



Aggiornamento dei calcoli relativi alla garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento 2025

Rapporto all'attenzione del DATEC

Berna, 28 luglio 2023

Indice

1	Valutazione della ElCom.....	2
2	Rapporto Swissgrid	7

Cronologia delle modifiche

Versione	Data	Nome o ruolo	Osservazioni
001	28.07.2023	ElCom	Prima versione

1 Valutazione della EICom

Alla fine del 2021 la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) ha presentato al Consiglio federale un documento intitolato «Konzept für Gaskraftwerke zur Abdeckung von Spitzenlasten»ⁱ (Concezione per centrali a gas destinate a compensare i picchi di carico, disponibile in tedesco). Il contesto generale è caratterizzato dall'aumento dei rischi di importazione, dovuto alle incertezze che dominano le operazioni di interconnessione con l'Europa continentale e alla diminuzione della capacità di esportazione dei Paesi limitrofi. Lo scenario di penuria studiato si è concentrato su una disponibilità limitata delle centrali nucleari svizzere e francesi a partire dalla metà degli anni 2020, in contemporanea con una produzione scarsa di energia idroelettrica e una ridotta capacità di importazione. In considerazione dei tempi necessari per realizzare la capacità di riserva, la ElCom ha raccomandato al Consiglio federale di preparare le disposizioni d'esecuzione per la messa a concorso di una riserva di energia idroelettrica di circa 500 GWh e di due o tre centrali a gas di riserva con una potenza elettrica complessiva fino a 1000 MW.

Tuttavia, gli scenari di penuria finora analizzati non hanno considerato la guerra in Ucraina e il relativo impatto straordinario sull'approvvigionamento energetico europeo. Il calo netto dei flussi di gas dalla Russia all'Europa rappresenta una sfida potenzialmente critica per l'approvvigionamento elettrico europeo, e di conseguenza anche per quello svizzero. Le centrali a gas svolgono un ruolo essenziale nella sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Europa, soprattutto in corrispondenza dei picchi di domanda invernali. La criticità è aumentata a causa della disponibilità nettamente ridotta delle centrali nucleari francesi. Il rilevamento di danni al circuito primario di alcuni reattori ad acqua pressurizzata, infatti, ha indotto Electricité de France (EDF) a programmare ispezioni e interventi di riparazione aggiuntivi presso vari impianti all'inizio dell'inverno 2021/22. Di conseguenza, all'inizio del 2022ⁱⁱ il Consiglio federale ha deciso, in virtù dell'articolo 9 della legge sull'approvvigionamento elettricoⁱⁱⁱ, di mantenere una riserva idrica strategica e, alcuni mesi dopo^{iv}, di fare ricorso a quanto previsto dalla legge sull'approvvigionamento del Paese^v per installare otto turbine a gas temporanee a Birr e di concludere contratti per due centrali a gas esistenti (Cornaux e Monthey) e generatori di emergenza come centrali di riserva.

Per quanto riguarda l'approntamento urgente di una capacità di riserva supplementare per il 2025, la ElCom ha incaricato Swissgrid di simulare, sulla base degli scenari aggiornati dalla ElCom, l'adeguatezza del sistema e la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica per il 2025. Anche in questo caso è stato preso in considerazione lo «scenario S1 – nessuna cooperazione» dello studio Frontier del 2021^{vi}, tenendo conto delle capacità d'importazione fortemente ridotte in esso ipotizzate. Su tale base è stato calcolato un nuovo scenario di riferimento, denominato «S1 Update», con capacità termiche, solari ed eoliche aggiornate in linea con lo studio ERAA 2022^{vii} in Austria, Francia, Germania, Italia e Svizzera. Si è potuto tener conto in particolare del forte potenziamento del fotovoltaico e dell'eolico, che secondo i calcoli contribuisce a migliorare le condizioni di approvvigionamento in Svizzera, in particolare verso la fine dell'inverno. A causa dei due fattori di stress ancora esistenti (disponibilità di centrali nucleari francesi e di gas), è stato calcolato un nuovo scenario di stress (S2), caratterizzato da disponibilità di gas limitata^{viii} e persistenza del ricorso al nucleare francese solo al 50 per cento. In questo scenario, a differenza dello studio eseguito da Frontier, si è ritenuto che in linea di principio le centrali nucleari 1 e 2

ⁱ Cfr. Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk, ElCom, novembre 2021, <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>

ⁱⁱ Cfr. Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico: il Consiglio federale istituisce una riserva di energia idroelettrica a partire dal prossimo inverno e prevede di realizzare centrali di riserva (admin.ch), febbraio 2022

ⁱⁱⁱ Cfr. relativa ordinanza in vigore dall'1.10.2022 al 15.02.2023, RS 734.722 – Ordinanza del 7 settembre 2022 sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI) (admin.ch)

^{iv} Cfr. Energia: il Consiglio federale rafforza ulteriormente la sicurezza di approvvigionamento per l'inverno 2022/23 (admin.ch), agosto 2022

^v Cfr. Energia: il Consiglio federale avvia la consultazione relativa all'ordinanza sulla riserva invernale (admin.ch), ottobre 2022

^{vi} Cfr. studio Frontier «Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera 2025», ottobre 2021, <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/it/dokumente/2021/studiestromversorgungssicherheitschweiz2025.pdf.download.pdf/Studio%20sicurezza%20dell'approvvigionamento%20elettrico%20in%20Svizzera%202025.pdf>. Lo «scenario 1 – nessuna cooperazione» è stato inasprito per l'analisi Generation Adequacy nell'ambito dello studio Frontier in conformità con gli scenari di stress definiti dalla ElCom nel 2020 ed è stato utilizzato come tale anche nello studio sulle centrali a gas destinate a compensare i picchi di carico (denominato «S1mod»).

^{vii} European Resource Adequacy Assessment di Entso-e, cfr. ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E (entsoe.eu)

^{viii} I modelli riguardanti la disponibilità limitata di gas si sono basati sul documento «Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023», UFE, novembre 2022, [73671.pdf](https://www.bfe.admin.ch/bfe/SharedDocs/veroeffentlichungen/DE/2022/11/studie_zur_kurzfristigen_strom_adequacy_schweiz_im_auftrag_des_bundesamts_fuer_energie_winter_2022_2023.pdf?blob=publicationFile) (admin.ch)

di Beznau saranno ancora attive nel 2025. Tuttavia, in considerazione dell'età degli impianti e della conseguente maggiore probabilità di un'indisponibilità potenzialmente prolungata nel semestre invernale, l'indisponibilità prolungata di un impianto è stata classificata come fattore sensibile. A ciò si aggiunge anche l'adeguamento delle capacità di importazione, in quanto le capacità frontaliere in importazione (Import-NTC) a 220 kV possono essere aumentate nel complesso di circa 300 MW in caso di «contro-pressione», il che significa che, in caso di operatività di Beznau 1 e 2, rispetto all'analisi del 2021 a nord le capacità di importazione sono di conseguenza maggiori. Le centrali di riserva di Birr, Cornaux e Monthey e i generatori di emergenza oggetto di appositi contratti non sono stati presi in considerazione, ma, se predisposti ed effettivamente disponibili, si possono inserire come cifre negative nel calcolo del fabbisogno supplementare di riserva.

Nello scenario di riferimento aggiornato S1 Update i risultati numerici mostrano che non vi sarebbero difficoltà di approvvigionamento per il 2025 nemmeno se le capacità di importazione restassero scarse, se permanesse scarsa disponibilità sul fronte delle centrali nucleari francesi e se in contemporanea si verificasse anche un ingente ridispacciamento internazionale a 4,2 TWh. Solo in combinazione con una simultanea penuria di gas a livello europeo, nello scenario di stress S2 in Svizzera si verificherebbero lacune di approvvigionamento (Energy Not Served, ENS) con circa tre dozzine di estrazioni (il 2,5 % delle simulazioni). Peraltro, neanche nello scenario di stress S2 si prevedono carenze di approvvigionamento al valore P95 (95° percentile, cioè in 1496 su 1575 simulazioni). Solo in corrispondenza del valore P100, ossia nel «worst case», si prevede circa mezzo terawattora (542 GWh) di ENS.

Come si è detto, negli scenari analizzati si ipotizza un fabbisogno relativamente elevato per soddisfare il ridispacciamento internazionale. Questa energia verrebbe impiegata per garantire la stabilità della rete, in particolare nella Germania meridionale. La modellizzazione di una sensibilità ha indicato che, se l'energia di ridispacciamento venisse dimezzata da 4,2 a 2,1 TWh, nel «worst case» dello scenario S2 si potrebbe contenere la ENS a 113 GWh anziché 542. A titolo di paragone: la massima quantità di energia di ridispacciamento internazionale fornita dalla Svizzera in passato si è registrata nel 2022 ed è stata pari a 800 GWh. Alla luce degli sviluppi osservati in Germania, in particolare in relazione alla disattivazione delle centrali nucleari nel sud, si può presumere che in futuro la Germania meridionale avrà bisogno di ricevere molta più energia dalla Svizzera.

I rimanenti 113 GWh del «worst case» rappresenterebbero una quantità interamente gestibile attingendo a 600 MW di capacità di riserva, utilizzati solo in via curativa (esercizio solo in caso di concreta penuria). Con una capacità di riserva di 400 MW, la risoluzione di una situazione di 113 GWh di ENS richiederebbe un intervento preventivo di qualche giorno o una settimana circa.

Conclusioni per il 2025

Anzitutto, anche in questa valutazione occorre sottolineare che la validità dei risultati numerici è strettamente correlata alla qualità delle ipotesi e della modellizzazione sottese. Proprio gli ultimi due anni hanno palesato l'impossibilità di prevedere sviluppi sostanziali. I risultati numerici elaborati vanno quindi relativizzati.

In termini puramente assoluti parrebbe giustificata una certa riluttanza a predisporre una capacità di riserva supplementare: anche combinando diversi fattori di stress (centrali nucleari francesi, gas, freddo) l'approvvigionamento sembra relativamente resiliente. A differenza dei calcoli di fine 2021, nello scenario di riferimento aggiornato S1 Update non si riscontrano problemi di approvvigionamento in nessuna delle 1575 simulazioni effettuate. Lo scenario di stress S2 indica un valore di ENS a 0 nel caso P95, e a 542 GWh nel caso P100. Come descritto, limitando il ridispacciamento internazionale si può ottenere una sostanziale riduzione dell'ENS in Svizzera, a 113 GWh. La capacità di riserva necessaria per prevenire completamente l'ENS in questo caso è di 600 MW, con un impiego esclusivamente curativo della stessa. Con alcune giornate di impiego preventivo, l'ENS si può azzerare anche con una riserva di 400 MW.

Inoltre, con una capacità di riserva di 400 MW, teoricamente l'ENS si potrebbe evitare del tutto anche in uno scenario di stress «worst case» che preveda la messa a disposizione di 4,2 TWh di energia di ridispacciamento, se le centrali di riserva si potessero impiegare preventivamente già sette settimane prima di un'effettiva penuria. Sulla carta un impiego così precoce è possibile, ma la pratica porta con sé varie incognite, a maggior ragione dato che non sempre le situazioni di penuria si possono prevedere con così largo anticipo.

La EICom raccomanda pertanto di predisporre, a partire dal 2025, una capacità di riserva in grado di fornire energia addizionale sotto forma di potenza continua per almeno 400 MW.

I risultati non si possono tuttavia interpretare correttamente senza sottolineare esplicitamente che, a differenza dei calcoli di fine 2021, si è ritenuto che i due blocchi di Beznau saranno ancora in esercizio nel 2025. Su questo fronte i risultati evidenziano altissimi livelli di sensibilità, dato che un'eventuale disattivazione prolungata di uno dei blocchi di Beznau (le interruzioni di breve durata sono incluse nei calcoli di tutti i modelli), nel «worst case» dello scenario S2 l'ENS salirebbe già da 542 a 1299 GWh. Se poi non fosse disponibile nessuno dei due blocchi di Beznau, i modelli segnalano un'ENS di circa 2000 GWh nel caso P100.

Non è possibile offrire una stima della probabilità con cui si possa effettivamente verificare lo scenario di stress tratteggiato, con la concomitanza di diversi fattori di stress (ridotta disponibilità di energia nucleare, penuria di gas, periodo freddo). Tuttavia, l'inverno 2022/23 è la prova che una situazione del genere non si può escludere del tutto. Per quanto riguarda l'eventualità di una penuria di gas in Europa, sul medio periodo si potrebbe delineare un certo allentamento con il potenziamento, già avviato, di terminali di importazione di gas liquido, soprattutto in Germania. Viceversa, in un contesto di tensioni geopolitiche, permangono incertezze anche nel mercato globale del gas liquido. Inoltre, con il progressivo invecchiamento delle centrali nucleari in Svizzera e in Francia, in prospettiva i rischi di disponibilità potrebbero acuirsi. Vi sono ancora incertezze anche per quanto riguarda l'ulteriore evoluzione della politica climatica globale ed europea.

Prospettive 2030 e 2035

Il dimensionamento delle riserve per il 2025 non può prescindere dalle prospettive che si possono delineare per gli anni successivi. Parallelamente al calcolo qui presentato in merito all'adeguatezza del sistema per il 2025, la EICom ha rielaborato anche il suo documento di riferimento sulla produzione invernale, basandosi sulle cifre più recenti per il 2030 e il 2035. I risultati sono presentati in un rapporto^{ix} separato.

Anche fino all'anno 2035 si prefigurano come maggior fattore di rischio in termini di resilienza nel semestre invernale le indisponibilità prolungate delle centrali nucleari elvetiche. La stima di quanto la produzione invernale supplementare possa compensare il fabbisogno aggiuntivo di tale periodo soffre di grandi incertezze, date le forti incognite legate all'andamento della domanda a medio e lungo termine e alla velocità con cui si potenzierà la disponibilità di elettricità da fonti rinnovabili. Ipotizzando una durata di 60 anni per le centrali nucleari, a seconda dello scenario assunto, per il 2030 e il 2035 si potrebbero giustificare riserve comprese tra 0 e 2100 MW^{ix}. Sulla base delle analisi, la EICom raccomanda a medio e lungo termine una riserva da 700 a 1400 MW di potenza continua.

Sotto il profilo economico, alla maggiore resilienza vanno rapportati i costi di una tale riserva. Partendo dal presupposto che con grande probabilità si debba attingere alle riserve in misura minima o nulla, esse comportano soprattutto costi fissi e anche le previste emissioni di CO₂ sarebbero di conseguenza esigue. Non si può dimenticare che un maggiore dimensionamento della capacità di riserva aumenta sì i costi fissi, ma allo stesso tempo riduce la durata di un intervento preventivo.

^{ix} Cfr. Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035, EICom, luglio 2023

Conclusione e raccomandazione della EICom

Sulla base dell'attuale valutazione della situazione e ipotizzando che i blocchi 1 e 2 di Beznau saranno ancora operativi nel 2025, per gli anni successivi al 2025 appare adeguata una riserva di almeno 400 MW (potenza continua).

Questa raccomandazione è compatibile con le conclusioni del documento di riferimento sulla produzione invernale^{ix} aggiornato. Per il periodo 2030–2035 si reputano ragionevoli riserve per 700–1400 MW, sia per gli aspetti tecnici dell'approvvigionamento sia per l'economia nazionale. A causa delle incertezze relativamente importanti e del lungo periodo di realizzazione, si raccomanda un intervento tempestivo, da suddividere in varie fasi per poter rispondere alle future evoluzioni.



Data: 28 luglio 2023

Località: Berna

Committente:

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Berna
www.elcom.admin.ch

Mandatario:

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Casella postale
CH-5001 Aarau

Autore:

Swissgrid

Öffentlich

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

Adequacy-Berechnungen im Rahmen der Vorbereitung der Ausschreibung von Reservekraftwerken

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

28. Juli 2023

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
Haftung	10
Executive Summary	11
1 Allgemeines Vorgehen	15
1.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts	15
1.1 Aufbau des technischen Berichts	16
2 Methodik	17
2.1 Klimaabhängige Eingangsgrössen	18
2.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen	22
2.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen	22
2.2.2 Konstante Eingangsgrössen	22
2.3 Simulation	23
2.4 Adequacy-Indikatoren	25
2.5 Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Simulationen	26
3 Definition Referenzszenario und Stressszenario	27
3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025	27
3.2 Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Preisen	29
3.3 Annahmen zur Gas-Verfügbarkeit	31
3.4 Annahmen zu Grenzkapazitäten	32
3.5 Regelreserven	34
4 Ergebnisse und technische Interpretation	34
4.1 «S1 update» Referenzszenario	35
4.2 Szenario «S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit	35
4.3 Detailstudie «S2 Worst Case»	38
4.3.1 Sensitivität «S2 Worst Case Beznau 1»	40

4.3.2	Sensitivität «S2 Worst Case ½ RD»	40
4.3.3	Kurativer Einsatz von Spitzenlast-Gaskraftwerken	40
4.3.4	Präventiver Einsatz von Spitzenlast-Gaskraftwerken	43
5	Zusammenfassung	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy	15
Abbildung 2:	Governance der vorliegenden Strom-Adequacy Studie	15
Abbildung 3:	Die Analyse-Methodik im Überblick	17
Abbildung 4:	Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrössen	18
Abbildung 5:	Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode	19
Abbildung 6:	Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik	20
Abbildung 7:	Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft	21
Abbildung 8:	ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau)	23
Abbildung 9:	Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym	25
Abbildung 10:	Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»	26
Abbildung 11:	Verbrauchsspanne über die Klimajahre 1982 bis 2016	28
Abbildung 12:	Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten	31
Abbildung 13:	Durchschnittliche Gas-Verbrauchsreduktion für bestimmte Ländergruppen	32
Abbildung 14:	Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern	33
Abbildung 15:	Stromproduktion aus Erdgas. Historie vs. Simulationsergebnis für das Referenzszenario «S1 update»	36
Abbildung 16:	Verteilung der jährlichen ENS in der Schweiz auf die 1'575 durchgeführten Simulationen im Szenario «S2»	37
Abbildung 17:	Häufigkeit der Klimajahre 1982 bis 2016 in den Simulationen mit ENS im Szenario «S2»	37
Abbildung 18:	Stündliche Ergebnisse für LOLP und durchschnittliche ENS im Szenario «S2»	38
Abbildung 19:	«S2 Worst Case» ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke	39
Abbildung 20:	«S2 Worst Case» ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April	40
Abbildung 21:	«S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken im kurativen Einsatz	42
Abbildung 22:	«S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken im kurativen Einsatz in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April	42
Abbildung 23:	Auslastung der Spitzenlast-Gaskraftwerke mit unterschiedlicher Dimensionierung und präventiven Einsatzzeiten im «S2 Worst Case» im jeweiligen Einsatzzeitraum (3-10 Wochen)	44
Abbildung 24:	«S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen	45
Abbildung 25:	«S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zusammenfassung der Szenarien	27
Tabelle 2:	Installierte Leistung im Jahr 2025 in der Schweiz und ihren Nachbarländern	29
Tabelle 3:	Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Preisen Quelle: European Energy Exchange und International Exchange	30
Tabelle 4:	Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien	34
Tabelle 5:	Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien	35

Tabelle 6: Produktion und resultierende ENS im Fall von Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen im kurativen Einsatz (Strategische Reserve) in den Simulationen «S2 Worst Case», «S2 Worst Case Beznau 1» und «S2 Worst Case ½ RD»	41
Tabelle 7: ENS im «S2 Worst Case» mit Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen und präventiven Einsatzzeiten	43

Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capacity
BFE	Bundesamt für Energie
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CEP	Clear Energy Package
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENS	Energy Not served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
FBMC	Flow-based market coupling
PECD	Pan European Climate Database
PTDF	Power transfer distribution factor
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
NTC	Net Transfer Capacity
TSO	Transmission System Operator

Haftung

Obwohl Swissgrid AG («die nationale Netzgesellschaft») mit aller Sorgfalt auf die Richtigkeit, der im vorliegenden Bericht enthaltenen Informationen und Simulationen achtet, kann hinsichtlich der inhaltlichen Richtigkeit, Genauigkeit, Aktualität, Zuverlässigkeit und Vollständigkeit dieser Informationen und Simulationen keine Gewährleistung übernommen werden.

Haftungsansprüche gegen die nationale Netzgesellschaft wegen Schäden materieller oder immaterieller Art, welche aus der Bearbeitung oder Nutzung bzw. Nichtnutzung der veröffentlichten Informationen und Simulationen in diesem Bericht entstehen, sind ausgeschlossen.

Executive Summary

Gemäss Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV) bereitet das Bundesamt für Energie (BFE) aktuell die Ausschreibung für die Bereitstellung von Reservekapazität («ergänzende Reserve») per 2025 vor. Dies geschieht mit dem Ziel, Spitzenlasten abzudecken und die bereits vom BFE kontrahierten Reserve-Gaskraftwerke in Birr (AG), Cornaux (NE) und Monthey (VS) ab 2026 zu ersetzen bzw. zu ergänzen.

Vor diesem Hintergrund hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) eine Abschätzung der Versorgungssicherheit mit Strom im Jahr 2025 durchgeführt. Die dazu notwendigen Simulationen wurden Ende März 2023 bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid in Auftrag gegeben. Die Vorgaben für die Durchführung der Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen, wie z.B. die Wahl der untersuchten Szenarien, legte das Steuerungsgremium mit Vertretern aus ElCom und BFE fest.

Methodik und Szenarien

Die Methodik der vorliegenden Untersuchung entspricht den vorangegangenen Analysen zur Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz, welche die nationale Netzgesellschaft im Auftrag der ElCom in den Jahren 2017, 2018 und 2020 durchführte. Sie baut auf der Methodik des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf.

- Die vorliegende Studie analysiert die Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz im Jahr 2025. Die Annahmen zum Kraftwerkspark und zum Verbrauch sind weitestgehend dieselben wie in der *Frontier-Studie* «Stromzusammenarbeit CH-EU», welche sich für das europäische Ausland auf das Szenario «National Trends 2025» der Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) der ENTSO-E stützt. Die Annahmen in der *Frontier Studie* für den Verbrauch in der Schweiz im Jahr 2025 orientierten sich an den Annahmen der Energiestrategie 2050 (Szenario «Neue Energiepolitik» [NEP], Ausgabe 2013). Die *Frontier-Studie* analysiert die Versorgungssituation im Jahr 2025.
- Die Annahmen zu den thermischen, Solar- und Windkapazitäten in der Schweiz und ihren Nachbarzonen Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Italien und Österreich wurden für die vorliegende Studie auf Basis der Annahmen im European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2022 aktualisiert.
- Die Analyse verwendet sowohl klimaabhängige Eingangsgrössen wie die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, den Stromverbrauch als auch klimaunabhängige Eingangsgrössen wie ungeplante Kraftwerksausfälle. Diese werden nach dem Zufallsprinzip so oft miteinander kombiniert, bis ein statistisch belastbares Ergebnis vorliegt. Jede einzelne Simulation besteht jeweils aus einem von 35 verfügbaren Klimajahren für die klimaabhängigen Eingangsgrössen und einer zufälligen Ausfallkombination für die ungeplanten Kraftwerksausfälle. Jedes Klimajahr wird nach dem Zufallsprinzip so oft mit einer aus 10'000 möglichen Ausfallkombinationen verknüpft, bis die Ergebnisse statistisch konvergieren. Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist der Anteil des Verbrauchs in einer betrachteten Periode, die nicht durch entsprechende inländische Produktion oder Importe gedeckt werden kann (Energy not served – «ENS»).

Des Weiteren wurden für die Simulationen in Abstimmung mit dem Auftraggeber der Studie folgende Annahmen getroffen:

- Regelreserven: Die von Wasserkraftwerken vorgehaltene Regelleistung wird von der verfügbaren Erzeugungsleistung abgezogen. D.h. die durchschnittlich in der Schweiz vorgehaltene Regelleistung in Höhe von 869 MW gilt als nicht verfügbare Produktionskapazität. Zusätzlich folgt die Dimensionierung der Regelleistung in der Schweiz den historischen Aktivierungen, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelleistung in Höhe von 400 GWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.

- Grenzkapazitäten: Die Grenzkapazitäten basieren auf den von Frontier Economics ermittelten Werten des «Szenarios 1 – Keine Kooperation¹» aus der *Frontier Studie*. Entsprechend der Annahmen in dieser Studie wurden darauf basierend geringe Aktualisierungen vorgenommen. Details dazu finden sich in Abschnitt 3.4.

Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf historischen Wahrscheinlichkeiten je Kraftwerkstyp modelliert. Unterschiedliche Verbrauchssituationen werden durch die verschiedenen Klimajahre berücksichtigt. Alle Szenarien unterstellen, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind, keine Exportrestriktionen eingeführt und Angebot und Verbrauch nicht zentral gelenkt werden.

Ergebnisse

Zentrales Ergebnis der Simulationen ist die *Energy Not Served (ENS)*. Die ENS, ausgewiesen in GWh, ist die Verbrauchsmenge, die im betrachteten Zeitraum von Januar bis Dezember 2025 nicht gedeckt werden kann. Die Simulationen zeigen folgende Ergebnisse:

- Im Referenzszenario steht – trotz der getroffenen Annahmen (geringe Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke in den Wintermonaten, nahezu keine Grenzkapazitäten an der italienischen Grenze, deutliche reduzierte Grenzkapazitäten an der deutschen, österreichischen und französischen Grenze, hoher Energiebedarf für internationalen Redispatch) – in sämtlichen Simulationen in jeder Stunde im Jahr 2025 ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage zur Verfügung. Voraussetzung hierfür ist, dass in Europa weiterhin ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist. Details finden sich im Abschnitt 4.14.1.
- Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz und den umliegenden Nachbarzonen trägt insbesondere in den späten Wintermonaten maßgeblich zur Verbesserung der Versorgungssituation in der Schweiz bei.
- Im Sinne eines Stressszenarios wurde das Referenzszenario dahingehend verschärft, als dass seitens des Auftraggebers angenommen wurde, dass im Jahr 2025 weiterhin eine europaweit eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit herrscht, aufgrund derer die Stromproduktion aus Erdgas, abgestuft nach der Abhängigkeit von russischem Gas, europaweit durchschnittlich um ca. 15% eingeschränkt ist. In einem solchen (Stress-)Szenario tritt in 39 von 1'575 Simulationen (2.5%) in der Schweiz ENS auf. In 1% der betrachteten Simulationen übersteigt die ENS einen durchschnittlichen Schweizer Wintertagesverbrauch (d.h. ENS grösser als 170 GWh). In den meisten Simulationen (97.5%), tritt in diesem Szenario hingegen keine Knappheitssituation in der Schweiz auf.
- Eine Detailstudie auf Basis des Worst Case für die Schweiz (d.h. jener Simulation mit der höchsten ENS) im Szenario mit eingeschränkter Gas-Verfügbarkeit zeigt, dass Spitzenlast-Gaskraftwerke einen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit in diesem Worst Case leisten. Allerdings hängt die Höhe des Beitrags sehr von der Betriebsweise ab. Gaskraftwerke mit einer Leistung von beispielsweise insgesamt 400 MW reduzieren die im untersuchten Worst Case auftretende ENS von 542 GWh auf 397 GWh, wenn sie kurativ, d.h. bei Eintreten von ENS eingesetzt werden. Dieselben Kraftwerke kompensieren die im Worst Case auftretende ENS mittels eines präventiven Einsatzes vollständig. Dazu benötigen sie jedoch eine präventive Einsatzzeit von 7 Wochen (vor Eintritt von ENS)². Sie produzieren dabei ca. 600 GWh Strom (Auslastung: 89%), meist unter Volllast.
- Wird im Worst Case für die Schweiz im Szenario mit eingeschränkter Gas-Verfügbarkeit zusätzlich der dauerhafte Ausfall des Kernkraftwerks Beznau 1 in den Wintermonaten Januar bis einschliesslich April

¹ Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der ElCom 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

² Gem. den aktuellen Bestimmungen der Winterreserveverordnung ist ein präventiver Einsatz der ergänzenden Reserve nicht vorgesehen.

angenommen, steigt die ENS signifikant von 542 GWh auf 1'299 GWh pro Jahr an. Dies entspricht einem Anstieg von ungefähr 3 auf etwa 7.5 Wintertagesverbräuchen in der Schweiz.

- In der vorliegenden Studie wurde der Bedarf für internationalen Redispatch aus der *Frontier Studie* (Szenario «S1 mod³») in Höhe von 4.2 TWh gemäss den Berechnungen von Frontier Economics übernommen. Die dafür benötigte Redispatch-Energie wird entsprechend von der für die Schweiz verfügbaren Energiemenge in Abzug gebracht. Im Fall einer Halbierung des angenommenen internationalen Redispatch-Volumens von 4.2 TWh auf 2.1 TWh reduziert sich die ENS im Worst Case von 542 GWh auf 113 GWh pro Jahr (auf ungefähr 2/3 eines durchschnittlichen Wintertagesverbrauchs).

Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse

- Die aktuellen Entwicklungen bei der technischen Integration der Schweiz in Europa, wie zum Beispiel bei den Kapazitätsberechnungsmethoden an der italienischen Nordgrenze oder bei der flussbasierten Marktkopplung der CORE-Region, lassen aus heutiger Sicht darauf schließen, dass die Annahmen in der vorliegenden Studie über die Grenzkapazitäten der Schweiz (und damit der Möglichkeiten zum Import) im Jahr 2025 (insbesondere an der italienischen Grenze) sehr restriktiv sind.
- Für die Abschätzung möglicher Auswirkungen einer europaweit eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit auf die Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz im Jahr 2025 müssen seitens des Auftraggebers der Studie viele Annahmen über die Entwicklung bedeutender Einflussfaktoren getroffen werden (z.B. Gas-Verfügbarkeit nicht-russischer Anbieter, Substitutionsmöglichkeiten durch Flüssigerdgas, Entwicklung der Gas- sowie Stromnachfrage vor dem Hintergrund politischer Eingriffe). Die Ergebnisse der vorliegenden Studie sind somit stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren.
- Der in der Detailstudie betrachtete Worst Case (siehe Abschnitt 4.3) ist keine getroffene Annahme, sondern **ein einzelnes Ergebnis** aus 1'575 Monte-Carlo Ziehungen. Das Ergebnis des Worst Case ist somit modellgetrieben und ergibt sich aus den hinterlegten Wahrscheinlichkeiten von unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen. Für eine andere Simulation können die Ergebnisse in Abschnitt 4.3 abweichen.
- Bei der vorliegenden Einschätzung des ENS-Risikos werden die Regelreserven der TSOs nicht zur Deckung des Verbrauchs eingesetzt. Es wird – wie bei den Berechnungen der ENTSO-E – angenommen, dass die Regelreserven (Leistung und Energie) nur für die Gewährleistung des sicheren Systembetriebs zur Verfügung stehen.
- Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die historische Klimadaten zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abbilden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1983-2016 enthalten⁴) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene.
- Nicht enthalten in den Simulationen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (z.B. Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Prognosefehlern oder dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die in den Szenarien nicht explizit berücksichtigt sind).
- Die meisten Länder sind als eine Marktzone modelliert. Da die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten in den Analysen auf fix definierten Austauschkapazitäten (NTCs) basieren, sind landesinterne Netzengpässe nur implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Die zunehmende flussbasierte Marktkopplung (FBMC), wie sie in Europa bereits grösstenteils implementiert ist, wird in der Studie nicht explizit modelliert. Jedoch basieren die durch Frontier Economics in der *Frontier Studie* ermittelten

³ Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der ElCom 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

⁴ Wie beispielsweise die Hitzeperiode im Jahr 2003.

Grenzkapazitäten und das internationale Redispatch-Volumen auf einer flussbasierten Marktmodellierung.

- Redispatch und tiefergehende netztechnische Fragen werden in dieser Studie nicht adressiert, d.h. es erfolgen keine Netzberechnungen, inwieweit sich die aus den Marktsimulationen ergebenden Stromflüsse seitens der Übertragungsnetze auch tatsächlich realisieren lassen. Eine Ausnahme davon bildet, wie oben erwähnt, der von Frontier Economics im Zuge der Frontier Studie ermittelte Bedarf an internationalem Redispatch zur Umsetzung der sog. 70%-Regel durch die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber.

1 Allgemeines Vorgehen

1.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) hat eine Abschätzung der Versorgungssicherheit mit Strom im Jahr 2025 durchgeführt. Die dazu notwendigen Simulationen wurden bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid in Auftrag gegeben.

Die nationale Netzgesellschaft sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Sie ist kurzfristig für die gesamte Systemsicherheit («System Security») sowie mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes («Transmission Adequacy») verantwortlich (siehe Abbildung 1). Sie ist weder für die Energieversorgung der Endkundinnen und Endkunden noch für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken («Generation Adequacy») zuständig.

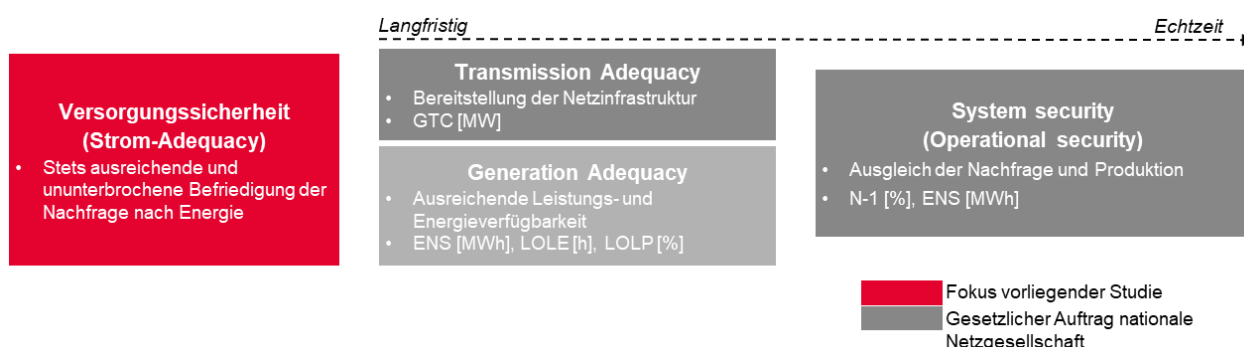


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy

Ziel der durchgeführten Simulationen ist es, auf Basis einer probabilistischen Methode sowie zusätzlich durch das Steuerungsgremium definierten Szenarien die Bandbreite möglicher Entwicklungen und die Wahrscheinlichkeit, dass es im Jahr 2025 zu *Energy Not Served* (ENS) kommen könnte, aufzuzeigen. Konkret wird auf Basis der vom Auftraggeber vorgegebenen Szenarien mittels den von der nationalen Netzgesellschaft durchgeführten Simulationen die Frage beantwortet: «Kommt es in der Schweiz in den definierten Szenarien zu ENS, und wenn ja, können ein oder mehrere Gaskraftwerke den potenziellen Versorgungssicherheits-Engpass in der Schweiz lösen?». Die detaillierten Vorgaben für die Durchführung der Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat das Steuerungsgremium bestehend aus Vertretern von BFE und ElCom festgelegt (siehe Übersicht in Abschnitt 3).



Abbildung 2: Governance der vorliegenden Strom-Adequacy Studie

Die Methodik basiert auf dem European Resource Adequacy Assessment, und die Datengrundlage der Simulationen basieren auf dem Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Über die Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) hinaus, aus welcher ein Grossteil der Daten in den vorliegenden Simulationen stammt, werden zusätzliche aktuelle Entwicklungen in folgenden Aspekten berücksichtigt:

- Änderung der installierten KW-Kapazitäten (siehe Abschnitt 3.1)
- Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe (siehe Abschnitt 3.4)
- Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (siehe Abschnitt 3.5)

Ein breites Spektrum an Klimabedingungen, Kraftwerksausfällen und Importverfügbarkeiten ist Teil dieser Simulationen. Dennoch sind hinsichtlich der Aussagekraft und Belastbarkeit der Ergebnisse die folgenden Einschränkungen zu machen:

- Die hier vorgestellten Simulationen decken «nur» Situationen ab, die durch Annahmen zu Klimajahren sowie zu Wind-/Wasserjahren abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene (sofern diese nicht in den Klimadaten 1982-2016 enthalten sind).
- Die Simulationen berücksichtigen keine Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem Kapazitäts- oder Energiemangel wie bspw. Netzversagen auf Übertragungs- und/oder Verteilnetzebene (z.B. Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Prognosefehlern oder dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, sofern in den Stressszenarien nicht explizit berücksichtigt).
- Die meisten Länder sind als eine Zone modelliert. Da die Analysen auf Net Transfer Capacities (NTC) basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe nur implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Die heute zwischen einigen Zonen angewendete flussbasierte Marktkopplung ist in den vorliegenden Simulationen nicht berücksichtigt.
- Grundsätzliche Annahme der Studie ist, dass im Jahr 2025 in Europa ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist, d.h. es wird davon ausgegangen, dass keine Exportrestriktionen eingeführt werden.

1.1 Aufbau des technischen Berichts

Der technische Bericht ist wie folgt strukturiert:

- **Methodik zur Analyse der Strom-Adequacy:** In **Abschnitt 2** werden das Vorgehen sowie die verwendeten Werkzeuge und Kennzahlen der Analyse skizziert. Wichtigste Kennzahl ist die «Energy Not Served» (ENS) in GWh/a, d.h. diejenige jährliche Energiemenge, die zur Deckung des Verbrauchs fehlt.
- **Annahmen für die Simulationen (Abschnitt 3):** Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem im Jahr 2025 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, zur Stromnachfrage, zu verfügbaren NTCs und Brennstoff- sowie CO₂-Preisen.
- **Ergebnisse der Simulationen und technische Interpretation (Abschnitt 4):** Die Interpretation zur Versorgungssicherheit mit Strom im Jahr 2025 beinhaltet sowohl die Schweiz als auch die regionale Perspektive (Schweiz als Teil des europäischen Stromsystems).

2 Methodik

Ziel der Simulationen ist die Abschätzung des Risikos vom Auftreten von ENS in der Schweiz im Jahr 2025. Die Simulationen umfassen einen Vergleich von Angebot und Nachfrage, die auch ungünstige Kombinationen aus hoher Nachfrage (z.B. Stunde an einem kalten Wintertag) und geringem Angebot (geringe Einspeisung aus Photovoltaik und/oder Wind bei zeitgleichem Kraftwerksausfall) beinhaltet. Sie berücksichtigen Stresssituationen, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag oder extreme Kälteperioden). Das Steuerungsgremium bestehend aus Vertretern von BFE und ElCom hat Szenarien für das Jahr 2025 definiert (siehe Abschnitt 3). Die Simulationen verwenden sowohl klimaabhängige als auch klimaunabhängige Eingangsgrössen, wobei letztere teilweise Zufallsvariablen sind. Abbildung 3 zeigt das Vorgehen im Überblick. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Eingangsgrössen, die Simulationen und die Art der Ergebnisse näher. Die Ziffern bezeichnen die jeweiligen Abschnitte.

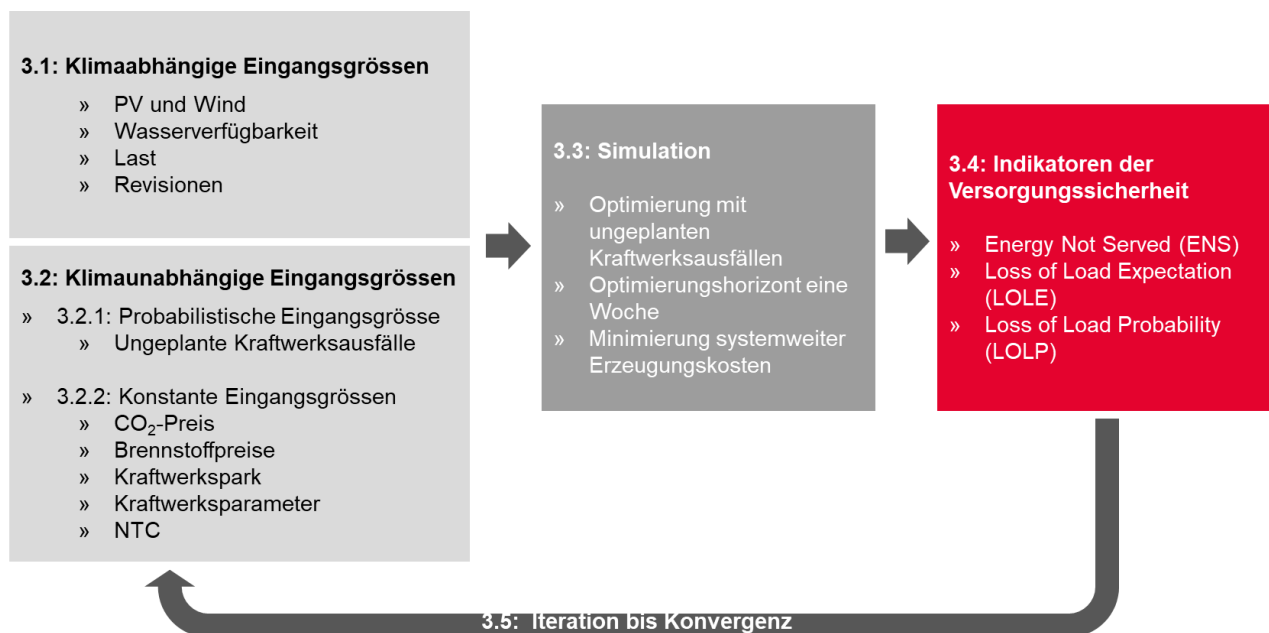


Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick

Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, der den jeweiligen Schritt näher beschreibt.

Abbildung 4 zeigt den expliziten Zusammenhang zwischen den vom Klima abhängigen bzw. unabhängigen Eingangsgrössen. Klimaabhängige Eingangsgrössen liegen für 35 verschiedene Klimajahre vor. Jede Iteration simuliert eine Kombination aus Klimajahr und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Jede der 10'000 möglichen ungeplanten Ausfallkombinationen ist gleich wahrscheinlich (Gleichverteilung) und kann auch mehrmals auftreten. Wie oft jedes der 35 Klimajahre simuliert wird, hängt von der Konvergenz ab (siehe Abschnitt 2.5), die nach N Iterationen erreicht wird. Ist N beispielsweise 700, wird jedes Klimajahr 20-mal simuliert ($700/35 = 20$).

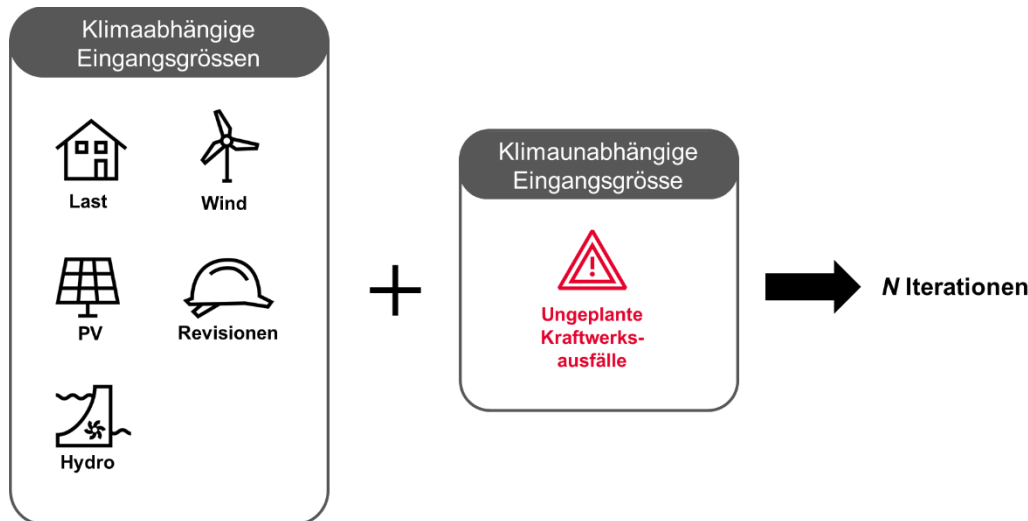


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrössen

Das gewählte Klimajahr definiert für die jeweilige Iteration die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last und die Wasserverfügbarkeit in jeder Marktzone. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils zu Schwachlastzeiten stattfinden. Einzelne TSOs haben explizite Revisionspläne zur Verfügung gestellt, welche die im Optimierungstool stattfindende Revisionsplanung je nach Angabe des betreffenden TSO entweder ersetzt oder ergänzt.

2.1 Klimaabhängige Eingangsgrössen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielt das Angebot aus Wind und Photovoltaik eine grosse Rolle für die Strom-Adequacy. Eine kritische Situation kann sich beispielsweise ergeben, wenn bei hoher Stromnachfrage (z.B. kalter Wintertag) zeitgleich die europaweite Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

Datenquelle für alle klimaabhängigen Eingangsgrössen ist die *Pan European Climate Database 3.0 (PECD 3.0)*. Diese enthält für die Klimajahre 1982 bis 2016 stündliche Zeitreihen für die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Wasserverfügbarkeit sowie für die Last. Die Zeitreihen basieren auf historischen Klimadaten wie Temperatur, Globalstrahlung, Niederschlag und Windgeschwindigkeiten.

Stromnachfrage

Die stündlichen Lastprofile entstammen einer Prognosemethode der ENTSO-E (Abbildung 5). Diese erstellt Lastprofile auf der Grundlage historischer Daten (u.a. historische Lastprofile, Temperatur) und unter Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen wie z.B. die Anzahl Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge.⁵ Ziel der Methode ist es, durch die Berücksichtigung des Klimas und der Entwicklung neuer Technologien zu fundierten Prognosen für Lastprofilen zu kommen.

⁵ Anhang 3 des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) 2021 beschreibt ab Seite 30 die Methode des Prognosemodells.

Im ersten Schritt erfolgt mittels eines reduzierten Datensatzes aus historischen Lastprofilen und Klimadaten das Training des Prognosemodells. Ziel ist es dabei, jenes Modell zu finden, welches den Zusammenhang zwischen beobachtetem Verbrauch und Klima bestmöglich beschreibt und somit die beste Replikation der historischen Lastkurven erzeugt.

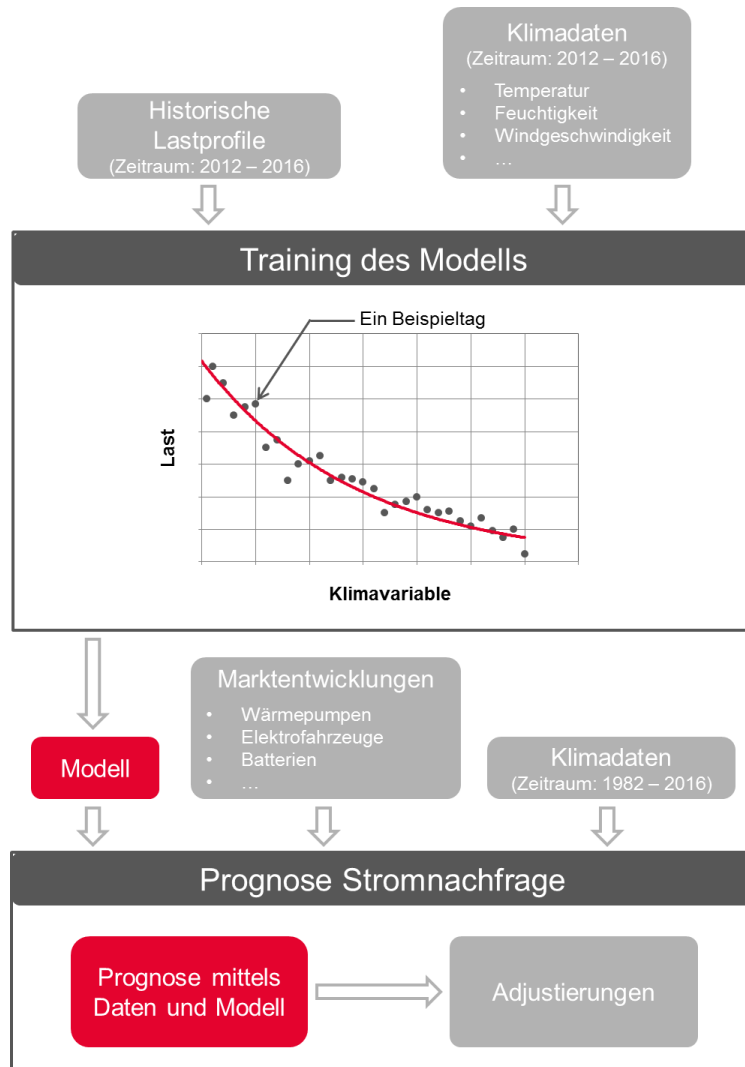


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

Im zweiten Schritt erfolgt die Prognose der stündlichen Lastprofile unter der Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen. Das trainierte Modell verwendet für die Prognose neben dem vollständigen Klimadatensatz der *PECD 3.0* auch Angaben zu der Anzahl an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Letztere fließen als Ladekurven für Elektrofahrzeuge bzw. als Lastprofile für Wärmepumpen in die Prognose ein. Abschliessend lassen sich weitere Auswirkungen auf die Stromnachfrage mittels Adjustierung berücksichtigen. Aus dem Prognosemodell resultieren klimaspezifische Lastprofile in stündlicher Auflösung für alle 34 Klimajahre.

Die Simulation berücksichtigt auch den Einfluss von Demand-Side-Management (DSM). Die entsprechenden Annahmen zu den gebotenen Mengen und Preisen stammen aus der PEMMDB. Die Umsetzung im Modell findet mittels zusätzlicher Erzeugungseinheiten statt, die im Falle eines Einsatzes (wenn der

Marktpreis den gebotenen Preis erreicht) die Last reduzieren.⁶ Für die Schweiz existiert keine Nachfrageflexibilität im Modell.

Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft

Aus den historischen Globalstrahlungsdaten und technischen Parametern wie z.B. Ausrichtung und Neigungswinkel approximiert die *PECD 3.0* die Einspeisung aus Photovoltaik. Aus den historischen Windgeschwindigkeitsdaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine detaillierte Beschreibung der Daten und der Methodologie der *PECD 3.0* findet sich im Anhang 3 des ERAA 2021 ab Seite 31.⁷

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen beispielhaft die Produktion aus Windkraft und Photovoltaik pro MW installierter Leistung für das hydrologische Jahr vom Oktober 2010 bis September 2011, jeweils im Jahresverlauf und für einen einzelnen Tag. Da die Modellierung einen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor für die gesamte Schweiz vorsieht, schwankt dieser weniger als bei einer regionalen Betrachtung. So liegt der PV-Kapazitätsfaktor, das heisst der produzierende Anteil der installierten Leistung, selten über 50%.

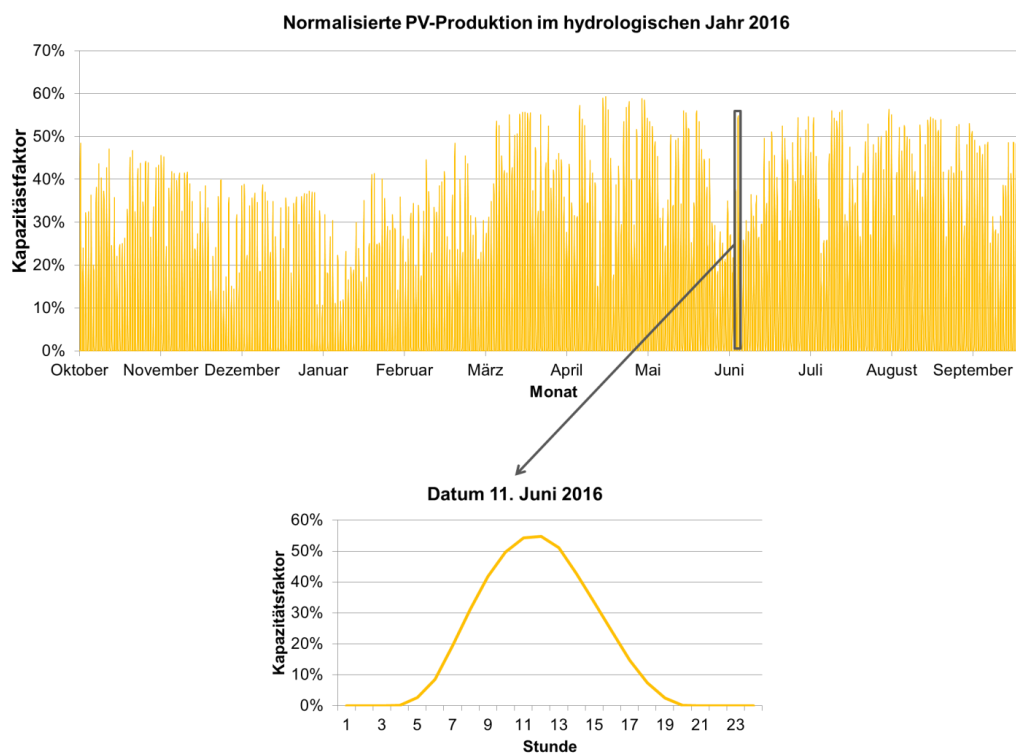


Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik

Darstellung für die normalisierte tägliche Photovoltaik-Produktion im Jahresverlauf (Oktober 2015 - September 2016) und an dem Sommertag 11. Juni 2016.

⁶ Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im Anhang 3 auf Seite 13 des ERAA 2021. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>

⁷ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>

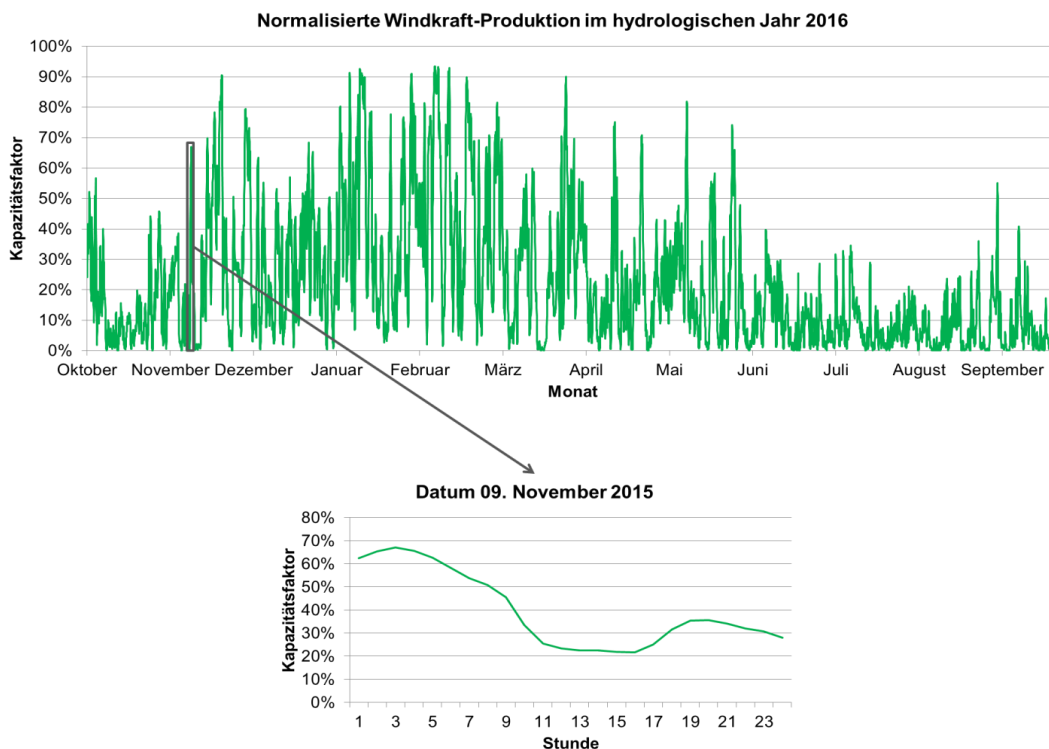


Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft

Darstellung für die normalisierte tägliche Windkraft-Produktion im Jahresverlauf (Oktober 2015 - September 2016) und an dem Wintertag 09. November 2015.

Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage sowie der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klima auch die Wasserverfügbarkeit, welche für die Strom-Adequacy insbesondere in der Schweiz eine wichtige Rolle spielt. Die installierte Leistung von Wasserkraftwerken, die deutlich über der Schweizer Spitzenlast liegt, erscheint zwar auskömmlich. Trotzdem ist nicht notwendigerweise gesichert, dass die Kraftwerke in Zeiten hoher Stromnachfrage über einen ausreichend langen Zeitraum hinweg produzieren können, denn es muss genügend Wasser zum Betrieb der Anlagen zur Verfügung stehen.

Seit der Version 3.0 enthält die *PECD* auch die Wasserverfügbarkeiten. Die Laufwasserproduktion liegt als Summe der Produktion pro Tag für jedes Klimajahr vor. Für die (Pump-)Speicherproduktion enthält die *PECD* 3.0 wöchentliche Zuflüsse sowie die historischen Pegelstände zu Beginn jeder Woche. Letztere dienen in der Marktsimulation als Orientierungspunkte. Die resultierende Produktion innerhalb einer Woche sowie die Pumpenergie sind ein Ergebnis der Marktsimulation, die einen wöchentlichen Optimierungshorizont verwendet (siehe Abschnitt 2.3).

Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)

Sofern geplante Kraftwerksrevisionen in der Datenerhebung in der PEMMDB angegeben sind, werden diese in den Simulationen berücksichtigt. Für Kraftwerke ohne vorgegebene Nichtverfügbarkeiten erstellt das für die Analyse verwendete Simulationstool unter Berücksichtigung der Residuallast in einer Region einen Revisionsplan. Das bedeutet, dass während Perioden mit hohem Stromverbrauch keine oder wenige Revisionen geplant werden. Es resultieren somit in der Regel keine Revisionen bei grossen Kraftwerken während der Wintermonate. Dies entspricht der aktuellen Praxis in der Schweiz, keine Revisionen von Kernkraftwerken im Winter zu planen.

Bezüglich der Nichtverfügbarkeiten wird zwischen Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken unterschieden:

- » Wasserkraftwerke sind im Modell zu grösseren Einheiten aggregiert, deshalb werden ihre geplanten Ausserbetriebnahmen nicht explizit modelliert. Die Revisionen werden implizit jedoch berücksichtigt, indem man die historischen Produktionswerte als Basis für die Wasserverfügbarkeit annimmt. Darin sind die historischen Ausserbetriebnahmen enthalten. Ausserdem ist nicht die Leistung der Wasserkraftwerke, sondern die für sie verfügbare Wasser- und damit Energiemenge ein limitierender Faktor für die mögliche Produktion. Dies gilt sowohl für Laufwasser- als auch für Speicherkraftwerke.
- » Die thermischen Kraftwerke werden getrennt nach Brennstoffart modelliert, weshalb ihre geplanten Ausserbetriebnahmen präziser modelliert werden können. Die Revisionen einzelner Blöcke werden auf Basis des Lastprofils und der eingegebenen Nichtverfügbarkeitsrate optimiert. Letztere stammen aus den Nichtverfügbarkeitsmeldungen der Kraftwerksbetreiber⁸. Auf Basis der Daten für die Jahre 2016 bis 2019 beträgt sie für die Schweizer Kernkraftwerke ca. 20% der Zeit im Sommer (April bis September)

2.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen

2.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig «gezogen» (d.h. vom Modell zufällig ausgewählt), bis man davon ausgehen kann, dass genügend Konstellationen vorliegen, um ein Phänomen belastbar beschreiben zu können. Ist das der Fall, spricht man von Konvergenz (siehe Abschnitt 3.5). Die probabilistischen Eingangsgrössen für die Analyse der Strom-Adequacy sind die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle.

Die Analyse berücksichtigt ausschliesslich ungeplante Ausfälle der thermischen Kraftwerke. Ausfälle sind unabhängig vom Klima und erfolgen zufällig auf Basis der eingegebenen Raten für ungeplante Ausfälle (5% bis 10% für thermische Kraftwerke). Eine Rate von 5% bezogen auf ein Jahr bedeutet, dass das Kraftwerk in diesem Jahr in 5% der Zeit ungeplant ausfällt. Die zeitliche Verteilung der Ausfälle auf die einzelnen Kraftwerke wird aus einer Gleichverteilung von 10'000 möglichen Kraftwerksausfallkombinationen zufällig ausgewählt, welche die vorgegebenen Raten für alle modellierten Kraftwerke erfüllen. Ungeplante Ausfälle sind unabhängig von der Revisionsplanung, vom Verbrauch und von den jeweils angenommenen Reduktionen des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien. Daher sind, wie in der Realität, Ausfälle grosser Kraftwerke auch zu Hochlastzeiten, während der geplanten Revision anderer Kraftwerke und auch in Stressszenarien mit anderweitig bereits reduziertem Kraftwerkspark möglich.

Die ungeplanten Ausserbetriebnahmen der Wasserkraftwerke werden nicht probabilistisch modelliert, da sie in den historischen Produktionswerten enthalten sind.

2.2.2 Konstante Eingangsgrössen

Die folgenden Eingangsgrössen definieren den Szenariorahmen und bleiben jeweils für alle Iterationen des Referenzszenarios und der beiden Stressszenarien konstant:

- Installierte Kraftwerksleistung (bis auf die expliziten Annahmen in den jeweiligen Stressszenarien) und technische Parameter
- Annahmen zu den Brennstoff- und CO₂-Preisen
- Annahmen zu den verfügbaren Grenzkapazitäten für Import/Export von Elektrizität (NTC-Annahmen)

⁸ Die Kraftwerksbetreiber senden diese Daten der European Power Exchange (EEX), welche sie an das Transparenz-Portal der ENTSO-E weiterleitet: <https://transparency.entsoe.eu/>

Die angenommenen Parameter für diese konstanten Eingangsgrößen finden sich in Abschnitt 4.

2.3 Simulation

Neben der Versorgungssituation hierzulande (Stromnachfrage und Erzeugungskapazitäten) spielt für das Auftreten von ENS in der Schweiz auch die Situation im gesamteuropäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle. Im Modell wird deshalb die gesamte ENTSO-E-Region modelliert (siehe Abbildung 8).

Die Simulationen erfolgen nach der Konsolidierung und Aufbereitung der Daten mit dem kommerziellen Marktsimulationstool «PowrSym»⁹.

Jede Simulation kombiniert ein Klimajahr mit einer zufällig ausgewählten Kraftwerksausfallsituation. Das gewählte Jahr definiert für jede Marktzone die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last sowie die Wasserverfügbarkeit für die jeweilige Simulation. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils für Schwachlastzeiten geplant werden.



Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau)

Das verwendete Marktmodell ermittelt für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruf im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen

⁹ <http://www.powrsym.com/>

Handelsflüsse zwischen den Marktzone. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen¹⁰ für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Um Aspekten einer langfristigeren Speicherbewirtschaftung Rechnung zu tragen, sind auch Füllstände ausserhalb der historisch beobachteten Spannweite möglich. Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

- **Zielfunktion und Optimierungslogik:** Zielfunktion der Simulationen ist die Minimierung der Systemkosten. Das angewendete Fundamentalmarktmodell unterstellt somit einen perfekten Markt, d.h. das Vorhandensein von Informationssymmetrie bei gleichzeitiger Abwesenheit von Missbrauch oder Marktmacht sowie anderen marktverzerrenden Faktoren. Das Optimierungsmodell entspricht somit am ehesten einer ATC¹¹-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit. Im Rahmen der Adequacy-Analyse minimiert das Modell die ENS-Summe für das System pro Woche.
- **Optimierungshorizont:** Das Modell simuliert jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung, wobei der Optimierungshorizont eine Woche umfasst. Das Modell schaut somit bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes maximal eine Woche in die Zukunft. Ungeplante Kraftwerksausfälle, Einspeisung der erneuerbaren Energien sowie die Lastprofile innerhalb dieser Woche sind beim Start der Optimierung für die jeweilige Woche bekannt. Weiter in der Zukunft liegende Ereignisse sind jedoch nicht bekannt. Vor der wöchentlichen Optimierung erfolgt eine Revisionsplanung (geplante Nichtverfügbarkeiten) basierend auf dem Lastprofil und den angenommenen Raten für geplante Kraftwerksrevisionen.
- **Optimierungsablauf:** Abbildung 9 zeigt den Schritt «Simulation» aus Abbildung 3 im Detail. Die Optimierung erfolgt auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung:
 1. **Optimierung und Berechnung der Revisionsplanung:** Das Modell verteilt die angenommenen Raten für geplante Revisionen optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich zu Schwachlastzeiten stattfinden, was die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass der gesamte Verbrauch gedeckt werden kann. Da Revisionen länger als eine Woche dauern können, betrachtet das Modell in diesem Schritt das gesamte Jahr.
 2. **Ermittlung der Residuallast:** In jeder Woche resultiert die stündliche Residuallast als Differenz der Produktionsprofile der erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) und des Stromverbrauchs.
 3. **Einsatz der thermischen Erzeugungseinheiten:** Dieser folgt dem Prinzip der Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten und resultiert in Grenzkosten für jede Marktzone.
 4. **Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke:** Auf Basis des Ergebnisses aus Schritt 3 wird der Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke optimiert. Grundlage für die Entscheidung zum Pumpen oder Turbinieren sind die in Schritt 3 ermittelten zonalen Grenzkosten. Pumpspeicher pumpen also zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten und turbinieren zu Zeiten höherer Grenzkosten. Das Tool sucht weiterhin die kostenoptimale Deckung der systemweiten Last. Beim Einbezug der Pumpspeicher berücksichtigt es die verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität. Die flussbasierte Marktkopplung wird vereinfacht über NTCs abgebildet. Ebenfalls Eingang in die Pumpspeicheroptimierung finden die hydrologischen Randbedingungen wie Zufluss und Pegelstände, wobei letztere den historischen Rahmen verlassen können. Nach Schritt 4 resultiert der Marktpreis für jede Zone.

¹⁰ Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Pegelstände der Seen.

¹¹ Available Transfer Capacity

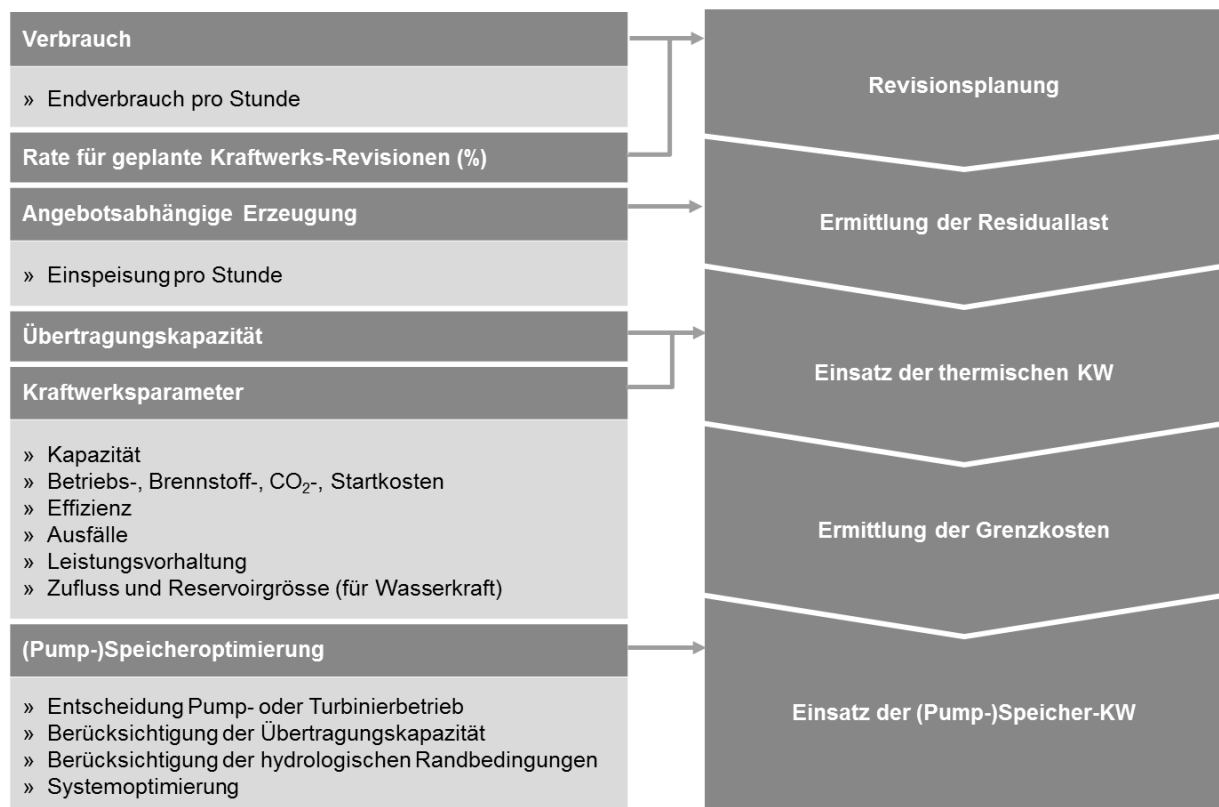


Abbildung 9: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym

Die angebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomasse etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.).

2.4 Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden mit folgenden Indikatoren zusammengefasst:

- **Energy Not Served (ENS)**, auch **Energy Not Supplied** genannt, ist der absolute Wert des erwarteten nicht gedeckten Verbrauchs in der Schweiz in der betrachteten Periode. Alle Ergebnisse basieren auf der Gesamtbetrachtung aller Simulationen. Für jede Stunde resultieren ein Minimum, ein Maximum und ein Mittelwert sowie für die Jahreswerte folgende Kennzahlen:
 - Mittelwert: Durchschnitt über alle Simulationen
 - P50-Wert (50. Perzentil, Median): In 50% aller Simulationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser als der Median.
 - P95-Wert (95. Perzentil): In 95% aller Simulationen ist die ENS-Summe kleiner, und in 5% ist sie grösser als der P95-Wert.
 - In Abschnitt 5 (Ergebnisse) werden neben dem P50- und P95-Wert zum Teil weitere Perzentile ausgewiesen. Die Interpretation der zusätzlichen Perzentile ist dabei analog zum P50 und P95-Wert. Beispielsweise gilt für den P67-Wert, dass in 67% aller Simulationen die ENS-Summe kleiner, und in 33% grösser ist als der P67-Wert.
- **Loss of Load Expectation (LOLE)** bezeichnet die erwartete Anzahl Stunden für die betrachtete Periode, in welchen nicht der gesamte Verbrauch gedeckt werden kann (unabhängig von seiner Höhe). Das heisst, LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines nicht gedeckten Verbrauchs, nicht dessen Umfang. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte der LOLE dieselben Statistiken wie für die ENS (Durchschnittswert, Median, P95-Wert und andere Perzentile).

- **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit, dass der Verbrauch nicht vollständig gedeckt werden kann, ohne den Umfang zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit, dass der Verbrauch in einer gewissen Stunde nicht vollständig gedeckt werden kann, basierend auf den Ergebnissen aller Simulationen.

Das verwendete Modell minimiert die ENS für die betrachtete Periode. Die pro Periode ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis. Dies muss bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden.

Die Verwendung der drei Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Strom-Adequacy.

2.5 Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Simulationen

Eine zentrale Frage bei Monte-Carlo-Simulationen ist die Anzahl an Simulationen, die nötig sind, um eine ausreichende statistische Belastbarkeit zu erreichen. Abbildung 10 zeigt die jährliche ENS im System für das Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit». Der Durchschnitt liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Der gleitende Mittelwert der ENS (rote Linie) ist ab einer hinreichend grossen Anzahl Simulationen auch gegen Ausreisser genügend stabil, so dass man von Konvergenz sprechen kann.

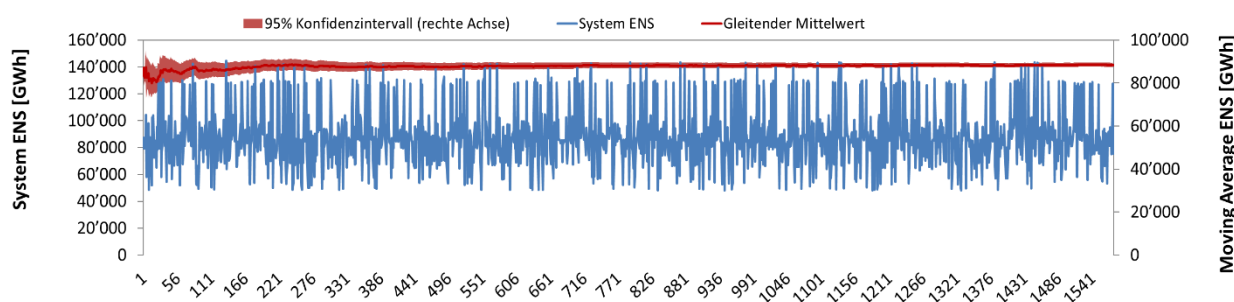


Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»

Die statistischen Annahmen zum Vertrauensintervall von 95% beruhen auf dem *Starken Gesetz der grossen Zahlen* und auf dem *Zentralen Grenzwertsatz*. Sind beide erfüllt, gilt der Fehler zwischen dem beobachteten Mittelwert der systemweiten ENS und ihrem Erwartungswert als normalverteilt. In diesem Fall ist der Fehler ε_N mit der Standardabweichung σ_N in der Simulation N

$$|\varepsilon_N| \leq 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}}.$$

Das Vertrauensintervall mit μ_N als gleitender Mittelwert nach N Simulationen ist

$$\left[\mu_N - 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}}, \mu_N + 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}} \right].$$

Der Fehler ist auf den gleitenden Mittelwert normiert. Er zeigt die einseitige Weite des Vertrauensintervalls. Diese beträgt 1.2% im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit».

3 Definition Referenzszenario und Stressszenario

Die Szenarien der Studie setzen auf das Szenario «S1 mod¹²» (Modifiziertes Szenario 1 – Keine Kooperation) aus der *Frontier Studie* aus dem Jahr 2021 auf. Das für die vorliegende Berechnung aktualisierte Referenzszenario «S1 update» übernimmt die stark eingeschränkten Importkapazitäten aus «S1 mod» der *Frontier Studie* und geht zusätzlich im Winter von einer um die Hälfte (zuvor um ein Drittel) reduzierten Kernkraftwerksleistung in Frankreich aus. Die beiden Schweizer Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 sind im Gegensatz zum Szenario «S1 mod» im Jahr 2025 in Betrieb. Aufgrund des vorhandenen «Gegendrucks» durch Beznau 1 und 2 erhöhen sich die Importkapazitäten an den Grenzen zu Deutschland, Österreich und Frankreich um bis zu 100 MW. Des Weiteren wurden die installierten Kapazitäten der thermischen Kraftwerke sowie die Solar- und Wind-Kapazitäten in den Ländern/Zonen Schweiz, Deutschland/Luxemburg, Österreich, Frankreich und Italien an die Annahmen im ERAA 2022 angepasst und das Volumen der Wasserkraftreserve und die Brennstoffpreise aktualisiert.

Neben dem Referenzszenario «S1 update» umfasst die Analyse ein vom Steuerungsgremium definiertes Stressszenario «S2». Zusätzlich zu den Annahmen im Referenzszenario unterstellt das Stressszenario eine in Europa eingeschränkte Verfügbarkeit von Erdgas für die Energieerzeugung. Es stellt somit einen weitergehenden Stresstest für die Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz vor allem in den Wintermonaten Januar 2025 und April 2025 dar. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Annahmen zu den Szenarien zusammen.¹³

Szenario	Installierte Leistung	Grenzkapazitäten	Brennstoffverfügbarkeit
«S1 update» Referenzszenario	Gemäss Mid-term Adequacy Forecast 2019 und European Resource Adequacy Assessment 2022 Ausfälle in den Wintermonaten (Jan. – April) • 50% des französischen Kernkraftwerksparks	Stark eingeschränkte Grenzkapazitäten in Import- und Exportrichtung	Keine Einschränkungen
«S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit	Analog zum Referenzszenario	Analog zum Referenzszenario	Limitierte Verfügbarkeit von Erdgas für die Energieerzeugung

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien

3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch sind die Annahmen im MAF 2019 (Grundlage ist das «Bottom-up»-Szenario National Trends 2025 der korrespondierenden PEMMDB). Abbildung 11 zeigt die Verbrauchsspanne über die Klimajahre 1982 bis 2016.

¹² Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der ElCom 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

¹³ Bei allen Szenarien gilt die Annahme, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchslenkung in Kraft ist (in der Schweiz erfolgt dies über die «Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen» (OSTRAL)). Die Aktivierung einer solchen obliegt in der Schweiz den Behörden.

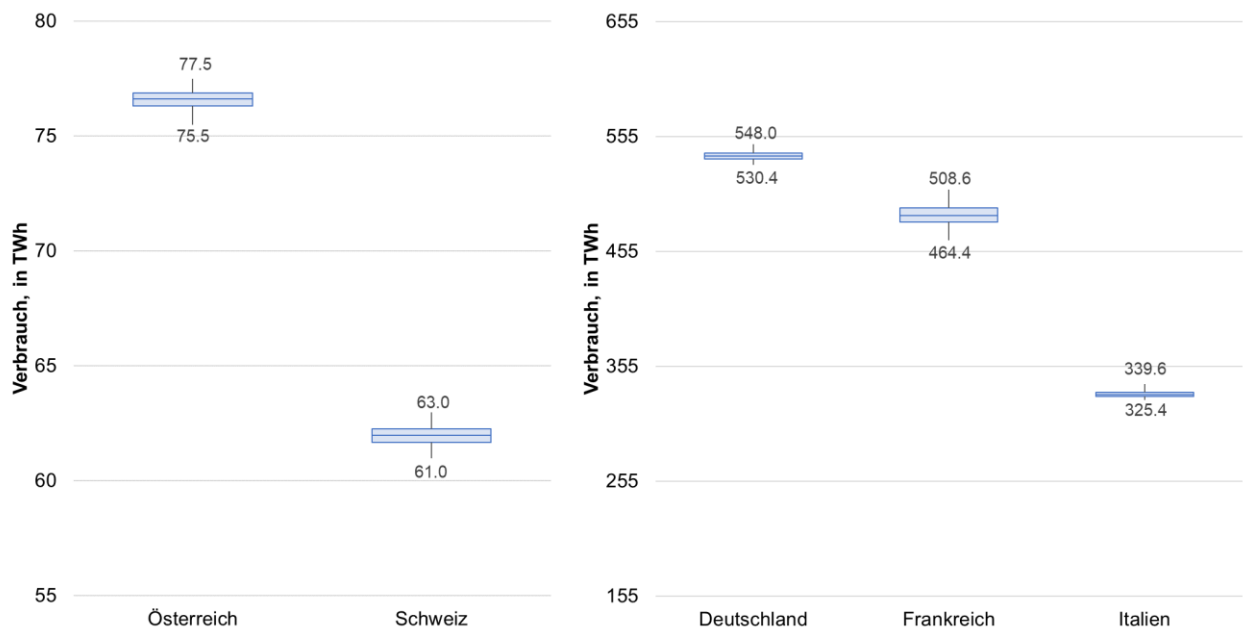


Abbildung 11: Verbrauchsspanne über die Klimajahre 1982 bis 2016

Der Verbrauch fällt je nach Klimajahr und Zeitpunkt unterschiedlich hoch aus, da er vom Temperaturverlauf abhängt. Für einen kaltes Klimajahr (z.B. 1985) beträgt der Schweizer Stromverbrauch aufgrund des temperaturbedingten Anstiegs ca. 63 TWh, während für ein deutlich wärmeres Klimajahr (z.B. 2014) ein Verbrauch von nur 61 TWh resultiert. Die Pumpenergie für Pumpspeicherkraftwerke ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Die Werte aus diesen beiden Jahren stellen den minimalen und maximalen Verbrauch über alle Klimajahre dar. Sie definieren somit die unterstellte Verbrauchsspanne im Jahr 2025. Für die Schweiz beträgt diese ca. 2 TWh bzw. ca. 3% bezogen auf den Minimalwert. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind für andere Länder wie bspw. Frankreich aufgrund der weiten Verbreitung von elektrischen Heizungen grösser.

Datenquelle für die installierten Kapazitäten sind primär die Annahmen im MAF 2019. Für die Schweiz und ihren Nachbarländern wurden die Annahmen zu den thermischen, Solar- und Windkapazitäten auf Basis des ERAA 2022 aktualisiert. Tabelle 2 zeigt die angenommene installierte Nettoleistung in der Schweiz und ihren Nachbarländern im Jahr 2025 unterteilt nach Brennstoffarten.

Installierte Leistung [GW]	Österreich	Schweiz	Deutschland	Frankreich	Italien
Kernkraft	-	2.9	0	61.8	0
Kohle	-	-	21.2	0	4.9
Gas	5.0	-	34.9	12.7	36.8
Öl	0.1	-	1.8	1.6	0.9
Andere Nicht-Erneuerbare	-	0.8	0	0	7.6
Wind	5.0	0.2	78.2	26.0	12.2
Photovoltaik	5.0	6.5	94.4	18.2	34.6
Laufwasser	6.1	4.1	4.0	13.6	5.9
Speicherwasser	6.6	12.1	11.3	11.7	17.9
Andere Erneuerbare	0.6	0.9	7.9	2.5	4.8
Total	28.5	27.5	253.7	148.1	125.6
<i>davon Thermische KW</i>	<i>5.1</i>	<i>3.7</i>	<i>57.9</i>	<i>76.1</i>	<i>50.2</i>
<i>davon Erneuerbare</i>	<i>23.4</i>	<i>23.8</i>	<i>195.8</i>	<i>72.0</i>	<i>75.4</i>

Tabelle 2: Installierte Leistung im Jahr 2025 in der Schweiz und ihren Nachbarländern

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2025 insgesamt 27.6 GW. Die vier Kernkraftwerksblöcke Beznau 1 & 2, Leibstadt und Gösgen sind im Betrieb und die installierte Solarkapazität beträgt 6.5 GW (per Ende 2022 waren in der Schweiz ca. 4.6 GW installiert). Die zusätzlichen Kapazitäten aus der Winterreserve des Bundes wurden für die Simulationen nicht berücksichtigt. Deren möglicher Einsatz wurde im Rahmen einer spezifischen Betrachtung gesondert untersucht (vgl. Abschnitt 4.3). Die Kernkraftwerksleistung in Frankreich ist in den untersuchten Szenarien in den Wintermonaten von Januar bis einschliesslich April sowie von Oktober bis Dezember gemäss den Vorgaben des Steuerungsgremiums um die Hälfte reduziert (siehe Tabelle 1).

Im Szenario «S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit sind die installierten Kern- und Gaskraftwerke analog zum Referenzszenario verfügbar, jedoch führt eine gemäss den Vorgaben des Steuerungsgremiums reduzierte Verfügbarkeit von Erdgas (siehe Abschnitt 3.3), zu einer eingeschränkten Produktion der europäischen Gaskraftwerke.

3.2 Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen

Eine wichtige Rolle für die Marktpreisbildung und die daraus resultierenden internationalen Stromflüsse spielen die kurzfristigen Grenzkosten der installierten Kraftwerke. Diese wiederum basieren auf den Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen. Letztere dienen als Grundlage für die Marktsimulation und basieren auf den Future-Preisen der European Energy Exchange bzw. der International Exchange vom Stichtag 31. März 2023 (Tabelle 3).

Brennstoff / CO ₂	Einheit	Preis
Uran	€ / GJ	0.99
Ölschiefer	€ / GJ	1.62
Braunkohle	€ / GJ	3.80
Steinkohle	€ / GJ	4.04
Schweröl	€ / GJ	11.00
Gas	€ / GJ	12.87
Leichtöl	€ / GJ	13.95
CO ₂	€ / Tonne	98.10

Tabelle 3: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen

Quelle: European Energy Exchange und International Exchange

Diese Annahmen resultieren in der in Abbildung 12 schematisch dargestellten Abrufreihenfolge. Zuerst kommt die Angebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser sowie aus anderen erneuerbaren Energien und anderen nicht erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) zum Einsatz. Diese werden vereinfacht mit Grenzkosten von 0 €/MWh modelliert¹⁴. Das aktuelle Marktumfeld sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke, anschliessend die öl-basierten Technologien und zuletzt die Gaskraftwerke abgerufen werden. Für eine Strom-Adequacy Analyse steht die tatsächliche Höhe der Produktionskosten einer Technologie nicht im Fokus. Doch die daraus resultierende Abrufreihenfolge ist eine energiewirtschaftliche Rahmenbedingung, die unter der Annahme einer eingeschränkten Brennstoffverfügbarkeit wie in der vorliegenden Studie und nicht zuletzt für die resultierenden Stromflüsse eine wichtige Rolle spielt.

¹⁴ Grenzkosten sind jene Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit, z.B. Energie, entstehen. Nicht alle Arten Angebotsabhängiger Erzeugung weisen tatsächlich kurzfristige Grenzkosten von 0 €/MWh auf. Da sie aber Angebotsabhängig einspeisen und nicht marktbasiert, erscheint die Annahme im Rahmen eines Fundamentalmarktmodells gerechtfertigt.

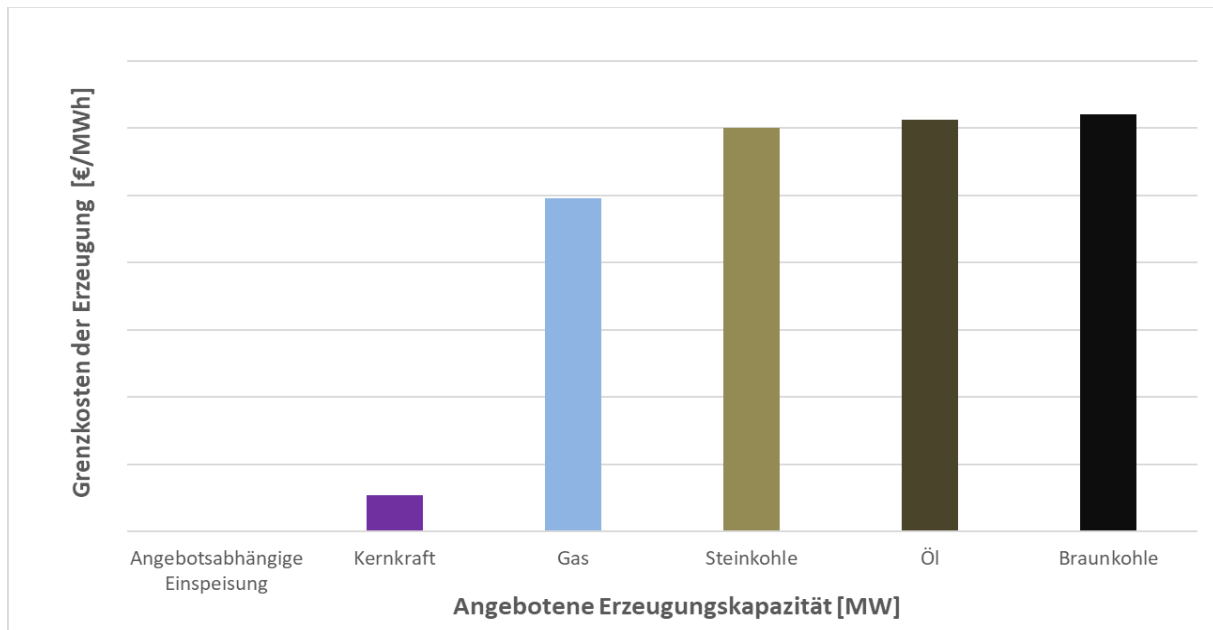


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten

3.3 Annahmen zur Gas-Verfügbarkeit

Basierend auf den Vorgaben des Steuerungsgremiums sollen für das Jahr 2025 die Effekte einer möglichen eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit untersucht werden. Die Auswirkungen einer möglichen eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit auf die Strom-Adequacy in Europa im Jahr 2025 werden durch eine Vielzahl von bedeutenden Faktoren bestimmt (z.B. Gas-Verfügbarkeit nicht-russischer Anbieter, Ausbau der Terminals für Flüssigerdgas sowie Verfügbarkeit von Flüssigerdgas, Entwicklung der Gas- sowie Stromnachfrage vor dem Hintergrund politischer Eingriffe). Mögliche Auswirkungen auf die Strom-Adequacy in der Schweiz lassen sich aus heutiger Sicht daher nur auf Basis von Annahmen über die Entwicklung dieser Faktoren abschätzen. Die Ergebnisse dieser Studie sind somit stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren.

Das Steuerungsgremium traf die Entscheidung, die Annahmen zur Reduktion der zur Verfügung stehenden Erdgasmenge, wie sie in der *Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/2023* angewandt wurden, auch für das Jahr 2025 zu verwenden. Das bedeutet, dass in einem zusätzlichen Szenario «S2» durchschnittlich 15% weniger Erdgas für die Verstromung in Europa im Jahr 2025 zur Verfügung stehen. Darauf basierend wurde pro Land eine prozentuale Reduktion der zur Verfügung stehenden Erdgasmenge hinterlegt.

Die in gezeigte Reduktion des Gesamtverbrauchs an Erdgas pro Land wird im Szenario «S2» auf die Verfügbarkeit von Erdgas angewandt (Abbildung 13). Dabei dient pro Land die Produktion von Strom aus Erdgas im Referenzszenario «S1 update» als Basis. Die mengengewichtete Summe der Reduktion der Erdgasverfügbarkeit für die Stromerzeugung pro Land beträgt in diesem Szenario europaweit etwa 15%. Einen direkten Vergleich der historischen Stromproduktion aus Erdgas mit der im Referenzszenario modellierten Stromproduktion aus Erdgas zeigt Abbildung 15 im Abschnitt 4.2, der die Ergebnisse des Szenarios «S2» beschreibt.

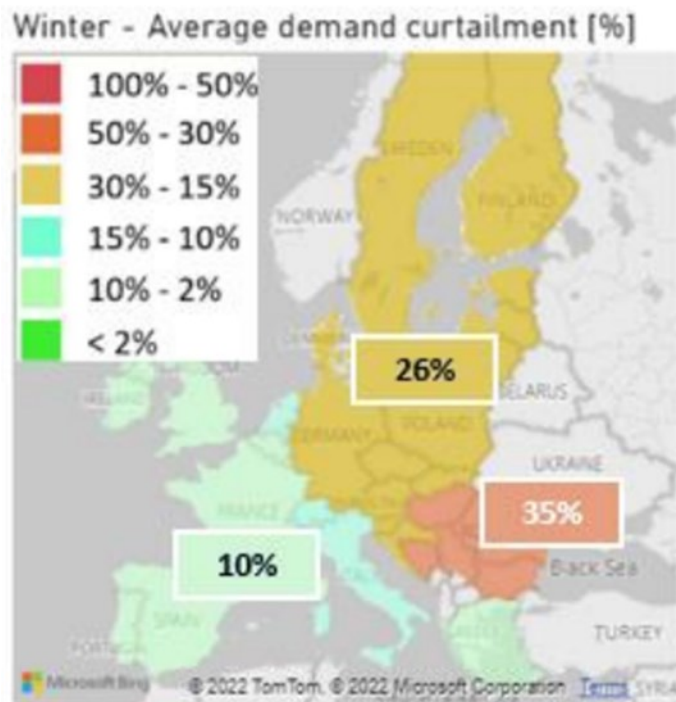


Abbildung 13: Durchschnittliche Gas-Verbrauchsreduktion für bestimmte Ländergruppen.

Quelle: Yearly Outlook 2022/2023 S. 11, Preliminary Results, ENTSO-G.

3.4 Annahmen zu Grenzkapazitäten

Die Grenzkapazitäten basieren auf den Werten aus dem Szenario «S1 mod¹⁵» (Modifiziertes Szenario 1 – Keine Kooperation) aus der *Frontier Studie*. Diese wurden von den Studienautoren unter Berücksichtigung folgender Annahmen festgelegt¹⁶:

- Die Schweizer NTCs wurden so berechnet, dass die benachbarten Regionen die 70%-Regel umsetzen können. Ausgehend von einer Netzkapazität von 100% (F_{max}), einer Sicherheitsmarge von 10% (FRM) und der Bereitstellung von 70% (MCCC+MNCC) für den grenzüberschreitenden europäischen Handel, ergibt sich eine verbleibende Netzkapazität von $100\% - 70\% - 10\% = 20\%$. Für die Schweizer NTC verbleiben damit maximal 20% der Netzkapazität, wenn nicht interne Flüsse oder Loop Flows zu erwarten sind.
- Mögliche Einschränkungen des NTC an der Grenze zu Deutschland bei hoher Belastung des deutschen Übertragungsnetzes, z.B. aufgrund von Starkwind- und Hochlastsituationen, wurden abgebildet.
- Des Weiteren wurde zusätzlich eine Transmission Reliability Margin (TRM) in Abzug gebracht. Die TRM ist eine Sicherheitsmarge in der Kapazitätsberechnung, die auf historisch beobachteten Abweichungen der in den Netzmodellen errechneten Kapazität von der tatsächlich zur Verfügung stehenden Kapazität beruht. Die Reduktion für die TRM beträgt an der Grenze zu Italien 250 MW, und an den drei Nordgrenzen in Summe 500 MW.
- Das Steuerungsgremium legte für die aktuelle Studie zusätzlich fest, dass die beiden Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 sind im Gegensatz zum Szenario «S1 mod» im Jahr 2025 in Betrieb sind. Dadurch kann der NTC in Importrichtung an den Grenzen zu Deutschland, Frankreich und Österreich im Vergleich zu

¹⁵ Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der EICOM 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

¹⁶ Die Frontier-Studie verwendet für die Annahmen zum internationalen Netzausbau den TYNDP 2018 der ENTSO-E für das Zieljahr 2025.

den Annahmen der Frontier Studie jeweils um 100 MW erhöht werden, da auf der 220kV-Netzebene mehr Gegendruck vorhanden ist.

In der vorliegenden Studie ist das gesamteuropäische Stromsystem ausschliesslich über NTC-Werte miteinander verbunden. Dies gilt ebenfalls für die Zonen der CORE-Region¹⁷, in denen in der Realität die Grenzkapazitäten per flussbasierter Marktkoppelung (FBMC) bestimmt werden.¹⁸ Netzengpässe sind durch die NTC-Werte an den Grenzen jeder Marktzone implizit berücksichtigt.

Abbildung 14 zeigt die verwendeten Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern (in rot) und stellt sie den gegenwärtigen Übertragungskapazitäten zwischen Januar und April 2023 (in grün) gegenüber. Das als Basis hinterlegte «Modifizierte Szenario 1 – Keine Kooperation» beschränkt durch die tiefen NTCs den Handel mit der Schweiz drastisch. Die Werte gelten für beide untersuchte Szenarien mit Ausnahme der Sensitivität «S2 Worst Case Beznau 1». In dieser Sensitivität wird aufgrund des Ausfalls des Kernkraftwerks Beznau 1 von Januar bis einschliesslich April der NTC in Importrichtung an der Nordgrenze um 50 MW pro Grenze verringert.

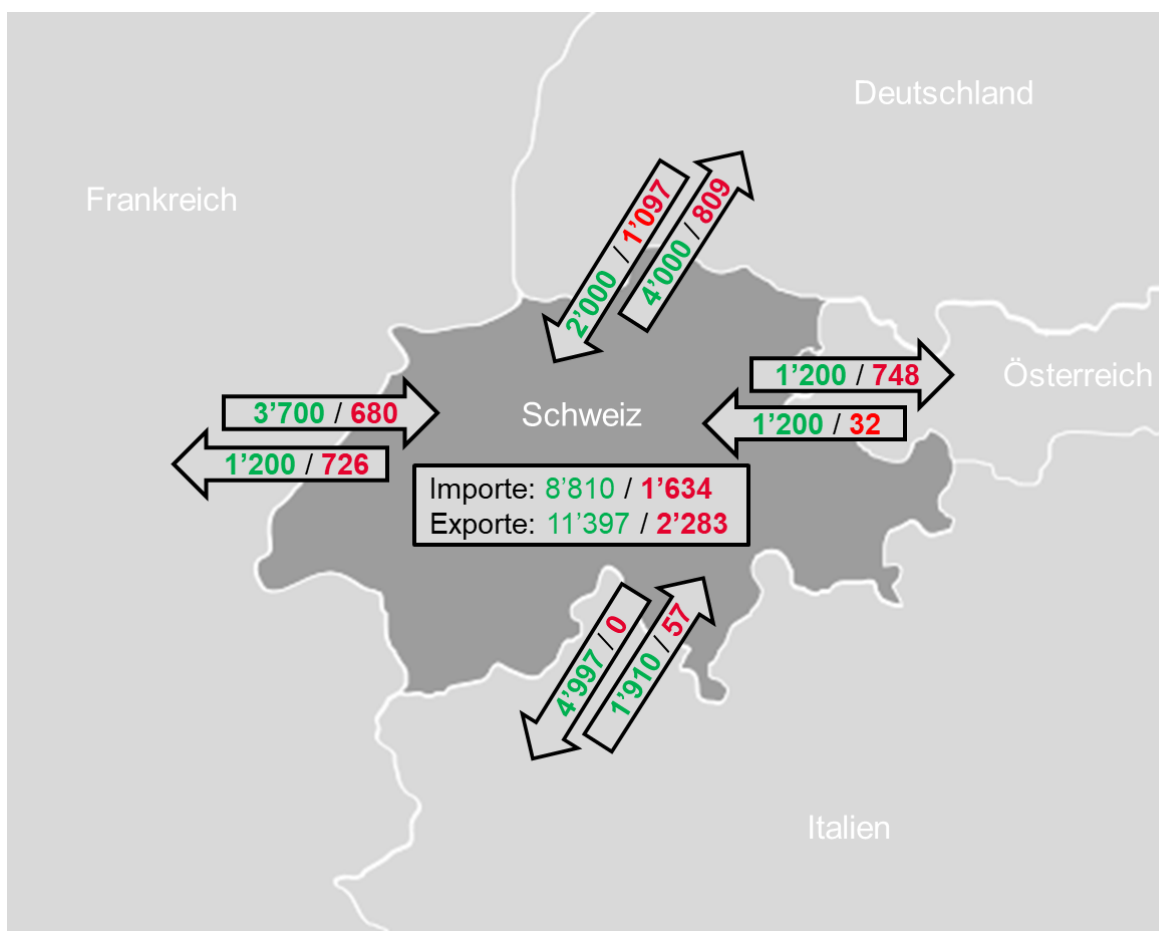


Abbildung 14: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

¹⁷ Seit dem 08. Juni 2022 besteht die flussbasierte Marktkoppelung innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion CORE. Die Region besteht aus den Grenzen der Gebotszonen folgender EU-Mitgliedsstaaten: Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik und Ungarn,

¹⁸ FBMC berücksichtigt kritische Netzelemente und ihren Effekt auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität über Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Auch die Umsetzung der 70% minRAM-Vorgabe des Clean Energy Packages (CEP) ist ein wichtiger Parameter von FBMC-Simulationen.

Grün: Gegenwärtige Day-Ahead Maximalwerte zwischen Januar und April 2023. Die Maximalwerte werden nicht immer erreicht, wie man an den NTC-Veröffentlichungen sehen kann: <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/congestion-mgmt/ntc.html>. Rot: Verwendete Übertragungskapazitäten im Modell.

3.5 Regelreserven

Der primäre Zweck von Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Verbrauch. Im Sinne eines konservativen Ansatzes nimmt die Modellierung an, dass positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) in der Methodik der Adequacy-Analyse nicht zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung steht.

Das Modell setzt dies in Anlehnung an die ERAA – Methodologie folgendermassen um:

- Vorgehaltene Primär- und Sekundärregelleistung vermindern a priori die angenommene installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie und stehen somit nicht zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung.
- Tertiärregelleistung wird je nach Angabe des Übertragungsnetzbetreibers entweder als Band zur Last addiert oder von der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie subtrahiert.
- Für die Schweiz wird die Regelleistung von der verfügbaren Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Die durchschnittlich vorgehaltene Regelleistungsreserve beträgt 869 MW. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 400 GWh pro Jahr reduziert.

4 Ergebnisse und technische Interpretation

Tabelle 4 zeigt die Jahressumme der Energy Not Served (ENS) für die Schweiz. Für jedes Szenario resultiert aus allen Simulationen jeweils ein Mittelwert, ein Median, ein P95-Wert und ein Max-Wert (siehe Abschnitt 2.4). Wichtig für die Interpretation der Resultate ist, dass das verwendete Modell jeweils die ENS pro Woche minimiert. Innerhalb einer Woche besteht also komplette Vorhersagbarkeit (*Perfect Foresight*), und das Modell sucht nach dem systemweit kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz. Es handelt sich somit um eine Systemoptimierung, also auch um eine Minimierung der ENS für das gesamte betrachtete System, und nicht für einzelne Länder (siehe Abschnitt 2.3). Was in der nächsten Woche passiert, sieht das Modell nicht, die Ergebnisse der vergangenen Woche beeinflussen aber die kommende Woche, beispielsweise über den resultierenden Füllstand in den Speicherseen.

Szenario	ENS: Summe im Betrachtungszeitraum				ENS/h	Anzahl Simulationen von 1'575 mit ENS in CH
	Ober-Median	Mittelwert	P95	Max	Max	
	GWh	GWh	GWh	GWh	MW/h	Absolut (relativ)
«S1 update» Referenzszenario	0	0	0	0	0	0
«S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit	0	3	0	542	5'079	39 (2.5%)

Tabelle 4: Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien.

Zur Definition des Medians und der P95-Werte siehe Abschnitt 2.4.

Die ausgewiesene ENS für die betrachtete Zeitperiode ist die Summe der einzelnen Wochen. Nur das Szenario «S2» führt in einigen wenigen Simulationen (39 von 1'575) zum Eintreten von ENS für die Schweiz. Aufgrund der sehr geringen Häufigkeit tritt auch im 95. Perzentil, d.h. in 1'496 von 1'575 Simulationen, keine ENS auf. Im Maximum (P100-Wert) beträgt die ENS 542 GWh, resp. etwas mehr als das Dreifache eines typischen Tagesverbrauchs im Winter (ca. 170 GWh). Die maximale ENS pro Stunde aus allen 1'575 Simulationen beträgt etwas mehr als 5 GW/h.

Szenario	LOLE			
	Ober-Median	Mittelwert	P95	Max
	h	h	h	h
«S1 update» Referenzszenario	0	0	0	0
«S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit	0	2	0	227

Tabelle 5: Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien

Zur Definition des Medians und der P95-Werte siehe Abschnitt 2.4.

Die Werte für die LOLE (Anzahl Stunden pro Jahr, in denen ENS auftritt) in Tabelle 5 verhalten sich ähnlich zur beobachteten ENS. Im Maximum beträgt die LOLE 227 Stunden. Wichtig hierbei ist, dass die LOLE keine Aussage über die Verteilung und die Höhe des nicht gedeckten Verbrauchs trifft. Beispielsweise bedeuten 227 Stunden nur, dass in 227 Stunden (also in knapp 1.5 Wochen) des beobachteten Zeitraums die Nachfrage in der Schweiz nicht vollständig gedeckt werden kann. Ob diese 227 Stunden sukzessive auftreten oder vereinzelt, und welcher Teil der Nachfrage nicht gedeckt werden kann, zeigt der weiter unten folgende Abschnitt zum Szenario «S2».

4.1 «S1 update» Referenzszenario

Im Referenzszenario «S1 update» kommt es trotz der getroffenen Annahmen - insbesondere hinsichtlich der um die Hälfte reduzierten Verfügbarkeit der französischen Kraftwerke - nicht zu ENS in der Schweiz. Die Gründe hierfür sind unter anderem:

- Die Schweizer Kernkraftwerke Gösgen, Leibstadt und Beznau 1 und 2 sind am Netz und grösstenteils verfügbar.
- Der Zubau an installierten Solar-Kapazitäten in der Schweiz bis 2025 wirkt den stark eingeschränkten Importkapazitäten entgegen und leistet vor allem in den kritischen Monaten März und April einen positiven Beitrag zur Stromversorgung in der Schweiz.
- Der Wasserkraftwerkspark als wichtige Komponente der Schweizer Stromversorgung steht grundsätzlich vollumfänglich zur Verfügung.
- Die angenommene Verfügbarkeit der KKW in Frankreich von 50% in den Wintermonaten Januar bis einschliesslich April führt regional vereinzelt zu Herausforderungen. Allfällige Knappheitssituation wirken sich aber nicht auf die Schweiz aus, weil die Wasserkraft kurzfristige Engpässe überbrücken kann.
- Da im Referenzszenario keine Brennstoffknappheit unterstellt ist, kann die zur Verfügung gestellte Importkapazität (insbesondere aus Deutschland) auch weitestgehend genutzt werden.

4.2 Szenario «S2» Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit

Im Szenario «S2» steht europaweit nur ca. 85% der Stromerzeugung aus Erdgas zur Verfügung (verglichen mit der im Modell resultierenden Erzeugung im Referenzszenario). Die europaweite Kürzung von rd. 15% wurde unterschiedlich auf einzelne Ländergruppen verteilt, basierend auf der historischen

Abhängigkeit der jeweiligen Länder von der Gasversorgung aus Russland. Weiterhin wurde das für die Stromproduktion verfügbare Erdgas auf zwei Zeitperioden aufgeteilt – von Januar bis April sowie von Mai bis Dezember. Das bedeutet, dass die gesamte Menge an Erdgas für die ersten vier Monate ab Beginn des Januars verfügbar ist und die gesamte Menge für die verbleibenden acht Monate ab Beginn des Monats Mai. Der Grund dafür ist, dass die Menge an Erdgas, die tatsächlich für die jährliche Stromproduktion verwendet wird, die Speicherkapazitäten in Europa übersteigt und daher nicht zu Jahresbeginn in ihrer Gesamtheit vorgehalten werden kann. Zudem wird damit verhindert, dass das gesamte für die Stromproduktion verfügbare Erdgasbudget bereits in den (aus Sicht Stromversorgung) kritischen Wintermonaten zu Beginn des Jahres verwendet wird. Die detaillierte Beschreibung des Vorgehens bei der Kürzung findet sich in Abschnitt 3.3.

Abbildung 15 zeigt die in den einzelnen Ländern resultierende Stromproduktion aus Erdgas im Referenzszenario «S1 update» für den im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz kritischen Zeitraum von Anfang Januar bis Ende April und stellt sie der historischen Erzeugung im selben Zeitraum (2017 bis 2022) gegenüber¹⁹. Abgesehen von den Ländern Belgien, Deutschland, Griechenland und Frankreich erscheint die Übereinstimmung zwischen der historisch beobachteten und der simulierten Stromproduktion aus Erdgas hinreichend gut. Im Unterschied zu den historischen Daten stehen in den Ländern Belgien und Deutschland im Referenzszenario für das Jahr 2025 keine Kernkraftwerke zur Verfügung und in Frankreich ist nur die Hälfte der installierten KKW-Kapazität zwischen Januar und April verfügbar. Aufgrund dieser Annahmen ergibt sich im Modell ein erhöhter Einsatz anderer Produktionskapazitäten, wie zum Beispiel durch Gaskraftwerke. Dies könnte eine Erklärung für den Grossteil der Abweichungen zwischen den historischen Daten und den Ergebnissen des Modells sein.²⁰

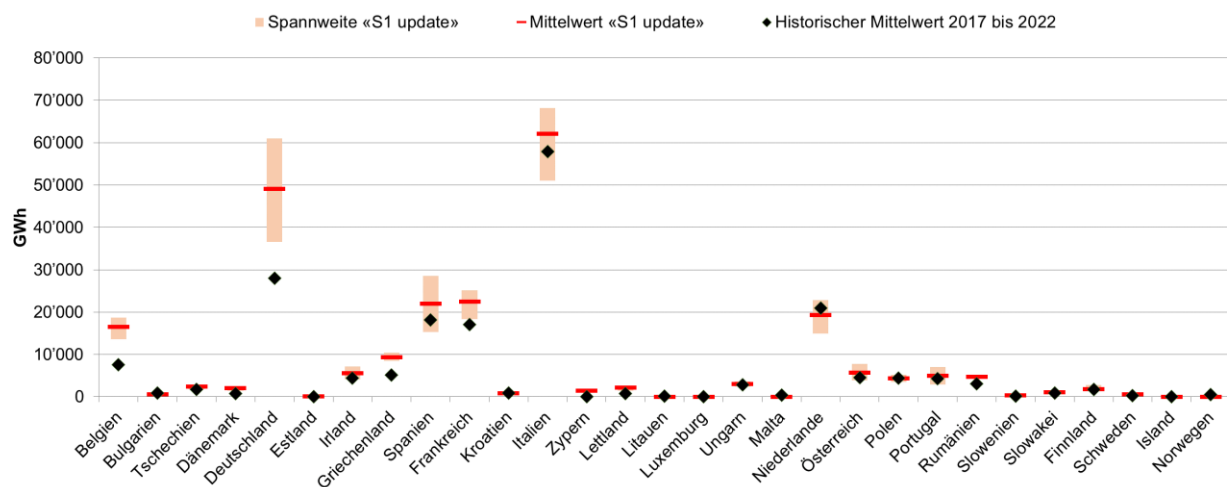


Abbildung 15: Stromproduktion aus Erdgas. Historie vs. Simulationsergebnis für das Referenzszenario «S1 update».

Quelle für die historischen Daten: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEHCF_custom_3308764/default/table?lang=en. Abgerufen 19.07.2022.

¹⁹ Die historische Produktion für Italien ist aufgrund fehlender Monatsangaben für Italien abgeleitet aus der vorhandenen Jahresproduktion 2017 bis 2022 und aus dem relativen Anteil der Produktion im betrachteten Zeitraum Januar bis April an der jeweiligen Gesamtproduktion (jeweils Mai bis einschliesslich April) der drei direkten Nachbarländer Österreich, Frankreich und Slowenien.

²⁰ Der Stromproduktion in Griechenland kommt im Hinblick auf die Frage nach der Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz keine bedeutende Rolle zu, so dass auf eine nähere Analyse der Abweichung zwischen Historie und Referenzszenario verzichtet wird.

Über alle 1'575 Simulationen betrachtet zeigt Abbildung 16, dass in den meisten Simulation (97.5%) keine ENS in der Schweiz auftritt. Die Wahrscheinlichkeit, dass im Stressszenario S2 die ENS einen typischen Tagesverbrauch im Winter von 170 GWh übersteigt, beträgt ungefähr 1% (P99-Wert = 174 GWh). Die maximale ENS beträgt etwas mehr als 3 Wintertagesverbräuche (P100-Wert = 542 GWh).

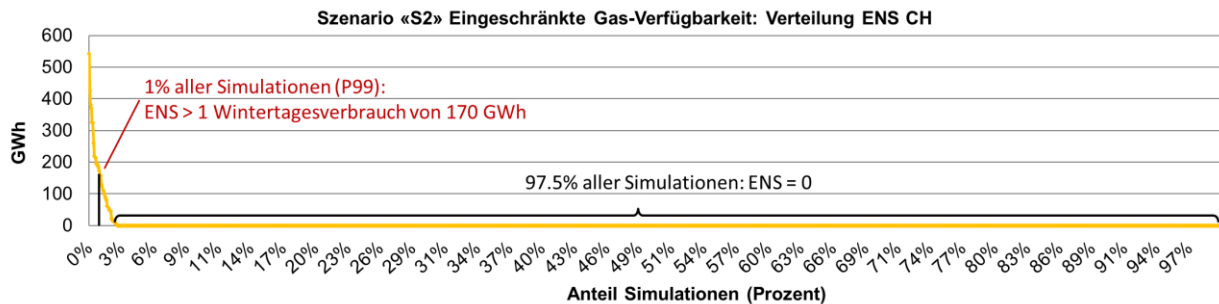


Abbildung 16: Verteilung der jährlichen ENS in der Schweiz auf die 1'575 durchgeführten Simulationen im Szenario «S2»

Abbildung 17 macht deutlich, dass ausschliesslich in den Simulationen mit den Klimajahren 1996 (16-mal) und 2006 (23-mal) ENS auftritt. 1996 und 2006 weisen eine im langjährigen Vergleich sehr niedrige Wasserverfügbarkeit auf. Zusätzlich ist 2006 ein kaltes Klimajahr mit einer hohen Stromnachfrage in Frankreich in den ersten Monaten des Jahres. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit des Eintritts von ENS.

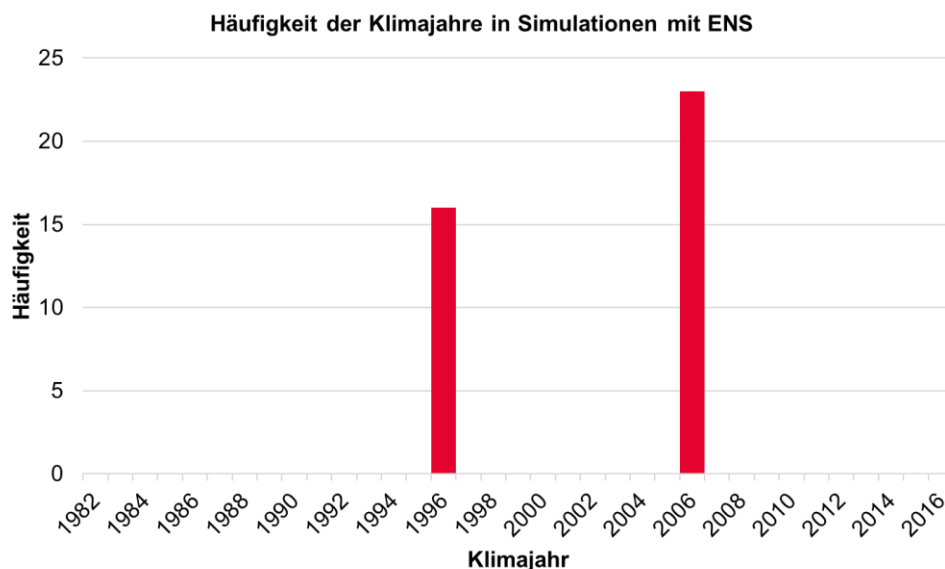


Abbildung 17: Häufigkeit der Klimajahre 1982 bis 2016 in den Simulationen mit ENS im Szenario «S2»

Abbildung 18 zeigt (basierend auf den Ergebnissen aller Simulationen) die Wahrscheinlichkeit, dass in einer gewissen Stunde im betrachteten Zeitraum ein Teil des Verbrauchs nicht gedeckt werden kann (LOLP, obere Grafik). Die LOLP ist sowohl von Mitte bis Ende März als auch zwischen Anfang bis Mitte April positiv. Im Maximum liegt die LOLP bei knapp 1.4%.

Die durchschnittliche ENS pro Stunde aus allen 1'575 Monte-Carlo Simulationen (untere Grafik in Abbildung 18) zeigt ein ähnliches zeitliches Muster wie die LOLP. Mitte bis Ende März und Anfang bis Mitte April resultiert ebenfalls eine durchschnittliche ENS > 0. Die maximale durchschnittliche ENS pro Stunde liegt bei 38 MW am 23. März. Die maximale ENS pro Stunde (Höchstwert aus allen Simulationen; nicht abgebildet) liegt deutlich über der durchschnittlichen ENS.

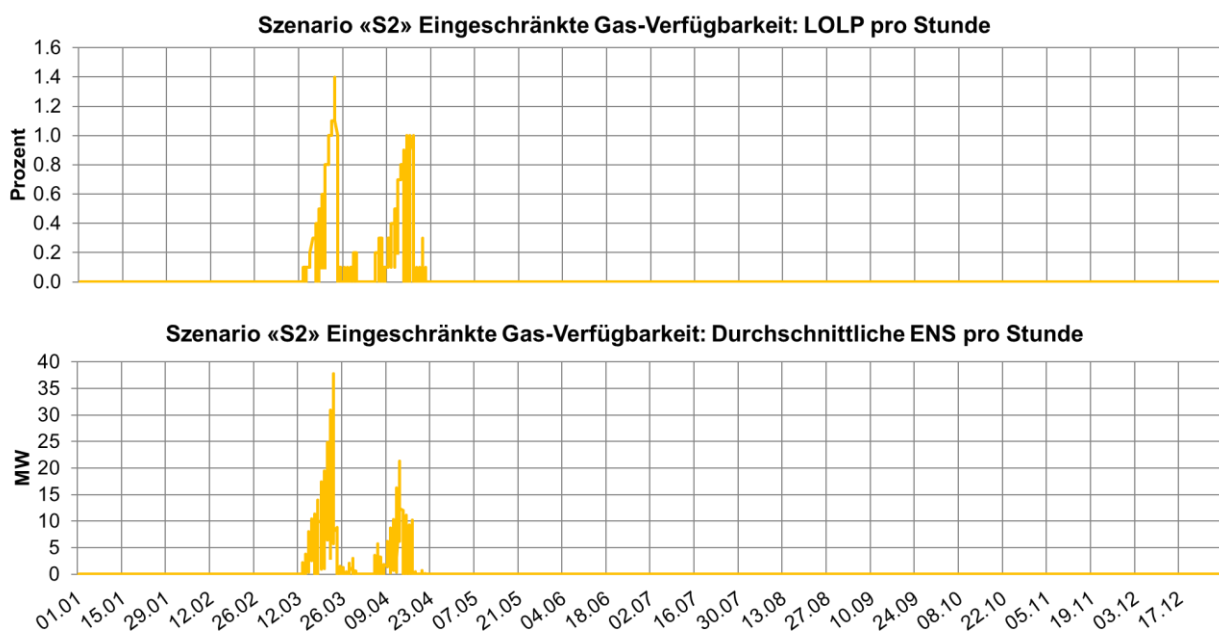


Abbildung 18: Stündliche Ergebnisse für LOLP und durchschnittliche ENS im Szenario «S2»

LOLP: Loss of Load Probability, die Wahrscheinlichkeit, dass in einer bestimmten Stunde der gesamte Verbrauch nicht gedeckt werden kann.

Bezüglich der Verteilung von LOLP und ENS besteht eine **Modellbeschränkung bzw. eine Datenunsicherheit**: Das gemäss Annahmen für die Stromproduktion verfügbare Erdgas wird im Modell auf zwei Zeitperioden (von Januar bis April sowie von Mai bis Dezember) aufgeteilt. Das Modell optimiert den Kraftwerkseinsatz wochenweise. Nicht benötigtes Erdgas steht jeweils für die verbleibenden Wochen zur Verfügung. Das führt dazu, dass im Modell die Brennstoffknappheit erst gegen Ende des betrachteten Zeitraums zum Tragen kommt. In der Realität kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass bei einer regional eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit der Brennstoff auch wochen- oder tageweise beschränkt ist. Dieser Umstand ist in der Analyse nicht modelliert und kann zu abweichenden Ergebnissen führen.

4.3 Detailstudie «S2 Worst Case»

Auf Wunsch des Steuerungsgremiums erfolgt eine Detailanalyse sowie eine Abschätzung der Auswirkungen von Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen auf Basis des «S2 Worst Case».

Der «S2 Worst Case» ist jene Simulation aus den gesamthaft 1'575 durchgeführten Simulationen die im Szenario «S2» mit dem für die Schweiz höchsten ENS-Wert von 542 GWh (P100-Wert). Diese Worst-Case Ziehung enthält die systemweiten unvorhergesehenen Kraftwerksausfälle in der für die Schweiz unvorteilhaftesten Kombination, bei zeitgleich niedrigerer Wasserverfügbarkeit und einer Kälteperiode zu Beginn des Jahres. Der Worst Case ist daher nicht eine getroffene Annahme, sondern das schlimmste Ergebnis aus 1'575 Monte-Carlo Ziehungen. Das Ergebnis ist somit modellgetrieben und ergibt sich aus den hinterlegten Wahrscheinlichkeiten von unvorhergesehenen Ausfällen.

Abbildung 19 gibt eine detaillierte Sicht auf die Zusammenhänge zwischen der Produktion in der Schweiz, dem Schweizer Verbrauch (inkl. Pumpenergie) sowie den Importen und Exporten im «S2 Worst Case». Von Januar bis Mitte April importiert die Schweiz Strom aus den Nachbarzonen (rote Linie). Im selben Zeitraum fallen in der «S2 Worst Case»-Ziehung immer wieder Schweizer Kernkraftwerke unvorhergesehen aus (Fläche in pink). Diese Ausfälle können anfangs noch mit Importen und der Wasserkraft kompensiert werden. In Folge sinkt der Füllstand der Schweizer Speicherseen (blaue Linie) schneller und es kommt ab Mitte März zu ENS (Fläche in orange).

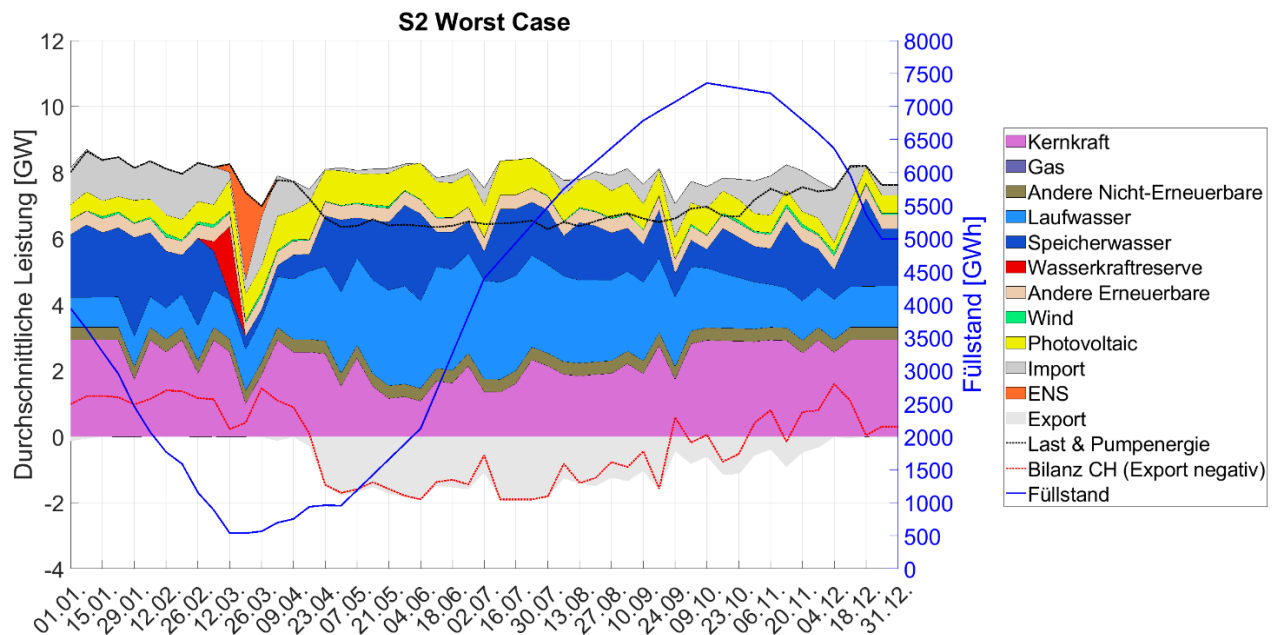


Abbildung 19: «S2 Worst Case» ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke

Abbildung 20 zeigt die Zusammenhänge in den drei für die Schweizer Versorgungssicherheit kritischen Wochen vom 12. März bis 1. April.:

- **Woche 12. – 18. März:** Das Kernkraftwerk Beznau 2 fällt unvorhergesehen für zwei Wochen aus. Die Wasserkraftreserve kommt zum Einsatz (rote Fläche) und reicht bis in die Morgenstunden des 17. März. Danach ist der Füllstand am technischen Minimum von 500 GWh angelangt und es tritt ENS auf (Fläche in orange).
- **Woche 19. – 25. März:** Die Situation verschärft sich. Zusätzlich zum Kernkraftwerk Beznau 2 fallen die beiden Kernkraftwerke Beznau 1 und Leibstadt unvorhergesehen eine Woche lang aus. Auch der Import verringert sich aufgrund des Brennstoffmangels in Europa und der begrenzten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Im Maximum fehlen bis zu 4.8 GW Strom pro Stunde.

Woche 26. März – 01. April: Das Kernkraftwerk Gösgen fällt unvorhergesehen für eine Woche aus. Alle anderen Kernkraftwerke sind wieder am Netz. Eine niedrigere Last im Vergleich zu den Vorwochen und Importe, insbesondere aus Deutschland aufgrund hoher Einspeisungen durch Windkraftanlagen (nicht dargestellt), verhindern eine höhere ENS. Ab dem 31. März tritt im «S2 Worst Case» keine ENS in der Schweiz auf.

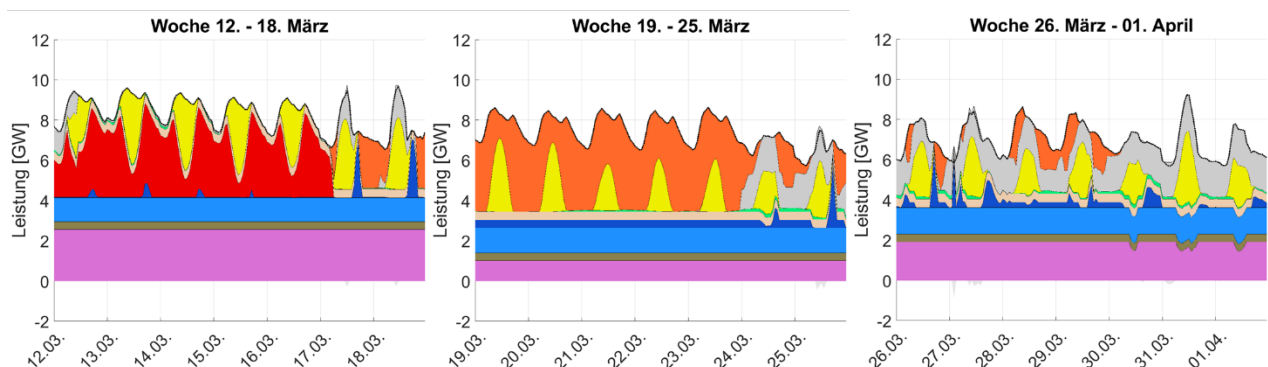


Abbildung 20: «S2 Worst Case» ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April

4.3.1 Sensitivität «S2 Worst Case Beznau 1»

Zusätzlich zur Analyse der S2 Worst Case Ziehung wurden auf Wunsch des Steuerungsgremiums zwei weitere Sensitivitäten zu dieser einzelnen Ziehung berechnet. In der Sensitivität «S2 Worst Case Beznau 1» wird unterstellt, dass basierend auf der Ziehung S2 Worst Case zusätzlich das Kernkraftwerk Beznau 1 in den Wintermonaten Januar bis einschliesslich April ausfällt. Während des Zeitraums verringern sich aufgrund des fehlenden Gegendrucks zudem die Grenzkapazitäten an der Nordgrenze in Importrichtung um bis zu 50 MW pro Grenze. Im Ergebnis erhöht sich die ENS signifikant auf 1'299 GWh (ca. 7.5 Wintertagesverbräuche) im Vergleich zu 542 GWh (ca. 3 Wintertagesverbräuche). Diese Sensitivität verdeutlicht, dass in angespannten Versorgungssituationen der Ausfall einzelner Grosskraftwerke die Versorgungslage nochmals deutlich verschärft.

4.3.2 Sensitivität «S2 Worst Case ½ RD»

Analog zur Studie «*Spitzenlast-Gaskraftwerke*» aus dem Jahr 2021, wurde zudem eine Sensitivität auf das angenommene internationale Redispatch-Volumen durchgeführt. Dies, da dem Referenzszenario das ursprüngliche Szenario "S1 mod²¹" der Frontier Studie zu Grund liegt. Dieses Szenario (S1 = keine Kooperation) in der Frontier Studie geht davon aus, dass «...es zwischen der Schweiz und der EU zu einem Abbruch bestehender staatlicher und privatrechtlicher Kooperationen und keinen neuen Vereinbarungen.» kommt. Vor dem Hintergrund dieser fehlenden Kooperations-Verträge kann das angenommene Redispatch-Volumen von 4.2 TWh, das in diesem Umfang nicht zur Deckung der Last in der Schweiz zur Verfügung steht, als sehr hoch erscheinen.²² Entsprechend hat das Steuerungsgremium eine Berechnung einer Sensitivität mit dem halben Redispatch-Volumen (2.1 TWh) beauftragt.

Diese Berechnung führt im «S2 Worst Case» zum Ergebnis, dass die ENS für diesen Fall nur noch 113 GWh pro Jahr beträgt (ca. 2/3 eines durchschnittlichen Wintertagesverbrauchs) im Vergleich zu der ENS von 542 GWh (ca. 3 Wintertagesverbräuche) für den Fall mit 4.2 TWh Redispatch-Volumen. Auf den Zeitraum von Januar bis einschliesslich April entfallen ca. 1.16 TWh der 4.2 TWh an Redispatch-Volumen. In der Sensitivität fallen in diesen Wochen somit ca. 580 GWh weniger Redispatch an. Mit einer Halbierung des Redispatch-Volumens lassen sich somit 429 von 542 GWh ENS (ca. 80%) vermeiden.

4.3.3 Kurativer Einsatz von Spitzenlast-Gaskraftwerken

Die vorliegende Analyse betrachtet den «S2 Worst Case» sowie die beiden Sensitivitäten «S2 Worst Case Beznau 1» und «S2 Worst Case ½ RD» mit Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen im kurativen Einsatz. Verantwortlich für die Dimensionierung der Gaskraftwerke war das Steuerungsgremium.

Ein kurativer Einsatz bedeutet, dass die Spitzenlast-Gaskraftwerke als Strategische Reserve (SR) betrieben werden und der Abruf erst ab Beginn einer Woche möglich ist, in der im «S2 Worst Case» ohne zusätzliche Gaskraftwerk in der Schweiz ENS auftritt. Der durch die Gaskraftwerke erzeugte Strom kann nicht exportiert werden und dient somit ausschliesslich der Behebung von Versorgungsengpässen in der Schweiz.

Tabelle 6 zeigt, dass Spitzenlast-Gaskraftwerke im kurativen Einsatz in den beiden Simulationen «S2 Worst Case» und «S2 Worst Case Beznau 1» die jährliche ENS-Summe senken, sie aber auch mit einer

²¹ Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der EICOM 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

²² Im Jahr 2022 wurde ein historischer Höchstwert von ca. 800 GWh Energie für internationalen Redispatch in der Schweiz aufgewendet.

Leistung von bis zu 1'000 MW nicht vollständig eliminieren können. Mit einer kurzen «Vorlaufzeit» von weniger als einer Woche reicht die Zeit nicht aus, um genügend Wasser in den Stauseen zu sparen, um damit Engpässe ab Mitte März zu kompensieren. In der Simulation «S2 Worst Case ½ RD» kann die im Vergleich zu den beiden anderen Simulationen ohnehin bereits deutlich geringere ENS von 113 GWh ab einer Dimensionierung von 600 MW vollständig eliminiert werden.

Dimensionierung Spitzenlast-Gaskraftwerk	«S2 Worst Case»		Sensitivität «S2 Worst Case Beznau 1»		Sensitivität «S2 Worst Case ½ RD»	
	ENS [GWh]	Produktion Gaskraftwerke [GWh]	ENS [GWh]	Produktion Gaskraftwerke [GWh]	ENS [GWh]	Produktion Gaskraftwerke [GWh]
0 MW Gas SR	542	0	1'299	0	113	0
200 MW Gas SR	463	92	1'189	121	66	58
350 MW Gas SR	414	151	1'112	206	38	97
400 MW Gas SR	397	172	1'087	235	28	110
450 MW Gas SR	380	193	1'061	264	18	123
600 MW Gas SR	329	256	989	346	0	161
800 MW Gas SR	259	342	888	463	0	120
1'000 MW Gas SR	200	416	808	559	0	142

Tabelle 6: Produktion und resultierende ENS im Fall von Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen im kurativen Einsatz (Strategische Reserve) in den Simulationen «S2 Worst Case», «S2 Worst Case Beznau 1» und «S2 Worst Case ½ RD»

Abbildung 21 und Abbildung 22 geben eine detaillierte Sicht auf die Zusammenhänge im «S2 Worst Case» mit Spitzenlast-Gaskraftwerken im kurativen Einsatz am Beispiel von zwei Gaskraftwerken mit je 200 MW Leistung (400 MW Gesamtkapazität).

- **Woche 12. – 18. März:** Die beiden Spitzenlast-Gaskraftwerke kommen erstmalig zum Einsatz, wobei eines der beiden Kraftwerke in der ersten 24 Stunden unvorhergesehen ausfällt. Die zusätzliche Energie der Gaskraftwerke ersetzt die Produktion aus Speicherwasser, so dass die Wasserkraftreserve über einen längeren Zeitraum eingesetzt wird und in dieser Woche keine ENS auftritt.
- **Woche 19. – 25. März:** Das eingesparte Wasser aus der Vorwoche reicht nicht aus, um die Engpässe auch in dieser Woche vollständig zu beheben. Am Vormittag des 19. März tritt ENS auf. Im Maximum fehlen bis zu 4.5 GW Strom pro Stunde.
- **Woche 26. März – 01. April:** In vereinzelt Stunden tritt weiterhin ENS auf. In Summe über die ganze Woche jedoch weniger als im «S2 Worst Case» ohne zusätzliche Gaskraftwerke.

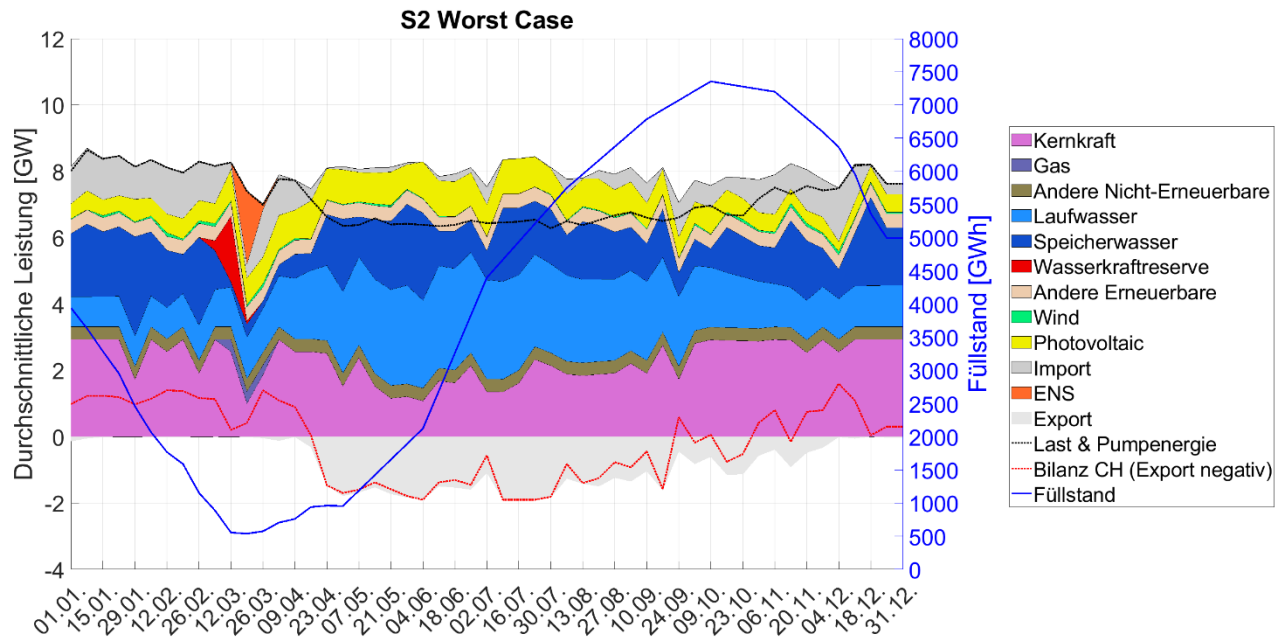


Abbildung 21: «S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken im kurativen Einsatz

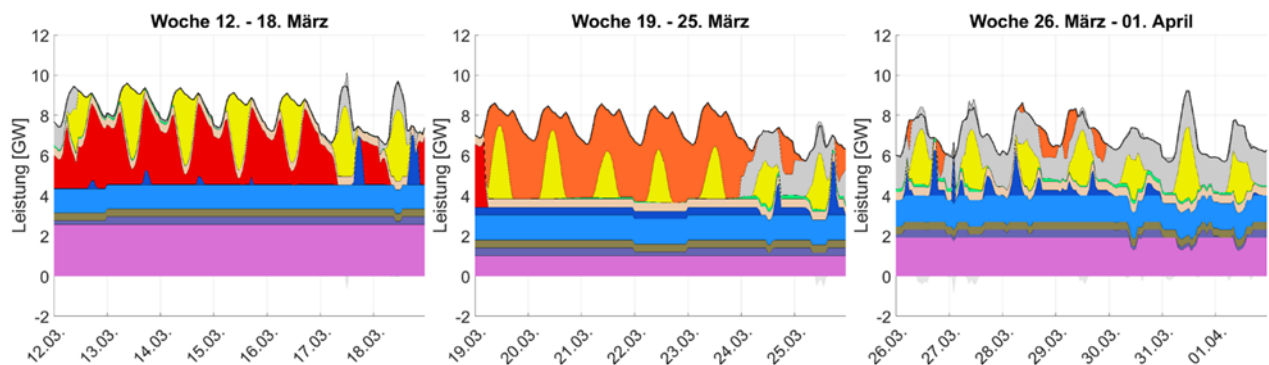


Abbildung 22: «S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken im kurativen Einsatz in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April

4.3.4 Präventiver Einsatz von Spitzenlast-Gaskraftwerken

Die nachfolgende Analyse betrachtet den «S2 Worst Case» mit Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen und Vorlaufzeiten im präventiven Einsatz. Ein präventiver Einsatz mit einer Vorlaufzeit von beispielsweise einer Woche bedeutet, dass die Kraftwerke eine Woche vor Eintritt von ENS im Einsatz sind. Die Kraftwerke verbleiben dann im Markt bis einschliesslich der letzten Woche, in der ENS auftritt.

Grundsätzlich ist hierzu anzumerken, dass die aktuelle Version der Winterreserveverordnung einen präventiven Einsatz der ergänzenden Reserve nicht vorsieht, d.h. gemäss aktuellem gesetzlichem Rahmen werden die Reservekraftwerke nur kurativ eingesetzt.

Tabelle 7 zeigt die verbleibende ENS in Abhängigkeit von der Anzahl Wochen, die die Kraftwerke in Betrieb sind, bevor in «S2 Worst Case» ohne zusätzliche Gaskraftwerke ENS auftritt. Erst ab einer Gesamtkapazität von 400 MW und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen wird die ENS im «S2 Worst Case» vollständig behoben. Obwohl sich die präventive Einsatzzeit bei grösseren Dimensionierungen verringert, um die ENS vollständig zu eliminieren, nimmt die «eingesparte» präventive Einsatzzeit aufgrund zusätzlicher Kapazitäten ab. Ausgehend von einer Gesamtkapazität von 400 MW, reduziert sich die präventive Einsatzzeit bei zusätzlichen 200 MW von 7 auf 4 Wochen (400 MW gegenüber 600 MW installierte Kapazität). Weitere 200 MW verringern die Einsatzzeit von 4 auf 3 Wochen, d.h. trotz zusätzlichen 200 MW Kapazität, wird nur eine Woche an benötigter präventiver Laufzeit «eingespart». Der relativ geringe positive Beitrag der Reservekraftwerke zur Reduktion von ENS selbst im präventiven Einsatz resultiert aus der Tatsache, dass in der S2 Worst-Case Ziehung mit ENS einerseits ein Leistungsdefizit aufgrund vieler gleichzeitiger Kraftwerksausfälle besteht und andererseits bereits Wassermangel herrscht, weshalb an sich verfügbare Wasserkraftwerke ebenfalls nicht mehr produzieren können. Dieses Leistungsdefizit kann auch eine grössere Dimensionierung der Reservekraftwerke nur bedingt adressieren.

ENS [in GWh]	«S2 Worst Case»						
Installierte Kapazität	200 MW	350 MW	400 MW	450 MW	600 MW	800 MW	1'000 MW
Anzahl Kraftwerke	1	2	2	2	3	4	5
Ohne Spitzenlastgas-KW	542	542	542	542	542	542	542
Kurativer Einsatz	463	414	397	380	329	259	200
Präventiver Einsatz 1 Woche	433	356	331	305	232	137	66
Präventiver Einsatz 2 Wochen	405	304	271	238	140	13	-
Präventiver Einsatz 3 Wochen	374	255	215	175	57	-	-
Präventiver Einsatz 4 Wochen	351	207	161	113	-	-	-
Präventiver Einsatz 5 Wochen	325	154	101	46	-	-	-
Präventiver Einsatz 6 Wochen	292	97	36	-	-	-	-
Präventiver Einsatz 7 Wochen	258	41	-	-	-	-	-

Tabelle 7: ENS im «S2 Worst Case» mit Spitzenlast-Gaskraftwerken unterschiedlicher Dimensionierungen und präventiven Einsatzzeiten

Abbildung 23 stellt die Auslastung der Spitzenlast-Gaskraftwerke für die beiden Betriebsweisen kurativ und präventiv sowie für die unterschiedlichen Dimensionierungen für die S2-Worst Case Ziehung dar. Die Gaskraftwerke operieren im kurativen Einsatz als Strategische Reserve und kommen nur dann zum Einsatz, wenn in einer Woche ENS auftritt. Im präventiven Einsatz sind die Gaskraftwerke unabhängig vom Auftreten von ENS am Markt verfügbar und werden entsprechend der Marktsituation eingesetzt. Die Auslastung entspricht dem Verhältnis der produzierten Strommenge zur maximal möglichen Produktion. Dazu zwei Lesebeispiele:

Lesebeispiel 1: Die Spitzenlast-Gaskraftwerke im kurativen Einsatz (rote Linie) produzieren Strom ausschliesslich während der drei Wochen vom 12. März bis 1. April. In diesen Wochen tritt ENS im «S2 Worst Case» ohne zusätzlichen Gaskraftwerke auf. Wenn die Gaskraftwerke mit einer Dimensionierung von insgesamt 200 MW betrieben werden, können sie maximal 100.8 GWh Strom erzeugen (3 Wochen lang je 168 Stunden mit 200 MW). Eine Auslastung von 91% bedeutet, dass die Gaskraftwerke etwa 92 GWh Strom produzieren. Die Auslastung nimmt ab, wenn die Dimensionierung größer wird.

Lesebeispiel 2: Spitzenlast-Gaskraftwerke mit 7-wöchiger präventiver Einsatzzeit (obere graue Linie) sind insgesamt 10 Wochen am Markt (7 Wochen vor Eintritt von ENS sowie in den drei Wochen mit ursprünglich ENS). Wenn die Gaskraftwerke mit einer Dimensionierung von insgesamt 200 MW betrieben werden, können sie insgesamt 336 GWh Strom erzeugen (10 Wochen lang je 168 Stunden mit 200 MW). Eine Auslastung von ca. 88% bedeutet, dass die Gaskraftwerke knapp 296 GWh Strom produzieren. Für alle präventiven Einsatzzeiten gilt, dass die Auslastung tendenziell steigt, wenn die Dimensionierung größer wird.

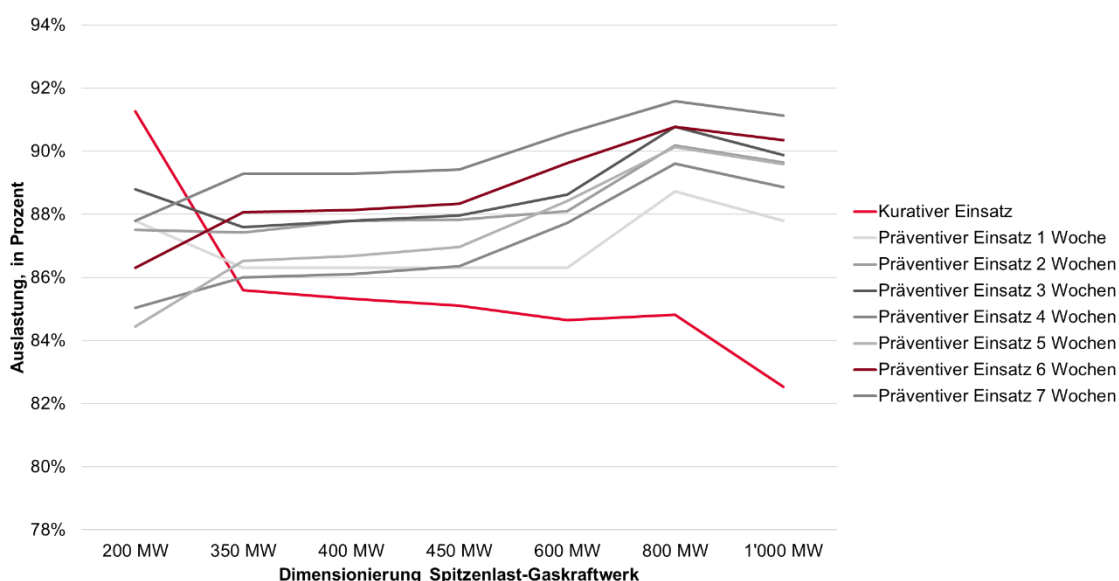


Abbildung 23: Auslastung der Spitzenlast-Gaskraftwerke mit unterschiedlicher Dimensionierung und präventiven Einsatzzeiten im «S2 Worst Case» im jeweiligen Einsatzzeitraum (3-10 Wochen)

Abbildung 24 verdeutlicht die Zusammenhänge am Beispiel von zwei Spitzenlast-Gaskraftwerken mit je 200 MW Leistung (400 MW Gesamtkapazität) und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen. Die beiden Kraftwerke kommen am 22. Januar in den Markt und produzieren bis einschliesslich 1. April (Fläche in lila). Da die Einsatzzeit ausreichend lang ist, kann genügend Wasser bis Ende März gespart werden, so dass keine ENS auftritt.

Abbildung 25 zeigt die Zusammenhänge in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 1. April.:

- **Woche 12. – 18. März:** Die präventive Einsatzzeit der beiden Spitzenlast-Gaskraftwerke sorgt für eine ausreichende Verfügbarkeit von Speicherwasser ausserhalb der Wasserkraftreserve (Fläche in dunkelblau).
- **Woche 19. – 25. März:** Ab den Mittagsstunden des 19. März kommt die Wasserkraftreserve zum Einsatz. Das Volumen der Wasserkraftreserve reicht aus, um im Zusammenspiel mit den Erneuerbaren und den Importen, die eingeschränkte Produktion aus Kernkraft zu kompensieren.
- **Woche 26. März – 01. April:** Der durch die beiden Gaskraftwerke zusätzlich erzeugte Strom ermöglicht es, über die Mittagsstunden etwas mehr Speicherwasser zu pumpen (schwarze Linie). Sowohl

Speicherwasser als auch Wasserkraftreserve sind ausreichend vorhanden, um den Bedarf in den zuvor kritischen Abend- und Nachtstunden zu decken, so dass keine ENS auftritt.

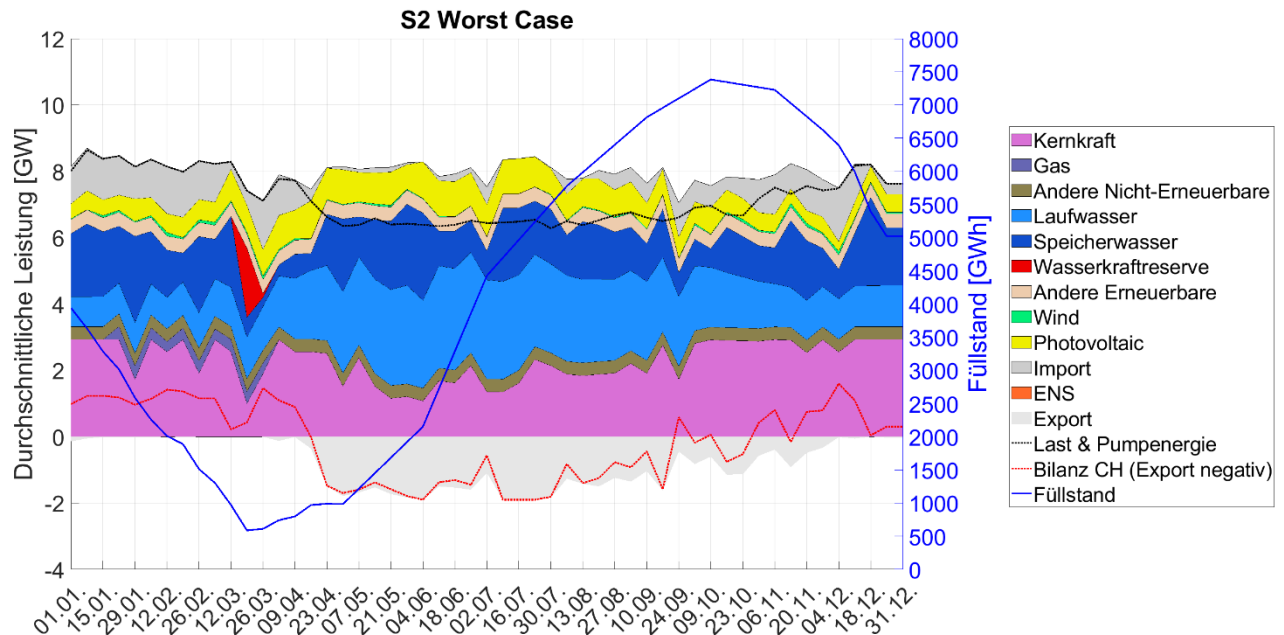


Abbildung 24: «S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen

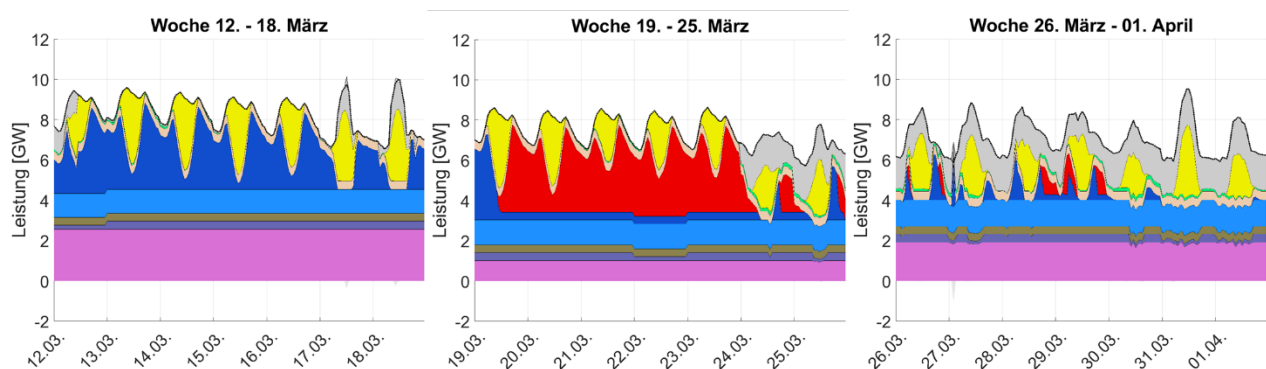


Abbildung 25: «S2 Worst Case» mit 400 MW Spitzenlast-Gaskraftwerken und einer präventiven Einsatzzeit von 7 Wochen in den drei kritischen Wochen vom 12. März bis 01. April

5 Zusammenfassung

Die vorliegende Analyse für das Jahr 2025 ist eine Auftragsstudie für die EICOM. Sie stützt sich auf die Annahmen des Szenarios «S1 mod²³» in der *Frontier-Studie*. Auf dieser Grundlage hat das Steuerungsgremium ein neues «Referenzszenario» definiert, das aktualisierte Kraftwerkskapazitäten gemäss den Annahmen im ERAA²⁴ 2022 für die Zonen Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Italien, Österreich und der Schweiz berücksichtigt. Ausgehend vom Referenzszenario definiert das Stressszenario «S2» zusätzlich eine eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit in Europa im Jahr 2025. Die Analysen führen zu den folgenden Schlüssen:

²³ Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» wurde für die Generation Adequacy Analyse im Rahmen der *Frontier Studie* in Anlehnung an von der EICOM 2020 definierte Stressszenarien verschärft und als solches in der Analyse «Konzept Spitzenlastgaskraftwerke» ebenfalls verwendet (dort betitelt als «S1 mod»).

²⁴ European Resource Adequacy Assessment der ENTSO-E, Edition 2022

- Im Referenzszenario treten – trotz der getroffenen Annahmen (geringe Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke in den Wintermonaten, nahezu keine Grenzkapazitäten an der italienischen Grenze, deutliche reduzierte Grenzkapazitäten an der deutschen, österreichischen und französischen Grenze, hoher Energiebedarf für internationalen Redispatch) – für das Jahr 2025 in keiner der 1575 Simulationen Versorgungssicherheitsprobleme in der Schweiz auf.
- Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz und den umliegenden Nachbarzonen trägt insbesondere in den späten Wintermonaten maßgeblich zur Verbesserung der Versorgungssituation in der Schweiz bei.
- Basierend auf dem Referenzszenario und der Annahme einer zusätzlich eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit von durchschnittlich 85% in Europa im Jahr 2025 hat das Steuerungsgremium ein Stressszenario «S2» definiert. In diesem Stressszenario treten in 39 von 1'575 Simulationen (2.5%) Knappheitsprobleme in der Schweiz auf. In 1% der betrachteten Simulationen übersteigt die ENS einen Schweizer Wintertagesverbrauch (d.h. ENS grösser als 170 GWh). In den meisten Simulationen (97.5%), tritt auch in diesem Szenario «S2» kein Knappheitsproblem in der Schweiz auf.
- Eine Detailstudie auf Basis der Worst Case-Ziehung (P100-Wert) für die Schweiz im Stressszenario «S2» zeigt, dass Spitzenlast-Gaskraftwerke einen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Worst Case leisten können. Allerdings hängt die Höhe des Beitrags stark von der Betriebsweise ab. Gaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 400 MW können die im untersuchten Worst Case auftretende ENS von 542 GWh nur durch eine präventive Einsatzzeit von 7 Wochen (vor Eintritt von ENS) vollständig kompensieren. Sie produzieren dabei ca. 600 GWh Strom (Auslastung: 89%), meist unter Volllast. Ein rein kurativer Einsatz der Reservekraftwerke kann die in der Worst-Case Ziehung auftretende ENS in keiner der untersuchten Dimensionierungen vollständig beheben.
- Im Worst Case für die Schweiz im Szenario «S2» mit eingeschränkter Gas-Verfügbarkeit steigt im Fall eines Ausfalls von Beznau 1 in den Wintermonaten Januar bis einschliesslich April die ENS signifikant von 542 GWh auf 1'299 GWh pro Jahr an. Dies entspricht einem Anstieg von ungefähr 3 auf etwa 7.5 Wintertagesverbräuche in der Schweiz. Im Fall einer Halbierung des angenommenen internationalen Redispatch-Volumens von 4.2 TWh auf 2.1 TWh reduziert sich die ENS im Worst Case von 542 GWh auf 113 GWh pro Jahr (auf ungefähr 2/3 eines durchschnittlichen Wintertagesverbrauchs).
- Der Worst Case im Stressszenario ist nicht eine getroffene Annahme, sondern **ein** Ergebnis aus 1'575 Monte-Carlo Ziehungen. Das Ergebnis ist somit modellgetrieben und ergibt sich aus den hinterlegten Wahrscheinlichkeiten von unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen.