

Schlussbericht

Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022

Datum: 20. Dezember 2022

Ort: Basel, Zürich, Aachen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Universität Basel
Forschungsstelle Nachhaltige Energie-
und Wasserversorgung
Peter Merian-Weg 6 / Postfach
CH-4002 Basel

Autoren:

Prof. Dr. Hannes Weigt, FoNEW ^a, hannes.weigt@unibas.ch
Dr. Turhan Demiray, FEN ^b, demirayt@fen.ethz.ch
Dr. Christoph Maurer, Consentec ^c, maurer@consentec.de
Dr. Alexander Fuchs, FEN, fuchs@fen.ethz.ch
Dr. Ali Darudi, FoNEW, ali.darudi@unibas.ch

Mitwirkende:

Héctor Ramírez, Dr. Jonas Savelsberg, Dr. Moritz Schillinger (Universität Basel)
Dr. Jared Garrison (FEN)
Dr. Wolfgang Fritz (Consentec)
Dr. Ingmar Schlecht (ZHAW) ^d
Dr. Richard Weinhold (TU Berlin) ^e

Begleitung seitens BFE: Mohamed Benahmed (Leitung)
Astrid Sontag

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

^aForschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung - Universität Basel

^bForschungsstelle Energienetze - ETH Zürich

^cConsentec GmbH, Aachen

^dCenter for Energy and the Environment, ZHAW Zurich University of Applied Sciences

^eWorkgroup for Economic and Infrastructure Policy (WIP), TU Berlin

Inhaltsverzeichnis

1	Problemstellung	8
1.1	Hintergrund	8
1.2	Erweiterungen/Unterschiede zur System Adequacy Studie von 2017/2019	8
1.3	Überblick	9
2	Modellkette und methodischer Ansatz	10
2.1	Allgemeine Modelleigenschaften	11
2.2	Europäisches Netzmodell	12
2.3	Flow-Based Abbildung	13
2.4	EU Marktmodell	15
2.5	CH Re-Dispatchmodell	15
2.6	Indikatoren	16
2.7	Kritische Bewertung der Modellkette und Methodik	18
3	Szenarien und Datenstruktur	20
3.1	Basisszenarien	20
3.1.1	Schweizer Erzeugungs- und Nachfragestruktur	22
3.1.2	Europäische Erzeugungs- und Nachfragestruktur	23
3.1.3	Brennstoffpreise und CO2 Preise	25
3.2	Sensitivitäten	26
3.3	Varianten	26
4	Ergebnisse Basisszenarien und Sensitivitäten	29
4.1	Systementwicklung	29
4.2	Indikatorenübersicht Basisszenarien (Faire ATC)	33
4.2.1	EU Netzmodell	33
4.2.2	EU Marktmodell	35
4.2.3	CH Re-Dispatchmodell	37
4.3	Indikatorenübersicht Sensitivitäten	38
4.3.1	Harte ATCs	39
4.3.1.1	EU Marktmodell	39
4.3.1.2	CH Re-Dispatchmodell	42
4.3.2	Weitere Sensitivitäten und Kombination	43
4.3.2.1	EU Netzmodell	43
4.3.2.2	EU Marktmodell	44
4.3.2.3	CH Re-Dispatchmodell	45
5	Ergebnisse Varianten	46
5.1	Indikatorenübersicht Varianten	46
5.1.1	EU Netzmodell	46
5.1.2	EU Marktmodell	48
5.1.3	CH Re-Dispatchmodell	52
5.2	Indikatorenübersicht zusätzliche Varianten: PV + Last	53
5.2.1	EU Netzmodell	53
5.2.2	EU Marktmodell	54
5.2.3	CH Re-Dispatchmodell	57
6	Ergebnisinterpretation	58
6.1	Die Integration der Schweiz in Europa	58

6.2	Die Bedeutung von Importen	61
6.2.1	Exkurs: Winterstrom	62
6.3	Re-Dispatch und physischen Limitierungen	65
6.4	Speicherreserve	68
7	Externe Reflektion der SA Ergebnisse	70
7.1	Europäische Entwicklungen bei SA Bewertungen	70
7.2	Abgleich der TYNDP-2020-Szenarien mit jüngeren Entwicklungen	73
7.3	Verfügbarkeit von Importkapazitäten	78
8	Ergebniszusammenfassung	80
9	Schlussfolgerungen und Ausblick	82
10	Annex: Flow-Based Berechnung	84
10.1	Herleitung der Flow-based Bedingungen	84
10.1.1	Nodales PTDF-Modell	84
10.1.2	GSK und zonales PTDF-Modell	84
10.1.3	CNEC-Auswahl	86
10.1.4	minRAM-Regelung	88
10.2	ATC-Berechnung	88
10.2.1	ATC-Berechnung aus dem Netzmodell	88
10.2.2	Kooperations-Szenarien	90
10.2.3	ATC-Ergebnisse	91
10.3	Ableitung des Netzmodells für Redispatch	94

Abbildungsverzeichnis

2.0.1	Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz	10
2.3.1	Überblick	14
3.1.1	Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz	21
3.1.2	Erzeugungskapazitäten für die Schweizer Angebotsvarianten	22
3.1.3	Nachfrage für die Schweizer Varianten, Wetterjahr 1984	23
3.1.4	konventionelle Erzeugungskapazitäten für die Europäischen Angebotsvarianten	24
3.1.5	Wind und PV-Erzeugungsmengen für die Europäischen Angebotsvarianten	24
3.1.6	Nachfrage für die Europäischen Varianten, Wetterjahr 1984	25
3.1.7	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	25
3.3.1	Anpassung der KKW Kapazitäten in Frankreich	27
3.3.2	Anpassung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland	27
4.1.1	Erzeugung und Nachfrage auf Jahresbasis nach Szenarien, Schweiz	30
4.1.2	Erzeugung und Nachfrage auf Jahresbasis nach Szenarien, Gesamtsystem inkl. Schweiz	30
4.1.3	Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz	31
4.1.4	Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz	32
6.1.1	ENS und Import/Export in der Schweiz und Deutschland	59
6.1.2	Entwicklung der Kraftwerkskapazität in Deutschland, TYNDP-NT	60
6.2.1	ENS Ausprägung im Jahresverlauf und nach Höhe sortiert, Zero-Basis Szenario 2040 .	62
6.3.1	ENS und Lastflüsse, Zero-Basis, 2040	67
7.1.1	Vergleich von National Estimates (I) und Central Scenario 2025 Quelle: ENTSO-E . .	71
7.2.1	Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Europa im National Estimates Szenario in TYNDP 2020, ERAA 2021 und TYNDP 2022 für das Jahr 2030 (Quelle: ENTSO-E)	75
7.2.2	Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Deutschland im National Estimates Sze- nario in TYNDP 2020, ERAA 2021 und TYNDP 2022 für das Jahr 2030 (Quelle: ENTSO-E) sowie Abgleich mit EE-Ausbauzielen des EEG 2023 bzw. des WindSeeG .	75
7.2.3	Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Europa in den Szenarien Distributed Energy und Global Ambition in TYNDP 2020 und TYNDP 2022 für das Jahr 2040 (Quelle: ENTSO-E)	77
7.2.4	Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Deutschland in den Szenarien Distri- buted Energy und Global Ambition in TYNDP 2020 und TYNDP 2022 für das Jahr 2040 (Quelle: ENTSO-E) sowie Abgleich mit EE-Ausbauzielen des EEG 2023 bzw. des WindSeeG	77
10.1.1	Illustration of the different CNE-selection procedures.	87
10.2.1	Zeitlicher Verlauf der maximalen ATC-Werte über das Referenzjahr (TYNDP National Trends 2025, CH ZeroBasis) für verschiedene minimalen RAM-Werte $\hat{r}_{\text{ref},i}$ nach An- wendung der ATC. Gesamtsumme des Exports über das Norddach FR-DE-AT (oben) und des Exports nach Italien (unten). Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Bei einem minimalen RAM von $\hat{r}_{\text{ref},i} = 70\%$ ist kaum ATC-Austausch möglich, da viele Leitungen nach Anwendung der minRAM-Regelung schon auf 70% sind. Für einer erlaubten Reduktion des minimalen RAM auf $\hat{r}_{\text{ref},i} = 65\%$ kann etwa 1000 MW aus dem Norddach importiert werden (obere Abbildung, negative orange Linie). Der mögliche Import aus dem Norddach erhöht sich mit jeder RAM- Absenkung von 5% etwa um weitere 1000 MW.	92

10.2.2	Zeitlicher Verlauf der Schweizer ATC-Werte nach erfolgter Kalibrierung für das Kooperationszenario „harte ATC“ über das Referenzjahr 2030 (Szenario TYNDP Distributed Energy, CH ZeroVarA). Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Kritisch für die Schweiz ist der Import im Winter, der nur noch aus DE und FR erfolgen kann.	93
10.2.3	Mittlere Schweizer ATC-Werte nach erfolgter Kalibrierung für das Kooperationszenario „faire ATC“ und verschiedenen Modellszenarien. Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Die mittleren ATC-Werte sind zwischen den Szenarien stabil. Qualitative Änderungen erfolgen nur bei National Trends beim Wechsel 2025 zu 2030 (Grund ist ein Zubau von Pumpspeicherkraftwerken in AT).	93
10.2.4	Mittlere Schweizer Import-ATC über das Winterhalbjahr nach erfolgter Kalibrierung für verschiedene Referenzjahre des Modellszenarios TYNDP Distributed Energy und CH ZeroVarA. Vergleich der Kooperationszenarien „harte ATC“ und „faire ATC“. Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Der mittlere mögliche Import für „faire“ ATC-Grenzen liegt bei ca. 10 GW. Der mittlere mögliche Import für „harte“ ATC-Grenzen liegt bei ca. 1.6 - 1.7 GW (entspricht etwa 7.1 - 7.9 TWh bei 6 Monaten Dauer-Import).	94

Tabellenverzeichnis

3.3.1	Zusatzvarianten PV-Ausbau, in GW	28
4.2.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit nodalem Modell	34
4.2.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit nodalem Modell	35
4.2.3	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Marktmodell	36
4.2.4	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit Marktmodell	37
4.2.5	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Re-Dispatchmodell	38
4.3.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Marktmodell ; H - Harte ATCs	40
4.3.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Marktmodell; H - Harte ATCs	41
4.3.3	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Re-Dispatchmodell; H - Harte ATCs	43
4.3.4	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz	43
4.3.5	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz	44
4.3.6	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten mit Marktmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs	44
4.3.7	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten mit Marktmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs	45
4.3.8	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten mit Re-Dispatchmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs	45
5.1.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Varianten mit nodalem Europamodell; F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland	46
5.1.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Varianten mit nodalem Europamodell; F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland	47
5.1.3	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland	47
5.1.4	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland	48

5.1.5	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Marktmodell; <i>Sens Name:</i> G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; <i>Var Name:</i> F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir	50
5.1.6	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Marktmodell; <i>Sens Name:</i> G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; <i>Var Name:</i> F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir	52
5.1.7	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Re-Dispatchmodell; <i>Sens Name:</i> G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; <i>Var Name:</i> F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir	53
5.2.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit nodalem Modell; N - keine Kernkraft in der Schweiz, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau	54
5.2.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit nodalem Modell; N - keine Kernkraft in der Schweiz, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau	54
5.2.3	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Marktmodell; <i>Var Name:</i> L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau Version 1, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau Version 2, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir	55
5.2.4	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Marktmodell; <i>Var Name:</i> N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau	56
5.2.5	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Re-Dispatchmodell; <i>Var Name:</i> N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau	57
6.2.1	Kenngrossen für die Schweizer Energieversorgung im Winter, 2040, Basisszenarien ohne KKW-Sensitivität oder Speicher-Variante	63
6.2.2	PV Erzeugung und ENS, ZVA, 2040, Werte in TWh	64
6.2.3	Winterhalbjahrwerte, 1.3TWh Vergleich, 2040, Werte in TWh	64
6.3.1	ENS Werte im Re-Dispatchmodell, Werte in TWh	66
6.3.2	Auswirkungen von ATC Kapazitäten auf ENS im Re-Dispatch Modell, 2040, Werte in TWh	68
6.4.1	Vergleich Speicherreserve+Winterstrom vs. Referenz, 2040, Werte in TWh	69
6.4.2	Vergleich Wasserkraftproduktion, 2040, Werte in TWh	69

Kurzfassung

Die vorliegende Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) analysiert die zukünftige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Strombereich in der Schweiz. Nachfolgend auf die System Adequacy (SA) Studien von 2017 und 2019 wird mittels einer dreistufigen Modellkette die langfristige Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität in der Schweiz und Europas bis 2040 untersucht. Ein Schwerpunkt der vorliegenden SA-Studie liegt auf der Bedeutung von Importkapazitäten für die Schweizer Versorgung im Winter und die mittel- bis langfristigen Entwicklungen in Bezug auf verschiedene Zubaupfade von erneuerbaren Energien in der Schweiz. Kurzfristige Versorgungsaspekte für den Winter 2022/23 oder das kommende Jahr aufgrund der aktuellen Energiekrise werden in der vorliegenden Studie nicht untersucht.

Im Vergleich zu den SA-Studien 2017 und 2019 wird eine erweiterte Modellkette verwendet, die erstmalig flow-based Market Coupling beinhaltet. Die Modellkette baut dabei auf dem aggregierten Europäischen Systemmodell und dem detaillierten Schweizer Netzmodell der vorherigen Studien auf, und erweitert dabei sowohl den Detailgrad auf der europäischen Ebene als auch die Abbildung der gesamten Marktstruktur. In der ersten Modellstufe werden die Schweiz und 18 weitere europäische Länder knoten- und leitungsscharf modelliert um eine Referenz für die technisch mögliche Versorgungssicherheit in Europa zu erhalten. In der zweiten Stufe wird die aktuelle Marktstruktur in Europa mit flow-based Market Coupling für die europäischen Länder und eine ATC¹-Anbindung der Schweiz abgebildet. Dies erlaubt die durch die Marktstruktur mögliche Versorgungslage in Europa zu analysieren. In einer letzten Modellstufe wird dieses Marktergebnis in ein detailliertes Netzmodell der Schweiz eingebracht um die physische Versorgungslage in der Schweiz abzubilden.

Wie auch in den vorangegangenen Studien werden verschiedene Szenarien verwendet, um verschiedene mögliche Entwicklungspfade in der Schweiz und Europa abbilden zu können. Zusätzlich wird ebenfalls wieder ein Set an Sensitivitäten und Varianten zu netz- und produktionssseitigen Anpassungen analysiert. In Bezug auf die Importkapazitäten werden zwei verschiedene Varianten simuliert: eine umfassende Berücksichtigung der Schweizer ATC-Kapazitäten im europäischen Stromhandel (orientiert an den aktuellen Handelskapazitäten) sowie eine striktere Auslegung der 70%-Regel und entsprechend stark reduzierten Importkapazitäten für die Schweiz (orientiert sich am Szenario «Keine Kooperation» der Studie von Frontier Economics, 2021).

Die Datenstruktur ist dabei für die Schweiz auf die Energieperspektiven 2050+ (Weiter wie bisher (WWB), sowie diverse Varianten des Szenarios Netto Null (ZERO)) und für Europa auf alle Szenarien des TYNDP -2020² (National Trends, Distributed Energy und Global Ambition) aktualisiert. Die Dynamik von Last und Erneuerbaren-Einspeisung wird über verschiedenen Wetterausprägungen simuliert, welche neben den konsistenten Wetterjahren des TYNDP auch Extremausprägungen abbildet (Lastspitze, eine zweiwöchige Dunkelflaute, sowie ein Winter mit hoher Last und geringer Erneuerbaren-Einspeisung).

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie stützen die Erkenntnisse der SA-Studien 2017 und 2019: Die Grundaussage, dass eine „in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe aufweist“ der letzten Studien wird auch in der SA 22 abermals bestätigt. Die Ergebnisse der Basisszenarien für das integrierte europäische Netzmodell und für das Marktmodell mit umfassenden ATC-Kapazitäten zeigen keine Lastunterdeckungen, unabhängig von Wetterausprägungen oder angebotsseitigen Variationen (inklusive einem vollständigen Ausfall aller Schweizer Kernkraftwerke). Die Ergebnisse bestätigen damit insgesamt wieder die hohe Bedeutung von Stromaustausch für die Schweiz. Auch in den aktualisierten Szenarien der Energieperspektiven 2050+ ist die Schweiz in allen Szenarien zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen, während die Wasserkraft exportorientiert betrieben wird.

¹ATC = available transfer capacity, d. h. die Handelskapazitäten, die für den grenzüberschreitenden Handel zwischen zwei Ländern zur Verfügung stehen.

²TYNDP - Ten year network development plan: Netzentwicklungsplan des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E).

Dank der neuen Modellkette und der aktualisierten Datenbasis ergeben sich im Vergleich zu den vorigen Studien zusätzliche Erkenntnisse zur Bedeutung der Importkapazität, der Rolle von lokaler Stromerzeugung, sowie der Rolle von Transitflüssen und Netzrestriktionen in der Schweiz:

- Die endogene Berücksichtigung des Flow-Based Market Coupling in Europa erlaubt erstmals eine Abschätzung möglicher Importrestriktionen in einem marktäquivalenten Modellsetting. Im Falle der für die Analyse sehr niedrig gewählten restriktiven Importmöglichkeiten (max. ca. 1.7GW Gesamtimportkapazität) zeigen die Simulationen, dass es zu deutlichen Versorgungsengpässen in der Schweiz kommen kann, welche über den ganzen Winter verteilt auftreten:
 - Diese treten v.a. in den späteren Analysejahren auf (2035, 2040). Dabei zeigt sich in den Basis-szenarien in Abhängigkeit von Wettervariation und Angebotsvariante eine hohe Bandbreite an resultierender ENS; von keinerlei Lastunterdeckung unabhängig vom Wetter bis zu 5.8 TWh bei ungünstiger Wetterkonstellation als Maximalwert.
 - Diese Ergebnisse werden durch die verschiedenen zusätzlichen Sensitivitäten und Varianten bestätigt, welche für die kritischste Angebotsvariation simuliert werden und dabei maximale Versorgungsengpässe von 9 bis 11 TWh aufweisen.
- Die verschiedenen Angebotsvarianten der Szenarien und Zusatzläufe erlauben daher eine Einschätzung der Rolle lokaler Erzeugung in solchen Energiemangellagen. Dabei zeigen insbesondere die Szenarien mit einem langsamen Ausbau erneuerbarer Energien (WWB und ZERO VarianteA mit Zubau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen) eine deutlich kritischere Versorgungslage als bei Szenarien und Läufen mit höheren Zubauraten an PV oder anderen lokalen Erneuerbaren. Die Flexibilität der Schweizer Wasserkraft erlaubt es zudem zusätzliche Energieerzeugung in den Wintermonaten durch erneuerbare Energien durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System zu integrieren und damit die Versorgungslage zu verbessern.
- Die direkte Abbildung einer separaten Re-Dispatchstufe nach dem Markmodell erlaubt auch erstmals eine bessere Abschätzung der Rückwirkung von Importen, Exporten und Transitflüssen auf die Versorgungslage. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass bei sehr hohen Import- aber auch bei hohen Exportleistungswerten das Schweizer Netz an seine Grenzen geraten kann. Es ist daher zentral die Gesamtflüsse in, aus und über die Schweiz im Blick zu behalten und in enger Koordination mit den Nachbarländern zu verbleiben, auch wenn keine direkte Einbindung der Schweiz in den europäischen Flow-Based Mechanismus erreicht wird.

Die Studie zeigt auf, dass für die Schweizer Versorgungssicherheit drei Dimensionen von zentraler Bedeutung sind: die Wasserkraft, die Importkapazität, und die europäische Gesamtentwicklung. Die verschiedenen Szenarienergebnisse zeigen deutlich, dass bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen auch grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite für die lokale Versorgungslage unkritisch bleiben. Dies liegt an der zugrundeliegenden Systemdynamik, welche es der Schweiz erlaubt in einem Zusammenspiel von Importen (in den entspannten Systemzuständen) und Exporten von Wasserkrafterzeugung (in den kritischen Stunden) eine sichere Versorgung zu erhalten und dabei auch die europäische Versorgungslage zu stützen. Um diese für beide Seiten vorteilhafte Systemfahrweise zu erhalten, ist eine entsprechende Einbettung der Schweiz in den europäischen Strommarkt zielführend.

Importkapazitäten nehmen daher eine zentrale Stellung in der Versorgungsanalyse der Schweiz ein. Die Simulationen mit stark reduzierter Importkapazität zeigen die Möglichkeit lokaler Versorgungsprobleme auf. Ein enges Monitoring der europäischen Entwicklungen und der lokalen Erzeugungs- und Lastbilanz ist daher zwingend notwendig, um rechtzeitig Gegenmassnahmen einleiten zu können. Eine direkte Einbindung der Schweiz in den europäischen Stromhandel ist dabei die direkteste Massnahme um die

Versorgungssituation abzusichern. Jedwede weitere Massnahme wird letztlich dazu dienen, eine unzureichende Einbindung zu kompensieren. Sei dies erhöhter Re-Dispatcheinsatz, lokale Reservekapazitäten, oder die Förderung des Zubaus lokaler Kraftwerkskapazitäten.

Die Wasserkraft stellt dabei weiterhin den Eckpfeiler der Schweizer Versorgung dar. Durch den flexiblen Einsatz der Wasserkraft kann auch in kritischen Szenarien die Last in der Schweiz gedeckt werden. Aufgrund der stündlichen und täglichen Nachfragedynamik im europäischen Stromsystem ergeben sich i.d.R. genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz. Nur im Fall einer sehr starken Beschränkung der Importkapazitäten ist dieser grundlegende Absicherungsmechanismus unzureichend.

Résumé

La présente étude a été réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et analyse l'évolution que connaîtra la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Faisant suite aux analyses de l'adéquation du système (system adequacy) menées en 2017 et 2019, elle examine, au moyen d'un modèle en chaîne comprenant trois niveaux, l'adéquation à long terme de la capacité de production et de la capacité systémique en Suisse et en Europe à l'horizon 2040. Elle s'intéresse en particulier à l'importance des capacités d'importation pour l'approvisionnement de la Suisse durant l'hiver et aux évolutions à moyen et long terme, en prenant en considération différentes trajectoires de développement des énergies renouvelables dans notre pays. Elle ne porte, par contre, pas sur les aspects de l'approvisionnement à court terme pour l'hiver 2022/23 et l'année suivante qui relèvent de la crise énergétique actuelle.

Par rapport aux études précitées de 2017 et 2019, la présente analyse recourt à un modèle en chaîne élargi qui, pour la première fois, intègre le couplage des marchés fondé sur les flux. Ledit modèle s'appuie sur le modèle agrégé du système européen et sur le modèle détaillé du réseau suisse ressortis des analyses précédentes. Il va plus loin tant dans le détail au niveau européen que dans la représentation de la structure du marché dans son ensemble. À son premier niveau, le modèle en chaîne modélise la Suisse et 18 autres pays européens en représentant précisément les nœuds et les lignes électriques; ce niveau sert ainsi de référence quant à ce qui est techniquement possible du point de vue de la sécurité d'approvisionnement en Europe. À son deuxième niveau, le modèle illustre la structure actuelle du marché en Europe en y incluant le couplage des marchés fondé sur les flux pour les pays européens ainsi qu'un raccordement ATC.³ de la Suisse ; ce niveau permet d'analyser la situation de l'approvisionnement possible en Europe du point de vue de la structure du marché. À son troisième et dernier niveau, le modèle reporte le résultat du niveau précédent dans un modèle détaillé du réseau de la Suisse ; ce niveau illustre alors la situation physique de l'approvisionnement dans notre pays.

À l'instar des études précédentes, la présente analyse utilise un ensemble de scénarios qui prévoit différentes trajectoires de développement en Suisse et en Europe. De plus, elle passe de nouveau en revue un ensemble de sensibilités et de variantes concernant des adaptations du réseau et de la production. S'agissant des capacités d'importation, deux variantes différentes sont simulées: la première prend en compte les capacités ATC, dans leur ensemble, de la Suisse dans le négoce d'électricité européen (variante établie sur la base des capacités de négoce actuelles) et la seconde adopte une interprétation plus stricte de la règle des 70% et sur des capacités d'importation par conséquent fortement réduites pour la Suisse (variante reposant sur le scénario «aucune coopération» de l'étude de Frontier Economics, 2021).

La structure des données est actualisée, pour la Suisse sur la base des Perspectives énergétiques 2050+ (poursuite de la politique énergétique actuelle [PEA] et diverses variantes du scénario «Zéro émission nette [ZÉRO]»), et pour l'Europe sur la base de tous les scénarios du TYNDP⁴ -2020 (National Trends, Distributed Energy et Global Ambition). La dynamique de la charge et de linjection d'énergies

³ATC = available transfer capacity, c'est-à-dire les capacités d'échange disponibles pour le négoce transfrontalier entre deux pays.

⁴TYNDP ou Ten year network development plan: plan décennal de développement du réseau du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E).

renouvelables est simulée pour différentes conditions météorologiques, qui représentent non seulement les années météorologiques type du TYNDP, mais aussi des événements extrêmes (pic de charge, manque de soleil et de vent [Dunkelflaute] pendant 15 jours, ainsi qu’hiver alliant charge élevée et injection réduite d’énergies renouvelables).

Les résultats de la présente étude étayent les conclusions des analyses de l’adéquation du système de 2017 et 2019: ils confirment une nouvelle fois qu’une Suisse intégrée au marché de l’électricité européen ne connaîtra pas de pénuries ces prochaines années. Les résultats des scénarios de base pour le modèle de réseau européen intégré et pour le modèle de marché incluant les capacités ATC dans leur ensemble ne montrent pas d’insuffisance de couverture de la charge, quelles que soient les conditions météorologiques ou les développements de l’offre (même en cas de panne totale de toutes les centrales nucléaires suisses). Ils confirment ainsi à nouveau l’extrême importance de l’échange d’électricité pour notre pays. Dans les scénarios actualisés des Perspectives énergétiques 2050+, la Suisse est tributaire des importations pour répondre à la demande totale sur son territoire dans tous les scénarios, tandis que la force hydraulique est exploitée à des fins d’exportation.

Grâce au nouveau modèle en chaîne et à la base de données actualisée, d’autres résultats viennent s’ajouter à ceux des études précédentes concernant la capacité d’importation, le rôle de la production locale d’électricité ainsi que le rôle des flux de transit et des restrictions de réseau en Suisse:

- Pour la première fois, la prise en compte endogène du couplage des marchés fondé sur les flux en Europe permet une appréciation des éventuelles restrictions à l’importation dans une modélisation équivalente à celle du marché. Dans la variante retenue pour l’analyse qui prévoit des possibilités d’importation très restrictives (au max. environ 1,7 GW de capacité totale d’importation), les simulations montrent que la Suisse pourrait connaître des pénuries notables tout au long de l’hiver.
 - Celles-ci surviennent surtout dans les dernières années sur lesquelles porte l’analyse (2035, 2040). En fonction des fluctuations météorologiques et de la variante d’offre retenus dans les scénarios de base, les résultats en termes d’énergie non desservie (ENS ou Energy not served) sont compris dans une large fourchette, qui va d’une couverture suffisante de la charge quel que soit le temps à une insuffisance de couverture maximale atteignant 5,8 TWh en cas de conditions météorologiques défavorables.
 - Ces résultats sont confirmés par les différentes sensibilités et variantes supplémentaires simulées pour la variation d’offre la plus critique, où des pénuries maximales de 9 à 11 TWh surviennent.
- Les différentes variantes d’offre des scénarios et leurs compléments permettent donc d’évaluer le rôle de la production locale dans de telles situations de pénurie énergétique. Il apparaît que les scénarios où le développement des énergies renouvelables est lent (PEA et ZÉRO variante A avec développement selon les conditions-cadres actuelles) offrent une situation en matière d’approvisionnement bien plus critique que les scénarios et leurs compléments prévoyant des taux de développement des installations photovoltaïques ou d’autres énergies renouvelables locales plus élevés. La flexibilité de la force hydraulique suisse permet en outre d’intégrer au système de façon optimale de l’énergie renouvelable supplémentaire produite en hiver grâce à l’utilisation de pompes ou par des adaptations des programmes prévisionnels des centrales électriques, améliorant ainsi la situation en matière d’approvisionnement.
- La représentation directe d’un niveau séparé de redispatching succédant au modèle de marché permet aussi pour la première fois de mieux évaluer l’impact des importations, des exportations et des flux de transit sur la situation en matière d’approvisionnement. Les résultats montrent à cet égard qu’en cas de valeurs très élevées des capacités d’importation mais aussi d’exportation, le réseau suisse peut atteindre ses limites. Il est par conséquent primordial de surveiller l’ensemble des flux qui entrent en Suisse, en sortent ou y transitent et de veiller à une bonne coordination avec les

pays voisins, même si l'on ne parvient pas à intégrer directement la Suisse au mécanisme européen basé sur les flux.

L'étude montre que trois facteurs sont essentiels pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse: la force hydraulique, la capacité d'importation et le développement européen dans son ensemble. Les résultats des différents scénarios retenus démontrent clairement que si l'on parvient à combiner harmonieusement les deux premiers facteurs, même des insuffisances de couverture importantes côté suisse ou côté européen n'auront pas de conséquences graves sur la situation locale en matière d'approvisionnement. En effet, la dynamique sur laquelle repose le système permet à la Suisse d'interagir entre les importations (lorsque la situation est détendue) et les exportations de la production d'énergie hydraulique (durant les heures critiques) pour assurer son approvisionnement, mais aussi soutenir celui de l'Europe. Pour arriver à cette gestion du système avantageuse pour les deux parties, il faut que la Suisse soit intégrée de manière adéquate au marché européen de l'électricité.

C'est la raison pour laquelle les capacités d'importation sont au centre de l'analyse portant sur l'approvisionnement de la Suisse en électricité. Les simulations comprenant une capacité d'importation fortement réduite révèlent que des problèmes locaux d'approvisionnement sont possibles. Il est donc impératif de suivre de près les développements européens et le bilan local de production et de charge afin de pouvoir agir en temps utile. Intégrer la Suisse au négoce de l'électricité au niveau européen est la mesure la plus directe pour assurer la situation de l'approvisionnement. Toute autre mesure servira en fin de compte à compenser une intégration insuffisante, qu'il s'agisse d'un recours accru au redispatching, des capacités de réserve locales ou de la promotion du développement des capacités locales des centrales électriques.

L'énergie hydraulique demeure l'élément-clé de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. L'utilisation flexible de cette énergie permet de couvrir la charge de la Suisse même dans les scénarios critiques. Le nombre de fenêtres temporelles est généralement suffisant à la fois pour les importations et pour le pompage-turbinage grâce à la dynamique de la demande dans le système européen, qui varie selon les heures et les jours. Il n'y a qu'en cas de limitation très importante des capacités d'importation que ce mécanisme fondamental de sécurité peut s'avérer insuffisant.

Summary

This study, commissioned by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE), analyzes the future development of security of supply in the electricity sector in Switzerland. Following on from the System Adequacy (SA) studies of 2017 and 2019, a three-stage model chain is used to investigate the long-term adequacy of generation and network capacity in Switzerland and Europe up to 2040. The current SA study sets a focus on the role of import capacity for the Swiss supply situation – especially during the winter – as well as medium- to long-term developments of different renewable energy pathways. Short-term supply aspects for the winter 2022/23 or the coming year due to the current energy crisis are not investigated in the present study.

Compared to the SA studies 2017 and 2019, an extended model chain is used, which for the first time includes flow-based market coupling. The model chain builds on the aggregated European system model and the detailed Swiss network model of the previous studies, expanding both the level of detail at the European level and the representation of the entire market structure. In the first stage of the model, Switzerland and 18 other European countries are modeled on a nodal resolution with a detailed network representation to provide a reference for the theoretically possible technical security of supply level in Europe. In the second stage, the current market structure in Europe is modeled with flow-based market coupling for the European countries and an ATC⁵ connection for Switzerland. This allows to analyze the possible supply situation in Europe due to the market structure. In a final model stage, this market

⁵ATC = available transfer capacity for cross-border trade between countries.

result is incorporated into a detailed network model of Switzerland in order to identify the physical supply situation in Switzerland given market transactions.

As in the previous studies, a scenario framework is used that depicts various possible development paths in Switzerland and Europe. In addition, a set of sensitivities and variants for grid- and production-side adjustments is analyzed. With regard to import capacities, two different variants are simulated: a comprehensive consideration of the Swiss ATC capacities in the European electricity trade (following the current trading capacities) as well as a stricter interpretation of the 70% rule and correspondingly strongly reduced import capacities for Switzerland (following the scenario "No cooperation" of the study by Frontier Economics, 2021).

The data structure is updated to the Energy Perspectives 2050+ (Business as Usual (WWB), as well as various variants of the Net Zero Scenario (ZERO)) for Switzerland and to all scenarios of the TYNDP⁶-2020 (National Trends, Distributed Energy and Global Ambition) for Europe. The dynamics of load and renewable feed-in are simulated using different weather characteristics, which, in addition to the weather years of the TYNDP, also represent extreme characteristics (short term system peak load, a two-week 'Dunkelflaute' period, and a winter with general high load and low renewable feed-in).

The results of the present study support the findings of the SA studies 2017 and 2019: The basic statement that a Switzerland integrated into the European electricity market will not show any supply shortages in the coming years of the last studies is again confirmed in SA 22. The results of the baseline scenarios for the integrated European grid model and for the market model with comprehensive ATC capacities show no load shortages, regardless of weather characteristics or supply-side variations (including a complete outage of all Swiss nuclear power plants). Overall, the results thus reconfirm the high importance of power exchanges for Switzerland. In all scenarios of the updated Energy Perspectives 2050+, Switzerland also relies on imports to meet its overall demand, while hydropower is export-oriented.

Thanks to the new model chain and the updated database, additional insights are gained compared to the previous studies on the importance of import capacity, the role of local power generation, and the role of transit flows and grid constraints in Switzerland:

- The endogenous consideration of flow-based market coupling in Europe allows for the first time an estimation of possible import restrictions in a market-equivalent model setting. In the case of the very low import possibilities chosen for the strict ATC analysis (max. ca. 1.7GW total import capacity), the simulations show that there can be significant supply bottlenecks in Switzerland, which are distributed over the whole winter period:
 - These occur mainly in the later analysis years (2035, 2040). Depending on weather variation and supply variant, the base scenarios show a high range of resulting ENS; from no load short-fall independent of weather to a maximum of 5.8 TWh at unfavorable weather constellation.
 - These results are confirmed by the various additional sensitivities and variants simulated for the most critical supply variation, showing maximum supply shortages of 9 to 11 TWh.
- The different supply variations of the scenarios and additional runs allow an assessment of the role of local generation in such energy shortages. In particular, the scenarios with a delayed expansion of renewables (WWB and ZERO Variant A with extension according to the current framework) show a much more critical supply situation than scenarios and runs with higher addition rates of PV or other local renewables. The flexibility of Swiss hydropower allows additional power generation in winter months from renewables to be optimally integrated into the system through pumping or modified power plant schedules, thus improving the supply situation.
- The direct mapping of a separate re-dispatch stage according to the market model also allows for the first time a better estimation of the feedback effect of imports, exports and transit flows on the

⁶TYNDP - Ten year network development plan of the European association for the cooperation of transmission system operators (ENTSO-E).

supply situation. The results show that the Swiss grid can reach its limits during hours with very high import but also high export values. Therefore, it is central to monitor the total flows into, from and via Switzerland and to remain in close coordination with neighboring countries, even if no direct integration of Switzerland into the European flow-based mechanism is achieved.

The study shows that three dimensions are of central importance for Swiss supply security: Swiss hydropower, exchange capacities, and the overall European development. The different scenario results clearly show that with a good interaction of the first two dimensions, even major supply bottlenecks on the Swiss or European side remain uncritical for the local supply situation. This is due to the underlying system dynamics, which allow Switzerland to maintain a secure supply in an interplay of imports (in the relaxed system states) and exports of hydropower generation (in the critical system peak load hours), while also supporting the European supply situation. In order to maintain this mutually beneficial system operation, a corresponding embedding of Switzerland in the European electricity market is advised.

Exchange capacities therefore have a central role in the supply security assessment of Switzerland. The simulations with strongly reduced import capacities show the possibility of local supply problems. A close monitoring of the European developments and the local generation and load balance is therefore mandatory in order to be able to initiate countermeasures in time. A direct integration of Switzerland into the European electricity trade is the most direct measure to secure system adequacy. Any other measure will ultimately serve to compensate for insufficient integration of Switzerland. This could be an increased use of re-dispatch, local reserve capacities, or the promotion of the expansion of local power plant capacities.

Hydropower continues to be the cornerstone of Swiss supply. Thanks to the flexible use of hydropower, the load in Switzerland can be covered even in critical scenarios. Due to the hourly and daily demand dynamics in the European power system, there are usually enough time windows for imports and pumped storage use. Only in case of a very strong restriction of import capacities this basic hedging mechanism is insufficient.

1 Problemstellung

1.1 Hintergrund

Mit der in Europa angestossenen Energiewende und der dadurch verursachten Umbildung des Portfolios der Energieerzeugungsanlagen stellt sich im Bereich Strom zunehmend die Frage nach der langfristig angemessenen Erzeugungs- und Systemkapazität, auch: Generation and System Adequacy (SA). Diese Problematik wurde bislang auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten unterschiedlich angegangen und führte in der Zwischenzeit zur Einführung oder zumindest Diskussion von nationalen Kapazitätsmärkten. Des Weiteren macht das 4. Binnenmarktpaket der Europäischen Union, das sogenannte Clean Energy Package, den Mitgliedsstaaten Vorgaben zur Untersuchung der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer und nationaler Ebene. Weitere Vorgaben könnten durch den Green Deal kommen.

Im allgemeinen Sprachgebrauch spricht man bei SA auch von Versorgungssicherheit. Sie definiert auf Länderebene inwiefern die national verfügbaren Kraftwerke und die grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten in der Lage sind, die Nachfrage zu decken unter Berücksichtigung der Infrastrukturnetze. In der Diskussion um die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz nimmt insbesondere die Versorgungsalge im Winterhalbjahr und potentielle Veränderungen, welche diese beeinflussen könnten, eine wichtige Rolle ein.

Im Jahr 2017 wurde von der Arbeitsgemeinschaft Forschungsstelle Energienetze (FEN-ETH Zürich) und Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung (FoNEW-Universität Basel) im Auftrag des Bundesamtes für Energie ein System Adequacy Report für die Jahre 2017-2035 erstellt (SA 2017 [2]) und im Jahr 2019 aktualisiert und auf 2040 erweitert (SA 2019 [3]).

Mit der am 28. August 2019 beschlossenen Verschärfung des langfristigen Klimaziels (Netto-Null Ziel), der Aktualisierung der Energieperspektiven (EP2050+), sowie der kontinuierlichen Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld ist eine erneute Aktualisierung der Versorgungssicherheitsanalyse zielführend.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der System Adequacy Studie 2022 zusammen, welche abermals in Kooperation der FoNEW und FEN erstellt wurde, mit Unterstützung der Constentec GmbH sowie der ZHAW.

1.2 Erweiterungen/Unterschiede zur System Adequacy Studie von 2017/2019

Die vorliegende SA-Studie 2022 baut auf den SA-Studien 2017 und 2019 auf, unterscheidet sich jedoch vor allem in den nachfolgend aufgeführten Punkten.

- Modellgemeinsamkeiten und -unterschiede:
 - Kombinierte **Modellkette**: In den vorangegangenen Studien wurden jeweils zwei Modelle verwendet: ein detailliertes Schweizer Modell und ein aggregiertes europäisches Modell. In der vorliegenden Studie wird darauf aufbauend eine dreistufige Modellkette entwickelt, welche eine detaillierte Abschätzung der europäischen Netzebene erlaubt, eine Abbildung der Marktdynamik im zonalen flow-based Handelssystem ermöglicht, und die Rückwirkung auf das physische Schweizer Stromsystem abbildet.
 - Berücksichtigung von **Austauschrestriktionen**
Während die vorhergehenden Studien jeweils auf integrierte Netzmodelle zurückgegriffen haben, welche die Handelsaktivitäten nicht direkt abbilden konnten, erlaubt die dreistufige Modellkette die endogene Berücksichtigung von Importstrukturen. Hierfür wird auf die flow-based Market Coupling Systematik zurückgegriffen.
 - **Deterministische Modellstruktur**
Wie auch in den vorhergehenden Studien bildet die Modellkette keine Unsicherheit oder Stochastizität ab. Die Relevanz von Last- und Wetterdynamiken wird daher abermals über ein

Set an Szenarienvariationen abgebildet, welche verschiedene herausfordernde Situationen abdecken (Lastspitzen, eine zweiwöchige Dunkelflaute, sowie ein ‘harter’ Winter mit hoher Last und geringer Erneuerbareneinspeisung)

– Szenarienstruktur

Die grundlegende Szenariomethodik hat sich nicht verändert. Es werden weiterhin Basiszenarien ausgehend von aktuellen Politiksznarien berechnet (siehe Punkte unter ‘Datenunterschiede’), sowie Variationen in Bezug auf lokale und europäische Angebotsstrukturen.

• Datenunterschiede:

– CH Datenbasis: Update auf **EP 2050+**

Die vorhergehenden Studien wurden jeweils mit den Inputdaten der Energieperspektiven 2050 durchgeführt. Die SA 2022 greift demgegenüber auf die aktuellen Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ zurück, welche nun neu von dem Netto-Null Ziel ausgehen, und bildet dabei insgesamt vier Szenarien mit unterschiedlichen Angebots- und Nachfrageentwicklungen ab, um die Bandbreite an möglichen Schweizer Entwicklungen besser abbilden zu können.

– EU Datenbasis: Update auf **TYNDP 2020**

Für die Datenstruktur der europäischen Nachbarländer wird auf die Szenarien des TYNDP 2020 zurückgegriffen. Dabei werden die verschiedenen Schweizer Szenarien mit allen drei TYNDP Szenarien (National Trends, Distributed Energy, Global Ambition) kombiniert.

1.3 Überblick

Dieser Abschlussbericht gliedert sich in 8 weitere Abschnitte. Im nächsten Abschnitt wird die Modellkette und die verschiedenen Methoden näher erläutert. In Abschnitt 3 wird die Szenariostruktur und die Datengrundlage präsentiert. Die Ergebnisse der Analyse werden in Abschnitt 4 und 5 präsentiert und in Abschnitt 6 interpretiert und diskutiert. In Abschnitt 7 werden die Erkenntnisse einer externer Reflektion unterzogen. Abschnitt 8 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen und Abschnitt 9 präsentiert die darauf aufbauenden Schlussfolgerungen für die Versorgungssicherheit in der Schweiz.

2 Modellkette und methodischer Ansatz

Wie auch in den SA 2017 und 2019 Analysen, ist das Ziel der vorliegenden Studie das Verhalten des Stromsystems in der Schweiz und in den europäischen Nachbarländern in Bezug auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit für die kommenden zwei Jahrzehnte zu bewerten. Und ebenso wie in den vorangegangenen Studien wird hierfür auf ein Set an Szenarien zurückgegriffen, welches verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen des Schweizer und Europäischen Stromsystems abdeckt.

Im Vergleich zu den vorherigen Studien wird für die aktuelle System Adequacy Analyse jedoch eine angepasste Modellstruktur verwendet. Anstatt zwei separate Modelle für eine deterministische und probabilistische Analyse zu verwenden, wird eine Modellkette entwickelt, welche die verschiedenen Dimensionen der Versorgungssicherheit abbilden kann. Dabei wird auf die Erkenntnisse und Methoden der SA 2017 und 2019 zurückgegriffen. Hauptzielstellung der Modellkette ist es die Rolle von Importen für die Schweizer Versorgungssicherheit besser abschätzen zu können, als das bisher der Fall war.



Abbildung 2.0.1: Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz

Abbildung 2.0.1 stellt die Modellkette vereinfacht dar. In der ersten Modellstufe wird das europäische Gesamtsystem (folgende Länder sind dabei neben der Schweiz inkludiert: AT, DE, FR, IT, BE, CZ, DK, ES, GB, HU, LU, NL, NO, PL, PT, SE, SI, SK) abgebildet um einen technischen bzw. physischen Benchmark für die Versorgungssicherheit zu bekommen. Diese Modellstufe hat eine nodale Netzauflösung für das Europäische Stromsystem und berücksichtigt die netz- und kraftwerksseitigen Kapazitätsrestriktionen. Damit ermöglicht dieses Modell, eine Abschätzung der maximalen Versorgungssicherheit, welche die technische Infrastruktur in Europa ermöglicht.

Ausgehend von dieser Modellstufe werden in einem nächsten Schritt die notwendigen Parameter für einen flow-based basierten Stromhandel ermittelt, welcher dann in der zweiten Modellstufe abgebildet wird. Da die Strommärkte in Europa kein nodales Preissystem implementiert haben sondern sogenanntes flow-based Market Coupling (FBMC) nutzen, ist es notwendig die vereinfachte Netzstruktur, welche dem europäischen Handel zugrunde liegt, angemessen abzubilden. Zu diesem Zweck werden die relevanten Austauschkapazitäten und Lastflussparameter anhand der Ergebnisse des physischen Netzmodells der ersten Stufe berechnet. Diese Berechnung orientiert sich dabei an dem aktuellen Vorgehen und Regeln im Rahmen des FBMC in Europa.

Mit den daraus resultierenden Netzparametern kann in der zweiten Modellstufe ein zonales Marktmodell berechnet werden, welches den europäischen Spothandel abbildet. Die einzelnen Länder werden dabei entweder als eine einzelne Marktzone oder entsprechend ihrer aktuellen Konfiguration als wenige Marktzone betrachtet. Wie auch die erste Modellstufe wird dieses Marktmodell für das gesamte Europäische Stromsystem simuliert.

Diese Vereinfachung der physischen Netzstruktur in Europa kann dazu führen, dass auf der Marktebene andere Versorgungsprobleme auftreten als auf der physischen Systemebene im ersten Modell. Die Einbindung der flow-based Berechnung erlaubt dabei erstmals verschiedene Importszenarien endogen in der Modellkette zu implementieren, was für die zukünftige Schweizer Energieversorgung von besonderer Bedeutung ist.

Da die Marktstufe jedoch nur eine vereinfachte physische Systemstruktur abbildet, ist es nicht garantiert, dass die resultierenden Marktergebnisse auch wirklich umsetzbar sind. Dies entspricht dem realen Stromsystem, in welchem die Handelsergebnisse ggf. im Rahmen von Re-Dispatchmassnahmen angepasst werden, um den physischen Restriktionen des Systems Rechnung zu tragen. Die dritte Modellstufe bildet diesen Re-Dispatchmechanismus für die Schweiz ab. Die Ergebnisse des Marktmodells werden dabei als gegeben vorausgesetzt, und in das Schweizer Stromsystem mit seinen netzseitigen Restriktionen implementiert. Das Modell überprüft dann, ob der Marktdispatch zu Verletzung von physischen Restriktionen in der Schweiz führt und welche Anpassungen notwendig sind um die Systemintegrität zu gewährleisten. Die dritte Modellstufe erlaubt daher abermals eine Abschätzung der physischen Versorgungssicherheit in der Schweiz. Im Gegensatz zur ersten Modellstufe, ist diese jedoch durch die Marktergebnisse definiert, und nicht durch ein theoretisches Optimum und erlaubt ausschliesslich Massnahmen in der Schweiz um mit etwaigen Problemen umzugehen..

Eine zentrale Rolle in dieser letzten Re-Dispatchmodellstufe spielen Transitflüsse über die Schweiz. Das Modell analysiert daher nicht nur, ob die Schweizer Erzeugung und Nachfrage über das Schweizer Übertragungsnetz transportiert werden kann, sondern auch, welche Auswirkungen Loopflows durch Handelsaktivität der Nachbarländer für die Versorgungssicherheit in der Schweiz hat.

Im Folgenden werden wir kurz die allgemeinen Eigenschaften der Modellkette beschreiben und abschliessend die einzelnen Modellkettenkomponenten erläutern. Im Anschluss folgt eine Erläuterung der verwendeten Versorgungssicherheitsindikatoren. Der Abschnitt schliesst mit einer kritischen Reflektion der Methodik.

2.1 Allgemeine Modelleigenschaften

Alle Modelle der Modellkette sind als Kostenoptimierung aufgesetzt. Zielgrösse sind dabei jeweils die Gesamtkosten des relevanten Systems in der Modellstufe. Entsprechend berücksichtigen die ersten beiden Modelle das europäische System und optimieren über alle betrachteten Länder hinweg. In der letzten Modellstufe wird nur das Schweizer System optimiert, während alle Nachbarländer fixiert sind. Die Lastflussabbildung erfolgt in allen Modellen mittels eines DC-Load-Flow Ansatzes. Sie stellen daher typische Optimal-Dispatch-Modelle dar.

In der Modellkette werden mehrere Datenquellen verwendet. [TYNDP 2020](#) (für das europäische Stromsystem) und die [Energieperspektive 2050+](#) (für das Schweizer Stromsystem) stellen die Hauptinputs für die verschiedenen Szenarien dar (siehe Abschnitt 3). Insbesondere werden sie zur Definition der Erzeugungskapazitäten pro Technologie, der jährlichen erneuerbaren Erzeugung pro Technologie und Wetterjahr sowie der stündlichen Nachfragezeitreihen pro Region und Wetterjahr verwendet. Für jedes Wetterjahr werden die Verfügbarkeitsfaktoren für Solar-/Wind- und Wasserkraftzuflüsse von [Renewables.ninja](#) bzw. ENTSO-E PECD (European Climate Database) übernommen. Detaillierte Daten zur Schweizer Wasserkraft basieren auf der Datengrundlage des Swissmod Modells der Universität Basel, welches auch für die SA 2017 und 2019 verwendet wurde.

Für die Zuteilung der Schweizer Last und erneuerbaren Kapazitäten wird auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen. Die Energieperspektiven 2050+ liefern regionalisierte Daten für sieben Schweizer Grossregionen. Ein ähnlicher Ansatz wie bei Swissmod wird verwendet, um die Nachfrage und Erzeugungskapazität der Grossregionen den jeweiligen Netzknoten zuzuordnen (siehe Schlecht und Weigt, 2014 [12]). Die PV-Erzeugungskapazitäten werden den Netzknoten innerhalb der Grossregion anhand eines Verteilungsschlüssels zugeteilt, welcher auf Gemeindedaten basiert, die von EPB für die Studie zur Verfügung gestellt wurden.

Alle Modelle weisen eine stündliche Auflösung auf, und optimieren über das gesamte Jahr hinweg. Sie sind daher deterministisch und berücksichtigen keine Unsicherheiten. Entsprechend wird insbesondere die Rolle wetterabhängiger Erzeugung und Nachfragedynamik über verschiedene Last- und Wetterkombinationen abgedeckt, welche jeweils als separater Jahresdurchlauf simuliert werden. Eine Erläuterung zu den

Wetterkombinationen wird in Abschnitt 3.1 präsentiert.

Alle Modelle greifen auf den gleichen Ausgangsdatensatz an Kraftwerkskapazität, Last- und Erneuerbarendynamik zurück. In der ersten und letzten Modellstufe sind diese Daten knotenscharf (europaweit in der ersten, schweizweit in der dritten Modellstufe). In der zweiten Modellstufe werden diese entsprechend den Marktzone aggregiert. Dies erlaubt eine hohe Konsistenz über die Modellstufen hinweg, da Unterschiede in den Ergebnissen nicht durch veränderte Datenstrukturen verursacht werden, sondern durch die den Modellen zugeordneten Systemstrukturen.

Die Schweizer Wasserkraftwerke stellen dabei eine Ausnahme dar. In der ersten Modellstufe wird eine leicht vereinfachte Abbildung verwendet, welche keine detaillierte Kaskadenstruktur aufweist, wie sie dann in der zweiten und dritten Modellstufe vorliegt. Dies liegt in der Modellgrösse und -komplexität des europäischen Netzmodells begründet. Dennoch erfolgt eine Knotenscharfe Zuordnung der Kraftwerke sowie die Definition der saisonalen Wasserzuflüsse.

Auf Netzseite stellt das nodale, europäische Modell den Ausgangspunkt dar. Dieser wird einerseits für die Ermittlung der vereinfachten flow-based Netzstruktur des Marktmodells verwendet, als auch für die Netzstruktur des Re-Dispatchmodells.

Alle Modelle greifen auf den gleichen Mechanismus zurück um Situationen zu definieren, in welches es zu Versorgungsproblemen und nicht-gedeckter Last kommt. Wenn es physikalisch unmöglich ist, die Last mit den vorhandenen Erzeugungs- und Netzkapazitäten zu versorgen, wird als letzte Option auf Lost-Load zurückgegriffen, welche die Last am jeweiligen Knoten oder in der Zone reduziert. Diese Möglichkeit ist implementiert, indem die Lost-Load mit sehr hohen Kosten in die Zielfunktion einfließt. Da alle Modelle die jeweiligen Gesamtsystemkosten optimieren, erfolgt auch der Einsatz von Lost-Load aus Gesamtsystemsicht; d.h. die einzelnen Länder helfen einander. Die Modelle stellen daher das unter den gegebenen Annahmen optimale Systemmanagement dar. Das Verhalten des Systems, oder mit anderen Worten das Ergebnis der Optimierung, wird durch Indikatoren bewertet, welche eine Abschätzung der Versorgungssicherheit ermöglichen (siehe Abschnitt 2.6).

Wie auch die Modelle der SA 2019 werden die Modellansätze der vorliegenden Studie für das Jahr 2017 kalibriert, wobei dabei die direkten historischen Einspeisungen der erneuerbaren Energien sowie die Auslastung der Grundlastkraftwerke vorgegeben wurde. Die restliche Erzeugung wurde anhand einer Kostenkalibrierung auf Landesebene dahingehen kalibriert, dass einerseits die landspezifischen Erzeugungsmuster reproduziert wurden und damit andererseits auch das Flussbild im Gesamtsystem reproduziert werden konnte. Die Kostenkalibrierung wird für die Szenarielläufe beibehalten. Entsprechend ergibt sich für das Gesamtsystem damit ein Kraftwerkseinsatz, welcher stark durch die historischen Strukturen geprägt ist und nicht zwingend die wirklich eintretenden Handelsmuster abbildet. Entsprechend sind sowohl die resultierenden Preiskurven als auch die Flussdynamiken entsprechend vorsichtig zu interpretieren.

Wie auch in den vorhergehenden Studien ist dieser Punkt für die Fragestellung nur von untergeordneter Bedeutung. Die versorgungskritischen Situationen treten i.d.R. zu Zeiten auf, in denen die Erzeugungskapazität nahe am Maximum operiert. Zu diesen Zeiten ist die kostenbedingte Reihenfolge der Kraftwerke irrelevant, da alle Kraftwerke laufen. Lediglich in Zeiten mit freier Kapazität ist es entscheidend für das Systemflussbild ob z.B. Kohlekraftwerke oder Gaskraftwerke, oder Kapazität in Land X oder Y günstiger sind.

2.2 Europäisches Netzmodell

Das europäische Netzmodell stellt ein nodales Dispatchmodell von Europa dar, welches den gängigen DC-Load Flow Formulierungen folgt (siehe z.B. Abrell et al. 2019 [7]) und der Modellformulierung der SA 2017 und 2019 folgt. Last und Erzeugungskapazität werden dabei den jeweiligen Netzwerkknoten zugeordnet, so dass ein Abbild des realen europäischen Stromsystems entsteht. Für die extern vorgegebene stündliche Last wird dann der jeweils kostenoptimale Kraftwerksdispatch ermittelt, welcher die resultierenden Leitungsflüsse und die damit verknüpften Leitungsbegrenzungen berücksichtigt. Für diese

Modellstufe wird dabei davon ausgegangen, dass die Leitungskapazitäten bis zu ihrem physischen Maximum belastet werden können (sprich: keine Reservemarge oder n-1 Berücksichtigung). Die Ergebnisse stellen daher das theoretische Maximum an Versorgungssicherheit im System dar.

Übertragungsnetzmodell

Das verwendete Netzmodell umfasst dabei das Übertragungsnetz der Schweiz und 18 weiterer europäischer Länder (AT, DE, FR, IT, BE, CZ, DK, ES, GB, HU, LU, NL, NO, PL, PT, SE, SI, SK). Das Übertragungsnetz innerhalb der Schweiz wird dabei leitungsscharf basierend auf einem Datensatz von Swissgrid modelliert, der im Projekt [AFEM](#) (Assessing Future Electricity Markets) aufbereitet und ständig aktualisiert wurde. Das Übertragungsnetz der anderen europäischen Länder werden auch leitungsscharf basierend auf dem öffentlichen Modelldatensatz des europäischen Stromnetzes von [PyPSA](#) modelliert. Für die Szenarienzustützjahre Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040 werden alle Netzausbaumaassnahmen, welche in den kommenden Jahren entsprechend dem TYNDP bzw. dem Swissgrid Netzplan (Strategisches Netz 2025) vorgesehen werden, in der Netzabbildung inkludiert.

Kraftwerksparkmodell

Der kontenscharfe Kraftwerkspark in der Schweiz basiert auch auf dem Datensatz aus dem AFEM Projekt und wird dann je nach Type auf den aggregierten Werten in Energieperspektiven 2050+ hochskaliert. Die Datengrundlage umfasst neben Kernkraftwerken und Wind- und PV-Kapazitäten noch Gas- und Dampf-Kombikraftwerke, Biomasse-Anlagen, kleine Kraftwärmekopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen. Für die PV Zuteilung wird der oben erwähnte Verteilschlüssel verwendet. Für den kontenscharfen Kraftwerkspark in den anderen europäischen Ländern bildet der Datensatz von [PyPSA](#) die Basis. Für die Szenarienzustützjahre 2025, 2030, 2035 und 2040 werden die Kapazitäten der einzelnen Anlagen pro Kraftwerkstyp basierend auf die Szenariendaten von TYNDP-2020 hochskaliert.

2.3 Flow-Based Abbildung

Ausgehend von dem nodalen, europäischen Netzmodell werden die Flow-Based Parameter ermittelt, welche für das Marktmodell die vereinfachte Netzstruktur darstellen; sprich der FBMC und ATC-Bedingungen. Ein Überblick der dafür notwendigen Modellschritte ist in [Abbildung 2.3.1](#) gegeben. In diesem Abschnitt wird eine kurze Erläuterung der Methodik präsentiert. Eine detaillierte Erklärung wird im Annex bereitgestellt.

Methodisch werden zunächst die reinen Flow-based Bedingungen bestimmt, unter der Annahme, dass alle Länder, auch die Schweiz am FBMC teilnehmen. Anschliessend werden für die Schweiz (als einzige ATC-gekoppelte Zone im Modell) die ATC-Grenzen für verschiedene Kooperationsszenarien hergeleitet. Die Herleitung der Flow-based und ATC-Berechnung erfolgt dabei zeitlich variable, sprich für jede Stunde werden separate Parameter ermittelt.

Der Ausgangspunkt der Flow-based Modellierung ist durch das europäische DC-Lastflussmodell gegeben. Ausgehend von der stündlichen nodalen Netto-Einspeisung kann so die Belastung der einzelnen Leitungen ermittelt werden, welche durch die sogenannte PTDF-Matrix definiert ist. Mittels FBMC ist es möglich, statt einer vollen nodalen Auflösung eine zonale Struktur zu nutzen, welche jedoch die relevanten kritischen Netzelemente leitungsscharf berücksichtigt. Hierfür werden sogenannte Generation-Shift-Keys (GSK) benötigt, welche angeben, wie sich der Lastfluss verändert, wenn in einer Zone die flexible Erzeugung verändert wird. Durch die GSK-Matrix wird ein beliebiger Vektor von zonalen Einspeisungen auf alle Knoten der Zone verteilt und man kann die zonale PTDF-Matrix definieren, welche für das Marktmodell benötigt wird. Da es eine Vielzahl von Kombinationen nodaler Netto-Einspeisungen gibt, welche in Summe einer gegebenen zonalen Netto-Einspeisungen entsprechen, folgen wir den ACER-Richtlinien zur Zuordnung von zonalen und nodalen Modellen.

Neben der GSK-Matrix werden noch die sogenannten kritischen Netzelemente (critical network elements, CNE) benötigt, welche im Rahmen des FBMC berücksichtigt werden. Hierbei handelt es sich um Leitungen, welche für den inter-zonalem Handel relevant sind. ACER definiert hierfür einen Schwellenwert von 5%; sprich beim Austausch zwischen zwei Zonen fließt mehr als 5% der ausgetauschten Leistung über diese Leitung. Zuletzt wird im Modell die minRAM-Regelung umgesetzt. Diese besagt, dass mindestens 70% der Leitungskapazitäten für den Grenzüberschreitenden Austausch zur Verfügung stehen müssen (EU Regulation 2019/943 Art. 16.8).

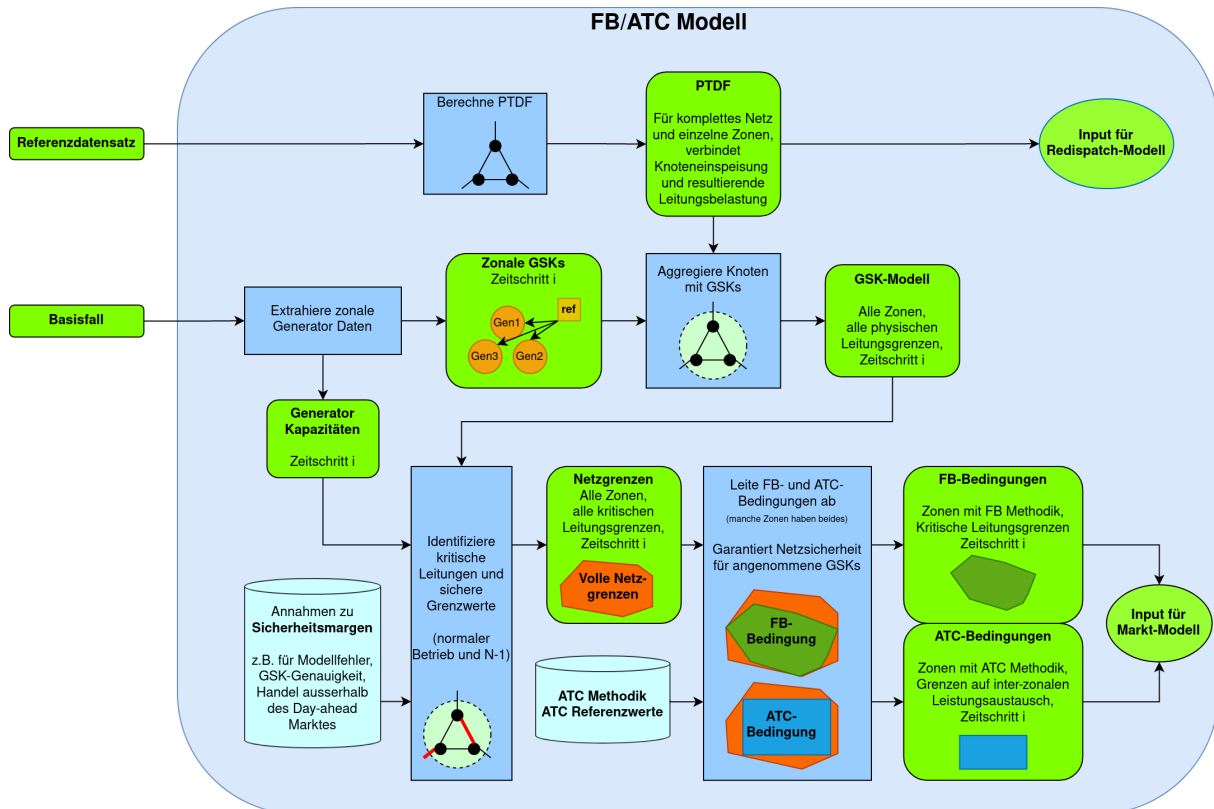


Abbildung 2.3.1: Überblick

Da die Schweiz nicht im europäischen FBMC integriert ist, wird der Handel zwischen Schweiz und Europa durch die verfügbare Übertragungskapazität (available transfer capacity, ATC) definiert. Ziel der ATC-Abschätzung ist es, jene Grenzkapazitäten für den Handel zu bestimmen, mit denen der sichere Netzbetrieb möglich ist. Im Gegensatz zum Flow-based Handel kann der ATC-Handel nur durch einfache untere und obere Grenzwerte beschränkt werden, die gültig sind, egal wie Verteilung der Lastflüsse im Netz aussieht. Daher spielt die Rückwirkung des ATC Handels auf die minRAM Restriktion eine bedeutende Rolle. Wir untersuchen daher zwei unterschiedliche Auslegungen der Integration der Schweiz via ATCs:

- Keine Kooperation, strenge Auslegung, „**strenge ATC**“: Die Handelsflüsse mit der Schweiz werden grundsätzlich nicht innerhalb der 70% angerechnet. Der Handel zwischen der Schweiz und den Nachbarländern darf die verfügbaren RAM-Werte daher nur in einem geringen Mass beeinflussen, gegebenenfalls auch so, dass der resultierende RAM weniger als 70% der Leitungskapazität betragen. Die Referenz-ATC Werte orientieren sich dabei an den restriktiven Importwerten der Studie von Frontier Economics (2021) (Tabelle 13, NTC «Keine Kooperation» für Generation Adequacy Analyse, [4]). Diese Variation wird als Sensitivität untersucht (siehe Abschnitt 3.2)
- Faire Kooperation, „**faire ATC**“: Hierfür wird auf höhere Referenz-ATC Werte zurückgegriffen, welche den aktuellen Handelsfluss abbilden (Frontier Economics (2021), Tabelle 11, NTC «Status Quo», [4]). Diese Variation wird als Basisvariante verwendet (siehe Abschnitt 3.2)

Die zonale PTDF, die CNE-Kapazitäten sowie die ATC-Kapazitäten werden für jedes Szenario an das Marktmodell geliefert, und bilden die Grundlage der vereinfachten Netzabbildung in der zweiten Modellstufe.

2.4 EU Marktmodell

Die zweite Modellstufe folgt in ihrer mathematischen Struktur der ersten Modellstufe, sprich es handelt sich um ein DC-Load Flow Dispatch-Modell. Im Gegensatz zur ersten Modellstufe ist der Netzwerkdatensatz jedoch vereinfacht, so dass statt einer nodalen nur eine zonale Auflösung vorliegt. Diese stellt die aktuelle Marktstruktur in Europa dar. Einspeisungen und Entnahmen werden auf Zonenebene (i.d.R. ein Land) aggregiert und mittels des FB-Ansatzes werden die Rückwirkungen auf die kritischen Leitungskomponenten ermittelt. Das Modell baut dabei auf dem Swissmod Ansatz der SA 2017 und 2019 auf und hat lediglich einen veränderten Netzdatensatz und zonal zugeordnete Kraftwerksdaten. Die nodale Struktur der Kraftwerke fließt somit nicht in die Lastflussberechnung ein (dafür werden die GSKs und zonale PTDF genutzt), aber erlaubt eine direkte Zuordnung, welche Kraftwerke produzieren und somit für die Bereitstellung der Marktergebnisse für die Re-Dispatchmodellstufe.

Datentechnisch nutzt das Modell daher die gleichen Ausgangsdaten wie das nodale Europamodel. Wie in Abschnitt 2.1 bereits beschrieben wird die Schweizer Wasserkraft jedoch detaillierter abgebildet. Neben den kraftwerksspezifischen saisonalen Zuflüssen und generellen technischen Kraftwerksdaten wird auch die Kaskadenstruktur von Wasserkraftwerksketten berücksichtigt. Dies entspricht der gleichen Modellstruktur wie im deterministischen Modellansatz der SA 2019.

Neben dieser Aggregation und vereinfachten Netzstruktur ist der wichtigste Unterschied zur ersten Modellstufe die Einbindung der Schweiz via ATC-Kapazitäten. Die Schweiz ist daher nur mehr indirekt in die physische Lastflussstruktur in Europa eingebunden. Handel aus und mit der Schweiz findet auf dieser Modellstufe so statt als wäre die Schweiz nur mittels gerichteten DC-Leitungen mit Europa verbunden. Es gibt daher in dieser Modellstufe keine Loopflows über die Schweiz, und auch keine Rückwirkung des Handels zwischen der Schweiz und einem Nachbarland auf Lastfüsse an anderen Grenzen. Ob das daraus resultierende Marktergebnis physisch in der Schweiz umsetzbar ist, wird dann nachgelagert in der dritten Modellstufe ermittelt.

Wie oben beschrieben stellt dieses Modell damit ein Abbild des aktuellen Spotstromhandels in Europa dar, welcher nur Teile der physischen Netzstruktur berücksichtigt und in dem die Schweiz separat integriert ist.

2.5 CH Re-Dispatchmodell

Das Re-Dispatch-Modell analysiert, ob das Schweizer Übertragungsnetz, welches im flow-based Market Coupling des zonalen Marktmodells ignoriert wurde, die Marktdispatchergebnisse auch transportieren kann. Das Redispatch-Modell geht von den Dispatch-, Import- und Exportwerten für die Schweiz aus, wie sie durch den zonalen Markt vorgegeben sind. Daraufhin kann das Modell das Schweizer Erzeugungsprofil teilweise anpassen, um mögliche Überlastungen der Übertragungsleitungen zu verhindern.

Wie auch das europäische Systemmodell der ersten Modellstufe ist das Re-Dispatch-Modell ein nodales Dispatch-Modell mit einer geografischen Verteilung von Übertragungsleitungen, Erzeugungs- und Nachfrageknoten. Der Fokus liegt hier jedoch rein auf der Schweizer Netzstruktur. Die Schweizer Wasserkraftwerke werden ebenfalls detailliert modelliert (wie in der Marktmodellstufe). Das Modell fixiert die Nettoposition aller Marktzone, inklusive der Schweiz, auf Stundenbasis. Im Falle der Schweiz bedeutet dies im Wesentlichen, dass die gesamte Import-/Exportmenge auf stündlicher Basis festgelegt wird.

Das Modell berücksichtigt Engpässe auf den Schweizer Übertragungsleitungen, die sowohl von der schweizerischen als auch von der ausländischen Erzeugung und dem Handel herrühren. Die Auswirkungen des Handels in anderen Ländern auf die Schweizer Übertragungsleitungen werden im Modell berücksichtigt: Der Leitungsfluss auf jeder Schweizer Leitung wird durch Multiplikation der Nettoposition

der Länder mit einer PTDF-Matrix berechnet. Mit anderen Worten: Das Modell berechnet zunächst die durch die Nettopositionen in den Nachbarländern verursachte Last auf jeder Schweizer Leitung und lässt dann das Modell nur die verbleibende Leitungskapazität nutzen.

Erzeugungskraftwerke sind die wichtigsten Flexibilitätslieferanten für das System, um Engpässe auf den Übertragungsleitungen in der Schweiz zu vermeiden. Ein voll einsatzfähiges Kraftwerk in der Schweiz (z. B. Speicherwasserkraftwerke) kann von seinem zonalen Marktdispatch abweichen, wenn dies zur Vermeidung von Leitungsengpässen in der Schweiz beiträgt. Auf der Seite der Wasserkraftwerke ist eine wöchentliche Flexibilität erlaubt: Für jeden Schweizer Speichersee sind die Anfangs- und Endwerte jeder Woche im Jahr auf die entsprechenden Marktmodellwerte festgelegt. Das bedeutet, dass die Wasserressourcen innerhalb einer Woche flexibel sind, um Wasser und Erzeugung zu verschieben, aber am Ende der Woche eine Position beibehalten, um ihre Verpflichtungen in der nächsten Woche auf dem zonalen Markt erfüllen zu können. Ein ähnlicher Ansatz wird auf den Batterieladestand der Batterieanlagen angewandt. Biomassekraftwerke dürfen ihre Erzeugung ebenfalls verschieben, solange die Summe der Erzeugung im Redispatch-Modell mit der des Marktmodells übereinstimmt. Demand Side Response und Elektrolyseure sind im Modell von der Bereitstellung von Redispatch-Diensten ausgeschlossen, um eine reine angebotsseite Abschätzung zu erhalten. Demand Side Response erfordert zudem eine deutlich komplexere Verknüpfung von Markt- und Re-Dispatchmodell um eine solide Abschätzung des abrufbaren Flexibilitätspotentials in der Re-Dispatchstufe zu erhalten.

Wenn die durch den Markt-Dispatch definierten Erzeugungs- und Handelsflüsse zu Verletzungen der Schweizer Leitungskapazitäten führen, wird das Modell mittels der verfügbaren Kraftwerksflexibilität versuchen, einen sicheren Netzzustand herzustellen. Ist dies nicht möglich, muss es auf Lost-Load zurückgreifen.

2.6 Indikatoren

Für die vorliegende Analyse werden die gleichen Standardindikatoren verwendet wie in der SA 2019. Da die zugrundeliegende Last- und Wetterszenariostruktur es nicht erlaubt gemittelte Werte zu berechnen wird in der Ergebnisdarstellung jeweils der über alle Wetter- und Nachfragekombinationen auftretende Minimal- und Maximalwert für ein Szenario ausgewiesen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für ENS und LOL jeweils die Jahressummen ausgewiesen sind, während für RCM stündliche Werte ausgewiesen sind. Der minimale RCM Wert kann daher in nur einer einzigen Stunde in einer der Wetterkombinationen auftreten. Die LOL/ENS min und max Werte stehen dagegen jeweils entsprechend für den Jahresgesamtwert einer spezifischen Wetterkombination.

Die in dieser Studie betrachteten Indikatoren sind:

- Energy Not Served (ENS), in GWh pro Jahr, beschreibt das Ausmass der nicht gedeckten Last in einem Simulationslauf, d.h. die Nachfrage die durch unzureichende verfügbare Erzeugungskapazitäten oder durch Netzengpässe nicht gedeckt werden kann:

$$ENS = \sum_{h=1}^{8760} LostLoad(h) \quad (1)$$

wobei $LostLoad(h)$ die abgeworfene Last in der h^{ten} Stunde ist.

- Loss of load (LOL), in Stunden pro Jahr, beschreibt die Anzahl der Stunden im Jahr, in denen ein Teil der Last abgeworfen wird:

$$LOL = \sum_{h=1}^{8760} LOLF(h) \quad (2)$$

wobei Loss of load flag (LOLF), das Ereignis beschreibt dass ein Teil der Last in der h^{ten} Stunde abgeworfen wird, da die einsetzbare Kapazität kleiner als die entsprechende Nachfrage ist oder das

Netz nicht ausreicht, um die Erzeugung zu den Lastzentren zu transportieren. $LOLF(h)$ ist also eine Flag-Variable, die gleich 1 ist wenn $LostLoad(h) > 0$ und sonst gleich 0 ist.

- Reserve Capacity Margin (RCM), in GW, beschreibt die verbleibende Kapazität im System in der h^{ten} Stunde:

$$RCM(h) = C_{dis}(h) + E_{RES}(h) - L(h) \quad (3)$$

wobei $C_{dis}(h)$ die verfügbare Kapazität der konventionellen, steuerbaren (dispatchable) Anlagen, sowie aller flexiblen Anlagen (PSP, Batterien, DSR) ist, $E_{RES}(h)$ die Einspeisungen von nicht-dispatchable Anlagen (v.a. PV und Wind, aber auch Biomasse, Laufwasser und kleineren fossile Anlagen) ist, und $L(h)$ die Nachfrage ist.

Wie auch in der SA 2019 führt die Gesamtsystemoptimierung der Modelle potentiell zu dem Effekt das Lost-Load in einem Land nicht zwingend für dieses Land verwendet wird, sondern aufgrund der Lastflusseffekte lediglich die kostenoptimale Lokalität für das Versorgungsproblem darstellt. In anderen Worten: unterdeckte Last in einem Land kann auch dazu dienen Versorgungsprobleme in einem anderen Land zu beheben.

Die Ursache für diesen Effekt ist, dass es aufgrund resultierenden Lastflüssen ggf. vorteilhafter sein kann, an einem bestimmten Netzpunkt die Last zu reduzieren, und damit neben der direkten Lastersparnis auch einen Vorteil auf Netzseite zu erzielen. Beispielhaft kann man sich eine Situation vorstellen, in der es eigentlich in Italien zu Versorgungsproblemen kommt, aber die Schweiz zusätzliche Last reduziert. Dies könnte dann auftreten, wenn zeitgleich ein Netzengpass auf den Grenzleitungen von Deutschland in die Schweiz besteht. Wird nun die Last in der Schweiz reduziert, und damit netto mehr aus der Schweiz exportiert, entlastet der Lastabwurf aufgrund der physischen Lastflussverteilung den Engpass von Deutschland Richtung Schweiz, da nun mehr Energie von der Schweiz Richtung Deutschland fließt. Dies würde es wiederum erlauben mehr Energie aus dem Norden in Richtung Italien zu transferieren. Die gleiche Menge an Lastreduktion führt somit zu mehr Energie in Italien.

Im europäischen Netzmodell, welche alle Regionen auf nodaler Ebene abbildet und daher die umfassendste Lastflussabbildung darstellt, muss diesem Effekt Rechnung getragen werden. Zu diesem Zweck werden Lastabwürfe und Nettoexportpositionen der jeweiligen Länder berücksichtigt. Ein Land weist daher dann Lastabwürfe aufgrund lokaler Versorgungsprobleme auf, wenn der Umfang von $LostLoad(h)$ grösser ist als die Nettoexporte, oder es selbst importierend war, während andere Länder Lastabwürfe exportiert haben. Ein Land welches $LostLoad(h)$ ausweist aber gleichzeitig mehr Energie exportiert, führt diese Lastabwürfe nicht aufgrund lokaler Versorgungsproblem durch sondern um die Gesamtsystemversorgung zu optimieren. Sollte ein Land $LostLoad(h)$ bei Nettoimporten aufweisen ist davon auszugehen, dass es sich in jedem Fall um lokal bedingte Versorgungsprobleme handelt. Wenn ein Land nicht für sich, sondern für das Gesamtsystem Last abwirft ("exportierter Lastabwurf"), und mehrere Länder in der Stunde gleichzeitig importabhängig waren, ist es unklar, für welches Zielland der Lastabwurf zu zählen ist. In dem Fall rechnen wir den vollen Lastabwurf bis zur Höhe der Importe jeweils allen Importländern zu. Dies führt zum Teil zu einer Doppelzählung eines Lastabwurfs und ist somit als konservative Annahme zu sehen. Für jedes modellierte Land werden die spezifischen lokalen $LostLoad(h)$ daher mittels dieser Logik berechnet, was auch die jeweiligen Flags $LOLF(h)$ beeinflusst. Für das Gesamtsystem wird die Gesamtsumme aller Lastabwürfe verwendet.

Für das europäische Marktmodell wird für die Schweiz von diese Herangehensweise abgesehen und es werden nur die direkten Lastunterdeckungen in der Schweiz berücksichtigt und erfasst. Dies liegt an der Einbindung via ATC-Kapazitäten der Schweiz. Damit ist die Schweiz aus Lastflusssicht zu einer DC-Verknüpfung geworden. Sprich der im obigen beschriebene Fall eines Lastabwurfs in der Schweiz, welche Kapazität am Norddach freimacht, kann sich bei ATCs nicht mehr einstellen, da der Handel gerichtet und grenzscharf ist. Es gibt keine direkten Feedbackeffekte auf andere Grenzen. Auch im Re-Dispatchmodell wird auf diese Berücksichtigung von Export- und Importpositionen verzichtet, da das Modell einen reinen

Schweizer Fokus hat und alle anderen Länder fixiert sind; sprich Schweizer ENS keine Veränderung in den Nachbarländern bewirken kann.

Auf eine vertiefende Analyse mittels der spezifischen, für das wasserkraftdominierte Stromsystem der Schweiz entwickelten Indikatoren der SA 2017 wird in dieser Studie verzichtet, da der Hauptfokus der Ergebnisse auf der Rolle von Importrestriktionen liegt, und die Indikatoren in den später präsentierten Ergebnissen keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn liefern können.

2.7 Kritische Bewertung der Modellkette und Methodik

Die oben beschriebenen Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und die erforderlichen Annahmen und notwendigen Vereinfachungen beeinflussen die Ergebnisse und deren Interpretation. Im Folgenden soll kurz reflektiert werden, welchen Einschränkungen die gewählten Modelle unterliegen und welche Konsequenz dies für die Aussagekraft der später präsentierten Ergebnisse und Erkenntnisse hat.

Wie auch in der SA 17 und 19 basieren alle Modelle der Modellkette weiterhin auf einem Optimierungsansatz mit perfekter Information über alle relevanten Parameter für ein Jahr. Die Ergebnisse stellen daher im Rahmen der restriktiv gewählten Annahmen und Szenarien den ‚best-case‘ eines sich perfekt verhaltenden Systems dar. Unsicherheiten über die zukünftige Erzeugung- und Nachfragentwicklung kann insbesondere bei Wasserkraft und Batterien in der Realität zu abweichenden Fahrweisen führen.

Auch wenn die neue Modellkette die Marktdynamik und Importstruktur in Europa besser abbildet als die vorangegangenen Studien, wird weiterhin von perfektem Wettbewerb ausgegangen. Sprich keiner der Marktteilnehmer agiert strategisch um sich einen Vorteil zu verschaffen. Während solches Verhalten für den Grossteil der Marktsituation irrelevant aus Versorgungssicherheitssicht ist, kann insbesondere bei Knappheitssituationen strategisches Verhalten (z.B. Zurückhaltung von verfügbarer Erzeugungskapazität zur zusätzlichen Preissteigerung) eine Verschärfung der Versorgungslage verursachen.

In Bezug auf die Definition der ATC Limitierungen führen wir aus Rechenkapazitätsgründen lediglich zwei Varianten durch. Diese können eher als min-max Strukturen interpretiert werden und sollten nicht als erwartete Umsetzungsstrategie verstanden werden. Insbesondere die harten ATC-Kapazitäten definieren ein möglichst niedriges Importniveau. Eine differenzierte Analyse mit verschiedenen ATC-Leveln könnte ein umfassenderes Bild der Rolle von Importen ermöglichen, ist für diese Studie jedoch nicht umgesetzt.

Da die Studienstruktur und die Szenarien vor den Ereignissen im Frühjahr 2022 definiert wurde, liegt keine Analyse von Brennstoffunverfügbarkeit als Versorgungsrisiko vor. Während die Situation von reduzierter Kernkraftkapazität in Frankreich bereits in den vorherigen Studien untersucht wurde, und auch dieses Mal wieder Bestandteil der Varianten ist, gibt es keine äquivalente Variante für die aktuelle Gasversorgungskrise. Alle fossilen Kraftwerke haben stets volle Verfügbarkeit an Brennstoff. Das Jahr 2022 und der Krieg zwischen Russland und der Ukraine hat aufgezeigt, dass neben der direkten Kraftwerksverfügbarkeit auch die Brennstoffverfügbarkeit eine versorgungskritische Dimension sein kann. Die Ergebnisse der Studie stellen diese daher noch nicht dar.

In allen Modellen wird zudem die Gesamtmenge an ENS (in MWh) optimiert. Da ENS mit hohen Kosten in die Modelle eingehen, versucht die Optimierung diese möglichst gering zu halten. Demgegenüber ist für die maximale Ausprägung der Abwürfe (die jeweiligen MW) kein Kostenwert berücksichtigt. Dies kann entsprechend dazu führen, dass wenige hohe Lastabwürfe gegenüber vielen kleineren Abwürfen bevorzugt werden.

Für die Nachfrageseite wird initial eine gegebene, stündliche Nachfrage unterstellt, wobei diese je nach Lastvariante unterschiedlich ausfällt um verschiedene Lastdynamiken abzubilden. Im Gegensatz zu der SA19 gibt es in moderatem Umfang die Implementierung von nachfrageseitigen Flexibilitätsmechanismen (Demand-Side-Management bzw. Demand-Side-Response) entsprechend den Kapazitätvorgaben der Szenarien (EP2050+ und TYNDP). Dabei werden vereinfachte Verschiebungsmöglichkeiten für den jeweiligen flexiblen Anteil des Verbrauchs unterstellt, welche das mögliche Flexibilitätspotential ggf. un-

terschätzen können. Es erfolgt zudem keine endogene Modellierung neuer Nachfrageelemente im Wärme- oder Mobilitätssektor und deren Flexibilitätsbeitrag.

Wie auch in den vorherigen Studien erlaubt die vereinfachte Darstellung des Stromsystems nicht die Abbildung einer Vielzahl möglicher Massnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit; z.B. kurzfristige Eingriffe auf Netzebene oder die temporäre Erhöhung von Kraftwerksverfügbarkeit. Solche Massnahmen können insbesondere bei kleineren Versorgungsproblemen dazu führen, dass die im Modell ermittelten Probleme unter realen Bedingungen gar nicht auftreten würden. Ergebnisse von wenigen GWh an Versorgungsausfällen sind daher eher als modellgetrieben zu sehen und weniger als real auftretende Ereignisse. Auch sind langfristige Anpassungen bei der Fahrweise konventioneller Kraftwerke durch die Fixierung von deren Verfügbarkeit anhand historischer Muster nicht abgebildet (z.B. eine erhöhte Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken bei geringer Gesamtkapazität).

Mit der Einführung des Re-Dispatchmodells ergeben sich zudem spezifische Limitierungen, welche aufgrund der vereinfachten Abbildung der internationalen Struktur in der Modellstufe entstehen. Da in dem Modell nur die Schweiz Anpassungen vornehmen kann, werden alle Probleme welche durch den Marktdispatch entstehen, auch nur durch Schweizer Massnahmen angegangen. Die vorhandene und regelmässig genutzte internationale Koordination auf Netzbetreiberebene kann daher nicht berücksichtigt werden, was zu einer deutlichen Überschätzung der resultierenden Effekte führen dürfte.

3 Szenarien und Datenstruktur

Wie auch in der System Adequacy Studie 2017 und 2019 wird ein Set an Szenarien verwendet, welche die möglichen zukünftigen Entwicklungen im Schweizer und europäischen Stromsektor betrachten. Hierfür wird als Ausgangspunkt ein Set an Basisszenarien definiert, welche verschiedenen mögliche Entwicklungen aufbauend auf den Energieperspektiven 2050+ and dem TYNDP-2020 darstellt (Abschnitt 3.1).

Aufbauend auf diesen Basisszenarien werden Sensitivitäten definiert (Abschnitt 3.2), welche mögliche netzseitige Effekte (verzögerter Netzausbau und reduzierte Importmöglichkeiten für die Schweiz) und die Rolle der Schweizer Kernkraft näher beleuchten.

In einem Variantenset (Abschnitt 3.3) werden zusätzlich verschiedene angebotsseitige Veränderungen in Europa (reduzierte KKW-Verfügbarkeit in Frankreich, schnellerer Kohleausstieg in Deutschland) und der Schweiz (erhöhte Winterstrommenge der Wasserkraft gekoppelt mit einer Speicherreserve, verschiedene PV Ausbaupfade) analysiert. In einer letzten Variation wird auch ein erhöhter Nachfragepfad aufgrund zusätzlicher Rechenzentren untersucht.

Im Vergleich zu der SA19 Analyse werden in der vorliegenden Studie mehr Schweizer und europäische Entwicklungsszenarien kombiniert. Die Sensitivitäten und Varianten orientieren sich grösstenteils an der SA19, wobei die Speicherreserve/Winterstrom-Variation erstmals in der System Adequacy Analyse aufgenommen wird. Eine dedizierte Elektrifizierungsvariante wird für die vorliegende Studie ausgespart, da die zugrundeliegenden Entwicklungspfade bereits eine deutlich höheren Grad an Elektrifizierung abbilden als dies in der SA19 der Fall war.

3.1 Basisszenarien

Wie auch in der SA 17 und 19 setzten sich die Basisszenarien aus verschiedenen Dimensionen zusammen: Politikvarianten für die Schweizer und Europäische Angebots und Nachfragestruktur, die modellierten Jahre (2025, 2030, 2035 und 2040), sowie die temperaturabhängigen Auswirkungen auf die stündliche Last und die wetterabhängige Erzeugung erneuerbarer Energien. Dabei wird jede der Schweizer Variationen mit allen europäischen Angebots/Nachfrage-, Last- und Wetterausprägungen kombiniert und für alle Jahresscheiben simuliert. Wobei für das Jahr 2025 nur eine europäische Variante verfügbar ist, da diese erst ab 2030 differenziert werden. Abbildung 3.1.1 visualisiert diese Struktur.

Auf Schweizer Seite werden dabei vier Ausprägungen der [Energieperspektiven 2050+](#) untersucht. Einmal der Entwicklungspfad, welcher die aktuellen Rahmenbedingungen fortschreibt (Weiter-Wie-Bisher, WWB) und dann drei verschiedenen Szenarien, welche alle das Netto-Null Ziel in 2050 als Grundlage haben. Im Vergleich zu WWB geht die Basisvariante (Zero-Basis, ZBA) dabei von einer grundsätzlichen Elektrifizierung der Nachfrage über die Zeit aus (höherer Anteil an Elektromobilität und Wärmepumpen) sowie einer stärkeren Bedeutung von Energieeffizienzmassnahmen. Neben der Basisvariante werden in den Energieperspektiven weitere Varianten des Szenarios ZERO untersucht, wobei im Rahmen der System Adequacy Studie die folgenden beiden simuliert werden: Variante A (Zero VarA, ZVA) geht im Unterschied zur Basisvariante von einer umfassenderen Elektrifizierung des Energiesystems aus, Variante B (Zero VarB, ZVB) geht im Unterschied zur Basisvariante nur von einer moderaten Elektrifizierung des Energiesystems aus. Zur Energieversorgung tragen ausserdem Biogas und synthetische Gase sowie Wasserstoff in erhöhtem Masse bei.

Die verschiedenen Schweizer Zero-Szenarien weisen dabei zusätzlich eine Variation in Bezug auf die Stromproduktion auf (Strategievarianten genannt). Für die System Adequacy Studie greifen wir für Zero-Basis und ZVB auf die Angebotsvariante 'Ausgeglichene Jahresbilanz 2050' während wir für ZVA auf den Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen zurückgreifen.

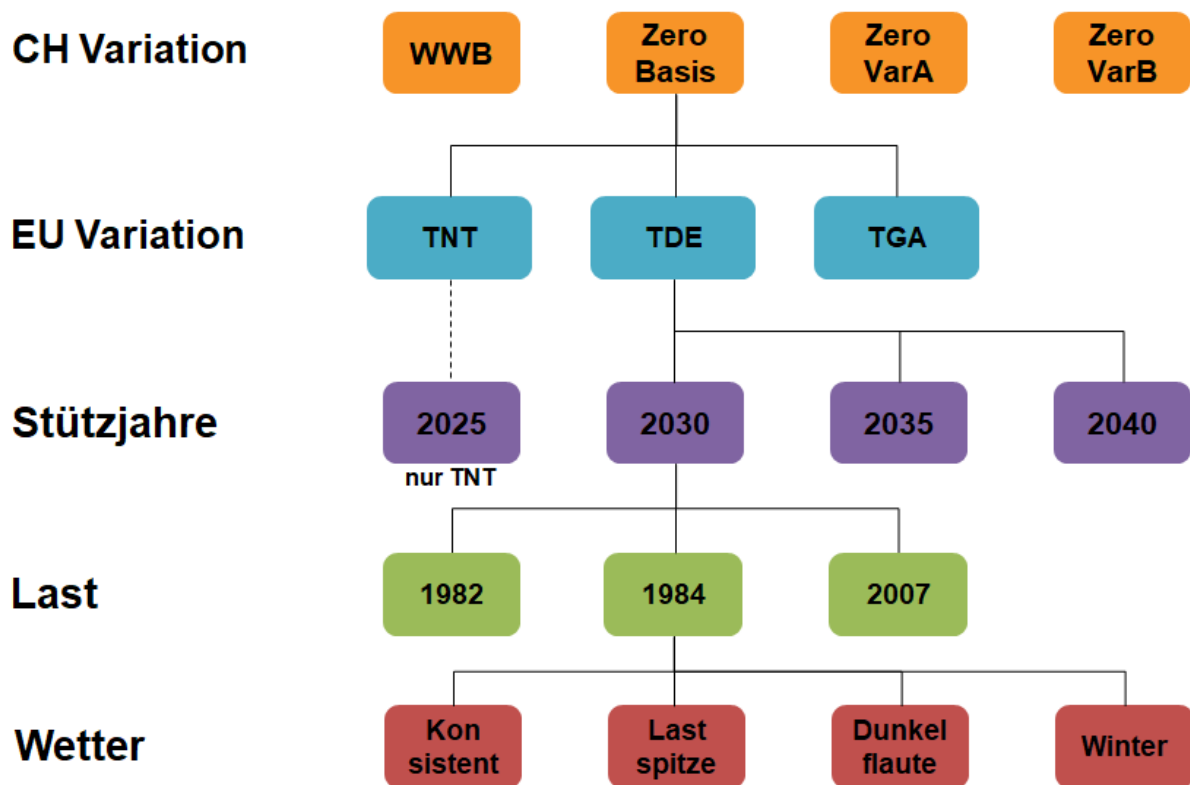


Abbildung 3.1.1: Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz

Auf europäischer Seite greifen wir auf die drei Szenarien des [TYNDP-2020](#) zurück, welche einerseits die Verpflichtungen der einzelnen EU-Mitgliedstaaten zur Erfüllung der von der Europäischen Union festgelegten Ziele⁷ in Bezug auf Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen abbilden (National Trends, TNT), und andererseits zwei Variationen zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens darstellen (Distributed Energy (TDE) und Global Ambition (TGA)).

Jede der vier Schweizer Variation wird mit jeder der drei europäischen Variationen kombiniert und für die Jahre 2025 bis 2040 berechnet, wobei für das Jahr 2025 nur die Variante National Trends auf europäischer Ebene verfügbar ist. Diese Daten stellen den verfügbaren Kraftwerkspark und die Nachfragehöhen und -dynamiken dar.

Für jedes Jahr wird dabei ein Set mit verschiedenen Last- und Wetterkombinationen berechnet. Auf Lastseite wird dabei auf die Profile des TYNDP zurückgegriffen (1982, 1984, 2007). Diese wurden von ENTSO-E aus dem Pool verfügbarer Jahre ausgewählt, weil sie repräsentativ für drei unterschiedliche Cluster von historischen Wetterjahren sind und damit die Variation über die verschiedenen Lastdynamiken gut abbilden.

Jedes dieser Lastjahre wird dabei mit vier Wettervariationen kombiniert, welche die Einspeisemengen für Wind und PV sowie die Verfügbarkeit der Wasserkraft abbilden, und damit in Kombination die Residuallast für das jeweilige Szenario definieren. Zuerst wird das entsprechende konsistente Wetterjahr (sprich: Last 1982 mit dem Wetter 1982) simuliert. Anschliessend werden drei Wetterausprägungen simuliert, welche verschiedenen Systemherausforderungen darstellen. Zuerst die Kombination aus Last und Wetter, welche zur höchsten Residuallastspitze führt; sprich die höchste stündliche Last, welche alle konventionellen Kraftwerke decken müssen. Anschliessend eine 'Dunkelflaute', welche die höchste Residuallast über zwei Wochen aufweist. Und letztlich die Kombination mit der insgesamt höchsten Gesamtresiduallast über das ganze Winterhalbjahr. Dabei ist zu berücksichtigen das die letzten drei Wetterkombinationen keine Konsistenz mit der stündlichen Lastreihe mehr aufweisen; sprich die Lastdynamik von 1984 könnte mit der Wetterdynamik von einem anderen Jahr kombiniert sein.

⁷Gemäss EU 2030 Climate and Energy Framework.

Insgesamt ergeben sich damit 480 verschiedenen Kombination für die Basisszenarien. Im Folgenden werden die jeweiligen Annahmen für die Angebots- und Nachfrageentwicklung in der Schweiz und Europa und die zugrundeliegenden Brennstoff- und CO2 Preisannahmen der Basisszenarien dargestellt.

3.1.1 Schweizer Erzeugungs- und Nachfragestruktur

Die Entwicklung des zukünftigen Schweizer Kraftwerkparcs bis 2040 basiert auf den vier gewählten Szenarien der Energieperspektiven 2050 und den ausgewählten Stromproduktionsvarianten:

- Weiter-Wie-Bisher, **WWB**
- Zero-Basis, **ZBA**, mit Angebotsvariante ‘Ausgeglichene Jahresbilanz 2050
- Zero Variante A, **ZVA**, mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen
- Zero Variante B, **ZVB**, mit Angebotsvariante ‘Ausgeglichene Jahresbilanz 2050

Abbildung 3.1.2 stellt die Kapazitätsentwicklung der vier Szenarien bis 2040 dar. In allen vier Angebotsvarianten ist die Entwicklung der Kern- und Wasserkraftwerkskapazitäten identisch, wobei für die Kernkraftwerke eine Laufzeit von 60 Jahren angenommen wird. Der Zubau an neuen erneuerbaren Energien unterscheidet sich zwischen WWB und ZVA auf der einen und ZBA und ZVB auf der anderen Seite. Die ersten beiden weisen deutlich niedrigere Zubauraten auf. Im direkten Vergleich von ZBA und ZVB sind die PV Kapazitäten vergleichbar, allerdings verfügt ZVB über mehr Biomasse und andere Erzeugungskapazität. Insgesamt ist der erneuerbare Kraftwerkspark der Schweiz deutlich durch PV Kapazität dominiert. Wobei auch Windkraftwerke in den späteren Jahren in ZBA und ZVB in das System kommen.

Der direkte Einsatz der konventionellen Kraftwerkskapazitäten sowie der Wasserkraftwerke wird durch das Modell definiert. Die Einspeisung der wetterabhängigen erneuerbaren Energien (Wind und PV) sowie die Einspeisung aus Biomasse-Anlagen, kleinen Kraftwärmekopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen (sonstige Einspeisung) sind exogen vorgegeben. Wobei für Wind und PV die Einspeisung mit der Wetterausprägung variiert.

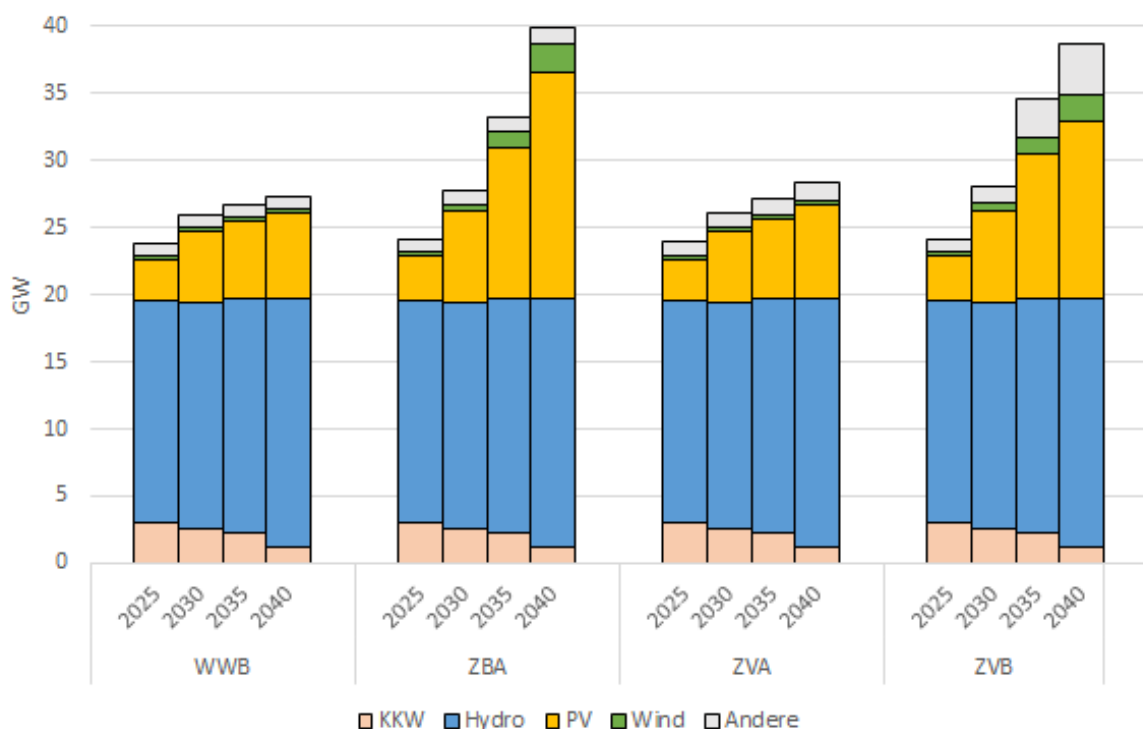


Abbildung 3.1.2: Erzeugungskapazitäten für die Schweizer Angebotsvarianten

Abbildung 3.1.3 stellt die Nachfrageentwicklung der vier Schweizer Szenarien dar. In allen vier Szenarien kommt es zu einem Anstieg der Jahresnachfrage bis 2040. Allerdings sind die Ausprägungen sehr unterschiedlich. Während die Last im WWB-Szenario von ca. 72TWh in 2025 auf ca. 76TWh in 2040 steigt, erreicht sie im ZBA-Szenario selbst in 2040 nur gut 71TWh. ZBA und ZVA zeigen bis 2035 relativ ähnliche Entwicklungen, wobei ZVA in 2040 dann jedoch auf über 77TWh ansteigt während ZBA auf ca. 75.5TWh ansteigt und damit sehr vergleichbar zu WWB ausfällt.

Das stündliche Profil der Nachfrage variiert dabei je nach Lastjahr, wobei die Lastprofile der Energieperspektiven 2050+ an die TYNDP Lastjahre angepasst wurden.

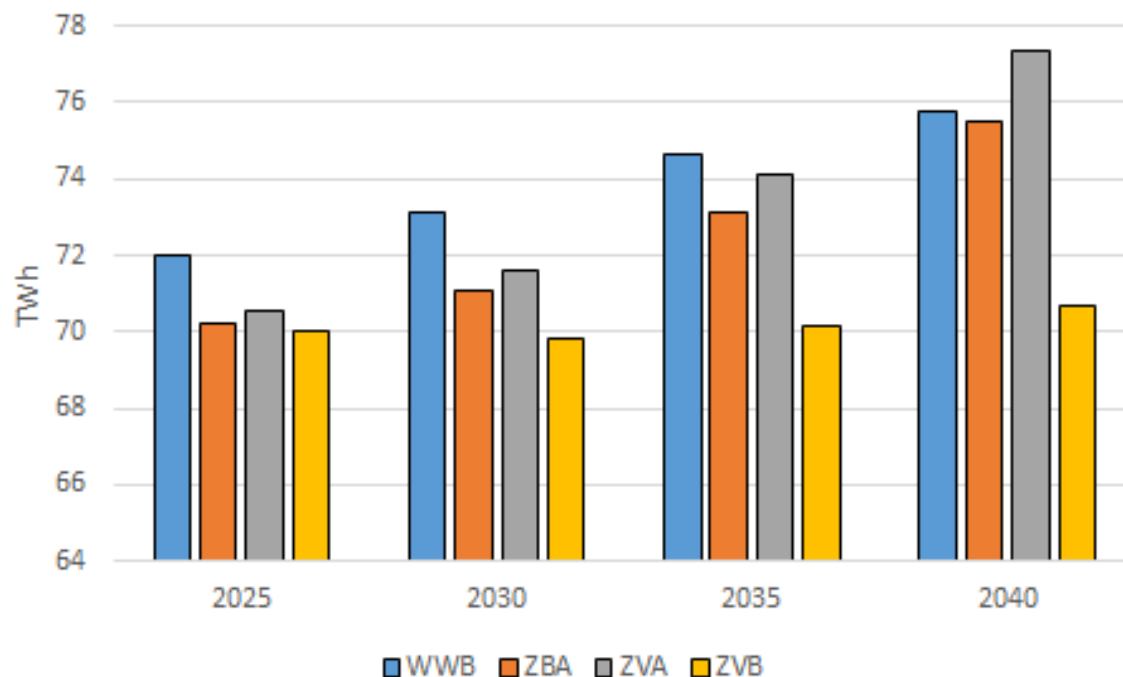


Abbildung 3.1.3: Nachfrage für die Schweizer Varianten, Wetterjahr 1984

3.1.2 Europäische Erzeugungs- und Nachfragestruktur

Die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerkparcs der europäischen Länder bis 2040 basiert auf den drei Szenarien des TYNDP 2020:

- National Trends, **TNT**
- Distributed Energy, **TDE**
- Global Ambition, **TGA**

Abbildung 3.1.4 stellt die Kapazitätsentwicklung der konventionellen Kapazitäten und Abbildung 3.1.5 die der Wind- und PV-Kapazitäten bis 2040 für die betrachteten Länder dar. Die Schweiz ist dabei ausgenommen, da deren Kapazitäten durch die Energieperspektiven 2050+ definiert werden.

Insgesamt zeigen sich dabei über alle Szenarien ein deutlicher Rückgang an Kohlekapazitäten bis 2040, ein moderater Rückgang an Kernkraftkapazität, und ein leichter Anstieg bei Gaskapazitäten. In Summe fällt deren Gesamtkapazität bis 2040 für die betrachteten Länder dabei auf ca. 260GW; ein Rückgang von ca. 60GW. Alle Szenarien zeigen einen deutlichen Zuwachs an Stromerzeugung aus Wind und PV, sowie einen Anstieg an Batteriekapazität und Demand-Side-Response. Das Szenario TDE weicht dabei deutlich von den anderen beiden ab, indem es einen signifikant stärkeren Zubau an wetterabhängigen Erneuerbaren und einen entsprechend stärkeren Zubau an Batteriekapazitäten aufweist. Die beiden Varianten TNT und TGA weisen dagegen nur relativ geringe Unterschiede auf.

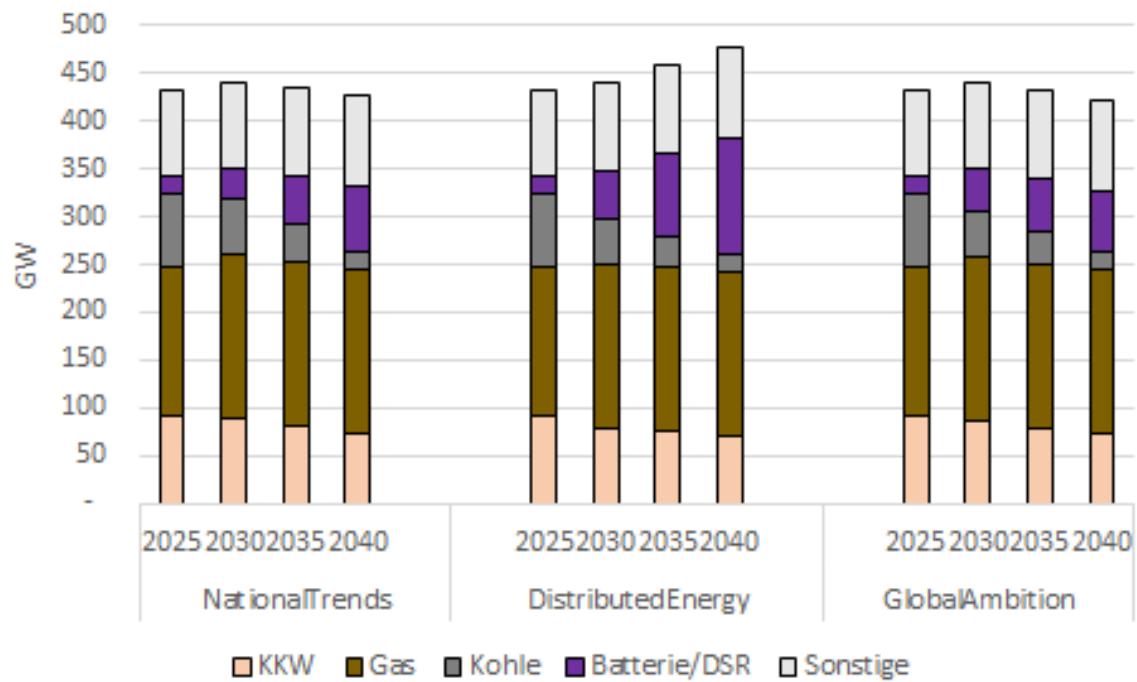


Abbildung 3.1.4: konventionelle Erzeugungskapazitäten für die Europäischen Angebotsvarianten

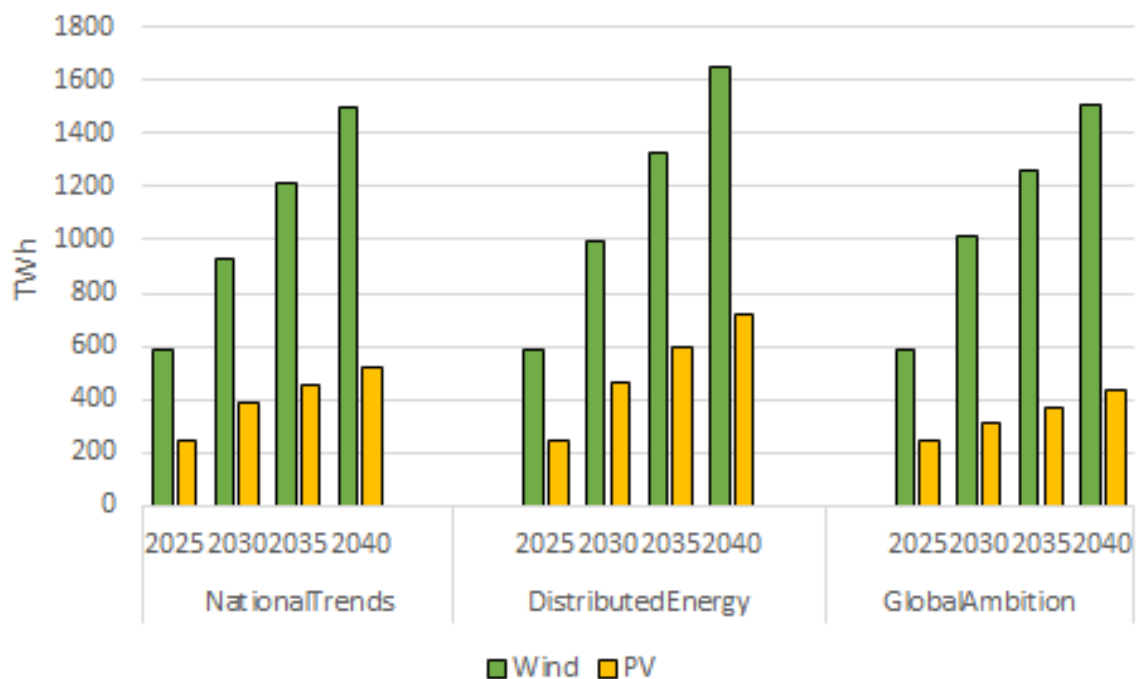


Abbildung 3.1.5: Wind und PV-Erzeugungsmengen für die Europäischen Angebotsvarianten

Auf der Nachfrageseite wird auf europäischer Ebene von einem generellen Anstieg ausgegangen (Abbildung 3.1.6), wobei auch hier das Szenario TDE den deutlichsten Anstieg und einen signifikant anderen Entwicklungspfad als die anderen beiden Szenarien aufweist. Innerhalb der betrachteten Länder kommt es dabei zu einem Zuwachs von über 800 TWh, was mehr als einem Drittel der Nachfrage in 2025 entspricht. Demgegenüber wird in TNT und TGA von einem Zuwachs von 300 bis 400 TWh ausgegangen.

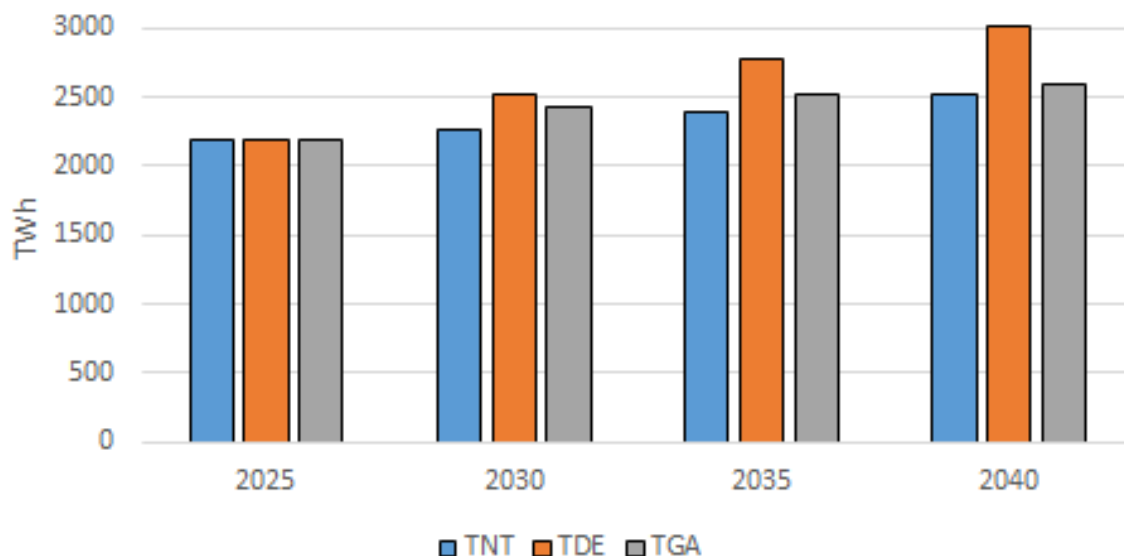


Abbildung 3.1.6: Nachfrage für die Europäischen Varianten, Wetterjahr 1984

3.1.3 Brennstoffpreise und CO2 Preise

Die Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen die den Zukunftssimulationen in allen Szenarien zugrunde liegen basieren auf den Daten des TYNDP. Die Entwicklung dieser Preise bis 2040 ist in Abbildung 3.1.7 dargestellt. Da die TYNDP Szenarien keine Angaben für 2035 enthalten, werden die entsprechenden Werte linear interpoliert. Insgesamt weist die Preisstruktur einen kontinuierlichen Anstieg bis 2040 auf, welcher bei Kohle am stärksten ausgeprägt ist. Bei den CO₂ Preisen wird für jedes TYNDP-Szenario ein anderer Preispfad angenommen, welcher bei TDE den stärksten Anstieg aufweist (auf 100 Euro/t in 2040). Insgesamt ist jedoch anzumerken, dass die Preisstruktur für die Analyse nur eine sehr untergeordnete Rolle spielt. Da für die Versorgung kritische Situationen i.d.R. dann anfallen, wenn die Erzeugungskapazität nahe dem Maximum ist, ist das Kostenlevel der verschiedenen Kraftwerke nicht relevant - die Kraftwerke werden zu diesen Zeiten produzieren unabhängig davon wo ihre Position in der Merit Order ist.

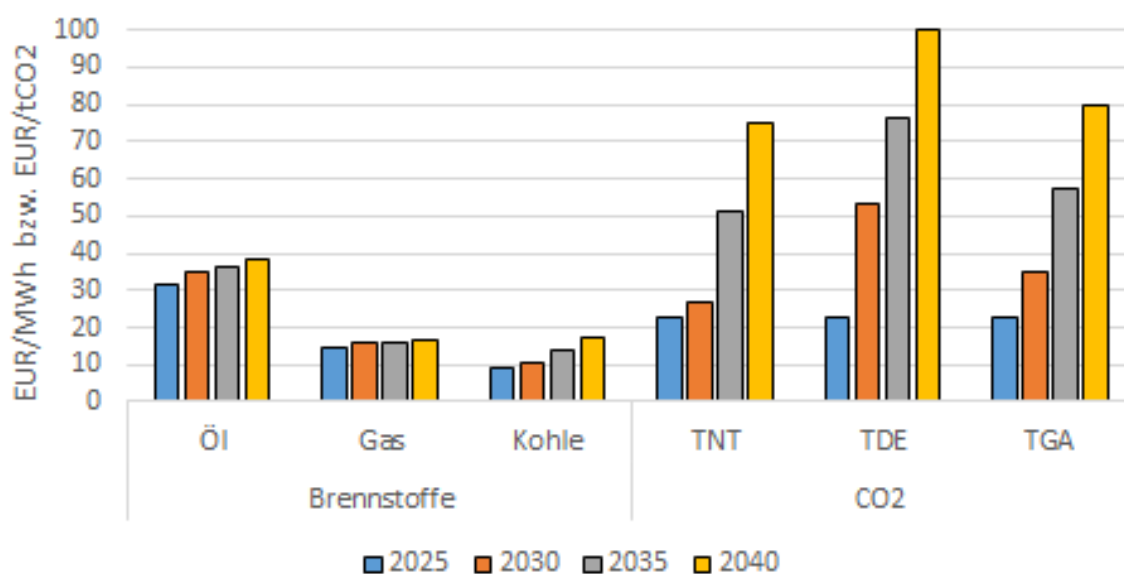


Abbildung 3.1.7: Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise

3.2 Sensitivitäten

Zusätzlich zu den Basisszenarien werden drei Sensitivitäten analysiert; zwei netzseitige und eine angebotsseitige Sensitivität:

- **Verzögerter Netzausbau:** alle Netzausbaumaßnahmen werden um 10 Jahre verzögert. Damit entspricht der simulierte Netzzustand in 2040 dem geplanten Zustand in 2030. Diese Sensitivität sollte daher eine Abschätzung ermöglichen, welchen Einfluss ein verzögerter Netzausbau auf die Versorgungssicherheit hat.
- **Reduzierte Importkapazitäten:** wie in Abschnitt 2.3 erläutert, ist die Schweiz nicht direkt in den Flow-Based Mechanismus inkludiert, sondern wird via ATC Kapazitäten verknüpft. In dieser Sensitivität wird die verfügbare ATC-Kapazität deutlich reduziert um die Auswirkungen auf die Versorgungslage in der Schweiz und die Rolle von Importen besser abschätzen zu können. Hierzu wird die zulässige ATC-Importkapazität auf ca. 2 GW reduziert.
- **KKW-Ausfall:** in einer letzten Sensitivität wird analysiert, welche Bedeutung die Erzeugung aus Kernkraftwerken für die Schweiz hat. Hierzu wird der komplette Kernkraftwerkspark für das ganze modellierte Jahr offline genommen, ohne zusätzliche Produktionskapazitäten als Ausgleich zur Verfügung zu stellen. Es stellt somit keinen geplanten vorzeitigen Ausstieg aus der Kernkraft dar, sondern eher eine ungeplante, langfristige Nichtverfügbarkeit als Extremszenario. Zusätzlich werden die drei Sensitivitäten auch kombiniert.

Alle Sensitivitäten werden für alle Wetterausprägungen der kritischsten Szenarienkombination aus CH-EU Varianten berechnet, basierend auf den Ergebnissen der Basisszenarien. Aufgrund der hohen Bedeutung von Importen für die Schweiz wurde zusätzlich die Sensitivität mit reduzierten Importkapazitäten auch für alle anderen Basisszenarien berechnet.

3.3 Varianten

Zusätzlich zu den Sensitivitäten werden drei weitere angebotsseitige Varianten simuliert, welche einerseits europäische Angebotsveränderungen abbilden und andererseits die Implementierung einer Schweizer Speicherreserve bei gleichzeitig erhöhter Hydroproduktion im Winter.

Die erste Variante bildet eine **reduzierte Kernkraftkapazität in Frankreich** ab. Hierfür wird der in den TYNDP Szenarien gegebene Kapazitätswert um 1/3 reduziert. Diese Variation kann dabei einerseits als frühzeitige Abschaltung französischer KKW's verstanden werden, wobei dafür keine Kompensation in Form erhöhter Zubauraten für Erneuerbare oder andere Kapazitäten stattfindet. Andererseits kann dies auch als einfache Nichtverfügbarkeit aufgrund technischer Probleme – wie sie im Jahr 2022 auftraten – interpretiert werden. Die Kapazität wird dabei für das ganze modellierte Jahr reduziert, und die normale saisonale Verfügbarkeit der Kraftwerke wird dann auf die verbliebende Kapazität angewandt. Abbildung 3.3.1 stellt die Differenz zu den Basisszenarien dar. Ingesamt fehlen dem System damit zwischen 16GW (in 2040) und 20GW (in 2025) an Kraftwerkskapazität.

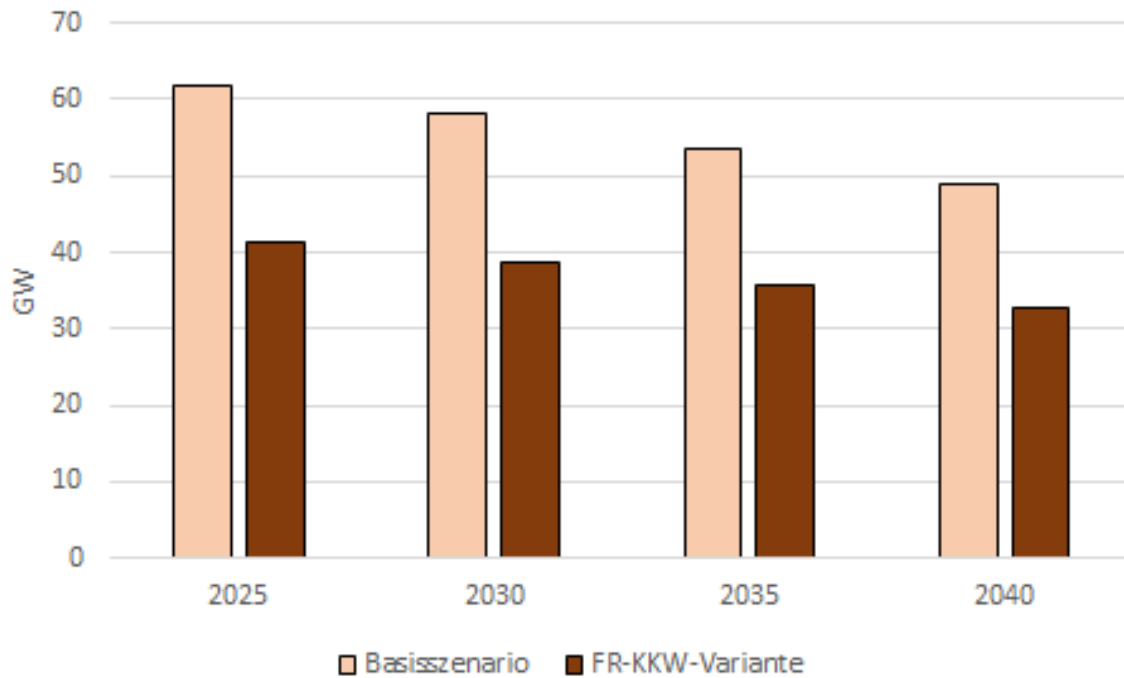


Abbildung 3.3.1: Anpassung der KKW Kapazitäten in Frankreich

Als zweite Variante wird ein **schnellerer Kohleausstieg in Deutschland** simuliert. Hierfür wird im Gegensatz zur KKW Variante in Frankreich jedoch eine Anpassung des restlichen Kraftwerksparkes in Deutschland vorgesehen um den Zielen der neuen Regierung Rechnung zu tragen.. Abbildung 3.3.2 stellt die Differenz zwischen der Basisannahme und der Variante dar. Für die Kohlekraftwerke wird in 2030 noch eine Gesamtkapazität von 7GW angenommen (von vormals 14GW) und der kompletter Ausstieg ist 2035 abgeschlossen. Als Kompensation wird ein beschleunigter Ausbau der Wind und PV Kapazitäten implementiert.

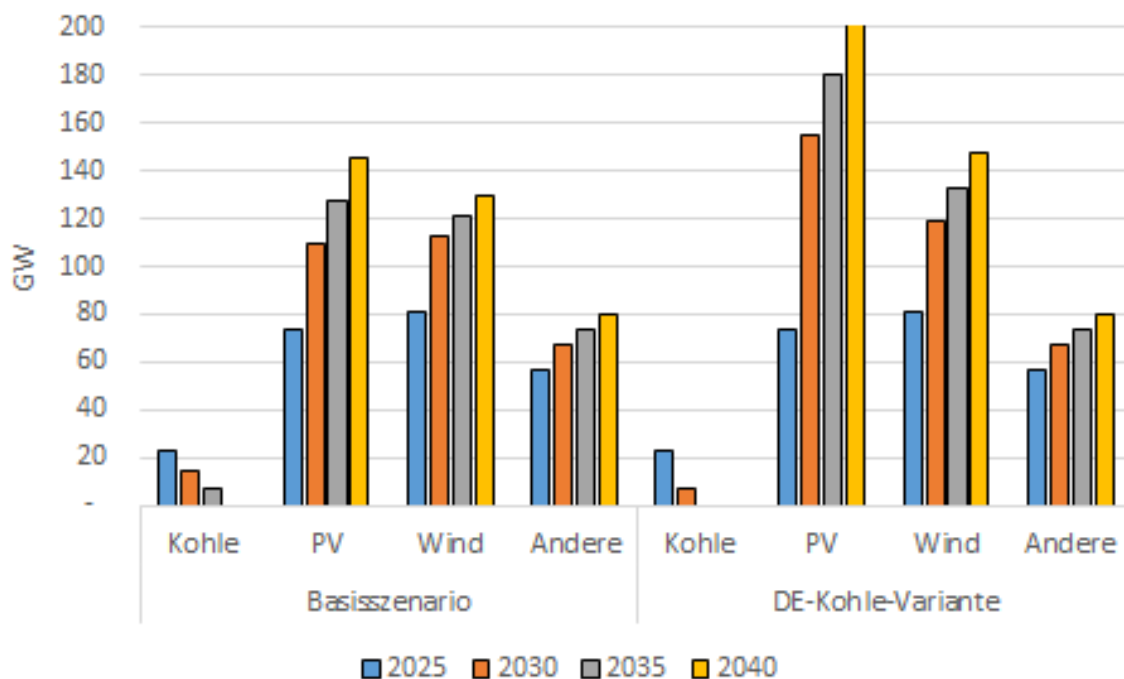


Abbildung 3.3.2: Anpassung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

Als dritte Variante wird in der Schweiz eine **Speicherreserve und ein Ausbau der Speicherkraft** bis 2040 um 2 TWh Winterstrom implementiert. Die Reserve hat dabei sowohl eine Kapazitätszielgrösse (3GW) und eine Energiemenge (750GWh). Das Modell definiert dabei endogen, welche Kraftwerke diese Reserve stellen. Die Speicherreserve wird dabei zweistufig modelliert. Im Marktmodell muss die Kapazität und Energie vorgehalten werden, was zu einer Veränderung der Nutzung der Schweizer Wasserkraft führt. Erst im Re-Dispatchmodell wird die Reserve freigegeben und kann vollumfänglich genutzt werden. Entsprechend modellieren wir nicht einen direkten Abruf in Krisenzeiten, sondern simulieren einen Vergleich der Effekte, welche sich zwischen der Marktebene (wo Energie zurückgehalten wird) und der physischen Systemebene (wo diese Energie verfügbar ist) einstellen können.

Zusätzlich wird ein Ausbau der Speicherkapazität implementiert, welcher zu ca. 2TWh an zusätzlicher Winterstromverfügbarkeit führt. Aufgrund der unterschiedlichen Wetterbedingungen in den verschiedenen Läufen ergibt sich dabei jedoch in vielen Simulationen, insbesondere den ungünstigen Wetterjahren, ein niedrigeres Zusatzenergievolumen im Winter (ca. 1.3 bis 1.6TWh).

Diese drei Varianten werden für alle Wetterausprägungen der kritischsten Kombination aus CH und EU Varianten berechnet (basierend auf den Ergebnissen der Basisszenarien). Zusätzlich werden die Varianten auch mit den oben beschriebenen Sensitivitäten kombiniert um mögliche Feedbackeffekte abzuschätzen. Diese Kombinationen werden jedoch nur für die kritischste Wetterausprägung berechnet.

Zusätzlich zu diesen Varianten werden noch drei weitere Anpassungen exemplarisch untersucht; zwei Anpassungen der Schweizer PV-Ausbaupfade und ein lastspezifisches Szenario. Diese werden nur für die kritischste Wetterausprägung für das ZVA-TDE Szenario berechnet, in Kombination mit den Sensitivitäten CH-KKW, reduzierte ATC Kapazitäten und der Variante Speicherreserve.

Tabelle 3.3.1 stellt die Ausbaupfade der beiden PV-Zusatzvarianten im Vergleich zu den beiden Basisszenarien ZBA und ZVA dar. Die erste PV-Variante, welche sich an den Plänen des Ständerats orientiert, stellt dabei einen deutlich ambitionierteren Zubau dar, welcher im Vergleich zu dem Zubau in ZBA nahezu eine Verdopplung der installierten Kapazität in 2040 darstellt. Demgegenüber führt die zweite PV-Variante auch zu einem verstärkten Ausbau mit gut einem Drittel zusätzlicher Kapazität in 2040 im Vergleich zu ZBA. Im Vergleich zu ZVA mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen liegen die PV-Kapazitäten jedoch um den Faktor 4 bzw. 3 höher.

Tabelle 3.3.1: Zusatzvarianten PV-Ausbau, in GW

Szenario	2025	2030	2035	2040
ZBA	3.3	6.8	11.3	16.9
ZVA	3.1	5.3	5.9	7.0
PV-1	8.0	19.0	29.0	31.0
PV-2	8.0	13.0	18.0	23.0

Die Zusatzvariante auf der Verbrauchsseite geht von einem erhöhten Bedarf aufgrund von Rechenzentren von 2 TWh ab 2030 aus. Diese werden gleichmässig auf die Stunden im Jahr verteilt (Annahme ist dabei ein konstanter Strombedarf in den Rechenzentren), was ca. 230MW Mehrbedarf in jeder Stunde entspricht.

4 Ergebnisse Basisszenarien und Sensitivitäten

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Basisszenarien sowie deren Sensitivitäten dargestellt. Nach einer kurzen Übersicht zu den allgemeinen Systementwicklungen in der Schweiz und Europa in Abhängigkeit der jeweiligen Entwicklungsszenarien, werden die relevanten Indikatoren (LOL, ENS, RCM) für die verschiedenen Modelle aufgelistet und kurz eingeordnet. Eine vertiefenden Diskussion der Ergebnisse finden in Kapitel 6 statt.

4.1 Systementwicklung

Um einen ersten Eindruck der zugrundeliegenden Systementwicklungen für die verschiedenen Schweizer und europäischen Entwicklungspfade zu bekommen, stellen Abbildung 4.1.1 und 4.1.2 die jeweilige Schweizer und europäische Jahreserzeugung für eine beispielhafte Wetterrealisation (Wetterjahr 1984, welches eine relativ hohe Winterlast in Europa darstellt, siehe Abschnitt 3.1) in den vier modellierten Jahresscheiben dar.

Für die Schweiz zeigt sich dabei eine deutliche Differenzierung über die vier verwendeten Szenarien. Zwar weisen alle Szenarien den gleichen Ausstiegspfad aus der Kernenergie auf (basierend auf einer Laufzeit von 60 Jahren), sowie identische Entwicklungen bei der Wasserkraft, aber in Bezug auf Last, PV und sonstige Erzeugungskapazitäten – und damit zusammenhängend Importe – weisen sie deutliche Unterschiede auf.

Das Szenario Zero-Basis (ZBA) weist dabei eine relativ ausgeglichene Bilanz über das Jahr auf, da hier auf diese Angebotsvariante zurückgegriffen wurde. Insgesamt zeigt sich hier ein hoher Lastanstieg gekoppelt mit einem starken Zubau an PV (ca. 20TWh in 2040) und eine Gesamtimportmenge über die Jahre in vergleichbaren Grössenordnungen wie im heutigen System.

Demgegenüber zeigen die beiden Varianten Weiter-wie-bisher (WWB) und Zero Variante A kombiniert mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen (ZVA) eine deutlich höhere Importabhängigkeit (mehr als 15 TWh Gesamtimport in 2040), was dem deutlich geringerem Zubau an PV gekoppelt mit einer dennoch hohen Lastentwicklung geschuldet ist. Es ist daher davon auszugehen, dass diese beiden Szenarien deutlich schwieriger mit reduzierten Importkapazitäten umgehen können als das Szenario Zero-Basis.

Auf der anderen Seite ist mit der Zero Variante B (ZVB) ein Entwicklungspfad abgebildet, welcher sich durch moderate Lastzuwächse gekoppelt mit einem soliden Zubau an PV sowie anderen Erzeugungskapazitäten auszeichnet. Entsprechend fällt die Importbilanz hier am geringsten aus, und führt im Vergleich zum Ist-System sogar zu einem Rückgang der Importe bis 2040.

Die drei europäischen Entwicklungspfade zeichnen sich durch einen ähnlichen Grundtrend aus: Rückgang von konventionellen fossilen und nuklearen Kapazitäten und Zubau von Erneuerbaren. Die Szenarien ‚National Trends‘ und ‚Global Ambition‘ weisen dabei sehr ähnliche Strukturen für die in der Studie betrachtete Teilregion Europas auf: eine deutliche Zunahme von Erzeugung aus Wind (auf ca. 1500 TWh in 2040), eine Zunahme an PV Erzeugung (auf 450 bis 550 TWh in 2040) sowie einen vergleichbaren Lastanstieg auf ca. 3300 TWh bis 2040.

Demgegenüber ist das Szenario ‚Distributed Energy‘ von einem deutlich stärkeren Lastzuwachs (auf ca. 3800 TWh in 2040) und einer höheren Bedeutung von erneuerbaren Energien (Wind: 1650 TWh in 2040, PV: 740 TWh in 2040) gekennzeichnet. Entsprechend ist davon auszugehen, dass Szenarienkombinationen mit diesem europäischen Entwicklungspfad eine höhere Wetterabhängigkeit im Gesamtsystem aufweisen dürften.

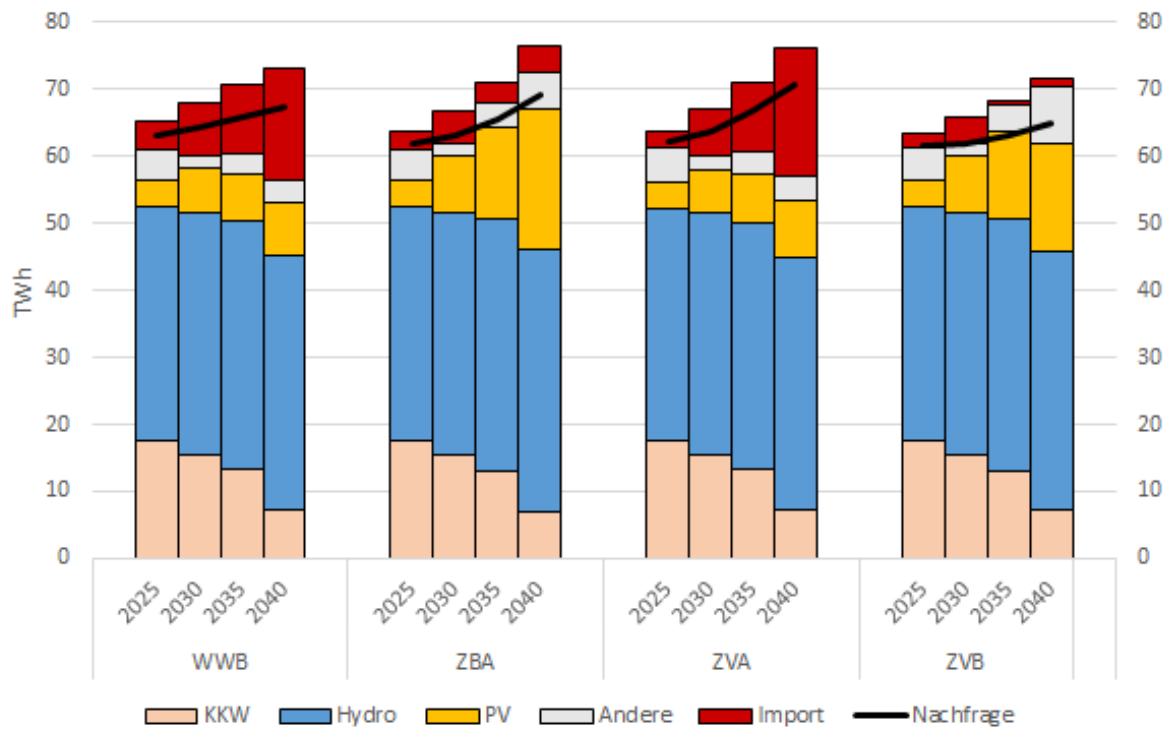


Abbildung 4.1.1: Erzeugung und Nachfrage auf Jahresbasis nach Szenarien, Schweiz

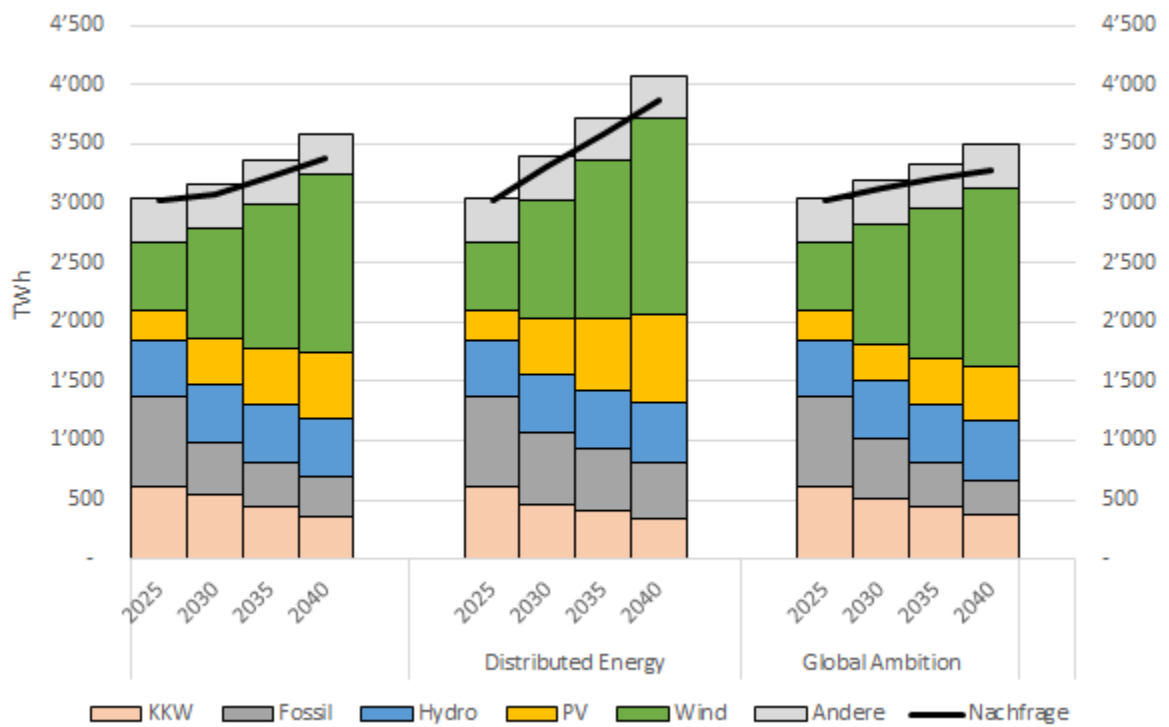


Abbildung 4.1.2: Erzeugung und Nachfrage auf Jahresbasis nach Szenarien, Gesamtsystem inkl. Schweiz

Um einen besseren Eindruck von der Entwicklung über die Zeit zu bekommen zeigt Abbildung 4.1.3 die monatliche Erzeugungsbilanz der Schweiz für die Variante Zero-Basis über die vier modellierten Jahreszeiträume. 2025 kann dabei als dem Ist-System vergleichbar angesehen werden.

Grundsätzlich zeigt sich eine Fortsetzung der aktuellen saisonalen Struktur, wobei die Ausprägungen teilweise deutlicher ausfallen. In den Sommermonaten ist die Schweiz Nettoexporteur. Ist dies heute noch vornehmlich durch hohe Wasserkrafterzeugung und Kernkraft verursacht, so zeigt sich ein deutlicher Trend hin zu einem durch PV-Erzeugung dominierten Sommer. Der Rückgang der Kernkrafterzeugung während der Sommermonate wird dabei tendenziell überkompensiert. Daher führt auch ein insgesamt höheres Lastniveau im Sommer im Jahr 2040 nicht zu einer Reduktion der Nettoexporte.

Demgegenüber wird das Winterhalbjahr weiterhin von Importabhängigkeit geprägt sein. Dem Rückgang an Kernkrafterzeugung steht ein Zuwachs an PV Erzeugung gegenüber, welcher v.a. in den Randmonaten (Oktober, November, März) eine teilweise höhere Gesamtproduktion aufweisen kann. Aufgrund der auch in den Wintermonaten anwachsenden Nachfrage sind die Importausprägung jedoch auch leicht stärker als im Ist-System.

Insgesamt zeigt diese Entwicklung, dass die grundlegende Herausforderung für die Schweizer Versorgungssicherheit weiterhin die Wintermonate darstellen.

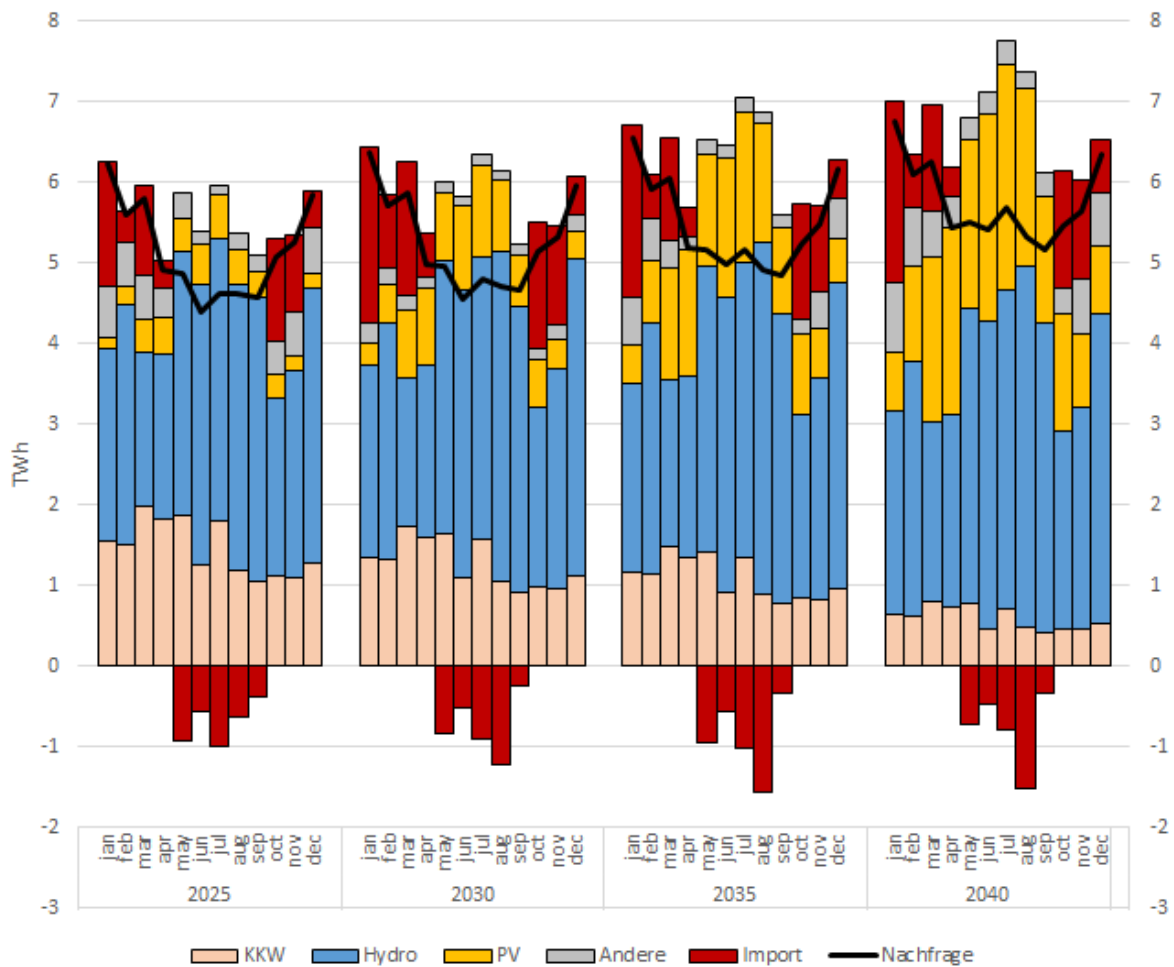


Abbildung 4.1.3: Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz

Zuletzt zeigt Abbildung 4.1.4 die Schweizer Szenarien im saisonalen Vergleich im Jahr 2040. Dies erlaubt die Unterschiede, welche sich bereits in den Jahreswerten gezeigt haben, über das Jahr besser einzuschätzen. Das Szenario Zero-Basis entspricht dabei den oben beschriebenen Dynamiken.

Im direkten Vergleich dazu zeigen sich die Szenarien WWB als auch ZVA (mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen) als deutlich importabhängiger – und das über das gesamte Jahr hinweg. In beiden Entwicklungspfaden führt der deutlich geringere Zubau an PV Kapazität bis 2040 zu einer zwar auf monatebene ausgeglichenen Bilanz in den Sommermonaten. Aufgrund der Wetterabhängigkeit der PV-Erzeugung sind dennoch deutliche Importmengen notwendig. Verschiedene Wetterausprägungen (im Vergleich zum hier dargestellten Wetterjahre 1984) können dabei diesen Effekt verstärken oder abschwächen. In den Varianten Zero-Basis und ZVB führt der deutlich höhere Zubau an PV zu einer Nettoexportposition in den Sommermonaten.

In den Wintermonaten spielen Importe daher für WWB und ZVA auch eine deutlich grössere Rolle als im Ist-System oder im vergleichbaren Zero-Basis und ZVB Fall. Insbesondere im Januar decken sie über 40% der Schweizer Last. Über das gesamte Winterhalbjahr sind Importen für 34% (WWB) bzw. 37% (ZVA) der Lastdeckung verantwortlich. Im Zero-Basis Fall sind dies nur 21%.

Die Variante ZVB weist im Gesamtvergleich eine sehr ausgeglichene Bilanz über die meisten Monate hinweg auf. Dies wird zu einem guten Teil durch PV Erzeugung erreicht. Allerdings spielt hier auch Erzeugung aus anderen Anlagen eine wichtigere Rolle, weshalb die Winterimporte auf 11% der Last sinken.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, das ZVB aus Versorgungssicht am unkritischsten ausfallen wird. Zero-Basis dürfte eine solide und dem aktuellen System auch über die Jahre ähnlich bleibende Versorgungslogik aufweisen. Dagegen ist davon auszugehen das WWB und ZVA Varianten über die Zeit eine zunehmend kritische Versorgungssituation aufweisen könnten.

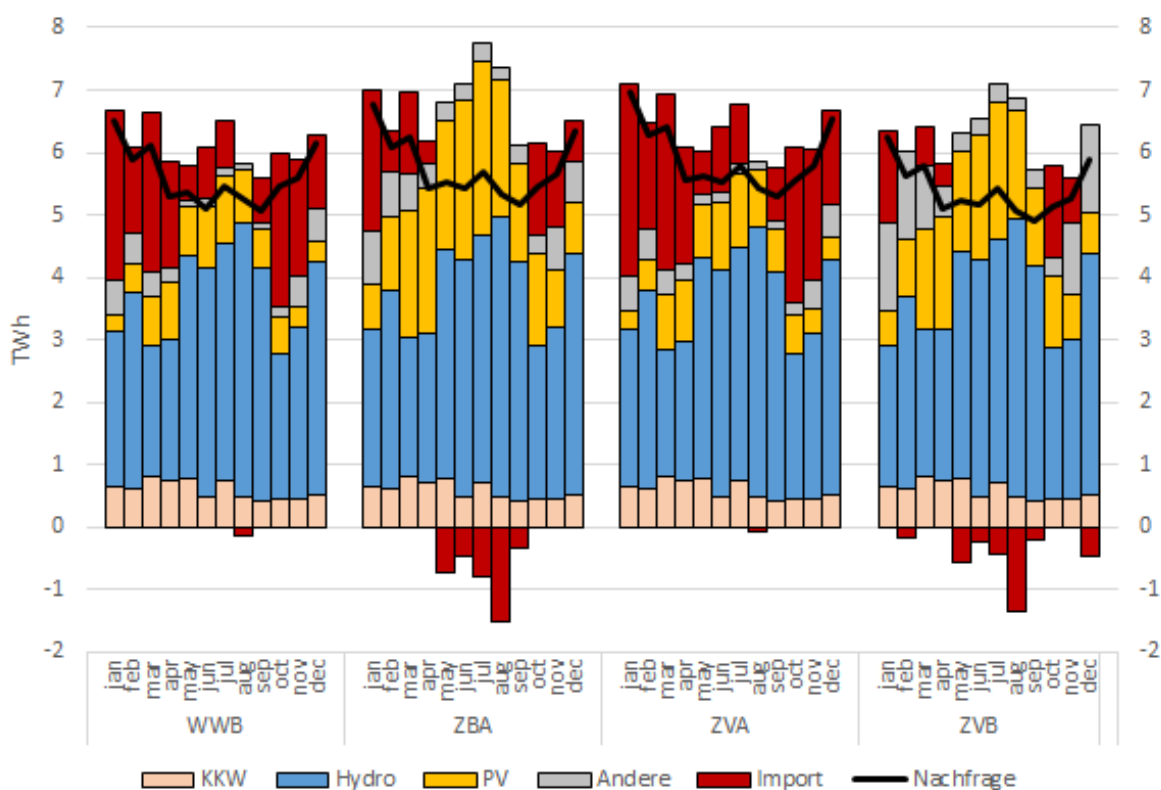


Abbildung 4.1.4: Erzeugung und Nachfrage auf Monatsbasis, Szenario Zero-Basis, Schweiz

4.2 Indikatorenübersicht Basisszenarien (Faire ATC)

Im Folgenden werden die Indikatoren für die Basisszenarien präsentiert. Entsprechend der Modellkette werden zuerst die Ergebnisse für das nodale Europamodell dargestellt. Diese können als physischer Benchmark für die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem angesehen werden, da hier lediglich Kraftwerks- und Netzrestriktionen eine Limitierung darstellen. Im Anschluss werden die Ergebnisse des europäischen, zonalen Marktmodells präsentiert, welche durch die Flow-Based Parameter geprägt werden. Diese stellen die Versorgungssicherheit auf Spotmarktebene dar. In diesem Abschnitt wird von einer guten Einbindung der Schweiz in den europäischen Handel ausgegangen („faire ATC Kapazitäten“), welche zwar nicht direkt im europäischen, flussbasierten Kapazitätsmechanismus (Flow-Based System) integriert ist, aber über umfangreiche Importkapazitäten verfügen kann. Zum Abschluss werden die Ergebnisse der Re-Dispatchmodellstufe präsentiert. Diese stellen abermals eine physische Versorgungssicherheit und insbesondere eine Spiegelung auf die Schweizer Netzinfrastruktur dar; in diesem Fall allerdings auf die Schweiz beschränkt und nicht auf das Gesamtsystem.

4.2.1 EU Netzmodell

Aus System-Adequacy-Sicht zeigen sich keine signifikanten Versorgungsprobleme für die Schweiz innerhalb der Basisszenarien.

Tabelle 4.2.1 zeigt für die verschiedenen Kombinationen der Politikvarianten die jeweiligen minimalen und maximalen Werte für LOL, ENS über alle Wetter- und Nachfragerealisierungen für das nodale Europamodell. Im nodalem Europamodell treten Lastunterdeckungen in der Schweiz im Jahr 2040 auf und zwar mit einem Maximum von 242 GWh von ENS und 277 h von LOL für die Szenarien Kombination TDE (Distributed Energy) und ZVA (Zero Variante A).

Hierbei ist zu beachten, dass in dieser Analyse versucht wird Lastunterdeckungen gesamteuropäisch zu minimieren, sodass es zu Lastunterdeckungen in der Schweiz kommen kann, solange es dazu dient gesamteuropäisch die Summe an Versorgungsproblemen zu reduzieren. Solche Fälle können identifiziert werden, in dem man die Import/Export Situation der Schweiz in den Stunden anschaut, wo es zu Lastunterdeckungen in der Schweiz kommt. Wenn solche Unterdeckungen in der Schweiz zu den Zeiten stattfinden in denen die Schweiz auch exportiert, hilft die Schweiz die Gesamtmenge an Lastunterdeckungen in Europa zu minimieren (siehe hierzu auch Abschnitt 2.6). Für die Schweiz ergibt sich in keinem der betrachteten Basisszenarien ein Lastunterdeckung während einer Importsituation sondern nur während einer Exportsituation.

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.63	14.36
ZBA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.85	14.76
ZVA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.86	14.65
ZVB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.92	14.76
WWB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.53	15.75
WWB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.38	15.84
WWB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	15.63
ZBA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	17.22
ZBA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.55	17.27
ZBA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	17.06
ZVA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	16.11
ZVA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.55	16.21
ZVA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.57	15.93
ZVB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.14	17.47
ZVB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.08	17.48
ZVB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.04	17.34

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.49	16.10
WWB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.62	16.14
WWB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.60	15.97
ZBA	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.46	20.34
ZBA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.54	20.54
ZBA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.58	20.41
ZVA	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.42	16.28
ZVA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.54	16.57
ZVA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	16.20
ZVB	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.50	21.30
ZVB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.80	21.43
ZVB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.76	21.22
WWB	TNT	2040	0.00	68.00	0.00	35.00	4.51	16.42
WWB	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	16.42
WWB	TDE	2040	0.00	273.00	0.00	221.00	4.92	16.41
ZBA	TNT	2040	0.00	60.00	0.00	28.00	4.28	23.98
ZBA	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.37	24.70
ZBA	TDE	2040	0.00	265.00	0.00	204.00	4.72	24.62
ZVA	TNT	2040	0.00	71.00	0.00	46.00	4.01	17.13
ZVA	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	17.32
ZVA	TDE	2040	0.00	277.00	0.00	242.00	4.56	17.19
ZVB	TNT	2040	0.00	23.00	0.00	14.00	7.55	24.07
ZVB	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.72	24.12
ZVB	TDE	2040	0.00	235.00	0.00	140.00	7.91	24.10

Tabelle 4.2.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit nodalem Modell

Wenn wir die Resultate in der Tabelle 4.2.2 für das Gesamtsystem (inklusive der Schweiz) anschauen, zeigen sich insgesamt höhere Werte an Lastunterdeckungen als in der Schweiz allein, insbesondere im Jahr 2040. Bei allen Szenarien scheinen die Jahre bis 2040 unkritisch zu sein. Unter den europäischen Szenarien weist insbesondere „Distributed Energy“ in 2040 höhere ENS-Werte auf (maximal 1'873 GWh in TDE - Distributed Energy), was in Relation zu der Gesamtnachfrage im System jedoch sehr niedrig ist.

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2025	0.00	25.00	0.00	6.00	96.45	494.98
ZBA	TNT	2025	0.00	24.00	0.00	6.00	96.63	495.32
ZVA	TNT	2025	0.00	24.00	0.00	6.00	96.65	495.25
ZVB	TNT	2025	0.00	24.00	0.00	6.00	96.67	495.32
WWB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	137.81	690.56
WWB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.45	675.94
WWB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.11	738.32
ZBA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.17	692.04
ZBA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.66	677.33
ZBA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.35	739.63
ZVA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.12	690.99
ZVA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.68	676.25
ZVA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.39	738.75
ZVB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.69	692.31
ZVB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	156.08	677.60
ZVB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.77	739.89
WWB	TNT	2035	0.00	24.00	0.00	0.00	131.03	805.68
WWB	TGA	2035	1.00	104.00	0.00	4.00	155.46	768.97

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	134.92	904.21
ZBA	TNT	2035	0.00	24.00	0.00	0.00	131.08	808.55
ZBA	TGA	2035	1.00	104.00	0.00	4.00	155.60	773.30
ZBA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	134.75	907.12
ZVA	TNT	2035	0.00	24.00	0.00	0.00	131.12	805.67
ZVA	TGA	2035	1.00	102.00	0.00	4.00	155.39	769.00
ZVA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	134.78	904.21
ZVB	TNT	2035	0.00	24.00	0.00	0.00	133.28	809.56
ZVB	TGA	2035	1.00	102.00	0.00	4.00	157.91	774.31
ZVB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	136.91	908.15
WWB	TNT	2040	172.00	251.00	3.00	146.00	123.02	920.05
WWB	TGA	2040	902.00	1319.00	102.00	205.00	145.37	862.38
WWB	TDE	2040	0.00	1215.00	0.00	1801.00	120.12	1070.47
ZBA	TNT	2040	172.00	251.00	3.00	129.00	122.94	926.56
ZBA	TGA	2040	901.00	1312.00	102.00	205.00	145.03	870.29
ZBA	TDE	2040	0.00	1200.00	0.00	1678.00	120.33	1076.91
ZVA	TNT	2040	172.00	251.00	3.00	161.00	122.56	920.57
ZVA	TGA	2040	900.00	1319.00	102.00	205.00	144.67	862.75
ZVA	TDE	2040	0.00	1218.00	0.00	1873.00	119.67	1070.66
ZVB	TNT	2040	172.00	237.00	3.00	82.00	126.24	926.88
ZVB	TGA	2040	900.00	1312.00	102.00	204.00	148.18	870.18
ZVB	TDE	2040	0.00	1192.00	0.00	1381.00	123.30	1076.62

Tabelle 4.2.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit nodalem Modell

4.2.2 EU Marktmodell

Auf der Marktmodellebene wird eine vereinfachte Netzrepräsentation im Vergleich zum nodalen Modell genutzt: die Länderdarstellung finden auf zonaler Ebene statt, die kritischen Netzelemente folgen der Flow-Based Parameter Berechnungen, die europäischen Länder sind über ein Flow-Based Market Coupling Mechanismus verbunden, die Schweiz ist über ATC Kapazitäten mit Europa verbunden.

Wie auch schon bei den vorhergegangenen Versorgungssicherheitsstudien zeigt sich für die Schweiz in keiner der Kombinationen ein Versorgungsproblem. Tabelle 4.2.3 gibt die Übersicht der LOL, ENS und RCM Werte für die Schweiz für die jeweiligen Szenarienkombinationen wieder. Wie auch schon im nodalen Europamodel, werden dabei die min- und max-Werte über die verschiedenen Wetterkombination dargestellt. Auf LOL und ENS Seite ergibt sich in dieser Modellstufe gar keine Lastunterdeckung in der Schweiz, unabhängig davon welches Wetterkombination oder Angebotsvariante verwendet wird. Die minimalen RCM Werte für die Schweiz sind durchweg positiv, was darauf hindeutet, dass in allen Szenarien die Lastspitzen weiterhin unterhalb der maximal verfügbaren Erzeugungskapazität liegen.

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.63	14.36
ZBA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.85	14.76
ZVA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.86	14.65
ZVB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.92	14.76
WWB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.53	15.75
WWB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.38	15.84
WWB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	15.63
ZBA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	17.22
ZBA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.55	17.27
ZBA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	17.06
ZVA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	16.11

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.55	16.21
ZVA	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.57	15.93
ZVB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.14	17.47
ZVB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.08	17.48
ZVB	TDE	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.04	17.34
WWB	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.49	16.10
WWB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.62	16.14
WWB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.60	15.97
ZBA	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.46	20.34
ZBA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.54	20.54
ZBA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.58	20.41
ZVA	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.42	16.28
ZVA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.54	16.57
ZVA	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	16.20
ZVB	TNT	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.50	21.30
ZVB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.80	21.43
ZVB	TDE	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.76	21.22
WWB	TNT	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.51	16.42
WWB	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	16.42
WWB	TDE	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.92	16.41
ZBA	TNT	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.28	23.98
ZBA	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.37	24.70
ZBA	TDE	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	24.62
ZVA	TNT	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.01	17.13
ZVA	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	17.32
ZVA	TDE	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	17.19
ZVB	TNT	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.55	24.07
ZVB	TGA	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.72	24.12
ZVB	TDE	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.91	24.10

Tabelle 4.2.3: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Marktmodell

Der Blick auf das Gesamtsystem (Tabelle 4.2.4) zeigt eine insgesamt angespanntere Versorgungslage als in der Schweiz. In Relation zur Gesamtgrösse des Systems sind die Lastunterdeckungen jedoch überschaubar. Dabei zeigt sich, dass die Schweizer Systementwicklung keine grösseren Auswirkungen auf die europäische Versorgungssituation hat: die Werte für das Gesamtsystem sind für WWB, ZBA, ZVA und ZVB nahezu identisch.

Über die europäischen Szenarien hinweg, weist insbesondere TDE höhere Ausprägungen auf. Die Maximalwerte betragen dabei bis zu 1200 LOL-Stunden und mehr als 9 TWh ENS in 2040, während die Minimalwerte weiterhin bei 0 verbleiben. Dies ist ein deutlicher Hinweis auf ein System, welches je nach Wetterkonstellation an seine Grenzen kommen kann. Dabei werden die Lastunterdeckungen durch ein Zusammenspiel von lokalem Angebotsmangel und unzureichender Netzkapazität verursacht. Im Gesamtsystem ist jederzeit genug Erzeugungskapazität vorhanden; sie kommt jedoch nicht dort hin wo sie benötigt wird. In anderen Worten, ungünstige Wetterbedingungen können zu lokalen, kurzfristigen Energieknappheiten führen.

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.45	494.98
ZBA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.63	495.32
ZVA	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.65	495.25
ZVB	TNT	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.67	495.32

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	137.81	690.56
WWB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.45	675.94
WWB	TDE	2030	0.00	50.00	0.00	36.01	132.11	738.32
ZBA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.17	692.04
ZBA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.66	677.33
ZBA	TDE	2030	0.00	51.00	0.00	37.07	132.35	739.63
ZVA	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.12	690.99
ZVA	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.68	676.25
ZVA	TDE	2030	0.00	49.00	0.00	34.57	132.39	738.75
ZVB	TNT	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.69	692.31
ZVB	TGA	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	156.08	677.60
ZVB	TDE	2030	0.00	54.00	0.00	38.97	132.77	739.89
WWB	TNT	2035	0.00	13.00	0.00	31.73	131.03	805.68
WWB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	155.46	768.97
WWB	TDE	2035	0.00	330.00	0.00	1844.30	134.92	904.21
ZBA	TNT	2035	0.00	13.00	0.00	31.50	131.08	808.55
ZBA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	155.60	773.30
ZBA	TDE	2035	0.00	329.00	0.00	1805.94	134.75	907.12
ZVA	TNT	2035	0.00	13.00	0.00	31.88	131.12	805.67
ZVA	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	155.39	769.00
ZVA	TDE	2035	0.00	329.00	0.00	1853.14	134.78	904.21
ZVB	TNT	2035	0.00	13.00	0.00	27.49	133.28	809.56
ZVB	TGA	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	157.91	774.31
ZVB	TDE	2035	0.00	332.00	0.00	1780.51	136.91	908.15
WWB	TNT	2040	0.00	234.00	0.00	1340.11	123.02	920.05
WWB	TGA	2040	68.00	181.00	15.97	57.03	145.37	862.38
WWB	TDE	2040	0.00	1119.00	0.00	9550.76	120.12	1070.47
ZBA	TNT	2040	0.00	234.00	0.00	1329.45	122.94	926.56
ZBA	TGA	2040	65.00	181.00	15.99	57.55	145.03	870.29
ZBA	TDE	2040	0.00	1123.00	0.00	9481.58	120.33	1076.91
ZVA	TNT	2040	0.00	234.00	0.00	1343.37	122.56	920.57
ZVA	TGA	2040	66.00	177.00	15.96	56.91	144.67	862.75
ZVA	TDE	2040	0.00	1117.00	0.00	9594.60	119.67	1070.66
ZVB	TNT	2040	0.00	226.00	0.00	1306.21	126.24	926.88
ZVB	TGA	2040	65.00	192.00	16.35	58.51	148.18	870.18
ZVB	TDE	2040	0.00	1122.00	0.00	9402.38	123.30	1076.62

Tabelle 4.2.4: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit Marktmodell

4.2.3 CH Re-Dispatchmodell

Die letzte Modellstufe bildet die physischen Limitierungen des Schweizer Übertragungssystem gegeben das Marktergebnis der zweiten Modellstufe ab. Wie in Tabelle 4.2.5 ersichtlich, zeigt sich hier eine differenzierte Situation: In vielen Szenarien liegen die Werte für Lastunterdeckungen in niedrigen Größenordnungen, welche tendenziell eher aufgrund der Limitierungen der Modellierung entstehen. Auf der anderen Seite gibt es Szenarien mit sehr hohen Ausprägungen an LOL und ENS, insbesondere in den Simulationen für das Jahr 2040. Dabei zeigen Zero-Basis sowie ZVB tendenziell niedrigere Werte als WWB und ZVA.

Da in allen Szenarien die minimalen RCM Werte weiterhin positiv sind, und sich im Marktmodell auch keine Versorgungsprobleme ergeben haben, sind die Lastunterdeckungen nicht auf Energiemangel oder unzureichende Erzeugungskapazität zurückzuführen.

Eine detaillierte Analyse der Ursachen dieser Lastunterdeckungen und Zusammenhänge mit den Lastfluss- und Import/Exportbedingungen wird in Kapitel 6.3 präsentiert.

CH Name	EU Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	2025	146.00	425.00	21.30	121.25	4.60	14.35
ZBA	TNT	2025	119.00	405.00	18.45	106.78	4.81	14.76
ZVA	TNT	2025	101.00	422.00	15.40	97.86	4.85	14.64
ZVB	TNT	2025	138.00	409.00	19.00	95.10	4.91	14.76
WWB	TNT	2030	7.00	211.00	0.74	74.43	4.52	15.75
WWB	TGA	2030	47.00	160.00	7.28	76.96	4.41	15.84
WWB	TDE	2030	172.00	448.00	63.64	222.91	4.38	15.63
ZBA	TNT	2030	5.00	146.00	0.58	40.91	4.72	17.22
ZBA	TGA	2030	35.00	140.00	5.28	54.20	4.59	17.27
ZBA	TDE	2030	101.00	352.00	44.31	169.47	4.54	17.06
ZVA	TNT	2030	8.00	228.00	0.91	70.71	4.69	16.11
ZVA	TGA	2030	47.00	178.00	7.91	84.76	4.57	16.20
ZVA	TDE	2030	176.00	458.00	65.47	260.61	4.55	15.93
ZVB	TNT	2030	3.00	68.00	0.41	18.20	5.14	17.47
ZVB	TGA	2030	8.00	70.00	0.96	21.64	5.15	17.48
ZVB	TDE	2030	61.00	188.00	19.91	100.95	5.02	17.34
WWB	TNT	2035	187.00	974.00	78.82	524.26	4.50	16.06
WWB	TGA	2035	231.00	775.00	106.83	388.90	4.59	16.14
WWB	TDE	2035	185.00	706.00	93.85	539.47	4.52	16.03
ZBA	TNT	2035	115.00	720.00	61.06	420.26	4.51	20.15
ZBA	TGA	2035	150.00	471.00	64.55	253.20	4.57	20.47
ZBA	TDE	2035	90.00	448.00	45.54	316.25	4.49	20.32
ZVA	TNT	2035	238.00	1043.00	123.55	703.64	4.39	16.32
ZVA	TGA	2035	265.00	859.00	153.69	530.57	4.48	16.57
ZVA	TDE	2035	241.00	903.00	129.96	698.43	4.42	16.20
ZVB	TNT	2035	49.00	362.00	90.32	489.96	6.58	21.13
ZVB	TGA	2035	25.00	313.00	7.81	138.63	6.91	21.48
ZVB	TDE	2035	21.00	1027.00	15.33	413.67	6.73	21.18
WWB	TNT	2040	634.00	1356.00	314.94	1231.45	4.50	16.48
WWB	TGA	2040	709.00	1298.00	353.49	1087.65	4.65	16.42
WWB	TDE	2040	447.00	1070.00	279.33	1063.24	4.68	16.39
ZBA	TNT	2040	384.00	1016.00	270.11	1040.69	4.28	24.24
ZBA	TGA	2040	372.00	961.00	186.01	604.94	4.39	24.78
ZBA	TDE	2040	193.00	669.00	128.42	652.24	4.75	24.84
ZVA	TNT	2040	885.00	1543.00	657.00	1560.16	4.00	17.13
ZVA	TGA	2040	1014.00	1471.00	633.63	1573.86	3.97	17.27
ZVA	TDE	2040	538.00	1321.00	442.90	1251.81	4.49	17.19
ZVB	TNT	2040	186.00	1959.00	293.35	1486.88	7.65	24.08
ZVB	TGA	2040	108.00	1447.00	137.81	469.55	7.43	24.14
ZVB	TDE	2040	103.00	3092.00	159.60	1677.99	7.99	24.08

Tabelle 4.2.5: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Re-Dispatchmodell

4.3 Indikatorenübersicht Sensitivitäten

Ausgehend von den Basisszenarien wird für die kritischste Angebotsvariation ein Set an Sensitivitäten berechnet. Entsprechend der oben dargestellten Ergebnisse, wurde die Kombination des Schweizer Entwicklungspfades ZVA (mit Ausbau nach aktuellen Rahmenbedingungen) mit dem europäischen Entwicklungspfad TDE als kritischste Kombination identifiziert. Diese ist aus Schweizer Sicht durch eine hohe Nachfrage, geringe lokal verfügbare Erzeugungskapazität und entsprechend hoher Importabhängigkeit geprägt. Aus europäischer Sicht ist die Entwicklung in TDE durch einen hohen Anteil wetterabhängiger erneuerbarer Energien (Wind und Solar) geprägt, was das Gesamtsystem deutlich wetterabhängiger macht als in den anderen Entwicklungspfaden.

Insgesamt werden drei Sensitivitäten sowie deren Kombination analysiert: ein verzögerter Netzausbau

(,G'), eine vollständige Nichtverfügbarkeit aller Schweizer Kernkraftwerke (,K'), sowie eine deutliche Limitierung der Importkapazitäten (,H'). Die letzte Sensitivität hat dabei besondere Bedeutung für die Schweizer Versorgungslage und wurde daher zusätzlich auch für alle anderen Basisszenarien berechnet. Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt erläutert, die restlichen Sensitivitäten und deren Kombination in Abschnitt 4.3.2.

4.3.1 Harte ATCs

Reduzierte Importkapazitäten für die Schweiz stellen tendenziell eine der Entwicklungen dar, welche grosse Auswirkungen auf die Schweizer Versorgungslage haben kann. Da die Schweiz auch im heutigen Stromsystem in den Wintermonaten auf Importe angewiesen ist, könnte eine Reduktion dieser Möglichkeiten die Versorgungslage im Winter negativ beeinflussen. Mit dem Ausschluss der Schweiz aus dem europäischen Flow-Based Mechanismus aufgrund des fehlenden Stromabkommens und der Zielstellung der EU die Handelsflüsse über die Landesgrenzen zu erhöhen, ergibt sich hier ein grundlegendes Risiko, dass dies die Importmöglichkeiten in den kommenden Jahren negativ beeinflusst.

Um dieser Entwicklung in der vorliegenden Studie Rechnung zu tragen wurde eine Importsensitivität simuliert, welche eine sehr deutliche Reduktion der Importkapazitäten vorsieht (auf weniger als 2 GW, siehe hierzu auch Abschnitt 2.3). Diese sehr harte Reduktion, welche nicht als Referenz für die mögliche Entwicklung der Beziehungen zur EU gesehen werden sollte, stellt tendenziell ein Extremszenario dar, welche eine mögliche Minimalausprägung abzubilden versucht.

Aufgrund der Bedeutung dieser Sensitivität wurden alle Basisszenarien mit reduzierten Importkapazitäten berechnet. Da diese lediglich im Rahmen des Marktmodells zum Tragen kommen (und damit auch die Ergebnisse des Re-Dispatchmodells beeinflussen können), werden für diese Sensitivität keine Ergebnisse des nodalen Europamodells ermittelt.

4.3.1.1 EU Marktmodell Tabelle 4.3.1 stellt die Ergebniswerte für alle Basisszenarien mit der ‚harten‘ Auslegung der Importkapazitäten dar. Im Gegensatz zu den Simulationen mit ‚fairen‘ Importkapazitäten ergeben sich hier deutliche Versorgungsprobleme in der Schweiz. Während die ersten beiden Jahressimulationen (2025 und 2030) noch keine Versorgungsprobleme aufweisen, steigen diese in 2035 je nach Szenario und Wetterausprägung bereits auf deutliche Werte an ($ENS > 1$ TWh). In der letzten Jahresscheibe 2040 werden dabei Werte von bis zu 6 TWh an Lastunterdeckung erreicht. Dies weist auf sehr hohe Fehlmengen an Energie hin, welche offensichtlich durch die limitierte Importkapazität verursacht werden.

Im Vergleich der Szenarien zeigt sich dabei in der ZVB Variante nahezu keine Versorgungsproblematik. Dies ist auf die hohe Verfügbarkeit lokaler Erzeugung zurückzuführen (siehe auch Abschnitt 3.1 und 4.1). In den Zero-Basis Simulationen zeigt sich nur in vereinzelt Kombinationen ein Versorgungsproblem. Dieses fällt in 2040 jedoch mit nahezu 1 TWh ENS in der Maximalausprägung deutlich aus. In den WWB und ZVA Simulationen zeigen sich die höchsten Ausprägungen. Dies ist auf das verminderte Erzeugungsangebot in der Schweiz gekoppelt mit einer relativ hohen Lastentwicklung in beiden Entwicklungspfaden zurückzuführen. Dies führt zu einer höheren Importabhängigkeit, welche bei reduzierten Importkapazitäten zu den aufgezeigten Versorgungsproblemen führen kann.

Die weiterhin positiven minimalen RCM Werte in allen Szenarienkombinationen sind nahezu identisch mit den Werten der Basisszenarien, da sich an der lokalen Erzeugungsstruktur nichts geändert hat. Die aufgezeigten Lastunterdeckungen sind daher rein auf die reduzierte Importkapazität zurückzuführen.

Ebenfalls ersichtlich ist die lange Dauer der kritischen Versorgungslage. In allen Szenarien mit hohen ENS Ausprägungen sind auch die maximalen LOL Werte bei über 4000h. Dies entspricht letztlich dem Winterhalbjahr. Aufgrund der reduzierten Importkapazitäten hat die Schweiz ein energetischen Versorgungsengpass im Winter, welcher sich nicht über wenige Stunden oder Tage erstreckt, sondern den gesamten Winter über in unterschiedlicher Ausprägung auftritt. In den kritischen WWB und ZVA

Szenarien in 2040 ist auch der minimale LOL Werte grösser als 4000h. Dies bedeutet, dass bei allen Wetterkombinationen eine langfristige Versorgungsproblematik auftritt. Das Wetter ändert zwar die Höhe der ENS Werte, ändert aber nicht das grundlegende Problem.

Dies ist insbesondere im Vergleich mit dem Szenario Zero-Basis/TDE im Jahr 2040 relevant, welches zwar ebenfalls hohe LOL und ENS Werte in der Maximalausprägung aufweist, aber bei den Minimalwerten weiterhin 0 aufweist. Sprich: die Versorgungslage im Zero-Basis Szenario ist deutlich stärker vom Wetter geprägt, und führt nur bei sehr ungünstigen Wetterlagen zu Versorgungsproblemen.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die exakte Ausprägung der ‚harten‘ ATC Kapazitäten in den Simulationen eine externe – und in gewissem Masse willkürliche – Vorgabe darstellt, und nicht als erwartete Entwicklung sondern als mögliche Extremausprägung interpretiert werden sollte.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.41	14.39
ZBA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.60	14.74
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.63	14.59
ZVB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.66	14.73
WWB	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.22	15.79
WWB	TGA	H/	2030	0.00	4144.00	0.00	182.91	4.30	15.72
WWB	TDE	H/	2030	0.00	4135.00	0.00	102.72	4.24	15.66
ZBA	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.50	17.36
ZBA	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.50	17.34
ZBA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.49	17.13
ZVA	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	16.11
ZVA	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.50	16.08
ZVA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	15.92
ZVB	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.98	17.61
ZVB	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	17.46
ZVB	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.95	17.40
WWB	TNT	H/	2035	0.00	4138.00	0.00	964.15	4.31	15.95
WWB	TGA	H/	2035	0.00	4162.00	0.00	1023.24	4.42	16.18
WWB	TDE	H/	2035	0.00	4148.00	0.00	1104.54	4.31	16.02
ZBA	TNT	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.43	20.28
ZBA	TGA	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.53	20.40
ZBA	TDE	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.41	20.27
ZVA	TNT	H/	2035	0.00	4150.00	0.00	1485.92	4.22	16.03
ZVA	TGA	H/	2035	0.00	4169.00	0.00	1501.21	4.33	15.99
ZVA	TDE	H/	2035	0.00	4156.00	0.00	1521.92	4.22	15.88
ZVB	TNT	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.67	21.19
ZVB	TGA	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.72	21.34
ZVB	TDE	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.65	21.20
WWB	TNT	H/	2040	4170.00	4644.00	1494.58	3710.85	4.39	16.45
WWB	TGA	H/	2040	4035.00	4414.00	1335.91	3684.26	4.39	16.51
WWB	TDE	H/	2040	4153.00	4652.00	918.09	4179.99	4.79	16.49
ZBA	TNT	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25	23.14
ZBA	TGA	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.24	24.06
ZBA	TDE	H/	2040	0.00	3386.00	0.00	624.22	4.71	22.65
ZVA	TNT	H/	2040	4180.00	4649.00	3260.88	5420.07	3.92	16.67
ZVA	TGA	H/	2040	4189.00	4436.00	3095.31	5419.92	3.92	16.65
ZVA	TDE	H/	2040	4152.00	4621.00	2688.47	5851.12	4.50	16.59
ZVB	TNT	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.68	23.48
ZVB	TGA	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.67	23.95
ZVB	TDE	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.98	23.64

Tabelle 4.3.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Marktmodell ; H - Harte ATCs

Vergleicht man die Werte für das Gesamtsystem bei ‚harten‘ ATC Kapazitäten (Tabelle 4.3.2) mit den unter ‚fairen‘ Kapazitäten (Tabelle 4.2.4) zeigt sich ein nahezu perfekter additiver Effekt der Schweizer ENS Werte. Da die Schweiz Bestandteil des Gesamtsystem ist, zeigt der rein additive Effekt, dass die veränderte Importstruktur v.a. die Schweiz beeinflusst und nur kleinere Feedbackeffekte auf die europäischen Nachbarländer bestehen.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	95.80	494.90
ZBA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	95.97	495.26
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	95.99	495.16
ZVB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.02	495.28
WWB	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	137.60	690.85
WWB	TGA	H/	2030	0.00	4144.00	0.00	182.91	155.16	676.14
WWB	TDE	H/	2030	0.00	4135.00	0.00	102.72	132.01	738.39
ZBA	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	137.86	692.10
ZBA	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.42	677.46
ZBA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.26	739.75
ZVA	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	137.87	691.18
ZVA	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.43	676.53
ZVA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.30	738.76
ZVB	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	138.30	692.33
ZVB	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	155.86	677.70
ZVB	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.67	740.02
WWB	TNT	H/	2035	0.00	4138.00	0.00	964.15	129.99	805.52
WWB	TGA	H/	2035	0.00	4162.00	0.00	1023.24	155.18	769.29
WWB	TDE	H/	2035	0.00	4148.00	0.00	2807.00	134.44	903.95
ZBA	TNT	H/	2035	0.00	10.00	0.00	12.00	130.08	809.48
ZBA	TGA	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	155.14	773.16
ZBA	TDE	H/	2035	0.00	251.00	0.00	1400.93	134.31	907.91
ZVA	TNT	H/	2035	0.00	4150.00	0.00	1485.92	130.04	805.42
ZVA	TGA	H/	2035	0.00	4169.00	0.00	1501.21	155.06	769.21
ZVA	TDE	H/	2035	0.00	4156.00	0.00	3244.89	134.25	903.98
ZVB	TNT	H/	2035	0.00	10.00	0.00	9.96	132.16	810.47
ZVB	TGA	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	157.27	774.22
ZVB	TDE	H/	2035	0.00	251.00	0.00	1383.59	136.36	909.06
WWB	TNT	H/	2040	4170.00	4644.00	1846.35	4615.10	122.26	920.37
WWB	TGA	H/	2040	4035.00	4414.00	1383.99	3712.21	145.01	862.67
WWB	TDE	H/	2040	4153.00	4814.00	919.30	14440.10	119.83	1070.61
ZBA	TNT	H/	2040	0.00	226.00	0.00	1131.77	122.16	926.71
ZBA	TGA	H/	2040	62.00	150.00	13.13	48.44	144.57	869.01
ZBA	TDE	H/	2040	0.00	3599.00	0.00	10474.62	119.51	1077.04
ZVA	TNT	H/	2040	4180.00	4649.00	3625.97	6342.27	121.96	920.70
ZVA	TGA	H/	2040	4189.00	4436.00	3143.18	5447.33	144.30	862.89
ZVA	TDE	H/	2040	4152.00	4783.00	2690.01	16163.24	119.26	1070.90
ZVB	TNT	H/	2040	0.00	156.00	0.00	1120.47	125.29	927.73
ZVB	TGA	H/	2040	62.00	154.00	13.52	49.50	147.77	870.19
ZVB	TDE	H/	2040	0.00	1087.00	0.00	8535.49	122.58	1077.79

Tabelle 4.3.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Marktmodell; H - Harte ATCs

4.3.1.2 CH Re-Dispatchmodel In der letzten Modellstufe führen die reduzierten Importkapazitäten (und die damit resultierenden veränderten Handelsflüsse) zu keiner deutlichen Veränderung der ENS und LOL Werte (Tabelle 4.2.4) im Vergleich zur Marktmodellstufe. Tendenziell zeigt sich sogar eine leichte Verbesserung der Lastunterdeckung. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Basisszenarien, bei denen sich eine deutliche Erhöhung der ENS Werte aufgrund der Berücksichtigung der Schweizer Netzstruktur ergeben hat, sind die physischen Restriktionen des Schweizer Übertragungsnetzes offensichtlich kein weiterer Faktor für die Versorgungssituation, wenn die Importe bereits auf sehr niedrigem Niveau fixiert wurden.

Dies ist insoweit nachvollziehbar, da Netzrestriktionen insbesondere bei hohen Lastflüssen zusätzliche Versorgungsprobleme verursachen dürften. Aufgrund der geringen Importkapazitäten sind die Lastflüsse über die Schweiz bereits deutlich reduziert, so dass sich dadurch keine zusätzlichen Restriktionen ergeben. In anderen Worten: wenn insgesamt deutlich zu wenige Energie in der Schweiz verfügbar ist, ist das Netz so gering belastet, dass es keine zusätzlichen netzbedingten Probleme mehr gibt.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
WWB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.41	14.39
ZBA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.61	14.62
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	2.00	0.00	0.11	4.64	14.60
ZVB	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.66	14.73
WWB	TNT	H/	2030	0.00	5.00	0.00	0.33	4.23	15.79
WWB	TGA	H/	2030	0.00	937.00	0.00	110.59	4.37	15.72
WWB	TDE	H/	2030	0.00	503.00	0.00	29.82	4.25	15.66
ZBA	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.51	17.36
ZBA	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.50	17.34
ZBA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.50	17.14
ZVA	TNT	H/	2030	0.00	2.00	0.00	0.23	4.57	16.11
ZVA	TGA	H/	2030	0.00	1.00	0.00	0.05	4.51	16.08
ZVA	TDE	H/	2030	0.00	2.00	0.00	0.12	4.41	15.92
ZVB	TNT	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.99	17.60
ZVB	TGA	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.01	17.46
ZVB	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.96	17.39
WWB	TNT	H/	2035	0.00	2888.00	0.00	940.54	4.38	15.93
WWB	TGA	H/	2035	0.00	2988.00	0.00	998.79	4.49	16.11
WWB	TDE	H/	2035	1.00	3133.00	0.10	1083.62	4.39	16.02
ZBA	TNT	H/	2035	0.00	7.00	0.00	0.56	4.44	20.27
ZBA	TGA	H/	2035	0.00	3.00	0.00	0.26	4.54	20.24
ZBA	TDE	H/	2035	0.00	3.00	0.00	0.30	4.42	20.16
ZVA	TNT	H/	2035	1.00	3000.00	0.05	1461.71	4.28	15.96
ZVA	TGA	H/	2035	0.00	2997.00	0.00	1477.15	4.42	15.92
ZVA	TDE	H/	2035	2.00	3149.00	0.12	1503.59	4.28	15.84
ZVB	TNT	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.69	21.17
ZVB	TGA	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.74	21.35
ZVB	TDE	H/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.68	21.16
WWB	TNT	H/	2040	3058.00	4112.00	1474.09	3709.36	4.43	16.35
WWB	TGA	H/	2040	3029.00	4104.00	1315.15	3681.70	4.43	16.39
WWB	TDE	H/	2040	2849.00	4111.00	898.18	4178.42	4.85	16.43
ZBA	TNT	H/	2040	43.00	221.00	5.20	18.16	4.26	23.58
ZBA	TGA	H/	2040	0.00	184.00	0.00	18.42	4.25	24.23
ZBA	TDE	H/	2040	0.00	2525.00	0.00	625.47	4.73	23.72
ZVA	TNT	H/	2040	3502.00	4127.00	3250.74	5417.44	3.95	16.58
ZVA	TGA	H/	2040	3425.00	4120.00	3082.46	5417.62	3.95	16.64
ZVA	TDE	H/	2040	3326.00	4128.00	2676.75	5847.26	4.55	16.53
ZVB	TNT	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.68	23.36
ZVB	TGA	H/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.67	23.95

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVB	TDE	H/	2040	0.00	94.00	0.00	5.90	7.99	23.62

Tabelle 4.3.3: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Harte ATCs Sensitivitäten mit Re-Dispatchmodell; H - Harte ATCs

4.3.2 Weitere Sensitivitäten und Kombination

Im Folgenden werden noch die Netz- und KKW-Sensitivitäten sowie die Gesamtkombination, welche nur für die kritische Kombination ZVA-TDE berechnet wurden, präsentiert. Die Netz- und KKW-Sensitivität wurde dabei ebenfalls für das europäische Netzmodell berechnet, die Kombinationen mit der ATC Sensitivität nur für das Markt- und Re-Dispatchmodell.

4.3.2.1 EU Netzmodell Die Tabellen 4.3.4 und 4.3.5 zeigen die Indikatoren für die verschiedenen Sensitivitäten und deren Kombinationen für das nodale Europamodell.⁸

Die beiden Sensitivitäten und deren Kombinationen führen nur zu einer leichten Verschlechterung der Versorgungslage im Jahr 2040 im Gesamtsystem (von 1'873 GWh auf 2'142 GWh). In der Schweiz selber ergibt sich dabei ein gemischtes Bild. Für die Sensitivitäten mit verzögertem Netzausbau ergibt sich eine leichte Verbesserung der ENS-Werte (von 242 GWh auf 204 GWh), während die Kombination mit der KKW-Sensitivität eine Erhöhung der ENS Werte verursacht. Dies liegt an der in den Basisszenarien beschriebenen Exportrolle der Schweiz. Die Schweizer ENS-Werte stellen nicht direkte lokale Lastunterdeckungen dar, sondern dienen dazu das Gesamtsystem zu optimieren; die Netzstruktur spielt dabei eine zentrale Rolle wo genau Lastunterdeckungen im Modell umgesetzt werden. Der verzögerte Netzausbau verändert nun im Vergleich zu den Referenzszenarien diese Netzstruktur und damit die optimalen lokalen Lastunterdeckungen. Offensichtlich führt dies zu einer leichten Reduktion der Lastunterdeckungen in der Schweiz während Exportsituationen.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	G/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.52	15.92
ZVA	TDE	N/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	2.91	13.75
ZVA	TDE	GN/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	2.48	13.79
ZVA	TDE	G/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.45	16.09
ZVA	TDE	N/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.02	14.2
ZVA	TDE	GN/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.63	14.03
ZVA	TDE	G/	2040	0.00	274.00	0.00	204.00	4.26	17.27
ZVA	TDE	N/	2040	0.00	292.00	0.00	298.00	3.33	16.1
ZVA	TDE	GN/	2040	0.00	292.00	0.00	250.00	3.06	15.57

Tabelle 4.3.4: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	G/	2030	0	0	0	0	132.43	738.69
ZVA	TDE	N/	2030	0	0	0	0	130.47	737.63
ZVA	TDE	GN/	2030	0	0	0	0	130.25	737.32
ZVA	TDE	G/	2035	0	0	0	0	134.45	904.18
ZVA	TDE	N/	2035	0	8	0	1	132.91	903.17
ZVA	TDE	GN/	2035	0	8	0	1	132.5	902.7

Fortsetzung auf der nächsten Seite

⁸Aufgrund limitierter Rechenzeit wurde für das nodale Modell die Jahresschreibe 2025 für alle Sensitivitäten nicht berechnet, nachdem sich für 2030 keine signifikanten ENS Werte ergeben haben.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	G/	2040	0	1222	0	1955	119.66	1070.75
ZVA	TDE	N/	2040	0	1243	0	2064	118.84	1070.01
ZVA	TDE	GN/	2040	0	1243	0	2142	118.32	1070.1

Tabelle 4.3.5: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz

4.3.2.2 EU Marktmodell Tabelle 4.3.6 zeigt die Werte für die verschiedenen Sensitivitäten und deren Kombinationen mit den harten ATC Kapazitäten für das zonale Marktmodell. Dabei ist klar ersichtlich, dass sowohl die reine Netz- als auch die reine Kernkraftsensitivitäten keine relevanten Versorgungsprobleme in der Schweiz verursachen. Die weiterhin verfügbaren Importe können diese zusätzlichen Restriktionen ausgleichen.

Erst in der Kombination mit reduzierten Importkapazitäten zeigen sich abermals Lastunterdeckungen. Aufgrund der verringerten lokalen Erzeugungskapazität fallen diese entsprechend noch deutlicher aus, als bei der reinen Kombination der Basisszenarien mit ‚harten‘ ATC Kapazitäten. Ebenso treten diese nun in allen Jahresscheiben auf. Dies ist insoweit wenig überraschend, als dass die Kernkraftsensitivitäten nicht mit einer erhöhten anderweitigen Erzeugung gekoppelt sind. Sprich: der Ausfall von Kernkraftenerzeugung wird in keinsten Weise innerhalb der Schweiz kompensiert. Gekoppelt mit den reduzierten Importmöglichkeiten treten bereits im Jahr 2025 sehr hohe Versorgungsprobleme auf.

Mit den geplanten Abschaltungen der KKW's über die Zeit in den Basisszenarien (Annahme ist dabei eine Laufzeit von 60 Jahren) wird der zusätzliche ENS-Effekt dabei bei Berechnung der Sensitivität über die Jahre immer kleiner. Während in 2025 die maximalen ENS von ca. 8.5 TWh komplett zusätzlich anfallen, sind es in 2040 trotz des insgesamt höchsten ENS Wertes von ca. 10 TWh nur ca. 4 TWh mehr als in den reinen Basisszenarien mit ‚harten‘ ATC Kapazitäten.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	G/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.88	14.53
ZVA	TNT	N/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	2.87	12.14
ZVA	TNT	GNH/	2025	4465.00	5064.00	6370.85	8573.06	2.49	12.10
ZVA	TDE	G/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.52	15.92
ZVA	TDE	N/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	2.91	13.75
ZVA	TDE	GNH/	2030	4381.00	4962.00	5671.89	7824.16	2.48	13.79
ZVA	TDE	G/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.45	16.09
ZVA	TDE	N/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.02	14.20
ZVA	TDE	GNH/	2035	4394.00	4935.00	6396.49	8805.16	2.63	14.03
ZVA	TDE	G/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.26	17.27
ZVA	TDE	N/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	3.33	16.10
ZVA	TDE	GNH/	2040	4352.00	4862.00	6771.86	9729.33	3.06	15.57

Tabelle 4.3.6: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten mit Marktmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs

Auf Gesamtsystemebene zeigt das Marktmodell über die Sensitivitäten hinweg keine Veränderungen aufgrund des verzögerten Netzausbaus oder des Ausfalls der Schweizer Kernkraft auf die Indikatoren. Sprich beide Sensitivitäten können durch anderweitige Kraftwerkskapazitäten und Lastflussverschiebungen kompensiert werden.

Lediglich in der Kombination der Sensitivitäten werden abermals die Schweizer ENS Werte nahezu direkt auf die europäischen Gesamtwerte des entsprechenden Basisszenarios aufaddiert. Dies bedeutet auch für diese Fälle die Schweizer Entwicklungen nahezu keinen Feedbackeffekte auf das europäische Gesamtsystem haben.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	G/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.53	495.27
ZVA	TNT	N/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	94.70	493.66
ZVA	TNT	GNH/	2025	4465.00	5064.00	6370.85	8573.06	93.81	493.53
ZVA	TDE	G/	2030	0.00	73.00	0.00	130.05	132.43	738.69
ZVA	TDE	N/	2030	0.00	55.00	0.00	46.49	130.47	737.63
ZVA	TDE	GNH/	2030	4381.00	4962.00	5671.89	7824.16	130.25	737.32
ZVA	TDE	G/	2035	0.00	322.00	0.00	1802.39	134.45	904.18
ZVA	TDE	N/	2035	0.00	329.00	0.00	1912.49	132.91	903.17
ZVA	TDE	GNH/	2035	4394.00	4935.00	6396.49	10682.77	132.50	902.70
ZVA	TDE	G/	2040	0.00	1117.00	0.00	9519.99	119.66	1070.75
ZVA	TDE	N/	2040	0.00	1129.00	0.00	9652.95	118.84	1070.01
ZVA	TDE	GNH/	2040	4352.00	4950.00	6772.91	20052.20	118.32	1070.13

Tabelle 4.3.7: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten mit Marktmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs

4.3.2.3 CH Re-Dispatchmodell Im Re-Dispatchmodell zeigen sich bei den verschiedenen Sensitivitäten beide bisher erläuterten Effekte. Für die Sensitivitäten, welche mit den ‚fairen‘ ATC Kapazitäten simuliert werden, zeigen sich abermals verschiedenen Ausprägungen von ENS und LOL auf der Re-Dispatchebene, während im Marktmodell keine nichtgedeckten Lasten zu beobachten waren. Demgegenüber zeigt sich bei der Kombination mit den ‚harten‘ ATC Kapazitäten abermals eine leichte Reduktion der ENS Werte im Vergleich zu den Werten im Marktmodell. Die bisher erläuterten Grundeffekte werden daher durch die veränderte Erzeugungs- und Netzstruktur der Sensitivitäten nicht verändert. Lediglich die konkrete numerische Ausprägung wird dadurch beeinflusst.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	G/	2025	60.00	401.00	7.86	82.49	4.90	14.53
ZVA	TNT	N/	2025	877.00	1314.00	270.76	791.63	2.95	12.14
ZVA	TNT	GNH/	2025	4224.00	4723.00	6347.08	8562.04	2.50	12.10
ZVA	TDE	G/	2030	256.00	625.00	155.49	438.92	4.52	15.93
ZVA	TDE	N/	2030	447.00	965.00	258.68	771.02	2.90	13.74
ZVA	TDE	GNH/	2030	4031.00	4549.00	5653.18	7820.93	2.50	13.79
ZVA	TDE	G/	2035	192.00	755.00	126.63	515.62	4.43	16.09
ZVA	TDE	N/	2035	688.00	1257.00	534.06	1419.42	2.85	14.19
ZVA	TDE	GNH/	2035	4160.00	4539.00	6382.17	8800.56	2.65	14.03
ZVA	TDE	G/	2040	551.00	1299.00	430.87	1196.50	4.29	17.24
ZVA	TDE	N/	2040	906.00	1679.00	780.22	1763.44	3.23	16.09
ZVA	TDE	GNH/	2040	4151.00	4509.00	6759.58	9721.22	3.08	15.56

Tabelle 4.3.8: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten mit Re-Dispatchmodell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs

5 Ergebnisse Varianten

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Angebotsvarianten dargestellt (siehe hierzu auch Abschnitt 3.3). Diese stellen verschiedenen mögliche Entwicklungen in den Nachbarländern (weniger KKW-Kapazität in Frankreich, schnellerer Kohleausstieg in Deutschland) sowie in der Schweiz dar (Einführung einer Speicherreserve gekoppelt mit erhöhter Winterstromerzeugung aus Wasserkraft). Diese Varianten werden abermals mit den oben präsentierten Sensitivitäten kombiniert. Alle Simulationen werden für die kritische Kombination ZVA-TDE berechnet. Diese Ergebnisse werden in Abschnitt 5.1 präsentiert.

Zusätzlich zu diesen Variationen werden noch drei weitere Schweizer Varianten für die kritischste Wetterkombination berechnet: zwei erhöhte PV-Angebotsvarianten und eine Variante mit erhöhter Last in der Schweiz. Diese Varianten werden in Abschnitt 5.2 präsentiert.

5.1 Indikatorenübersicht Varianten

Im Folgenden werden zuerst die Ergebnisse für das nodale Europamodell präsentiert und anschliessend die Simulationen für das Markt und Re-Dispatchmodell.

5.1.1 EU Netzmodell

Tabellen 5.1.1 und 5.1.2 geben eine Übersicht über die verschiedenen möglichen Entwicklungen in den Nachbarländern und deren Auswirkung auf die Versorgungslage in der Schweiz und im Gesamtsystem.⁹ Den Tabellen ist zu entnehmen, dass weniger KKW-Kapazität in Frankreich zu einer Verschlechterung der Versorgungslage im Gesamtsystem führt, wobei der ENS-Wert im Vergleich zu den Basisszenarien von 1'873 GWh auf 3'039 GWh steigt. Der schnellere Kohleausstieg in Deutschland, welche auch durch erhöhte PV + Windkapazität kompensiert wird, verbessert die Versorgungslage in Europa und der ENS-Wert reduziert sich auf 1'100 GWh. Die Kombination der beiden Variationen führt zu einer leichten Erhöhung der ENS-Werte und zwar auf 1'907 GWh. Für die Schweiz ergeben sich nur in den Varianten mit reduzierter KKW-Kapazität in Frankreich ebenfalls höhere Werte als in den Basisszenarien. Allerdings sind auch diese Lastunterdeckungen zu Exportzeiten.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	FD/	2030	0	0	0	0	4.43	15.89
ZVA	TDE	D/	2030	0	0	0	0	4.47	15.93
ZVA	TDE	F/	2030	0	0	0	0	4.56	15.9
ZVA	TDE	FD/	2035	0	11	0	4	4.36	16.46
ZVA	TDE	D/	2035	0	19	0	10	4.48	16.28
ZVA	TDE	F/	2035	0	68	0	38	4.54	16.13
ZVA	TDE	FD/	2040	0	386	0	496	4.08	17.21
ZVA	TDE	D/	2040	0	237	0	174	4.25	17.27
ZVA	TDE	F/	2040	0	264	0	337	4.25	16.96

Tabelle 5.1.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Varianten mit nodalem Europamodell; F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland

⁹Aufgrund limitierter Rechenzeit wurde für das nodale Modell die Jahresschreibe 2025 für alle Varianten nicht berechnet, nachdem sich für 2030 keine signifikanten ENS Werte ergeben haben.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	FD/	2030	0	15	0	3	93.69	751.84
ZVA	TDE	D/	2030	0	0	0	0	132.43	738.75
ZVA	TDE	F/	2030	0	15	0	3	99.35	715.85
ZVA	TDE	FD/	2035	0	62	0	19	99.5	941.85
ZVA	TDE	D/	2035	0	20	0	22	134.84	904.22
ZVA	TDE	F/	2035	0	79	0	139	104.31	883.15
ZVA	TDE	FD/	2040	0	1302	0	3039	94.83	1140.87
ZVA	TDE	D/	2040	0	1187	0	1100	119.6	1070.86
ZVA	TDE	F/	2040	0	1220	0	1907	92.05	1070.62

Tabelle 5.1.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Varianten mit nodalem Europamodell; F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland

Die Tabellen 5.1.3 und 5.1.4 geben eine Übersicht über die Kreuzkombination von Varianten mit Sensitivitäten. Diese wurden nur für die kritischste Wetterkombination berechnet, daher ergeben sich hier keine min/max Werte. Die Kombination führt dabei zu einer leichten Verschlechterung der Versorgungslage.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL [h]	ENS [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	G/FD	2030	0	0	4.78	15.47
ZVA	TDE	G/D	2030	0	0	5.17	15.41
ZVA	TDE	G/F	2030	0	0	4.79	15.46
ZVA	TDE	N/FD	2030	0	0	3.2	13.31
ZVA	TDE	N/D	2030	0	0	3.34	13.35
ZVA	TDE	N/F	2030	0	0	3.23	13.35
ZVA	TDE	GN/FD	2030	0	0	3.16	13.33
ZVA	TDE	GN/D	2030	0	0	3.17	13.34
ZVA	TDE	GN/F	2030	0	0	3.17	13.46
ZVA	TDE	G/FD	2035	17	5	4.89	16.46
ZVA	TDE	G/D	2035	19	9	5.07	16.19
ZVA	TDE	G/F	2035	68	39	4.77	16.12
ZVA	TDE	N/FD	2035	51	20	3.35	14.29
ZVA	TDE	N/D	2035	19	15	3.47	14.28
ZVA	TDE	N/F	2035	75	61	3.28	14.22
ZVA	TDE	GN/FD	2035	51	21	3.35	13.71
ZVA	TDE	GN/D	2035	19	15	3.36	13.75
ZVA	TDE	GN/F	2035	75	61	3.36	13.87
ZVA	TDE	G/FD	2040	384	417	4.69	17.21
ZVA	TDE	G/D	2040	240	150	4.74	17.06
ZVA	TDE	G/F	2040	266	279	4.76	17.16
ZVA	TDE	N/FD	2040	435	584	3.82	16.09
ZVA	TDE	N/D	2040	262	217	4	15.8
ZVA	TDE	N/F	2040	281	389	3.8	15.94
ZVA	TDE	GN/FD	2040	428	478	3.83	15.2
ZVA	TDE	GN/D	2040	258	190	3.84	15.03
ZVA	TDE	GN/F	2040	280	336	3.84	15.09

Tabelle 5.1.3: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL [h]	ENS [GWh]	RCM _{min} [GW]	RCM _{max} [GW]
ZVA	TDE	G/FD	2030	22	8	93.42	751.84
ZVA	TDE	G/D	2030	0	0	132.45	738.84
ZVA	TDE	G/F	2030	23	8	99.76	715.6
ZVA	TDE	N/FD	2030	1	0	91.42	750.73
ZVA	TDE	N/D	2030	0	0	130.48	737.66
ZVA	TDE	N/F	2030	1	0	91.42	750.73
ZVA	TDE	GN/FD	2030	24	8	91.31	750.57
ZVA	TDE	GN/D	2030	0	0	130.25	737.32
ZVA	TDE	GN/F	2030	26	9	97.65	714.5
ZVA	TDE	G/FD	2035	63	20	99.55	941.9
ZVA	TDE	G/D	2035	20	22	134.7	904.21
ZVA	TDE	G/F	2035	79	141	104.31	882.92
ZVA	TDE	N/FD	2035	65	51	97.87	940.78
ZVA	TDE	N/D	2035	20	38	132.91	903.08
ZVA	TDE	N/F	2035	79	207	102.63	881.64
ZVA	TDE	GN/FD	2035	65	52	97.7	940.78
ZVA	TDE	GN/D	2035	20	40	132.5	902.75
ZVA	TDE	GN/F	2035	79	209	102.48	881.6
ZVA	TDE	G/FD	2040	1305	3129	94.86	1140.94
ZVA	TDE	G/D	2040	1190	1153	119.65	1070.97
ZVA	TDE	G/F	2040	1229	1967	92.04	1051.47
ZVA	TDE	N/FD	2040	1309	3299	93.91	1140.26
ZVA	TDE	N/D	2040	1186	1228	118.76	1070.38
ZVA	TDE	N/F	2040	1241	2094	91.19	1050.76
ZVA	TDE	GN/FD	2040	1313	3388	93.55	1140.35
ZVA	TDE	GN/D	2040	1192	1280	118.32	1070.15
ZVA	TDE	GN/F	2040	1238	2151	90.89	1050.96

Tabelle 5.1.4: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit nodalem Modell; G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: schnellerer Kohleausstieg in Deutschland

5.1.2 EU Marktmodell

Tabelle 5.1.5 gibt eine Übersicht über alle Varianten, Sensitivitäten und Kreuzkombinationen.¹⁰ Innerhalb dieser Vielzahl an Kombinationen lassen sich drei grundlegende Strukturen erkennen:

1. In allen Kombinationen, welche ‚faire‘ ATC Kapazitäten als Importbasis haben, liegen keine Versorgungsprobleme in der Schweiz vor.

2. Nicht gedeckte Last im grösseren Umfang finden nur in Kombinationen statt, welche ‚harte‘ ATC Kapazitäten als Importbasis haben. Diese sind daher v.a. durch eben diese Importbeschränkungen verursacht. Die grundlegenden Ergebnisse folgen daher den vorher präsentierten Strukturen der Basisszenarien und Sensitivitäten mit ‚harten‘ ATC Kapazitäten.

3. In den Kombinationen, welche höhere ENS Werte aufweisen, ist die Auswirkung der drei Angebotsvarianten wie folgt: die Speicherreserve weist die niedrigsten Ausprägungen auf, gefolgt von dem beschleunigten Kohleausstieg in Deutschland, und die reduzierte Kernkraftkapazität in Frankreich hat die grössten Auswirkungen auf die Schweiz. Die Kombination dieser drei Varianten liegt dabei entsprechend am höchsten, wird aber deutlich von der französischen Kernkraft geprägt.

¹⁰Für die reinen Varianten wurden alle Wetterkombinationen berechnet. Entsprechend ergeben sich dabei min/max Werte für LOL und ENS in Abhängigkeit vom Wetter. Für die Kombination von Sensitivitäten und Varianten wurde wie beim nodalen Europamodell nur die kritischste Wetterausprägung simuliert. Entsprechend sind die min/max Werte für LOL und ENS identisch.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.86	14.64
ZVA	TNT	/ F	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.95	14.69
ZVA	TNT	/ FD	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.91	14.54
ZVA	TNT	G/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.25	14.35
ZVA	TNT	G/ F	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.29	14.29
ZVA	TNT	G/ FD	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.10	14.03
ZVA	TNT	N/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	3.28	11.79
ZVA	TNT	N/ F	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	3.21	11.90
ZVA	TNT	N/ FD	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	3.08	11.70
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.24	14.31
ZVA	TNT	H/ F	2025	4220.00	4220.00	494.26	494.26	5.23	14.19
ZVA	TNT	H/ FD	2025	4288.00	4288.00	886.50	886.50	5.20	13.97
ZVA	TNT	GNH/	2025	5039.00	5039.00	9057.75	9057.75	3.11	11.78
ZVA	TNT	GNH/ F	2025	5018.00	5018.00	9825.71	9825.71	3.12	11.87
ZVA	TNT	GNH/ FD	2025	5048.00	5048.00	10392.43	10392.43	3.10	11.71
ZVA	TDE	/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.57	15.94
ZVA	TDE	/ F	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.56	15.90
ZVA	TDE	/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.47	15.93
ZVA	TDE	/ FD	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.43	15.89
ZVA	TDE	G/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.20	15.38
ZVA	TDE	G/ F	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.79	15.46
ZVA	TDE	G/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.17	15.41
ZVA	TDE	G/ FD	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.78	15.47
ZVA	TDE	N/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.38	13.38
ZVA	TDE	N/ F	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.23	13.35
ZVA	TDE	N/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.34	13.35
ZVA	TDE	N/ FD	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.20	13.31
ZVA	TDE	H/	2030	1.00	1.00	0.00	0.00	5.07	15.30
ZVA	TDE	H/ F	2030	4111.00	4111.00	191.48	191.48	5.07	15.18
ZVA	TDE	H/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.06	15.47
ZVA	TDE	H/ FD	2030	4164.00	4164.00	772.17	772.17	5.01	15.29
ZVA	TDE	GNH/	2030	4979.00	4979.00	7767.46	7767.46	3.21	13.47
ZVA	TDE	GNH/ F	2030	4963.00	4963.00	8221.86	8221.86	3.17	13.46
ZVA	TDE	GNH/ D	2030	4963.00	4963.00	7792.84	7792.84	3.17	13.34
ZVA	TDE	GNH/ FD	2030	4991.00	4991.00	8821.81	8821.81	3.16	13.33
ZVA	TDE	/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.67	16.29
ZVA	TDE	/ F	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.54	16.13
ZVA	TDE	/ D	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.48	16.28
ZVA	TDE	/ FD	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.36	16.46
ZVA	TDE	G/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	5.26	16.27
ZVA	TDE	G/ F	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.77	16.12
ZVA	TDE	G/ D	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	5.07	16.19
ZVA	TDE	G/ FD	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.89	16.46
ZVA	TDE	N/	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.65	14.19
ZVA	TDE	N/ F	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.28	14.22
ZVA	TDE	N/ D	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.47	14.28
ZVA	TDE	N/ FD	2035	0.00	0.00	0.00	0.00	3.35	14.29
ZVA	TDE	H/	2035	4189.00	4189.00	1012.51	1012.51	5.11	15.59
ZVA	TDE	H/ F	2035	4149.00	4149.00	2081.62	2081.62	4.94	15.28
ZVA	TDE	H/ D	2035	4158.00	4158.00	1528.70	1528.70	4.95	15.24
ZVA	TDE	H/ FD	2035	4217.00	4217.00	2737.81	2737.81	4.92	15.70
ZVA	TDE	GNH/	2035	4968.00	4968.00	8275.07	8275.07	3.51	13.82
ZVA	TDE	GNH/ F	2035	4919.00	4919.00	9256.44	9256.44	3.36	13.87
ZVA	TDE	GNH/ D	2035	4926.00	4926.00	8796.19	8796.19	3.36	13.75
ZVA	TDE	GNH/ FD	2035	4981.00	4981.00	9816.76	9816.76	3.35	13.71
ZVA	TDE	/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.52	17.22

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	/ F	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25	16.96
ZVA	TDE	/ D	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25	17.27
ZVA	TDE	/ FD	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.08	17.21
ZVA	TDE	G/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.93	17.35
ZVA	TDE	G/ F	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.76	17.16
ZVA	TDE	G/ D	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.74	17.06
ZVA	TDE	G/ FD	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.69	17.21
ZVA	TDE	N/	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	15.54
ZVA	TDE	N/ F	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	3.80	15.94
ZVA	TDE	N/ D	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	15.80
ZVA	TDE	N/ FD	2040	0.00	0.00	0.00	0.00	3.82	16.09
ZVA	TDE	H/	2040	4484.00	4484.00	4747.60	4747.60	4.86	16.11
ZVA	TDE	H/ F	2040	4471.00	4471.00	6475.19	6475.19	4.70	15.97
ZVA	TDE	H/ D	2040	4473.00	4473.00	5926.29	5926.29	4.70	15.97
ZVA	TDE	H/ FD	2040	4518.00	4518.00	6593.85	6593.85	4.69	15.93
ZVA	TDE	GNH/	2040	4887.00	4887.00	8584.03	8584.03	4.00	15.30
ZVA	TDE	GNH/ F	2040	4865.00	4865.00	10309.78	10309.78	3.84	15.09
ZVA	TDE	GNH/ D	2040	4853.00	4853.00	9804.44	9804.44	3.84	15.03
ZVA	TDE	GNH/ FD	2040	4917.00	4917.00	10477.35	10477.35	3.83	15.21

Tabelle 5.1.5: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Marktmodell; *Sens Name*: G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; *Var Name*: F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir

Für das Gesamtsystem erweist sich ebenfalls die Variation mit reduzierter französischer KKW-Kapazität als kritischste Kombination. Jedoch zeigen sich hier durchaus auch Rückwirkungen der verzögerten Netzausbau-Sensitivität und des Ausfalls der Schweizer KKW's. Beide Sensitivitäten führen in Kombination mit der Reduktion französischer KKW's zu erhöhten ENS Werten in Europa. Die angespanntere Versorgungslage wird daher durch die zusätzlichen Restriktionen auf der Netzebene bzw. fehlende Grundlastherzeugung in der Schweiz soweit verschlechtert, dass keine vollständige Kompensation möglich ist.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.59	495.24
ZVA	TNT	/ F	2025	264.00	868.00	523.22	3808.02	61.37	470.82
ZVA	TNT	/ FD	2025	265.00	868.00	522.55	3805.51	61.37	485.92
ZVA	TNT	G/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	98.38	495.14
ZVA	TNT	G/ F	2025	2932.00	2932.00	15805.04	15805.04	64.82	470.64
ZVA	TNT	G/ FD	2025	2932.00	2932.00	15804.17	15804.17	64.72	485.90
ZVA	TNT	N/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	96.37	493.69
ZVA	TNT	N/ F	2025	940.00	940.00	3639.10	3639.10	63.08	469.07
ZVA	TNT	N/ FD	2025	940.00	940.00	3633.61	3633.61	63.09	484.22
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	98.55	495.19
ZVA	TNT	H/ F	2025	4221.00	4221.00	5447.10	5447.10	63.91	470.78
ZVA	TNT	H/ FD	2025	4282.00	4282.00	5911.40	5911.40	63.90	485.89
ZVA	TNT	GNH/	2025	5038.00	5038.00	9058.41	9058.41	96.19	493.55
ZVA	TNT	GNH/ F	2025	5018.00	5018.00	28704.25	28704.25	61.60	469.28
ZVA	TNT	GNH/ FD	2025	5041.00	5041.00	29205.33	29205.33	61.60	484.41
ZVA	TDE	/	2030	0.00	49.00	0.00	34.59	132.44	738.71
ZVA	TDE	/ F	2030	54.00	261.00	268.47	2265.49	99.35	715.85
ZVA	TDE	/ D	2030	0.00	25.00	0.00	13.38	132.43	738.75
ZVA	TDE	/ FD	2030	106.00	406.00	491.84	3710.55	93.69	751.84
ZVA	TDE	G/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.28	738.62
ZVA	TDE	G/ F	2030	445.00	445.00	3924.60	3924.60	99.76	715.60

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	G/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.45	738.84
ZVA	TDE	G/ FD	2030	540.00	540.00	5775.96	5775.96	93.42	751.84
ZVA	TDE	N/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	130.49	737.67
ZVA	TDE	N/ F	2030	264.00	264.00	2366.79	2366.79	97.84	714.43
ZVA	TDE	N/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	130.48	737.66
ZVA	TDE	N/ FD	2030	431.00	431.00	3822.97	3822.97	91.42	750.73
ZVA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.32	738.89
ZVA	TDE	H/ F	2030	4111.00	4111.00	3336.64	3336.64	99.74	715.82
ZVA	TDE	H/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	132.31	738.86
ZVA	TDE	H/ FD	2030	4167.00	4167.00	5519.18	5519.18	93.37	751.86
ZVA	TDE	GNH/	2030	4982.00	4982.00	7794.50	7794.50	130.30	737.48
ZVA	TDE	GNH/ F	2030	4963.00	4963.00	14318.83	14318.83	97.65	714.50
ZVA	TDE	GNH/ D	2030	4963.00	4963.00	7792.84	7792.84	130.25	737.32
ZVA	TDE	GNH/ FD	2030	4991.00	4991.00	16767.92	16767.92	91.31	750.57
ZVA	TDE	/	2035	0.00	337.00	0.00	1856.32	134.68	904.25
ZVA	TDE	/ F	2035	0.00	557.00	0.00	8479.45	104.31	883.15
ZVA	TDE	/ D	2035	0.00	306.00	0.00	1749.06	134.84	904.22
ZVA	TDE	/ FD	2035	0.00	586.00	0.00	9575.53	99.50	941.85
ZVA	TDE	G/	2035	324.00	324.00	1802.45	1802.45	134.57	904.38
ZVA	TDE	G/ F	2035	558.00	558.00	8427.13	8427.13	104.31	882.92
ZVA	TDE	G/ D	2035	301.00	301.00	1704.76	1704.76	134.70	904.21
ZVA	TDE	G/ FD	2035	586.00	586.00	9554.34	9554.34	99.55	941.90
ZVA	TDE	N/	2035	331.00	331.00	1912.59	1912.59	133.03	903.30
ZVA	TDE	N/ F	2035	567.00	567.00	8574.31	8574.31	102.63	881.64
ZVA	TDE	N/ D	2035	304.00	304.00	1800.18	1800.18	132.91	903.08
ZVA	TDE	N/ FD	2035	586.00	586.00	9662.71	9662.71	97.87	940.78
ZVA	TDE	H/	2035	4182.00	4182.00	2639.80	2639.80	134.44	904.18
ZVA	TDE	H/ F	2035	4149.00	4149.00	12099.78	12099.78	104.22	882.94
ZVA	TDE	H/ D	2035	4158.00	4158.00	3152.55	3152.55	134.25	904.00
ZVA	TDE	H/ FD	2035	4226.00	4226.00	13464.17	13464.17	99.44	941.77
ZVA	TDE	GNH/	2035	4961.00	4961.00	10079.08	10079.08	132.67	902.93
ZVA	TDE	GNH/ F	2035	4919.00	4919.00	19546.50	19546.50	102.48	881.60
ZVA	TDE	GNH/ D	2035	4926.00	4926.00	10574.23	10574.23	132.50	902.75
ZVA	TDE	GNH/ FD	2035	4997.00	4997.00	20847.02	20847.02	97.70	940.78
ZVA	TDE	/	2040	0.00	1123.00	0.00	9594.88	119.75	1070.62
ZVA	TDE	/ F	2040	0.00	1313.00	0.00	20246.89	92.05	1051.32
ZVA	TDE	/ D	2040	0.00	1143.00	0.00	9790.55	119.60	1070.86
ZVA	TDE	/ FD	2040	0.00	744.00	0.00	12881.76	94.83	1140.87
ZVA	TDE	G/	2040	1137.00	1137.00	9530.15	9530.15	119.44	1070.39
ZVA	TDE	G/ F	2040	1302.00	1302.00	20196.49	20196.49	92.04	1051.47
ZVA	TDE	G/ D	2040	1139.00	1139.00	9757.26	9757.26	119.65	1070.97
ZVA	TDE	G/ FD	2040	740.00	740.00	12953.95	12953.95	94.86	1140.94
ZVA	TDE	N/	2040	1130.00	1130.00	9652.66	9652.66	119.02	1070.10
ZVA	TDE	N/ F	2040	1331.00	1331.00	20646.94	20646.94	91.19	1050.76
ZVA	TDE	N/ D	2040	1150.00	1150.00	9890.84	9890.84	118.76	1070.38
ZVA	TDE	N/ FD	2040	740.00	740.00	12950.08	12950.08	93.91	1140.26
ZVA	TDE	H/	2040	4602.00	4602.00	14995.78	14995.78	119.44	1071.02
ZVA	TDE	H/ F	2040	4571.00	4571.00	30454.62	30454.62	91.83	1051.63
ZVA	TDE	H/ D	2040	4575.00	4575.00	16512.03	16512.03	119.26	1070.90
ZVA	TDE	H/ FD	2040	4545.00	4545.00	21204.31	21204.31	94.50	1140.89
ZVA	TDE	GNH/	2040	4965.00	4965.00	18885.32	18885.32	118.49	1070.35
ZVA	TDE	GNH/ F	2040	4943.00	4943.00	34370.82	34370.82	90.89	1050.96
ZVA	TDE	GNH/ D	2040	4938.00	4938.00	20466.67	20466.67	118.32	1070.15
ZVA	TDE	GNH/ FD	2040	4949.00	4949.00	25178.79	25178.79	93.55	1140.35

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
---------	---------	---------------	------	-----------------	-----------------	-------------------	-------------------	------------------	------------------

Tabelle 5.1.6: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Marktmodell; *Sens Name*: G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; *Var Name*: F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir

5.1.3 CH Re-Dispatchmodell

Im Re-Dispatchmodell zeigen sich bei den verschiedenen Kombinationen aus Angebotsvarianten und Sensitivitäten die gleichen grundlegenden Effekte, welche auch bereits bei den reinen Sensitivitäten zu beobachten waren: jene Kombinationen mit ‚fairen‘ ATC Kapazitäten weisen Lastunterdeckungen in der Schweiz in verschiedener Höhe auf, jene Kombinationen mit ‚harten‘ ATC Kapazitäten weisen vergleichbare Lastunterdeckungen wie im Marktmodell auf. Abermals zeigt sich daher, dass sich lediglich die konkrete numerische Ausprägung verändert, nicht jedoch die zugrundeliegenden Effekte.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TNT	/	2025	32.00	388.00	4.89	115.40	4.92	14.64
ZVA	TNT	/ F	2025	1901.00	2914.00	583.52	1279.96	4.97	14.69
ZVA	TNT	/ FD	2025	1423.00	2437.00	461.69	1036.70	4.88	14.55
ZVA	TNT	G/	2025	269.00	269.00	71.91	71.91	5.15	14.35
ZVA	TNT	G/ F	2025	662.00	662.00	192.64	192.64	5.37	14.29
ZVA	TNT	G/ FD	2025	352.00	352.00	133.54	133.54	5.35	14.50
ZVA	TNT	N/	2025	1220.00	1220.00	538.13	538.13	3.12	11.79
ZVA	TNT	N/ F	2025	4671.00	4671.00	2904.06	2904.06	3.18	11.91
ZVA	TNT	N/ FD	2025	4511.00	4511.00	3318.69	3318.69	3.16	11.86
ZVA	TNT	H/	2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.27	14.32
ZVA	TNT	H/ F	2025	2828.00	2828.00	549.65	549.65	5.26	14.19
ZVA	TNT	H/ FD	2025	2509.00	2509.00	930.83	930.83	5.27	14.19
ZVA	TNT	GNH/	2025	4188.00	4188.00	8871.65	8871.65	3.13	11.80
ZVA	TNT	GNH/ F	2025	4728.00	4728.00	9822.85	9822.85	3.13	11.87
ZVA	TNT	GNH/ FD	2025	4188.00	4188.00	10133.88	10133.88	3.13	11.90
ZVA	TDE	/	2030	121.00	419.00	62.39	204.93	4.59	15.94
ZVA	TDE	/ F	2030	1323.00	2204.00	1254.71	1863.61	4.46	15.90
ZVA	TDE	/ D	2030	153.00	445.00	59.45	226.37	4.47	15.93
ZVA	TDE	/ FD	2030	1520.00	2272.00	1574.14	2444.65	4.36	15.91
ZVA	TDE	G/	2030	486.00	486.00	289.19	289.19	5.20	15.39
ZVA	TDE	G/ F	2030	3085.00	3085.00	2818.71	2818.71	4.80	15.43
ZVA	TDE	G/ D	2030	397.00	397.00	277.16	277.16	5.17	15.41
ZVA	TDE	G/ FD	2030	3005.00	3005.00	3073.95	3073.95	4.79	15.47
ZVA	TDE	N/	2030	622.00	622.00	427.91	427.91	3.33	13.36
ZVA	TDE	N/ F	2030	3220.00	3220.00	3408.22	3408.22	2.87	13.36
ZVA	TDE	N/ D	2030	685.00	685.00	436.05	436.05	3.33	13.34
ZVA	TDE	N/ FD	2030	3105.00	3105.00	3647.26	3647.26	3.00	13.31
ZVA	TDE	H/	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.13	15.47
ZVA	TDE	H/ F	2030	878.00	878.00	177.71	177.71	5.00	15.18
ZVA	TDE	H/ D	2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.08	15.47
ZVA	TDE	H/ FD	2030	1839.00	1839.00	792.26	792.26	5.05	15.46
ZVA	TDE	GNH/	2030	3883.00	3883.00	7545.35	7545.35	3.24	13.45
ZVA	TDE	GNH/ F	2030	4731.00	4731.00	8240.05	8240.05	3.19	13.40
ZVA	TDE	GNH/ D	2030	4552.00	4552.00	7789.76	7789.76	3.20	13.33
ZVA	TDE	GNH/ FD	2030	3990.00	3990.00	8587.13	8587.13	3.18	13.47
ZVA	TDE	/	2035	222.00	693.00	122.53	512.34	4.60	16.32
ZVA	TDE	/ F	2035	1646.00	3131.00	1543.10	3042.34	4.41	16.24
ZVA	TDE	/ D	2035	234.00	781.00	140.77	658.56	4.41	16.28

Fortsetzung auf der nächsten Seite

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL_{min} [h]	LOL_{max} [h]	ENS_{min} [GWh]	ENS_{max} [GWh]	RCM_{min} [GW]	RCM_{max} [GW]
ZVA	TDE	/ FD	2035	1954.00	3029.00	2054.03	3924.57	4.34	16.73
ZVA	TDE	G/	2035	489.00	489.00	402.17	402.17	5.34	16.30
ZVA	TDE	G/ F	2035	2843.00	2843.00	2962.56	2962.56	4.74	16.19
ZVA	TDE	G/ D	2035	545.00	545.00	463.00	463.00	5.06	16.18
ZVA	TDE	G/ FD	2035	2968.00	2968.00	3752.37	3752.37	4.74	16.75
ZVA	TDE	N/	2035	964.00	964.00	780.64	780.64	3.54	14.23
ZVA	TDE	N/ F	2035	3334.00	3334.00	3569.62	3569.62	3.00	14.30
ZVA	TDE	N/ D	2035	1197.00	1197.00	872.90	872.90	3.39	14.28
ZVA	TDE	N/ FD	2035	2632.00	2632.00	3885.55	3885.55	3.03	14.36
ZVA	TDE	H/	2035	1843.00	1843.00	852.01	852.01	5.21	15.49
ZVA	TDE	H/ F	2035	3486.00	3486.00	2112.43	2112.43	5.00	15.24
ZVA	TDE	H/ D	2035	3149.00	3149.00	1510.34	1510.34	5.02	15.20
ZVA	TDE	H/ FD	2035	2930.00	2930.00	2568.29	2568.29	4.97	16.02
ZVA	TDE	GNH/	2035	3877.00	3877.00	7927.24	7927.24	3.55	13.93
ZVA	TDE	GNH/ F	2035	4891.00	4891.00	9325.14	9325.14	3.38	13.87
ZVA	TDE	GNH/ D	2035	4537.00	4537.00	8791.11	8791.11	3.39	13.75
ZVA	TDE	GNH/ FD	2035	4178.00	4178.00	9597.82	9597.82	3.37	13.92
ZVA	TDE	/	2040	310.00	1545.00	313.79	1275.97	4.37	17.27
ZVA	TDE	/ F	2040	1419.00	3024.00	1364.46	2822.83	4.11	17.10
ZVA	TDE	/ D	2040	557.00	1298.00	438.34	1275.97	4.37	17.12
ZVA	TDE	/ FD	2040	2152.00	3510.00	1739.42	4226.09	4.07	17.47
ZVA	TDE	G/	2040	936.00	936.00	878.73	878.73	4.99	17.33
ZVA	TDE	G/ F	2040	2980.00	2980.00	2771.78	2771.78	4.52	16.97
ZVA	TDE	G/ D	2040	1292.00	1292.00	1057.65	1057.65	4.82	17.02
ZVA	TDE	G/ FD	2040	3112.00	3112.00	4102.65	4102.65	4.55	17.46
ZVA	TDE	N/	2040	1277.00	1277.00	1177.61	1177.61	3.69	15.53
ZVA	TDE	N/ F	2040	3533.00	3533.00	3338.91	3338.91	3.65	16.10
ZVA	TDE	N/ D	2040	1644.00	1644.00	1273.01	1273.01	3.67	15.81
ZVA	TDE	N/ FD	2040	3594.00	3594.00	4593.01	4593.01	3.37	16.20
ZVA	TDE	H/	2040	3335.00	3335.00	4555.12	4555.12	4.91	16.02
ZVA	TDE	H/ F	2040	4253.00	4253.00	6513.97	6513.97	4.73	15.92
ZVA	TDE	H/ D	2040	4119.00	4119.00	5921.89	5921.89	4.74	15.95
ZVA	TDE	H/ FD	2040	3752.00	3752.00	6506.21	6506.21	4.72	15.98
ZVA	TDE	GNH/	2040	4028.00	4028.00	8363.93	8363.93	4.03	15.17
ZVA	TDE	GNH/ F	2040	4896.00	4896.00	10398.23	10398.23	3.86	15.02
ZVA	TDE	GNH/ D	2040	4506.00	4506.00	9796.84	9796.84	3.86	15.02
ZVA	TDE	GNH/ FD	2040	4436.00	4436.00	10303.37	10303.37	3.86	15.24

Tabelle 5.1.7: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit Sensitivitäten und Varianten mit Re-Dispatchmodell; *Sens Name*: G - verzögerter Netzausbau, N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs; *Var Name*: F - Frankreichs reduzierte KKW Verfügbarkeit, D: Deutscher schnellerer Kohleausstieg, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir

5.2 Indikatorenübersicht zusätzliche Varianten: PV + Last

Im Folgenden werden wieder zuerst die Ergebnisse für das nodale Europamodell präsentiert und anschließend die Simulationen für das Markt und Re-Dispatchmodell. Diese Variationen werden nur für die kritischste Wetterausprägung simuliert, daher entfallen hier die min/max Werte.

5.2.1 EU Netzmodell

Tabellen 5.2.1 und 5.2.2 zeigen die Indikatoren für die zwei PV-Angebotsvarianten sowie die Lastvariante mit Kombination mit der Sensitivität (N) - keine KKW in der Schweiz. Als Referenzwert für einen Vergleich, wird somit der ENS-Wert von 2'064 GWh für die Sensitivität (N) für das Jahr 2040 in Tabelle 4.3.5 verwendet.

Wie erwartet, führen die zwei PV-Angebotsvarianten (R1 und R2) zur leichten Verbesserung der Versorgungslage und reduzieren den ENS-Wert von 2'064 GWh auf 1'916 GWh bzw. 1'967 GWh.

Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren führt zu einer Verschlechterung der Versorgungssituation. Der ENS-Wert steigt auf 2'119 GWh.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL [h]	ENS [GWh]	RCM _{min} [GW]	RCM _{max} [GW]
ZVA	TDE	NR1/	2030	0	0	3.19	18.52
ZVA	TDE	NR2/	2030	0	0	3.18	15.72
ZVA	TDE	NL/	2030	25	2	2.94	13.51
ZVA	TDE	NR1/	2035	0	0	3.41	21.51
ZVA	TDE	NR2/	2035	0	0	3.38	17.75
ZVA	TDE	NL/	2035	24	2	3.13	13.27
ZVA	TDE	NR1/	2040	285	263	3.89	23.36
ZVA	TDE	NR2/	2040	290	275	3.87	20.84
ZVA	TDE	NL/	2040	323	321	3.61	14.8

Tabelle 5.2.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit nodalem Modell; N - keine Kernkraft in der Schweiz, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	LOL [h]	ENS [GWh]	RCM _{min} [GW]	RCM _{max} [GW]
ZVA	TDE	NR1/	2030	0	0	130.29	741.6
ZVA	TDE	NR2/	2030	0	0	130.26	729.89
ZVA	TDE	NL/	2030	25	2	130.02	737.1
ZVA	TDE	NR1/	2035	0	0	132.58	910.71
ZVA	TDE	NR2/	2035	0	0	132.53	907.1
ZVA	TDE	NL/	2035	24	2	132.27	902.51
ZVA	TDE	NR1/	2040	1215	1916	118.38	1078.39
ZVA	TDE	NR2/	2040	1221	1967	118.36	1075.64
ZVA	TDE	NL/	2040	1253	2119	118.08	1069.87

Tabelle 5.2.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit nodalem Modell; N - keine Kernkraft in der Schweiz, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau

5.2.2 EU Marktmodell

Tabelle 5.2.5 zeigt die Werte für die verschiedenen Kombinationen des Marktmodelles. Hierbei werden die zwei PV-Angebotsvarianten sowie die Lastvariante bei ‚harten‘ ATC Kapazitäten einmal mit und ohne die Speicherreserve-Sensitivität simuliert, und einmal ohne die Importbeschränkung.

Die Kombinationen mit ‚fairen‘ ATC Kapazitäten zeigen abermals über alle Jahresscheiben keine Versorgungsprobleme.

Die Kombinationen mit ‚harten‘ ATC Kapazitäten zeigen wie in den anderen Simulationen auch höhere Werte für ENS und LOL. Da sowohl der PV Zubau als auch die mit der Speicherreserve verknüpfte Winterstrommenge über die Jahre ansteigt, ist 2040 am besten für einen Vergleich geeignet, da dort die Unterschiede am stärksten ausfallen. Wenig überraschend weist die Variation mit erhöhter Last in der Schweiz die höchsten ENS-Werte von ca. 11 TWh auf. Die beiden PV Varianten weisen mit ca. 6 bzw. 4 TWh deutlich niedrigere ENS-Mengen auf, welche auf die entsprechende erhöhte Einspeisung durch den beschleunigten PV Zubau zurückzuführen ist. Die zusätzliche Energiemenge durch den Winterstrom der Schweizer Wasserkraft führt in allen Fällen zu einer weiteren Reduktion um ca. 1.1 TWh (die konkrete Menge an Wasserkraftenergie im Winterhalbjahr variiert dabei mit dem zugrundeliegenden Wetterjahr und der Bedeutung der Speicherreserve, siehe hierzu Abschnitt 6.4).

Es zeigt sich hier also, dass lokale Erzeugung aus Erneuerbaren durchaus einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann. Auch wenn aufgrund der gewählten starken Importbeschränkung keine vollständige Vermeidung von Lastunterdeckungen möglich ist, so kann dennoch eine signifikante Reduktion erreicht werden. Die Rolle von zusätzlicher Erzeugung in der Schweiz wird in Abschnitt 6.2.1. näher erläutert.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	<i>LOL</i> [h]	<i>ENS</i> [GWh]	<i>RCM_{min}</i> [GW]	<i>RCM_{max}</i> [GW]
ZVA	TNT	N1H/	2025	4913.00	7099.46	3.12	13.27
ZVA	TNT	N1H/ S	2025	4927.00	7583.80	3.12	13.21
ZVA	TNT	N1/ S	2025	0.00	0.00	3.25	13.35
ZVA	TNT	N2H/	2025	4915.00	7099.36	3.12	13.27
ZVA	TNT	N2H/ S	2025	4929.00	7583.70	3.12	13.21
ZVA	TNT	N2/ S	2025	0.00	0.00	3.25	13.35
ZVA	TNT	NLH/	2025	5032.00	9039.11	3.00	11.69
ZVA	TNT	NLH/ S	2025	5040.00	9523.71	3.00	11.59
ZVA	TNT	NL/ S	2025	0.00	0.00	3.16	11.66
ZVA	TDE	N1H/	2030	3913.00	3898.71	3.19	18.52
ZVA	TDE	N1H/ S	2030	3907.00	3836.96	3.24	18.58
ZVA	TDE	N1/ S	2030	0.00	0.00	3.38	18.58
ZVA	TDE	N2H/	2030	4427.00	5728.05	3.18	15.72
ZVA	TDE	N2H/ S	2030	4439.00	5668.44	3.22	15.75
ZVA	TDE	N2/ S	2030	0.00	0.00	3.39	15.75
ZVA	TDE	NLH/	2030	4975.00	8801.68	2.94	13.15
ZVA	TDE	NLH/ S	2030	4987.00	8744.45	2.98	13.16
ZVA	TDE	NL/ S	2030	0.00	0.00	3.15	13.15
ZVA	TDE	N1H/	2035	3560.00	2577.81	3.41	21.51
ZVA	TDE	N1H/ S	2035	3559.00	2011.64	3.59	21.70
ZVA	TDE	N1/ S	2035	0.00	0.00	3.67	23.33
ZVA	TDE	N2H/	2035	4111.00	5181.51	3.38	17.75
ZVA	TDE	N2H/ S	2035	4023.00	4586.27	3.55	17.86
ZVA	TDE	N2/ S	2035	0.00	0.00	3.67	18.05
ZVA	TDE	NLH/	2035	4954.00	9450.17	3.13	13.27
ZVA	TDE	NLH/ S	2035	4968.00	8847.06	3.29	13.36
ZVA	TDE	NL/ S	2035	0.00	0.00	3.40	14.03
ZVA	TDE	N1H/	2040	3548.00	3935.16	3.89	23.36
ZVA	TDE	N1H/ S	2040	3549.00	2857.61	4.07	23.66
ZVA	TDE	N1/ S	2040	0.00	0.00	4.08	24.81
ZVA	TDE	N2H/	2040	3884.00	5739.59	3.87	20.84
ZVA	TDE	N2H/ S	2040	3863.00	4616.06	4.04	20.99
ZVA	TDE	N2/ S	2040	0.00	0.00	4.07	20.97
ZVA	TDE	NLH/	2040	4909.00	10841.58	3.61	14.80
ZVA	TDE	NLH/ S	2040	4896.00	9684.37	3.77	14.91
ZVA	TDE	NL/ S	2040	0.00	0.00	3.84	15.25

Tabelle 5.2.3: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Marktmodel; *Var Name*: L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau Version 1, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau Version 2, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir

Die Auswirkungen im Gesamtsystem folgen dabei den Schweizer Effekten. Die erhöhte PV-Erzeugung bzw. die Verfügbarkeit von zusätzlicher Winterwasserkraft und die damit einhergehende Reduktion der Schweizer ENS wirkt sich im gleichen Umfang positiv auf die Gesamtsystembilanz aus.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	<i>LOL</i> [h]	<i>ENS</i> [GWh]	<i>RCM_{min}</i> [GW]	<i>RCM_{max}</i> [GW]
ZVA	TNT	N1H/	2025	4913.00	7099.46	96.19	495.10
ZVA	TNT	N1H/ S	2025	4927.00	7583.80	96.20	495.04
ZVA	TNT	N1/ S	2025	0.00	0.00	97.23	495.22
ZVA	TNT	N2H/	2025	4915.00	7099.36	96.19	495.11
ZVA	TNT	N2H/ S	2025	4929.00	7583.70	96.20	495.04
ZVA	TNT	N2/ S	2025	0.00	0.00	97.23	495.22
ZVA	TNT	NLH/	2025	5032.00	9039.11	96.07	493.44
ZVA	TNT	NLH/ S	2025	5040.00	9523.71	96.08	493.43
ZVA	TNT	NL/ S	2025	0.00	0.00	97.16	493.56
ZVA	TDE	N1H/	2030	3913.00	3898.71	130.29	741.60
ZVA	TDE	N1H/ S	2030	3907.00	3836.96	130.36	741.63
ZVA	TDE	N1/ S	2030	0.00	0.00	130.51	741.51
ZVA	TDE	N2H/	2030	4427.00	5728.05	130.26	739.89
ZVA	TDE	N2H/ S	2030	4439.00	5668.44	130.32	739.71
ZVA	TDE	N2/ S	2030	0.00	0.00	130.51	739.66
ZVA	TDE	NLH/	2030	4975.00	8801.68	130.02	737.10
ZVA	TDE	NLH/ S	2030	4987.00	8744.45	130.07	737.11
ZVA	TDE	NL/ S	2030	0.00	0.00	130.29	736.91
ZVA	TDE	N1H/	2035	3596.00	4351.26	132.58	910.71
ZVA	TDE	N1H/ S	2035	3595.00	3739.15	132.78	910.83
ZVA	TDE	N1/ S	2035	331.00	1891.57	133.15	910.84
ZVA	TDE	N2H/	2035	4131.00	7026.68	132.53	907.01
ZVA	TDE	N2H/ S	2035	4043.00	6418.92	132.72	907.14
ZVA	TDE	N2/ S	2035	341.00	1921.08	133.09	906.49
ZVA	TDE	NLH/	2035	4954.00	11344.96	132.27	902.51
ZVA	TDE	NLH/ S	2035	4968.00	10739.36	132.44	902.60
ZVA	TDE	NL/ S	2035	330.00	1925.86	132.90	903.03
ZVA	TDE	N1H/	2040	3778.00	14077.15	118.38	1078.39
ZVA	TDE	N1H/ S	2040	3779.00	12915.78	118.59	1078.52
ZVA	TDE	N1/ S	2040	1116.00	9557.32	119.05	1078.52
ZVA	TDE	N2H/	2040	4063.00	15987.78	118.36	1075.64
ZVA	TDE	N2H/ S	2040	4043.00	14819.02	118.56	1075.81
ZVA	TDE	N2/ S	2040	1121.00	9584.08	119.07	1074.69
ZVA	TDE	NLH/	2040	4990.00	21282.28	118.08	1069.87
ZVA	TDE	NLH/ S	2040	4977.00	20113.22	118.26	1069.99
ZVA	TDE	NL/ S	2040	1113.00	9663.17	118.82	1069.96

Tabelle 5.2.4: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem inkl. Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Marktmodell; *Var Name*: N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau

5.2.3 CH Re-Dispatchmodell

Wie auch in den vorherigen Fällen zeigen die Re-Dispatchergebnisse ENS Werte für die Kombinationen, welche im Marktmodell keine ENS aufweisen (aufgrund ausreichender Importkapazitäten) und vergleichbare ENS Werte für alle Kombinationen mit ENS Werten im Marktmodell.

CH Name	EU Name	Sens/Var Name	Jahr	<i>LOL</i> [h]	<i>ENS</i> [GWh]	<i>RCM_{min}</i> [GW]	<i>RCM_{max}</i> [GW]
ZVA	TNT	N1H/	2025	4532.00	7097.40	3.15	13.25
ZVA	TNT	N1H/ S	2025	4008.00	7352.33	3.14	13.27
ZVA	TNT	N1/ S	2025	1196.00	504.29	3.18	13.28
ZVA	TNT	N2H/	2025	4532.00	7097.24	3.15	13.27
ZVA	TNT	N2H/ S	2025	3878.00	7322.28	3.14	13.32
ZVA	TNT	N2/ S	2025	1244.00	702.68	3.18	13.34
ZVA	TNT	NLH/	2025	4728.00	9035.54	3.02	11.69
ZVA	TNT	NLH/ S	2025	4350.00	9330.76	3.02	11.70
ZVA	TNT	NL/ S	2025	1434.00	655.99	2.98	11.70
ZVA	TDE	N1H/	2030	3399.00	3883.90	3.24	18.52
ZVA	TDE	N1H/ S	2030	2848.00	3645.38	3.29	18.58
ZVA	TDE	N1/ S	2030	2848.00	3645.38	3.29	18.58
ZVA	TDE	N2H/	2030	4211.00	5726.92	3.22	15.72
ZVA	TDE	N2H/ S	2030	3481.00	5480.12	3.26	15.75
ZVA	TDE	N2/ S	2030	875.00	605.91	3.31	15.73
ZVA	TDE	NLH/	2030	4556.00	8795.39	2.96	13.15
ZVA	TDE	NLH/ S	2030	4203.00	8656.50	3.01	13.16
ZVA	TDE	NL/ S	2030	862.00	550.00	3.10	13.14
ZVA	TDE	N1H/	2035	3466.00	2628.07	3.47	22.16
ZVA	TDE	N1H/ S	2035	2363.00	1938.75	3.65	22.31
ZVA	TDE	N1/ S	2035	880.00	623.25	3.55	23.51
ZVA	TDE	N2H/	2035	3701.00	5172.33	3.42	17.63
ZVA	TDE	N2H/ S	2035	2888.00	4389.60	3.60	17.74
ZVA	TDE	N2/ S	2035	549.00	536.98	3.56	18.05
ZVA	TDE	NLH/	2035	4551.00	9441.62	3.16	13.23
ZVA	TDE	NLH/ S	2035	4053.00	8618.79	3.32	13.28
ZVA	TDE	NL/ S	2035	1214.00	949.20	3.27	14.03
ZVA	TDE	N1H/	2040	3545.00	3995.97	3.93	23.87
ZVA	TDE	N1H/ S	2040	2601.00	2805.46	4.12	24.05
ZVA	TDE	N1/ S	2040	1067.00	790.57	4.12	25.19
ZVA	TDE	N2H/	2040	3476.00	5732.50	3.90	20.71
ZVA	TDE	N2H/ S	2040	2798.00	4473.80	4.09	20.89
ZVA	TDE	N2/ S	2040	928.00	883.56	4.11	20.83
ZVA	TDE	NLH/	2040	4699.00	10839.98	3.63	14.79
ZVA	TDE	NLH/ S	2040	4234.00	9548.55	3.80	14.90
ZVA	TDE	NL/ S	2040	1750.00	1449.71	3.65	15.25

Tabelle 5.2.5: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz mit zusätzlichen Varianten mit Re-Dispatchmodell; *Var Name*: N - keine Kernkraft in der Schweiz, H - Harte ATCs, S - CH Speicherreserve + 2TWh Reservoir, L - Erhöhte Nachfrage wegen Datenzentren, R1 - Beschleunigter PV-Ausbau gemäss SR, R2 - Beschleunigter PV-Ausbau

6 Ergebnisinterpretation

Die Ergebnisse der Modellkette erlauben verschiedene Schlussfolgerungen bezüglich der Versorgungssicherheit der Schweiz und der relevanten Einflussfaktoren. Insgesamt zeigen sich dabei vier relevante Themenkomplexe, welche eine vertiefende Interpretation der Ergebnisse erfordern:

1. Die Integration der Schweiz in **Europa**:

Die Hauptidee der SA17 und SA19 «dass eine in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe aufweist» kann auch für die SA22 bestätigt werden. Insgesamt zeigt sich, dass die Schweiz im europäischen Stromsystem einen wichtigen Beitrag zu Versorgungssicherheit leisten kann und damit eine relevante Rolle im zukünftigen System einnimmt.

2. Die Bedeutung von **Importen** und Flow-Based Market Coupling für die Schweiz:

Die Szenarien mit stark limitierten Importkapazitäten können zu umfassenden Energieknappheiten in den Wintermonaten führen, insbesondere in den späteren Jahren, sowie bei reduzierter Verfügbarkeit lokaler Produktionskapazitäten. Die Ergebnisse weisen dabei auf die Bedeutung der lokalen Produktion/Last Bilanz im Zusammenspiel mit den Importmöglichkeiten hin. Eine Erhöhung der Schweizer Winterproduktion, unabhängig von der Quelle dieser Produktion, führt zu einer Verbesserung der Versorgungslage in diesen importlimitierten Szenarien.

3. **Re-Dispatch** und die physischen Limitierungen des Schweizer Stromnetzes:

Die Szenarien mit umfassenden Importkapazitäten zeigen auf, dass keine grundsätzlichen Energieprobleme im europäischen Stromsystem bestehen, welche die Schweizer Versorgungslage gefährden. Dennoch zeigt die letzte Modellstufe, welche die physische Struktur des Schweizer Übertragungsnetzes abbildet, dass es zu lokalen Versorgungsengpässen kommen kann. Diese sind einerseits der grundlegenden Modellmethodik geschuldet und weisen andererseits auf die Bedeutung von Koordination der Schweiz und Europa auch auf der Ebene von Re-Dispatch und der Netzmanagementebene hin.

4. Die Rolle der **Speicherreserve**:

Die Zielstellung der Speicherreserve ist die Absicherung kurzfristiger Versorgungsengpässen aufgrund ungeplanter Systementwicklungen; insbesondere Ende Winter. Da die Speicherreserve keine zusätzliche Energie bereitstellt, sondern die verfügbare Wasserkraftenergie anders über die Wintermonate verteilt, führt sie in den aufgezeigten Szenariosituationen, welche durch Energiemangel geprägt sind, zu keiner verbesserten Versorgungssituation.

Im Folgenden werden wir die vier Themenkomplexe und die damit verknüpften Schlussfolgerungen für die Schweizer Versorgungssicherheit im Detail präsentieren und erläutern.

6.1 Die Integration der Schweiz in Europa

Wie in Abschnitt 3 erläutert, erlaubt die dreistufige Modellkette verschiedene Aspekte der Schweizer Versorgungssicherheit zu identifizieren und quantifizieren. Eine wichtige Rolle spielt dabei die erste Modellstufe, welche die physische Struktur des Zentraleuropäischen Stromsystems abbildet. In diesem gibt es keine politischen oder anderweitigen regulatorischen Restriktionen, welche den Stromaustausch zwischen Regionen beeinflussen. Lediglich die kraftwerks- und netztechnischen Gegebenheiten finden Berücksichtigung. Diese Modellstufe kann daher als 'perfekte' Integration aller modellierten Länder betrachtet werden.

Wie die Ergebnisse der Basisszenarien, Sensitivitäten und Varianten aufzeigen, ergibt sich dabei für die Schweiz in den meisten Szenarien keinerlei Versorgungsproblem. In den Szenarien, in welchen die Schweiz ENS Werte aufweist, ist der Grossteil dieser Ereignisse zudem während Exportstunden; sprich

die Schweiz reduziert ihre lokale Nachfrage über Lastunterdeckung, während sie zeitgleich Energie nach Europa exportiert. Wie auch in der SA17 und SA19 ist dieses Ergebnis modellbedingt und basiert auf dem folgenden Effekt: ‘Die Ausfälle in der Schweiz sind ... im gesamteuropäischen Kontext zu betrachten: durch Lastreduktion in der Schweiz kann ein verbesserter Stromtransport ermöglicht werden um damit die gesamthaften Ausfälle in den betrachteten Ländern zu minimieren.’ (SA 2017, S. 73). Dies zeigt sich deutlich bei einem exemplarischem Vergleich der LOL Events in der Schweiz und in Deutschland (Abbildung 6.1.1).

Die in der Schweiz auftretenden Lastunterdeckungen liegen für das kritischste der Basisszenarien allesamt in Stunden bei denen die Schweiz mehr Energie exportiert als sie gerade lokale ENS aufweist. Demgegenüber ist Deutschland im selben Szenario in allen Stunden, in denen Last nicht vollumfänglich gedeckt werden kann, Nettoimporteur. Da das europäische Modell die Gesamtkosten des Systems minimiert, und für Lost-Load an jedem Netzknoten die gleichen Lost-Load-Kosten angenommen werden, kann der Abwurf von Last an einem Schweizer Netzknoten zur Reduktion eines Problems in einem Nachbarland niedrigere Kosten verursachen als der direkte Lost-Load Einsatz in diesem Nachbarland. Dies kann insbesondere daran liegen, dass die veränderte Flussdynamik durch die Lost-Load mehr Importe/Exporte ermöglicht. Sprich bei Abwurf ausserhalb der eigentlichen Versorgungsengpassregion kann mehr ‘Zusatzenergie’ aus anderen Regionen über das Netz zu den Nachfrageschwerpunkten transportiert werden, was am Ende weniger ENS-Menge erfordert.

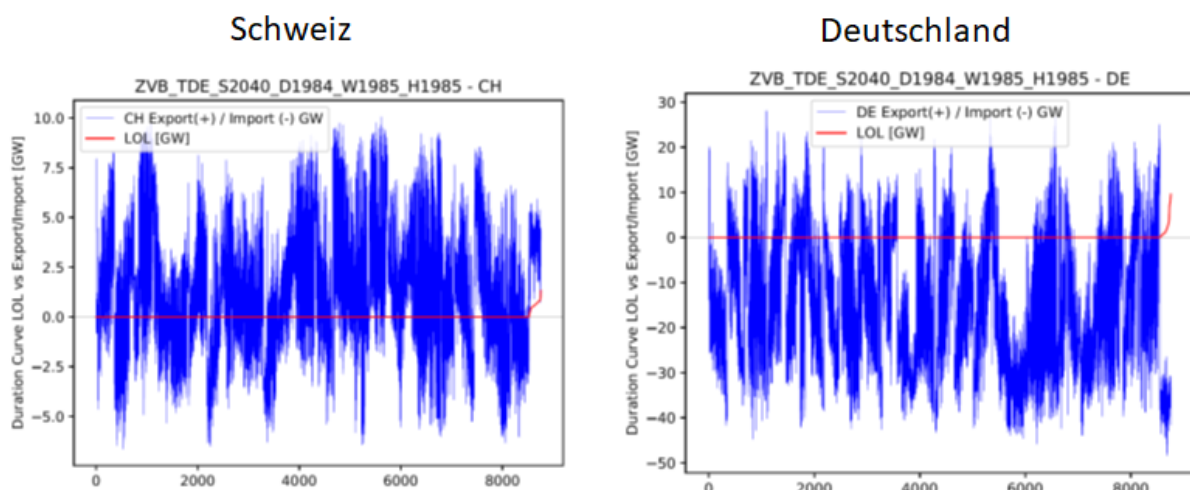


Abbildung 6.1.1: ENS und Import/Export in der Schweiz und Deutschland

Die Ergebnisse des europäischen Netzmodells sind dabei grundsätzlich am besten mit den vorhergehenden Studien vergleichbar, welche ebenfalls auf einem gesamteuropäischen Ansatz mit einer physischen Repräsentanz des Stromsystems basierten. Demgegenüber hat das Marktmodell in der vorliegenden Studie zwar ebenfalls einen gesamteuropäischen Ansatz, weist allerdings eine deutlich andere Abbildung der Grenzflüsse zwischen den Ländern auf. Es kann daher besser als eine Abbildung des Day-Ahead/Spot Handels gesehen werden, und weniger eine physische Abbildung des finalen Stromflussbildes. Die unterschiedliche Ausprägung der ATC-Kapazitäten kann dabei als Indikator für das Level an ‘Integration’ der Schweiz angesehen werden. Während die harten ATC-Kapazitäten ein niedriges Integrationslevel mit limitierten Importmöglichkeiten darstellen (siehe folgenden Abschnitt 7.2), können die fairen ATC-Kapazitätslevel der Basisszenarien als deutlich höhere Integration interpretiert werden.

Hier zeigen die Marktergebnisse keinerlei ENS für die Schweiz über alle Wetter- und Politikvarianten, selbst wenn es zu ENS in Europa kommt. In anderen Worten: eine gut integrierte Schweiz hat auch wenn es im Gesamtsystem zu Engpässen kommt dank ihrer Wasserkraft genug Flexibilität um diese kritischen Situationen zu überstehen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse des Marktmodells, dass es keinen energetisch bedingten Engpass im System gibt, auf welchen sich die Schweiz gesondert vorbereiten muss-

te, solange sie auf ausreichend Importkapazitäten zurückgreifen kann. In jenen Stunden, in denen die Nachbarländer keine Exportenergie liefern können, kann auf lokale Schweizer Erzeugung zurückgegriffen werden. Und in den verbleibenden Stunden steht genug Exportenergie zur Verfügung um die Schweizer Wasserkrafterzeugung durch Importe zu ergänzen oder zu ersetzen. Die Zahl der kritischen Stunden ist auch bei verschiedensten Ausprägungen der Systementwicklung ausreichend selten um keine grösseren Versorgungsprobleme in der Schweiz zu verursachen.

Die Ergebnisse des europäischen Netzmodells und des Marktmodells mit fairen ATC Strukturen weisen auch auf einen weiteren grundlegenden Effekt hin, welcher bereits in den vorhergehenden Studien hervorgehoben wurde: Schweizer Wasserkraft wird i.d.R. in kritischen Systemstunden abgerufen, unabhängig von der eigenen lokalen Nachfragesituation. Die inhärente Anreizstruktur von Wasserkraftwerken – in den Stunden mit höchsten Preisen zu produzieren – führt zu dem Phänomen das die Schweiz typischerweise exportiert während in Europa die Versorgung am engsten ist und ENS notwendig wird. Die Schweiz ist daher aus Gesamtsystemsicht eine wichtige Problemlöserin, welche bei einer guten Integration in das europäische System einen hohen Systemnutzen generieren kann. Dies ist insbesondere für die zukünftige Systementwicklung von Bedeutung, in welcher Flexibilität zunehmend an Relevanz gewinnt.

Insgesamt wird das europäische Stromsystem bis 2040 immer stärker von erneuerbaren Energien – und damit von den jeweiligen Wetterbedingungen – abhängig. Dies zeigt sich beispielhaft an den Daten und Ergebnissen für Deutschland, welches einen signifikanten Zubau an erneuerbaren Produktion vorsieht. Im TYNDP-National Trends Szenario wird für Deutschland eine Reduktion der konventionell fossilen Kapazität von ca. 60GW in 2025 auf ca. 42GW in 2040 angenommen (Abbildung 6.1.2). Gleichzeitig werden Wind und PV sowie Demand-Side-Management und Batteriekapazitäten deutlich ausgebaut. Entsprechend reduziert sich die gesichert verfügbare Kapazität: in 2025 ergeben die fossilen Kapazitäten gemeinsam mit der Wasserkraft und anderweitigen erneuerbaren Kapazitäten ca. 84GW, während dieser Wert in 2040 auf 73GW absinkt und damit deutlich unter der Spitzenlast in Deutschland liegt.

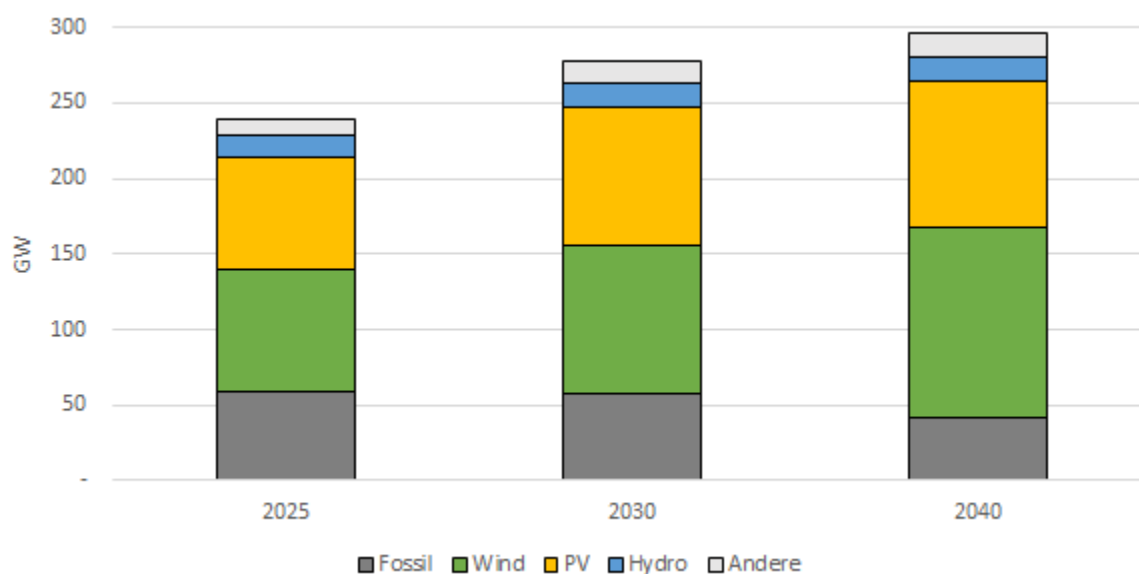


Abbildung 6.1.2: Entwicklung der Kraftwerkskapazität in Deutschland, TYNDP-NT

Dieser Übergang von einem durch konventionelle Technologien geprägten System, welches ausreichend lokale Erzeugungskapazitäten aufweist um die lokale Spitzenlast zu decken, zu einem v.a. durch Wind und Sonne geprägten System mit reduzierter stets abrufbarer konventioneller Kapazität führt zu einer stärkeren Ausprägung der Residuallastdynamik: in Stunden mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sinkt die verbleibende Restnachfrage, welche durch andere Technologien gedeckt werden muss, stark ab; in Stunden mit geringer Verfügbarkeit kann die Restnachfrage nahezu deckungsgleich zur Gesamtnachfrage sein. Daher wird das Zusammenspiel von Backup – seien dies konventionelle Kraftwerke,

Batterien oder abrufbare erneuerbare Energien wie Biomasse oder Wasserkraft – und Residuallast immer wichtiger.

Da die meisten europäischen Staaten in den späteren Jahren (2035/2040) einen zunehmenden Anteil wetterabhängiger Kapazitäten und einen Rückgang abrufbarer Kapazitäten aufweisen, sind Importmöglichkeiten in Stunden mit hoher Residuallast zunehmen weniger verfügbar. Da Wetterstrukturen häufig grenzüberschreitend auftreten, sind auch Nachbarländer häufig in einer ähnlichen Last-Erzeugungssituation und können nur in begrenzten Umfang zusätzliche Kapazität für den Export bereitstellen. Langfristig ist es daher zentral die lokale Produktion/Last Bilanz mit der wetterbedingten Verfügbarkeit erneuerbarer Energien abzugleichen. Die Schweiz weist hier dank ihres bereits bestehenden hohen Anteils flexibler Wasserkraftanlagen einen Vorteil gegenüber den meisten europäischen Staaten auf, welche diese Flexibilität erst noch aufbauen müssen (in Form von Batterien oder anderweitigen Backupkapazitäten).

6.2 Die Bedeutung von Importen

Während die erste Modellstufe eine perfekte europäische Systemintegration darstellt, ist mit der zweiten Modellstufe in dieser Studie erstmals die Möglichkeit gegeben, endogen die Auswirkung reduzierter Importkapazität im Marktgeschehen abzubilden. Zwar wurde auch in der SA19 eine Szenarienvariante mit beschränkter Importkapazität (max. 6.65 GW Nettoimport je Stunde) simuliert, jedoch war auch diese eingebettet in eine physische Abbildung des Schweizer Stromnetzes. Dadurch wurden die entsprechenden Auswirkungen von Lastflussveränderungen direkt in den Ergebnissen berücksichtigt. Es handelte sich daher um einen hybriden Ansatz, welcher einerseits Restriktionen auf Handelsflussebene abbilden soll, aber gleichzeitig die physische Struktur (welche erst nach der Handelsstufe erfolgt) bereits inkludiert.

Die Marktmodellstufe in der vorliegenden Studie bildet keine lokalen Netzstrukturen innerhalb der Länderzonen ab. Zudem ist die Schweiz nur mittels ATC-Strukturen mit Europa verknüpft. Dadurch werden auch keine Rückwirkungen der europäischen Lastflüsse auf das Schweizer System im Modell berücksichtigt (dies erfolgt dann separat in der letzten Modellstufe). Damit stellt das vorliegende Marktmodell eine bessere Abbildung des aktuellen europäischen Stromhandels dar. Durch die zusätzliche Differenzierung in einen ‘fairen’ und ‘harten’ ATC Fall, kann damit die direkte Auswirkung stark reduzierter Importkapazitäten auf der reinen Marktebene untersucht werden.

Wie in den verschiedenen Szenarienergebnissen ersichtlich, führen limitierte Importkapazitäten zum Auftreten von Lastunterdeckungen innerhalb der Schweiz (siehe Abschnitt 5 und 6). Im Gegensatz zu den ENS-Ereignissen in der ersten Modellstufe, sind diese jedoch nicht während Exportstunden und dienen auch nicht dem europäischen Gesamtsystem, sondern sind direkt Schweizbezogen. Aufgrund der fehlenden detaillierten Netzabbildung und der Einbindung der Schweiz mittels ATC hat ein ENS-Ereignis in der Schweiz nahezu keine positiven Auswirkungen auf zusätzliche Transportflüsse im Gesamtsystem.

Insbesondere in den Szenarien mit hohen ENS Summen zeigt sich, dass die Importrestriktion zu einem schweizweiten Versorgungsproblem im Winterhalbjahr führen kann. Abbildung 6.2.1 zeigt dies beispielhaft für ein Zero-Basis Szenario in 2040. Für Zero-Basis ergibt sich dabei eine deutliche Wetterabhängigkeit. Das dargestellte Szenario ist die einzige Wetterkombination für Zero-Basis bei der Lastunterdeckung auftritt. Für WWB und ZVA ergeben sich bei deutlich mehr Wetterkombinationen Versorgungsprobleme, wobei auch dort die genaue Ausprägung mit dem Wetter variiert (siehe Tabelle 4.3.1)

In Summe fehlen im dargestellten Zero-Basis Fall ca. 625GWh an Energie um die Versorgung sicherzustellen. Diese Fehlmenge streckt sich dabei über einen Zeitraum von Oktober bis März, mit einem Schwerpunkt im Januar. Es handelt sich also nicht um einen begrenzten Zeitraum von wenigen Tagen oder Wochen, welcher durch das Vorhalten einer Speicherreserve überbrückt werden könnte, sondern um eine grundlegende Energieknappheit. Ähnliche Strukturen zeigen sich bei den WWB und ZVA Läufen mit hohen ENS-Werten.

Entsprechend sind für die meisten WWB und ZVA Szenarien mit hohen ENS Werten und insbeson-

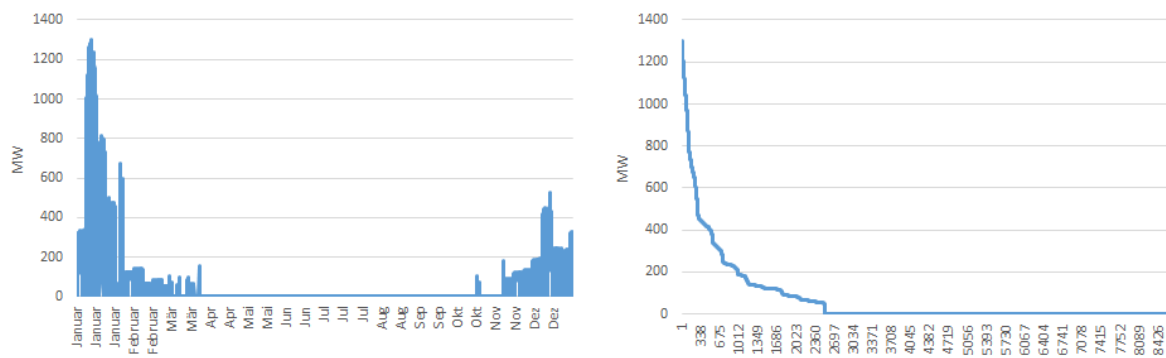


Abbildung 6.2.1: ENS Ausprägung im Jahresverlauf und nach Höhe sortiert, Zero-Basis Szenario 2040

dere für die Varianten, welche nur mit dem worst-case Strukturen berechnet werden, die verschiedenen Wetterausprägungen zwar relevant für die konkrete Menge an ENS aber weniger für die grundlegende Versorgungsproblematik. In anderen Worten: Zwar zeigen grundsätzlich jene Wettervariationen mit einem ‘harten Winter’ (sprich sehr hoher Nachfrage über das gesamte Winterhalbjahr) die höchsten ENS Werte auf, aber auch die anderen Wetterkombinationen weisen Werte in Grössenordnungen auf, die auf grundlegende Energieknappheit über längere Zeitfenster hindeuten.

Wie auch die Wettervariation zeigt sich bei den europäischen Erzeugungsvorstellungen zwar eine Differenz in den Schweizer ENS Werten, welche im Vergleich zu der Grössenordnung der ENS Werte jedoch eher untergeordnet ist (z.B. weist im Jahr 2040 das WWB Szenario für das Wetterjahr 1984 2.8 bis 3.2 TWh ENS auf, je nach EU Variation). Das weist darauf hin, dass die Versorgungsprobleme in der Schweiz nicht durch europäische Systementwicklung definiert werden. In Szenarien mit höherem Anteil an erneuerbarer Erzeugung kann die Importmenge in einigen Stunden ggf. durch Energieknappheit im europäischen System zusätzlich limitiert sein. Diese Situationen sind jedoch in Vergleich zu der Gesamtenergiemenge, welche in den kritischen Schweizer Szenarien notwendig ist, relativ vernachlässigbar. In anderen Worten, wenn die Schweiz nahezu den ganzen Winter importiert, sind die wenigen Stunden in denen sie das nicht kann, nicht das Hauptproblem.

Die Bedeutung von Importen wird beim Vergleich der Winterimportmenge von ‘fairen’ und ‘harten’ Szenarien offensichtlich. Bei harten Importlimitierungen sind maximal 7-8 TWh an Energie über das gesamte Winterhalbjahr an Importen möglich, da die ATC-Kapazität bei etwas unter 2GW liegt. In den Szenarien mit ENS wird diese Importmenge i.d.R. erreicht, was darauf hinweist das die Schweiz nahezu die gesamte Winterzeit importiert. Dem gegenüber erlauben die fairen ATC Kapazitäten höhere Austauschleistungen und daher eine deutlich höhere Winterimportmenge, welche in keinem der Szenarien vollständig genutzt wird. Die Spitzenimportwerte bei den Basisszenarien liegen bei ca. 14TWh und in den Varianten mit KKW-Abschaltung bei bis zu 17TWh.

Die Ergebnisse für die verschiedenen ATC Ausprägungen zeigen daher deutlich die Bedeutung von Importen für die Schweizer Versorgungssicherheit. Insbesondere im direkten Vergleich wird die hohe Relevanz deutlich: in einem ansonsten vollkommen identischen Stromsystem führt die extern definierte Reduktion der Importkapazitäten für die Schweiz zu teilweise sehr deutlichen Versorgungsproblemen. Diese sind entsprechend vollständig auf diese Restriktion zurückzuführen. Entsprechend ist es zentral für die Schweizer Energiepolitik auf eine hinreichende Integration in den europäischen Stromverbund abzielen um solche Situationen zu vermeiden.

6.2.1 Exkurs: Winterstrom

Der Vergleich zwischen ‘fairen’ und ‘harten’ Szenarien und insbesondere auch die Differenz zu den Ergebnissen der ersten Modellstufe zeigt, dass eine Integration der Schweiz in das europäische Flow-Based System aus Versorgungssicht am besten wäre. Dennoch zeigt der aktuelle Ausschluss der Schweiz und die

mit dem «Clean Energy Package» verbundene 70% Regel (d.h. mindestens 70% der Netzkapazität muss für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellt werden), dass eine Reduktion der Importmöglichkeiten ein denkbare Szenario ist. Auch wenn die in den ‘harten’ Szenarien gewählten ATC-Kapazitäten eine sehr strikte Auslegung der 70% Regel darstellen, zeigen sie dennoch die Bedeutung der lokalen Erzeugungsstruktur für die Schweizer Versorgungssicherheit in Relation zu Importen und erlauben allgemeine Aussagen.

Tabelle 6.2.1 stellt die drei relevanten Kenngrößen für eine Abschätzung der Energieversorgungssituation im Winter für die Schweiz beispielhaft für 2040 dar. Gegeben die lokale Verfügbarkeit verschiedener Erzeugungstechnologien, muss die Schweiz i.d.R. mehrere TWh an Energie importieren. Bei einer Reduktion der möglichen Importe auf weniger als 8TWh im Winterhalbjahr, ergeben sich jedoch lokale Last/Erzeugung Variationen, welche nicht mehr mit dieser Importmenge gedeckt werden können.

Diese drei Kenngrößen erklären auch warum verschiedene Szenarien zu deutlich unterschiedlichen Versorgungssituationen führen. Während die Schweizer Angebotsvarianten WWB und ZVA (mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen) relativ unabhängig vom Wetter deutliche Versorgungsprobleme aufweisen, weist die Variante Zero-Basis nur in einer Wettervariation Probleme auf, und die Variante ZVB in keiner Variation. Die letzten beiden Angebotsvarianten haben eine relativ gute Erzeugungsstruktur. Insbesondere ZVB verfügt über einen höheren Anteil wetterunabhängiger Erzeugung. Zero-Basis hat einen deutlichen Ausbau wetterabhängiger erneuerbarer Energien und ist daher natürlich auch stärker von den Wetterbedingungen abhängig. Demgegenüber weisen WWB und ZVA (mit Ausbau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen) geringere Erzeugungskapazitäten auf und haben zudem einen höheren Nachfrageanstieg. Entsprechend führt eine Limitierung der Importe dort deutlich schneller zu Versorgungsproblemen.

Tabelle 6.2.1: Kenngrößen für die Schweizer Energieversorgung im Winter, 2040, Basisszenarien ohne KKW-Sensitivität oder Speicher-Variante

Last	Erzeugung	Importe
ca. 33-37.5 TWh je nach Szenario	KKWs: ca. 3.5 TWh Lauf/Speicher-WKWs: 14-18 TWh je nach Wettervariation PV: 3-8 TWh je nach Szenario und Wettervariation Andere KWs: 3-10 TWh je nach Szenario mind. 25TWh total	Faire ATCs: max. >30 TWh Harte ATCs: max. 7-8 TWh

Dies wirft die grundsätzliche Frage auf, welche Relevanz lokale Winterstromerzeugung für die Versorgungssicherheit hat. Natürlich ist es offensichtlich, dass mehr Strom im Winter ganz grundlegend die Bilanz zwischen Last-Erzeugung-Import verbessert. Dennoch könnte es sein, dass insbesondere wetterabhängige Erneuerbare aufgrund ihrer nicht steuerbaren Erzeugungsprofile einen geringeren Effekt haben als steuerbare Zusatzerzeugung, wie Wasserkraft oder konventionelle Kraftwerke.

Um den Effekt unterschiedlicher Erzeugungstypen auf die Winterbilanz zu analysieren, können wir einerseits auf die Zusatzvariationen mit unterschiedlichem PV Zubau zurückgreifen. Andererseits haben wir Zusatzvariationen getestet, welche eine äquivalente Energiemenge in Form von zusätzlicher Wasserkraft oder zusätzlicher PV Erzeugung haben.

Tabelle 6.2.2 zeigt die PV Erzeugung sowie die Menge an ENS für das kritischste ZVA Szenario im Jahr 2040 (mit 7 GW installierter PV Leistung) und die beiden PV-Zubau Varianten (mit 31 GW in Variante A und 23 GW in Variante B, als Vergleich das ZeroBasis Szenario hat in 2040 eine installierte PV Kapazität von ca. 17 GW). Über den Jahresverlauf ergibt sich damit im Vergleich zum Basis-Szenario eine deutlich erhöhte lokale Erzeugungsmenge. Da die Lastunterdeckungen jedoch nur im Winterhalbjahr stattfinden, ist die Gesamtjahresmenge nur bedingt relevant für die Versorgungssicherheit. Nur ca.

30% der Jahresmenge an PV Strom fallen im Winterhalbjahr an, unter der Annahme einer normalen Südausrichtung der Anlagen und ohne alpinen Anlagen. Wobei insbesondere in Dezember und Januar die Erzeugungsmenge im Durchschnitt niedrig ist aufgrund der kurzen Zeit an Tageslicht. Dennoch führt der Zubau an PV Kapazität zu einem vergleichbaren Rückgang an ENS-Menge im Winterhalbjahr wie zusätzliche PV Energie im Winterhalbjahr eingespielen wird.

Tabelle 6.2.2: PV Erzeugung und ENS, ZVA, 2040, Werte in TWh

	Jahres PV Erzeugung	Winter PV Erzeugung	ENS	PV Anteil Winter
Basis-Szenario	9.1	2.6	8.3	29%
PV Zubau A	27.9 (+18.8)	8.9 (+6.3)	2.0 (-6.3)	32%
PV Zubau B	20.7 (+11.6)	5.6 (+3.0)	4.6 (-3.7)	27%

Die Ergebnisse der PV Varianten implizieren, dass auch eine vollständig wetterabhängige Erzeugung zu einer äquivalenten Reduktion an ENS führen. Um diesen Effekt besser testen zu können, wurde für das gleiche Szenario in 2040 einmal eine Variante mit zusätzlicher Wasserkrafterzeugung entsprechend der ‘Speicherreserve und Winterstrom’ Variante simuliert (ca. +1.3 TWh Winterstrom) und einmal mit einer skalierten PV Kapazität welche zu der exakt gleichen Zusatzenergiemenge führt.

Tabelle 6.2.3 zeigt den Vergleich dieser beiden Läufe. In Bezug auf die ENS-Mengen weisen beiden Simulationen identische Reduktionen im Vergleich zum Basis-Szenario auf, welche identisch ist zu der Zusatzenergiemenge, welche im Winter verfügbar ist. Entsprechend zeigen auch diese Läufe, dass wetterabhängige Erzeugung zu einer äquivalenten Reduktion der Versorgungsprobleme führt wie steuerbare Erzeugungskapazität wenn wie hier eine generelle Energieknappheit besteht.

Tabelle 6.2.3: Winterhalbjahrwerte, 1.3TWh Vergleich, 2040, Werte in TWh

	Basis Szenario	1.3 TWh Hydro	1.3 TWh PV
PV	3.1	3.1	4.4
Hydro	14.2	15.4	14.5
Pump	0	0	0.3
ENS	5.9	4.6	4.6
Import	7.3	7.2	7.2

Beide Vergleiche lassen steuerbarer und wetterabhängige Erzeugung identisch erscheinen, wenn es um die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr geht. Die Hauptursache für dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis ist die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraftkapazität. Die Modellkette geht von perfekter Information aus und hat eine vollständig deterministische Struktur. Entsprechend wird die verfügbare Speicherkapazität zu exakt den Stunden eingesetzt, wenn sie den höchsten Systemnutzen stiften kann. Da in den vorliegenden Szenarien mit deutlichen Versorgungsproblemen eine generelle Energieknappheit besteht, reicht diese Flexibilität jedoch nicht aus, da in zu vielen Stunden eine Knappheitssituation besteht. Zusätzlich verfügbare Energie reduziert daher die gesamte Knappheitssituation und erlaubt die verfügbare Wasserkraftmenge anders einzusetzen. Es spielt daher nur eine untergeordnete Rolle wann genau die Zusatzenergie verfügbar ist, da sehr viele Stunden durch Knappheit gekennzeichnet sind.

In der Realität spielt einerseits Unsicherheit eine wichtige Rolle bei der Einsatzplanung von Wasserkraftanlagen und andererseits sind die konstruierten Szenarien mit sehr hohen ENS-Mengen eine Extremsituation, welche so mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht eintreten wird. Entsprechend ist davon auszugehen, dass steuerbare Kapazitäten tendenziell einen höheren Nutzen aus Versorgungssicht bringen als nicht-steuerbare Anlagen. Dennoch zeigen die Simulationen, dass auch erneuerbare Energien dank ihrem Zusammenspiel mit der Wasserkraft einen sehr wichtigen Beitrag zur Versorgung im Winterhalbjahr liefern. Ein schnellerer und stärkerer Zubau von neuen erneuerbaren Anlagen ist daher eine zielführende

Strategie zur Sicherung der Versorgung im Winter.

Ob eine spezifische Ausrichtung der erneuerbaren Erzeugung auf das Winterhalbjahr zielführender ist als eine generische Unterstützung kann mit den vorliegenden Szenarien nicht beantwortet werden. Aus Versorgungssicht ist jede Zusatzenergiemenge im Winter hilfreich. Ob diese dabei aus einem normal ausgerichteten Süd-PV-Panel kommt oder aus einer spezifisch auf Winterstrom ausgelegten Anlage spielt keine Rolle. Für diese Analyse sind die unterschiedlichen Kostenaspekte relevant, welche in der vorliegenden Studie keinen Eingang finden.

6.3 Re-Dispatch und physischen Limitierungen

Die bisherige Ergebnisinterpretation fokussiert auf die ersten beiden Modellstufen, welche einerseits das physische Machbare und andererseits die Markt- und Handlungssituation darstellen. Die dritte Modellstufe dient dazu, die physische Umsetzbarkeit der Marktergebnisse zu analysieren. Dabei werden die resultierenden Handelstätigkeiten der Schweiz und der europäischen Nachbarländer fixiert, und die entsprechende Last- und Erzeugungsstruktur der Schweiz auf die nodale Ebene des Übertragungsnetzes heruntergebrochen. In anderen Worten: die Import-, Export-, und Transitflüsse werden fixiert und getestet ob das Schweizer Netz neben diesen auch die lokale Last- und Erzeugungssituation managen kann.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die dritte Modellstufe nicht den vollständigen Re-Dispatchmechanismus in Europa abbildet. Vielmehr wird eine vereinfachte Struktur modelliert, welche rein auf die Schweiz fokussiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Flussmengen über die Grenzen eingehalten werden müssen, und lediglich Änderungen an den Schweizer Last- und Produktionsmengen vorgenommen werden können. Es gibt also, anders als in der Realität, keinerlei internationale Koordination oder Unterstützung bzgl. notwendigen Re-Dispatchmassnahmen in unserem Modell.

Die Ergebnisse der dritten Modellstufe zeigen dabei eine klare Zweiteilung. In allen Fällen bei denen in der Marktmodellstufe ENS in der Schweiz auftritt (also in allen Kombinationen mit 'harten' ATC Kapazitäten), zeigt das Re-Dispatchmodell nahezu identische ENS Werte wie das Marktmodell. Die durch die Importbeschränkungen resultierenden Handelsmengen stellen also kein zusätzliches Problem für die Versorgungssicherheit dar. Allerdings ist die Versorgungslage durch den Energiemangel auf Handelsebene bereits belastet. Dies gilt sowohl für die Basisszenarien als auch die Varianten.

Demgegenüber findet zwar bei 'fairen' ATC Kapazitäten keine Lastunterdeckung im Marktmodell statt, dafür jedoch im Re-Dispatchmodell. Das jeweilige Ausmass dieser ENS Mengen variiert dabei jedoch stark. So weisen ca. 50% der Basisszenarien ENS Werte von weniger als 200GWh im Jahr auf, während ca. 10% mehr als 1TWh aufweisen. Gegeben die oben beschriebenen Modelllimitierungen ist davon auszugehen, dass die realen Versorgungsprobleme deutlich geringer ausfallen werden, als die Modellergebnisse implizieren. Dennoch sind insbesondere die Fälle mit hohen ENS Werten ein klarer Indikator, dass das physische System an eine Belastungsgrenze gelangen kann, welche zusätzliche Massnahmen und Eingriffe erfordern kann.

Eine Analyse der Dynamik über die modellierten Jahre zeigt dabei einen klaren Aufwärtstrend über die Zeit bei allen Szenarien. Tabelle 6.3.1 stellt dies beispielhaft für die vier Schweizer Varianten einmal für ein konsistentes Wetterjahr (1984) sowie für das kritischste Wetterjahr dar (für WWB, ZBA und ZVB ist dies die Kombination 1984/85, für ZVA ist dies das Jahr 2007). In allen Varianten liegen die Werte in 2025 und 2030 deutlich unter 100GWh. In Anbetracht der vereinfachten Struktur des Re-Dispatchmodells im Vergleich zu den realen Möglichkeiten, stellen diese Ergebnisse wahrscheinlich eher modellbedingte ENS-Ereignisse dar.

Da die Systemtransformation bis 2030 insgesamt noch relativ moderat ausfällt, entsprechen diese Jahre noch zu einem guten Teil dem aktuellen Stromsystem in der Schweiz und den Nachbarländern. Da zudem die 'fairen' ATC Kapazitäten sich in etwa an den aktuellen ATC Kapazitäten orientieren, sind die beiden Jahresscheiben 2025 und 2030 unserem aktuellen Stromsystem insgesamt am ähnlichsten. Die Ergebnisse über beide Modellstufen Markt und Re-Dispatch lassen daher den Rückschluss zu,

dass die aktuellen Systembedingungen eine sehr gute Versorgungssicherheit in der Schweiz ermöglichen. Die Importmöglichkeiten auf der Marktebene gekoppelt mit der Flexibilität der Schweizer Wasserkraft erlauben eine stabile Versorgungslage auf dem Markt auch bei kritischen Wetterbedingungen. Und die physischen Lastflussdynamiken und Rückwirkungen die sich durch Transitflüsse ergeben können auf der Re-Dispatchebene zeigen keine grösseren Versorgungsprobleme auf.

Im Jahr 2035 zeigt sich bereits ein deutlicher Anstieg der ENS Werte im Re-Dispatchmodell, welcher in 2040 dann nochmals sehr stark ansteigt. Es ist unwahrscheinlich das dieser Anstieg allein auf die Modelllimitierungen zurückzuführen ist, und damit zumindest in Teilen einen grundlegenden Systemtrend widerspiegelt. Da bis 2040 das Stromsystem in Europa einen deutlich höheren Anteil wetterabhängiger erneuerbarer Energien hat als heute, wird es auch zu deutlich anderen Lastflussstrukturen kommen. Gleichzeitig verändert sich durch die Abschaltung der Schweizer KKW's das direkte Lastflussbild im Schweizer Übertragungsnetz. Diese beiden grundlegenden Trends könnten Treiber für die beobachteten Zunahmen an ENS im Modell sein.

Dies würde den Rückschluss erlauben, dass die aktuellen ATC-Kapazitäten, welche die Basis für die 'fairen' ATC Kapazitäten darstellen, zwar ein gutes Abbild des Ist-Systems darstellen aber nur bedingt für die zukünftige Systemdynamik geeignet sind. Eine Integration in das europäische Flow-Bases System - oder zumindest eine verstärkte Koordination zu den ATC Werten - würde diese Problem lösen.

Tabelle 6.3.1: ENS Werte im Re-Dispatchmodell, Werte in TWh

	2025	2030	2035	2040
konsistentes Wetter (1984)				
WWB	46	7	118	464
ZBA	53	14	198	686
ZVA	37	15	270	986
ZVB	41	2	122	512
'worst case' Variation				
WWB	63	41	420	1'041
ZBA	73	74	477	1'231
ZVA	98	32	531	1'574
ZVB	60	62	414	1'678

Eine nähere Analyse der Läufe mit hohen ENS Werten zeigt dabei zwei sehr unterschiedliche Situationen in denen Lastunterdeckung auftritt. Einerseits kommt es zu Abwürfen, wenn die Schweiz hohe Import- und Transitflussmengen zu bewältigen hat. Andererseits kommt es allerdings auch zu Lastunterdeckungen während die Schweiz selber Nettoexporteurin ist (siehe Abbildung 6.3.1). Die Versorgungsproblematik auf der Re-Dispatchebene ist daher nicht unbedingt ein Energieproblem, sondern vielmehr ein Zusammenspiel von Last und Lastflüssen.

Auf der Exportseite zeigen die Ergebnisse Lastunterdeckungen in der Schweiz wenn die Gesamtmenge an Exporten und Transitflüssen über 8-10 GW an stündlicher Leistung liegt. Dabei haben Exporte teilweise einen sehr hohen Anteil, was zumindest teilweise auf die Nutzung der flexiblen Wasserkraftanlagen zurückzuführen ist. Wann immer es im Gesamtsystem Stunden mit knappen Produktionskapazitäten gibt, wird die volle verfügbare Schweizer Wasserkraftkapazität genutzt. Dies kann daher ggf. zu Problemen auf Netzseite führen, da die lokale Produktion dabei deutlich über das lokale Lastniveau steigen kann und daher sehr hohe Exportflüsse erzeugen kann (so ist die maximale schweizweite Erzeugung im dargestellten Zero-Basis Lauf bei 17.5 GW). Da das Modell gemäss seiner Definition zwingend die auf Handelsebene definierten Exportmengen liefern muss, kann bei unzureichender Netzkapazität für den Abtransport dieser Mengen, nur auf den Abwurf Schweizer Last zurückgegriffen werden. Mit dem Ausland koordinierte Massnahmen oder eine Kappung der Exportmenge ist im Modell - anders als in der Realität - nicht möglich.

Auf der Importseite deuten die Ergebnisse darauf hin, dass eine hohe Menge an Lastfluss in die Schweiz ebenfalls zu Netzproblemen führen könnte. Da im Gegensatz zu den Exportstunden die Schweiz hier aber

auf Energie aus den Nachbarländern angewiesen ist, kann dies durchaus zu Versorgungsproblemen führen, wenn diese importierte Energie nicht zu den Nachfrageknoten transportiert werden kann. Wie auch auf der Exportseite treten die meisten Lastunterdeckungen in Stunden mit sehr hohen Grenzflüssen auf (mehr als 8GW Leistung). Die Transitflüsse über die Schweiz stellen ein Ergebnis des europäischen Handels dar und sind entsprechend nicht direkt durch die Schweiz beeinflussbar.

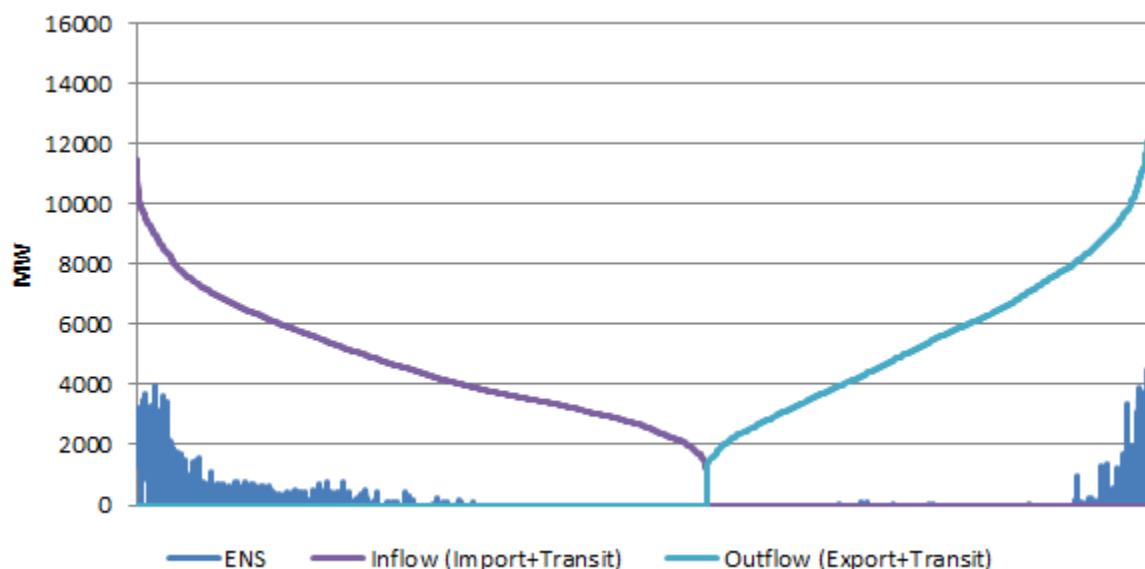


Abbildung 6.3.1: ENS und Lastflüsse, Zero-Basis, 2040

Die ATC Importkapazität kann jedoch beeinflusst werden um möglichen Netzproblemen bereits auf der Handelsebene entgegenzuwirken. Die Szenarien mit 'harten' Importkapazitäten zeigen diesen Effekt auf, und die damit verbunden potentiellen Probleme in Bezug auf die Versorgungssicherheit: die Netzaspekte führen zu keinen zusätzlichen Versorgungsproblemen, aber die geringen Importkapazitäten führt zu einem Versorgungsproblem aufgrund Energiemangel.

Um diesen Effekt abzuschätzen, wurden zwei weitere ATC-Variationen für kritische Szenarien simuliert, um zu testen, ob reduzierte Importkapazitäten helfen können, ENS-Mengen aufgrund von Netzrestriktionen im Re-Dispatchmodell zu reduzieren, ohne dabei Versorgungsprobleme auf der Handelsebene zu erzeugen. Tabelle 6.3.2 zeigt die Vergleiche der Basisszenarien mit den beiden ATC-Variationen. In der ersten Variante wurde für das Norddach (Grenzen zu Frankreich, Deutschland, Österreich) eine Gesamtkapazität von 5GW angenommen (das entspricht max. 22TWh Import über diese Grenze im Winterhalbjahr). In der zweiten Variante wurde diese auf 4GW reduziert (d.h. max. 17.5TWh Winterimport) und zusätzlich auch an der Südgrenze eine Kapazitätsgrenze von 1.5GW eingeführt. In allen Läufen ergeben sich weiterhin keine ENS-Mengen im Marktmodell.

Die Ergebnisse zeigen sehr deutlich, dass insbesondere in den import-dominierten Szenarien (WWB, ZVA, und ZBasis) eine Reduktion der zulässigen Importkapazität zu einer Reduktion der re-dispatchbedingten ENS-Mengen führt. Da dennoch in allen Szenarien ein sehr umfangreicher Import möglich bleibt, sind keine energiebedingten Versorgungsengpässe auf Marktebene zu beobachten, wie dies bei den harten ATC-Szenarien der Fall ist.

Demgegenüber zeigt sich bei dem exportorientierten Szenario ZVB eine geringere Reduktion der ENS-Menge. Insbesondere die erste Variation, bei welcher die Südgrenze unverändert gelassen wurde, weist lediglich 200GWh weniger ENS auf. Da es sich bei diesem Setting allerdings um kein direktes Energieproblem in der Schweiz handelt, sondern um eine handelsbedingte Problemlage (die Schweiz möchte mehr Strom ins Ausland verkaufen, als sie über ihr eigenes Netz abtransportieren kann), ist dies aus Versorgungssicherheitssicht als unkritisch einzustufen.

Auch wenn es sich hier um wenige Beispielläufe handelt, ist anhand der Ergebnisse dennoch davon

Tabelle 6.3.2: Auswirkungen von ATC Kapazitäten auf ENS im Re-Dispatch Modell, 2040, Werte in TWh

	ATC Level	Last	Import	Erzeugung	ENS (Differenz)
WWB	Referenz	67.3	15.6	59.5	1.23
ZBA	Referenz	69.1	3.0	76.1	1.04
ZVA	Referenz	70.7	17.8	59.1	1.57
ZVB	Referenz	64.9	-6.5	77.4	1.68
WWB	5GW	67.3	13.9	56.8	0.68 (-0.55)
ZBA	5GW	69.1	1.2	72.5	0.45 (-0.60)
ZVA	5GW	70.7	16.7	57.7	0.96 (-0.61)
ZVB	5GW	64.9	-8.1	73.8	1.46 (-0.22)
WWB	4GW+1.5GW	67.3	14.3	56.4	0.54 (-0.69)
ZBA	4GW+1.5GW	69.1	2.2	74.1	0.27 (-0.77)
ZVA	4GW+1.5GW	70.7	16.5	56.7	0.71 (-0.86)
ZVB	4GW+1.5GW	64.9	-7.2	76.3	1.15 (-0.53)

auszugehen, dass auch mit einer ATC-basierten Importstruktur eine Balance zwischen ausreichenden Importmöglichkeiten und minimierten physischen Lastflussproblemen im Schweizer Netz möglich ist. Eine direkte Einbindung in das europäische Flow-Based System könnte diesen Austarierungsprozess überflüssig machen, da die Schweizer Netzrestriktionen dann automatisch Bestandteil der Marktebene wären.

6.4 Speicherreserve

Als letzte spezifische Ergebnisanalyse wird in diesem Abschnitt die Rolle der Speicherreserve für die Schweizer Versorgungssicherheit erläutert. Hierbei ist zu beachten, dass die Abbildung der Speicherreserve für die vorliegende Studie in vereinfachter Form und mit einem klaren Fokus auf die vorliegende Szenariostruktur modelliert wurde.

In Bezug auf die Abbildung wird für die Marktebene davon ausgegangen, dass die Reserve bindend gehalten wird. Sprich: sie ist nicht zum Abruf freigegeben und die gespeicherte Wassermenge steht dem Markt nicht zu Verfügung. Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Marktergebnisse im direkten Vergleich gleichwertig oder schlechter ausfallen als bei den Referenzszenarien, da letztlich weniger Energie im System verfügbar ist. In der Re-Dispatchebene wird diese Reserve dann vollständig freigegeben. Entsprechend kann das Modell die verfügbare Energie einsetzen um etwaige Versorgungsprobleme zu lösen. Da die dritte Modellstufe nur das Schweizer Netz im Detail abbildet und die Nachbarländer in Bezug auf ihre Nettoposition fixiert hält, ist davon auszugehen dass die verfügbare Energie rein für Schweizer Versorgungsprobleme genutzt wird. Da allerdings im Vergleich zu den Referenzszenarien keine ‘Mehrenergie’ im System verfügbar ist, kann nicht davon ausgegangen werden, dass es bei von Energiemangel geprägten Situationen zu einer signifikant verbesserten Versorgungslage aufgrund der Speicherreserve kommt.

Der letzte Punkt hängt zudem sehr stark mit der generellen Szenarienstruktur der Studie zusammen. Wie in der Ergebnisdarstellung aufgezeigt führen die verschiedenen Systementwicklungs- und Wetterannahmen im Falle von ausreichender Importkapazität für die Schweiz zu keiner Versorgungsproblematik. Entsprechend kann die Reserve keine Verbesserung bewirken. Demgegenüber führt die Annahme harter Importrestriktionen zu einem umfangreichen Energiemangel, welcher letztlich nur durch zusätzliche Winterenergie behoben werden könnte. Da die Speicherreserve die Energienutzung allerdings nur über die Zeit anders verteilt, aber nicht zu einem Zugewinn an Energie führt, kann sie diese Problemlage nicht wirklich entschärfen.

In anderen Worten: die Speicherreserve ist vornehmlich ein Instrument um unvorhergesehenen kurzfristigen Versorgungsproblemen entgegenwirken zu können. Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass solche Problemfälle nicht so einfach zu erzeugen sind. Demgegenüber sind die in den Szenarien erzeugten Problemfälle aufgrund von langfristigem Importmangel von solcher Natur, dass sie nicht das Profil der

Speicherreserve als Lösung erfordern.

Um eine Vergleichbarkeit der Speicherreserveläufe mit den restlichen Szenarien zu ermöglichen, wurde zudem darauf verzichtet extern definierte ‘Schockszenarien’ zu simulieren, bei denen sich die Schweiz für eine begrenzte Zeit autark versorgen müsste. In solchen Fällen wäre eine Speicherreserve natürlich hilfreich, allerdings gäbe es keine Vergleichsbasis mit den anderen Läufen und Variationen.

Entsprechend ergibt sich das in den Modellierungsergebnissen ersichtliche Bild, dass die Szenarien mit Speicherreserve keine wirkliche Reduktion der Versorgungsproblematik aufzeigen. Hierfür ist es allerdings notwendig die Wirkung der Speicherreserve von der in der gleichen Variation inkludierten ‘2TWh Winterstrom’ Wasserkrafterhöhung zu bereinigen.

Tabelle 6.4.1 zeigt den Vergleich zwischen dem entsprechenden Referenzszenario für das Jahr 2040 für die schlechteste Wetterkombination (‘Referenz’) und der Variante mit Speicherreserve und der erhöhten Wasserkraftwinterproduktion (Sp+Wst). Im direkten Vergleich sind die ENS Werte auf Marktebene ca. 1.1TWh niedriger, während die ENS Werte auf Re-Dispatcheben um 1.3TWh niedriger ausfallen. Es zeigt sich hier also bereits, dass auf Marktebene nicht der gleiche Reduktionsumfang erreicht werden kann, wie auf der physischen Ebene des Re-Dispatchmodells. Dies liegt der Modellstruktur zugrunde, welche die Speicherreserve erst im Re-Dispatchmodell freigibt.

Tabelle 6.4.2 zeigt nun den Vergleich der Wasserkraftproduktionswerte für das gleiche Referenzszenario mit einem Modelllauf, welcher nur die zusätzliche Wasserkraftwinterproduktion aber keine Speicherreserve beinhaltet. Hierbei zeigt sich einerseits das im Jahresverlauf nur eine geringe Menge an Mehrenergie erzeugt wird, während im Winterhalbjahr ca. 1.3 TWh an Zusatzenergie bereitgestellt werden. Dies liegt an der Skalierung für die Winterstromvariante. Zielstellung ist es dabei mehr Energie im Winter verfügbar zu haben, z.B. durch Erhöhung der Speicherkapazität. Eine grundsätzliche Erhöhung der Wasserkraftmenge war dabei explizit nicht das Hauptziel, da diese tendenziell in den Sommermonaten anfallen würde und nur wenige Vorteile für die Versorgungslage in den Wintermonaten bringen würde.

Nimmt man die Erkenntnisse beider Tabellen zusammen zeigt sich, dass der Mehrwert der Variante mit Speicherreserve und erhöhter Wasserkraftwinterproduktion vollständig auf den zweiten Bestandteil zurückzuführen ist. Im Re-Dispatchmodell, in welchem die Speicherreserve vollständig freigegeben wird, erzielt die Modellvariante eine Reduktion der ENS Werte um exakt die Menge an zusätzlicher Wasserkraftenergie im Winter. Die Reserve selber verbessert die Versorgungslage daher nicht.

Insgesamt zeigt die Speicherreserve daher die erwarteten Auswirkungen: eine Erhöhung der ENS-Menge auf Marktebene, wenn die Reserve noch nicht freigegeben ist, und eine Reduktion dieses ENS Anstieges im Re-Dispatchmodell. Für eine vertiefende Analyse der Speicherreserve und deren grundsätzlicher Wirkung sei daher an dieser Stelle auf Schlecht et al. (2020) verwiesen.

Tabelle 6.4.1: Vergleich Speicherreserve+Winterstrom vs. Referenz, 2040, Werte in TWh

	ENS Markt	ENS ReDispatch	Differenz
Referenz	5.85	5.85	0
Sp+Wst	4.75	4.56	-0.19
Differenz	-1.10	-1.29	

Tabelle 6.4.2: Vergleich Wasserkraftproduktion, 2040, Werte in TWh

	Jahr	Winter
Referenz	34.13	14.16
Winterstrom	34.52	15.47
Differenz	+0.39	+1.31

7 Externe Reflektion der SA Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die zuvor erläuterten Ergebnisse aus einer externen Perspektive eingeordnet, kommentiert und kritisch reflektiert. Dabei wird insbesondere auf Entwicklungen im Zusammenhang mit der Bewertung von System Adequacy auf EU-Ebene eingegangen. Entwicklungen auf der Ebene von EU-Mitgliedsstaaten werden dann betrachtet, wenn sie in unmittelbarem Zusammenhang mit den Ergebnissen der System Adequacy Bewertung für die Schweiz stehen. Konkret fokussiert die externe Reflexion auf drei Aspekte.

- Zunächst werden jüngste methodische Entwicklungen bei System Adequacy Bewertungen auf EU-Ebene diskutiert und mit der Methodik der vorliegenden Studie verglichen. Dabei sind insbesondere die Diskussionen und Entscheidungen im Zusammenhang mit der Durchführung des von der EU-Strommarktverordnung vorgeschriebenen European Resource Adequacy Assessments zu berücksichtigen.
- Im zweiten Schritt wird diskutiert, inwiefern die dieser Studie zugrunde liegenden Szenarien des TYNDP 2020 aus EU-Perspektive weiterhin aktuell sind. Dabei ist besonders relevant, ob in aktualisierten europäischen oder nationale Szenarien Veränderungen erkennbar sind, die Auswirkungen auf die Ergebnisse der vorliegenden System Adequacy Bewertung haben könnten.
- Schließlich wird die für die Schweiz besonders relevante Frage der verfügbaren Importkapazitäten vor dem Hintergrund der auf EU-Ebene laufenden Diskussionen um Kapazitätsberechnungsmethoden und das anstehende Update der Guidelines für die Kapazitätsberechnung und das Engpassmanagement (CACM) erörtert.

7.1 Europäische Entwicklungen bei SA Bewertungen

Die Strombinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 überträgt dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E die Aufgabe, jährlich eine Untersuchung zur Angemessenheit der Ressourcen auf EU-Ebene (European Resource Adequacy Assessment, kurz ERAA) durchzuführen. Dabei definiert die Verordnung bereits relativ detailliert die Anforderungen an eine solche Bewertung. U. a. sind folgende Aspekte bereits europarechtlich festgelegt:

- Die Bewertung wird auf Gebotszonenebene durchgeführt.
- Bei der Auswahl der zu betrachtenden Szenarien soll mit Blick auf Investitions- und Stilllegungsentscheidungen eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt werden.
- Es soll ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell verwendet werden.
- Die Beiträge aller Ressourcen sollen inklusive erneuerbarer Energien, Speicherung und Laststeuerung angemessen berücksichtigt werden.
- Die Methode soll auf einem probabilistischen Ansatz basieren.

Das ERAA kann ergänzt werden durch nationale Bewertungen, für die aber grundsätzlich auf die gleichen zentralen Referenzszenarien zurückzugreifen ist und für die die gleichen methodischen Anforderungen gelten.

ENTSO-E hat auf Basis der Vorgaben der EU-Verordnung einen Vorschlag für die detaillierte Methodik des ERAA gemacht und ACER zur Genehmigung vorgelegt. ACER hat auf dieser Basis im Oktober 2020 eine Entscheidung zur ERAA-Methodik getroffen, deren für den Vergleich mit der SA Bewertung relevanteste Entscheidungen nachfolgend dargestellt sind.

- Ein wesentliches Element der Entscheidung ist, dass die zu betrachtenden Szenarien zunächst - ähnlich wie in der Vergangenheit oder wie auch in der vorliegenden Bewertung für die Schweiz - aus dezentral vorliegenden Informationen zusammengestellt werden. Für die zentralen Szenarien ist dann aber im Rahmen der ERAA-Durchführung ein sogenanntes Economic Viability Assessment (EVA) vorzusehen, das die Vorteilhaftigkeit von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen bewertet.
- Unsicherheiten sollen durch eine probabilistische Methodik, die sowohl das zufällige Auftreten von ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten als auch Wetter- und Klimabedingungen berücksichtigt, nachgebildet werden.
- Während für Ausfälle von Netz- und Erzeugungsanlagen ein Monte-Carlo-Ansatz verfolgt werden soll, werden, sollen Wetter- und Klimabedingungen durch eine Kombination der Monte-Carlo-Ergebnisse mit unterschiedlichen, in der Pan-European Climate Database hinterlegten historischen Wetterjahren zu "Monte-Carlo-Jahren" berücksichtigt werden. Dadurch soll Konsistenz in der Modellierung der Wetterabhängigkeit von Last und Erzeugung sichergestellt werden.
- Bei der Durchführung des EVA kann zur Ermittlung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen auf ein Modell zurückgegriffen werden, das die Systemgesamtkosten minimiert. Dabei sind für die Einnahmen von Erzeugungsanlagen nicht nur die Erlöse für Energielieferungen am Strommarkt, sondern auch andere Erlöseströme (Systemdienstleistungen, Kapazitätsmärkte, Wärme etc.) zu berücksichtigen. Außerdem soll die Erlösmodellierung mit der Unsicherheitsmodellierung konsistent sein und die wahrscheinlichkeitsgewichteten Erlöse der verschiedenen Monte-Carlo-Jahre berücksichtigen.

ENTSO-E hat auf dieser Basis Ende 2021 ein erstes ERAA vorgelegt. Darin war (für 2025) erstmals auch eine Betrachtung von Szenarien, auf die das EVA angewendet wurde, enthalten. Auffällig bei den Ergebnissen war die Diskrepanz zwischen den Szenarien mit und ohne EVA mit Blick auf die relevanten Versorgungssicherheitsindikatoren ENS und LOLE. Während in den auf nationalen Datensammlungen beruhenden Szenarien ohne EVA kaum Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen detektiert wurden, wiesen die Szenarien mit EVA in vielen europäischen Ländern vergleichsweise hohe, über typischerweise akzeptierten Niveaus (von z. B. 3-4 Stunden pro Jahr) liegende LOLE-Werte auf. Beispielhaft zeigt Abbildung 7.1.1 einen Vergleich zwischen dem sogenannten National Estimates Szenario (ohne EVA) und dem Central Scenario (mit bestehenden Kapazitätsmechanismen und mit EVA) auf.

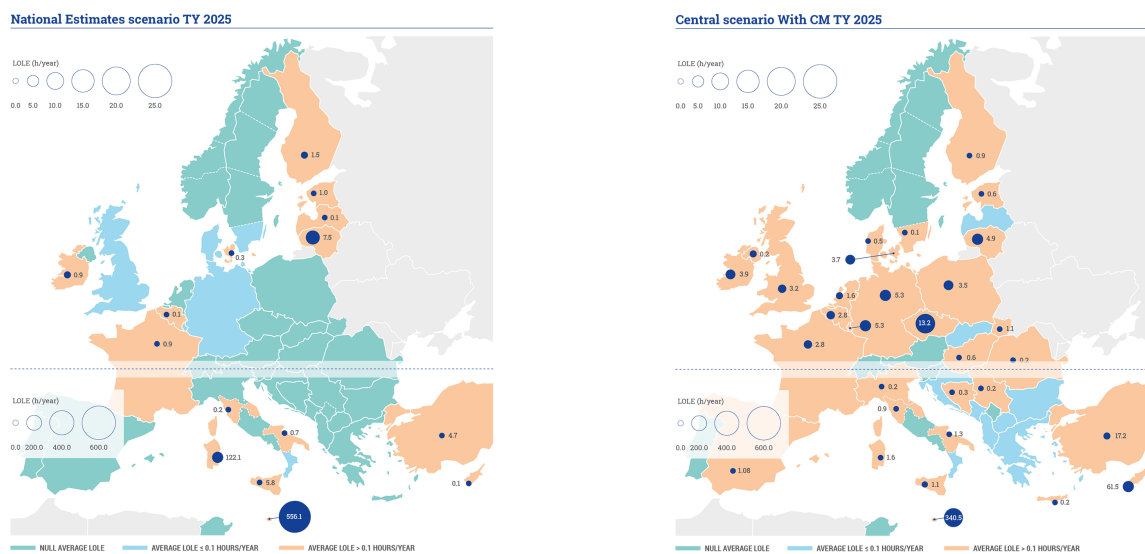


Abbildung 7.1.1: Vergleich von National Estimates (l) und Central Scenario 2025 Quelle: ENTSO-E

Im Februar 2022 hat ACER entschieden, das ERAA in der von ENTSO-E vorgelegten Form endgültig nicht anzunehmen. Diese Ablehnung wurde damit begründet, dass die methodischen Mängel so gravierend sind, dass im zur Verfügung stehenden Zeitrahmen eine Behebung nicht möglich erscheint und eine Konzentration der zur Verfügung stehenden Ressourcen auf das ERAA 2022 geboten ist. Der wesentlichste (wenn auch nicht der einzige) Grund für die Nichtannahme des ERAA war eine festgestellte Inkonsistenz zwischen dem EVA und dem auf Monte-Carlo-Simulationen beruhenden Dispatch-Modell, mit dem die ausgewiesenen Versorgungssicherheitsindikatoren ermittelt wurden. Insbesondere wurden im EVA weniger Wetterjahre betrachtet als im Dispatch-Modell. Außerdem wurden Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen nicht stochastisch simuliert, sondern lediglich über eine deterministische Reduktion der Verfügbarkeit nachgebildet. In der Konsequenz hat die Systemkostenoptimierung des EVA möglicherweise kritische Wetter-Ausfall-Kombinationen nicht betrachtet und damit auch nicht in die Festlegung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen einbezogen. ACER verweist darauf, dass die im Dispatch-Modell ausgewiesenen hohen ENS- und LOLE-Werte vor allem auf diesen Effekt zurückzuführen sind, während innerhalb des EVA-Modells lediglich deutlich niedrigere Werte ausgewiesen wurden [8].

Das ERAA 2022 wird von ENTSO-E im November 2022 vorgelegt werden. Noch ist unklar, wie ENTSO-E mit der Kritik von ACER umgegangen ist und welche methodischen Veränderungen beim ERAA und insbesondere an der EVA-Methodik vorgenommen wurden. Die Entscheidung zum ERAA 2021 lässt aber dennoch erkennen, welche Anforderungen ACER offensichtlich an ein genehmigungsfähiges ERAA stellt. Insbesondere kann aus der Entscheidung die Erwartung abgeleitet werden, dass ein methodisch akzeptables EVA auf einer probabilistischen Gesamtsystemkostenoptimierung mit perfect foresight bzgl. der zu berücksichtigenden Unsicherheiten beruht. In die Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und ENS sollen keine Ereignisse eingehen, deren Auftreten einschließlich der Auftrittswahrscheinlichkeit nicht bereits bei der vorangegangenen Bestimmung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen berücksichtigt wurde.

Unabhängig davon, ob diese Anforderung in der Praxis tatsächlich umsetzbar ist, ist damit wahrscheinlich, dass zukünftige ERAA von der Methodik, die im vorliegenden Bericht angewandt wurde, deutlich abweichen. Der vorliegende Bericht basiert ähnlich dem National Estimates Szenario des ERAA 2021 auf einer durch Übertragungsnetzbetreiber dezentral zusammengetragenen Abschätzung zu erwartender Entwicklungen. Er reflektiert somit verteiltes Wissen über die mögliche Systementwicklung, die z. B. auch politische Entwicklungen etc. reflektieren könnte, kann aber nicht sicherstellen, dass das Szenario in sich konsistent ist oder dass eine Refinanzierungsmöglichkeit für die enthaltenen Ressourcen besteht. Umgekehrt werden zukünftige ERAA sich zumindest in den Szenariovarianten mit EVA wohl deutlich stärker in Richtung einer kostenoptimalen Gesamtsystemplanung unter Berücksichtigung von Auswirkungen auf die System Adequacy entwickeln. Dabei ist keiner der beiden Ansätze eindeutig vorzugswürdig, sondern beide haben individuelle Vor- und Nachteile. Bei der Interpretation der Ergebnisse müssen zudem die methodischen Unterschiede berücksichtigt werden.

- Eine Betrachtung mit einem umfassenden probabilistischen EVA ist vor allem dazu geeignet, zu ermitteln, wie ein System aussehen müsste, das vorgegebene Anforderungen an die System Adequacy unter einem ebenfalls vorzugebenden Set an Unsicherheiten kosteneffizient erfüllt. Die Methodik dürfte allerdings typischerweise keine Aussagen über alternative Systemkonfigurationen, die ebenfalls System Adequacy gewährleisten können, und deren Mehrkosten, gegenüber der Optimallösung treffen.
- Wird das EVA exakt so umgesetzt wie von ACER gefordert, erscheint es letztendlich unwahrscheinlich, dass dabei System Adequacy Probleme mit ENS/LOLE-Zahlen oberhalb der anzuwendenden Versorgungssicherheitsstandards ermittelt werden. Denn wenn die Versorgungssicherheitsstandards, wie in einer anderen Entscheidung von ACER festgelegt, auf einem ökonomischen Kosten-Nutzen-Vergleich für den Zubau neuer Kapazitäten abgeleitet werden, wird ein EVA, das die Gesamtkosten minimiert und alle Unsicherheiten in diese Minimierung mit einbezieht, letztendlich modellendogen

die gleiche Kosten-Nutzen-Abwägung treffen und solange Kapazität zubauen, bis eine effizientes Versorgungssicherheitsniveau erreicht ist. Dies gilt zumindest dann, wenn keine groben Marktde-
signfehler (wie z. B. Caps auf Markt-/Ausgleichsenergiepreise unterhalb des VOLL o. ä.) vorliegen.

- Die auf exogen vorgegebenen Szenarien basierende Analyse wie in der vorliegenden Studie eignet sich insbesondere, um die Auswirkung bestimmter Entwicklungen, z. B. politischer Rahmenbedingungen oder von Extremsituationen, auf die System Adequacy zu untersuchen. Gerade die Tatsache, dass unsichere Entwicklungen von außen aufgeprägt werden können und nicht endogen eine Reaktion (z. B. im Sinne veränderter Investitionsentscheidungen erfolgt), kann genutzt werden, um die Robustheit von Aussagen zur System Adequacy bei unvorhergesehenen Entwicklungen zu prüfen. Eine solche szenarienbasierte Betrachtung ohne endogene Antwort des Systems hat deshalb jedenfalls ihre Berechtigung auch neben Ansätzen mit endogener Optimierung. Insbesondere für die lange Frist, bei der erhebliche Unsicherheiten über die tatsächliche Entwicklung bestehen, ist die Aussagekraft der Analyse aber letztendlich stark von der Güte der betrachteten Szenarien abhängig.
- Letztendlich erlaubt keiner der beiden Ansätze eine definitive und voraussetzungsfree Aussage darüber, ob in der mittel- bis längerfristigen Zukunft, also in einem Zeithorizont, für den Investitions- und Stilllegungsentscheidungen noch nicht endgültig feststehen, System Adequacy Probleme auftauchen könnten. Vielmehr benötigen beide Methoden eine sorgfältige Interpretation der Ergebnisse und einen Abgleich der modellierten Szenarien mit der tatsächlichen Entwicklung.

7.2 Abgleich der TYNDP-2020-Szenarien mit jüngeren Entwicklungen

Die Modellierung des europäischen Stromsystems außerhalb der Schweiz in der SA22 basiert auf den Szenarien des TYNDP 2020. Die TYNDP-Szenarien, die als Grundlage für die Entwicklung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans genutzt werden, beschreiben für ganz Europa die langfristige Entwicklung des europäischen Energieversorgungssystems und leuchten dabei in ihren verschiedenen Ausprägungen (National Estimates, Global Ambition, Distributed Energy) die Unsicherheiten in der Entwicklung politischer und ökonomischer Rahmenbedingungen aus. Gleichzeitig wird bei der Szenarioentwicklung darauf geachtet, weitestmöglich auf offizielle Daten und Statistiken zurückzugreifen. Auch wenn die Autoren des TYNDP betonen, dass der primäre Zweck der Szenarien die Analyse notwendiger Infrastrukturentwicklungen sei, so scheinen die Szenarien wegen ihrer detaillierten Ausarbeitung, Vollständigkeit und Kohärenz als Grundlage für eine System Adequacy Bewertung gut geeignet [9, Abschnitt 2].

Der TYNDP 2020 stellte dabei die zum Start der SA22 aktuellste verfügbare Datengrundlage dar. Allerdings hat sich seit der Veröffentlichung des Szenario Reports im Juni 2020 das energiewirtschaftliche Umfeld in Europa deutlich verändert. Neben der veränderten geopolitischen Lage, deren Konsequenzen bisher kaum überschaubar sind, ist dabei insbesondere das gesteigerte Ambitionsniveau beim Klimaschutz in der EU und auf Ebene der EU-Mitgliedsstaaten relevant. Auf EU-Ebene fallen in die Phase seit der Veröffentlichung des TYNDP 2020 insbesondere das Europäische Klimagesetz, das das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 fest schreibt, die Umsetzung des Fit for 55 Pakets der Europäischen Kommission zur Erreichung der Klimaziele für 2030 und die Verabschiedung der Taxonomie, die fest schreibt, dass Investitionen in Gaskraftwerke nur dann als nachhaltig einzustufen sind, wenn bis 2035 eine vollständige Umstellung auf CO₂-arme Brennstoffe erfolgt. Auf Nationalstaatsebene hat speziell Deutschland als ein für die System Adequacy in der Schweiz besonders wichtiger Nachbarstaat das Ziel der Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 festgeschrieben und die Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2030 auf 80 % des Bruttostromverbrauchs angehoben. Auch wenn das Ziel eines klimaneutralen Stromsystems 2035 letztendlich nicht gesetzlich festgeschrieben wurde, ist dennoch damit zu rechnen, dass die Dekarbonisierung des Stromsystems deutlich schneller voranschreiten wird als noch Anfang 2020 erwartet und im TYNDP 2020 reflektiert.

Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend eine Einordnung der TYNDP 2020 Szenarien mit aktua-

lisierten Szenarien vorgenommen. Um einen Vergleich zu vereinfachen, wird dabei weiterhin auf von ENTSO-E im Rahmen der Wahrnehmung ihrer Aufgaben entwickelte Szenarien zurückgegriffen. Das sind insbesondere

- die im ERAA 2021 [10] genutzten National Estimates Szenarien für 2025 und 2030 (die Szenarien nach Anwendung des EVA sind aufgrund der endogenen Optimierungsmethode und der o.g. methodischen Schwächen nicht direkt mit anderen Szenarien vergleichbar) und
- die Szenarien des TYNDP 2022 [11], die im April 2022 veröffentlicht wurden.

Da in den Szenarien mit harter ATC-Struktur die System Adequacy in der Schweiz vor allem durch die netzbedingten Importmöglichkeiten und weniger durch die verfügbare Erzeugungskapazität im europäischen Ausland beeinflusst wird, scheint es für den Szenarienabgleich sinnvoll, auf die Szenarien mit fairer ATC-Struktur zu fokussieren. Hier sind im Basisszenario in der Schweiz keine Lost-Load-Ereignisse zu beobachten gewesen, allerdings sind im umliegenden europäischen Ausland insbesondere in 2035 und 2040 solche Ereignisse vermehrt aufgetreten. Aufgrund der Wechselwirkungen der System Adequacy in der Schweiz mit der Gesamtsituation im europäischen Verbundsystem ist von Interesse, ob sich diese Entwicklung in neueren Szenarien manifestiert. Denn eine weitere Verschlechterung der Situation in den umliegenden Ländern könnte letztendlich auch die Importmöglichkeiten der Schweiz negativ beeinflussen. Umgekehrt würde eine Verbesserung die Robustheit der Versorgungssicherheit in der Schweiz tendenziell erhöhen.

Zur Beurteilung des eher kurzfristigen Betrachtungshorizonts werden zunächst europaweit¹¹ (Abbildung 7.2.1) und für Deutschland (Abbildung 7.2.1) die installierten Erzeugungskapazitäten im jeweiligen National Estimates Szenario für 2030 miteinander verglichen. Der Vergleich zeigt zunächst eine hohe Ähnlichkeit der Szenarien. Allerdings ist festzustellen, dass die aktuelleren Szenarien des ERAA 2021 und des TYNDP 2022 tendenziell etwas (europaweit max. 15 GW) geringere installierte Erzeugungskapazitäten an steuerbarer Nicht-EE-Erzeugungsleistung enthalten, gleichzeitig aber ca. 70 GW mehr Erzeugungsleistung der relevantesten EE-Technologien Wind- und Solarenergie enthalten. Beide Änderungen dürften in der tendenz gegenläufige Wirkungen auf die System Adequacy haben, ohne eine genaue Berechnung ist aber eine Aussage zur Nettowirkung nicht möglich. Da die Änderungen im Vergleich zur Systemgröße allerdings eher gering sind, dürfte auch die Wirkung beschränkt bleiben.

Für Deutschland unterscheiden sich die drei Szenarien kaum. Der Vergleich mit den im Sommer 2022 deutlich nach oben revidierten Ausbauzielen des aktualisierten EEGs (EEG 2023) zeigt aber auch, dass alle aktuell vorliegenden Szenarien den derzeitigen Planungsstand zum Ausbau der erneuerbaren Energien (und damit auch die damit notwendige Reaktion des Restsystems) noch nicht berücksichtigen. Gegenüber den vorliegenden Szenarien ist ungefähr eine Verdopplung der Leistung volatiler erneuerbarer Energien geplant. Auch hier sind die Wirkungen auf die System Adequacy aber nicht eindeutig abschätzbar. Von der höheren installierten Leistung erneuerbarer Energien dürfte c. p. ein zumindest leicht positiver Aspekt auf die Versorgungssicherheit zu erwarten sein. Allerdings wird der Ausbau, wenn er in dieser Form umgesetzt wird, möglicherweise zu deutlichen Anpassungsreaktionen auf Seiten der konventionellen Erzeugungsanlagen führen, deren Effekt auf die System Adequacy möglicherweise negativ sein kann. Speziell der politisch geplante vorzeitige Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland bis 2030 ist in den Szenarien nicht abgebildet. Auch hier ist allerdings nicht davon auszugehen, dass die Stilllegung der Kohlekraftwerke ersatzlos vorgenommen wird. U. a. sieht Deutschland im EEG 2023 die Ausschreibung und Förderung von Konzepten für die Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff aus Grünstrom und zur Stromgewinnung aus grünem Wasserstoff vor. Eine umfassende Bewertung der Auswirkungen der Revision der energiepolitischen Ziele in Deutschland auf die System Adequacy wird vermutlich erst nach Vorlage konsistenter, diese Entwicklung berücksichtigender Szenarien möglich sein.

¹¹Der TYNDP 2022 enthält Daten für in den anderen Studien nicht enthaltene Länder, insbesondere in Nordafrika. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden diese bei der Darstellung nicht berücksichtigt

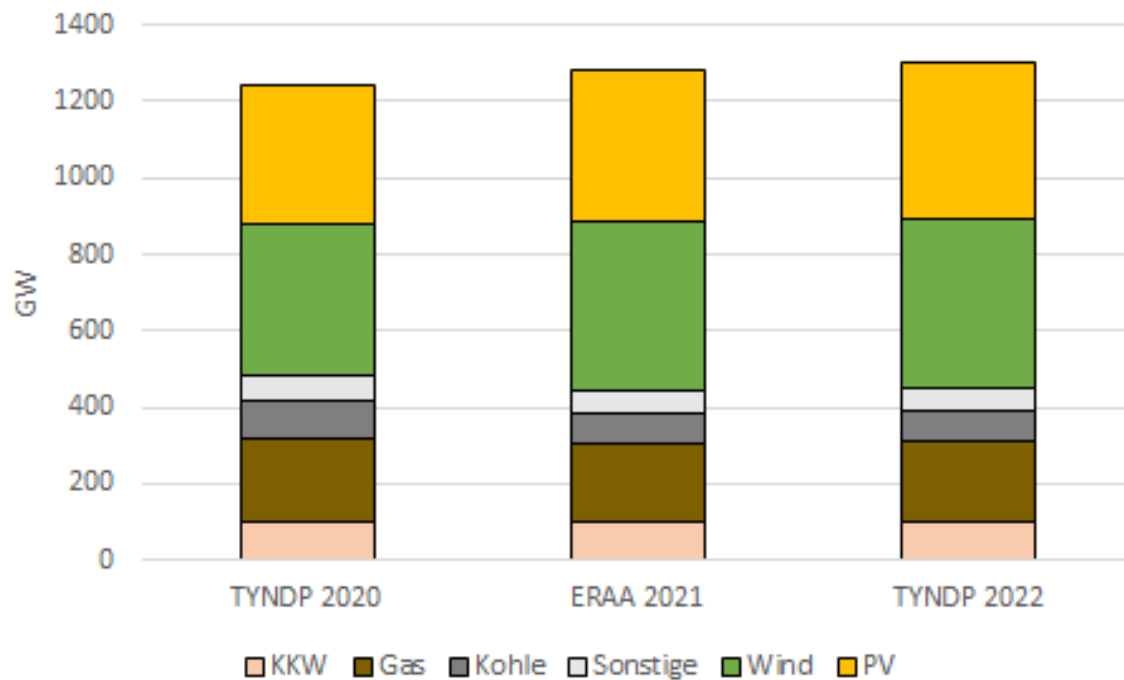


Abbildung 7.2.1: Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Europa im National Estimates Szenario in TYNDP 2020, ERAA 2021 und TYNDP 2022 für das Jahr 2030 (Quelle: ENTSO-E)

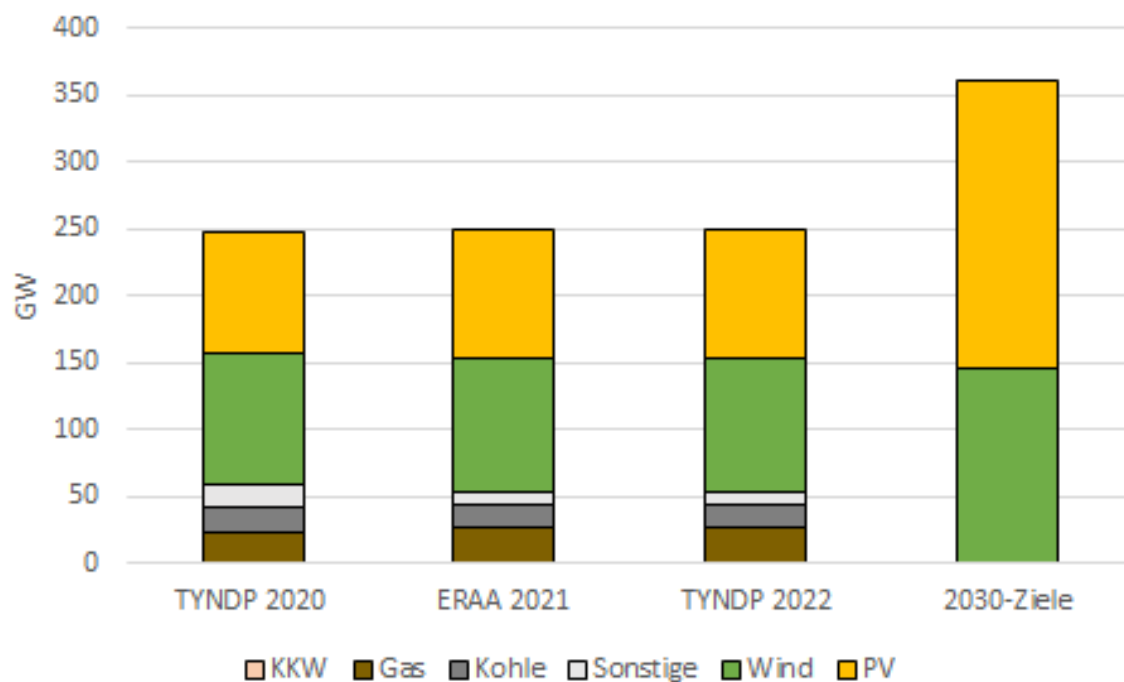


Abbildung 7.2.2: Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Deutschland im National Estimates Szenario in TYNDP 2020, ERAA 2021 und TYNDP 2022 für das Jahr 2030 (Quelle: ENTSO-E) sowie Abgleich mit EE-Ausbauzielen des EEG 2023 bzw. des WindSeeG

Auch für die längere Frist wurde in den Abbildungen 7.2.3 und 7.2.4 für die Szenarien Distributed Energy und Global Ambition und das Zieljahr 2040 ein entsprechender Vergleich vorgenommen. Dabei ist insbesondere die Betrachtung der Entwicklungen im Szenario Distributed Energy aufschlussreich.

Dabei sind anders als bei den National Estimates Szenarien für das Jahr 2030 deutliche Veränderun-

gen zu erkennen. In beiden Szenarien wächst die Kapazität volatiler erneuerbarer Energien in Europa stark an, während die Kohleerzeugung aus dem System verdrängt wird. Gleichzeitig verstärken sich die Unterschiede zwischen beiden Szenarien im TYNDP 2022 deutlich. Im Distributed Energy Szenario weist der TYNDP 2022 z. B. im Vergleich zum Vorgängerbericht ein deutlich niedrigeres Niveau an installierter Leistung aus Kernenergie bei gleichzeitig deutlich höherer installierter PV-Leistung auf. Mit Blick auf die System Adequacy ist besonders relevant, dass das Niveau installierter steuerbarer Nicht-EE-Erzeugungsleistung im Szenario Distributed Energy im TYNDP 2022 deutlich ansteigt. Der detaillierte Blick auf die Zahlen für Deutschland legt offen, dass ein wesentlicher Teil dieses Anstiegs in Deutschland erwartet wird. Dort steigt die für 2040 angesetzte Erzeugungsleistung aus gasbasierten und anderen Nicht-EE-Erzeugungsanlagen um ca. 80 % (während sie im Global Ambition Szenario sogar leicht sinkt). Auch wenn dies letztendlich nur durch eine detaillierte Systembetrachtung bestätigt werden kann, ist davon auszugehen, dass die Situation bzgl. der System Adequacy in Deutschland und Europa mit diesen Szenarioannahmen entspannter wäre als im Modell der SA22. Dies würde sich auch auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz tendenziell positiv auswirken.

Auch in Abbildung 7.2.4 wurden die Szenarioannahmen des TYNDP für Deutschland mit den im Sommer 2022 nach oben revidierten Ausbauzielen für die Stromerzeugungskapazitäten aus Wind- und Solarenergie abgeglichen. Dabei bestätigt sich der Befund für 2030. Die Umsetzung der Ausbauziele würde zu einem Mehrfachen an verfügbarer EE-Stromerzeugung führen und hätte damit vermutlich signifikante Auswirkungen auf die Gesamtkonfiguration des Erzeugungssystems wie auch auf die Nachfragestruktur. Denn die bei diesem Ausbau zu erwartenden Strommengen werden nur durch einen erheblichen Anstieg der Nachfrageflexibilität insbesondere von Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseuren, BEV und Wärmepumpen in das System integriert werden können. Die Durchdringung des Stromversorgungssystems mit einem hohen Anteil an flexiblen Verbrauchern dürfte aber wiederum Rückwirkungen auf die System Adequacy haben.

Bisher liegen noch keine öffentlich verfügbaren Systemanalysen vor, die eine detaillierte Betrachtung der System Adequacy unter Berücksichtigung der deutlich erhöhten Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland beinhalten. Studien wie [6] oder [5], die auf eine Systemkostenoptimierung ohne die für Adequacy-Berechnungen notwendige detaillierte Modellierung von Unsicherheiten z. B. von Erzeugungsverfügbarkeiten und meteorologischen Bedingungen beruhen, weisen jedoch für ein weitgehend dekarbonisiertes Stromsystem bereits notwendige gasbasierte Erzeugungskapazitäten von ca. 60 GW aus. Diese Werte liegen in der Größenordnung der Angaben des Szenarios Distributed Energy aus dem TYNDP 2022, aber oberhalb der niedrigeren Werte des Global Ambition Szenarios bzw. der Szenarien des TYNDP 2020.

Die deutsche Bundesregierung hat für das Jahr 2023 die Einsetzung einer Plattform Klimaneutrales Stromsystem angekündigt, die u. a. die Frage der Refinanzierung ausreichender Kapazitäten zur Residuallastdeckung diskutieren soll. Es ist davon auszugehen, dass in diesem Zusammenhang auch detailliertere Quantifizierungen des Kapazitätsbedarfs vorgelegt und ggf. Instrumente zur Sicherstellung der Verfügbarkeit ausreichender Kapazitäten diskutiert werden.

In der Gesamtschau sollten die in der SA22 identifizierten Befunde und Versorgungssicherheitsrisiken für längerfristige Zeithorizonte deshalb nicht überbewertet werden. Bis 2035/2040 sind in Europa erhebliche Veränderungen des Energiesystems zu erwarten, die in vorliegenden Szenarien bisher noch nicht umfassend nachgebildet sind. Sowohl die Diskussion über zukünftige Kapazitätsbedarfe als auch über die Methoden zu deren Deckung für diesen Zeithorizont dauern noch an.

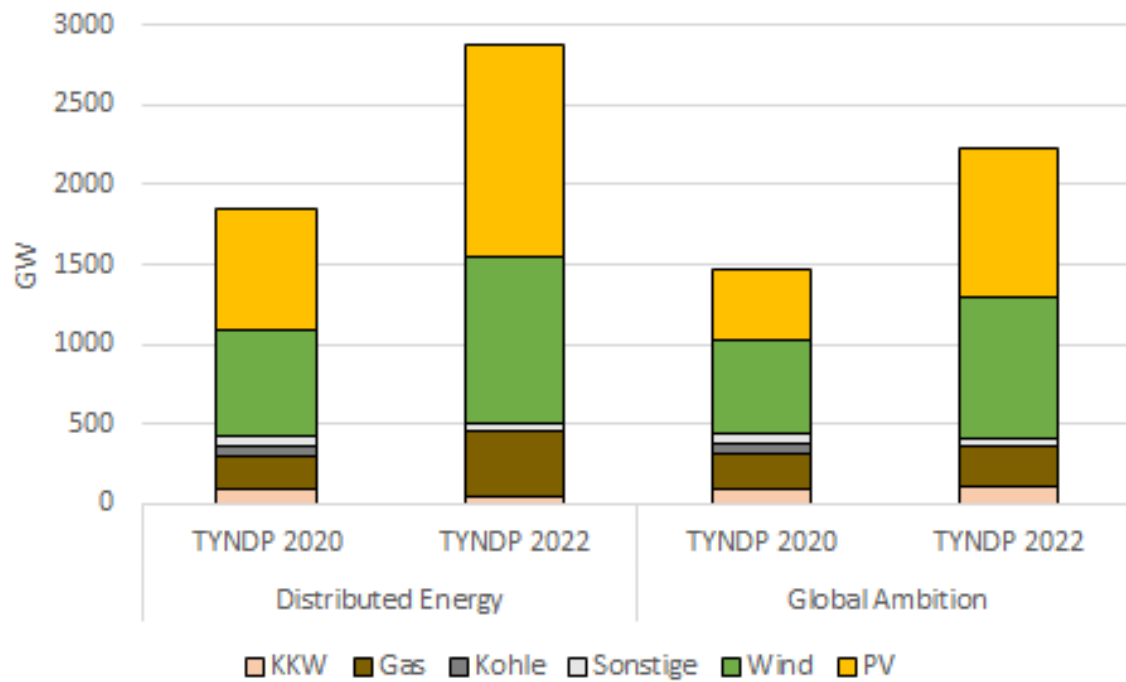


Abbildung 7.2.3: Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Europa in den Szenarien Distributed Energy und Global Ambition in TYNDP 2020 und TYNDP 2022 für das Jahr 2040 (Quelle: ENTSO-E)

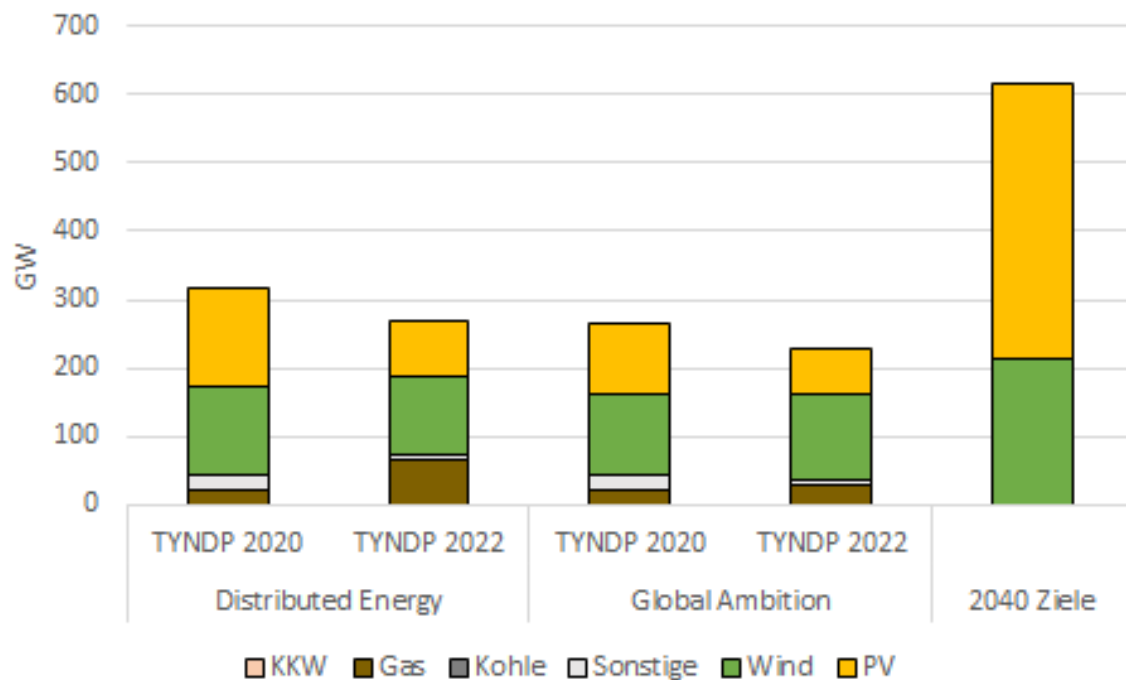


Abbildung 7.2.4: Vergleich installierter Erzeugungsleistungen in Deutschland in den Szenarien Distributed Energy und Global Ambition in TYNDP 2020 und TYNDP 2022 für das Jahr 2040 (Quelle: ENTSO-E) sowie Abgleich mit EE-Ausbauzielen des EEG 2023 bzw. des WindSeeG

7.3 Verfügbarkeit von Importkapazitäten

In Abschnitt 6.2 wurde bereits die Bedeutung der Integration der Schweiz in das europäische Stromsystem für die Gewährleistung von System Adequacy dargestellt. Dabei wurde herausgearbeitet, dass der Zugang zu Importkapazität für die System Adequacy in der Schweiz kritisch ist, weil ansonsten im Winter in Abhängigkeit von Szenario und Wetterausprägung das Auftreten von Energiemangellagen drohen kann. In diesem Abschnitt soll deshalb die Diskussion über die Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten an den schweizerischen Grenzen aus einer europäischen Perspektive dargestellt werden. Grundsätzlich wäre aus einer systemtechnischen Perspektive für die Schweiz wie für die EU eine Einbindung der Schweiz in das Flow-Based Market Coupling vorzugswürdig. Aufgrund ihrer zentralen Lage und der hohen physikalischen Kapazität der vorhandenen Kuppelleitungen zum EU-Ausland hat das Geschehen im Stromversorgungssystem der Schweiz und der Stromaustausch mit der Schweiz erhebliche Rückwirkungen auf die Systeme im EU-Ausland und umgekehrt. Gleichzeitig ist die schweizerische Wasserkraft als Flexibilitätslieferant gerade bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien in den europäischen Stromsystemen eine wertvolle Ressource, die durch eine Einbindung der Schweiz ins Flow-Based Market Coupling volkswirtschaftlich optimal genutzt werden könnte. Allerdings ist politisch eine vollständige Integration der Schweiz in die europäischen Kapazitätsberechnungs- und Stromhandelsprozesse absehbar nicht realistisch.

Konkret betrifft die Frage der Wechselwirkungen drei wesentliche Themenfelder, nämlich

- die Berücksichtigung der Flusswirkungen der Austausche mit der Schweiz in der Kapazitätsberechnung innerhalb der EU und speziell im Flow-Based Market Coupling in der Core Region (Nordgrenze), die langfristig mit der Region Italy North (Südgrenze) zusammengeführt werden soll
- die Berücksichtigung von Flusswirkungen der Austausche innerhalb der EU, speziell der Core Region, auf das schweizerische Übertragungsnetz und,
- unmittelbar mit dem ersten Punkt zusammenhängend, die Festlegung der Höhe der ATC an den Außengrenzen der Schweiz.

Während die erste Version der Flow-Based Kapazitätsberechnungsmethode für die Core-Region diese Wechselwirkungen noch weitgehend ignoriert bzw. zumindest nicht zielgerichtet betrachtet hat, wurde diese Methode mittlerweile durch eine Entscheidung der Core-Regulierungsbehörden aktualisiert [1]. Mit der Aktualisierung wurde der Status einer "technical counterparty" für die Übertragungsnetzbetreiber aus Drittstaaten geschaffen, der insbesondere die Situation an den schweizerischen Grenzen reflektiert und auch auf Swissgrid anwendbar ist. Sofern zwischen diesen technical counterparties und den Übertragungsnetzbetreibern der Core-Region eine von den Regulierungsbehörden der Core-Region zu genehmigende Vereinbarung getroffen wurde, adressiert die Kapazitätsberechnungsmethode zumindest die oberen beiden Punkte der obigen Auflistung vollständig, indem sie vorgibt, dass sowohl die Wirkung der (prognostizierten) Austausche auf das Netz in der Core-Region zu berücksichtigen ist (Static Hybrid Coupling) als auch den technical counterparties das Recht einräumt, kritische Zweig-Ausfall-Kombinationen (CNEC) aus dem eigenen Netz zu benennen, die im Flow-Based Market Coupling berücksichtigt werden.

Von der Kapazitätsberechnungsmethode nicht direkt adressiert wird die Festlegung der Höhe der ATC. Diese dürfte allerdings maßgeblich bestimmen, ob das Vorgehen als fair und ausgewogen wahrgenommen wird und ggf. Gegenstand der o. g. Vereinbarung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in EU und Drittstaat sein, die zudem regelmäßig geprüft und bestätigt werden muss. Mit der Kapazitätsberechnungsregion Italy North an der Südgrenze der Schweiz konnte eine entsprechende Vereinbarung bereits abgeschlossen werden, die Verhandlungen mit der Core-Region bzgl. der Nordgrenze laufen noch.

Auch wenn somit eine finale Regelung zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen noch aussteht und aufgrund der periodischen Überprüfung keine dauerhafte Sicherheit bzgl. der Verfügbarkeit von Importkapazitäten garantieren kann, so deuten die Entwicklungen der letzten Jahre dennoch darauf hin, dass

ein wechselseitiges Kooperationsinteresse besteht. Das dürfte das Risiko sowohl eines Szenarios mit versorgungssicherheitskritischen Importbeschränkungen aufgrund harter ATCs als auch der Notwendigkeit von Lastabwürfen aufgrund von Netzüberlastungen und fehlendem Redispatchpotenzial perspektivisch absenken.

Eine weitergehende Integration mit Integration der Schweiz in Market Coupling und Flow-Based Kapazitätsberechnung wäre dennoch vorzugswürdig. In ihrem Vorschlag zur Anpassung der Guidelines für Kapazitätsberechnung und Engpassmanagement, den ACER Ende 2021 der EU-Kommission vorgelegt hat, wird die Kommission gebeten, die rechtlichen Voraussetzungen, unter denen eine Einbeziehung von Drittstaaten in die Marktkopplungs- und Kapazitätsberechnungsprozesse denkbar wäre, zu klären. Diese Klärung steht allerdings noch aus.

8 Ergebniszusammenfassung

Die vorliegende System Adequacy Studie 2022 weist über alle Szenarien, Varianten und Modellketten hinweg einige klare Ergebnisse auf, welche sich mit den vorhergehenden Studien 2017 und 2019 decken:

- Die Grundaussage das eine „**in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe aufweist**“ der SA 17 konnte in der SA 19 bestätigt werden und wird auch in der SA 22 abermals bestätigt. Die Ergebnisse der Basisszenarien für das integrierte europäische Netzmodell und für das Marktmodell mit ‚fairen‘ ATC Kapazitäten zeigen keine Lastunterdeckungen in der Schweiz die auf direkte lokale Versorgungsprobleme zurückzuführen sind.
- Auch zeigen die verschiedenen Sensitivitäten und Varianten mit ausgewählten **schweizer und europäischen Kraftwerkskapazitätsreduktionen** abermals keine deutliche Verschärfung der Versorgungslage in der Schweiz. Solange die Importstruktur gewährleistet ist, kann die Schweizer Wasserkraft, gekoppelt mit lokaler erneuerbaren Erzeugung die Lastdeckung absichern.
- Die Ergebnisse bestätigen damit insgesamt wieder die hohe **Bedeutung von Stromaustausch** für die Schweiz. Auch in den aktualisierten Szenarien der Energieperspektiven 2050+ ist die Schweiz in allen Szenarien zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen, während die Wasserkraft exportorientiert betrieben wird. Knappheiten auf der europäischen Exportseite können auch in den vorliegenden Simulationen durch flexiblen Einsatz der Schweizer Wasserkraft ausgeglichen werden, da die stündliche und tägliche Nachfragedynamik i.d.R. genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz verfügbar hält.
- Schlussendlich zeigen auch die aktuellen Simulationen die wichtige Rolle von **Schweizer Wasserkraft** nicht nur für die Schweiz sondern auch für Europa. Schweizer Wasserkraft wird insbesondere in kritischen Gesamtsystemsituationen eingesetzt, und dient damit v.a. der Reduktion von Lastspitzen im europäischen Ausland. Insgesamt zeigt sich, dass die Schweiz im europäischen Stromsystem eine wichtige Problemlöserin darstellt.

Aufgrund der veränderten Modellstruktur und der aktualisierten Datenbasis ergeben sich im Vergleich zu den vorherergangen Studien auch neue Erkenntnisse:

- Die endogene Berücksichtigung des **Flow-Based Market Coupling** in Europa erlaubt erstmals eine Abschätzung möglicher Importrestriktionen in einem marktäquivalenten Modellsetting. Die Ergebnisse zeigen dabei die hohe Bedeutung der Importkapazitäten für die Schweizer Versorgungslage. Im Falle sehr knapper Importmöglichkeiten kann es daher zu deutlichen Versorgungsengpässen in der Schweiz kommen. Diese treten dabei in den Simulationen über den ganzen Winter verteilt auf. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die gewählten Importkapazitäten eine tendenziell eher unwahrscheinliche Ausprägung der Schweizer-Europäischen Entwicklung darstellen.
- Die verschiedenen Szenarien der **Energieperspektiven 2050+** erlauben auch einen besseren Einblick in die verschiedenen möglichen Systementwicklungen in der Schweiz und ihrer Rückwirkung auf die Versorgungslage. Dabei zeigen insbesondere die Szenarien mit einem langsamen Ausbau erneuerbarer Energien (WWB und ZVA mit Zubau gemäss aktuellen Rahmenbedingungen) bei reduzierten Austauschmöglichkeiten eine deutlich kritischere Versorgungslage. Im Szenario Zero-Basis ergeben sich nur in Abhängigkeit der Wetterlage Probleme, und im Szenario ZVB ergibt sich aufgrund der hohen lokalen Erzeugungskapazität unabhängig von Wetterausprägungen keine Versorgungsprobleme. Diese Ergebnisse streichen nochmals die Bedeutung der Zu- und Ausbaupläne in der Schweiz heraus, welche regelmässig in Relation zu Lastentwicklung überprüft werden sollten.

- Die Modellkette mit einer separaten Re-Dispatchstufe nach dem Marktmodell erlaubt auch erstmals eine direkte Abschätzung der **Rückwirkung von Importen, Exporten und Transitflüssen** auf die Versorgungslage. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass bei sehr hohen Import- aber auch bei hohen Exportmengen das Schweizer Netz an seine Grenzen geraten kann. Auch wenn die Ergebnisse aufgrund der vereinfachten Modellabbildung vorsichtig zu interpretieren sind, zeigen die Simulationen auf, dass ohne eine direkte Integration in den Flow-Based Mechanismus oder zumindest internationale Koordination, eine Anpassung der ATC Kapazitäten unter Berücksichtigung der Import/Exporterfordernisse und der lokalen Netzrestriktionen erforderlich sein könnte.
- Die Analyse der Varianten mit Schweizer **Speicherreserve** zeigen im Rahmen der vorliegenden Szenarienstrukturen keinen direkten Mehrwert der Reserve. Dies liegt daran, dass in den Szenarien und Varianten mit Versorgungsproblemen ein Energiemangel im Winter aufgrund der beschränkten Importe das Grundproblem darstellt. Da die Reserve keine zusätzliche Energie bereitstellen kann, kann sie dieses Problem auch nicht beheben.
- In Bezug auf die Wirkung zusätzlicher **(Winter)Energieerzeugung** konnten die verschiedenen Szenarien aufzeigen, dass sowohl flexible Kapazitäten (wie Wasserkraft) als auch wetterabhängige Erzeugung (wie Wind oder PV Anlagen) die Versorgungslage verbessern. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass die Versorgungsprobleme in den Szenarien aufgrund mangelnder lokaler Energie entstehen, bei denen jedwede Zusatzenergie hilfreich ist. Andererseits ist aber auch die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft entscheidend um zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System zu integrieren.

Ein Punkt, welcher aufgrund der Szenarienstruktur in der vorliegenden Studie nicht abgebildet wurde, ist das Zusammenspiel von **Lastspitzen** in der Schweiz und der verfügbaren Erzeugungskapazität. In allen Szenarien und Wetterausprägungen verfügt die Schweiz über ausreichend Reservekapazität um lokale Lastspitzen decken zu können. Daher ist die ausreichende Verfügbarkeit von Importkapazität über die Zeit, aber nicht die spezifische Verfügbarkeit von europäischen Exporten zu einem bestimmten Zeitpunkt entscheidend. Nichtsdestotrotz gibt auch weiterhin, dass bei einem deutlichen Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot dazu kommen kann, dass die Schweiz in Spitzenlaststunden importabhängig wird, und damit bei Mangellage in Europa Versorgungsprobleme bekommen könnte.

Insgesamt müssen die Ergebnisse der SA 22 auch vor dem Hintergrund des generellen Umbruchs den das europäische Elektrizitätssystem gerade erlebt bewertet werden. Die in den letzten Jahren angestossene Transformation - hin zu einem stärker von erneuerbaren Energien geprägten System - muss durch die Zielstellung von Netto-Null Emission bis 2050 i.d.R. deutlich beschleunigt werden. Mit der Inklusion der neuen ZERO Szenarien der Energieperspektiven 2050+ ist diese generelle Systementwicklung für die Schweiz bereits abgebildet. Da die Studienergebnisse jedoch auf die europäischen Entwicklungsszenarien von 2020 zurückgreifen müssen, decken sie noch nicht vollumfänglich die erheblichen Veränderungen des Europäischen Energiesystems im Zeithorizont 2035/40 ab, welche in Bezug auf den Umbau hin zu einem Netto-Null Ziel in 2050 wahrscheinlich notwendig werden. Diskussion über zukünftige Kapazitätsentwicklungen sind diesbezüglich noch nicht abgeschlossen. Die erzielten Erkenntnisse zur Bedeutung der Schweizer Wasserkraft und Rolle von Importen werden dadurch nicht signifikant beeinflusst. Die Auswirkung von und Rückwirkung der Schweiz auf europäische Entwicklungspfade könnten sich jedoch zukünftig anders entwickeln als in der Studie aufgezeigt.

Letztlich sind auch die aktuellen Entwicklungen aufgrund des Krieges in der Ukraine nicht in der vorliegenden Studie berücksichtigt, weder für die Schweiz noch für Europa. Eine konkrete Abschätzung der potentiellen Rückwirkungen auf die kurzfristige Versorgungssicherheit ist mit dem vorliegenden Szenariensatz nicht möglich. Ebenso sind die mittel- bis langfristige Konsequenzen der aktuellen Energiekrise für die weitere Systementwicklung noch nicht abschätzbar.

9 Schlussfolgerungen und Ausblick

Wie auch in der SA 17 und 19 war es die Zielstellung der vorliegenden Studie die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweizer Stromversorgung unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklungen zu beurteilen. Ein besonderer Fokus wurde dabei auf die Bedeutung der Nicht-Einbindung der Schweiz in den Flow-Based Market Coupling Mechanismus gelegt. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass bei ausreichender Einbindung in das europäische System die Versorgungslage als unkritisch eingestuft werden kann. Bei deutlich limitierten Importkapazitäten kann es allerdings zu lokalen Versorgungsproblemen kommen. Den grössten Einfluss auf die Schweizer Versorgungssituation hat daher die Beziehung zu Europa.

Für die Schweiz sind dabei weiterhin drei Dimensionen von besonderer Bedeutung: die Wasserkraft, die Importkapazität, und die europäische Gesamtentwicklung. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen abermals sehr deutlich, dass bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen auch grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite für die lokale Versorgungslage unkritisch bleiben. Dies liegt an der zugrundeliegenden Systemdynamik, welche es der Schweiz erlaubt in einem Zusammenspiel von Importen (in den entspannten Systemzuständen) und Exporten (in den kritischen Stunden) eine sichere Versorgung zu erhalten und dabei auch die europäische Versorgungslage zu stützen. Um diese, für beide Seiten vorteilhafte Systemfahrweise zu erhalten, ist eine entsprechende Einbettung der Schweiz in den europäischen Strommarkt zielführend.

Die zweite Dimension nimmt daher eine zentrale Stellung in der Versorgungsanalyse der Schweiz ein. Wie die Simulationen aufzeigen, kann eine unzureichende Importstruktur zu lokalen Problemen führen. Ein enges Monitoring der europäischen Entwicklungen und der lokalen Erzeugungs- und Lastbilanz ist daher zwingend notwendig, um rechtzeitig Gegenmassnahmen einleiten zu können. Eine direkte Einbindung der Schweiz in den europäischen Stromhandel ist dabei die direkteste Massnahme um die Versorgungssituation abzusichern. Jedwede weitere Massnahme wird letztlich dazu dienen, eine unzureichende Einbindung zu kompensieren. Sei dies erhöhter Re-Dispatcheinsatz, lokale Reservekapazitäten, oder Förderung von Zubau von spezifischen Kraftwerkskapazitäten (‘Winterstrom’).

Die erste Dimension ist insoweit zentral, da eine auch zukünftig sichere Verfügbarkeit der Schweizer Wasserkraftwerke der Grundpfeiler der Schweizer Versorgungssicherheit darstellt. Auch in den vorliegenden Szenarien wurde nicht davon ausgegangen, dass sich an dieser Struktur etwas signifikant ändert. Dennoch sollte in der Praxis auch diese Dimension im Blick behalten werden, um ggf. gegensteuern zu können, falls es zu deutlichen Verschiebungen in der Schweizer Wasserkraft kommen sollte.

Die dritte Dimension ist letztlich das Faktum, dass das Schweizer Stromsystem zum Grossteil von europäischen Entwicklungen geprägt wird. Die Entwicklungen in den Nachbarländern und ein konstantes Monitoring der möglichen Entwicklungskorridore ist daher für die Schweiz von besonderer Bedeutung.

Literatur

- [1] *First amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region in accordance with Articles 20ff. of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24th July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*
- [2] BUNDESAMT FÜR ENERGIE: Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. 2017. – Forschungsbericht
- [3] BUNDESAMT FÜR ENERGIE: Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019. 2019. – Forschungsbericht
- [4] FRONTIER ECONOMICS: Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU. 2021. – Forschungsbericht
- [5] FRAUNHOFER ISI, CONSENTEC, IFEU: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Version: 2021. <https://www.langfristszenarien.de/>. 2021. – Forschungsbericht
- [6] AGORA ENERGIEWENDE, PROGNOSE, CONSENTEC: Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Version: 2022. <https://www.agora-energiawende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>. 2022. – Forschungsbericht
- [7] ABRELL, Jan ; ESER, Patrick ; GARRISON, Jared B. ; SAVELSBERG, Jonas ; WEIGT, Hannes: Integrating economic and engineering models for future electricity market evaluation: A Swiss case study. In: *Energy Strategy Reviews* 25 (2019), 86 - 106. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2019.04.003>. – DOI 10.1016/j.esr.2019.04.003. – ISSN 2211-467X
- [8] ACER: *Decision No 02/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 22 February 2022 on the European Resource Adequacy Assessment for 2021*. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2022%20on%20ERAA%202021_0.pdf
- [9] ENTSO-E: *TYNDP 2020 - Scenario Report*. <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>. Version: 2020
- [10] ENTSO-E: *European Resource Adequacy Assessment – 2021 Edition*. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021.html>. Version: 2021
- [11] ENTSO-E: *TYNDP 2022 - Scenario Report*. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>. Version: 2022
- [12] SCHLECHT, Ingmar ; WEIGT, Hannes: *Swissmod - A Model of the Swiss Electricity Market*. apr 2014. – WWZ Discussion Paper

10 Annex: Flow-Based Berechnung

Der Überblick der Modellschritte zur Bestimmung der FBMC und ATC-Bedingungen ist in Abbildung 2.3.1 gegeben. Methodisch werden zunächst die reinen Flow-based Bedingungen bestimmt, unter der Annahme, dass alle Länder, auch die Schweiz am FBMC teilnehmen. Anschliessend werden für die einzelnen ATC-gekoppelten Zonen die ATC-Grenzen für verschiedene Kooperations szenarien hergeleitet, insbesondere zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn.

Die Herleitung der Flow-based und ATC-Berechnung erfolgt mit Variablen, die zeitlich variieren. Der Zeit-Index variiert dabei über alle Stunden eines Referenzjahres (1 bis 8760). Viele Grössen ändern sich stündlich (Leistungen, RAM-Werte) oder monatlich (Kraftwerksverfügbarkeiten, GSK, zonale PTDF). Für die Lesbarkeit wird auf die Angabe des Zeit-Index verzichtet.

10.1 Herleitung der Flow-based Bedingungen

10.1.1 Nodales PTDF-Modell

Der Ausgangspunkt der Flow-based Modellierung ist durch das lineare DC-Lastflussmodell gegeben. Dieses Modell ermöglicht für eine gegebene Verteilung der Netto-Einspeisung an jedem Knoten, alle unbekannt Variablen des Netzes zu berechnen, insbesondere auch die Belastung der einzelnen Leitungen. Für Details zur DC-Lastflussmodellierung wird auf die Literatur verwiesen. Wichtig ist jedoch, dass durch die Linearität eine explizite Lösung durch Ermittlung der sogenannten PTDF-Matrix möglich ist:

$$\mathbf{f} = \mathbf{M}_n \mathbf{p}_n \quad . \quad (4)$$

Hier beschreibt der Vektor \mathbf{f} die Wirkleistung über jede der n_l Leitungen, der Vektor \mathbf{p}_n die Netto-Einspeisung an jedem der n_n Knoten, und die $n_l \times n_n$ Matrix \mathbf{M}_n die nodale PTDF-Matrix. Die Netto-Einspeisung setzt sich aus Erzeugung (positiv gezählt) und Lasten (negativ gezählt) zusammen,

$$\mathbf{p}_n = \mathbf{p}_{\text{gen},n} - \mathbf{p}_{\text{load},n} \quad . \quad (5)$$

Jedes Element der nodalen PTDF-Matrix gibt an, wie stark sich die Einspeisung am entsprechenden Knoten auf die Belastung der entsprechenden Leitung auswirkt. Durch Gleichung (Gleichung 40) kann die Leitungsbelastung für einen Netznutzungsfall durch eine reine Matrix-Multiplikation ermittelt werden, ohne dass eine Optimierung oder numerische Lösung durchgeführt werden muss. Da jede Leitung eine maximale Belastung hat, die im Vektor \mathbf{f}_{max} abgebildet ist, gilt ausserdem

$$-\mathbf{f}_{\text{max}} \leq \mathbf{f} \leq \mathbf{f}_{\text{max}} \quad . \quad (6)$$

10.1.2 GSK und zonales PTDF-Modell

Zur Durchführung der Flow-based Modellierung wird zunächst das Netz mit n_n Knoten in n_z Zonen eingeteilt. Die Zonen umfassen alle aktuellen Europäischen Marktzone die auch in den TYNDP-Daten verwendet werden:

'AL00', 'AT00', 'BA00', 'BE00', 'BG00', 'CH00', 'CY00', 'CZ00', 'DE00', 'DKE1', 'DKW1', 'EE00', 'ES00', 'FIO0', 'FRO0', 'FR15', 'GRO0', 'GRO3', 'HRO0', 'HU00', 'IE00', 'ITCN', 'ITCS', 'ITN1', 'ITS1', 'ITSA', 'ITSI', 'LTO0', 'LUB1', 'LUF1', 'LUG1', 'LV00', 'ME00', 'MK00', 'MTO0', 'NLO0', 'NOM1', 'NON1', 'NOSO', 'PLO0', 'PT00', 'RO00', 'RS00', 'SE01', 'SE02', 'SE03', 'SE04', 'SIO0', 'SK00', 'TRO0', 'UA01', 'UK00', 'UKNI'

Die zonale Inzidenzmatrix $\mathbf{1}_{nz}$ ist eine $n_z \times n_n$ Matrix und bildet ab, welcher Knoten zu welcher Zone gehört. Die Einträge der Matrix in Zeile i und Spalte j sind 1, wenn der Knoten j zu Zone i gehört, sonst sind die Einträge 0. Mit der zonalen Inzidenzmatrix kann der Vektor der gesamten Netto-Einspeisung in

jeder Zone ermittelt werden,

$$\mathbf{p}_z = \mathbf{1}_{nz} \mathbf{p}_n \quad , \quad (7)$$

wodurch einfach die entsprechenden Netto-Einspeisungen der Knoten jeder Zone aufsummiert werden.

Ausserdem wird für jeden Knoten die verfügbare flexible Einspeisung ermittelt, und in der sogenannten GSK-Matrix angeordnet. Die GSK-Matrix \mathbf{G} ist eine $n_n \times n_z$ Matrix, deren Eintrag in Zeile i und Spalte j die flexible Einspeisung am Knoten i angibt, dividiert durch die gesamte flexible Einspeisung der Zone j , sofern der Knoten i in Zone j liegt. Alle anderen Einträge sind Null. Durch die GSK-Matrix wird ein beliebiger Vektor von zonalen Einspeisungen auf alle Knoten der Zone verteilt. Ausserdem kann mit der GSK-Matrix die zonale PTDF-Matrix definiert werden,

$$\mathbf{M}_z = \mathbf{M}_n \mathbf{G} \quad , \quad (8)$$

eine $n_l \times n_z$ Matrix, durch die gesamten Netto-Einspeisungen jeder Zone auf die Leitungen des Netzes verteilt werden.

Die Berechnung der Flow-based Bedingungen wird für jeden untersuchten Netznutzungsfall vorgenommen. Dazu werden wie für das Europäische Netzmodell beschrieben für jedes Entwicklungs-szenario, jedes Stützjahr und jede Stunde des Stützjahres der optimale DC-Lastfluss des nodalen Netzmodells bestimmt, der auch als Basis-Lastfluss bezeichnet wird. Im folgenden wird der Vektor der Netto-Einspeisungen an jedem Knoten zu einem beliebigen Zeitpunkt des Basis-Lastflusses als \mathbf{p}_n^0 bezeichnet. Aus dem nodalen Basislastfluss wird ausserdem die zonale Netto-Einspeisung des Basislastfluss bestimmt

$$\mathbf{p}_z^0 = \mathbf{1}_{nz} \mathbf{p}_n^0 \quad (9)$$

Es wird gezeigt werden, wie für diesen Zeitpunkt die Flow-based Bedingungen ermittelt werden.

Die Flow-Based Bedingungen begrenzen die im Marktmodell optimierten zonalen Netto-Einspeisungen anhand der Leitungsbelastung im nodalen Netzmodell. Es gibt viele mögliche nodale Netto-Einspeisungen \mathbf{p}_n (und damit Leitungsbelastungen), die in Summe einer gegebenen zonalen Netto-Einspeisungen \mathbf{p}_z entsprechen. Um eine eindeutige Berechnung zu ermöglichen, wird in den ACER-Richtlinien festgelegt, wie die Zuordnung zwischen zonalem und nodalem Modell erfolgt. Die nodalen und zonalen Netto-Einspeisungen werden zunächst als Summe der Netto-Einspeisung aus dem Basislastfluss und einer Abweichung um den Basislastfluss herum ausgedrückt, $\Delta \mathbf{p}_n$ und

$$\mathbf{p}_n = \mathbf{p}_n^0 + \Delta \mathbf{p}_n \quad (10)$$

$$\mathbf{p}_z = \mathbf{p}_z^0 + \Delta \mathbf{p}_z \quad . \quad (11)$$

Die Abweichungen $\Delta \mathbf{p}_n$ und $\Delta \mathbf{p}_z$ werden durch die GSK-Werte gekoppelt,

$$\mathbf{p}_n = \mathbf{p}_n^0 + \Delta \mathbf{p}_n \quad . \quad (12)$$

$$= \mathbf{p}_n^0 + \mathbf{G} \cdot \Delta \mathbf{p}_z \quad . \quad (13)$$

$$= \mathbf{p}_n^0 + \mathbf{G} \cdot (\mathbf{p}_z - \mathbf{p}_z^0) \quad . \quad (14)$$

Damit kann die nodale Leitungsbelastung bestimmt werden

$$\mathbf{f} = \mathbf{M}_n \mathbf{p}_n \quad . \quad (15)$$

$$= \mathbf{M}_n (\mathbf{p}_n^0 + \mathbf{G} \cdot (\mathbf{p}_z - \mathbf{p}_z^0)) \quad (16)$$

$$= \mathbf{M}_n (\mathbf{p}_n^0 - \mathbf{G} \mathbf{p}_z^0) + \mathbf{M}_n \mathbf{G} \mathbf{p}_z \quad (17)$$

$$= \Delta \mathbf{f} + \mathbf{M}_z \mathbf{p}_z \quad (18)$$

und die Flow-based Bedingungen für die zonalen Netto-Einspeisungen ergeben sich zu

$$-\mathbf{f}_{\max} - \Delta \mathbf{f} \leq \mathbf{M}_z \mathbf{p}_z \leq \mathbf{f}_{\max} - \Delta \mathbf{f} \quad . \quad (19)$$

mit der Korrektur der maximalen Leitungsbelastung,

$$\Delta \mathbf{f} = \mathbf{M}_n (\mathbf{p}_n^0 - \mathbf{G} \mathbf{p}_z^0) = \mathbf{M}_n (I - \mathbf{G} \mathbf{1}_{nz}) \mathbf{p}_n^0 \quad . \quad (20)$$

Die unteren und oberen Grenzen der zonalen Netzbedingungen nach Korrektur der Leitungsbelastung werden verbleibende verfügbare Übertragungskapazität („remaining available margin“, RAM) bezeichnet:

$$\mathbf{r}_- = -\mathbf{f}_{\max} - \Delta \mathbf{f} \quad (21)$$

$$\mathbf{r}_+ = \mathbf{f}_{\max} - \Delta \mathbf{f} \quad . \quad (22)$$

Die Gleichungen zeigen, dass die Modellbedingungen von zwei Parametern abhängen. Zum einen bestimmt die Wahl der GSK-Matrix \mathbf{G} die Struktur der zonalen PTDF \mathbf{M}_z . Zum anderen bestimmt die Differenz zwischen den GSK \mathbf{G} und dem Basislastfluss \mathbf{p}_n^0 , wie hoch der Korrekturfaktor der maximalen Leitungsbelastung $\Delta \mathbf{f}$ ist. Der Ausschluss von Windkraft und Photovoltaik von den GSK-Parametern führt dazu, dass die GSK-Verteilung im Modell nicht unbedingt dem Basis-Lastfluss entspricht und es häufig zu grösseren Korrekturfaktoren kommt.

10.1.3 CNEC-Auswahl

(Gleichung 6) stellt die zonalen Netzbedingungen als lineare Ungleichung dar. Jede Zeile entspricht einer Leitung des nodalen Netzmodells. Für das FBMC werden jedoch nur kritische Leitungen verwendet, die sogenannten kritischen Netzelemente (critical network elements, CNE). Gemässe ACER-Richtlinien handelt sich hier um Leitungen, über die bei inter-zonalem Handel zwischen zwei beliebigen Zonen mehr als 5% der ausgetauschten Leistung fließt. Die Indizes der CNE-Leitungen, \mathcal{I}_{CNE} ergeben sich damit im Modell aus den Zeilen der PTDF-Matrix, bei denen die absolute Differenz zweier Einträge über dem Grenzwert liegt:

$$\mathcal{I}_{\text{CNE}} \{i : \exists j, k : |\mathbf{M}_z[i, j] - \mathbf{M}_z[i, k]| \geq 0.05\} \quad (23)$$

Die CNE-Netzbedingungen ergeben sich dann durch Auswahl der entsprechenden Zeilen der zonalen Netzbedingungen.

$$\mathbf{r}_- [\mathcal{I}_{\text{CNE}}] \leq \mathbf{M}_z [\mathcal{I}_{\text{CNE}}, \cdot] \mathbf{p}_z \leq \mathbf{r}_+ [\mathcal{I}_{\text{CNE}}] \quad . \quad (24)$$

Das Ziel der CNE-Auswahl ist es, im Markt nur solche Leitungen zu berücksichtigen, die für den grenzüberschreitenden Austausch beschränkend wirken. Abbildung 10.1.1 zeigt das Ergebnisse einer Detail-Analyse (genannt „exact method“), welche Leitungen beschränkend für eine Beispiel-Lastflusssituation beschränkend wirken. Dabei lassen sich zwei Beobachtungen machen. Zum einen gibt es im Vergleich zur 5%-Grenzwert-Methode („threshold“) deutlich weniger Leitungen, die wirklich beschränkend wirken und damit kritisch sind. Andererseits gibt es einige wenige Leitungen, die beschränkend wirken, obwohl sie nach der Grenzwert-Methode nicht als kritisch eingeschätzt wurden.

Neben der gezeigten Bestimmung der CNE-Leitungen für den Basislastfluss wird der Prozess auch für bestimmte N-1-Ausfallszenarien wiederholt. Dabei wird die Berechnung der PTDF-Matrizen wiederholt und die 5%-Grenzwert-Methode wiederholt angewendet. Die entsprechenden kritischen Leitung während Ausfällen (Critical Network Elements during Contingencies, CNEC) und die zugehörigen Zeilen der N-1-PTDF Matrix werden erfasst und erweitern die zonalen CNE-Netzbedingungen. Die Berechnung erfolgt durch effiziente Wiederverwendung der N-0-PTDF Matrix und wird hier nicht weiter ausgeführt.

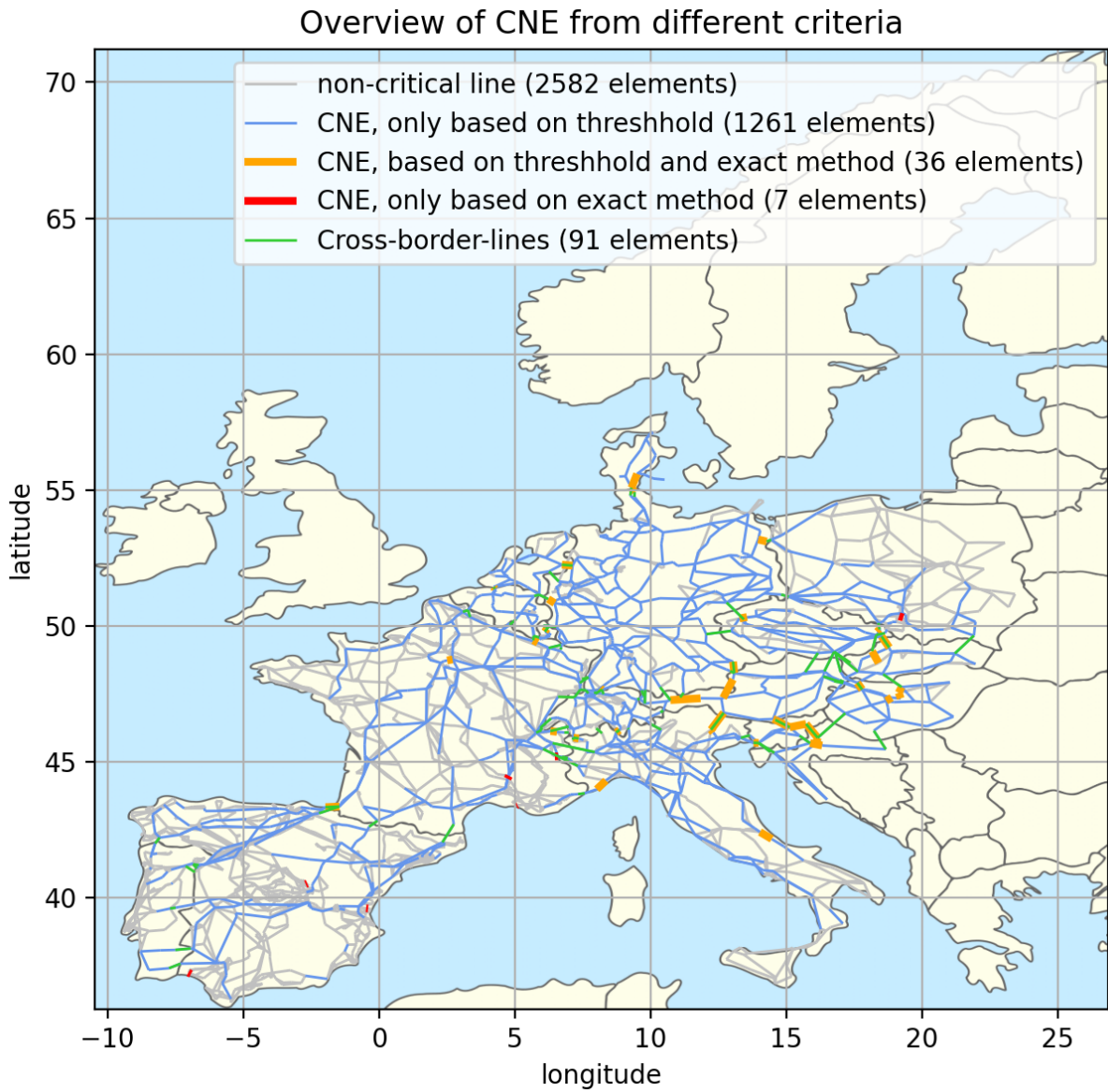


Abbildung 10.1.1: Illustration of the different CNE-selection procedures.

10.1.4 minRAM-Regelung

Zuletzt wird im Modell die minRAM-Regelung umgesetzt. Diese besagt laut ACER-Richtlinien, dass mindestens 70% der Leitungskapazitäten für den Grenzüberschreitenden Austausch zur Verfügung stehen müssen. Das heisst, dass die RAM-Grenzen, sofern sie weniger als 70% der maximalen Leitungskapazität betragen, auf diesen Wert angehoben beziehungsweise abgesenkt werden:

$$\hat{\mathbf{r}}_- = \min(\mathbf{r}_-, -0.7\mathbf{f}_{\max}) \quad (25)$$

$$\hat{\mathbf{r}}_+ = \max(\mathbf{r}_+, 0.7\mathbf{f}_{\max}) \quad (26)$$

Die Anhebung oder Absenkung erfolgt dabei für jedes einzelne Element des RAM-Vektors. Insgesamt ergeben sich damit die minRAM-Korrigierten CNE-Netzgrenzen als

$$\hat{\mathbf{r}}_-[\mathcal{I}_{\text{CNE}}] \leq \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{\text{CNE}}, \cdot] \mathbf{p}_z \leq \hat{\mathbf{r}}_+[\mathcal{I}_{\text{CNE}}] \quad (27)$$

Diese linearen Gleichungen werden für jede Stunde des simulierten Jahres bestimmt und dem Marktmodell zur Verfügung gestellt. Für Zonen, die über das FBMC miteinander gekoppelt sind, stellen die Bedingungen (Gleichung 27) die Netzbedingungen dar. Für Zonen die mit ATC gekoppelt sind werden die ATC-Bedingungen wie im nächsten Abschnitt beschrieben abgeleitet.

Die minRAM-Korrektur führt dazu, dass dem Markt mehr Kapazität zur Verfügung gestellt wird, als aus Netzsicherheits-Sicht möglich ist. Selbst wenn die anderen Unsicherheiten Abweichungen nicht vorhanden wären (Unterschied zwischen Basisfall, GSK-Annahme und tatsächlichem Marktergebnis, CNEC-Auswahl) kann der Markt so zu Ergebnissen führen, die Netzverletzungen beinhalten.

10.2 ATC-Berechnung

Der ATC-Handel findet zwischen zwei benachbarten Ländern statt. Anstelle einer detaillierten Netzabbildung wie beim FBMC wird hier jedoch die verfügbare Übertragungskapazität (available transfer capacity, ATC) zwischen den Nachbarn begrenzt. Das Netz muss dabei sicher sein für jedes Handlungsergebnis innerhalb dieser Grenzen.

Die Herleitung der ATC erfolgt für den Handel der Schweiz mit ihren vier Nachbarn:

- 'CH00' - 'FR00'
- 'CH00' - 'DE00'
- 'CH00' - 'AT00'
- 'CH00' - 'ITN1'

Alle anderen Zonen des Modells sind als Teil des FBMC modelliert. Dies entspricht einer Zusammenlegung der Kapazitätsberechnungsregionen (Capacity Calculation Regions, CCR) „CORE“, „Italy North“. Nicht-synchrone Gebiete (UK, Norwegen, Schweden, Teile von Dänemark) werden über die Leistungen der entsprechenden HGÜ-Verbindungen gekoppelt. In der Realität sind Länder, die weiter entfernt von der Schweiz sind, nicht Teil der Flow-Based-Berechnung, sondern wie die Schweiz über ATC gekoppelt. Für das Ergebnis der Adequacy-Betrachtung der Schweiz entstehen dadurch jedoch keine signifikanten Unterschiede.

10.2.1 ATC-Berechnung aus dem Netzmodell

Ausgangspunkt, um die Auswirkungen des ATC-Handels auf das Netz abzuschätzen, bilden die zonalen Netzbedingungen (Gleichung 27).

Die Abschätzung erfolgt einzeln für jedes der n_{ATC} benachbarten ATC-Paare. Die CNE-Leitungen, die für den jeweiligen ATC i ($i = 1, 2, \dots, n_{\text{ATC}}$) relevant sind, werden mit $\mathcal{I}_{\text{ATC},i}$ indiziert. Für die

Berechnung der Schweizer ATC werden im Index $\mathcal{I}_{\text{ATC},i}$ nur Leitungen des jeweiligen Nachbarlandes ('FR00', 'DE00', 'AT00', 'ITN1') als potentiell limitierend berücksichtigt. Leitungen mit möglichen Engpässen innerhalb der Schweiz werden nicht für die ATC-Berechnung berücksichtigt, sind aber Teil des Redispatch-Modells.

Für die benachbarten Zonen des ATC-Handels wird ein ATC-PTDF-Vektor $\mathbf{m}_{\text{ATC},i}$ bestimmt, der sich als Differenz von Spalten der zonalen PTDF ergibt. Jede Spalte der zonalen PTDF entspricht der Netto-Einspeisung einer Zone. Wenn der Handel durch ATC i von Zone z_1 nach Zone z_2 erfolgt, berechnet sich der entsprechende ATC-PTDF-Vektor zu

$$\mathbf{m}_{\text{ATC},i} = \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}, z_2] - \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}, z_1] \quad (28)$$

Zur Abschätzung der Auswirkungen des ATC-Handels wird (Gleichung 27) umgeschrieben zu

$$\hat{\mathbf{r}}_-[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}] \leq \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}, \cdot] \mathbf{p}_{z,\text{FB}} + \mathbf{m}_{\text{ATC},i} p_{\text{ATC},i} \leq \hat{\mathbf{r}}_+[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}] \quad (29)$$

Der Vektor der zonalen Netto-Einspeisung \mathbf{p}_z wurde aufgetrennt in eine Komponente $\mathbf{p}_{z,\text{FB}}$ mit allen Zonen die Flow-based gekoppelt sind und eine Komponente $p_{\text{ATC},i}$ für den untersuchten ATC-Handel i . Führt eine Zone sowohl Flow-based Handel als auch ATC-Handel durch, ergibt sich die totale Netto-Einspeisung der Zone aus der Summe (oder Differenz, je nach Definition der ATC-Richtung) des Elements von $\mathbf{p}_{z,\text{FB}}$ und $p_{\text{ATC},i}$.

Ziel der ATC-Abschätzung ist es, eine realistische Begrenzung für den ATC-Handel zu bestimmen. Im Gegensatz zum Flow-based Handel kann der ATC-Handel nur durch einfache untere und obere Grenzwerte beschränkt werden, die gültig sind, egal wie Lastverteilung im Netz ist:

$$p_{-, \text{ATC}, i} \leq p_{\text{ATC}, i} \leq p_{+, \text{ATC}, i} \quad (30)$$

Um die Grenzen $p_{-, \text{ATC}, i}$ und $p_{+, \text{ATC}, i}$ zu bestimmen, wird durch umstellen von (Gleichung 31) der Einfluss des ATC-Handels auf die oberen und unteren RAM-Grenzen bestimmt.

$$\hat{\mathbf{r}}_-[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}] - \mathbf{m}_{\text{ATC},i} p_{\text{ATC},i} \leq \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}, \cdot] \mathbf{p}_{z,\text{FB}} \leq \hat{\mathbf{r}}_+[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}] - \mathbf{m}_{\text{ATC},i} p_{\text{ATC},i} \quad (31)$$

Die Gleichung zeigt, dass die obere und untere RAM-Grenze einer Leitung erhöht oder abgesenkt wird, je nach Vorzeichen des jeweiligen Elements im ATC-PTDF-Vektor $\mathbf{m}_{\text{ATC},i}$, und ob die gehandelte ATC-Leistung $p_{\text{ATC},i}$ positiv oder negativ ist. Da die Netzsicherheit aber für alle möglichen ATC-Handelsflüsse innerhalb des Intervalls (Gleichung 30) gegeben sein muss, wird der RAM jeder Leitung um die schlimmstmögliche ATC-Belastung reduziert. Die obere und untere RAM-Grenze nach Reduktion um mögliche ATC-Flüsse wird Element-Weise durchgeführt und ergibt sich zu

$$\hat{\mathbf{r}}_{-, \text{ATC}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}[k]] = \hat{\mathbf{r}}_-[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}[k]] - \min(\mathbf{m}_{\text{ATC},i}[k]x : p_{-, \text{ATC}, i} \leq x \leq p_{+, \text{ATC}, i}) \quad (32)$$

$$\hat{\mathbf{r}}_{+, \text{ATC}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}[k]] = \hat{\mathbf{r}}_+[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}[k]] - \max(\mathbf{m}_{\text{ATC},i}[k]x : p_{-, \text{ATC}, i} \leq x \leq p_{+, \text{ATC}, i}) \quad (33)$$

wobei k der Index der jeweiligen Leitung ist. Die Minimierung und Maximierung lässt sich ohne Optimierung explizit lösen, da je nach Vorzeichen von $\mathbf{m}_{\text{ATC},i}[k]$ immer der maximale oder minimale ATC-Handel zum Extremwert führt.

Als Zielgrösse für die ATC-Beschränkung wird der minimale RAM nach Reduktion um mögliche ATC-Flüsse bestimmt:

$$\hat{r}_{\text{ATC},i}(p_{-, \text{ATC}, i}, p_{+, \text{ATC}, i}) = \min(-\max(\hat{\mathbf{r}}_{-, \text{ATC}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}]/\mathbf{f}_{\text{max}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}], \min(\hat{\mathbf{r}}_{+, \text{ATC}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}]/\mathbf{f}_{\text{max}}[\mathcal{I}_{\text{ATC},i}])) \quad (34)$$

Dabei wird der obere und untere RAM zur Leitungskapazität \mathbf{f}_{max} ins Verhältnis gesetzt und mittels Mini-

mierung/Maximierung der RAM-Wert mit der stärksten Reduktion durch ATC-Handel über alle Leitungen hinweg bestimmt. Der minimale RAM-Wert $\hat{r}_{\text{ATC},i}$ ist damit eine Funktion der ATC-Handelsgrenzen $p_{-, \text{ATC},i}$ und $p_{+, \text{ATC},i}$. Je mehr ATC-Handel erlaubt ist, desto kleiner wird der minimale RAM.

Gibt man nun einen Mindestwert $\hat{r}_{\text{ref},i}$ für den minimalen RAM vor, kann man damit die Grenzen für den ATC-Handel bestimmen:

$$p_{+, \text{ATC},i} = \max x : \hat{r}_{\text{ATC},i}(0, x) \geq \hat{r}_{\text{ref},i} \quad (35)$$

$$p_{-, \text{ATC},i} = \min x : \hat{r}_{\text{ATC},i}(x, 0) \geq \hat{r}_{\text{ref},i} \quad (36)$$

Durch die Linearität der Netzbedingungen und die separate Behandlung jedes ATC-Handels kann die Minimierung und Maximierung wiederum ohne Optimierung explizit gelöst werden.

10.2.2 Kooperations-Szenarien

Mit (Gleichung 35) und (Gleichung 36) können sämtliche ATC-Werte und Netzbedingung anhand einer einzelnen Zielgrösse bestimmt werden - dem Mindestwert $\hat{r}_{\text{ref},i}$ für den minimalen RAM nach Berücksichtigung der ATC-Handelsflüsse.

Für die System-Adequacy Studie wurden insgesamt drei ATC-Kooperationsszenarien untersucht, die sich dadurch unterscheiden, wie der Mindestwert $\hat{r}_{\text{ref},i}$ gewählt wird:

1. Keine Kooperation, strikte Auslegung:

$$\hat{r}_{\text{ref},i} = 0.7 \quad (37)$$

Der Handel zwischen der Schweiz und den Nachbarländern zählt als „non-coordinated flow“. Der ATC-Handel darf gemäss minRAM-Vorgabe damit nur stattfinden, wenn alle betroffenen Leitungen einen resultierenden RAM von mindestens 70% der physikalischen Leitungskapazität haben. Dieses Kooperationszenario ergibt für die meisten Stunden des Jahres einen verfügbaren Schweizer ATC-Wert von 0 MW, vor allem für den Import aus dem Norddach. Grund ist, dass nach Anwendung der Europäischen minRAM-Regelung (Gleichung 26) viele Leitungen bereits „auf Anschlag“ sind und keinen Raum mehr für die Belastung durch ATC-Flüsse haben, ohne wieder unter 70% zu kommen. Dies müsste dann über zusätzlichen (internationalen) Re-Dispatch koordiniert werden.

Abklärungen mit Swissgrid, Frontier Economic und der TU Berlin haben diesen Effekt (kein verfügbarer ATC bei strikter Auslegung des Szenarios ohne Kooperation) bestätigt. Der Austausch mit Frontier Economics hat ergeben, dass die ATC-Methodik in [4] grundsätzlich sehr ähnlich ist. Allerdings sind die verfügbaren ATC-Werte zeitlich gemittelt, so dass sich durch einzelne Stunden mit verfügbarem ATC im Durchschnitt ein Austausch in geringem Umfang möglich ist. Diese Mittelung entspricht einer minimalen Kooperation.

Abbildung 10.2.1 zeigt, wie sich der ATC-Verlauf über das Jahr und für unterschiedliche minimale RAM-Werte $\hat{r}_{\text{ref},i}$ ändert. Da ein strikter ATC von 0 MW erwartungsgemäss zu starken Adquacy-Problemen führt, wurde das strikte Kooperationszenario nicht im Detail für alle Prognoseszenarien simuliert, sondern, angelehnt an [4], leicht abgeschwächt. Die folgenden zwei Kooperationszenarien beschreiben die Bestimmung der entsprechenden minimalen RAM-Werte $\hat{r}_{\text{ref},i}$.

2. Keine Kooperation, strenge Auslegung, „strenge ATC“:

Der Handel zwischen der Schweiz und den Nachbarländern darf die verfügbaren RAM-Werte in einem geringen Mass beeinflussen, gegebenenfalls auch so, dass der resultierende RAM weniger als 70% der Leitungskapazität betragen. Dazu erfolgt eine Kalibrierung mit Referenz-ATC-Werten

durch Anwendung der RAM-Berechnung (Gleichung 34):

$$\hat{r}_{\text{ref},i} = \sum_{t=1}^{8760} \hat{r}_{\text{ATC},i}(p_{-, \text{ATC}, i, \text{streng}}, p_{+, \text{ATC}, i, \text{streng}}) / 8760 \quad (38)$$

Die Referenz-ATC $p_{-, \text{ATC}, i, \text{streng}}$ und $p_{+, \text{ATC}, i, \text{streng}}$ sind der Studie [4] entnommen (Tabelle 13).

Die Berechnung wird für ein Referenzszenario durchgeführt (TYNDP National Trends 2025, CH ZeroBasis) und ergibt einen Wert für jede Stunde des Referenzjahres, der über das Jahr gemittelt wird. Durch die Kalibrierung ist ein begrenzter Austausch durch ATC-Handel möglich, der im Referenzszenario im Mittel sehr nahe an den Referenzwerten aus [4] liegt. Für folgende Prognose-szenarien wird der Referenz-RAM $\hat{r}_{\text{ref},i}$ beibehalten und dadurch die zukünftige ATC-Entwicklung bei gleichbleibendem Kooperationsniveau bestimmt.

3. Faire Kooperation, „faire ATC“:

Die Berechnung des minimal verfügbaren RAMs erfolgt analog zum vorherigen Kooperations-szenario (strenge ATC), allerdings mit höheren Referenz-ATC:

$$\hat{r}_{\text{ref},i} = \sum_{t=1}^{8760} \hat{r}_{\text{ATC},i}(p_{-, \text{ATC}, i, \text{fair}}, p_{+, \text{ATC}, i, \text{fair}}) / 8760 \quad (39)$$

Die Referenz-ATC $p_{-, \text{ATC}, i, \text{fair}}$ und $p_{+, \text{ATC}, i, \text{fair}}$ sind der Studie [4] entnommen (Tabelle 11). Durch die Kalibrierung wird für jedes Prognoseszenario die zukünftige Entwicklung der heute als „fair“ betrachteten ATC-Werte bei gleichbleibendem Kooperationsniveau bestimmt.

10.2.3 ATC-Ergebnisse

Das Ergebnis der kalibrierten ATC-Werte wird für jedes Modellszenario, jedes Referenzjahr und die beiden Kooperations-szenarien („harte ATC“ und „faire ATC“) als Zeitreihe berechnet. Eine Beispielzeitreihe für „harte ATC“ ist in Abbildung 10.2.2 abgebildet. Neben den saisonalen und intra-day Schwankungen sind die mittleren ATC-Werte zwischen den einzelnen Modellszenarien relativ stabil. Ein entsprechender Vergleich wird in Abbildung 10.2.3 gezeigt. Für die System-Adequacy Analyse sind besonders die ATC-Werte im Winter von Interesse. Abbildung 10.2.4 vergleicht die mittleren Winter-Werte von „harten ATC“ und „fairen ATC“ für verschiedene Modellszenarien.

Die ATC-Berechnung erfolgt wie beschrieben separat für jedes der Schweizer Nachbarländer. Prinzipiell kann die ATC-Berechnung auch für mehrere Nachbarländer gleichzeitig erfolgen. Dadurch würden die ATC-Werte tendenziell geringer ausfallen. Grund dafür ist die gleichzeitige Berücksichtigung der Leitungsbelastung mehrerer ATC-Flüsse durch Loop-flows (zum Beispiel würde ein Teil des Handels zwischen Schweiz und Deutschland auch über die Schweiz fließen).

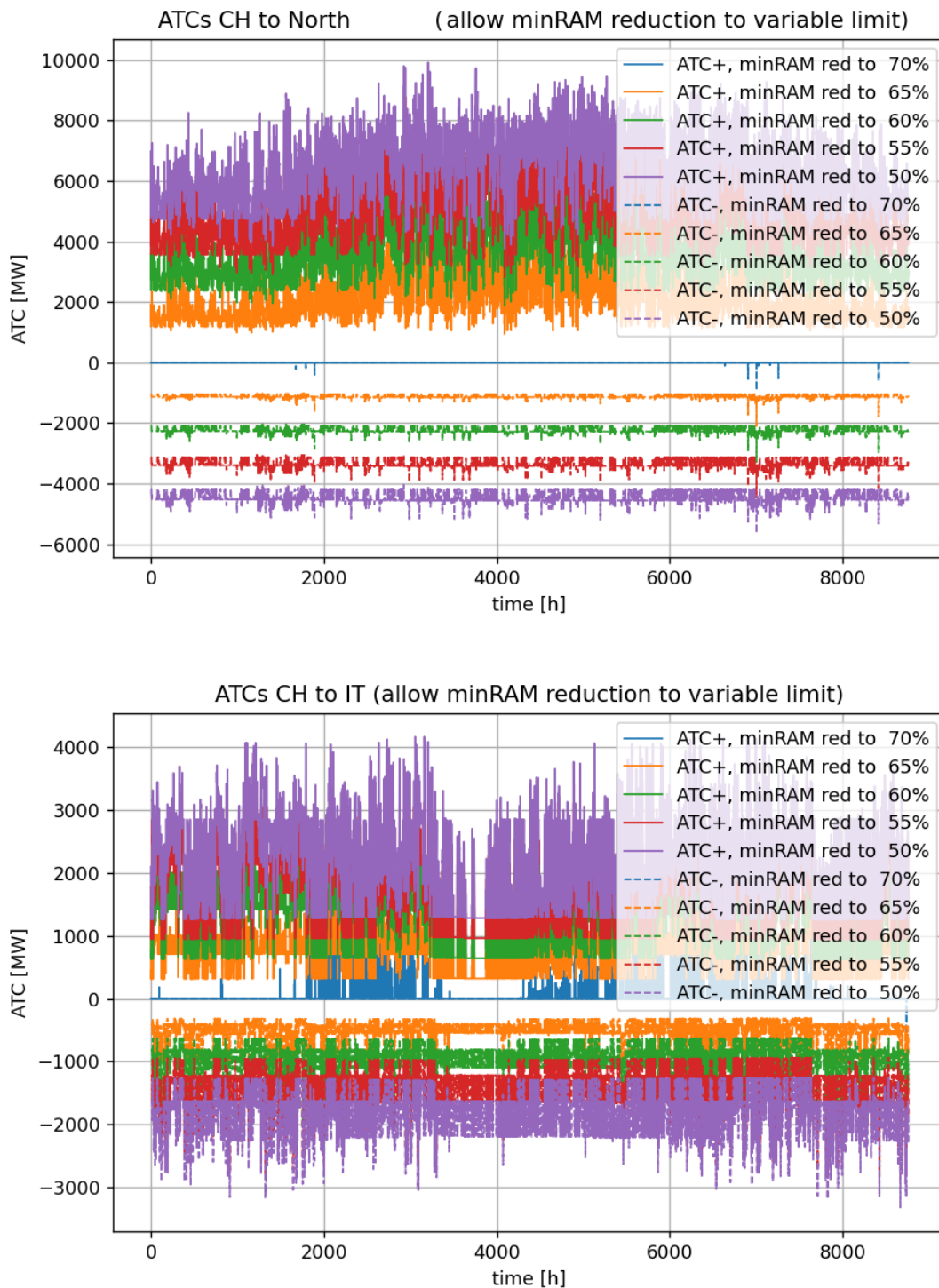


Abbildung 10.2.1: Zeitlicher Verlauf der maximalen ATC-Werte über das Referenzjahr (TYNDP National Trends 2025, CH ZeroBasis) für verschiedene minimalen RAM-Werte $\hat{r}_{\text{ref},i}$ nach Anwendung der ATC. Gesamtsumme des Exports über das Norddach FR-DE-AT (oben) und des Exports nach Italien (unten). Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Bei einem minimalen RAM von $\hat{r}_{\text{ref},i} = 70\%$ ist kaum ATC-Austausch möglich, da viele Leitungen nach Anwendung der minRAM-Regelung schon auf 70% sind. Für einer erlaubten Reduktion des minimalen RAM auf $\hat{r}_{\text{ref},i} = 65\%$ kann etwa 1000 MW aus dem Norddach importiert werden (obere Abbildung, negative orange Linie). Der mögliche Import aus dem Norddach erhöht sich mit jeder RAM-Absenkung von 5% etwa um weitere 1000 MW.

ATCs CH to neighbors (ZEROvarA_DistributedEnergy_S2030_D1984_W1985_H1985_hard)

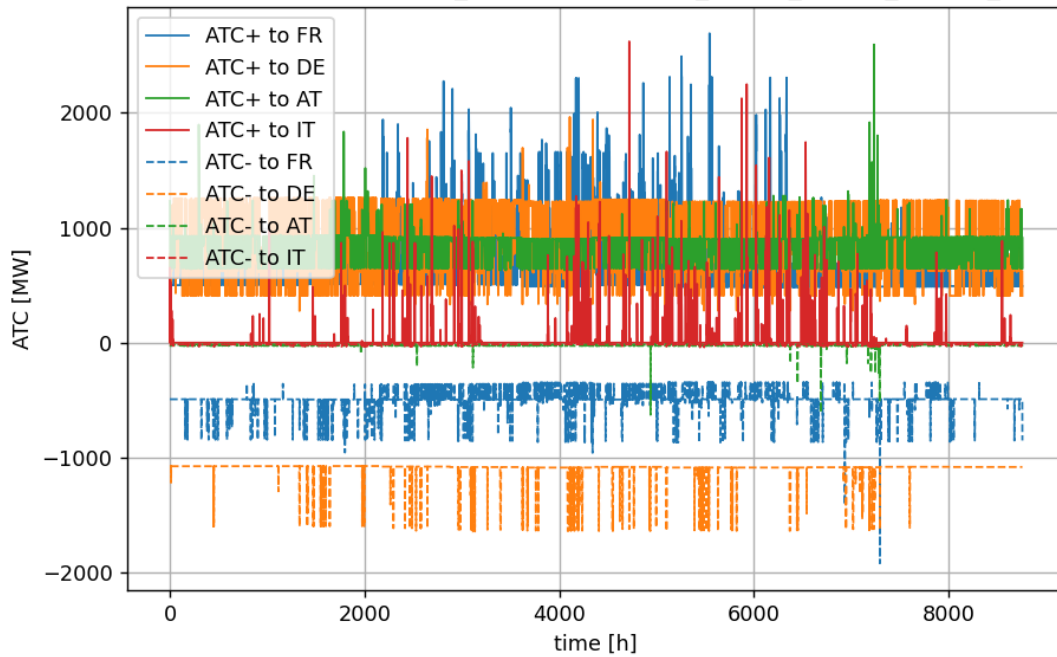


Abbildung 10.2.2: Zeitlicher Verlauf der Schweizer ATC-Werte nach erfolgter Kalibrierung für das Kooperationszenario „harte ATC“ über das Referenzjahr 2030 (Szenario TYNDP Distributed Energy, CH ZeroVarA). Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Kritisch für die Schweiz ist der Import im Winter, der nur noch aus DE und FR erfolgen kann.

ATCs CH to neighbors (ZEROvarA_NationalTrends_fair)

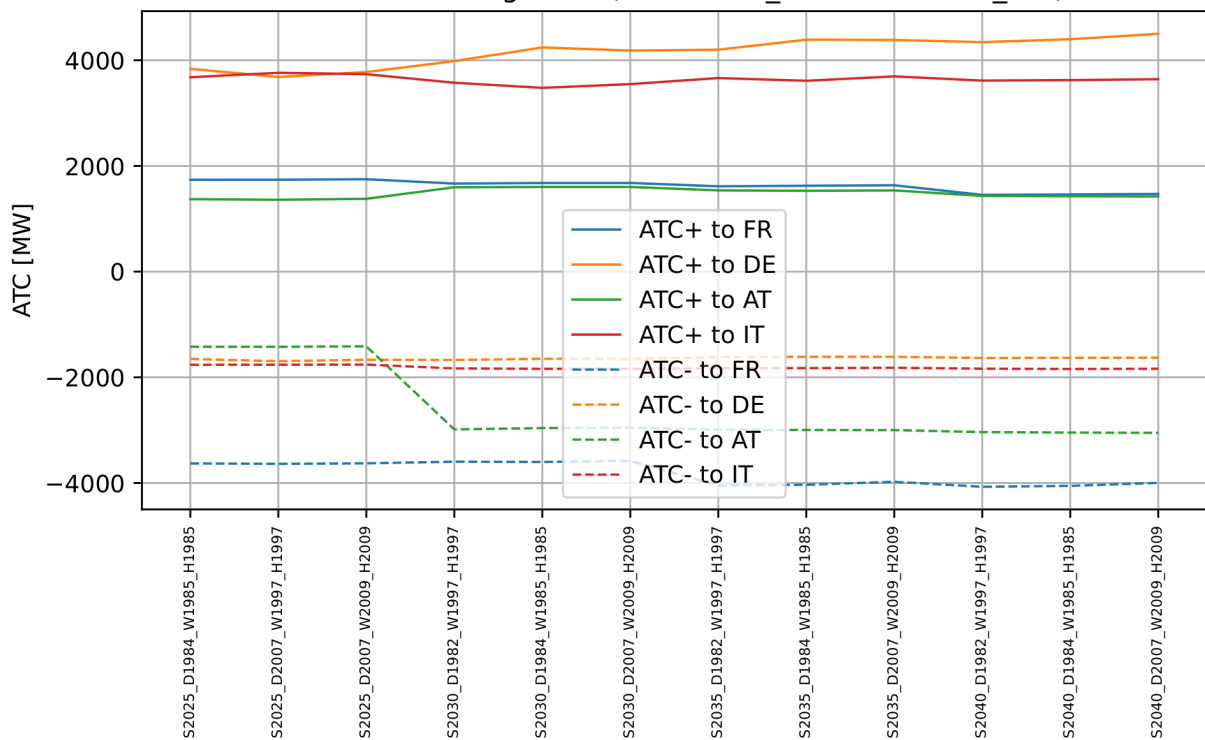


Abbildung 10.2.3: Mittlere Schweizer ATC-Werte nach erfolgter Kalibrierung für das Kooperationszenario „faire ATC“ und verschiedenen Modellszenarien. Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Die mittleren ATC-Werte sind zwischen den Szenarien stabil. Qualitative Änderungen erfolgen nur bei National Trends beim Wechsel 2025 zu 2030 (Grund ist ein Zubau von Pumpspeicherkraftwerken in AT).

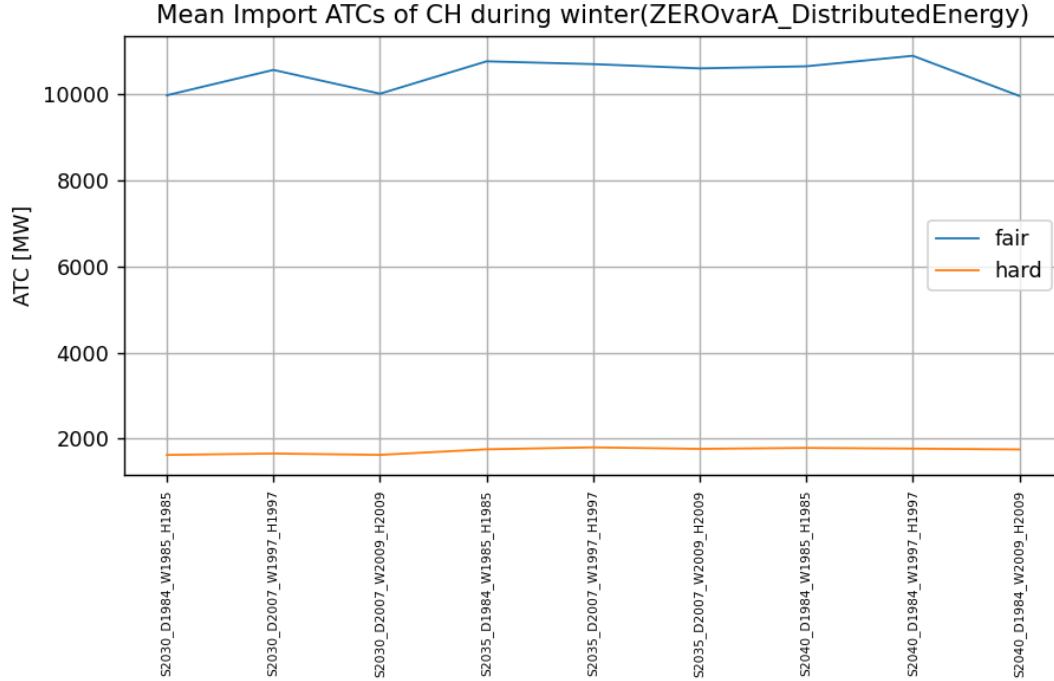


Abbildung 10.2.4: Mittlere Schweizer Import-ATC über das Winterhalbjahr nach erfolgter Kalibrierung für verschiedene Referenzjahre des Modellszenarios TYNDP Distributed Energy und CH ZeroVarA. Vergleich der Kooperationsszenarien „harte ATC“ und „faire ATC“. Exporte aus der Schweiz werden positiv gezählt, Importe werden negativ gezählt. Der mittleren mögliche Import für „faire“ ATC-Grenzen liegt bei ca. 10 GW. Der mittleren mögliche Import für „harte“ ATC-Grenzen liegt bei ca. 1.6 - 1.7 GW (entspricht etwa 7.1 - 7.9 TWh bei 6 Monaten Dauer-Import).

10.3 Ableitung des Netzmodells für Redispatch

Das Netzmodell für den Redispatch ist eine Kombination des nodalen Netzmodells und des zonalen Netzmodells.

Dafür werden die Leitungen und Knoten der Schweiz mit den Indizes $\mathcal{I}_{N,CH}$ und $\mathcal{I}_{L,CH}$ identifiziert. Ausserdem gibt der Index $\mathcal{I}_{Z,EU}$ die nicht-Schweizer Zonen an, welche im Redispatch-Modell den Netto-Einspeise Vektor $\mathbf{p}_{z,EU}$ haben. Im Redispatch-Modell wird die nodale Einspeisung der Schweizer Knoten angepasst, welche mit dem Vektor $\mathbf{p}_{n,CH}$ bezeichnet werden.

Insgesamt ergeben sich so aus (Gleichung 6) und (Gleichung 19) die linearen Bedingungen der Netzgleichungen des Redispatchmodells:

$$-\mathbf{f}_{\max}[\mathcal{I}_{L,CH}] \leq \mathbf{M}_n[\mathcal{I}_{L,CH}, \mathcal{I}_{N,CH}] \mathbf{p}_{n,CH} + \mathbf{M}_z[\mathcal{I}_{L,CH}, \mathcal{I}_{Z,EU}] \mathbf{p}_{z,EU} \leq \mathbf{f}_{\max}[\mathcal{I}_{L,CH}] \quad (40)$$

Die Redispatch-PTDF-Matrix hat nodale (für die Schweiz) und zonale (für das Europäische Netz) Komponenten und wird dem Redispatch-Modell zur Verfügung gestellt.