. Bern, Schweiz. https://www.bk.admin.ch/ch/d/pore/va/20170521/index.html

Bundesrat (2013). Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)» vom 4. September 2013, BBl 2013 7561 (zit. Botschaft ES 2050, 2013)

Bundesrat (2015). Auswirkungen eines geologischen Tiefenlagers; Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulats 13.3286 UREK-N vom 9. April 2013, 7. Oktober 2015

Bundesrat (2021). Langfristige Klimastrategie der Schweiz. Bern, Schweiz. https://www.bafu.admin.ch/dam/de/sd-web/irO7gg24kYHL/langfristige-klimastrategie-der-schweiz.pdf

Bundesrat (2023). Botschaft zur Änderung des Energiegesetzes vom 21. Juni 2023, BBl 2023 1602 (zit. Botschaft Änderung EnG, 2023)

Bundesrat (2024). Faktenblatt Strom [EU-Stromabkommen]. Bern, Schweiz. https://www.eda.admin.ch/content/dam/europa/de/documents/fs/ paketansatz/2024-strom_DE.pdf

Bundesrat (2026). Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke und Versorgungssicherheit. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.4152 Burkart vom 28. September 2023. Bern,

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Schweiz. https://cms.news.admin.ch/dam/de/der-schweizerische-bundesrat/tIdOsJXaUlR8/20260513 %2BBericht %2BBR %2BLangzeitbetrieb %2Bder %2BKernkraftwerke %2Bund %2BVersorgungssicherheit %2BDE.pdf

Capros et al. (2019). The GEM-E3 Model Manual. https://e3modelling.com/modelling-tools/gem-e3/

Cho, E. & Lee, J. (2025). "Social Acceptance of Small Modular Reactor (SMR): Evidence from a Contingent Valuation Study in South Korea." Nuclear Engineering and Technology 57 (1): 103128. https://doi.org/10.1016/j.net.2024.07.059

Cour des Comptes (2020). The EPR Sector – Summary Thematic Public Report

Cour de Comptes (2025). La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants, Rapport de suites, Januar 2025

CRS (2014). Nuclear Power Plant Security and Vulnerabilities, RL34331. Washington DC, USA. https://www.congress.gov/crs_external_products/RL/PDF/RL34331/RL34331.12.pdf

Davidson, D. J. & Freudenburg, W. R. (1996). "Gender and Environmental Risk Concerns." Environment and Behavior 28 (3): 302–39. https://doi.org/10.1177/0013916596283003

Department for Business Energy & Industrial Strategy (2019). RAB Model for Nuclear, Consultation on a RAB model for new nuclear projects, 14. Oktober 2019

Dermont, C., Ingold, K., Kammermann, K. & Stadelmann-Steffen, I. (2017). "Bringing the Policy Making Perspective in: A Political Science Approach to Social Acceptance." Energy Policy 108 (September): 359–68. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.062

DOE (2020). "Energy Department's Advanced Reactor Demonstration Program Awards $30 Million in Initial Funding for Risk Reduction Projects", DOE Office of Nuclear Energy, 16 Dec 2020, https://www.energy.gov/ne/articles/energy-departments-advanced-reactor-demonstration-program-awards-30-million-initial

Dones, R. (2007). Kernenergie – Ecoinvent Report, Vol. 6. Dübendorf, Schweiz

Drögemüller, C., Seidl, R. & Walther, C. (2025). "Social Values, Individual Judgments and Acceptance: The Case of High-Level Radioactive Waste in Germany." Sustainability 17 (12): 5373. https://doi.org/10.3390/su17125373

Đukan, M., Giger, D., Schmid, N. & Schmidt, T. (2025). "Incentivizing Winter Solar PV Production in Regions with Seasonal Weather Patterns: Case Study of Switzerland." Environmental Research: Energy 2 (4): 045014. https://doi.org/10.1088/2753-3751/ae123d

economiesuisse (2026). Studie zeigt erstmals in Zahlen: Neue Generationen von Kernkraftwerken bringen massive Sicherheitsgewinne. Zürich, Schweiz. https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/studie-zeigt-erstmals-zahlen-neue-generationen-von-kernkraftwerken-bringen-massive

Eder, Ch. & Stadelmann-Steffen, I. (2023). "Bringing the Political System (Back) into Social Tipping Relevant to Sustainability." Energy Policy 177 (June): 113529. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113529

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (2025). System Adequacy 2028, 2030 und 2035. Technischer Bericht. Bern, Schweiz. Auftragnehmer: Swissgrid AG. https://www.elcom.admin.ch/dam/it/sd-web/6QE7IJqI4ntz/system-adequacy-2028-2023-2035.pdf

Ember (2026). Ember Electricity Data Explorer. London, UK. https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entity=EU&mode=stacked&date=2025-01-01&date_from=2024-01-01&metric=pct_share#data-tool

ENSI (2016). Schlussbericht Aktionsplan Fukushima. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat ENSI, Dez. 2016. https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2016/12/ENSI_Schlussbericht_Aktionsplan_Fukushima.pdf

ENSI (2018). ENSI-A03: Richtlinie für die schweizerischen Kernanlagen. Periodische Sicherheitsüberprüfung von Kernkraftwerken. Brugg, Schweiz. https://ensi.admin.ch/de/dokumente/richtlinie-ensi-a03-deutsch/

ENSI (2024). ENSI-AN-12200: Aufsichtsbericht 2024 Zur nuklearen Sicherheit in den schweizerischen Kernanlagen. Brugg, Schweiz. https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2025/06/ENSI_Aufsichtsbericht_2024-1.pdf

Epprecht, N. & Hälg, L. (2025). Politikfolgen-Abschätzung – Szenarien und Auswirkungen bei Zulassung neuer AKW. Zürich, Schweiz

European Parliament (2023). Briefing: Nuclear Energy in the European Union. Strassbourg, France. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/751456/EPRS_BRI(2023)751456_EN.pdf

European Parliament and Council (2023). Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation initiative). Official Journal of the European Union, L 2023/2405, 31 October 2023

European Utility Requirements Organisation (2012). European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. European Utility Requirements Organisation. https://europeanutilityrequirements.eu/

Folz, J. M. (2019). La Construction de l'EPR de Flamanville. https://www.vie-publique.fr/rapport/271429-la-construction-de-lepr-de-flamanville

Frenz, W. (2021). Handbuch Europarecht, Band 3: Beihilferecht, 2. Aufl., Springer

Furrer, M. (1992). Die neue Opposition in der Urschweiz in den 1970er und 1980er Jahren. Diss., Fribourg, Schweiz

Gallego Carrera, D., Ruddat, M. & Rothmund, S. (2013). Gesellschaftliche Einflussfaktoren im Energiesektor: Empirische Befunde aus 45 Szenarioanalysen (Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung Arbeitsbericht). Stuttgart, Deutschland

Geiser, T., Münch, P., Uhlmann, F. & Gelzer, P. (2014). Prozessieren vor Bundesgericht, Handbücher für die Anwaltspraxis. Helbing Lichtenhahn

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Gibon, T. & Hahn Menacho, Á. (2023). “Parametric Life Cycle Assessment of Nuclear Power for Simplified Models.” Environmental Science and Technology 57 (38): 14194–205. https://doi.org/10.1021/acs.est.3c03190

GIF (2021). 2021 Annual Report – Generation IV International Forum (GIF). Paris, France. https://www.gen 4.org/gif/jcms/c_203440/gif-2021-ar

Giugni, M. (2004). Social Protest and Policy Change: Ecology, Antinuclear, and Peace Movements in Comparative Perspective. Rowman & Littlefield

GRS (2023). Schupsky Jan Peter, Birte Ulrich, Oliver Rest, Holger Schmidt, Tobias Robbert, Timo Löher (GRS), Generische Analyse der Anforderungen und der Konzepte zur Sicherung sowie zur IT-Sicherheit im Bereich von SMR, Abschlussbericht, Dezember 2023

GOV.UK (2026). Hinkley Point: Nuclear Regulation. London, UK. https://www.gov.uk/guidance/hinkley-point-nuclear-regulation

Hahn Menacho, A. J., Sacchi, R., Bauer, C., McKenna, R. & Burgherr, P. (2024). “The Material-Energy Nexus in Net-Zero Transition Scenarios: Exploring Environmental Trade-Offs and Uncertainties. Resources, Conservation and Recycling.” 218 (May): 108251. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2025.108251

Haucap, J., Kühling, J., Amin, M. et al. (2022). «Erneuerbare Energien effizient und wirksam fördern.» Wirtschaftsdienst 102 (9): 694–702. https://doi.org/10.1007/s10273-022-3268-3

Hirschberg, S., Eckle, P., Bauer, C., Schenler, W., Simons, A., Köberl, O., Dreier, J., Prasser, H. & Zimmermann, M. (2012). Review of Current and Future Nuclear Technologies. Villigen PSI, Switzerland

Ho, S. S., Leong, A. D., Looi, J., Chen, L., Pang, N. & Tandoc, E. (2019). “Science Literacy or Value Predisposition? A Meta-Analysis of Factors Predicting Public Perceptions of Benefits, Risks, and Acceptance of Nuclear Energy.” Environmental Communication 13 (4): 457–71. https://doi.org/10.1080/17524032.2017.1394891

Huijbregts, M. A. J., Steinmann, Z. J. N., Elshout, P. M. F. et al. (2016). ReCiPe 2016: A Harmonized Life Cycle Impact Assessment Method at Midpoint and Endpoint Level. Report I: Characterization (RIVM Report 2016-0104). Bilthoven, The Netherlands

Hultman, N. (2011). “The Political Economy of Nuclear Energy.” WIREs Climate Change 2 (3): 397–411. https://doi.org/10.1002/wcc.113

IAEA (1996). Technical Feasibility and Reliability of Passive Safety Systems for Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-920. Vienna, Austria. https://www.iaea.org/publications/5571/technical-feasibility-and-reliability-of-passive-safety-systems-for-nuclear-power-plants

IAEA (2006a). Release of Sites Form Regulatory Control on Termination of Practices, Safety Guide, WS-G-5.1. Vienna, Austria

IAEA (2006b). Safety Assessment for the Decommissioning of Facilities Using Radioactive Material, Safety Guide, WS-G-5.1. Vienna, Austria

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

IAEA (2009). Passive Safety Systems and Natural Circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1624. Vienna, Austria. https://www.iaea.org/publications/8192/passive-safety-systems-and-natural-circulation-in-water-cooled-nuclear-power-plants

IAEA (2012). Managing Siting Activities for Nuclear Power Plants, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.7. Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1565_web.pdf

IAEA (2015). Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations, IAEA Safety Standards Series No. SSG-35. Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1690Web-41934783.pdf

IAEA (2016a). Considerations on the Application of the IAEA Safety Requirements for the Design of Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1791. Vienna, Austria. https://www.iaea.org/publications/11069/considerations-on-the-application-of-the-iaea-safety-requirements-for-the-design-of-nuclear-power-plants

IAEA (2016b). Safety of Nuclear Power Plants: Design, IAEA Safety Standards Series No. SSR-2/1 (Rev. 1). Vienna, Austria. https://www.iaea.org/publications/10885/safety-of-nuclear-power-plants-design

IAEA (2018). Non-Baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.23. Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

IAEA (2023a). Hazards Associated with Human Induced External Events in Site Evaluation for Nuclear Installations. IAEA Safety Guide No. SSG-79. Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB2036_web.pdf

IAEA (2023b). Nuclear Safety, Security and Safeguards in Ukraine. International Atomic Energy Agency IAEA), Vienna, Austria

IAEA (2024a). Climate Change and Nuclear Power – Financing Nuclear Energy in Low Carbon Transitions. Vienna, Austria

IAEA (2024b). Nuclear Cogeneration for Climate Change Mitigation and Sustainable Development Goals, IAEA-TECDOC-2056. Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TE-2056web.pdf

IAEA (2024c). Nuclear Power Reactors in the World (Reference Data Series No. 2, 44th Ed.). Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/p15748-RDS-2-44_web.pdf

IAEA (2025). Workshop on Guidelines for Modelling Nuclear in Energy Systems, Vienna July 2025

IAEA (2026a). Good Practices and Lessons Learned from the Long Term Operation of Nuclear Power Plants. IAEA-TECDOC-2117. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria. https://doi.org/10.61092/iaea.mu2b-2bqv

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

IAEA (2026b). Power Reactor Information System (PRIS). Vienna, Austria. https://pris.iaea.org

IAEA [GSR-3] (2014). Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards, General Safety Requirements (GSR) Part 3. Vienna, Austria

IAEA [GSR-6] (2014). Decommissioning of Facilities, General Safety Requirements (GSR) Part 6. Vienna, Austria

IAEA [INSAG-28] (2024). Application of the Principle of Defence in Depth in Nuclear Safety to SMR, Addendum to INSAG-10. Vienna, Austria

IAEA [SRS-109] (2022). Regulatory Oversight of Ageing Management and Long Term Operation Programme of Nuclear Power Plants, Safety Reports Series 109. Vienna, Austria

IAEA [SRS-123] (2023). Applicability of IAEA Safety Standards to Non-Water Cooled Reactors and Small Modular Reac-Tors, Safety Reports Series No. 123. Vienna, Austria

IAEA [SSG-20] (2022). Safety Assessment for Research Reactors and Preparation of the Safety Analysis Report, Specific Safety Guide (SSG) No. 20 (Rev. 1). Vienna, Austria

IAEA [SSG-25] (2013). Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants for Protecting People and the Environment, Specific Safety Guide No. 25 (SSG-25). Vienna, Austria

IAEA [TECDOC-2003] (2022). Lessons Learned in Regulating Small Modular Reactors - Challenges, Resolutions and Insights, TECD0C-2003. Vienna, Austria

IEA (2022). Nuclear Power and Secure Energy Transitions – From Today's Challenges to Tomorrow's Clean Energy Systems. Paris, France

IEA (2024a). The Path to a New Era for Nuclear Energy. Paris, France. https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy

IEA (2024b). World Energy Investment 2024. Paris, France. https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024

IEA (2024c). World Energy Outlook 2024, Paris, France. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024

IEA-ETSAP (2025, May 15–16). Best practices for modelling nuclear power in long-term energy system models [Workshop]. Brussels, Belgium.

IEA-ETSAP (2026). Introduction to TIMES. Energy Technology Systems Analysis Programme https://iea-etsap.org/times-the-integrated-markal-efom-system

IEA/NEA (2020). Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition. Paris, France. https://doi.org/10.1787/a6002f3b-en

Ilieva, L., Zähringer, M., Hannane, J., Bienasch, M., Truetsch, B., & Schmitt, C. (2026). Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebs der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt – Grundlagenarbeiten zum Postulat 23.4152. Frontier Economics & Siempelkamp NIS Ingenieurgesellschaft mbH. Bundesamt für Energie BFE.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

IPCC (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland. https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647

IRENA (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi, United Arab Emirates. https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019

Jagmetti, R. (2005). Energierecht, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Bd. VII. Helbing Lichtenhahn

Kalleveen, A. van (2022). Applicability of the International Nuclear Legal Framework to Small Modular Reactors (SMRs), EUR 30992 EN. Luxembourg. https://dx.doi.org/10.2760/085725

Kan, X., Hedenus, F. & Reichenberg, L. (2020). "The Cost of a Future Low-Carbon Electricity System without Nuclear Power – the Case of Sweden." Energy 195 (March): 117015. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117015

Kannan, R. & Turton, H. (2014). Switzerland Energy Transition Scenarios – Development and Application of the Swiss TIMES Energy System Model (STEM). Villigen PSI, Switzerland. https://www.psi.ch/sites/default/files/import/eem/PublicationsTabelle/2014-STEM-PSI-Bericht-14-06.pdf

Kannan, R., Panos, E., Hirschberg, S. & Kober, T. (2022). "A Net-zero Swiss Energy System by 2050: Technological and Policy Options for the Transition of the Transportation Sector." Futures & Foresight Science 4 (3–4). https://doi.org/10.1002/ffo2.126

Keller, C., Visschers, V. & Siegrist, M. (2012). "Affective Imagery and Acceptance of Replacing Nuclear Power Plants." Risk Analysis 32 (3): 464–77. https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2011.01691.x

Khaleel, M., Yusupov, Z., Rekik, S. et al. (2025). "Harnessing Nuclear Power for Sustainable Electricity Generation and Achieving Zero Emissions." Energy Exploration & Exploitation 43 (3): 1126–48. https://doi.org/10.1177/01445987251314504

Kockel, Ch., Kulawik, J., Spiegelburg, S. & Praktiknjo, A. (2024). "Long-Term Energy Policy vs. Dynamic Public Preferences? A Review of German Energy Policy." The Energy Journal 45 (1_suppl): 165–93. https://doi.org/10.5547/01956574.45.SI1.jkul

Koplow, D. (2026). "Uncovering Hidden Nuclear Subsidies and Other Forms of State Support." In Nuclear Power. Studies in Energy, Resource and Environmental Economics, edited by A. Wimmers, F. Böse, C. Kemfert and C. von Hirschhausen. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-031-99894-2_12

Krall, L. M., Macfarlane, A. M. & Ewing, R. C. (2022). "Nuclear Waste from Small Modular Reactors." Proceedings of the National Academy of Sciences 119 (23). https://doi.org/10.1073/pnas.2111833119

Kratz, B., Merker, M., Tami, R. & Rechsteiner, S. (2020). Kommentar zum Energierecht, Band III. Schulthess

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Kratz, B., Merker, M., Tami, R., Rechsteiner, S. & Föhse, K. S. (2016). Kommentar zum Energierecht, Band II. Schulthess

Krepel, J. & Losa, E. (2021). "Self-Sustaining Breeding in Advanced Reactors: Characterization of Selected Reactors." In Encyclopedia of Nuclear Energy. Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819725-7.00123-9

Kriesi, H. (1982). AKW-Gegner in der Schweiz. Rüegger

Kriesi, H. (2017). "Switzerland." In The Politics of Nuclear Energy in Western Europe, edited by Wolfgang C. Müller and Paul W. Thurner, vol. 1. Oxford University Press. https://doi.org/10.1093/oso/9780198747031.003.0011

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/https://doi.org/10.1093/ijpor/edw021

Kupper, P. (2003). Atomenergie und gespaltene Gesellschaft. Die Geschichte des gescheiterten Projektes Kernkraftwerk Kaiseraugst. Chronos Verlag. https://doi.org/https://doi.org/10.33057/chronos.0595

Ladner, A. (2008). «Linksrutsch an der Basis.» In Die Grünen in der Schweiz: Ihre Politik, ihre Geschichte, ihre Basis, hrsg. von Matthias Baer und Werner Seitz. Rüegger

Larsen, L. M., Abou-Jaoude, A., Guaita, N. & Stauff, N. (2024). Nuclear Energy Cost Estimates for Net Zero World Initiative. INL/RPT-23-74378. Idaho Falls, ID, USA

Lazard (2025). LCOE+ – Leveraged Cost of Energy +, Juni 2025

Linder, W. (1987). Entscheidung und Gesetzesvollzug in der Schweiz. 2. Aufl., P. Haupt

Loulou, R., Goldstein, G., Kanudia, A, Lettila, A. & Remme, U. (2016). Documentation of the TIMES Model. Paris, France. https://iea-etsap.org/index.php/documentation

Manera, A., Pautz, A., Bauer, C. et al. (2024). Technology Monitoring of Nuclear Energy. Villigen PSI, Switzerland

Marcucci, A. & Guidati, G. (2025). CROSS Scenarios and Drivers Definition, Scenario Version CROSS-v2025-06. SWEET-CROSS

Markard, J., Bento, N., Kittner, N. & Nuñez-Jim, A. (2020). "Destined for Decline? Examining Nuclear Energy from a Technological Innovation Systems Perspective." Energy Research & Social Science 67 (September): 101512. https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101512

Marti, T., Sulzer, M. & Rüdisüli, M. et al. (2022). Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Studienbericht). Aarau, Schweiz. www.energiezukunft2050.ch

Mayoraz, J.-F. (2018). Staatliche Beihilfen in den Rechtsbeziehungen der Schweiz und der Europäischen Union: Unter besonderer Berücksichtigung von ausgewählten Aspekten aus der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft. Diss., Schulthess

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

MIT (2018). The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World. Cambridge MA, USA. https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf

Moesker, K., Pesch, U. & Doorn, N. (2024). "Making Sense of Acceptance and Acceptability: Mapping Concept Use in Energy Technologies Research." Energy Research & Social Science 115 (September): 103654. https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103654

Moser, A., Beusch M. & Kneubühler, L. (2008). Prozessieren vor dem Bundesverwaltungsgericht, Handbücher für die Anwaltspraxis. Helbing Lichtenhahn

Müller, L. (2025). Die Energieversorgungssicherheit im Kontext der Artikel 6–8 des Energiegesetzes (EnG). Dike Verlag. https://doi.org/10.3256/978-3-03929-085-7

Müller, R. P. (2015). «Nuklearaufsicht in der Schweiz – Die Ausgestaltung der Sicherheitsaufsicht über Kernanlagen im Wechselspiel zwischen helvetischem Pragmatismus und internationalen Erfahrungen und Empfehlungen.» Sicherheit & Recht, Nr. 3/2015: 189–206

Müller, R. P. (2021). Anforderungen an die unabhängige Aufgabenerfüllung der Nuklearaufsicht. Dike Verlag. https://doi.org/10.3256/978-3-03929-001-7

Müller, R. P. (2023). «Strategische Verantwortung oder verantwortungsvolle Strategie? Über Zuständigkeiten von Bund und Kantonen in der Stromversorgung.» Schweizerische Juristen-Zeitung (SJZ) 22: 1095–111. https://www.sjz.ch/de/artikel/2504-0650-2023-0345/strategische-verantwortung-oder-verantwortungsvolle-strategie

Müller, R. P. (2025). «Kapazitätsmechanismen: Zwischen Resilienz und Nachhaltigkeit.» Jusletter 15. Dezember 2025

Naegelin, R. (2007). Geschichte der Sicherheitsaufsicht über die schweizerischen Kernanlagen 1960–2003. Villigen, Schweiz

Nagra (2025). Explanatory report on the general license application, NTB 24-12 Rev. 1. Nagra, Wettingen, Switzerland

NEA (2008). Market Competition in the Nuclear Industry. NEA No. 6246. OECD Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, France. https://www.oecd.org/en/publications/2008/09/market-competition-in-the-nuclear-industry_g1gh9a0d.html

NEA (2021). Long-Term Operation of Nuclear Power Plants and Decarbonisation Strategies. Nuclear Energy Agency, NEA No. 7524. OECD Publishing, Paris, France. https://doi.org/10.1787/36bf165e-en

NEA (2022). Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050: Low Carbon Scenarios and Their System Costs. Paris, France. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2022-10/7631_nea_swiss_system_cost_study.pdf

NEA (2024). Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build. Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, France

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

NEA (2025a). Legal Frameworks for Long-Term Operation of Nuclear Power Reactors: Second Edition. Nuclear Energy Agency, NEA No. 7736. OECD Publishing, Paris, France

NEA (2025b). The NEA Small Modular Reactor Dashboard, Third Edition. Paris, France. https://doi.org/https://doi.org/10.82155/nqz2-hp44

NEA (2026). Status Report on Long-Term Operation of Nuclear Power Plants Beyond 60 Years. Nuclear Energy Agency, NEA/CSNI/R(2025)4. OECD Publishing, Paris, France

NEA and IAEA (2025). Uranium 2024: Resources, Production and Demand. Paris, France. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_103179/uranium-2024-resources-production-and-demand?details=true

Neles, J. M. & Pistner, C.(2012). Kernenergie – Eine Technik für die Zukunft? Berlin/Heidelberg

NEI Magazine (2025). "KHNP withdraws from Polish nuclear project", Nuclear Engineering Int., 21 August 2025, https://www.neimagazine.com/news/khnp-withdraws-from-polish-nuclear-project

NEI Magazine (2026a). "EDF estimates EPR2 build-out cost", Nuclear Engineering Int., 6 Jan 2026, https://www.neimagazine.com/news/edf-estimates-cost-of-epr2-build-out

NEI Magazine (2026b). "BWRX-300 SMR gains European foothold", Nuclear Engineering Int., 8 Apr 2026, https://www.neimagazine.com/news/bwrx-300-smr-gains-european-foothold/

Neri, E., French, A., Urso, M. E. et al. (2016). Costs of Decommissioning Nuclear Power Plants. Paris

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). Bern, Schweiz. https://doi.org/10.5281/zenodo.15599182

Neu, U. (2026). Baukosten und Finanzierung von neuen Kernkraftwerken in der Schweiz. Swiss Academies Reports 21 (6). Akademien der Wissenschaften Schweiz (a+), Bern, Schweiz

NRC (2025). "NRC Approves Standard Design for NuScale US460 Small Modular Reactor", NRC News No. 25-033, 29 May 2025, U.S. Nuclear Regulatory Commission. https://www.nrc.gov/cdn/doc-collection-news/2025/25-033.pdf

NRC (2026). "Combined License Applications for New Reactors", U.S. Nuclear Regulatory Commission. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/large-lwr/col

Nuclear Energy Institute (NEI) (2020). Nuclear Energy Institute supply-chain overview for nuclear construction.

Nuclear Newswire (2025a). "X-energy, Dow apply to build an advanced reactor project in Texas", 31 Mar 2025 (accessed 5 Aug 2025), American Nuclear Society. https://www.ans.org/news/2025-03-31/article-6902/xenergy-dow-apply-to-build-an-advanced-reactor-project-in-texas/

Nuclear Newswire (2025b). "The progress so far: An update on the Reactor Pilot Program", 14 Nov 2025, American Nuclear Society. https://www.ans.org/news/2025-11-14/article-7543/the-progress-so-far-an-update-on-the-reactor-pilot-program/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

NZZ (2024). «Die Schweiz steht am Anfang einer neuen Atomkraft-Ära – Doch die Hürden bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerks sind gigantisch.» Neue Zürcher Zeitung (NZZ) 29. August. https://www.nzz.ch/wirtschaft/die-schweiz-steht-am-anfang-einer-neuen-atomkraft-aera-ld.1845480

Odendahl, K. (2013). Internationales und europäisches Atomrecht – Die militärische und friedliche Nutzung der Atomenergie aus Sicht des Völker- und Europarechts. Duncker & Humblot

OECD/NEA (2020). Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders. Paris, France. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_30653/unlocking-reductions-in-the-construction-costs-of-nuclear

OECD/NEA (2021a). Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities. Paris, France

OECD/NEA (2021b). Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. Paris, France. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_62445/technical-and-economic-aspects-of-load-following-with-nuclear-power-plants

OECD/NEA (2022). Beyond Electricity: The Economics of Nuclear Cogeneration. Paris, France. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_71699/beyond-electricity-the-economics-of-nuclear-cogeneration

OECD/NEA (2023). Gender Balance in the Nuclear Sector. Paris, France. https://doi.org/10.1787/f11a652d-en

OECD/NEA, IAEA and European Commission (2012). International Structure for Decommissioning Costing (ISDC) of Nuclear Installations. Paris, France: OECD Nuclear Energy Agency. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_14804/international-structure-for-decommissioning-costing-isdc-of-nuclear-installations

Oedewald, P., Gotcheva, N., Reiman, T., Pietikäinen, E. & Macchi, L. (2011). "Managing Safety In Subcontractor Networks: The Case Of Olkiluoto3 Nuclear Power Plant Construction Project." In Proceedings of the Fourth Resilience Engineering Symposium, edited by E. Hollnagel, E. Rigaud and D. Besnard. Presses des Mines

O'Neill, M. (2021). "Forging a Clear Path for Advanced Reactor Licensing in the United States: Approaches to Streamlining the NRC Environmental Review Process." OECD/NEA, Nuclear Law Bulletin 105: 31–78

ONR (2024). "Generic Design Assessment Step 2 Statement for the Rolls-Royce SMR", 30 July 2024, U.K. Office of Nuclear Regulation. https://www.onr.org.uk/generic-design-assessment/assessment-of-reactors/rolls-royce-smr

ONR (2025). "GE Vernova Hitachi's BWRX-300 completes Generic Design Assessment", 11 Dec 2025, U.K. Office of Nuclear Regulation. https://www.onr.org.uk/news/all-news/2025/12/ge-vernova-hitachi-bwrx-300-completes-gda

Panos, E., Kober, T., Kannan, R. & Hirschberg, S. (2021). Long-Term Energy Transformation Pathways – Integrated Scenario Analysis with the Swiss TIMES Energy Systems Model. SCCER JASM Final Report. Villigen PSI, Switzerland. https://doi.org/10.3929/ethz-b-000509023

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Panos, E., Kannan, R., Hirschberg, S. & Kober, T. (2023). "An Assessment of Energy System Transformation Pathways to Achieve Net-Zero Carbon Dioxide Emissions in Switzerland." Communications Earth & Environment 4 (1): 157. https://doi.org/10.1038/s43247-023-00813-6

Panos, E., Tsiaras, S., Fragkiadakis, K., Paroussos, L., Tardif, J. M., Stadelmann-Steffen, I., Fuchs, A., Demiray,T., Catenazzi, G., Jakob, M., Rubino, G., Zielonka, N. & Trutnevyte, E. (2024). Revised Scenario Protocol Capturing New Energy Sector Developments Translating into Re-Defined Pathway and Shock Scenarios. Deliverable D2.2, SWEET-SURE. https://sweet-sure.ch/wp-content/uploads/2025/04/D2.2-SWEET_Call1-2020_SURE_DeliverableD2.2_clean-_20241210_v2.pdf

Panos, E., Tsiaras, S.,Fragkiadakis, K., Paroussos, L., Tardif, J. M., Stadelmann-Steffen, I., Fuchs, A., Demiray, T., Catenazzi, G., Jakob, M., Rubino, G., Zielonka, N. & Trutnevyte, E. (2025). Repository of Common Assumptions Used in the Definitions of the Scenarios and Disruptive Events. Deliverable D2.5, SWEET-SURE

Panos, E., Zhang, M., Flamos, A. & Michas, S. (2025). Swiss Policy towards Zero CO_2 Emissions Compatible with European Decarbonisation Pathways. Bern, Switzerland. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73434&Load=true

Paroussos, L., Capros, P., Van Regemorter, D. & Paroussos, V. (2013). GEM-E3 Model Documentation. Luxembourg: Publications Office of the European Union

Paroussos, L., et al. (2023). GEM-E3-CH model documentation.

Persson, J., Andgren, K., Henriksson, H., Loberg, J., Malm, C., Pettersson, L., Sandström, J. & Sigfrids, T. (2012). Additional costs for load-following nuclear power plants: Experiences from Swedish, Finnish, German, and French nuclear power plants (Elforsk Report 12:71). Elforsk.

Pfistner, C., Englert, M., von Hirschhausen, C. et al. (2024). Analysis and Evaluation of the Development Status, Safety and Regulatory Framework for So-Called Novel Reactor Concepts, Darmstadt/Berlin, Germany. https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/EN/expert-info/f/final-report-novel-reactor-concepts.pdf;jsessionid=0A89BD3F3689CBB5D95C-3B48A5E8E978.internet982?__blob=publicationFile&v=6

Poltier, É. (2020). Droit Suisse de l'énergie. Stämpfli Verlag

Power (2023). "Westinghouse Unveils the AP300", Power Magazine, 4 May 2023, https://www.powermag.com/westinghouse-unveils-the-ap300-a-miniaturized-ap1000-small-modular-nuclear-reactor/

Power (2025a). "Terrestrial Energy's Push to Commercialize Molten Salt Reactors for Industrial and Grid Applications", Power Magazine, 25 Feb 2025 (accessed 5 Aug 2025), https://www.powermag.com/the-power-interview-terrestrial-energys-push-to-commercialize-molten-salt-reactors-for-industrial-and-grid-applications

Power (2025b). "TVA Inks First U.S. Utility PPA for Gen IV Nuclear Power in Landmark Three-Way Deal with Google, Kairos", Power Magazine, 18 Aug 2025, https://www.powermag.com/

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

tva-inks-first-u-s-utility-ppa-for-gen-iv-nuclear-power-in-landmark-three-way-deal-with-google-kairos/

Power (2025c). “Amazon Unveils ‘Cascade’—Energy Northwest’s Xe-100 SMR Project, Targeting Construction by 2030”, Power Magazine, 15 Oct 2025, https://www.powermag.com/amazon-unveils-cascade-energy-northwests-xe-100-smr-project-targeting-construction-by-2030/

Power (2026). “TerraPower’s Kemmerer 1 Enters Construction Timeline of the Natrium Project’s Road to First Power”, Power Magazine, 23 April 2026 (accessed 29 April 2026), https://www.powermag.com/terrapowers-kemmerer-1-enters-construction-timeline-of-the-natrium-projects-road-to-first-power/

Ramana, M. v. (2021). “Small Modular and Advanced Nuclear Reactors: A Reality Check.” IEEE Access 9: 42090–99. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3064948

Refuna AG (2024). Regionale Fernwärmeversorgung Unteres Aaretal / Refuna-Netz. Döttingen, Schweiz. https://www.refuna.ch/

REMIND (n.d.). Model Documentation: REMIND. Accessed April 2, 2026. https://ariadneprojekt.de/en/model-documentation-remind/

Reuters (2026). “Rolls-Royce SMR project could kickstart EU supply chain”, 8 Jan 2026, https://www.reuters.com/business/energy/rolls-royce-smr-project-could-kickstart-eu-supply-chain--reeii-2026-01-08/

Rokeach, M. (1973). The Nature of Human Values. Free Press

Rothwell, G. (2022). “Projected Electricity Costs in International Nuclear Power Markets.” Energy Policy 164 (May): 112905. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112905

Ruppert-Winkel, C., Hauber, J., Stablo, J. & Kress, M. (2014). “The World Café as an Instrument for Integration in Transdisciplinary Sustainability Research Das World Café als Integrationsinstrument in der transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung.” GAIA – Ecological Perspectives for Science and Society 23 (3): 243–52. https://doi.org/10.14512/gaia.23.3.8

Sacchi, R., Terlouw, T., Siala, K. et al. (2022). “PRospective EnvironMental Impact asSEment (Premise): A Streamlined Approach to Producing Databases for Prospective Life Cycle Assessment Using Integrated Assessment Models.” Renewable and Sustainable Energy Reviews 160 (May): 112311. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112311

Sacchi, R. & Hahn-Menacho, A. J. (2024). “Pathways: Life Cycle Assessment of Energy Transition Scenarios.” Journal of Open Source Software 9 (103): 7309. https://doi.org/10.21105/joss.07309

Sager, F., Ingold, K. & Balthasar, A. (2017). Policy-Analyse in der Schweiz: Besonderheiten, Theorien, Beispiele. NZZ Libro

Sainati, T., Locatelli, G. & Smith, N. (2019). “Project Financing in Nuclear New Build, Why Not? The Legal and Regulatory Barriers.” Energy Policy 129 (June): 111–19. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.068

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Salter, I., Truman, I. (2025). Guide to Nuclear Law. 3. Edition, Burges Salmon, Bristol, UK

Sam-Aggrey, H. and Atomic Energy of Canada Limited (2014). Small Modulator Reactors (SMRs) – the Key to Increased Social Acceptance of Nuclear Power? [Nr. AECL-CW--120200-CONF-002]. Chalk River, Ontario, Canada. https://inis.iaea.org/records/tw25r-zhz27

SATW (2023). Nuclear Energy Technologies: Overview of Current Status and Development. Zurich, Switzerland. https://www.satw.ch/fileadmin/Documents/SATW/Focus_topics/Energie_Umwelt/SATW_Factsheet_Kernenergie.pdf

Schenk, A. (2000). Relevante Faktoren der Akzeptanz von Natur- und Landschaftsschutzmassnahmen: Ergebnisse qualitativer Fallstudien. Ostschweizerische Geographische Gesellschaft

Schmid, J. (2024). Decentralization and Wind Energy Permitting. Nomos. https://doi.org/10.5771/9783748944454

Schmidt, T., Stadelmann-Steffen, I., Dukan, M., Giger,D., Schmid, N. & Schneuwly, V. (2023). Quantifying the Degree of Fragmentation of Policies Targeting Household Solar PV in Switzerland [SWEET EDGE White Paper]. Zürich, Schweiz. https://doi.org/https://doi.org/10.3929/ethz-b-000596612

Schwartz, S. H. (1994). "Are There Universal Aspects in the Structure and Contents of Human Values?" Journal of Social Issues 50 (4): 19–45. https://doi.org/10.1111/j.1540-4560.1994.tb01196.x

Schwarz, M., Renggli, S., Gjorgiev, B. & Garrison, J. (2023). Swiss Electricity Supply after the "Mantelerlass"– Quo Vadis? A Perspective on Nuclear Power. Zurich, Switzerland. https://nexus-e.org/role-of-nuclear-power

Schweizerischer Bundesrat (2024). Indirekter Gegenvorschlag (Änderung des Kernenergiegesetzes) zur Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)». Bern, Schweiz. https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-103654.html

SECO (2025). Szenarien zur BIP-Entwicklung der Schweiz. Staatssekretariat für Wirtschaft SECO, Bern. Stand/Abruf: 12. Juni 2025

SECO (2026). Szenarien zur BIP-Entwicklung der Schweiz. Bern, Schweiz. https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumpolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html

Seiler, H., von Werdt, N., Güngerich, A. & Oberholzer, N. (2015). Bundesgerichtsgesetz (BGG), Stämpflis Handkommentar, 2. Aufl., Stämpfli Verlag

SFEN (2023). "Reacteur EPR et EPR 2: quelles sont les différences?", Société française d'énergie nucléaire, 3. Mai 2023 https://www.sfen.org/vos-questions/lepr-et-lepr-2-quels-changements/

Shields, D. (2002). "The Role of Values and Objectives in Communicating Indicators of Sustainability." Ecological Indicators 2 (1–2): 149–60. https://doi.org/10.1016/S1470-160X(02)00042-0

Shirvan, K. (2024). 2024 Total Cost Projection of Next AP1000. MIT-ANP-TR-201. Massasuchetts Institute of Technology

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Siegrist, M. & Visschers, V. H. M. (2013). “Acceptance of Nuclear Power: The Fukushima Effect.” Energy Policy 59 (August): 112–19. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.051

Simons, A. & Bauer, C. (2012). “Life Cycle Assessment of the European Pressurized Reactor and the Influence of Different Fuel Cycle Strategies.” Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy 226 (3): 427–44. https://doi.org/10.1177/0957650912440549

Slocum, N. (2003). Participatory Methods Toolkit: A Practitioner’s Manual. Brugge, Belgium. https://archive.unu.edu/hq/library/Collection/PDF_files/CRIS/PMT.pdf

Stadelmann-Steffen, I. & Dermont, C. (2016). Energie-Enquete 2016 [Dataset]. Universität Bern. Distributed by FORS, Lausanne. Bern, Schweiz. https://doi.org/10.48573/5cvx-7r02

Stadelmann-Steffen, I., Dermont, C. & Zumhofen, G. (2017). Energie-Enquete 2017 [Dataset]. Distributed by FORS, Lausanne. Bern, Schweiz. https://doi.org/10.48573/m637-kh76

Stadelmann-Steffen, I., Binder, C. R. & Hecher, A.-M. et al. (2025). Zweite Bevölkerungsumfrage im Rahmen des SWEET-EDGE Forschungskonsortiums. Lausanne/Bern, Schweiz

Stadelmann-Steffen, I., Eder, C. & Liem, M. (2026). “Trade-off or Co-Evolution? Support for Climate Change Policy in Times of Crisis.” Renewable and Sustainable Energy Reviews 226 (January): 116186. https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116186

Stermieri, L., Kober,T., McKenna, R., Schmidt, T. J. & Panos, E. (2023). “Impacts of Digitalization and Societal Changes on Energy Transition: A Novel Socio-Techno-Economic Energy System Model.” Energy Strategy Reviews 50 (November): 101224. https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101224

Stone, R. (1962). “Multiple Classifications in Social Accounting.” Bulletin de l’Institut International de Statistique 29: 215–33

Stone, R. & Brown, A. (1962). A Computable Model of Economic Growth. (A Programme for Growth), Volume 1. Chapman & Hall

Sundström, A. & McCright, A. M. (2016). “Women and Nuclear Energy: Examining the Gender Divide in Opposition to Nuclear Power among Swedish Citizens and Politicians.” Energy Research & Social Science 11 (January): 29–39. https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.08.008

Susskind, L., McKearnan, S. & Thomas-Larmer, J. (1999). The Consensus Building Handbook: A Comprehensive Guide to Reaching Agreement. Sage Publications Inc.

SWEET-SURE (2026). Sustainable and Resilient Energy for Switzerland – SURE. SWEET-SURE project website. https://sweet-sure.ch/

Swissnuclear (2021). Kostenstudie 2021 (KS21) Ermittlung der Stilllegungskosten der Schweizer Kernanlagen. Olten, Schweiz

Swissnuclear (2026). Stellungnahme zum indirekten Gegenvorschlag zur Blackout-Initiative. Olten, Schweiz

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Thaler, P. & Hofmann, B. (2022). “The Impossible Energy Trinity: Energy Security, Sustainability, and Sovereignty in Cross-Border Electricity Systems.” Political Geography 94 (April): 102579. https://doi.org/10.1016/j.polgeo.2021.102579

Trutnevyte, E., Sasse, J.-P., Heinisch, V. et al. (2024). Renewable Energy Outlook for Switzerland. https://doi.org/10.13097/archive-ouverte/unige:172640

Tuler, S. P. & Webler, T. (2024). “The Challenge of Community Acceptance of Small Nuclear Reactors.” Energy Research & Social Science 118 (December): 103831. https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103831

TVO (Teollisuuden Voima Oyj) (2009). Olkiluoto 3 – Basic Facts. Eurajoki, Finland. https://www.tvo.fi/uploads/File/OL3perustiedot-ENG %281 %29.pdf

UK NAO (2026). Sizewell C – Report by the Comptroller and Auditor General. National Audit Office. May 2026. https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2026/05/sizewell-c.pdf

US EIA (2020). Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies. Washington DC, USA

US EIA (2024). “Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies”. U.S Energy Information Administration. www.eia.gov

Ustohalova., V. & Englert, M. (2017). Nukleare Sicherheit in Krisengebieten, Abschlussdokumentation, Darmstadt 4.4.2017

Utz, K. (2009). Die Renaissance der Kernenergie in der Schweiz. Lizenziatsarbeit, Zürich, Schweiz

UVEK (2026). UVEK legt WACC für Stromnetze für das Tarifjahr 2027 fest. Bern, Schweiz. https://www.admin.ch/de/newnsb/ZNjc_Y1WGHBjMrFROHcoK

Van Liedekerke, A., Gjorgiev, B., Savelsberg, J., Eberhart, S., Schmidt, T., Steffen, B., Sansavini, G., Wen, X., Sasse, J.-P., Trutnevyte, E., Darudi, A., Dujardin, J., Lehning, M., Thalmann, P., Vielle, M., Nathani, C., Stadelmann-Steffen, I. (2025). Renewable Energy Outlook II for Switzerland. SWEET EDGE Consortium, Geneva, Switzerland. https://doi.org/10.3929/ethz-b-000735887

Visschers, V. H. M. & Siegrist, M. (2013). “How a Nuclear Power Plant Accident Influences Acceptance of Nuclear Power: Results of a Longitudinal Study Before and After the Fukushima Disaster.” Risk Analysis 33 (2): 333–47. https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2012.01861.x

VSE (2022). Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen. Aarau, Schweiz. http://www.energiezukunft2050.ch/

VSE (2025). Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für Realitäten. Update EZ2050 – Erläuterungsbericht. Aarau, Schweiz. http://www.energiezukunft2050.ch/

Waldmann, B., Belser, E.-M. & Epiney, A. (2025). Basler Kommentar Bundesverfassung, 2. Aufl., Helbing Lichtenhahn

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Waldner, M. (2012). «Die Haftung der Betreiber von Kernanlagen für Nuklearschäden nach neuem schweizerischem Recht.» Aktuelle Juristische Praxis (AJP) 8: 1103–18

Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E. & Weidema, B. (2016). "The Ecoinvent Database Version 3 (Part I): Overview and Methodology." The International Journal of Life Cycle Assessment 21 (9): 1218–30. https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8

Wildi, T. (2003). Der Traum vom eigenen Reaktor. Die schweizerische Atomtechnologieentwicklung 1945–1969. Chronos Verlag

Wimmers, A., Böse, F., Kemfert C. & von Hirschhausen, C. eds. (2026). Nuclear Power. Springer Nature Switzerland. https://doi.org/10.1007/978-3-031-99894-2

Wittmann, E. (2025). "New-Build Nuclear Power Plant Contracts and Nuclear Third-Party Liability: Contractor Zero Liability for Net Zero?" OECD/NEA, Nuclear Law Bulletin 113: 43–66

WNA (2025a). World Nuclear Fuel Report: Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2025–2040. London, UK

WNA (2025b). Nuclear Fuel Cycle – Conversion and Deconversion. World Nuclear Association (WNA), London, UK. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion

WNA (2025c). Nuclear Fuel Cycle – Uranium Enrichment. World Nuclear Association (WNA). London, UK. https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment

World Nuclear News (2023). "Idaho SMR project terminated", World Nuclear News, 9 Nov 2023, https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Idaho-SMR-project-terminated

World Nuclear News (2024). "Working group to focus on BWRX-300 deployment in Europe", 26.07.2024, https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Working-group-to-focus-on-BWRX-300-deployment-in-E

World Nuclear News (2025a), "KHNP pulls out of Dutch reactor project", 19 March 2025 (accessed 13.08.2025), https://www.world-nuclear-news.org/articles/khnp-pulls-out-of-dutch-reactor-project

World Nuclear News (2025b). "Canada's first SMR project: How is CAD20,9 billion cost calculated?", 23 May 2025 (accessed 7 Nov 2025), https://www.world-nuclear-news.org/articles/what-is-the-budget-for-canadas-first-smr-project

Wüstenhagen, R., Wolsink M. & Bürer, M. J. (2007). "Social Acceptance of Renewable Energy Innovation: An Introduction to the Concept." Energy Policy 35 (5): 2683–91. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001

Zhang, X. & Bauer, C. (2018). Life Cycle Assessment (LCA) of Nuclear Power in Switzerland Final Report. Villigen PSI. https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-05/PSI_LCA-Nuclear_CH_Final-Formatted.pdf

Ziegler, A. & Allelein, H.-J. (2013). Reaktortechnik. Physikalisch-Technische Grundlagen, 2. Aufl., Springer

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Mitglieder der Projektgruppe

Paul Scherrer Institut PSI, Labor für Energiesystemanalysen

Dr. **Peter Burgherr**, Leiter Gruppe Technologie Assessment (Projektleiter TA-Studie)

Dr. **Evangelos Panos**, Leiter Gruppe Energieökonomie

Dr. **Vinh Dang**, PSI, Leiter Gruppe Risiko u. menschliche Zuverlässigkeit,

MSc **Christian Bauer**, Verantwortlicher Umweltaspekte

Dr. **Romain Sacchi**, Lebenszyklusanalyse

MSc **Lucas Javier Fernandez de Losada**, Energiesystem-Modellierung

MSc **Kannan Ramachandran**, Energiesystem-Modellierung

Prof. Dr. **Russell McKenna**, Leiter Labor für Energiesystemanalysen

ETH Zürich

Prof. Dr. **Annalisa Manera**, Leiterin Labor Nukleare Sicherheit u. Mehrphasenströmungen

Universität Bern

Prof. Dr. **Isabelle Stadelmann-Steffen**, Institut für Politikwissenschaft

Dr. **Jonas Schmid**, Institut für Politikwissenschaft

Stiftung Risiko-Dialog

Matthias Holenstein, Geschäftsführer

Roman Seidl, Projektleiter Klima und Energie

ZHAW, Institut für Regulierung und Wettbewerb

Dr. iur. **Reto Müller**, Leiter Bereich Energie- und Nachhaltigkeitsrecht

Dr. **Andreas Hirstei**n, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

E3-Modelling (E3M)

Dr. **Leonidas Paroussos**, Managing Director

Sakis Morfis, E3-Modelling

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Mitglieder der Begleitgruppe

Thomas Müller, Präsident Begleitgruppe, Mitglied Leitungsausschuss TA-SWISS, Wissenschaftsjournalist

Dr. **David Altwegg**, Mitglied Leitungsausschuss TA-SWISS, Umweltwissenschaftler / psychologischer Berater

Dr. **Gabriela Araujo**, Swissnuclear, Fachspezialistin Kraftwerke

Prof. Dr. **Regina Betz**, ZHAW, Center for Energy & Environment

Dr. **Anna Deplazes Zemp**, Universität Zürich, Umweltethikerin

Dr. **Anne Eckhardt**, Risicare

Nils Epprecht, Geschäftsführer Schweizerische Energiestiftung SES

Lukas Federer, economiesuisse, Bereichsleiter Energie, Umwelt, Infrastruktur und Digitales

Dr. **Lukas Gutzwiller**, BFE/UVEK, Energieversorgung & Monitoring, Senior Policy Advisor

Dr. habil. **Alexandra Hofmänner**, Universität Basel, Departement für Gesellschaftswissenschaften (bis 16. April 2026)

Dr. **Christian Holzner**, Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften SATW, Verantwortlicher Energie und Umwelt

Roger Lundmark, Swissnuclear, Geschäftsführer

Dr. **Urs Neu**, Proclim, Akademien der Naturwissenschaften scnat, Leiter Erweiterte Energiekommission a+

Dr. **Michel Piot**, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Dr. **Susanne Pudollek**, Nationale Genossenschaft zur Lagerung radioaktiver Abfälle NAGRA, Stv. Leiterin Sicherheit, Geologie und radioaktive Materialien

Dr. **Dominic Roser**, Universität Fribourg, Philosoph und Umwelt-/Risikoethiker

Ass.-Prof. Dr. iur. **Markus Schreiber**, Universität Luzern, Öffentl. Recht zu Energie und technischer Innovation

Chantal Sempach, Stiftung Konsumentenschutz SKS, Leiterin Nachhaltigkeit, Energie und Mobilität

Dr. **Stefan Vannoni**, Mitglied Leitungsausschuss TA-SWISS, Direktor Cemsuisse, Ökonom

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

Projektleitung TA-SWISS

Dr. **Elisabeth Ehrensperger**, Geschäftsführerin

Dr. **Andrea Aeberhard**, Projektleiterin

Verdankung

Die Autorinnen und Autoren danken Christian Bauer (PSI), Fabian Heymann (ETHZ) und Lars Meyer (ETHZ) für das sorgfältige Korrekturlesen, die Unterstützung bei der Formatierung und dem Layout sowie die konstruktiven Rückmeldungen, die in die Schlussfassung dieser Studie eingeflossen sind.

© CC BY 4.0, https://vdf.ch/neue-nukleartechnologien-e-book.html

www.ta-swiss.ch

mitglied der
akademien der
wissenschaften schweiz

Die Schweiz steht vor der Aufgabe, ihre zukünftige Energieversorgung klimaneutral, sicher und gesellschaftlich breit abgestützt zu gestalten. Vor dem Hintergrund geopolitischer Unsicherheiten hinsichtlich der Versorgungssicherheit, des steigenden Strombedarfs und der Diskussion um die Aufhebung des Neubauverbots ist die Kernenergie in der Schweiz wieder ein Thema. Die Studie fragt nicht, ob neue Kernkraftwerke gebaut werden sollten, sondern unter welchen Bedingungen sie einen Beitrag zu einem klimaneutralen Energiesystem leisten könnten.

Untersucht werden drei Reaktorklassen – grosse Reaktoren der Generation III/III+, wassergekühlte kleine modulare Reaktoren (SMR) und fortgeschrittene kleine Reaktoren (AMR) – sowie der Langzeitbetrieb bestehender Anlagen entlang von drei Entwicklungspfaden mit Zeithorizont 2070. Die interdisziplinäre Analyse integriert technologische, systemische, ökonomische, ökologische, gesellschaftliche, politische sowie rechtlich-regulatorische Perspektiven.

Neue Kernkraft könnte einen relevanten, aber begrenzten Systembeitrag leisten, wenn sie rechtzeitig und zu tragbaren Kosten verfügbar wird. Der Langzeitbetrieb bestehender Anlagen wirkt als kostenoptimale Übergangsbrücke. Die Studie formuliert zwölf Handlungsoptionen entlang der Spannungsachsen Zeit, Risikoteilung und Abhängigkeit, unabhängig davon, ob das Neubauverbot aufgehoben oder bestehen bleibt.

v/d|f

TA-SWISS 86/2026
ISBN 978-3-7281-4247-4 (Printausgabe)
ISBN 978-3-7281-4248-1 (eBook)
DOI 10.3218/4248-1