



Winterproduktionsfähigkeit

Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035

Bern, 28. Juli 2023

Management Summary

Die ElCom hat nach Artikel 22 Absatz 3 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit zu überwachen. Anfang 2020 hat die ElCom im Rahmen des Grundlagenpapiers zu den Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion auf die Risiken der zunehmenden Importabhängigkeit im Winter hingewiesen und Empfehlungen für den Zubau zusätzlicher inländischer Produktion formuliert.

2021 wurde aus den Ergebnissen der Frontier-Studie ersichtlich, dass die Importkapazitäten ohne Stromabkommen im Zuge von Anpassungen bei der Bewirtschaftung europäischer Grenzkapazitäten eingeschränkt werden könnten. Im Kontext der abgebrochenen Verhandlungen mit der EU zu einem Rahmenabkommen akzentuierte sich diese Frage. Im Juni 2021 beantragte die ElCom beim Bundesrat, Vorbereitungsarbeiten für die Ausarbeitung von konkreten Massnahmen nach Art 9 StromVG an die Hand zu nehmen. Mit Beschluss vom 18. Juni 2021 beauftragte der Bundesrat die ElCom, ein Konzept «Spitzenlast-Gaskraftwerke» auszuarbeiten. In diesem empfahl die ElCom die wettbewerbliche Ausschreibung für Reservekapazität im Umfang von bis zu 1000 Megawatt (MW) mit einem Realisierungshorizont ab 2025.

Seit der Erstellung des Konzepts «Spitzenlast-Gaskraftwerk» sowie der zugrunde gelegten Analysen im Jahr 2021 haben sich die Rahmenbedingungen weiter verändert. Der Ukraine-Krieg und die damit verbundenen reduzierten Gasflüsse aus Russland nach Europa stellen für die europäische und schweizerische Energie- und damit auch Stromversorgungssicherheit eine ausserordentliche Herausforderung dar, zumal Gaskraftwerke gerade bei der Versorgung während Bedarfsspitzen eine zentrale Rolle spielen. Die Kritikalität erhöhte sich durch die besonders stark reduzierte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Für den Winter 2022/23 wurden denn auch gestützt auf das Landesversorgungsgesetz Massnahmen ergriffen, um die Produktionsfähigkeit mittels thermischer Reservekraftwerke (in Birr, Monthey, Cornaux) sowie durch die Kontrahierung von Notstromaggregaten in allfälligen kritischen Situationen rasch zu erhöhen.

Neben den aktuellen Erfahrungen aus der Energiekrise sind auch veränderte Prognosen hinsichtlich mittel- und längerfristiger Entwicklungen im Energie- bzw. Strommarkt zu berücksichtigen. So ist im Kontext einer verstärkten Dekarbonisierung mit einem rascheren Wachstum bei der E-Mobilität sowie einem forcierten Zubau von Wärmepumpen zu rechnen. Umgekehrt hat sich auch der Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz beschleunigt und das Parlament hat mittel- und längerfristig

höhere Ausbauziele anvisiert (Pa.IV. Girod, sowie Solar- und Windexpress). Daneben kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke (CH-KKW) bei 60 Jahren (oder gar darüber) liegt – daraufhin lassen auch Aussagen der Betreiber schliessen. Da die Produktion der Kernkraftwerke von grosser Bedeutung ist und weil die Laufzeit von 60 Jahren zwar sehr wahrscheinlich aber nicht sicher ist, wird die Analyse der Winterproduktionsfähigkeit mit einem Szenario einer KKW-Laufzeit von 50 Jahren ergänzt.

Diese veränderten Rahmenbedingungen haben die EICom veranlasst, das Grundlagenpapier Winterproduktion aufgrund der aktualisierten Prognosen für den Verbrauch und den erwarteten Zubau von Produktion zu erweitern. Die veränderten Prognosen hat die EICom ebenso zum Anlass genommen, ihre Empfehlung für den Zubau an Reservekapazität per 2025 zu überprüfen. Swissgrid wurde deshalb beauftragt, die Systemadäquanz für das Jahr 2025 für aktuellere Stressszenarien zu rechnen. In dieser stochastischen Analyse finden auch die unterdessen erhöhten Risiken bzw. verschärften Stressszenarien hinsichtlich Produktionsverfügbarkeit in den Nachbarländern Niederschlag. Diese Ergebnisse werden in einem separaten Bericht dargestellt, deren Interpretation aber mit den Überlegungen aus diesem Bericht abgeglichen wurden, so dass die Analysen komplementär verwendbar sind.

Die Analyse der Winterproduktionsfähigkeit im vorliegenden Bericht zeigt, dass – neben einer eingeschränkten Kooperation mit der EU – die Verfügbarkeit der inländischen Kernkraftwerke kurz-, mittel- und langfristig der relevanteste Risikotreiber bleibt. Besonders unsicher ist daneben, inwiefern und vor allem in welchem Zeitrahmen der anvisierte Zubau von Wind und Photovoltaik (PV) den erwarteten Mehrverbrauch durch die Elektromobilität und Wärmepumpen und die Stilllegung der Kernkraftwerke zu kompensieren vermag.

Methodisch fokussiert das vorliegende Papier auf die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Produktionsfähigkeit im Winter im Inland in den Jahren 2030 und 2035. Etwas vereinfachend werden aufgrund dieser Entwicklungen Messgrössen für die Resilienz des Schweizer Versorgungssystem dargestellt, welche unabhängig von den (ohnehin schwer vorhersehbaren) ausländischen Entwicklungen sind. Zu diesem Zweck werden in der Analyse zwei Kennzahlen betrachtet. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier Winterproduktion der EICom – der Importbedarf im Winterhalbjahr als Kenngrösse. Andererseits werden die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters (im März) selber versorgen könnte, falls die Importmöglichkeiten aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär gänzlich ausfallen würden. Vor allem diese zweite Kennzahl lässt Rückschlüsse auf eine allfällige nötige Reservekraftwerkskapazität für den Erhalt einer gewissen Resilienz zu, zumal diese nur im Falle beschränkter Importe und angespannter Versorgungslage zum Einsatz käme.

Die EICom macht in den vorliegenden Analysen keine eigenen Prognosen hinsichtlich der Entwicklung der Stromnachfrage. Vielmehr wird auf unterschiedliche Studien von anerkannten Instituten abgestellt, auf deren Basis differenzierte Nachfrageszenarien abgeleitet werden können. Hinsichtlich der Produktionsentwicklung im Inland werden einerseits die Sensitivitäten aufgrund der Laufzeiten der Kernkraftwerke abgebildet (50 versus 60 Jahre). Andererseits werden auch für den Ausbau der Erneuerbaren Szenarien unterstellt. Im positiven Fall werden die politisch formulierten Ausbauziele erreicht oder, im Falle von Wind in Anlehnung an ein kommuniziertes Branchenkonzept, sogar übertroffen. In defensiveren Szenarien bleibt der Ausbau hinter diesen Zielen zurück. Im negativsten Fall wird ein Ausbau in gleichem Tempo wie bisher unterstellt.

Die Bandbreite der möglichen Nettoimporte im Winter reicht je nach Kombination von Nachfrage- und Ausbauszenarien in 2030 von ca. 0 bis ca. 16 Terawattstunden (TWh). Bis 2035 nimmt die Unsicherheit weiter zu – dabei umfasst die Bandbreite gar einen Netto-Export von ca. 3 TWh bis hin zu einem Netto-Import von ca. 22 TWh. Werden die im Rahmen der parlamentarischen Debatte zum Mantelerlass vorgesehenen 20 Prozent des Landesverbrauchs bzw. 5 TWh als Richtgrösse für eine angemessene Importabhängigkeit zugrunde gelegt, dann wäre sicherzustellen, dass die Versorgung im Winterhalbjahr 2030 und 2035 bei Bedarf mit maximal 5 bis ca. 8 TWh Import sichergestellt werden könnte. Das Parlament hat mit dieser Resilienzvorgabe die bislang von der EICom genannte

Richtgrösse von 10 TWh verschärft. Um die vom Parlament definierten Zielvorgaben zu erreichen, bräuchte es bei einer KKW-Laufzeit von 60 Jahren – je nach gewähltem Szenario zur Entwicklung der Nachfrage und des Erneuerbaren-Ausbau – 2030 zusätzliche Produktionsfähigkeit im Inland im Umfang von null bis 1400 MW und in 2035 von null bis 2100 MW. Würden die Kernkraftwerke bereits nach 50 Jahren ausser Betrieb genommen, reicht die Bandbreite des Bedarfs in 2030 von null bis 2600 MW, im Jahr 2035 von null bis 4000 MW. Zur Begrenzung der Bandbreite hat die ECom ein mit Blick auf die Versorgungssicherheit risikoaverses Szenario berechnet. Für ein solches Szenario mit einer KKW-Laufzeit von 60 Jahren kann die Bandbreite an notwendiger zusätzlicher Produktionsfähigkeit für 2030 von null bis 600 MW und für 2035 von 100 bis 900 MW eingegrenzt werden.

Ein ähnliches Bild zeigt die Analyse der Anzahl Tage Selbstversorgungsfähigkeit im März. Ende 2022 betrug diese rund 23 Tage – basierend auf der Nachfrage, der erwarteten Produktion sowie einem statistischen Mindestfüllstand der Speicher Anfang März. Einen Zielwert von 22 Tagen als minimale Resilienz formulierte der Bundesrat auch in der Botschaft zum Mantelerlass. Die vorliegende Analyse illustriert, dass dieser Zielwert je nach Kombination von Nachfrage- und Angebotsszenarien über- oder deutlich unterschritten wird. Während im positiven Erneuerbaren-Ausbauerszenario (und einer KKW-Laufzeit von 60 Jahren) keine (Reserve-)Kraftwerkskapazitäten nötig wären, resultiert bei einer Kombination von Szenarien mit hoher Nachfrage und defensivem oder tiefem Erneuerbaren-Ausbau ein Bedarf von etwa 300 bis 1000 MW ab 2030, 400 bis 1400 MW ab 2035.

Die beiden Analysen illustrieren die enorme Prognoseunsicherheit. Aufgrund der zunehmenden Wahrscheinlichkeit für eine substanzielle Nichtverfügbarkeit der Kernkraft sowie den beträchtlichen Unsicherheiten bei den Prognosen zum Verbrauchswachstum, dem Erneuerbaren-Zubau sowie den Importmöglichkeiten empfiehlt die ECom weiterhin, eine Reservekapazität vorzusehen. Die dazu notwendigen Ausschreibungen sind mit Blick auf die benötigte Vorlaufzeit umgehend anzugehen. Auf Basis der aktualisierten Szenarien der vorliegenden Analyse der Winterproduktionsfähigkeit erachtet die ECom einen Zielwert für eine thermische Reservekapazität im Umfang von 700 bis 1400 MW Dauerleistungsfähigkeit per 2030 als adäquat. Für die Phase zwischen 2025 und 2030 empfiehlt die ECom – auf Basis der Resultate und Erkenntnisse aus der separaten System Adequacy Rechnung 2025 eine Reserve im Umfang von mindestens 400 MW als angemessen. Es ist dabei zu betonen, dass der Zweck solcher Reserven nicht eine autarke Stromversorgung der Schweiz ist, sondern die Erhöhung der Resilienz. Weiterhin spielen Importe und Exporte eine bedeutende Rolle, sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch für die Versorgungssicherheit. Reservekraftwerke würden gar nicht eingesetzt, solange Elektrizität aus Erneuerbaren und Kernkraft im Inland verfügbar bzw. Importe in ausreichendem Ausmass möglich sind.

Solche thermischen Reservekraftwerke (die mit Gas oder Öl betrieben werden können) liessen sich relativ rasch in einem Zeitraum von 5 bis 10 Jahren und mit verhältnismässig geringen Investitionskosten realisieren, und sie würden nachgelagert zum Markt bereitstehen. Gerade wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklungen sinnvoll, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren. Sollte 2035 kein Kernkraftwerk mehr in der Schweiz in Betrieb sein, könnte der Reservebedarf in einem Szenario mit tiefem Erneuerbaren-Ausbau auf bis zu 4000 MW Dauerleistungsfähigkeit anwachsen. Bei einem sich abzeichnenden raschen Ausbau der Erneuerbaren könnte die Reserve dagegen tief gehalten werden.

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	1
1 Ausgangslage	5
2 Saisonale Betrachtung Winterproduktionsfähigkeit	6
2.1 Methodik.....	6
2.2 Treiber für den Importbedarf im Winter	7
2.3 Gewichtung der Treiber und Szenarien	9
2.4 Politische Vorgabe zum Importrichtwert als Mass für die Resilienz	10
2.5 Erforderliche Produktionsfähigkeit aufgrund der saisonalen Betrachtung	11
3 Tage Selbstversorgungsfähigkeit	13
3.1 Ausgangslage.....	13
3.2 Methodik.....	13
3.3 Daten und Annahmen	14
3.4 Szenarien und Ergebnisse	15
4 Schlussfolgerungen der EICom	17
4.1 Empfehlung der EICom	17
4.2 Einordnung der Ergebnisse im Kontext des Adequacy Update 2025.....	19
5 Anhang Treiberdaten	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodische Übersicht (TWh/Winter)	7
Abbildung 2: Importbedarf bei Gewichtung 0.3 mit 50 und 60 Jahren Laufzeit der CH KKW (TWh/Winter).....	10
Abbildung 3: 20% vom Mittelwert der Endverbrauchsentwicklung (TWh, Netto-Winterimport)	10
Abbildung 4: Dimensionierung der Reserven (TWh/Winter)	11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Betrachtete Treiber für Produktion und Verbrauch	7
Tabelle 2: Grössenordnung der Einflussfaktoren auf den Importbedarf im Winter (TWh/Winter)	8
Tabelle 3: Vor- und Nachteile individueller Entwicklungsprognosen der Treiber.....	9
Tabelle 4: Vor- und Nachteile Pauschalgewichtung für die Entwicklung der Treiber	9
Tabelle 5: Parlamentarische Vorschläge für Importrichtwerte	11
Tabelle 6: Grössenordnung Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr	12
Tabelle 7: Tage Selbstversorgungsdauer	15
Tabelle 8: Bandbreiten der erforderlichen Reservekapazitäten	17
Tabelle 9: Empfehlung Zubaupfad dauerleistungsfähige Reservekraftwerke	19
Tabelle 10: Datenquellen der Treiber.....	20
Tabelle 11: berücksichtigte Daten (TWh/Winter ggü. 2021)	21

Version	Datum	Name oder Rolle	Bemerkung
01	28.07.2023	EICom	Erstversion

1 Ausgangslage

Anfang 2020 veröffentlichte die EICom ein Grundlagenpapier¹ zur Winterproduktion und adressierte damit die zukünftige Versorgungssicherheit aufgrund der Ausserbetriebnahme der schweizerischen Kernkraftwerke.

2021 wurde aus den Ergebnissen der Frontier-Studie² ersichtlich, dass die Importkapazitäten mit zunehmender Erhöhung des sogenannten minRAM-Kriteriums³ ohne Stromabkommen eingeschränkt werden könnten. Im Kontext der abgebrochenen Verhandlungen mit der EU zu einem Rahmenabkommen akzentuierte sich diese Frage. Im Juni 2021 beantragte die EICom beim Bundesrat, Vorbereitungsarbeiten für die Ausarbeitung von konkreten Massnahmen nach Art 9 StromVG an die Hand zu nehmen. Mit Beschluss vom 18. Juni 2021 beauftragte der Bundesrat die EICom, ein Konzept «Spitzenlast-Gaskraftwerke»⁴ auszuarbeiten. In diesem empfahl die EICom die wettbewerbliche Ausschreibung für Reservekapazität im Umfang von bis zu 1000 Megawatt (MW) mit einem Realisierungshorizont ab 2025.

Auch waren in den letzten Jahren markante Veränderungen und Entwicklungen im Stromsystem zu verzeichnen. Erstens produktionsseitig mit dem verstärkten PV-Zubau und verbrauchsseitig durch die erhöhten Prognosen bei der Elektromobilität und den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen. Zweitens haben die beiden letzten Winter gezeigt, dass weitere Stressfaktoren⁵ zu betrachten sind.

Aufgrund der erhöhten Risiken im Winter 2022/23 wurden international wie auch im Inland diverse Massnahmen ergriffen. Neben Sparmassnahmen wurden (Braun)Kohlekraftwerke wieder in Betrieb genommen, die definitive Ausserbetriebnahme der drei verbleibenden D-KKW in einem Streckbetrieb bis April 2023 hinausgeschoben, die LNG-Kapazitäten ausgebaut und diverse preisliche Dämpfungsmassnahmen ergriffen. In der Schweiz wurden, zusätzlich zur Wasserkraftreserve, thermische Reservekraftwerke (Birr, Cornaux, Monthey) und Notstromaggregate befristet unter Vertrag genommen sowie betriebliche Massnahmen im Übertragungsnetz umgesetzt. Nicht zuletzt unter dem Eindruck der kritischen Versorgungssituation hat das Parlament diverse Vorlagen zur Verbesserung der Winterproduktion beschlossen: Die Umsetzung der Pa.Iv. Girod ermöglicht die weitere Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien (EE). Mit dem Solar- und Windexpress soll der Zubau an inländischer Produktion, gerade im Hinblick auf das Winterhalbjahr, weiter beschleunigt werden.

Aufgrund dieser Entwicklungen, welche zum Teil aktuell noch andauern, werden nachfolgend, als Mass für die Resilienz, die Winterproduktionsfähigkeit und die Tage der Selbstversorgungsfähigkeit betrachtet. Daraus wird abgeleitet, wie die Versorgungssicherheit im Zeitraum bis 2035 gewährleistet bleibt bzw. welche zusätzlichen Massnahmen die EICom zu deren Gewährleistung als notwendig erachtet.

¹ vgl. [Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion](#), EICom 2020

² Vgl. Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU, Schlussbericht Frontier Economics 2021 unter [Stromzusammenarbeit CH-EU \(admin.ch\)](#)

³ Die Annahme dabei ist, dass zur Einhaltung der regulatorischen EU-Vorgaben die Nachbarländer die Grenzkapazitäten zur Schweiz reduzieren, da deren Austausch mit der Schweiz nicht in die 70% Mindestkapazitätsvorgaben (minRAM) für den grenzüberschreitenden Handel eingerechnet werden dürfen. Vgl. auch Kapitel 3.4.2 in [Versorgungssicherheit im Winter; Auslegeordnung zu den Importrisiken; EICom Juni 2021](#) sowie die Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU», Frontier, 2021

⁴ Vgl. [Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen](#) - Bericht zuhanden Bundesrat, EICom 2021

⁵ Dabei geht es insbesondere um eine europaweite Gasmangellage aufgrund des Ukraine Konfliktes sowie um die zeitweise substanziell eingeschränkte und unsichere Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke aufgrund der Befunde am Notkühlsystem im Primärkreislauf. Diese Aspekte werden im Update der Adequacy Berechnungen für 2025 adressiert, vgl. Fussnote 21

2 Saisonale Betrachtung Winterproduktionsfähigkeit

2.1 Methodik

Der strukturelle Netto-Importbedarf im Winterhalbjahr stellt eine für die politische Beurteilung der Resilienz der Versorgungssicherheit der Schweiz zweckmässige Messgrösse dar. Eine konkrete Vorgabe zu den Importhöchstwerten (vgl. Kap. 2.4) wurde durch das Parlament gemacht. Eine etwas reduzierte Resilienz im Netzbetrieb kann allenfalls über eine kurze Phase akzeptiert werden, nicht jedoch als strukturelles Defizit über eine längere Zeit.

Ausgangspunkt der Betrachtung bilden deshalb die Nettoimporte der vergangenen Winter (vgl. Abbildung 1 linke Hälfte). Diese variieren von Jahr zu Jahr relativ stark, primär aufgrund der natürlichen Schwankungen bei der Wasserkraft und der unterschiedlichen Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke. Aufgrund dieser Schwankungen wurde für den Ausgangspunkt eine Mittelwertbildung über 10 Jahre vorgenommen. Das Stichjahr, bis zu welchem Ist-Werte vorliegen oder ersatzweise angenommen werden, ist 2021. Ab 2022 werden jeweils Schätzungen des Importbedarfs im Winterhalbjahr zugrunde gelegt.

Methodisch knüpft die saisonale Betrachtung direkt an die Methodik des Grundlagenpapiers Winterproduktion 2020⁶ an. Jeweils für das Winterhalbjahr (d.h. vom 1. Oktober bis zum 31. März) werden unter Berücksichtigung wesentlicher Treiber zunächst zukünftige Bilanzen der Verbräuche und der produzierten Elektrizität erstellt. Ausgehend vom Mittelwert der historischen Nettoimporte werden anschliessend unter Einbezug der zukünftigen Winterbilanzen die möglichen Entwicklungspfade der Nettoimporte im Vergleich zum Jahr 2021 für den Zeitraum bis 2035 abgeleitet (vgl. Abbildung 1 rechte Hälfte). Dies jeweils einmal für den Fall für einen minimalen Importbedarf (obere Linie) und einmal für den Fall des maximalen Importbedarfs (untere Linie). Der Zeitraum nach 2035 wird nicht betrachtet, da die Unsicherheiten dort stark zu- und die Belastbarkeit von Aussagen zur Versorgungssicherheit entsprechend abnehmen.

Bei den für die Treiber unterstellten Annahmen macht die ECom keine eigenen Prognosen, sondern stellt bei der Entwicklung der Nachfrage auf verschiedene Studien von anerkannten Instituten und beim Ausbau der Erneuerbaren auf politisch formulierte Ziele ab (zur Datenbasis siehe Anhang im Kapitel 5). Daraus werden Szenarien abgeleitet bzw. kombiniert, woraus die Bandbreite für den prognostizierten Winterimport in Abbildung 1 resultiert. Die Bandbreite wird durch sämtliche Treiber bestimmt, besonders ausgeprägt aber durch die Laufzeitannahmen der Kernkraftwerke mit 50 und 60 Jahren⁷ (s. Anhang Kapitel 5).

⁶ Grundlagenpapier, [Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion](#), Einschätzung der ECom, Feb. 2020

⁷ Weil im Falle einer Laufzeit von 50 Jahren KKW Beznau I bereits in 2020 stillgelegt worden wäre, tatsächlich aber noch immer in Betrieb ist, wird im Falle des 50-Jahre-Szenarios vereinfachend eine Stilllegung zu Beginn des Analysehorizonts angenommen

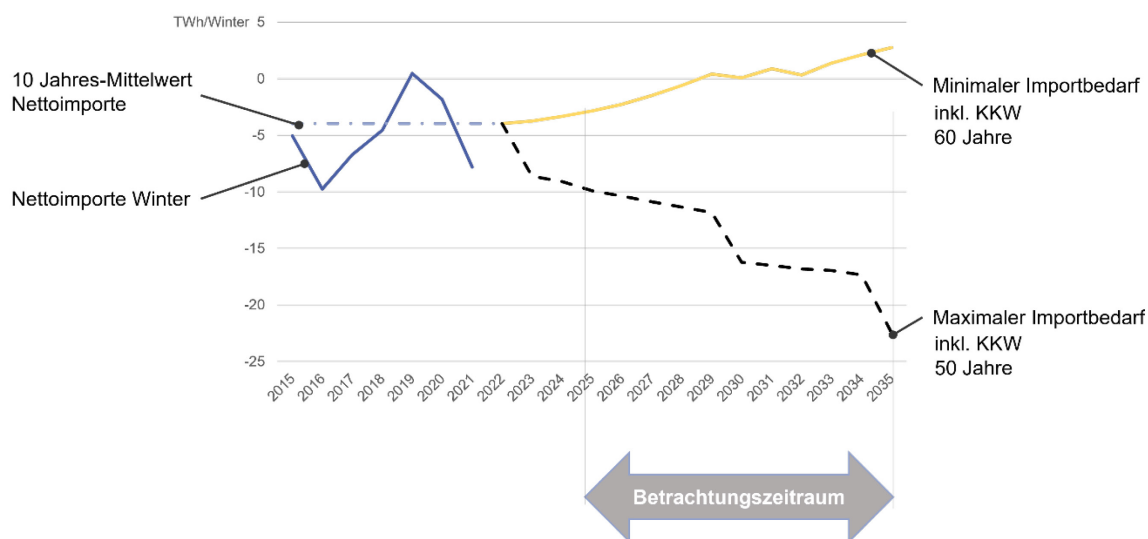


Abbildung 1: Methodische Übersicht (TWh/Winter)

Der Fall «Minimaler Importbedarf» resultiert aufgrund der «positivsten» Entwicklungen aller betrachteten Treiber aus Sicht der Versorgungssicherheit. Dies bedeutet bei der PV zum Beispiel einen hohen Ausbau gemäss den politischen Zielen aus dem Mantelerlass (35 TWh EE in 2035), bei der Windkraft einen hohen Ausbau über die politischen Ziele hinaus auf Basis des Windenergie-Konzepts 2030 von Suisse-éole. Auf der Verbrauchsseite dagegen bedeutet dies zum Beispiel bei der Elektromobilität den am tiefsten prognostizierten Zuwachs.

Der Fall «maximaler Importbedarf» basiert umgekehrt auf den «negativsten» Entwicklungen aller betrachteten Treiber. Bei der PV bedeutet dies einen minimalen Ausbau, d.h. der geschätzte Zubau im Jahr 2022 (+950 MW) wird für die Zukunft fortgeschrieben. Bei der Elektromobilität bedeutet dies entsprechend, dass die maximale prognostizierte Verbrauchsentwicklung in den betrachteten Studien zugrunde gelegt wird.

Dabei ist generell zu berücksichtigen, dass die Nettoimporte im Winterhalbjahr, wie aus der Entwicklung der letzten Jahre ersichtlich, starken Schwankungen unterliegen.

2.2 Treiber für den Importbedarf im Winter

Im Vergleich zum Grundlagenpapier Winterproduktion aus dem Jahr 2020 wurde die Anzahl der betrachteten Treiber für den Importbedarf im Winter erweitert. Hintergrund sind die einleitend erwähnten Entwicklungen. Daneben wurden die Daten, wo möglich, auf aktuellen Studien abgestützt oder Annahmen zur zukünftigen Entwicklung getroffen (s. Anhang Kapitel 5).

Die Tabelle 1 zeigt die betrachteten Treiber:

Produktion	Verbrauch
Zubau Photovoltaik	Zuwachs Elektromobilität
Zubau Wind	Zuwachs Wärmepumpen
Zubau Hydro	Wegfall Elektroheizungen
Wegfall Kernenergie	Zuwachs Effizienzinsparungen
Wegfall Restwasser	Zuwachs Pumpverluste ⁸

Tabelle 1: Betrachtete Treiber für Produktion und Verbrauch

⁸ Pumpverluste entstehen durch technische Ineffizienzen, da mehr Energie für den Pumpvorgang eingesetzt werden muss als durch das Turbinieren zurückgewonnen werden kann. Für Pumpverluste wird im Rahmen dieser Methodik angenommen, dass diese durch die Verbrauchserhöhung einen negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. Tatsächlich werden die Pumpspeicherkraftwerke nur dann eingesetzt, wenn (mindestens temporär) ausreichend Energie vorhanden bzw. Import möglich ist. Durch die zusätzliche Bereitstellung von flexibler Leistung tragen Pumpspeicherkraftwerke daher umgekehrt auch zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei.

Verschiedene Treiber und Entwicklungen wurden nicht näher betrachtet. So wurde der Einfluss einer aktiven Dekarbonisierung (CCS & NET⁹) auf den Verbrauch oder auch die Produktionsmöglichkeiten unberücksichtigt gelassen, da dieser erst ab 2035¹⁰ wesentlich wird. Auch sind Biomasse und Geothermie nicht Teil der Berechnungen, da im Zeitraum bis 2035 keine wesentlichen Entwicklungen¹¹ absehbar sind. Gleiches wurde für Repowering und Ersatzneubauten bestehender Wind- oder PV-Anlagen sowie die saisonale Speicherung und Rückverstromung überschüssiger PV-Produktion im Sommer via Power-to-X angenommen. In der Analyse unberücksichtigt ist ausserdem das Potenzial zusätzlicher Stromproduktion durch Wärme-Kraft-Kopplung. Zwar wird ihre Förderung derzeit diskutiert, doch sind Umsetzung und Potenzial aktuell unsicher und schwer zu prognostizieren. Auf der Nachfrageseite wurden besondere Effekte im Kontext der Digitalisierung, etwa der Verbrauch von Rechenzentren und Serverräumen, nicht separiert analysiert. Zwar könnte deren Impact auf den Stromverbrauch längerfristig signifikant sein, doch stehen hierfür noch keine belastbaren Prognosen zur Verfügung. Das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum wird zwar nicht direkt betrachtet, wird aber in den Daten einzelner Studien abgebildet¹² und insofern zumindest indirekt berücksichtigt.

Die Grössenordnung der berücksichtigten Treiber wird in Tabelle 2 dargestellt. Es werden alle Treiber für den Fall Minimaler Importbedarf (obere Linie vom Entwicklungsfächer in Abbildung 1) und dem Fall maximaler Importbedarf (untere Linie vom Entwicklungsfächer in Abbildung 1) aufgeführt: Dabei reduzieren die beim EE-Zubau sowie der Verbrauchseffizienz und dem Wegfall von Elektroheizungen ausgewiesenen Werte den Winterimportbedarf, während er durch die Werte bei den übrigen Treibern entsprechend erhöht wird.

Tabelle 2: Grössenordnung der Einflussfaktoren auf den Importbedarf im Winter (TWh/Winter)

Treiber (TWh/Winter)	Fall minimaler Importbedarf		Fall maximaler Importbedarf	
	2030	2035	2030	2035
Zubau PV	4.4	7.1	2.2	3.4
Zubau Wind	2.7	4	0	0
Zubau Hydro	0	0.7	0	0.2
Wegfall CH-KKW	1.4	2.8	6.6	11.2
Wegfall Restwasser	0.2	0.3	0.4	0.5
Zuwachs Elektromobilität	1.2	2.8	3.8	6.6
Zuwachs Wärmepumpen	1	1.7	4.1	5.7
Wegfall Elektroheizung	0.7	2.4	0.6	2.1
Zuwachs Effizienz	0.3	0.3	0	0
Zuwachs Pumpverluste	0.2	0.2	0.2	0.2

Die Werte in der Tabelle illustrieren den besonders grossen Einfluss der Produktion aus Kernkraft auf den Winterimportbedarf. Daneben dürften der Zubau von PV und (mit grösserer Unsicherheit) Wind sowie der Verbrauch für Wärmepumpen und Elektromobilität vor allem auf längere Sicht bedeutendes Potenzial für Differenzen gegenüber der heutigen Situation aufweisen. Die weiteren betrachteten Treiber (Zubau Hydro, Wegfall Restwasser und Elektroheizungen sowie Effizienz und Zuwachs

⁹ CCS und NET sind Technologien, die fossiles und prozessbedingtes CO₂ direkt an Anlagen abscheiden und speichern (Carbon Capture and Storage, CCS) oder CO₂ der Atmosphäre dauerhaft entziehen (Negativemissionstechnologien, NET), vgl. auch [CO₂-Entnahme und -Speicherung \(admin.ch\)](#)

¹⁰ Vgl. auch Abbildung 37 des Kurzberichts der EP2050+ unter [Energieperspektiven 2050+. Tabellen und Grafiken des Kurzberichts. Auch wäre der Betrieb thermischer Kraftwerke zukünftig mit \(grünem\) Wasserstoff technisch nicht unmöglich](#)

¹¹ Vgl. auch Abbildung 21 des Kurzberichts der EP2050+ unter [Energieperspektiven 2050+. Tabellen und Grafiken des Kurzberichts](#)

¹² d.h. EP 2050+, EBP, VSE Energiezukunft 2050

Pumpverluste) haben bis 2035 dagegen nur geringen Einfluss. Die Quellen und detailliertere Angaben zu den Treibern finden sich im Anhang im Kapitel 5.

2.3 Gewichtung der Treiber und Szenarien

Ausgehend vom Trichter gemäss Abbildung 1 und den betrachteten Einflussfaktoren gemäss Abbildung 2 stellt sich die Frage, wie die Treiber zu gewichten und zu kombinieren sind.

Hierzu wurden zwei Ansätze erwogen: Erstens die Option, dass für jeden Treiber aus Kapitel 2.2 eine oder mehrere (wahrscheinliche), aber individuelle Entwicklungen prognostiziert werden. Durch die unterschiedliche Kombination der individuell prognostizierten Treiber resultierten beliebig viele Szenarien für den zukünftigen Nettoimportbedarf. Dabei wären auch die möglichen Wechselwirkungen zwischen einzelnen Treibern zu berücksichtigen. Aus einer Detailbetrachtung aller einzelnen Treiber folgt, dass diese Methode sehr präzise Szenarien liefern kann, sofern die Annahmen korrekt getroffen wurden. Dieser Ansatz bedingt, dass es zu einer Vielzahl an Modellvariationen kommen kann, was den Vorteil der «präzisen Szenarien» relativiert.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile individueller Entwicklungsprognosen der Treiber

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Genauigkeit (insbesondere bei kurzen Zeitspannen) • Szenariovielfalt 	<ul style="list-style-type: none"> • Scheingenauigkeit • Anzahl möglicher Szenarien hoch

Als Alternative wurde eine Pauschalgewichtung für die Entwicklung der Treiber erwogen. Die pauschale Gewichtung hat den Vorteil, dass der Eindruck einer Scheingenauigkeit vermieden werden kann und der Umweg über eine hohe Anzahl von Szenarien wegfällt. Diese Methode erlaubt eine verhältnismässig einfache Parameteranpassung.

Tabelle 4: Vor- und Nachteile Pauschalgewichtung für die Entwicklung der Treiber

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Entspricht von der Granularität her dem Ansatz der Betrachtung über das Winterhalbjahr • Vermeidet den Eindruck der Scheingenauigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Kann mit Blick auf die individuellen Treiber als zu pauschal wahrgenommen werden

Für die vorliegende Analyse wurde nach Abwägung der Vor- und Nachteile der Pauschalansatz gewählt, allerdings für je ein Szenario mit einer Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke von 50 bzw. 60 Jahren.

Als pauschaler Gewichtungsfaktor der Upsides aller übrigen Treiber aus Kapitel 2.2 wurde 0.3 gewählt, um mit Blick auf die Versorgungssicherheit ein risikoaverses Szenario im Sinne des Vorsichtsprinzips darzustellen. Diese Gewichtung kann vereinfacht wie folgt interpretiert werden: Jeder Treiber wird zu 30% realisiert, bei verbrauchsseitigen Faktoren bedeutet diese Methodik eine Realisation von 70%. Am Beispiel der PV-Entwicklung entspricht dies einem Zuwachs ggü. 2021 von 2.8 TWh Winterproduktion in 2030 und 4.5 TWh in 2035. Im Falle einer optimalen Entwicklung werden demgegenüber in 2030 4.4 TWh und 2035 7.1 TWh Winterproduktionzuwachs prognostiziert. Die Werte für alle Faktoren finden sich in Tabelle 11 im Anhang. Aus einer Risikobetrachtung heraus wurde bewusst ein Faktor unterhalb des Durchschnitts von 0.5 gewählt. Dies mit Blick auf die doch hohen Unsicherheiten in Bezug auf die künftige Entwicklung der Stromnachfrage und vor allem die Erreichung der politischen Ausbauziele der erneuerbaren Energien. Über die Festlegung der Treiberentwicklung auf 0.3 resultiert, in Kombination

mit den binär festgelegten Laufzeiten der Schweizer Kernkraftwerke von 50 bzw. 60 Jahren, ein engerer Trichter für den zu erwartenden Importbedarf.

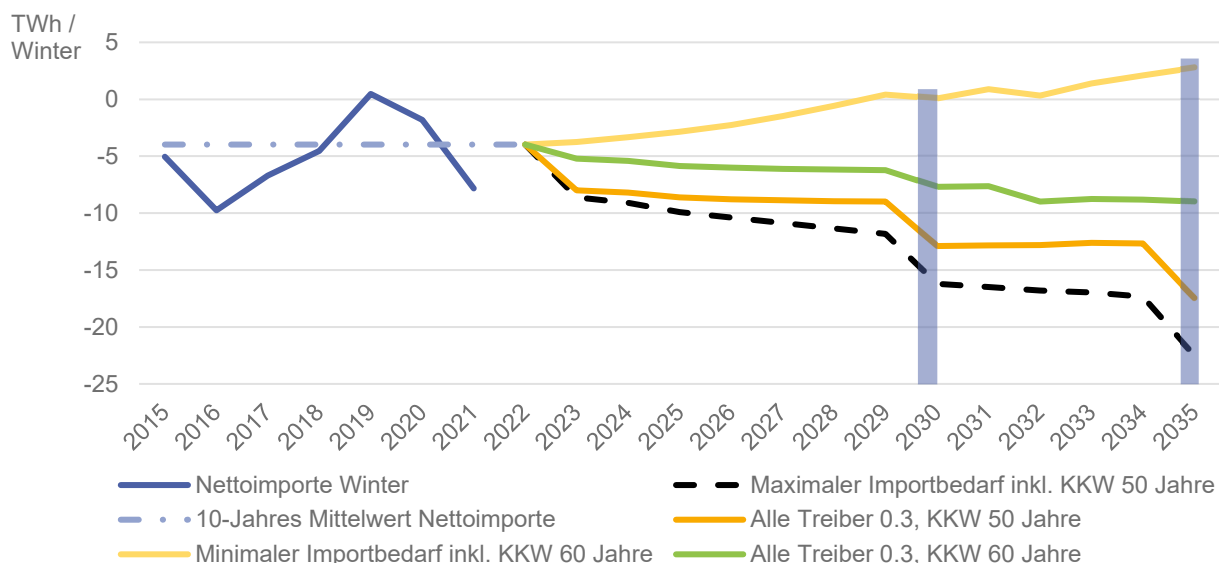


Abbildung 2: Importbedarf bei Gewichtung 0.3 mit 50 und 60 Jahren Laufzeit der CH KKW (TWh/Winter)

2.4 Politische Vorgabe zum Importrichtwert als Mass für die Resilienz

Mit Blick auf die potenziellen Importrisiken ging die ECom im Grundlagenpapier 2020 aufgrund einer Risikoüberlegung von einem Richtwert von 10 TWh Netto-Import im Winterhalbjahr aus.

Der Nationalrat hat in der Frühjahrssession 2023 bei der Beratung des Mantelerlasses einen «angemessenen Selbstversorgungsgrad» in Art. 2 Abs. 2bis E-EnG wie folgt formuliert: «Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr soll netto den Richtwert von 20% des über 3 Jahre gemittelten Strom-Endverbrauchs nicht überschreiten». Die UREK des Ständerats hält im Hinblick auf die Differenzbereinigung dagegen derzeit an einer restriktiveren Richtgrösse von 5 TWh fest: Die exakte Formulierung für Art. 2^{bis} lautet gemäss Version Ständerat: «Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober – 31. März) soll netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten».

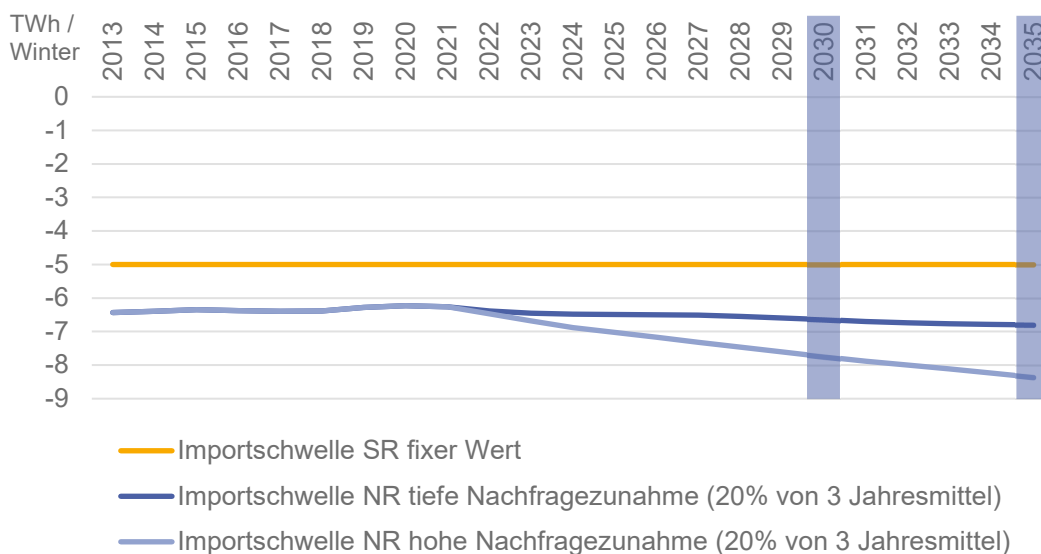


Abbildung 3: 20% vom Mittelwert der Endverbrauchsentwicklung (TWh, Netto-Winterimport)

Die sich aus diesen Vorgaben ergebenden Grenzen (vgl. Abbildung 3) wurden unter Berücksichtigung der verbrauchsseitigen Treiber gebildet. Zunächst wurden, ausgehend von den Verbrauchswerten in 2021, die möglichen Verbrauchsentwicklungen beim minimalen und beim maximalen Importbedarf berechnet. Anschliessend wurde gemäss dem Vorschlag des Nationalrats ein Dreijahres-Mittelwert gebildet und der Anteil von 20% daran ausgewiesen (siehe Tabelle 5).

Zentral dabei ist die Feststellung, dass ein Richtwert gemäss Art. 2 Abs. 2^{bis} EnG die Importe weder kommerziell noch physikalisch limitiert oder diese gar untersagt würden. Der Elektrizitätsmarkt inklusive Import und Export wird durch diese Klausel in keiner Weise beeinträchtigt. Diese Importgrösse kann vielmehr als gesetzlicher Massstab für die Resilienz verwendet werden, welcher bei der Dimensionierung einer angemessenen Produktionsverfügbarkeit im Inland zugrunde gelegt wird.

Tabelle 5: Parlamentarische Vorschläge für Importrichtwerte

Richtwerte für Importe im Winterhalbjahr gemäss Mantelerlass [TWh]	2030	2035
Importschwelle Ständerat (SR)	5	5
Importschwelle Nationalrat (NR) tief	6.6	6.8
Importschwelle Nationalrat (NR) hoch	7.8	8.4

2.5 Erforderliche Produktionsfähigkeit aufgrund der saisonalen Betrachtung

Nun wird der engere Szenarientrichter für den Importbedarf in Relation zum politisch vorgegebenen Richtwert von 20% des Endverbrauchs oder zur pauschalen Grenze von 5 TWh gesetzt (vgl. folgende Abbildung).

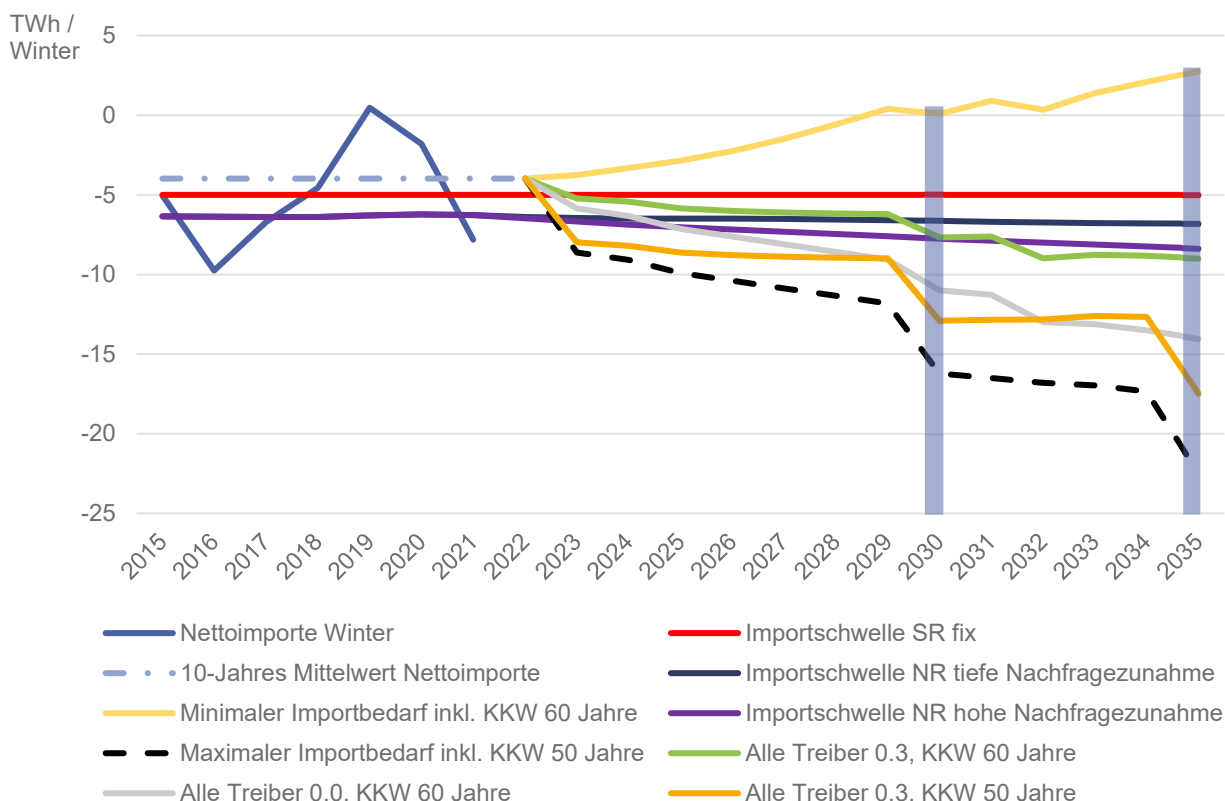


Abbildung 4: Dimensionierung der Reserven (TWh/Winter)

Daraus lässt sich die Grössenordnung der zusätzlich nötigen Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr ableiten, die bei Bedarf die Einhaltung der gesetzlichen Richtwerte sicherstellen kann:

Tabelle 6: Grössenordnung Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr

Zusätzlich nötige Produktionsfähigkeit [MW]	Gewichtung pauschal 0.3	2030	2035
Importschwelle SR (5 TWh)	KKW 60 Jahre	600	900
	KKW 50 Jahre	1800	2800
Importschwelle NR tief (6.6 / 6.8 TWh)	KKW 60 Jahre	200	500
	KKW 50 Jahre	1400	2400
Importschwelle NR hoch (7.8 / 8.4 TWh)	KKW 60 Jahre	0	100
	KKW 50 Jahre	1200	2100

Gemäss dieser Betrachtung lässt sich für 2030 eine Bandbreite von Null bis 1800 MW zusätzlicher Kraftwerkskapazität begründen, welche als Reserve ausserhalb des Marktes vorgehalten wird, aber im Notfall zusätzlich produzieren könnte. Für 2035 beträgt die Bandbreite 100 bis 2800 MW. Solange in der Praxis Importe möglich sind und sich keine Versorgungsknappeit abzeichnet, werden diese Kraftwerkskapazitäten nicht am Markt eingesetzt.

3 Tage Selbstversorgungsfähigkeit

3.1 Ausgangslage

Als alternative Möglichkeit zur Evaluation der Resilienz der Versorgungssicherheit bietet sich für die Schweiz die Anzahl Tage Selbstversorgungsfähigkeit im Falle ausbleibender Importe an. Da die Schweiz über erhebliche Saisonspeicherkraft verfügt, ist eine eigentliche Versorgungsknappheit in den frühen Wintermonaten wenig wahrscheinlich, zumal der noch vorhandene Speicher in Kombination mit der grossen Kraftwerksleistung der Speicherkraftwerke ausreichend Angebot schafft. Versorgungssicherheitsanalysen illustrieren, dass Versorgungsknappheiten vor allem im zweiten Teil des Winters (ab ca. Ende Februar) vorkommen würden, wenn auch die Speicher weitgehend geleert wären. Sollten etwa aufgrund von Versorgungsengpässen in ganz Europa die Importmöglichkeiten erodieren, müsste sich die Schweiz mit dem z.B. ab Anfang März verbleibenden Speicherinhalt sowie der Produktion der inländischen Kraftwerke versorgen können – dies mindestens solange, bis Importe wieder zur Verfügung stehen und / oder die Stromnachfrage aufgrund wärmerer Temperaturen sinkt und die inländische Produktion erneuerbarer Energie z.B. aufgrund der Schneeschmelze und höherer Sonneneinstrahlung zunimmt.

Unterstellt man einen statistisch minimalen Füllungsgrad der Speicher (ca. 17 Prozent in der ersten Märzwoche) und eine mittlere erwartete Produktion der Kernkraftwerke sowie der Laufwasserkraftwerke und anderer erneuerbarer sowie thermischer Stromproduktion, so könnte sich die Schweiz aktuell rund 23 Tage gänzlich ohne Importe versorgen. Etwa denselben Wert (22 Tage) als Zielgrösse für die Resilienz der Versorgung verankerte der Bundesrat in der Botschaft zum Mantelerlass¹³. Diese deterministische Betrachtung kann Aufschluss darüber geben, wie robust die schweizerische Versorgung aufgrund der möglichen Selbstversorgung zu einem Zeitpunkt, typischerweise im Monat März, zu beurteilen ist. Historisch gesehen war die effektive Selbstversorgungsfähigkeit v.a. aufgrund der variierenden Wasserkraftproduktion von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlich – ähnlich wie bei den Netto-Winterimporten.

3.2 Methodik

Zur Bestimmung der im Mittel erwarteten Tage Selbstversorgungsfähigkeit wird die an einem Stichtag in den Speicherseen der Schweiz enthaltene Energiemenge festgestellt oder -gelegt. Daneben wird ermittelt, wie hoch der Stromverbrauch und die übrige Schweizer Stromproduktion (ohne Speicherwasserkraft) an einem Tag im betrachteten Monat typischerweise ist.

Weitere Annahmen können getroffen werden, um die Robustheit der Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen zu beurteilen, z.B. besonders hoher Verbrauch oder tiefe Produktion. Auch kann die Aussage unter Zuhilfenahme von Reservekraftwerken, welche die Stromproduktion bei Bedarf unterstützen können, getroffen werden.

Auch für Importe müssen Annahmen getroffen werden. Aufgrund der Definition der Betrachtung werden die Importe typischerweise auf null gesetzt, da geprüft werden soll, wie lange die Selbstversorgung bei vollständiger Alleinstellung der Schweiz («Inselbetrieb») möglich ist. Es können alternativ aber auch Annahmen für Importe grösser null getroffen werden, etwa um eine erwartete minimale Importverfügbarkeit abzubilden. Da es hier um die Ermittlung einer über die Zeit vergleichbaren Resilienz-Kennzahl geht, ist eine Normierung auf null der Transparenz halber sinnvoll.

Sowohl die Produktion als auch der Verbrauch von Pumpspeicherwerken wird in dieser Betrachtung ausgeklammert. Ausgehend davon, dass in einer Knappheitssituation tatsächlich keine Importe möglich wären und die Nachfrage vollständig aus Inlandproduktion bzw. den verbleibenden Saisonspeichern gedeckt werden müsste, wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Überschussenergie vorhanden, die für einen Pumpbetrieb eingesetzt werden könnte.

Bei den erneuerbaren Energien wie Laufwasser und PV sind die jahreszeitlich zu erwartenden Produktionsmöglichkeiten aufgrund der Witterungsverhältnisse zu berücksichtigen – bei der PV etwa ist die mittlere Sonneneinstrahlung im März bereits deutlich höher als die mittlere Sonnenein-

¹³ Vgl. 21.047 Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom Juni 2021, Kap. 3.1.3.2, unter <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/67174.pdf>

strahlung in den anderen Wintermonaten (Basis langjährige Mittelwerte Globalstrahlung). Mit diesen Daten oder Annahmen wird die Anzahl Tage ermittelt, an denen der Verbrauch der Schweiz, z.B. ab Anfang März, mit der inländischen Produktion inkl. Wasserkraft und ohne oder mit Reserven möglich ist:

$$\text{Tage Selbstversorgungsfähigkeit}^{14} = \frac{\text{Speicherstand zu einem Stichtag [GWh]}}{(\text{Verbrauch} - \text{Produktion} - \text{Importe}) \text{ [jeweils GWh/Tag]}}$$

Falls die so prognostizierte Selbstversorgungsfähigkeit exklusiv Reserve unter 22 Tagen liegt, wird berechnet, wie hoch die Reservekapazität bemessen sein müsste, um den Zielwert zu erreichen.¹⁵

3.3 Daten und Annahmen

Für die nachfolgenden Berechnungen wurde grundsätzlich auf die gleiche Datengrundlage abgestellt wie für die saisonale Betrachtung in Kapitel 2. Wiederum lassen sich Szenarien mit starkem oder geringem Nachfragewachstum sowie Szenarien mit hohem Ausbau der erneuerbaren Energien (Erreichung der politischen Ziele) oder tiefem Ausbau (weiter wie bisher) miteinander kombinieren. Sowohl die Entwicklung der Nachfrage als auch des Ausbaus der PV und der Windkraft lehnt sich dabei an die Annahmen im vorangegangenen Kapitel zur saisonalen Betrachtung der Winterproduktionsfähigkeit an¹⁶ – dabei aber werden sie auf den Monat März «übersetzt». Ergänzend wird in dieser Analyse ein zusätzliches Szenario mit einem «defensiven» Erneuerbaren-Ausbau unterstellt. Hierbei wird ein mittleres PV-Ausbauszenario mit einem reduzierten Ausbauszenario bei der Windkraft (Annahme 50% Realisierung des sog. «Windexpress») kombiniert¹⁷. Lediglich in den Szenarien mit hohem oder defensivem Ausbau der Erneuerbaren wird unterstellt, dass ein Teil des PV-Ausbaus auf (hoch-)alpine Anlagen entfällt.¹⁸

In der vorliegenden Analyse werden für die Stromproduktion Erwartungswerte der einzelnen Technologien im März anhand statistischer Daten unterstellt. Beim Füllstand der Speicherseen wird nicht auf den Mittelwert, sondern auf einen minimalen Füllstand aus den vergangenen 10 Jahren abgestellt. Der Betrachtungszeitpunkt ist dabei Anfang März mit einem Speicherstand von rund 1500 GWh¹⁹. Daneben wurden die Importe bei null (Inselbetrieb Schweiz) angenommen. Da durch die Projekte des Runden Tisches neue Talsperren gebaut bzw. bestehende erhöht werden, ergeben sich in Zukunft somit tendenziell höhere Speicherinhalte als zusätzlicher Sicherheitspuffer. Bis 2030 werden diese aber als vernachlässigbar eingeschätzt, bis 2035 wurde dagegen ein Ausbau um rund 500 GWh unterstellt.

¹⁴ Das Ergebnis ist ein Quotient und nichtlinear, da in Abhängigkeit von den beiden Grössen «Verbrauch» und der Summe von «Produktion und Importe» der Teiler der Division sehr klein oder Null werden kann, wobei das Ergebnis dann sehr gross oder unendlich wird. Auch kann das Ergebnis negativ werden, wenn die Summe aus «Produktion und Importe» grösser sind als der Verbrauch - in diesem Fall ist die Selbstversorgung für beliebig viele Tage gegeben.

¹⁵ Die Anwendung des «Zielwerts» von 22 Tagen könnte damit begründet werden, dass im Rahmen der künftigen Entwicklungen mindestens etwa das aktuelle Resilienzniveau aufrechterhalten werden soll. Im Kontext eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energie würde ausserdem eine Selbstversorgungsfähigkeit über eine Periode von bis ca. 3 Wochen mögliche Phasen mit ausserordentlich hoher Residuallast in benachbarten Ländern adressieren. Während solcher Phasen trifft eine hohe Nachfrage auf ausserordentlich tiefe Erneuerbaren-Produktion (sog. «Dunkelflaute») – was mit einer entsprechend reduzierten Exportfähigkeit von Nachbarländern einhergehen würde.

¹⁶ Umgerechnet auf den Ausbau der PV-Leistung wird im Szenario mit geringem Erneuerbaren-Ausbau ggü. Ende 2022 bis 2030 bzw. 2035 eine zusätzlich installierte PV-Leistung von rund 7.6 GW bzw. 12.4 GW unterstellt, im Szenario hoher Erneuerbaren-Ausbau ca. 14.7 GW bzw. rund 25.3 GW. Im Szenario hoher Erneuerbaren-Ausbau steigt ausserdem die Windproduktion im Winterhalbjahr bis 2030 bzw. 2035 um 2.7 TWh bzw. 4 TWh an. Der Einfachheit halber wird die Windproduktion gleich über die Wintertage verteilt. Änderungen der Laufwasserproduktion durch Anpassungen bei der Restwassermengen werden in dieser Monatsbetrachtung aufgrund mangelnder Prognosegenauigkeit ausgeklammert.

¹⁷ Dabei wird bis 2030 bzw. 2035 eine zusätzlich installierte PV-Leistung von rund 12.2 GW bzw. 19 GW angenommen (davon jeweils 1.5 GW hochalpine Anlagen). Beim Wind wird von einem Zubau von 300 MW bis 2030 ausgegangen, was der Hälfte der 600 MW anvisierten Kapazität im sog. «Windexpress» (22.461) entspricht – hierbei werden für die Windanlagen 2000 Volllaststunden unterstellt, 65% der Produktion fallen im Winterhalbjahr an.

¹⁸ Dabei entfallen ab 2030 1.5 GW der neu installierten PV-Leistung auf (hoch-)alpine Anlagen. Für diese Anlagen werden mehr Volllaststunden (1333 Stunden – statt 950 für Anlagen im Mittelland) angenommen, zudem fällt bei ihnen im Monat März ein überdurchschnittlich hoher Anteil der Jahresproduktion an (Annahme: 12% - statt 8.23% für Anlagen im Mittelland).

¹⁹ Dies entspricht 16.7 % des Speichervolumens und damit dem Minimalfüllstand der letzten 10 Jahre in der ersten März-Woche 2018 (Total des Volumens gem. Speicherstatistik Mai 2023: 8'910 GWh). Generell kann angenommen werden, dass sich ein starker Ausbau der PV längerfristig spürbar preissenkend auf die Marktpreise in den späten Wintermonaten auswirkt, so dass der wirtschaftliche Speicherbetrieb umso mehr auf die früheren Wintermonate fokussiert, weshalb tendenziell der Füllstand Anfang März im Vergleich zu historischen Daten künftig eher tiefer ausfallen dürfte.

3.4 Szenarien und Ergebnisse

Da die Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke von besonderer Bedeutung ist (vgl. Kapitel 2.2), wurde diese mit dem Nachfragewachstum und dem Produktionsausbau zu folgenden Szenarien kombiniert und für die Stichjahre «Aktuell», 2030 und 2035 wie folgt berechnet (wobei für 2030 Szenarien ohne Beznau I bzw. ohne Beznau I/II bzw. ohne Beznau I/II/Gösgen und für 2035 Szenarien ohne Beznau I/II bzw. ohne Beznau I/II/Gösgen bzw. ohne KKW differenziert werden).

Tabelle 7: Tage Selbstversorgungsdauer

Selbstversorgungsfähigkeit Anfang März	Ohne Reserve	Mit Reserve		Nötige Reserve
		1000 MW	2000 MW	
Zielwert gemäss Botschaft	22			
Aktuell	23			
2030				
2030: Ohne Beznau I, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	>60			
2030: Ohne Beznau I, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	25			
2030: Ohne Beznau I, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	26			
2030: Ohne Beznau I, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau ²⁰	20	29		ca. 300 MW
2030: Ohne Beznau I, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	16	22		ca. 1000 MW
2030: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	48			
2030: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	22			
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	23			
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	18	25		ca. 600 MW
2030: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	15	19	28	ca. 1400 MW
2030: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	29			
2030: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	17	23		ca. 900 MW
2030: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	17	24		ca. 700 MW
2030: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	14	19	27	ca. 1500 MW
2030: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	12	15	20	ca. 2300 MW
2035				
2035: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	>60			
2035: Ohne Beznau I/II, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	27			
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	34			
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	19	27		ca. 400 MW
2035: Ohne Beznau I/II, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	15	19	27	ca. 1400 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	>60			
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	20	28		ca. 400 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	23			
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	15	20	28	ca. 1300 MW
2035: Ohne Beznau I/II & Gösgen, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	12	15	20	ca. 2300 MW
2035: Ohne KKW, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	33			
2035: Ohne KKW, tiefes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	15	19	27	ca. 1400 MW
2035: Ohne KKW, hohes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau	17	23		ca. 900 MW
2035: Ohne KKW, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau	12	15	19	ca. 2400 MW
2035: Ohne KKW, hohes Nachfragewachstum, geringer EE-Ausbau	10	12	15	ca. 3400 MW

²⁰ Defensiver Ausbau Erneuerbare Energie (EE) = PV mittel und Wind 50% «Windexpress»

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass

- im Fall einer tiefen Nachfrageentwicklung und einem hohen Erneuerbaren-Ausbau (Fall «minimaler Importbedarf») die Selbstversorgungsfähigkeit von 22 Tagen bis 2035 auch ohne Reserven gegeben ist;
- ein geringer Ausbau der Erneuerbaren in Verbindung mit einem tiefen Nachfragewachstum ebenfalls keine Reserven benötigt, sofern die KKW-Laufzeiten 60 Jahre betragen;
- ein Szenario mit defensivem Ausbau der Erneuerbaren (PV und Wind) mit gleichzeitigem hohem Nachfragewachstum eine Vorhaltung von Reserven voraussetzt;
- im Fall von «maximalem Importbedarf» (hohes Nachfragewachstum, tiefer EE-Ausbau) Reserven vorgehalten werden müssen, um den Zielwert von 22 Tagen Selbstversorgungsfähigkeit abzusichern.

4 Schlussfolgerungen der ECom

4.1 Empfehlung der ECom

Die Herausforderung bei der Dimensionierung der Reserve besteht darin, trotz der grossen Unsicherheiten die versorgungstechnisch notwendige und volkswirtschaftlich vernünftige Grössenordnung zu eruieren. Das Ziel dabei ist, eine möglichst objektive und transparente Analyse bereitzustellen, welche den Bedarf aus unterschiedlichen Perspektiven beleuchtet und damit eine Grundlage für Entscheidungen schafft.

Aus den beiden Ansätzen einer saisonalen Betrachtung (Kapitel 2) und der Dauer Selbstversorgungsfähigkeit (Kapitel 3) resultieren für 2030 und 2035 zunächst relativ grosse Bandbreiten für die erforderliche Reservekapazität:

Tabelle 8: Bandbreiten der erforderlichen Reservekapazitäten

Bandbreiten der Reservekapazität (MW)	2030 Laufzeit KKW 60 J. (ohne Beznau I)	2030 Laufzeit KKW 50 J. (ohne Beznau I / II, Gösgen)	2035 Laufzeit KKW 60 J. (ohne Beznau I/II)	2035 Laufzeit KKW 50 J. (ohne KKW)
Nettoimport < 20%, bzw. < 7.8 / 8.4 TWh (sämtliche Szenarien)	0... 700 MW	0... 1900 MW	0... 1300 MW	0... 3200 MW
Nettoimport < 20%, bzw. < 6.6 / 6.8 TWh (sämtliche Szenarien)	0... 1000 MW	0... 2200 MW	0... 1600 MW	0... 3600 MW
Nettoimport < 5 TWh (sämtliche Szenarien)	0... 1400 MW	0... 2600 MW	0... 2100 MW	200... 4000 MW
Nettoimport alle Importschwellen (Gewichtung 0.3)	0... 600 MW	1200... 1800 MW	100... 900 MW	2100... 2800 MW
Selbstversorgungsfähigkeit ≥22 Tage (sämtliche Szenarien)	0... 1000 MW	0... 2300 MW	0... 1400 MW	0... 3400 MW
Selbstversorgungsfähigkeit ≥22 Tage (Kombination Szenarien defensiver EE-Ausbau / hohes Nachfragewachstum)	Ca. 300 MW	Ca. 1500 MW	Ca. 400 MW	Ca. 2400 MW

Aus den grossen Bandbreiten des – je nach Kombination von Szenarien für den Erneuerbaren-Ausbau und Nachfrageentwicklung – resultierenden Bedarfs lässt sich schwer eine «richtige» Reservekapazität ableiten. Ausgehend davon, dass die Unsicherheiten gerade mit Blick auf das Ausmass und vor allem die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien und beim Verbrauchswachstum in der Schweiz gross sind, kann nicht einfach vom Fall Minimaler Importbedarf ausgegangen werden. In einer defensiven Strategie basiert die Dimensionierung der Reservekraftwerke vorab auf einem Szenario, welches von einem geringen oder defensiven Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeht – dabei ist darauf hinzuweisen, dass ein Szenario mit tiefem Ausbau die aktuell bereits erhöhte Ausbaugeschwindigkeit bei der PV fortsetzt.

Gerade wegen der hohen Unsicherheit über die künftigen Entwicklungen ist bis zu einem gewissen Grad auch ein etappiertes Vorgehen sinnvoll. Zeichnet sich zeitnah ein deutlich beschleunigter Erneuerbaren-Ausbau und damit die Erreichung der politisch gesetzten Ziele ab, könnte auch der Zielwert des Reserve-Ausbaus reduziert werden. Sollte sich umgekehrt etwa eine frühere Abschaltung von Kernkraftwerken abzeichnen, wäre womöglich eine Anhebung des Zielwerts nötig. Ein etappiertes Vorgehen wäre aber explizit keine abwartende Strategie. Die letzten Jahre haben gezeigt, dass

Nichtverfügbarkeiten von Produktion kurzfristig, unerwartet und in bisher unvorstellbarem Umfang auftreten können. In Anbetracht der benötigten Vorlaufzeit für die Realisierung von Reservekapazität sollte die Politik zudem nicht darauf spekulieren, dass allfällig doch benötigte Reservekapazität kurzfristig und etwa auf Basis von Notrecht etabliert werden kann.

Kennzahlen zur Resilienz und abgeleiteter Reservebedarf – Interpretation

1. *Kennzahl saisonale Betrachtung Nettoimporte:* Sollte sich der Zubau erneuerbarer Energien im Inland verzögern bzw. sollte sich die Stromnachfrage deutlich erhöhen, drohen wachsende Importüberschüsse im Winter. Zusätzlich bereitgestellte Reservekraftwerke wären dann fähig, die fehlende Energie zur Einhaltung der Importrichtwerte bereitzustellen. Rein rechnerisch wird dabei unterstellt, dass diese unter Umständen im Dauerbetrieb liefen, um so den nötigen Importbedarf gemäss den politisch definierten Zielsetzungen zu reduzieren. In der Praxis aber würden diese Anlagen nicht in Betrieb genommen, solange dies aus versorgungstechnischer Sicht nicht nötig wäre bzw. so lange anstelle ihrer Produktion Importe möglich wären – dann dürfte auch aus wirtschaftlicher Sicht ihr Betrieb nicht sinnvoll sein. Wäre aber über längere Zeit ein Dauerbetrieb aus Gründen der Systemstabilität absehbar, müsste auch deren Betriebsmodus als reine Reserveanlage neu evaluiert werden. In diesem Fall könnte optional ein zusätzlicher Dampfkreislauf ergänzt werden, um den Wirkungsgrad einer Anlage zu erhöhen bzw. deren Emissionen zu reduzieren. Eine solche Option sollte im Rahmen einer Ausschreibung für Reservekraftwerke vorgesehen werden.
2. *Kennzahl Tage Selbstversorgungsfähigkeit:* Auch bei der in diesem Rahmen ermittelten Reservekapazität kämen die Anlagen nur dann zum Einsatz, wenn es aus versorgungstechnischer Sicht nötig wäre – also, wenn Importe nicht oder nicht in ausreichendem Ausmass zur Deckung der inländischen Nachfrage zur Verfügung stünden. Analysen zur System Adequacy zeigen, dass in der Schweiz eine solche kritische Versorgungssituation am ehesten in den späteren Wintermonaten entstehen würde. Mit einem gesamten Volumen von fast 9 TWh könnten aktuell die (Saison-)Wasserkraftspeicherwerke theoretisch rund einen Viertel der inländischen Winternachfrage decken. Erst wenn die Speicherkraftwerke weitgehend geleert sind, droht bei mangelnden Importmöglichkeiten eine Knappheitssituation. Reservekraftwerke könnten eine solche Knappheit solange überbrücken, bis Importe wieder verfügbar sind bzw. bis die Stromnachfrage mit steigenden Temperaturen am Ende des Winters sinkt bzw. bis die Produktion von Laufwasser und PV mit der Schneeschmelze bzw. der höheren Sonneneinstrahlung zunimmt. In diesem Kontext eingesetzte Reservekraftwerke würden mehrere Tage oder einige Wochen eingesetzt.

Aufgrund der mit der Alterung zunehmenden Wahrscheinlichkeit für eine substanzielle Nichtverfügbarkeit der schweizerischen Kernkraftwerke und im Sinne einer Diversifizierung der Risiken empfiehlt die EICom weiterhin, die Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr zu erhöhen, auch wenn aktuell für die Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke von 60 Jahren oder mehr ausgegangen werden kann.

In einer Risikobetrachtung anhand der aktualisierten Szenarien, der grossen Unsicherheiten, der benötigten Vorlaufzeiten, potenzieller Marktverzerrungen und der Kostenfolgen erachtet die EICom einen Zielwert für eine Reservekapazität im Umfang von 700 bis 1400 MW per 2030 als adäquat. Bereits vorhandene Reserven können dabei, sofern 2030 noch verfügbar, mitberücksichtigt werden. Solche Kapazitäten liessen sich durch thermische Reservekraftwerke (die mit Gas oder Öl betrieben werden können) mit verhältnismässig geringen Investitionskosten realisieren und bei Bedarf an den bereits bewilligten Standorten in einer späteren Phase mit einem Dampfkreislauf nachrüsten (was im Einsatzfall deren Wirkungsgrad erhöhen und ihre Emissionen reduzieren würde). Als Reservekapazität würden sie nur im Notfall produzieren, wodurch die Marktverzerrung und die Auswirkungen auf das Netto-Null-Ziel minimiert werden.

Gerade wegen der hohen Unsicherheiten sind ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklungen sinnvoll, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren. Gestützt auf die aktuelle Risikoeinschätzung sieht die EICom derzeit auch für 2035 einen unveränderten

Bedarf an Reservekapazität im Umfang von 700 bis 1400 MW. Bei der definitiven Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt könnte der Bedarf an Reservekapazität ansteigen, insbesondere wenn sich der Ausbau der Erneuerbaren verzögert.

In der kurzen Frist bis 2025 ist auf die detaillierten Schlussfolgerungen zur probabilistischen Rechnung per 2025 zu verweisen (vgl. Kapitel 4.2). Die für diesen Zeithorizont empfohlene Reservekapazität von mindestens 400 MW ist kompatibel mit dem mittelfristig vermuteten Bedarf.

Zusammenfassend empfiehlt die EICom gestützt auf eine Risikoabwägung folgenden Zubaupfad für Reservekraftwerke:

Tabelle 9: Empfehlung Zubaupfad dauerleistungsfähige Reservekraftwerke

2025	2030/2035
Mind. 400 MW	700-1400 MW

Gerade wegen der grossen Unsicherheiten sind ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklungen bei der Umsetzung sinnvoll, um allenfalls den Zubau von Reserven zu adjustieren.

Die Bemessung der nötigen Reservekapazitäten kann eher am unteren Rand erfolgen, wenn davon ausgegangen wird, dass solche Kraftwerke im Falle einer sich abzeichnenden Knappheit bereits präventiv eingesetzt werden können – also noch bevor am Markt das Angebot nicht mehr ausreichend ist. Die Kraftwerksreserven würden dann so eingesetzt, dass Produktion der Speicherkraftwerke eingespart würde und die entsprechende Energie zu einem späteren Zeitpunkt als zusätzliche Reserve zur Verfügung stünde. Dadurch lassen sich die Vorhaltekosten für die thermischen Reserven minimieren. Damit verbunden sind aber auch Nachteile: So kann nicht in jeder Situation die Notwendigkeit eines präventiven Einsatzes (früh genug) vorhergesehen werden. Es besteht dann die Gefahr, dass zum Zeitpunkt der Knappheit zu wenig Reserve vorhanden ist.

4.2 Einordnung der Ergebnisse im Kontext des Adequacy Update 2025

Im April 2023 hat die EICom Swissgrid beauftragt, die System Adequacy Rechnung per 2025 aufgrund der neuesten Daten zu überprüfen. Die Rechnung wird in einem separaten Bericht publiziert²¹. Die Ergebnisse aus dieser Studie zeigen, dass bei den beiden aktuellen Hauptrisiken (Verfügbarkeit französischer KKW eingeschränkt und europaweite Gasmangellage) in einer probabilistischen Betrachtung bei 95% aller gezogenen Klimajahre keine ENS (fehlende Energie, sog. «Energy Not Served») zu erwarten sind – im schlechtesten Fall dennoch einige hundert Gigawattstunden ENS auftreten. In Kombination mit einem längeren Ausfall eines oder mehrerer Schweizer KKW würde die ENS massiv ansteigen. Um ENS im dargestellten Stressszenario zu vermeiden, wären 400 MW Reserveleistung nötig, die allerdings bereits 7 Wochen vor der Knappheit präventiv eingesetzt werden könnten. Um einen solchen präventiven Einsatz auf zwei Wochen zu verringern, wären 1000 MW nötig. Auf Basis der Resultate und Erkenntnisse aus der System Adequacy Rechnung 2025 hält die EICom für den Zeitraum 2025 bis 2030 eine Reserve im Umfang von mindestens 400 MW als angemessen.

²¹ Vgl. Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025, Bericht zuhanden UVEK, EICom, Juli 2023

5 Anhang Treiberdaten

Für die Treiber wurden folgende Quellen zugrunde gelegt

Tabelle 10: Datenquellen der Treiber

Datenquellen / Links	
Treiber Produktion	
Zubau PV	<ul style="list-style-type: none"> • Solarexpress EnG Art.71a • Mantelerlass EnG Art.2 Abs. 2bis
Zubau Wind	<ul style="list-style-type: none"> • Windexpress EnG Art.71c • Plan d'action 2030 de l'énergie éolienne en suisse, suisseole, 2022
Zubau Hydro	<ul style="list-style-type: none"> • Zusätzl. Speicherproduktion EnG Art. 71b • Mantelerlass StromVG Art. 9bis Abs.1
Wegfall CH KKW	<ul style="list-style-type: none"> • EP2050+ S. 22
Wegfall Restwasser	<ul style="list-style-type: none"> • Studie Pfammatter/Semadeni «Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen: Stand und Ausblick», in "Wasser Energie Luft" - Heft 4, 110. Jahrgang, 2018, vgl. Bild 4
Treiber Verbrauch	
Zuwachs Elektro-Mobilität	<ul style="list-style-type: none"> • EP2050+ Detailergebnisse Verkehrssektor Tab 04-01, Verbrauchsentwicklung Strasse, Summe electricity der Kategorien pass. car, lcv, hgv, urban bus, motorcycle • EBP «Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2022» Abb.8, Szenarien BAU, Zero-E und Hydrogen Focus • VSE Energiezukunft 2050 «Energieversorgung der Schweiz bis 2050, Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen», VSE, Dez. 2022, Abb. 70 Mobilität Strasse
Zuwachs Wärmepumpen	<ul style="list-style-type: none"> • EP2050+ Sz.-ergebnisse Umwandlungssynthese Tab.01-01 • Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung, BFE, Nov. 2022 Tab.12 • VSE Energiezukunft 2050 «Energieversorgung der Schweiz bis 2050, Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen», VSE, Dez. 2022, Abb. 70 • NR Nordmann, Le plan Solaire, Favre 2019
Wegfall Elektroheizung	<ul style="list-style-type: none"> • EP2050+ Sz.-ergebnisse Private HH Tab. 03-01 PHH insgesamt • VSE Energiezukunft 2050 «Energieversorgung der Schweiz bis 2050, Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen», VSE, Dez. 2022, Abb. 70
Zuwachs Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Juni 2021, Kap. 3.1.6
Zuwachs Pumpverluste	<ul style="list-style-type: none"> • Vgl. Bemerkungen und Annahmen

Die Daten für die betrachteten Treiber basieren auf gesetzlichen Grundlagen²², politischen Zielen²³, wissenschaftlichen Studien²⁴ und Annahmen. Aus den Quelldaten wurden zwei Zeitreihen gebildet, die je Jahr das Minimum oder das Maximum der Quelldaten enthalten. Diese zwei Zeitreihen bilden die Grundlage für die Fälle maximaler und minimaler Importbedarf. Die nachfolgende Tabelle 11 zeigt, auch für den Fall einer Gewichtung mit 0.3, die Entwicklung der Treiber gegenüber 2021 und damit den Einfluss je Treiber auf den Importbedarf.

Tabelle 11: berücksichtigte Daten (TWh/Winter ggü. 2021)

Treiber	Fall minimaler Importbedarf		Fall Treiber gewichtet mit 0.3		Fall maximaler Importbedarf	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Zubau PV	4.4	7.1	2.8	4.5	2.2	3.4
Zubau Wind	2.7	4	0.8	1.2	0	0
Zubau Hydro	0	0.7	0.0	0.4	0	0.2
Wegfall CH-KKW	1.4	2.8	*	*	6.6	11.2
Wegfall Restwasser	0.2	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5
Zuwachs Elektromobilität	1.2	2.8	3.1	5.5	3.8	6.6
Zuwachs Wärmepumpen	1	1.7	3.1	4.5	4.1	5.7
Wegfall Elektroheizung	0.7	2.4	0.7	2.2	0.6	2.1
Zuwachs Effizienz	0.3	0.3	0.1	0.1	0	0
Zuwachs Pumpverluste	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

* Es wurden bzgl. CH-KKW in den Szenarien nur die Fälle 50J und 60 J berücksichtigt, d.h. diese Zwischenwerte kommen nicht zur Anwendung

Bemerkungen und Annahmen

Zubau PV

- Als Minimalzubau wird, basierend auf einer Schätzung für den Zubau in 2022, jährlich 950 MW angenommen.
- Die Zubauabschätzung für den Fall minimaler Importbedarf zeichnet einen Pfad basierend auf einem Zubau EE bis 2035 auf 35 TWh Jahresproduktion. Dabei wird angenommen, dass der Zubau alleine mit PV realisiert wird.
- Es wird angenommen, dass der Zubau PV in den Alpen basierend auf dem Solarexpress erst ab 2026 energiewirtschaftlich spürbar wird, dann aber bis 2029 abgeschlossen ist.
- Es wird ein Winterproduktionsanteil von 27% der Jahresproduktion bei Anlagen im Flachland, 38% der Jahresproduktion für hochalpine Anlagen angenommen.

Zubau Wind

- Auf Basis der letzten 5 Jahre konnte nur ein minimaler Zubau verzeichnet werden, daher wird als Zubau beim maximalen Importbedarf jährlich 0 MW angenommen.
- Für den Fall minimaler Importbedarf wird basierend auf dem Windexpress und dem Plan Eolien 2030 angenommen, dass ein Zubau von 6 TWh Jahresproduktion bis 2035 umsetzbar ist.

²² EnG Art 71 a + b

²³ Mantelerlass und Botschaft, Windexpress, Szenariorahmen

²⁴ EP2050+, Pfammatter/Semadeni, EBP, VSE Energiezukunft

Zubau Hydro

- Gemäss Energiegesetz ist die Wasserkraft bis 2035 ggü. 2020 (36275 GWh) um ca. 500 GWh auszubauen. Die Projekte des Runden Tisches ergeben eine zusätzliche Jahresproduktion von 530 GWh. Es wird angenommen, dass der Zubau von 500 GWh nach 10 Jahren Genehmigungs- und Bauzeit ab 2034 in Betrieb ist.
- Für den Zubau der zusätzlichen Speicherproduktion gem. Art. 71b EnG wird angenommen, dass der Zubau nach 4 Jahren Genehmigung und 5 Jahren Bauzeit ab 2033 in Betrieb ist.
- Bei den Projekten des Runden Tisches werden neue Talsperren gebaut bzw. bestehende erhöht. In Zukunft ergibt sich somit tendenziell ein zusätzlicher Sicherheitspuffer.
- Die Wasserkraftreserve würde bei Bedarf auch vor Ende April eingesetzt, daher wird sie im Winterhalbjahr nicht separat in Abzug gebracht.

Wegfall CH-KKW

- Die Laufzeiten der Kernkraftwerke sind gesetzlich nicht befristet. Die Kernkraftwerke dürfen weiter betrieben werden, solange die gesetzlichen Sicherheitsanforderungen erfüllt sind. Deshalb wurde, wie in den Energieperspektiven 2050+ zu den Kernenergie-Laufzeiten, von 50 und 60 Jahren ausgegangen.
- Beim Fall Laufzeit 50 Jahre wurde für KKB 1 angenommen, dass es zeitgleich mit KKB 2 in 2022 ausser Betrieb genommen wird, und somit abweichend 52 Jahre läuft.
- Aufgrund der in den letzten 10 Jahren teilweise hohen Ausfälle wurde eine Durchschnittsverfügbarkeit von 87% im Winter zugrunde gelegt.
- Es wurde von folgenden Annahmen zur Stilllegung nach 50 resp. 60 Jahren Laufzeit ausgegangen: KKB 1 - 50 Jahre 03.2022 60 Jahre 03.2030, KKB 2 - 50 Jahre 03.2022, 60 Jahre 03.2032, KKB - 50 Jahre 03.2030, 60 Jahre 03.2040, KKL - 50 Jahre 03.2035, 60 Jahre 03.2045

Wegfall Restwasser

- Es wurden die Daten der Szenarien Sz1, Sz3 und Sz4 der Studie zugrunde gelegt.

Zuwachs Elektro-Mobilität

- Unter Elektro-Mobilität werden die Fahrzeuge Personenwagen, leichte und schwere Nutzfahrzeuge, Busse und (z.T.) Motorräder summiert.
- Es wird angenommen, dass der Winteranteil (aufgrund der Fahrzeugheizung) bei 60% des Jahresverbrauchs liegt.

Zuwachs Wärmepumpen

- Der aus der VSE Energiezukunft stammende Wert für das Jahr 2022 wurde korrigiert, da er im Widerspruch zum Ist-Wert 2021 steht.

Wegfall Elektroheizung

- Unter Elektroheizungen werden die elektrischen Widerstandsheizungen für Raumwärme und die Warmwasserbereitung mit Ohmschen Anlagen summiert²⁵.
- Der Anteil Winterenergie wurde für die Warmwasseraufbereitung mit 55%, der Anteil für Raumwärme mit 90% angenommen.

²⁵ Vgl. Tabellen 12 & 14 in «Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000–2021», BFE, November 2022 unter https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck_exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGijYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTEExOTg=.html

Zuwachs Effizienz

- Die möglichen zusätzlichen Effizienzgewinne, die in der Botschaft angegeben werden, verbleiben, sobald sie durch Massnahmen erreicht wurden, auf der Höhe von 500 GWh pro Jahr in der Zukunft (und erhöhen sich somit nicht jährlich um zusätzliche 500 GWh).
- Es wurde angenommen, dass die Effizienzgewinne zu 50% im Winterhalbjahr anfallen.

Zuwachs Pumpverluste

- Es wurde der zusätzliche Verbrauch der Speicherpumpen von Nant de Drance berücksichtigt.
- Es wurden 1000 Pumpstunden auf Vollast im Winter und ein Wirkungsgrad von 80% angenommen.