



**Schlussbericht**

---

**Modellierung der Erzeugungs- und  
Systemkapazität (System Adequacy) in  
der Schweiz im Bereich Strom 2019**

---

**Datum:** 31. Januar 2020

**Ort:** Basel, Zürich

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE

Sektion Netze

CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

Universität Basel

Forschungsstelle Nachhaltige Energie-  
und Wasserversorgung

Peter Merian-Weg 6 / Postfach

CH-4002 Basel

und

Forschungsstelle Energienetze ETHZ

Sonneggstrasse 28, SOI

CH-8092/ Zürich

[www.fen.ethz.ch](http://www.fen.ethz.ch)

**Autoren:**

Prof. Dr. Hannes Weigt, FoNEW <sup>a</sup>, [hannes.weigt@unibas.ch](mailto:hannes.weigt@unibas.ch)

Dr. Turhan Demiray, FEN <sup>b</sup>, [demirayt@fen.ethz.ch](mailto:demirayt@fen.ethz.ch)

Dr. Ingmar Schlecht, FoNEW, [ingmar.schlecht@unibas.ch](mailto:ingmar.schlecht@unibas.ch)

Dr. Giovanni Beccuti, FEN, [beccuti@fen.ethz.ch](mailto:beccuti@fen.ethz.ch)

Moritz Schillinger, FoNEW, [moritz.schillinger@unibas.ch](mailto:moritz.schillinger@unibas.ch)

Ali Darudi, FoNEW, [ali.darudi@unibas.ch](mailto:ali.darudi@unibas.ch)

**Begleitung seitens BFE:** Mohamed Benahmed (Leitung)  
Astrid Sontag

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

---

<sup>a</sup>Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung - Universität Basel

<sup>b</sup>Forschungsstelle Energienetze - ETH Zürich

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>ii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>iii</b>
<b>1 Kurzfassung</b>	<b>1</b>
<b>2 Problemstellung</b>	<b>5</b>
2.1 Hintergrund	5
2.2 Erweiterungen/Unterschiede zur System Adequacy Studie von 2017	5
2.3 Überblick	6
<b>3 Methodischer Ansatz</b>	<b>7</b>
3.1 Deterministischer Ansatz	7
3.1.1 Modellierung von wetterabhängigen Grössen	7
3.1.2 Nachbildung des Netzes	9
3.1.3 Nachbildung des sonstigen Stromsystems	10
3.2 Probabilistischer Ansatz	12
3.2.1 Modellierung von wetterabhängigen Grössen	12
3.2.2 Nachbildung des Netzes	13
3.3 Indikatoren	14
3.4 Fähigkeiten und Einschränkungen der Modellierungsansätze	16
<b>4 Szenarien für die System Adequacy Analyse 2019</b>	<b>20</b>
4.1 Referenzszenarien	20
4.1.1 Stromangebot- und Nachfrage der Schweiz	22
4.1.2 Stromangebot- und Nachfrage des Auslands	24
4.1.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise	26
4.1.4 Sensitivitäten	27
4.1.5 Resultate Referenzszenarien	29
4.2 Mögliche Angebotsvarianten	47
4.2.1 Rascher Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz	48
4.2.2 Frühzeitige Abschaltung von KKW's in Frankreich	49
4.2.3 Kohleausstieg gemäss Kohlekommission	50
4.2.4 Kombination	52
4.2.5 Resultate Varianten	52
<b>5 Stärkere Elektrifizierung hin zur Dekarbonisierung</b>	<b>64</b>
5.1 Stärkere Elektrifizierung	64
5.2 Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten	67
5.3 Resultate Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten	67
5.4 Einordnung der Elektrifizierungsvariante mit Hinblick auf die Dekarbonisierung	82
5.5 Einschränkungen der bestehenden Modellansätze und Forschungsbedarf	83
<b>6 Ergebniszusammenfassung</b>	<b>85</b>
<b>7 Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>87</b>

# Abbildungsverzeichnis

3.1.1	Netzmodell für den deterministischen Ansatz . . . . .	10
3.1.2	Abbildung der Wasserkraft im deterministischen Modell . . . . .	11
3.1.3	Abgebildete Seen in Swissmod und exemplarisches Beispiel einer Kaskade . . . . .	11
3.2.1	Reduziertes Netzmodell für den probabilistischen Ansatz . . . . .	13
3.4.1	Installierte vs. verfügbare Kapazität im Gesamtsystem dargestellt über die Monate des Jahres . . . . .	17
3.4.2	Verifikation des Modells mit der Energiestatistik von ENTSO-E [11] für das Jahr 2017 . . . . .	18
4.1.1	Szenariodimensionen in den Referenzszenarien für den deterministischen Ansatz . . . . .	21
4.1.2	Szenariodimensionen in den Referenzszenarien für den probabilistischen Ansatz . . . . .	21
4.1.3	Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante EuI. . . . .	22
4.1.4	Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante CuE. . . . .	23
4.1.5	Jährliche Nachfrage in Nachfragevariante NEP . . . . .	24
4.1.6	Jährliche Nachfrage in Nachfragevariante WWB . . . . .	24
4.1.7	Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den modellierten Europäischen Ländern . . . . .	25
4.1.8	Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den modellierten Europäischen Ländern . . . . .	25
4.1.9	Entwicklung der jährlichen Nachfrage Nachfrage in den modellierten europäischen Ländern . . . . .	26
4.1.10	Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise nach [4] . . . . .	27
4.1.11	Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp für die WWB Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell mit einer beispielhaften Wetterrealisation. . . . .	30
4.1.12	Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang für die WWB Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell mit einer beispielhaften Wetterrealisation. . . . .	31
4.1.13	Kastengrafik von <i>LOL</i> , <i>ENS</i> und <i>RCM</i> mit deterministischem Modell - Referenzszenarien . . . . .	35
4.1.14	Kastengrafik von <i>LOL</i> , <i>ENS</i> und <i>RCM</i> mit probabilistischem Modell - Referenzszenarien . . . . .	36
4.1.15	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Referenzszenario EuI-WWB-2040 (probabilistischer Ansatz) . . . . .	38
4.1.16	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Referenzszenario EuI-WWB-2040 (probabilistischer Ansatz) . . . . .	39
4.1.17	Dispatch Gesamtsystem, WWB-EuI, Wetter 32, 2040, Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung . . . . .	40
4.1.18	Dispatch Schweiz, WWB-EuI, Wetter 32, 2040 . . . . .	41
4.1.19	Monatlicher Dispatch Schweiz, WWB-EuI, 2040 für Wetter 2, 14, 20 und 32; Base - Biomasse und konventionell-thermische Kraft- und Fernheizkraftwerke . . . . .	43
4.1.20	Schweizer Dispatch und die stündlichen Importe für die drei Dezemberwochen im Jahr 2040 für die Referenzszenarien <b>ohne</b> Importbeschränkung . . . . .	46
4.1.21	Schweizer Dispatch und die stündlichen Importe für die drei Dezemberwochen im Jahr 2040 für die Referenzszenarien <b>mit</b> Importbeschränkung . . . . .	46
4.2.1	Szenariodimensionen in Varianten für den deterministischen Ansatz . . . . .	47
4.2.2	Szenariodimensionen in Varianten für den probabilistischen Ansatz . . . . .	48
4.2.3	Anpassung der RES Erzeugung in CH . . . . .	49
4.2.4	Anpassung der Gas und KKW Kapazitäten in FR . . . . .	50
4.2.5	Anpassung der Gas und Kohle Kapazitäten in DE . . . . .	51
4.2.6	Anpassung der RES Erzeugung in DE . . . . .	51
4.2.7	Vergleich Referenzszenario mit Erneuerbarer Variante, Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp und Gesamtnachfrage für die Schweiz . . . . .	52

4.2.8	Vergleich Referenzszenario mit KKW und Kohle Varianten, Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp und Gesamtnachfrage für die Schweiz und Nachbarländer . . . . .	53
4.2.9	Kastengrafik von <i>LOL</i> , <i>ENS</i> und <i>RCM</i> mit probabilistischem Modell - Ausstiegsszenarien: f - KKW in Frankreich, d - Kohle in Deutschland, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle . . . . .	57
4.2.10	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für die Variante 'Kombination Frühzeitige Abschaltung von KKW's in Frankreich und Kohleausstieg gemäss Kohlekommission' (probabilistischer Ansatz) . . . . .	59
4.2.11	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für die Variante 'Kombination Frühzeitige Abschaltung von KKW's in Frankreich und Kohleausstieg gemäss Kohlekommission' . . . . .	60
4.2.12	Dispatch Gesamtsystem, WWB-EuI, Variante 'KKW und Kohleausstieg', Wetter 32, 2040; Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung . . . . .	61
4.2.13	Dispatch Schweiz, WWB-EuI, Variante 'KKW und Kohleausstieg', Wetter 32, 2040 . . . . .	62
4.2.14	Monatlicher Dispatch Schweiz Variante 'KKW und Kohleausstieg' und Vergleich mit Referenzszenario WWB-EuI, 2040, Wetter 32; Base - Biomasse und konventionell-thermische Kraft- und Fernheizkraftwerke . . . . .	63
5.1.1	Nachfrageentwicklung der Variante „Stärkere Elektrifizierung“ . . . . .	65
5.1.2	Stündlicher Verlauf der Nachfragekurve in CH+Nachbarländer an einem Dezembertag . . . . .	66
5.3.1	Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp, Vergleich Referenzszenario zu Variante Stärkere Elektrifizierung 's'. . . . .	68
5.3.2	Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang, Vergleich Referenzszenario zu Variante Stärkere Elektrifizierung 's' . . . . .	69
5.3.3	Kastengrafik von <i>LOL</i> , <i>ENS</i> und <i>RCM</i> mit probabilistischem Modell - Stärkere Elektrifizierung . . . . .	75
5.3.4	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für Variante 's-2040' . . . . .	77
5.3.5	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für Variante 's-2040' . . . . .	78
5.3.6	Dispatch Gesamtsystem - WWB-EuI, Stärkere Elektrifizierung, Wetter32, 2040 ;Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung . . . . .	79
5.3.7	Dispatch Schweiz - Stärkere Elektrifizierung . . . . .	80
5.3.8	Vergleich der monatlichen Dispatchstruktur: Referenzszenario vs. stärkere Elektrifizierungsvariante . . . . .	81
5.3.9	Vergleich der monatlichen Dispatchstruktur: Referenzszenario vs. stärkere Elektrifizierungsvariante mit KKW und Kohleausstieg sowie den beiden Netzsensitivitäten . . . . .	82

## Tabellenverzeichnis

3.1.1	Last-determinierte Wetterkombinationen . . . . .	8
3.1.2	Erneuerbaren-determinierte Wetterkombinationen . . . . .	9
4.1.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell . . . . .	32
4.1.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem in den Referenzszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell . . . . .	34
4.1.3	Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz . . . . .	44
4.1.4	Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz . . . . .	45
4.2.1	Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz - Ausstiegsszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell . . . . .	55
4.2.2	Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem - Ausstiegsszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell . . . . .	56
5.3.1	Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz - Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; s - Elektrifizierung, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle, g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz . . . . .	72
5.3.2	Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem - Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; s - Elektrifizierung, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle, g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz . . . . .	74

# 1 Kurzfassung

Die vorliegende Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) analysiert die zukünftige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Strombereich in der Schweiz. Aufbauend auf der System Adequacy (SA) Studie von 2017 wird mittels eines deterministischen und eines probabilistischen Modellansatzes die langfristige Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität in der Schweiz und Europas bis 2040 untersucht. Die Studie fokussiert dabei auf die mittel- bis langfristigen Entwicklungen aus einer Gesamtsystemperspektive; kurzfristige Aspekte (insbesondere die Auswirkung veränderter Handels- und Transitflüsse bei einer weiteren Nichteinbindung der Schweiz in den EU- Binnenmarkt) sowie betriebliche Aspekte werden dabei nicht näher beleuchtet.

Im Vergleich zur SA-Studie 2017 wird ein erweiterter Modellrahmen verwendet. Zusätzlich zur Schweiz wird das Netz der Schweizer Nachbarländer sowie der elektrischen Nachbarn der Nachbarn in aggregierter Form abgebildet. Insgesamt werden so neben der Schweiz 18 weitere europäische Länder modelliert um die Stromflüsse im europäischen System möglichst realitätsnah abzubilden. Für die verwendeten Szenarien wird abermals auf die Energieperspektiven (Varianten 'Erneuerbare und Importe' (EuI), 'Konventionelle und Erneuerbare' (CuE), 'Neue Energiepolitik' (NEP) und 'Weiter wie bisher' (WWB)) für die Schweiz und aktualisierte Referenzszenarien für die europäischen Nachbarländer zurückgegriffen. Daneben werden verschiedene angebotsseitige Varianten, eine Variation mit erhöhter Nachfrage, sowie Kombinationen dieser Varianten analysiert. Zusätzlich werden mögliche Verzögerungen im Netzausbau von 10 Jahren und eine Nettoimportrestriktion als Sensitivitäten betrachtet. Aufgrund der erhöhten Bedeutung von wetterabhängigen Erzeugungstechnologien wird die Modellierung der wetterabhängigen Grössen (Wind, Solar, Wasserkraftzuflüsse und Last) angepasst um soweit datentechnisch möglich, konsistente Wetterjahre über alle wetterabhängigen Grössen zu verwenden.

Die Ergebnisse der Studie decken sich mit den Erkenntnissen der SA-Studie 2017. Für die erwarteten politischen Entwicklungen der Referenzszenarien zeigen sich keine Lastabwürfe in der Schweiz, unabhängig von der nationalen Angebotsstruktur (EuI oder CuE). Diese Beurteilung gilt damit auch für die Zeit nach der Abschaltung der Kernkraftwerke in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus sowie eine Limitierung der Schweizer Importmöglichkeiten haben kaum Einfluss auf diese Versorgungslage. Ebenso zeigt sich keine Verschärfung der Schweizer Versorgungslage bei den ausgewählten europäischen Kapazitätsreduktionen (KKW in Frankreich, Kohle in Deutschland). Lokale Probleme treten erst bei einem deutlichen Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot auf, welche im Rahmen der Elektrifizierungsvariante analysiert wurden. In Kombination mit weiteren netz- und angebotsseitigen Variationen führte die erhöhte Nachfrage auch zu erhöhten Versorgungsproblemen. Unter diesen Bedingungen kann der Ausbau lokaler Schweizer Erneuerbaren-Kapazität einen Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit leisten, wobei das Problem der gesamteuropäischen Versorgungssicherheit bestehen bleibt.

Die gute Versorgungslage der Schweiz basiert dabei auf zwei Säulen. Einerseits der guten Vernetzung der Schweiz mit den Nachbarländern. In allen Szenarien ist die Schweiz zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen; während die Schweizer Wasserkraft v.a. exportorientiert operiert. Entsprechend sind die Verfügbarkeit von Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern entscheidend. In den Modellen selber wird die Netzkapazität entsprechend ihrer physischen Möglichkeiten abgebildet, welche mehr als ausreichend für den Schweizer Austauschbedarf sind. Mögliche Knappheiten auf der europäischen Exportseite können durch die wichtige Säule der Schweizer Versorgung ausgeglichen werden: flexible Wasserkraft. Durch den flexiblen Einsatz der Wasserkraft kann auch in kritischen Szenarien die Last in der Schweiz gedeckt werden, da die stündliche und tägliche Nachfragedynamik im europäischen Stromsystem i.d.R. genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz verfügbar hält. Entsprechend ist die Schweiz auch i.d.R. Exporteur in den kritischen Versorgungsstunden unabhängig von der eigenen lokalen Nachfragesituation. Ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien wird daher die Versorgungslage in der Schweiz positiv beeinflussen, da die zusätzliche Einspeisung – selbst wenn sie nicht zu Spitzenlastzeiten stattfindet – die Schweizer Flexibilität in Bezug auf Importbedarf und Wasserkrafteinsatz erhöht.

Die Erkenntnisse der vorliegenden Studie und der SA 17 zeigen, dass für die Schweiz die Einbindung in den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa weiterhin zentral ist. Dank der verfügbaren Wasserkraftkapazitäten kann auf viele europäische Entwicklungen reagiert werden, ohne signifikante Versorgungsprobleme befürchten zu müssen. Dennoch sollte ein regelmässiges Monitoring der möglichen Entwicklungen in der Schweiz und in Europa fortgesetzt werden, um langfristig potentiell kritische Trends (z.B. deutlich höheres Nachfragewachstum ohne entsprechende Anpassung auf der Angebotsseite und den damit verbundenen benötigten Netzkapazitäten) rechtzeitig identifizieren und entsprechende notwendige Massnahmen ergreifen zu können. Die der Studie zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind insbesondere die zugrundeliegenden Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sollten daher nicht als Vorhersagen betrachtet werden, sondern als Indikation, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind. Bei der Elektrifizierungsvariante sind zudem noch keine abschliessend belastbaren Ergebnisse verfügbar. System Adequacy Studien, welche den Aspekten einer längerfristig vollständigen Dekarbonisierung angemessen Rechnung tragen, müssen daher mindestens Entwicklungsszenarien für die Schweiz und die EU bis 2050 abbilden; dies insbesondere bezüglich Kraftwerkspark und Nachfrageentwicklung, hierfür angepasste Netzausbaupläne, sowie im Hinblick auf angepasste Nachfragedynamiken und Strukturparameter für flexibilitäts anbietende Technologien.

## Résumé

La présente étude, mandatée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), analyse l'évolution future de la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'électricité en Suisse. L'adéquation à long terme de la capacité de production et de la capacité systémique en Suisse et en Europe à l'horizon 2040 sont examinées à l'aide d'un modèle déterministe et probabiliste sur la base de l'étude de l'adéquation du système (system adequacy) de 2017. L'analyse effectuée ici porte principalement sur les évolutions à moyen et à long termes en tenant compte du système dans son ensemble; elle n'approfondit ni les aspects relevant du court terme (en particulier les répercussions des changements dans les flux de transit et dans les flux commerciaux si la Suisse continue à ne pas être intégrée au marché intérieur de l'Union européenne) ni les aspects relevant de l'exploitation.

Le cadre du modèle utilisé a été élargi par rapport à l'étude de 2017. Le réseau suisse, mais aussi celui des pays voisins de la Suisse ainsi que celui des pays reliés au réseau électrique de ces derniers sont représentés sous forme agrégée. La Suisse et dix-huit pays européens sont ainsi modélisés afin de présenter les flux électriques du système européen de manière aussi proche de la réalité que possible. Les scénarios définis/utilisés se fondent à nouveau sur les perspectives énergétiques (variantes «Renouvelable et importations» [E&I, EuI en allemand], «Énergies conventionnelles et renouvelable» [C&E, CuE en allemand]), «Nouvelle politique énergétique» [NPE, NEP en allemand] et «Poursuite de la politique actuelle» PPA, WWB en allemand)) pour la Suisse et sur les scénarios de référence actualisés pour les pays européens voisins. Différentes variantes côté offre, dont une où la demande est plus élevée ainsi que des combinaisons de ces variantes sont également analysées. D'éventuels reports de 10 ans de l'extension du réseau ainsi qu'une restriction des importations nettes sont en outre pris en compte à titre de sensibilités. En raison de l'importance accrue des technologies de production dépendantes de la météo, la modélisation tient compte des aspects météorologiques (vent, soleil, apports d'eau dans les barrages et charge) afin de se baser, dans la mesure où cela est techniquement possible, sur des années météorologiques présentant des conditions météorologiques consistantes.

Les résultats de la présente étude et ceux de l'étude sur l'adéquation du système de 2017 se recourent. Concernant les évolutions politiques prévues des scénarios de référence, il n'y a pas de signe de délestages en Suisse, quelle que soit la structure nationale de l'offre (E&I ou C&E). Ce constat vaut également pour la période qui suivra la mise hors service des centrales nucléaires suisses. Un report de l'extension du réseau ou une limitation des possibilités d'importation de la Suisse ne changent pratiquement rien à la situation en matière d'approvisionnement. Les décisions européennes ayant pour effet de réduire les capacités (centrales nucléaires en France, centrales à charbon en Allemagne) ne nuisent pas non plus à l'approvisionnement de la Suisse. Les problèmes locaux surviennent avec l'apparition d'une disparité importante de l'offre et de la demande, analysée dans le cadre de la variante d'électrification. Associée à d'autres variations du côté du réseau et de l'offre, l'augmentation de la demande génère également un accroissement des problèmes d'approvisionnement. Le développement de la capacité du renouvelable suisse local peut dans ces conditions contribuer à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, mais n'a pas d'effet sur le problème de la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle européenne.

La Suisse jouit d'une bonne situation en matière d'approvisionnement, qui se fonde sur deux piliers. D'une part, sa bonne interconnexion avec les pays voisins; dans tous les scénarios, la Suisse dépend des importations pour couvrir sa demande interne globale. D'autre part, la force hydraulique suisse, qui est principalement tournée vers l'exportation. La disponibilité de la capacité destinée aux échanges avec les pays voisins est ainsi décisive. Dans les modèles à proprement parler, la capacité de réseau est présentée selon ses potentialités physiques, qui sont plus que suffisantes pour couvrir les besoins d'échanges de la Suisse. D'éventuelles pénuries au niveau des exportations européennes peuvent être compensées par le pilier majeur de la flexibilité de l'approvisionnement en Suisse, à savoir la force hydraulique. L'exploitation de cette flexibilité permettrait de couvrir les besoins de la Suisse, même dans des scénarios critiques, car la dynamique horaire et quotidienne de la demande au sein du système électrique européen offre en règle générale

une fenêtre temps suffisante pour avoir recours à l'importation et au pompage-turbinage. La Suisse exporte par ailleurs également de l'électricité pendant les heures d'approvisionnement critiques, quel que soit l'état de sa propre demande locale. Un développement accru des énergies renouvelables aura donc une incidence favorable sur l'approvisionnement énergétique de la Suisse. En effet, l'injection de quantités d'énergie supplémentaires dans le réseau, et ce même si elle n'a pas lieu en période de charge de pointe, renforcerait la flexibilité de la Suisse au niveau des besoins d'importation ou du recours à la force hydraulique.

Les conclusions de la présente étude ainsi que de l'étude sur l'adéquation du système 2017 montrent que l'intégration au commerce transfrontalier de l'électricité en Europe continue d'être une préoccupation majeure de la Suisse. Grâce aux capacités dont elle dispose dans le domaine de la force hydraulique, la Suisse est en mesure de faire face à nombre d'évolutions survenant au niveau européen sans avoir à craindre de difficultés majeures pour son approvisionnement énergétique. Il convient toutefois de poursuivre le monitoring régulier des développements susceptibles de survenir sur son territoire ou en Europe pour identifier à temps les tendances potentiellement critiques à long terme (p. ex. une hausse très importante de la demande sans développement correspondant de l'offre et des capacités de réseaux nécessaires) et pour pouvoir prendre les mesures qui s'imposent.

Comme cela est le cas dans toute simulation, le modèle sur lequel se fonde la présente étude a ses limites et se base sur des hypothèses simplifiées. Il repose principalement sur des hypothèses concernant les évolutions pouvant survenir dans les systèmes suisse et européen et les incertitudes qui y sont liées, et ce notamment sur le long terme. Les résultats des simulations ne doivent par conséquent pas être considérés comme des prévisions; ils constituent uniquement des indications concernant les développements susceptibles d'être critiques pour le système dans son ensemble. En outre, on ne dispose pas encore de conclusions probantes pour la variante de l'électrification. Les études sur l'adéquation du système qui tiennent suffisamment compte des aspects liés à une décarbonisation intégrale à long terme doivent ainsi au moins présenter des scénarios à l'horizon 2050 pour la Suisse et l'Union européenne. Ces scénarios devront en particulier porter sur l'évolution de la demande en lien avec le parc de centrales les projets d'extension du réseau adaptés à cet effet ainsi que, dans la perspective d'une adaptation de la dynamique de la demande et des paramètres structurels, sur les technologies dotées de flexibilité.

## 2 Problemstellung

### 2.1 Hintergrund

Mit der Bildung des europäischen Binnenmarktes für Strom und der Umbildung des Portfolios der Energieerzeugungsanlagen im europäischen Umfeld stellt sich zunehmend die Frage nach der langfristig angemessenen Erzeugungs- und Systemkapazität, auch: Generation and System Adequacy (SA). Im allgemeinen Sprachgebrauch spricht man bei SA auch von Versorgungssicherheit (VS). Sie definiert inwiefern die national und international verfügbaren Kraftwerke und die Netze in der Lage sind, die Nachfrage zu decken. Im Rahmen der regionalen Kooperation der fünf Staaten des zentralwesteuropäischen Elektrizitätsmarktes (DE, FR, BE, NL und LU) sowie Österreichs und der Schweiz im PENTA Forum wurde ein probabilistischer Ansatz auf Stundenbasis zur Bewertung der SA als zielführend herausgestellt. Somit ist garantiert, dass die zunehmende dezentrale Produktion aus erneuerbaren Energien (EE) und der saisonale Einfluss des Wetters berücksichtigt wird.

Im Jahr 2017 wurde von der Arbeitsgemeinschaft Forschungsstelle Energienetze (ETH Zürich) und Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung (Universität Basel) im Auftrag des Bundesamtes für Energie ein System Adequacy Report für die Jahre 2017-2035 erstellt (SA 2017). In diesem wurde, gemäss der sich international etablierenden Methodik, die Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität für die Versorgungssicherheit untersucht und dabei deterministische und probabilistische Berechnungen einander ergänzend gegenübergestellt. Dabei konnte eine grundsätzlich sehr gute Versorgungslage identifiziert werden. Aufgrund der hohen Bedeutung von Importen für die Schweizer Versorgung und Exporten für die Schweizer Wasserkraft ist dabei die Einbettung der Schweiz in das europäische Stromsystem von zentraler Bedeutung. Neben der SA 2017 des BFE hat die ElCom in Kooperation mit Swissgrid ihrerseits mit einem probabilistischen Modell die Versorgungssicherheit für die Jahre 2020 und 2025 untersucht.

In der Diskussion um Gesetzesanpassungen nimmt die Diskussion um die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz und die potentiellen Veränderungen, welche diese beeinflussen könnten eine wichtige Rolle ein. Die Beurteilung zusätzlicher Szenarien auf Basis der im SA 2017 entwickelten Methodik erscheint daher sinnvoll.

### 2.2 Erweiterungen/Unterschiede zur System Adequacy Studie von 2017

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

Im Vergleich zur SA-Studie 2017 wurde in der SA-Studie 2019 die **Nachbildung des Netzes** erweitert. Wie in der SA-Studie 2017 wird auch in dieser Studie das Schweizer Netz in hohem Detailgrad und das Netz der Schweizer Nachbarländer in aggregierter Form abgebildet. Neu werden in der SA-Studie 2019 neben den Schweizer Nachbarländern auch die elektrischen Nachbarn der Nachbarn berücksichtigt. Insgesamt werden so neben der Schweiz 18 weitere europäische Länder modelliert um die Stromflüsse im Europäischen System möglichst realitätsnah abzubilden (siehe Abschnitt 3.1.2).

Um mögliche **Verzögerungen im Netzausbau** zu berücksichtigen wird wie in der SA-Studie 2017 auch in dieser Studie eine Sensitivität für eine mögliche Netzverzögerung berücksichtigt. In dieser Studie wird dabei eine Verzögerung von 10 Jahren (anstatt 5 Jahren wie in der SA-Studie 2017) betrachtet. Neben einer möglichen Netzausbauverzögerung wird in der vorliegenden Studie zusätzlich eine **Nettoimportrestriktion** als Sensitivität betrachtet um einer möglichen Importbeschränkung der Schweiz Rechnung zu tragen (siehe Abschnitt 4.1.4).

Abgesehen von den modellspezifischen Anpassungen werden in der SA-Studie 2019 die betrachteten **Szenarien** angepasst. Die in der SA-Studie 2019 betrachteten Politik-Varianten werden im Vergleich zu SA-Studie 2017 reduziert. In der vorliegenden Studie werden in den Referenzszenarien lediglich die Varianten Erneuerbare und Importe (EuI), Konventionelle und Erneuerbare (CuE), Neue Energiepolitik (NEP) und

'Weiter wie bisher' (WWB) der Energieperspektiven 2050 betrachtet, nicht jedoch die Varianten Konventionelle (C) und Politische Massnahmen des Bundesrates (POM). Neben den Anpassungen bei den Politik-Varianten wird in dieser Studie ein neues Set an Varianten definiert, welches aktuelle politische Entwicklungen und Diskussionen aufgreift und von den Varianten der SA-Studie 2017 abweicht (siehe Abschnitte 4 und 5). Zudem wurde der **Ausbaupfad der Erneuerbaren** in der Schweiz den aktuellen Entwicklungen (weniger Wind, mehr Solar) angepasst und **aktualisierte Referenzszenarien** für die Nachbarländer verwendet.

Im Vergleich zur SA-Studie 2017 wurde in dieser Studie die **Modellierung der wetterabhängigen Grössen** (Wind, Solar, Wasserkraftzuflüsse und Last) angepasst. Wie in Kapitel 3 beschrieben werden dabei, soweit datentechnisch möglich, konsistente Wetterjahre über alle wetterabhängigen Grössen verwendet (siehe Abschnitte 3.1.1 und 3.2.1).

## 2.3 Überblick

Im Abschnitt 3 wird das allgemeine Vorgehen kurz präsentiert und die Methoden und Modelle näher erläutert. Abschnitt 4 beinhaltet die Darstellung der Referenzszenarien sowie der angebotsseitigen Varianten. In Abschnitt 5 werden die Varianten mit einer stärkeren Elektrifizierung präsentiert und diskutiert. Abschnitt 6 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen und Abschnitt 7 präsentiert die darauf aufbauenden Schlussfolgerungen für die Versorgungssicherheit in der Schweiz.

## 3 Methodischer Ansatz

Das Ziel der Analyse besteht darin, 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. Hierfür wird wie auch in der SA 2017 auf ein Set an Szenarien zurückgegriffen (siehe Abschnitt 4 und 5.1). Jedes Szenario entspricht dabei einer bestimmten Konfiguration in Bezug auf Jahr und Energiepolitik, die wiederum den Erzeugungsmix und die Nachfrage bestimmt. Zusätzlich werden im Rahmen von Sensitivitäten verschiedene Netzentwicklungen abgebildet. Da das Systemverhalten von Wetterbedingungen beeinflusst wird, werden zudem unterschiedliche Wetterlagen simuliert.

Wie auch in der SA 2017 werden hierfür zwei Modellansätze verwendet. Erstens, ein deterministischer Ansatz basierend auf einem detaillierten, knotenscharfen Modell des Schweizer Stromsystems eingebettet in einem aggregierten europäischen Systemmodell (Abschnitt 3.1). Zweitens, ein probabilistischer Ansatz basierend auf einem vereinfachten, 7-Regionen-Modell des Schweizer Stromsystems eingebettet in einem aggregierten europäischen Systemmodell (Abschnitt 3.2), welcher es erlaubt ein grösseres Spektrum an Wetterbedingungen abzubilden. Für beide Methoden und für eine gegebene Kombination bestehend aus Szenario und Wetterlage wird dann der optimale stündliche Kraftwerkeinsatz (optimal dispatch) über das ganze Jahr bestimmt. Beide Modellansätze sind dabei als Kostenoptimierung ausgelegt: die gegebene stündliche Nachfrage wird unter Berücksichtigung der vorhandenen Kraftwerks- und Netzkapazitäten kostengünstig gedeckt. Lastflüsse werden mittels des DC-Lastflussansatzes abgebildet. Die Kraftwerkskapazitäten sind durch die jeweiligen Szenarien vorgegeben. Erzeugungskosten für fossile und nukleare Kraftwerke sind durch exogene Kostenannahmen definiert. Für Wasserkraftwerke werden Wasserverfügbarkeit und Speicherkapazitäten berücksichtigt um die optimale Einsatzplanung zu ermitteln.

Wenn es physikalisch unmöglich ist, die Last mit den vorhandenen Erzeugungs- und Netzkapazitäten zu versorgen, wird als letzte Option Last abgeworfen. Diese Möglichkeit ist implementiert, indem die abgeworfene Last in die Zielfunktion mit Kosten von 10.000 Euro pro MWh einfließt. Da beide Ansätze die Gesamtsystemkosten optimieren, erfolgt auch der Einsatz von Lastabwurf 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 (Abschnitt 3.3).

Die gewählten Ansätze erfordern wie alle Modelle Vereinfachungen und Annahmen, welche die resultierenden Ergebnisse beeinflussen und bei der Interpretation berücksichtigt werden müssen (Abschnitt 3.4).

### 3.1 Deterministischer Ansatz

Der deterministische Ansatz basiert auf dem an der Universität Basel entwickelten Strommarktmodell *Swissmod* [13], welches auch in der SA 2017 verwendet wurde. *Swissmod* bildet das Schweizer Übertragungsnetz knotenscharf ab und enthält eine detaillierte Darstellung der Schweizer Wasserkraft. Nachbarländer sind in aggregierter Form in das Modell integriert, um die Rolle von Importen und Exporten endogen abbilden zu können. Im Folgenden werden kurz die Abbildung von wetterabhängigen Grössen, des Netzes, sowie der sonstigen Systemkomponenten erläutert.

#### 3.1.1 Modellierung von wetterabhängigen Grössen

Im deterministischen Modell werden in den Referenzszenarien für jede Politikszenerien-Kombination 33 Wetterkombinationen betrachtet. Bei der Konstruktion der Wetterjahre liegt der Fokus darauf, konsistente Wetterjahre über alle wetterabhängigen Variablen (Wind, Solar, Wasserkraftzuflüsse und Last) zu untersuchen und dabei jeweils die Extreme der einzelnen Variablen zu betrachten. Eine Herausforderung liegt dabei daran, dass zwar für die erzeugungsseitigen Variablen (Wind, Solar, Wasserkraft) Dargebotszeitreihen für

einen langen Zeitraum (1981-2015/2018) vorliegen und somit konsistent für alle diese Variablen die gleichen Jahre verwendet werden können, für die Last-Zeitreihe (Nachfrage) hingegen nur eine beschränkte Zahl an Wetterjahren vorliegen. Die für die Schweiz verwendeten Last-Zeitreihen von Prognos [6] basieren allesamt auf der stündlichen Variation des Wetterjahrs 2014 mit einer synthetischen Anpassung für die Fälle „heisser Sommer“ und „kalter Winter“. Die Last-Zeitreihen des ENTSO-E TYNDP 2018 für die sonstigen europäischen Länder liegen dagegen für alle Zieljahre auf Basis von jeweils drei Wetterjahren (1982, 1984, 2007) vor. Diese wurden von ENTSO-E deshalb aus dem Pool verfügbarer Jahre ausgewählt, weil sie repräsentativ für drei unterschiedliche Cluster von historischen Wetterjahren sind.

Um mit den verfügbaren Daten ein Höchstmass an Konsistenz (d.h. gleichem historischen Wetterjahr für alle Variablen) zu erreichen, wurden zum einen alle Jahre gerechnet, die durch die beschränkte Verfügbarkeit von Last-Zeitreihen determiniert wurden, und das Erneuerbaren-Angebot jeweils passend dazu gewählt. Die daraus resultierenden Wetterkombinationen sind in Tabelle 3.1.1 dargestellt. Da die Last-Zeitreihen für die EU und die Schweiz keine sich überschneidenden Wetterjahre aufweisen, wurden hier alle Kombinationen der CH- und EU-Last-Wetterjahre kreuzkombiniert. Das Erneuerbaren-Dargebot wird dabei je einmal mit den EU-Lastjahren konsistent gehalten und einmal mit den CH-Lastjahren, sodass alle mit dem verfügbaren Datensatz möglichen konsistenten Kombinationen berechnet werden.

Über die Lastjahre hinausgehend wurden zudem noch diejenigen Jahre betrachtet, die bezogen auf das Erneuerbaren-Angebot (Wind, Solar oder Hydro) ein Minimum aufweisen (Tabelle 3.1.2). Für Wind und Solar haben wir zudem auch die Maximal-Jahre betrachtet. Um die Anzahl der Wetter-Kombinationen nicht zu gross werden zu lassen, wurde die Wahl getroffen sich in Bezug auf die europäische Last auf die Zeitreihe für 2007 zu beschränken, die die höchste Spitzenlast sowie eine besonders kalte Periode in Frankreich aufweist, und damit geeignet ist, um kritische Situationen im europäischen Stromsystem abzubilden.

Wetter Kombi	Last EU 1982,1984,2007	Last CH std,cold,hot	RES (inkl. Hydro) Wetterjahr 1981*2015
1	1984	std	1984
2	1984	hot	1984
3	1984	cold	1984
4	1984	std	2014
5	1984	hot	2014
6	1984	cold	2014
7	1982	std	1982
8	1982	hot	1982
9	1982	cold	1982
10	1982	std	2014
11	1982	hot	2014
12	1982	cold	2014
13	2007	std	2007
14	2007	hot	2007
15	2007	cold	2007
16	2007	std	2014
17	2007	hot	2014
18	2007	cold	2014

Tabelle 3.1.1: Last-determinierte Wetterkombinationen

Wetter Kombi	Last EU 1982,1984,2007	Last CH std,cold,hot	RES (inkl. Hydro) Wetterjahr 1981*2015
19	2007	std	2003 (MaxPV)
20	2007	hot	2003 (MaxPV)
21	2007	cold	2003 (MaxPV)
22	2007	std	1983 (MinPV)
23	2007	hot	1983 (MinPV)
24	2007	cold	1983 (MinPV)
25	2007	std	1995 (MaxWind)
26	2007	hot	1995 (MaxWind)
27	2007	cold	1995 (MaxWind)
28	2007	std	1996 (MinWind)
29	2007	hot	1996 (MinWind)
30	2007	cold	1996 (MinWind)
31	2007	std	1996 (MinHydro)*
32	2007	hot	1996 (MinHydro)*
33	2007	cold	1996 (MinHydro)*

\*Anmerkung: Bei den Wetterkombinationen 31-33 (MinHydro) wurde zusätzlich auch das Hydro-Angebot in den Schweizer Nachbarländern um 15% reduziert.

Tabelle 3.1.2: Erneuerbaren-determinierte Wetterkombinationen

### 3.1.2 Nachbildung des Netzes

Das verwendete Netzmodell umfasst das Übertragungsnetz in der Schweiz und in 18 weiteren europäischen Ländern (AT, DE, FR, IT, BE, CZ, DK, ES, GB, HU, LU, NL, NO, PL, PT, SE, SI, SK). Für das deterministische Modell wird dabei innerhalb der Schweiz das Netz leitungsscharf modelliert, basierend auf einem Datensatz von Swissgrid, der im Projekt AFEM (Assessing Future Electricity Markets) aufbereitet und nutzbar gemacht wurde (Abbildung 3.1.1). Die anderen europäischen Länder wurden aggregiert mit einer größeren geographischen Auflösung für die Nachbarländer modelliert (Frankreich mit 6 Knoten, Italien mit 5 Knoten, Deutschland mit 4 Knoten, Österreich mit 2 Knoten) und einem Knoten pro Land für die darüber hinausgehenden Länder (elektrische Nachbarn der Nachbarn). Die Aggregation erfolgte auf Basis des ENTSO-E TYNDP Netzdatensatzes für 2030 von dem ausgehend die Leitungsausbau- und -rückbauprojekte für die Jahre 2025, 2035 und 2040 korrigiert wurden. Um die Gewährleistung der N-1 Sicherheit vereinfacht abzubilden, wurden für alle Leitungen 20% als Sicherheits-Marge freigehalten, sodass dem Modell nur 80% der Netzkapazität zur Verfügung steht.

Insgesamt ergibt sich damit für das deterministische Modell ein Netzmodell mit 207 Knoten (175 in der Schweiz und 32 im Ausland) und 450 Leitungen. Die hohe Anzahl an Knoten im Schweizer Netz ermöglicht eine detaillierte Abbildung der netztechnischen Restriktionen im Schweizer Stromübertragungsnetz.

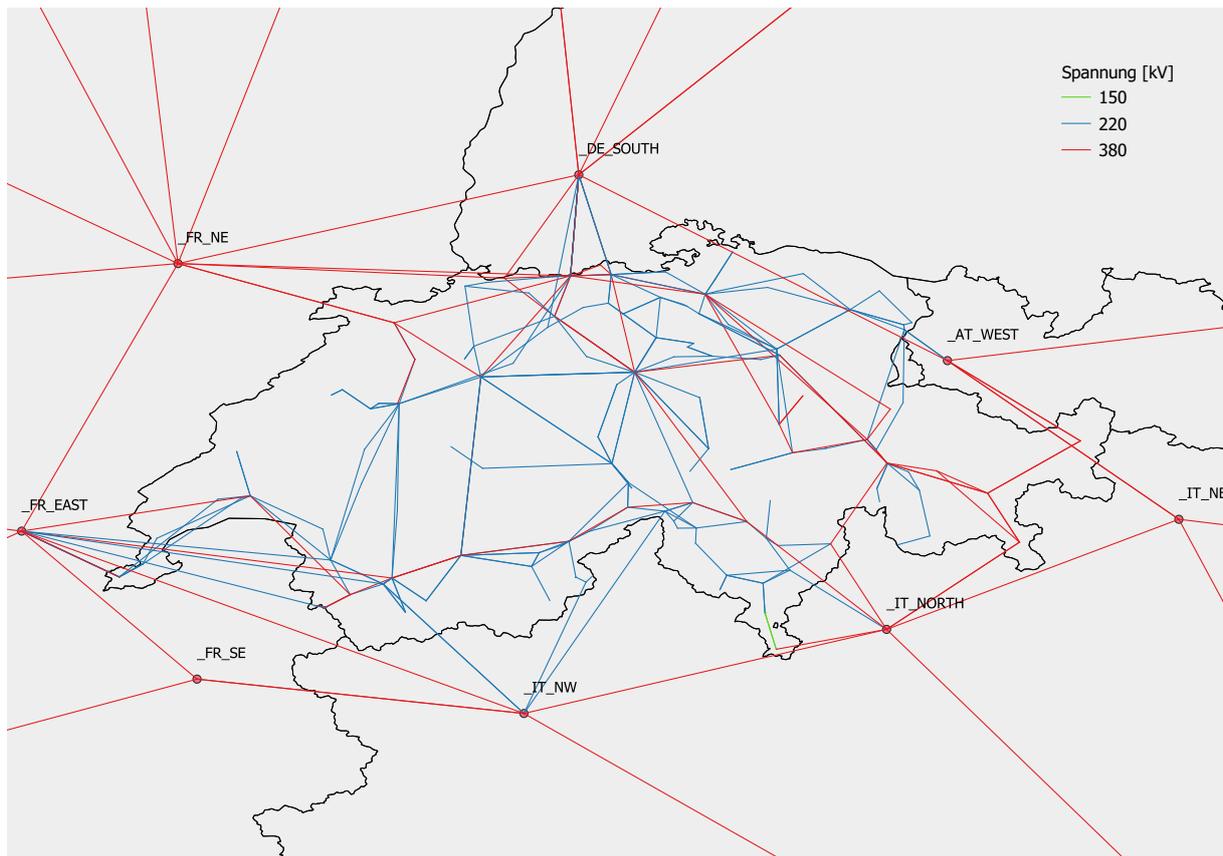


Abbildung 3.1.1: Netzmodell für den deterministischen Ansatz

### 3.1.3 Nachbildung des sonstigen Stromsystems

Für die Nachbildung des thermischen Kraftwerksparks in der EU werden in Swissmod die folgenden Technologien untergliedert: Kernkraft, Kohle (Steinkohle und Braunkohle), Gas, Öl und sonstige fossile Erzeugung. Alle Technologien werden dabei knotenscharf im Modell berücksichtigt. Der kostenminimale Einsatz der thermischen Kraftwerke wird im Modell endogen bestimmt (mit Ausnahme der sogenannten «sonstigen fossilen Erzeugung», die basierend auf ihrer jährlichen Erzeugungsmenge als konstante stündliche Einspeisung in das Modell eingeht). Die Einsatzreihenfolge ergibt sich dabei aus den variablen Kostenstrukturen der einzelnen Technologien (Merit Order). Die stündliche Erzeugungsmenge der einzelnen Kraftwerke ist im Modell durch die jeweilige verfügbare Kapazität beschränkt. Um die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken zu berücksichtigen wird die verfügbare und nicht die installierte Kapazität herangezogen. Die monatlichen Verfügbarkeiten der einzelnen Technologien basieren auf historischen durchschnittlichen Verfügbarkeiten (basierend auf dem AFEM-Projekt, [9]) und werden in Abschnitt 3.4 eingehender diskutiert. Für die monatliche Verfügbarkeit der Kern- und Braunkohlekraftwerke wurde die durchschnittliche Verfügbarkeit aus den historischen Werten (2016-2018) der ENTSO-E Power Statistics [11] abgeleitet.

Der thermische Kraftwerkspark in der Schweiz basiert auf den Energieperspektiven 2050 [3] und den durch Prognos erstellten Datengrundlagen System Adequacy Schweiz [6] und berücksichtigt daher noch keine schärferen Dekarbonisierungsziele. Die Datengrundlage umfasst daher neben Kernkraftwerken noch Gas-und-Dampf Kombikraftwerke, Biomasse-Anlagen, kleine Kraftwärmekopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen. Aufgrund der räumlichen Auflösung der Daten werden die Schweizer Gaskombikraftwerke auf Grossregionsebene modelliert wobei die Erzeugung entsprechend der Nachfrage auf die Knoten aufgeteilt wird. Während die Kern- und Gas-und-Dampf Kombikraftwerke kostenoptimal unter Berücksichtigung ihrer verfügbaren Kapazität eingesetzt werden, wird für Biomasse-Anlagen, kleine Kraftwärme-Kopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen eine fixe stündliche und knotenscharfe Einspeisung angenommen.

Im Schweizer Strommix spielt vor allem die Wasserkraft eine zentrale Rolle. Swissmod umfasst eine detaillierte räumliche und zeitliche Repräsentation der Schweizer Wasserkraft wobei zwischen Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher unterschieden wird. Basierend auf der Datenbank Hydro-GIS [10] wurden Hydrokaskaden gebildet, welche es durch eine detaillierte Abbildung der Verknüpfungen zwischen Wasserkraftwerken und Speicherseen erlauben, Interaktionen zwischen Ober- und Unterliegern in das Optimierungsproblem einzubeziehen (Abbildung 3.1.2). Durch die genaue räumliche Verortung der einzelnen Elemente innerhalb der Hydrokaskaden lassen sich zudem ortsscharfe Abflussmuster und deren saisonale Variabilität [2] zuordnen. Insgesamt können so ca. 260 Kaskaden mit über 400 Kraftwerken detailliert abgebildet werden (Abbildung 3.1.3).

Während die Schweizer Wasserkraft (Speicher, Pumpspeicher und Laufwasser) in Swissmod in hohem Detailgrad abgebildet ist, wird die Wasserkraft in der EU aufgrund der Datenverfügbarkeit vereinfacht und auf Knotenbasis abgebildet. Sofern für die einzelnen Länder Daten bezüglich der Speichergröße und der Zuflüsse verfügbar waren, wird dies im Modell für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt (AT, ES, FR, IT, NO, PT, SE). Für solche Länder, für die diese Daten nicht verfügbar waren, wird die jährliche Erzeugungsmenge als Beschränkung im Modell herangezogen. Die Erzeugung von Laufwasserkraftwerken in der EU geht in das Modell als fixe Einspeisung ein.

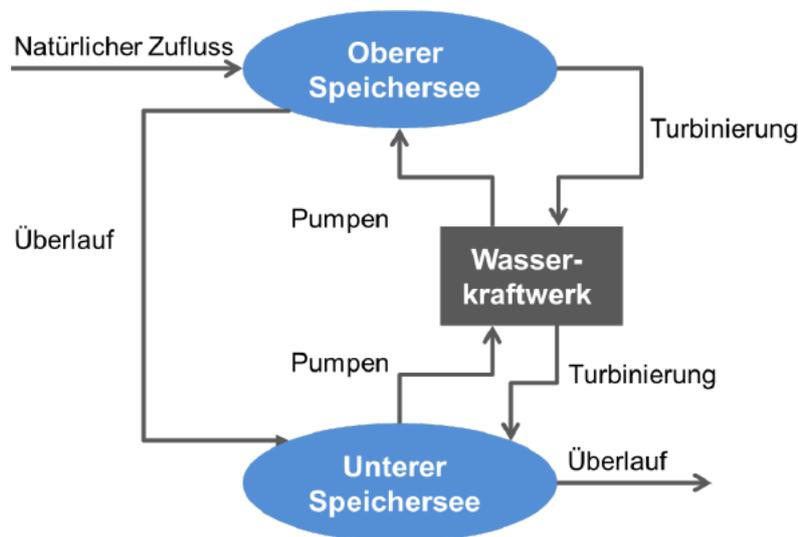


Abbildung 3.1.2: Abbildung der Wasserkraft im deterministischen Modell

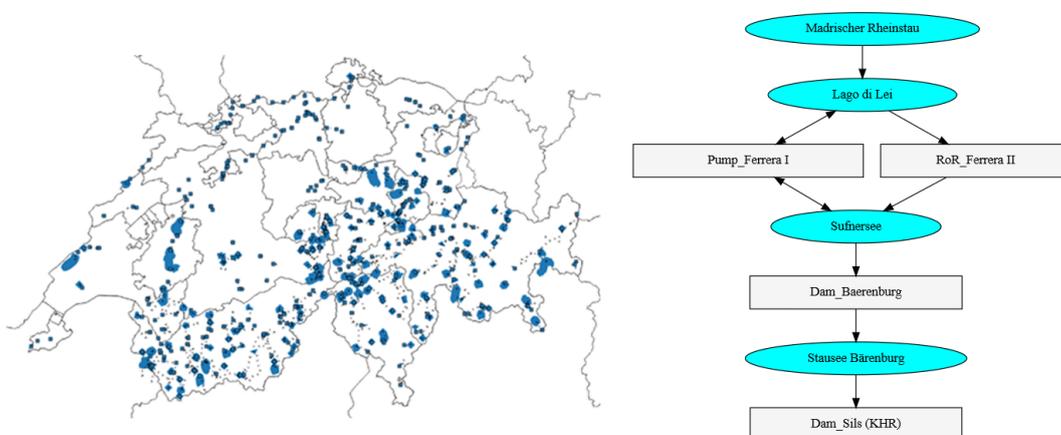


Abbildung 3.1.3: Abgebildete Seen in Swissmod und exemplarisches Beispiel einer Kaskade

## 3.2 Probabilistischer Ansatz

Der probabilistische Ansatz basiert auf einem vereinfachten Modell des physikalischen Systems. Insbesondere spiegelt sich die Modellvereinfachung in einer approximierten Darstellung des Schweizer Übertragungsnetzes wider, das nicht knotenscharf sondern mit 7 aggregierten Regionen analytisch erfasst wird. Jede Region enthält eine aggregierte Beschreibung aller darin enthaltener Lasten und Erzeugungs-/Speichereinheiten, ähnlich wie in der SA 2017 [5]. Das System im Ausland ist identisch modelliert wie im deterministischen Ansatz. Im Folgenden werden kurz die Abbildung von wetterabhängigen Grössen und des Netzes im probabilistische Ansatz erläutert.

### 3.2.1 Modellierung von wetterabhängigen Grössen

Da das Ziel der Studie ist, das Verhalten des Stromsystems über gewählte langfristige Szenarien in Bezug auf Versorgungssicherheit zu bewerten, und da das Systemverhalten durch Wetterbedingungen beeinflusst wird, werden mittels des probabilistischen Ansatzes viele verschiedene Wetterbedingungen für die Referenzszenarien und Sensitivitäten (vgl. Abschnitt 4.1) studiert. Die Anzahl der berücksichtigten Wettervariationen ist dabei gezielt höher als im deterministischem Ansatz, um die Vielfalt der möglichen wetterabhängigen Rahmenbedingungen zu reproduzieren, und sie bildet zudem eine verschärfte Konstellation in Bezug insbesondere auf die hydrologischen Verhältnisse ab, da letztere von kritischer Relevanz für das Schweizer Stromsystem sind. Jedes langfristige Szenario wird dann für alle betrachteten Wetterbedingungen simuliert, um das Verhalten des Systems zu bewerten. Für die Varianten (vgl. Abschnitte 4.2 und 5.1) werden nur die kritischeren Bedingungen betrachtet, so dass eine reduzierte Anzahl an Jahren (die jedoch grösser ist als im deterministischen Ansatz) betrachtet wird. Genauer gesagt werden folgende Kombinationen untersucht:

- Referenzszenarien und Sensitivitäten: 8 RES-Jahre, 3 EU-Lastjahre, 6 Wasserjahre (Wasserverfügbarkeit respektiv für die Alpen<sup>1</sup>-/nordische Länder: 100%/100%, 85%/100%, 70%/100%, 100%/70%, 85%/70%, 70%/70%) → insgesamt 144 Jahre pro langfristiges Szenario
- Varianten: 8 RES-Jahre, 1 EU-Lastjahr, 5 Wasserjahre (Wasserverfügbarkeit respektiv für die Nachbar-/nordische Länder: 70%/85%, 70%/70%, 85%/85%, 85%/70%, 85%/100%) → insgesamt 40 Jahre pro langfristiges Szenario

Die 8 RES-Jahre beziehen sich auf die PV/Wind-Einspeisungen für 1982 / 1983 / 1984 / 1995 / 1996 / 2003 / 2007 / 2014 [12], die EU-Lastjahre entsprechen den Lastprofilen von 1982 / 1984 / 2007, die für [8] verwendet wurden. Für die Varianten wird nur das EU-Lastjahr 2007 studiert, da dieses sich bei den Simulationen als das kritischste erwiesen hat. Für die PV/Wind-Zeitreihen werden die Erzeugungsprofile für jedes Wetterjahr auf die entsprechende installierte Kapazität im betrachteten Szenario skaliert. Die EU-Lastjahre werden für die Last im Ausland benutzt, für die Last in der Schweiz wird das jeweilige RES-Jahr nach kalten, mittleren und heissen Wetterbedingungen eingeordnet, basierend auf den Temperaturdaten, und für jedes Jahr wird dann das entsprechende kalte/standard/heisse Lastprofil verwendet. Die Lastdatensätze sind dabei alle identisch mit den Daten im deterministischen Ansatz.

Die Prozentsätze der Wasserjahre stellen die Verfügbarkeit im Vergleich zu den Referenzzuflüssen dar, z.B. 70% bedeutet, dass eine Reduktion von 30% in Bezug auf die Referenzzuflüsse angenommen wird. Für die Schweiz betragen die Gesamtzuflüsse für den Referenzfall 35.2 TWh. Als Vergleich ist es anzumerken dass im Zeitraum 2008-2017 die Produktion der Wasserkraft in der Schweiz einen Durchschnittswert von 37.6 TWh aufwies [1], und dass das historische Minimum (seit 1978) der jährlichen Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraft bei -15% liegt [7], so dass die maximale berücksichtigte Zuflussvariation von -30% deutlich über das beobachtete Minimum hinaus geht, und somit eine konservative Abschätzung im Sinne eines Worst-Case der hydrologischen Randbedingungen abbildet.

Die Menge der Wetterjahre für die Referenzszenarien und Sensitivitäten die sich damit ergibt ist mit 144 Elementen zwar etwas kleiner als die in [5], wo 180 Jahre simuliert wurden, ist jedoch strukturiert um kriti-

<sup>1</sup>D.h. die Schweiz, Österreich, Frankreich, Deutschland und Italien.



modelliert.

Basierend auf dieser Aggregation wird die Simulation des Strommarktes in aggregierter Form mit einem DC-Netzmodell mit stündlicher Auflösung und mit der Berücksichtigung von nur 80% der Leitungskapazität (N-1 Marge) für ein Jahr durchgeführt, ähnlich wie im deterministischen Ansatz. Auf dieser Basis ist es dann möglich Engpässe, die die Systemsicherheit gefährden könnten, analytisch zu erfassen: Da die Last als unflexibel angenommen wird, bleibt bei kritischen Lagen nur noch die Möglichkeit, einen Teil der Last abzuwerfen. Es ist aber anzumerken dass Informationen über Lastabwürfe und Leitungsflüsse innerhalb der Schweiz dementsprechend nur in aggregierter Form als zonale/interzonale Daten vorliegen.

### 3.3 Indikatoren

Für die vorliegende Analyse werden die gleichen Standardindikatoren verwendet wie in der SA 2017. Ein wichtiger Unterschied ist jedoch, dass aufgrund der gewählten Szenariostruktur (siehe Abschnitt 4.1) keine gewichteten Mittelwerte für die verschiedenen energiepolitischen Dimensionen ermittelt werden können. Entsprechend wird in der Ergebnispräsentation in Abschnitt 4 und 5.1 jeweils die Bandbreite und Streuung der Indikatoren dargestellt. Hierbei wird 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:

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

wo  $C_{conv}(h)$  die verfügbare Kapazität der konventionellen, steuerbaren (dispatchable) Anlagen ist,  $L(h)$  die Nachfrage, und  $E_{RES}(h)$  die Einspeisungen von nicht-dispatchable Anlagen (v.a. PV und Wind, aber auch Biomasse, Laufwasser und kleineren fossile Anlagen).

Im Rahmen der SA 2017 wurde bei den ENS und LOL Werten festgestellt, dass für Szenarien mit Lastabwürfen in der Schweiz i.d.R. kein negatives RCM vorhanden war. Dies ist ein Effekt der Gesamtsystemoptimierung: 'Die Ausfälle in der Schweiz sind weniger ein Zeichen für unzureichende lokale Erzeugungskapazi-

täten sondern 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).

Die gleiche Problematik stellt sich auch in der vorliegenden Analyse. Aufgrund der Abbildung des gesamten zentraleuropäischen Netzverbundes wird die potentielle Wirkung dieses Effektes jedoch nochmals verstärkt. Die Definition der Variablen  $LostLoad(h)$  und  $LOLF(h)$  wird daher angepasst um eine Abschätzung der lokalen und der systembedingten Grössen zu erhalten.

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.

Neben den allgemeinen Indikatoren werden auch die spezifischen, für das wasserkraftdominierte Stromsystem der Schweiz entwickelten Indikatoren der SA 2017 ermittelt.

- Der Speicherbedarf (SB), in GWh, beschreibt die zusätzlich gespeicherte Energie die benötigt würde um die Residuallast ab einer bestimmten Stunde  $h1$  über eine angegebene Zeitspanne  $T$  zu decken, unter der Annahme dass keine Importe/Exporte an den Grenzen stattfinden.  $SB$  kann so formuliert werden:

$$SB(h1, T) = 0 \text{ wenn } R(h1) \geq D(h1, h1 + T) \quad (4)$$

$$SB(h1, T) = D(h1, h1 + T) - R(h1) \text{ wenn } R(h1) < D(h1, h1 + T) \quad (5)$$

Dabei gibt  $R(h1)$  den Energiewert der gesamten Schweizer Speicherreservoirs in der Stunde  $h1$  in MWh an und  $D(h1, h2)$  die summierte Residuallast von Stunde  $h1$  bis Stunde  $h2$ . Die Residuallast ist dabei als Gesamtlast abzüglich Erzeugung aller inländischen Kraftwerke sowie abzüglich der Zuflüsse zu Speicherkraftwerken, allerdings ohne die Erzeugung von Speicherkraftwerken, definiert.

Die Ziel-Zeitspanne ist dabei als extern zu definierender Input-Parameter für die Berechnung des Indikators notwendig.

- Der Speicherpuffer (SP), in GWh, beschreibt den gespeicherten Energieüberschuss bzw. Energiemangel in Bezug auf das Ziel, ab einer bestimmten Stunde  $h1$  über einen angegebenen Zeitraum  $T$  die Residuallast mittels Speicher decken zu können, unter der Annahme dass keine Importe/Exporte an den Grenzen stattfinden:

$$SP(h1, T) = R(h1) - D(h1, h1 + T) \quad (6)$$

wo  $R(h1)$  und  $D(h1, h2)$  wie oben definiert sind.

Von (5) und (6) ist es leicht zu entnehmen dass  $SB = -SP$  wenn die vorhandene Energie für den gewählten Horizont  $T$  nicht ausreichend ist. Zudem werden gleiche Zeitspannen verwendet wie für  $SB$ .

### 3.4 Fähigkeiten und Einschränkungen der Modellierungsansätze

Die oben beschriebenen Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und die erforderlichen Annahmen und notwendigen Vereinfachungen beeinflussen die Ergebnisse und deren Interpretation. Wie auch in der SA 17 basieren beide Modelle 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. Es werden keine Marktebenen abgebildet, sondern in Form eines perfekten Market-Coupling (im deterministischen Modell für die Schweiz perfekte nodale Bepreisung) mit zugrundeliegendem Netz- und Kraftwerksdatensatz der optimale Dispatch ermittelt. Für die direkten Nachbarländer der Schweiz wird hierfür eine zonale Abbildung verwendet, die einige der inländischen Netzengpässe abbildet (z.B. Nord-Süd Engpass in Deutschland). Für die restlichen Länder wird jeweils nur ein Knoten verwendet, welcher keine inländischen Netzengpässe abbildet. Daher sind Netzengpässe, die sich innerhalb der aggregierten Knoten befinden, nicht abgebildet (beispielsweise Netzengpässe innerhalb des Knotens Süddeutschland). Die vereinfachte Darstellung der europäischen Netzstrukturen führt daher zu einer tendenziellen Überschätzung der real verfügbaren Austauschkapazität zwischen den einzelnen Ländern und Regionen in den Modellen. Zudem trifft das Modell keine Unterscheidung zwischen Stromhandel (Markt) und den physikalischen Flüssen. Restriktionen, die in der Realität nur auf der Strommarkt-Ebene greifen, sind im Modell daher nicht abgebildet, außer approximativ in Form der Nettoimport-Sensitivität (vgl. Abschnitt 4.1.4).

Das deterministische Modell baut bei der Netzabbildung auf dem aggregierten EU-Netz des probabilistischen Modells auf, wobei es die sieben Schweizer Knoten durch die detaillierte Abbildung des Übertragungsnetzes ersetzt. Entsprechend kommt es an den Schweizer Grenzleitungen zu einem Übergang der beiden Netzmodellstrukturen. Die Grenzknoten der Nachbarländer entsprechen dabei dem aggregierten EU Datensatz, die Grenzknoten auf Schweizer Seite den realen Stationen im Schweizer Übertragungsnetz. Die Verbindung beider Ebenen basiert dabei auf den realen Grenzleitungen der Schweiz, welche für den Anschluss an den EU-Netzknoten skaliert werden: so werden z.B. alle Grenzleitungen mit Österreich an den Knoten AT-West angeschlossen. Dies kann entsprechend zu geringfügigen Verzerrungen im resultierenden Flussbild führen. Ebenso stellen die Modelle Approximationen der realen Wettbewerbsstruktur dar, da kein strategisches Unternehmensverhalten abgebildet wird. Weiterhin wird stets das Gesamtsystem optimiert und kein opportunistisches Verhalten einzelner Länder berücksichtigt.

Während die Schweizer Erzeugungsstruktur sehr detailliert abgebildet ist, sind die Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern in Typen aggregiert und verwenden generische Kostenstrukturen. Auch sind dadurch keine Anfahr- oder Rampingrestriktionen berücksichtigt. Der konventionelle Kraftwerkspark hat daher in den Modellen tendenziell eine höhere Flexibilität als in der Realität. Auf der für die System Adequacy relevanten Zeitskala ist dies aber nicht von Bedeutung und fällt daher in den operativ-kurzfristigen Bereich, der in unserer Studie nicht behandelt wird. Für die System Adequacy kritische Situationen sind operativ mit zeitlich ausreichendem Vorlauf erkennbar (z.B. durch Wind/PV/Last-Prognosen für die kommenden Tage), sodass Kraftwerke entsprechend angefahren werden können. Auch werden die Kapazitäten mit einer fixen, saisonalen Verfügbarkeit abgebildet (siehe Abbildung 3.4.1). Für Kern- und Braunkohlekraftwerke wird hierfür auf die historischen monatlichen Verfügbarkeiten der letzten drei Jahre zurückgegriffen. Für Gas- und Kohlekraftwerke wird eine generische saisonale Verfügbarkeit unterstellt, mit höheren Verfügbarkeiten im Winter als im Sommer, da tendenziell geplante Wartungsarbeiten in die Sommermonate fallen. Diese Verfügbarkeiten bilden zudem auch die Kapazitätsreduktionen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ab. Für das Jahr 2017 ergibt sich so z.B. eine Reduktion der technisch installierten Kapazität von 50 GW im Winter bis zu 140 GW im Sommer, bei ca. 480 GW konventioneller Kraftwerkskapazität im Gesamtsystem.

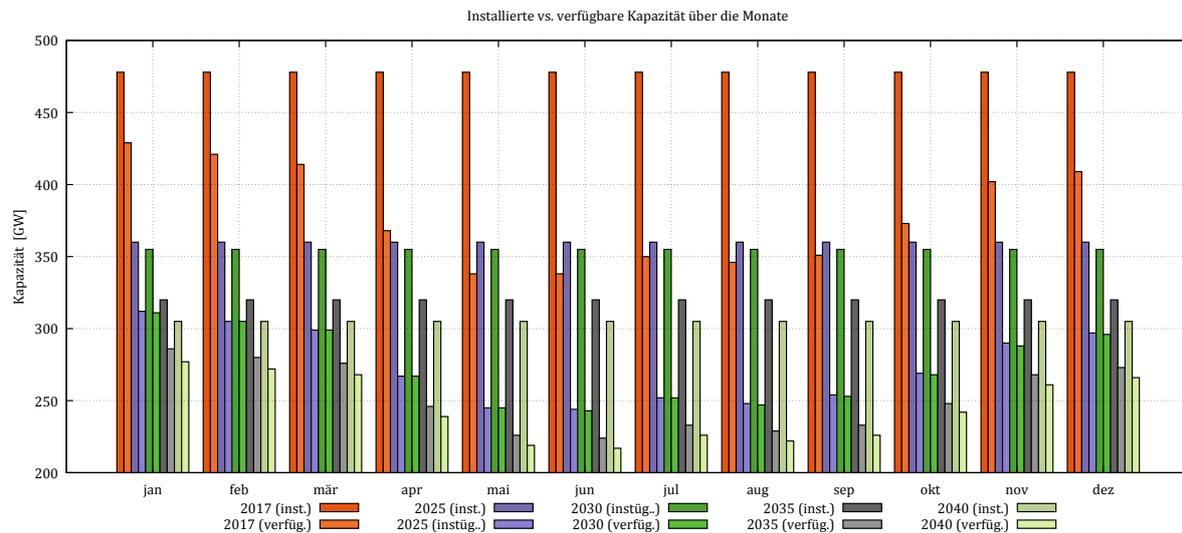


Abbildung 3.4.1: Installierte vs. verfügbare Kapazität im Gesamtsystem dargestellt über die Monate des Jahres

Für die Nachfrageseite wird eine fixe, stündliche Nachfrage unterstellt, wobei diese je nach Lastvarianz unterschiedlich ausfällt (siehe Abschnitt 4.1). Entsprechend sind keine nachfrageseitigen Flexibilitätsmechanismen (Demand-Side-Management) abgebildet. Ebenso erfolgt keine endogene Modellierung neuer Nachfrageelemente im Wärme- oder Mobilitätssektor (siehe hierzu auch Abschnitt 5.4).

Die vereinfachte Darstellung des Systems bildet daher auch eine Vielzahl möglicher Massnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit nicht ab; z.B. kurzfristige Eingriffe auf Netzebene oder die temporäre Erhöhung von Kraftwerksverfügbarkeit. Solche Massnahmen können insbesondere bei den kleineren modellierten Ausfällen dazu führen, dass diese 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).

In beiden Modellen wird zudem die Gesamtmenge an Lastabwurf (in MWh) optimiert. Da Lastabwürfe 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.

Beide Modellansätze wurden für das Jahr 2017 kalibriert, einerseits um die grundsätzliche Tauglichkeit der Ansätze zu prüfen, das europäische Stromsystem mit seinen Dynamiken abbilden zu können, andererseits um eine Kalibrierung der Eingangsdaten vorzunehmen. Abbildung 3.4.2 zeigt den Vergleich der Modellergebnisse des deterministischen Modells mit den Daten der Energiestatistik von ENTSO-E [11] für das Jahr 2017. Für erneuerbare Energien und die Produktion der Grundlastkraftwerke (Kernkraft, Braunkohle) wurden die entsprechenden Einspeisereihen bzw. Auslastungen für das Jahr 2017 direkt vorgegeben. Die restliche Erzeugung wurde anhand einer Kostenskalierung auf Landesebene dahingehend kalibriert, dass einerseits die landspezifischen Erzeugungsmuster reproduziert wurden und damit andererseits auch das Flussbild im Gesamtsystem reproduziert werden konnte. Entsprechend ergeben sich beim Abgleich mit der Statistik nur geringfügige Unterschiede.

### Modell-Statistik-Verifikation

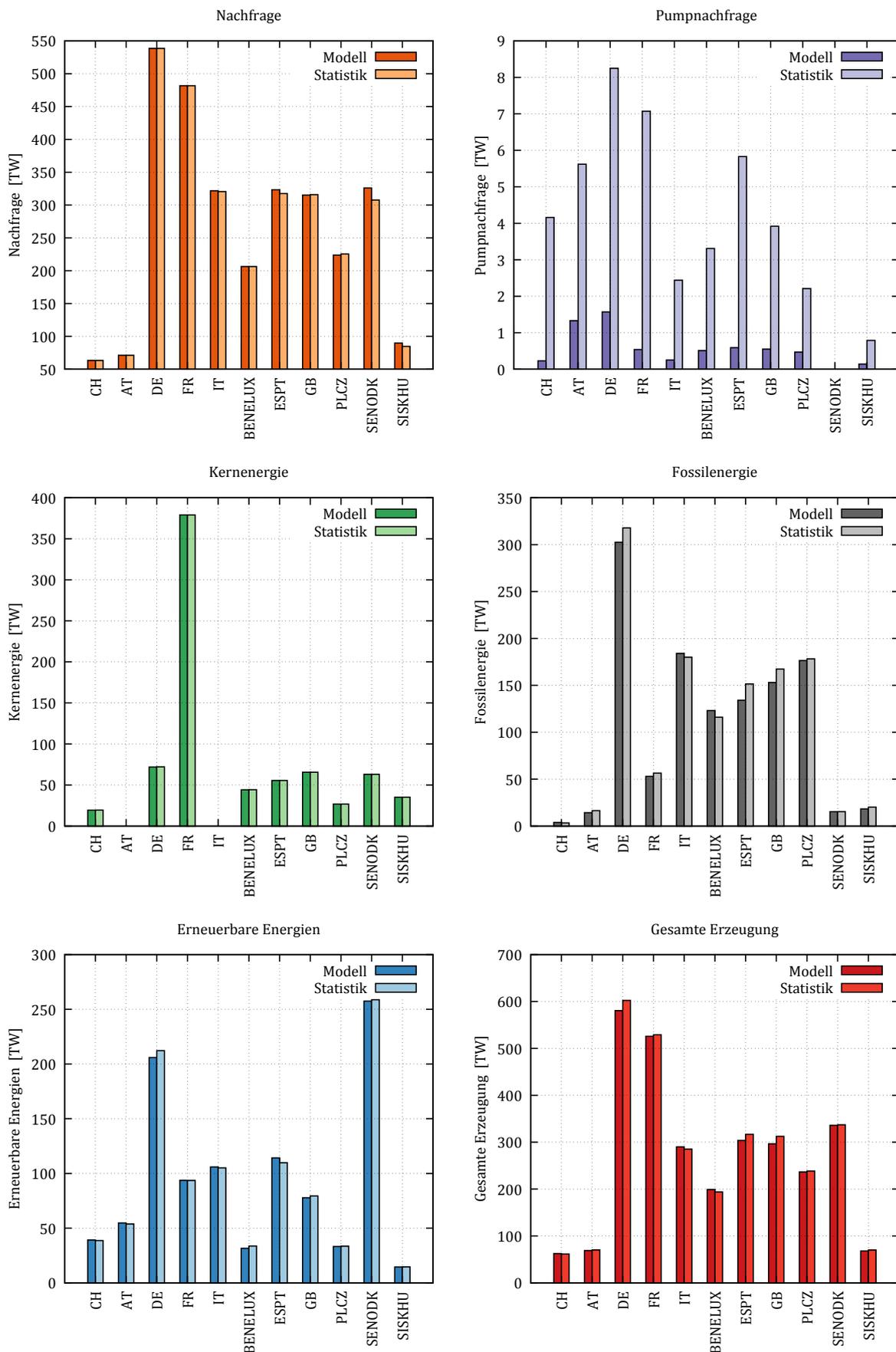


Abbildung 3.4.2: Verifikation des Modells mit der Energiestatistik von ENTSO-E [11] für das Jahr 2017

Die grösste Differenz zeigt sich bei der Pumpspeichernutzung. Aufgrund der vereinfachten Kostenstruktur des konventionellen Kraftwerksparks (stufenweise Angebotskurve entsprechend der Kraftwerkstypen) und der Kosten für Kohle, Erdgas und CO<sub>2</sub> Zertifikate ergibt sich ein relativ flaches Preisbild. Dieses macht die Nutzung von Pumpspeichern im Modell unattraktiver als dies in der Realität der Fall war. Zudem sind in den Modellen keine Systemdienstleistungen abgebildet, welche in der Realität einen Teil der Pumpspeichernachfrage ausmachen könnten.

Die Kostenkalibrierung wird für die Zukunftsläufe beibehalten. Entsprechend ergibt sich für das Gesamtsystem damit ein Kraftwerkseinsatz, welches 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. Da die Kraftwerkskapazitäten in den europäischen Ländern vereinfacht abgebildet sind, kann eine veränderte Kostenkalibrierung zu Sprüngen in der Angebotsreihenfolge führen (z.B. ob Gaskraftwerke in den Niederlanden oder in Deutschland billiger sind) und damit auch das Flussbild verändern.

Für die Fragestellung der Studie ist dieser Punkt jedoch 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. Testläufe für 2017 sowie für 2040 mit unterschiedlicher Kostenkalibrierung und künstlich erzeugten Versorgungsengpässen (durch deutliche Erhöhung der Nachfrage) haben zu keinen Unterschieden in den Lastabwurfmustern und Indikatoren geführt.

Für die Schweiz ergibt sich dabei in der Angebotsvariante CuE die Rückwirkung, dass der Einsatz der neuen Gaskraftwerke komplett von der Kalibrierung abhängt. Umgedreht ist in der Variante EuI der Schweizer Kraftwerkspark stark von preisunabhängigen Erzeugern geprägt, so dass die Kalibrierung relativ wenig Einfluss auf das Gesamterzeugungsbild hat. Die Schweizer Speicherwasserkraft wiederum orientiert sich an der saisonalen Verfügbarkeit sowie den Knappheitssituationen im Gesamtsystem (welche unabhängig von der Kostenkalibrierung sind). In welches Land dabei exportiert wird, hängt demgegenüber von der Kalibrierung ab.

## 4 Szenarien für die System Adequacy Analyse 2019

Wie auch in der System Adequacy Studie 2017 wird ein Set an Szenarien verwendet, welche die möglichen zukünftigen Entwicklungen im Schweizer und europäischen Stromsektor betrachten. Hierfür wird als Ausgangspunkt ein Referenzszenarioset definiert, welches die aktuelle politische Erwartungshaltung widerspiegelt (Abschnitt 4.1). Die Datengrundlage für die Schweizer Entwicklungen stellen die Energieperspektiven 2050 dar (diese beinhalten daher noch keine schärferen Dekarbonisierungsziele). Für die Nachbarländer wird soweit möglich auf die jeweiligen Referenzstudien zurückgegriffen. In Deutschland ist dies der Klima und Energieplan, in Frankreich PPE 2018 und BP RTE 2017, und Italien basiert auf den Daten der SEN aus dem PdS2018. Für Österreich und alle weiteren modellierten Länder wird auf den Szenariorahmen des TYNDP der ENTSO-E zurückgegriffen, wobei hierbei das Szenario ‚Sustainable Transition‘ als Grundlage dient. Für diejenigen Studien, welche nicht alle modellierten Jahre der SA 2019 abdecken, wird eine entsprechende lineare Interpolation verwendet.

Aufbauend auf diesen Referenzszenarien wird ein erstes Variantenset definiert, welches verschiedene angebotsseitige Entwicklungen abbildet (Abschnitt 4.2). Diese decken mit dem beschleunigten Kernkraft und Kohleausstieg in Frankreich bzw. Deutschland auch potentiell kritischere Versorgungssituationen ab. In einem zweiten Variantenset wird einerseits die Entwicklung der Nachfrageseite im Falle einer stärkeren Elektrifizierung untersucht, als auch die Kombination von Nachfrage- und Angebotsentwicklungen (Abschnitt 5).

### 4.1 Referenzszenarien

Wie auch in der SA 2017 setzten sich die Referenzszenarien aus drei Dimensionen zusammen: Politikvarianten für die Schweizer Angebots und Nachfragestruktur, die modellierten Jahre (2025, 2030, 2035, und 2040), sowie die Wetter- bzw. Temperaturbedingung. Abbildungen 4.1.1 und 4.1.2 visualisieren dies für die unterschiedlichen (deterministischen/probabilistischen) Ansätze.

Für beide Ansätze gilt der gleiche politische Rahmen: basierend auf den Energieperspektiven 2050 werden zwei Nachfragevarianten (NEP, WWB) definiert und mit zwei Angebotsvarianten (CuE, EuI) kombiniert. Für jede Nachfrage/Angebotsvariation werden vier Jahresscheiben ab 2025 simuliert. Im deterministischen Modell wird jede dieser Kombination mit 33 Wetter- bzw. Temperaturbedingungen (siehe Abschnitt 3.1.1) variiert. Damit ergeben sich bei vier Politikkombinationen und vier Jahren insgesamt 528 Szenarioläufe. Für das probabilistische Modell werden die vier Politikkombinationen für jedes Jahr mit einem Set aus acht Wetterjahren, sechs Wasserverfügbarkeiten und drei Lastjahren kombiniert, was 144 Wetter/Temperaturkombinationen entspricht (siehe Abschnitt 3.1.1). Entsprechend ergeben sich damit über 2000 Szenarioläufe.

Im Folgenden werden die jeweiligen Annahmen für die Angebots- und Nachfrageentwicklung in der Schweiz und Europa und die zugrundeliegenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub> Preisannahmen der Referenzszenarien dargestellt. Abschliessend werden die netzseitigen Sensitivitäten präsentiert.

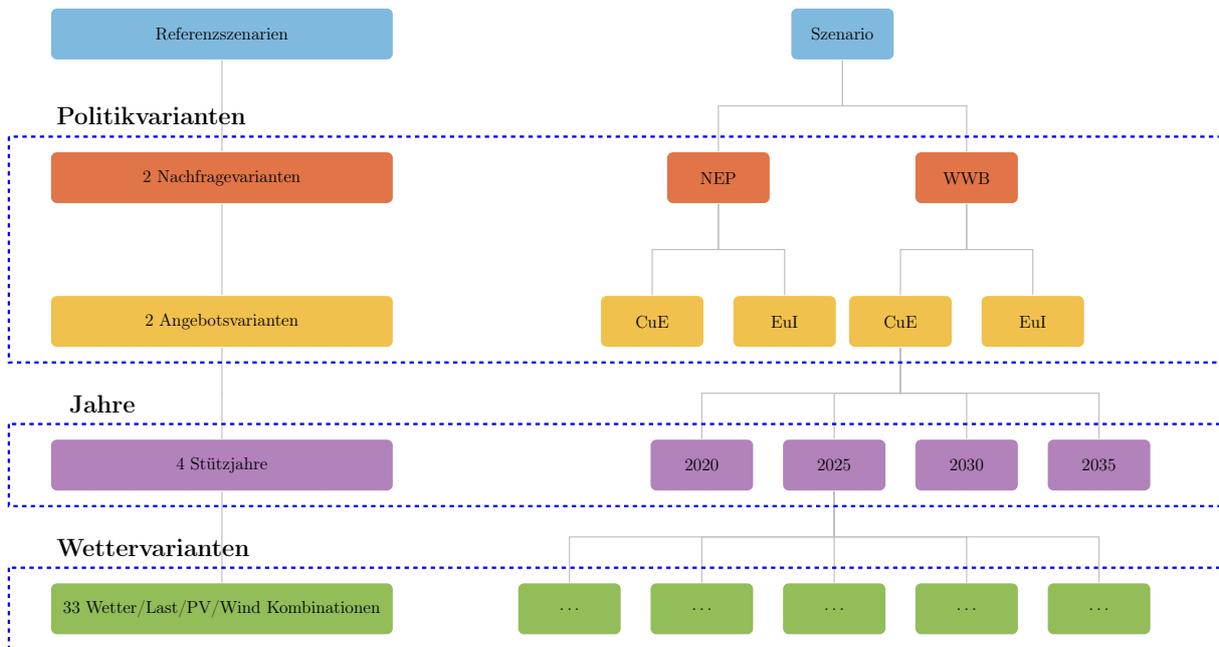


Abbildung 4.1.1: Szenariodimensionen in den Referenzszenarien für den deterministischen Ansatz

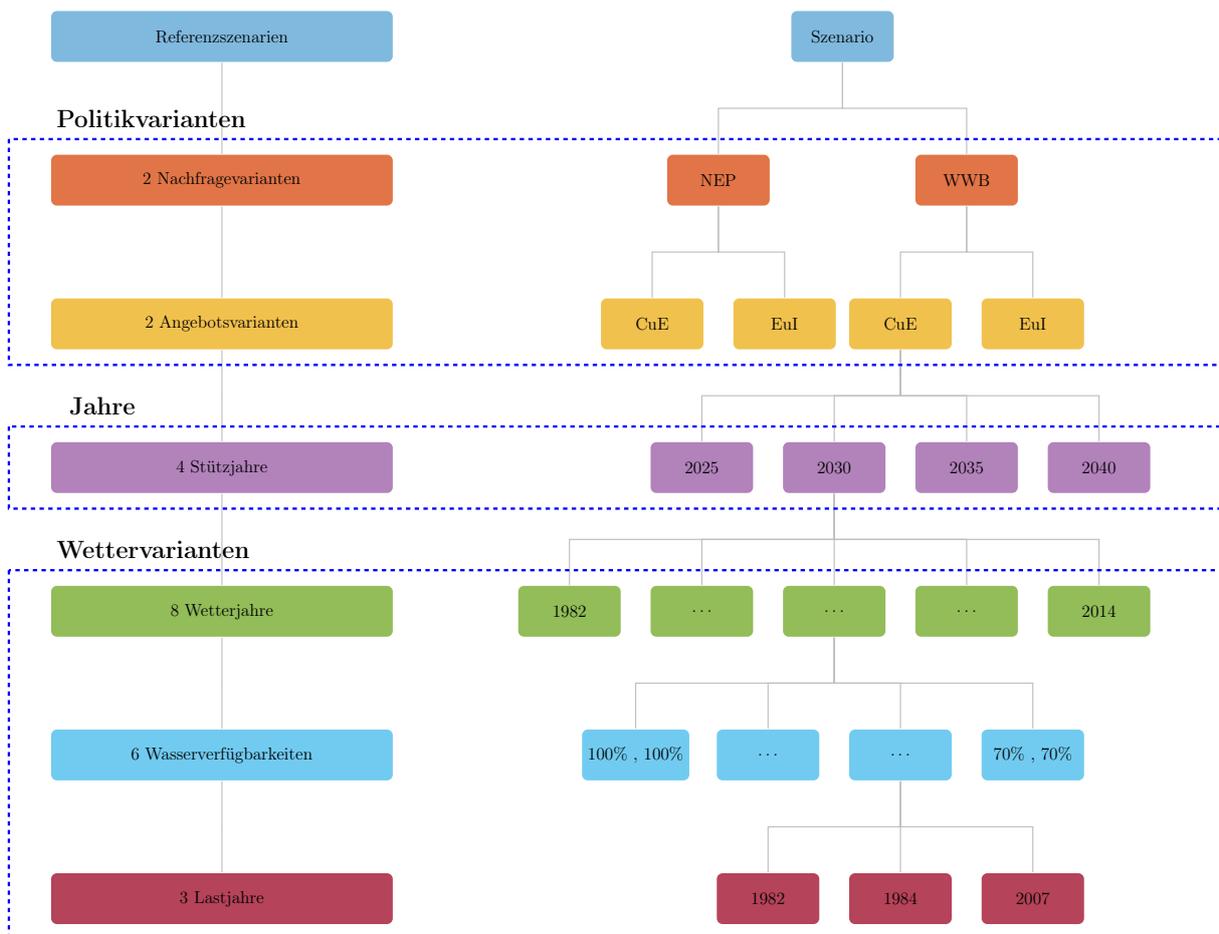


Abbildung 4.1.2: Szenariodimensionen in den Referenzszenarien für den probabilistischen Ansatz

#### 4.1.1 Stromangebot- und Nachfrage der Schweiz

Die Entwicklung des zukünftigen Schweizer Kraftwerkparks bis 2040 basiert auf den zwei politisch definierten Angebotsvarianten der Energieperspektiven 2050:

- Erneuerbare Energien und Importe (EuI)
- Fossil und Erneuerbare Energien (CuE)

Während der kostenminimale Einsatz der Wasserkraftwerke, der Kernkraftwerke sowie der Gas- und Dampf Kombikraftwerke (Fossil) in den in diesem Projekt verwendeten Strommarktmodellen optimiert wird, wird die Einspeisung aus den erneuerbaren Technologien Wind und PV sowie die Einspeisung aus Biomasse-Anlagen, kleinen Kraftwärmekopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen (sonstige Einspeisung) exogen vorgegeben. Dementsprechend sind für diese Technologien Einspeisezeitreihen in den Modellen berücksichtigt (siehe Abschnitt 3). Dabei wurde im Vergleich zur SA 2017 eine Anpassung der erneuerbaren Kapazitäten vorgenommen, und der Anteil an Windkraft nach unten und dafür der Anteil an PV nach oben angepasst. Die Kapazität der fossilen Gas- und Dampf Kombikraftwerke wurde hingegen noch nicht an die aktuellen schärferen Dekarbonisierungsziele angepasst und entspricht weiterhin den Annahmen der aktuellen Energieperspektiven 2050 [3].

In allen Angebotsvarianten ist die Entwicklung der nicht-fossilen Kraftwerkskapazitäten identisch. Wie auch in der SA 2017 wird für die Schweizer Kernkraftwerke ein fixes Laufzeitende vorgegeben (Mühleberg 2019, Beznau 2022, Gösgen 2029 und Leibstadt 2034). Die Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau sind dementsprechend im ersten modellierten Jahr 2025 bereits abgeschaltet, ab dem Jahr 2035 ist in den Modellen kein Kernkraftwerk mehr am Netz. In der Angebotsvariante CuE wird der Wegfall der Kernkraftwerke durch Zubau von ca. 3 GW Gaskapazität teilkompensiert (Abbildung 4.1.4) während dies in der Angebotsvariante EuI durch erhöhte Importe erfolgt (Abbildung 4.1.3).

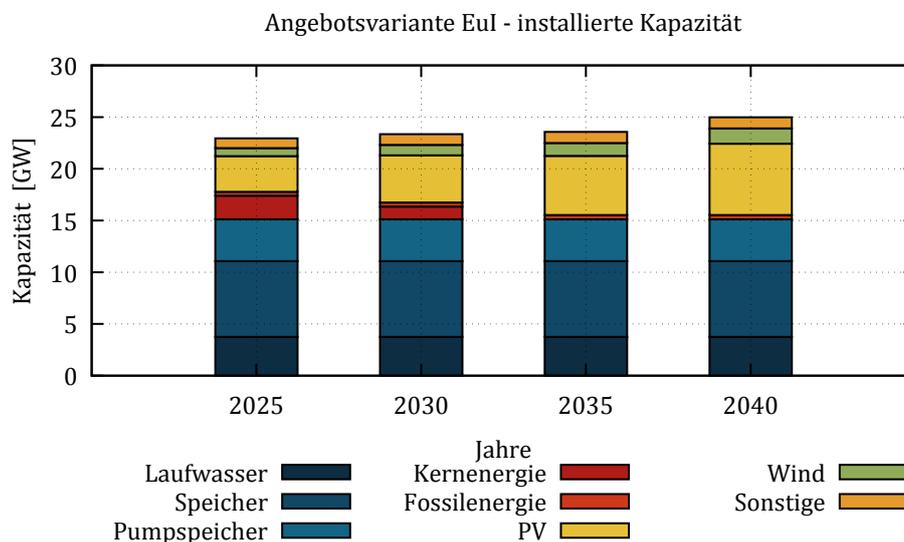


Abbildung 4.1.3: Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante EuI.

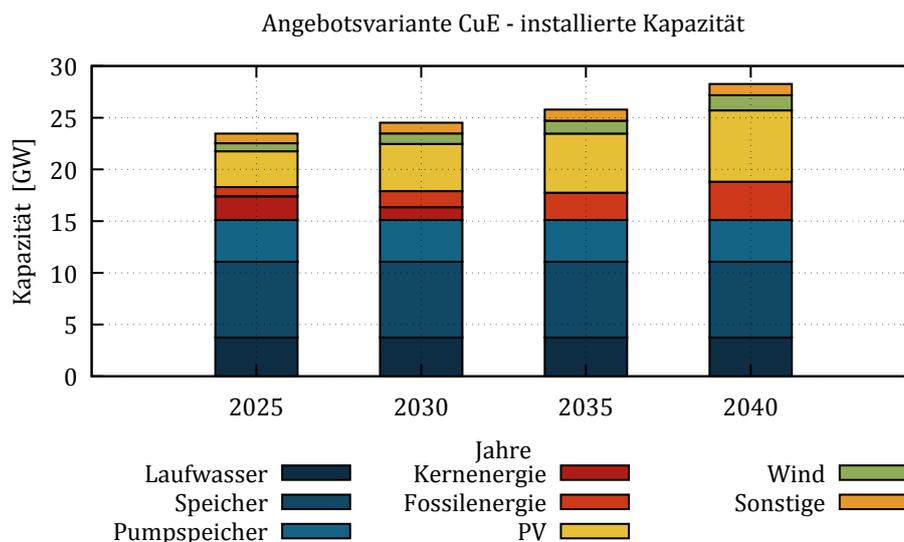


Abbildung 4.1.4: Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante CuE.

Die Entwicklung der zukünftigen Schweizer Stromnachfrage bis 2040 basiert auf zwei Nachfragevarianten der Energieperspektiven 2050:

- Weiter wie bisher (WWB)
- Neue Energiepolitik (NEP)

Da die Nachfrage stark von externen Wetterbedingungen abhängen kann werden die beiden Nachfragevarianten zusätzlich in drei Temperatursprägungen simuliert: normal (std), heiss und kühl. Die Gesamtnachfrage ist dabei in der heissen Temperatursprägung am höchsten. Die Entwicklung der Schweizer Nachfrage unter den einzelnen Nachfragevarianten ist in Abbildungen 4.1.5 und 4.1.6 dargestellt. In der Nachfragevariante WWB wird die Entwicklung der Schweizer Stromnachfrage unter dem Gesichtspunkt betrachtet, dass die im Jahr 2012 existierenden energiepolitischen Massnahmen und Instrumente fortgeführt werden und das Nachfrageverhalten unverändert bleibt. Unter 'normalen' Temperaturbedingungen (std) steigt die Nachfrage dementsprechend bis 2040 auf 69 TWh an.

Die Nachfragevariante NEP entspricht dem politischen Ziel die Treibhausgasemissionen bis ins Jahr 2050 um bis zu 1.5 t pro Kopf zu senken, was zu einem höheren Anteil der Elektrizität in der Schweizer Gesamtenergienachfrage führt. Zusätzlich werden jedoch auch umfangreiche Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Reduktion der Energienachfrage unternommen. In Summe ergibt sich damit eine tendenziell rückläufige Stromnachfrage; unter 'normalen' Temperaturen (std) auf ungefähr 57 TWh bis 2040.

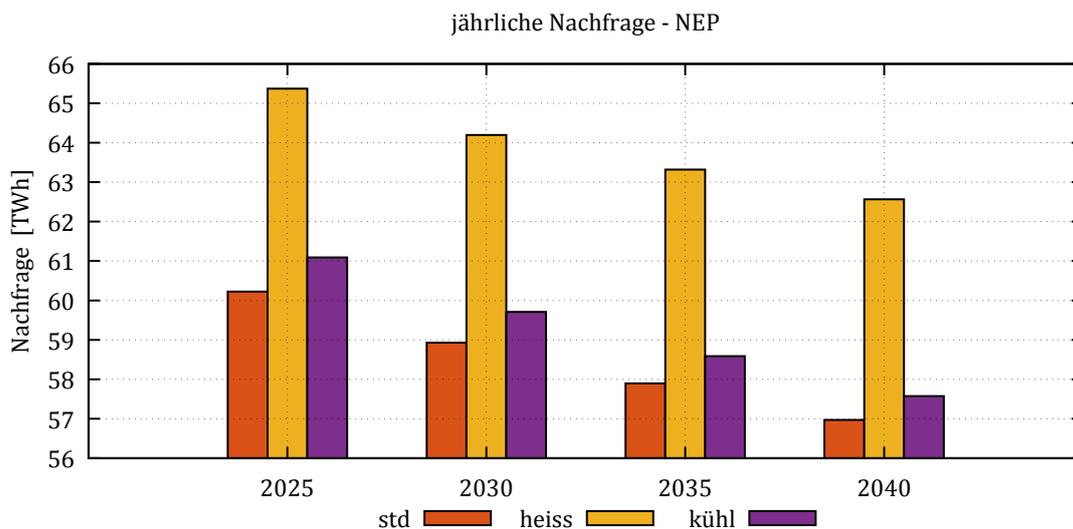


Abbildung 4.1.5: Jährliche Nachfrage in Nachfragevariante NEP

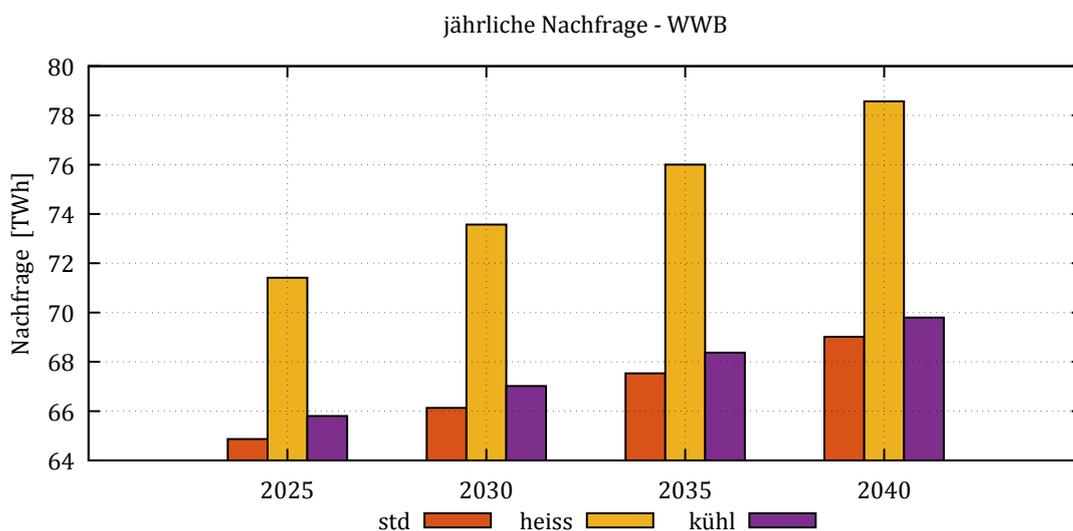


Abbildung 4.1.6: Jährliche Nachfrage in Nachfragevariante WWB

#### 4.1.2 Stromangebot- und Nachfrage des Auslands

Wie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise basieren die Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks, der erneuerbaren Erzeugung und der Nachfrage der europäischen Länder zum Grossteil auf dem TYNDP Szenario 'Sustainable Transition'. Dabei sind die Kapazitäten und die Nachfrage in Europa unabhängig von den Entwicklungen in der Schweiz, d.h. die Angebots- und Nachfragevarianten der Schweiz werden alle mit dem gleichen europäischen Datensatz modelliert. Abbildung 4.1.7 stellt die Entwicklung der thermischen Kapazitäten bis 2040 in den Schweizer Nachbarländern sowie dem Rest Europas dar, welcher im Modell abgebildet ist. Insgesamt reduziert sich die konventionelle Kapazität von ca. 564 GW in 2025 auf ca. 453 GW in 2040. Dabei bleibt die Gaskapazität jedoch nahezu unverändert. Die grössten Abnahmen weisen Kernkraft und Kohle mit jeweils ca. 55 GW Reduktion auf.

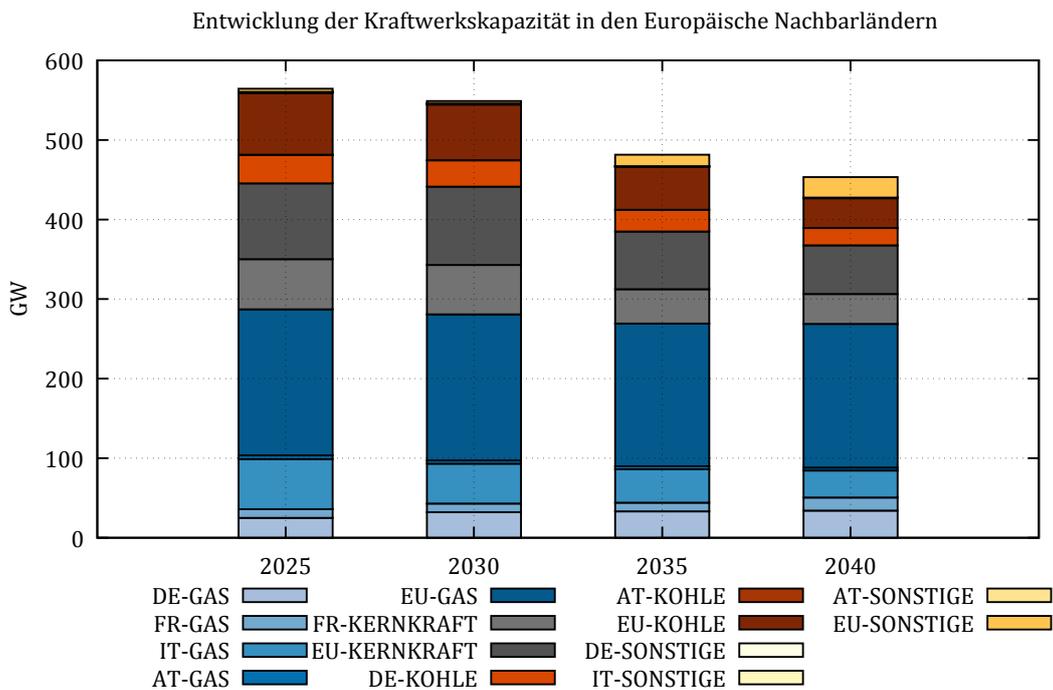


Abbildung 4.1.7: Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den modellierten Europäischen Ländern

Demgegenüber kommt es zu einem signifikanten Anstieg erneuerbarer Produktion. Der Output von Wind- und PV-Anlagen steigert sich im Betrachtungszeitraum um ca. 600 TWh (siehe Abbildung 4.1.8), wobei die Erzeugung von Wind und PV von den Wetterbedingungen abhängig ist. Von diesen entfallen gut 300 TWh auf die Nachbarländer der Schweiz. Diese deutliche Erhöhung des Anteils wetterabhängiger Erzeugung dürfte zu entsprechenden Verschiebungen in den Flussbildern über die Grenzen und der gesamten Systemdynamik führen.

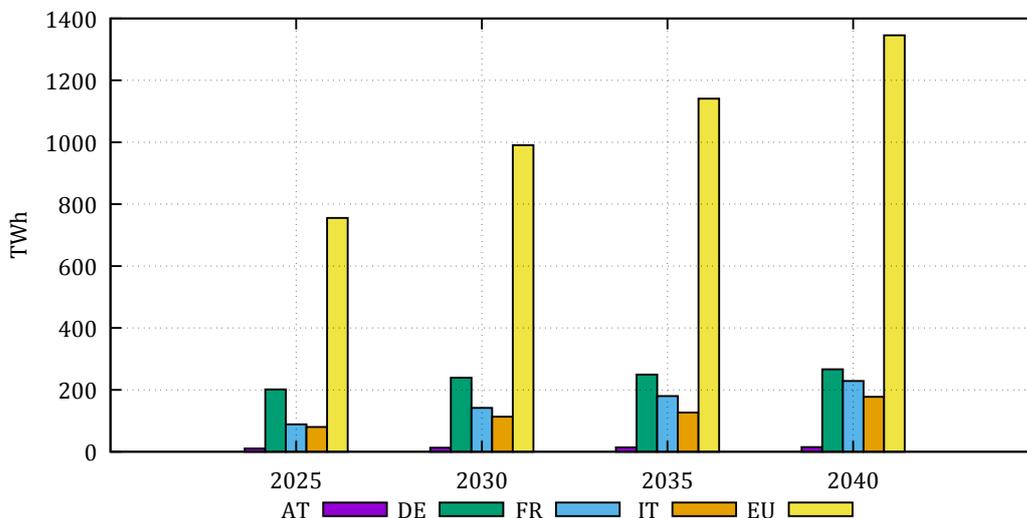


Abbildung 4.1.8: Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den modellierten Europäischen Ländern

Auf der Nachfrageseite wird auf europäischer Ebene von einem Anstieg von ca. 200 TWh bis 2040 ausgegangen; ebenfalls wieder abhängig von der jeweiligen Temperaturannahme. Entsprechend den Annahmen des TYNDP bildet dieser Anstieg bereits eine gewisse Elektrifizierung der Wärme- und Mobilitätssektoren ab, was auch zu einer leichten Verschiebung in der stündlichen Dynamik der Nachfragekurve führt; sprich die stündlichen Profile der späteren Jahre weisen leichte Unterschiede zu den aktuellen Profilen auf (siehe

dazu ENTSO-E TYNDP).

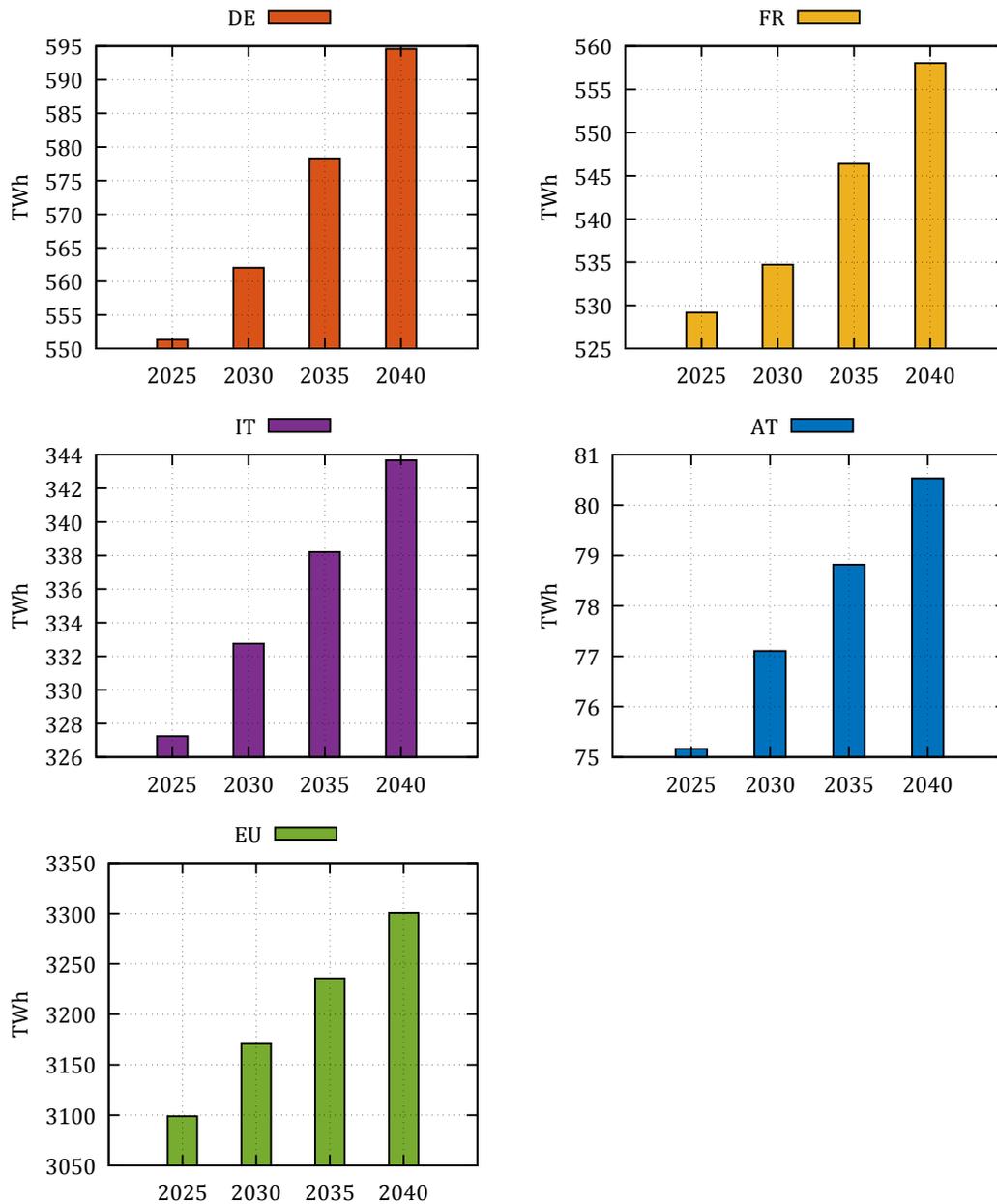


Abbildung 4.1.9: Entwicklung der jährlichen Nachfrage Nachfrage in den modellierten europäischen Ländern

### 4.1.3 Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise

Die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen die den Zukunftssimulationen in allen Szenarien zugrunde liegen basieren auf den Daten des TYNDP. Die Entwicklung dieser Preise bis 2040 ist in Abbildung 4.1.10 dargestellt. Da die TYNDP Szenarien keine Angaben für 2035 enthalten, werden die entsprechenden Werte linear interpoliert.

Insgesamt weist die Preisstruktur einen Anstieg bis 2030 und einen anschließenden Abfall der Preise bis 2040 auf. Dies ist vor allem bei Erdgas deutlich ausgeprägt, wo die Preise im Jahr 2040 deutlich unter dem Preisniveau in 2025 liegen. Ebenso weisen die CO<sub>2</sub> Preise ein Preisspitze von ca. 84 EUR/t in 2030 auf bevor sie auf ein Level von 45 EUR/t in 2040 zurückgehen.

Diese Ausgangspreise werden basierend auf dem Kalibrierungslauf für das Jahr 2017 landspezifisch angepasst und herauf- bzw. herunterskaliert. Damit werden preisbedingte Import-Export Strukturen von 2017 auch für die zukünftigen Jahre beibehalten, wobei diese sich durch die Veränderung der Kraftwerkskapazitä-

ten und der Einspeisung von erneuerbaren Energien verschieben können. Die resultierenden Simulationsergebnisse sind daher in Bezug auf das entstehende Preisbild und den zugrundeliegenden Kraftwerkseinsatz in Europa vorsichtig zu interpretieren. Eine andere Skalierung könnte entsprechend zu einer Verschiebung sowohl der lokalen Merit Order als auch der relativen Kostendifferenzen zwischen Ländern führen und damit auch Import-Export Strukturen und Preisstrukturen verändern. So führt die aktuelle Kalibrierung z.B. zu einem höheren Kostenlevel in Italien mit den entsprechenden Importstrukturen. Sollte in Zukunft das Kostenlevel sinken, könnte es entsprechend zu reduzierten Importen oder sogar zu Nettoexporten führen. Solche Entwicklungsoptionen sind in der vorliegenden Analyse nicht abgebildet. Für die Schweiz betrifft dies insbesondere den Einsatz der fossilen Kapazitäten in der Variante CuE und für die Variante EuI die Richtung der Exporte und Importe, weniger jedoch deren absolutes Level.

Da für die Versorgung kritische Situationen i.d.R. dann anfallen, wenn die Erzeugungskapazität nahe dem Maximum ist, ist die Kalibrierung jedoch nur von nachgeordneter Bedeutung - die Kraftwerke werden zu diesen Zeiten produzieren unabhängig davon wo ihre Position in der Merit Order ist (siehe hierzu auch Abschnitt 3.4). Entsprechend sollte sich für die Bewertung der Versorgungssicherheit keine signifikante Auswirkung der Kalibrierung ergeben.

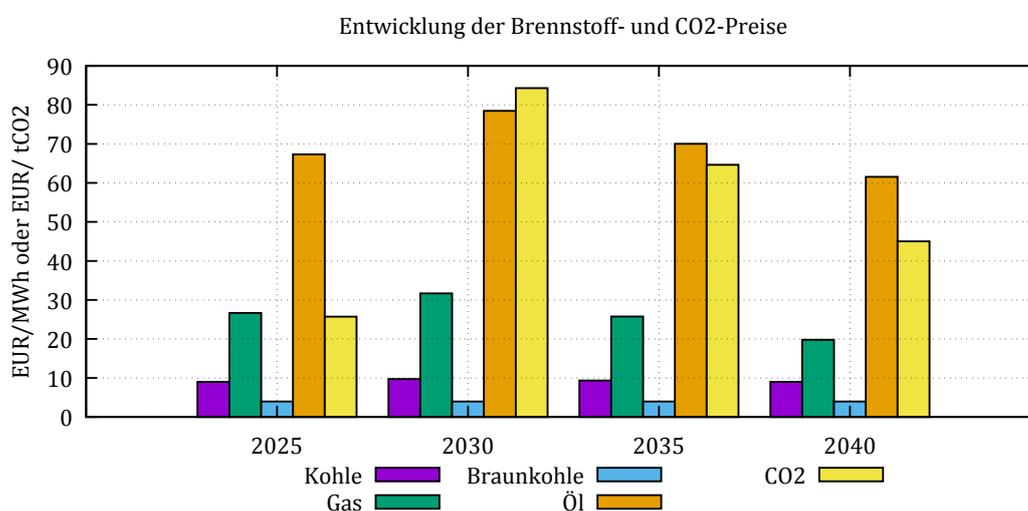


Abbildung 4.1.10: Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise nach [4]

#### 4.1.4 Sensitivitäten

Zusätzlich zu den Referenzszenarien werden zwei netzseitige Sensitivitäten analysiert, um die Rolle des Übertragungsnetzes und des internationalen Handels für die Versorgungssituation besser abschätzen zu können.

In einer ersten Sensitivität werden alle Netzausbaumaßnahmen, welche in den kommenden Jahren entsprechend dem TYNDP bzw. dem Swissgrid Netzplan in die Netzabbildung inkludiert sind, um jeweils 10 Jahre in ihrer Realisation verzögert. Entsprechend ist damit der Netzzustand im Jahr 2025 deckungsgleich mit dem der Kalibrierungsläufe für 2017, und der finale Ausbauzustand im Jahr 2040 entspricht dem geplanten Netzzustand von 2030. Diese Sensitivität sollte daher eine Abschätzung ermöglichen, ob und wenn ja in welchem Ausmass die geplanten Netzprojekte notwendig sind um die Versorgung zu gewährleisten. Da die Netzabbildung für das europäische System aggregiert erfolgt (3.2), werden für die Sensitivität auch nur auf dieser Aggregationsebene die Leitungsausbauten verzögert. Somit sind nur Leitungen zwischen den modellierten Knoten für die Verzögerung relevant, vor allem also Grenzleitungen, sowie die Leitungen zwischen den Regionen der Nachbarländer. Die Ausbauprojekte innerhalb eines Knotens, beispielsweise AT-West, sind daher nicht berücksichtigt, die Ausbauprojekte zwischen AT-West und seinen Nachbarknoten in der Schweiz, Deutschland, Italien und mit AT-East hingegen sind berücksichtigt und werden in der Sensiti-

vität verzögert.

In einer zweiten Sensitivität wird die Importsituation der Schweiz analysiert. Da die Schweiz nicht im europäischen flow-based Market Coupling berücksichtigt ist, kommt es zu vermehrten Transitflüssen über die Schweiz aufgrund verstärkten Handels zwischen europäischen Nachbarländern. Da die Modelle keine Abbildung der Handels- und physischen Ebene des Stromsystems vornehmen, sondern in einer integrierten Abbildung die ökonomischen und physischen Bedingungen berücksichtigen, ist eine direkte Implementierung nicht möglich. Die Modelle stellen jeweils ein perfektes und vollständig gekoppeltes System dar. Um dennoch die Effekte der Nichtteilnahme der Schweiz abbilden zu können, wird eine Nettoimportrestriktion eingeführt. Diese limitiert die zulässigen direkten Importflüsse in die Schweiz auf aggregierter Ebene; sprich die Differenz aus Stromflüssen in die Schweiz und aus der Schweiz darf einen bestimmten Wert nicht übersteigen. Diese Restriktion wird immer noch in der Gesamtoptimierung berücksichtigt, sprich der Handel in Europa wird dadurch ggf. limitiert. Aber aus Schweizer Sicht wird dennoch die Möglichkeit auf Importe zurückzugreifen reduziert. Der zulässige Grenzwert der Importe wird auf 6.65 GW gesetzt (ohne diese Beschränkung liegen die Nettoimporte in den Referenzszenarien in der Spitze bei ca. 9-11 GW). Dieses Limit ist abgeleitet von der NTC Annahme der ElCom in ihrer Versorgungssicherheitsstudie 2025, welche unter Berücksichtigung der durch das Flow-Based-Market Coupling verursachten „Loop Flows“ definiert wurde.

#### 4.1.5 Resultate Referenzszenarien

Wie in Abschnitt 4.1 erläutert, bilden die Referenzszenarien die aktuell politisch erwartete Entwicklung für das Schweizer und europäische Stromsystem auf der Angebots- und Nachfrageseite ab. Diese werden im deterministischen Modell für einen Satz von 33 Wetter- und Nachfragerealisationen berechnet (Abschnitt 3.1.1) und im probabilistischen Modell über eine Kombination von 144 Wetter-Nachfrage-Zeitreihen (Abschnitt 3.2.1). Aufgrund der Struktur der Zeitreihen ist es *nicht* möglich gewichtete Statistiken zu definieren. Entsprechend werden für die SA-Indikatoren im Folgenden insbesondere die jeweiligen minimalen und maximalen Realisationen präsentiert und weitere Aspekte mit spezifischen Beispielen illustriert.

Um einen ersten Eindruck der zugrundeliegenden Systementwicklungen zu bekommen, präsentiert Abbildung 4.1.11 die Gesamterzeugung in der Schweiz, der Schweiz und den Nachbarländern, sowie dem gesamten modellierten System für eine beispielhafte Wetterrealisation mit durchschnittlicher Verfügbarkeit der Schweizer Wasserkraft (Wetterjahr 1984). Für die Schweiz ergibt sich mit dem Ausstieg aus der Kernkraft bis 2035 eine stufenweise Reduktion der Erzeugung. Im Jahr 2025 sind bereits die Kraftwerke Mühleberg und Beznau vom Netz, bis 2030 folgt dann Gösgen, und 2035 ist auch Leibstadt vom Netz. Entsprechend steigt in diesen Jahren graduell die Nettoimportbilanz der Schweiz an. In der Angebotsvariante CuE wird ab 2035 durch den erhöhten Anteil fossiler Erzeugung ein Teil der KKW Erzeugung kompensiert, so dass bis 2040 wieder eine ausgeglichene Importbilanz auf Jahresebene erzielt werden kann. In der Angebotsvariante EuI verbleibt nach dem KKW Ausstieg in 2035 ein deutlicher Nettoimport über das Jahr, welcher auch im Jahr 2040 weiterhin besteht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Nachfragewerte die Pumplast der Pumpspeicherkraftwerke beinhalten. Da unabhängig von den Schweizer Angebotsvarianten stets die gleiche Systementwicklung für die europäischen Länder angenommen wird, und die Schweiz insgesamt nur eine kleine Rolle im Gesamtsystem spielt, sind keine deutlichen Verschiebungen auf der europäischen Dimension für die beiden Schweizer Angebotsvarianten (CuE und EuI) erkennbar.

Abbildung 4.1.12 zeigt die dazugehörigen stündlichen Grenzflüsse über das Jahr als Boxplots. Die Kastengröße gibt den 25%-75% Bereich der Grenzflüsse an, während die min-/max Werte die Bandbreite der möglichen Grenzflüsse darstellen. Letztes kann als Näherung der verfügbaren Import-/Exportkapazität gesehen werden. Insgesamt bleibt die Schweiz ein wichtiger Transithub zwischen Nord- und Südeuropa. Für die beispielhafte Wetterrealisation zeigt sich in 2025 eine Fortschreibung der aktuellen Netzsituation: im Durchschnitt importiert die Schweiz aus Deutschland, Frankreich und Österreich und exportiert nach Italien, wobei an allen Grenzen über das gesamte Jahr in spezifischen Stunden sowohl Importe als auch Exporte auftreten können. In den folgenden Jahren bleibt dieses Grundbild erhalten, allerdings erhöht sich die Streubreite zwischen minimalen und maximalen Grenzflüssen. Dies reflektiert die Netzausbaumaßnahmen und die damit verbundene Erhöhung der Grenzkapazitäten. Im Jahr 2040 erhöht sich letztlich auch die Bandbreite des 25%-75% Bereiches. Dies reflektiert die Tatsache, dass mit einer deutlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Reduktion konventioneller Kapazitäten das stündliche Flussbild eine höhere Variation aufweist.

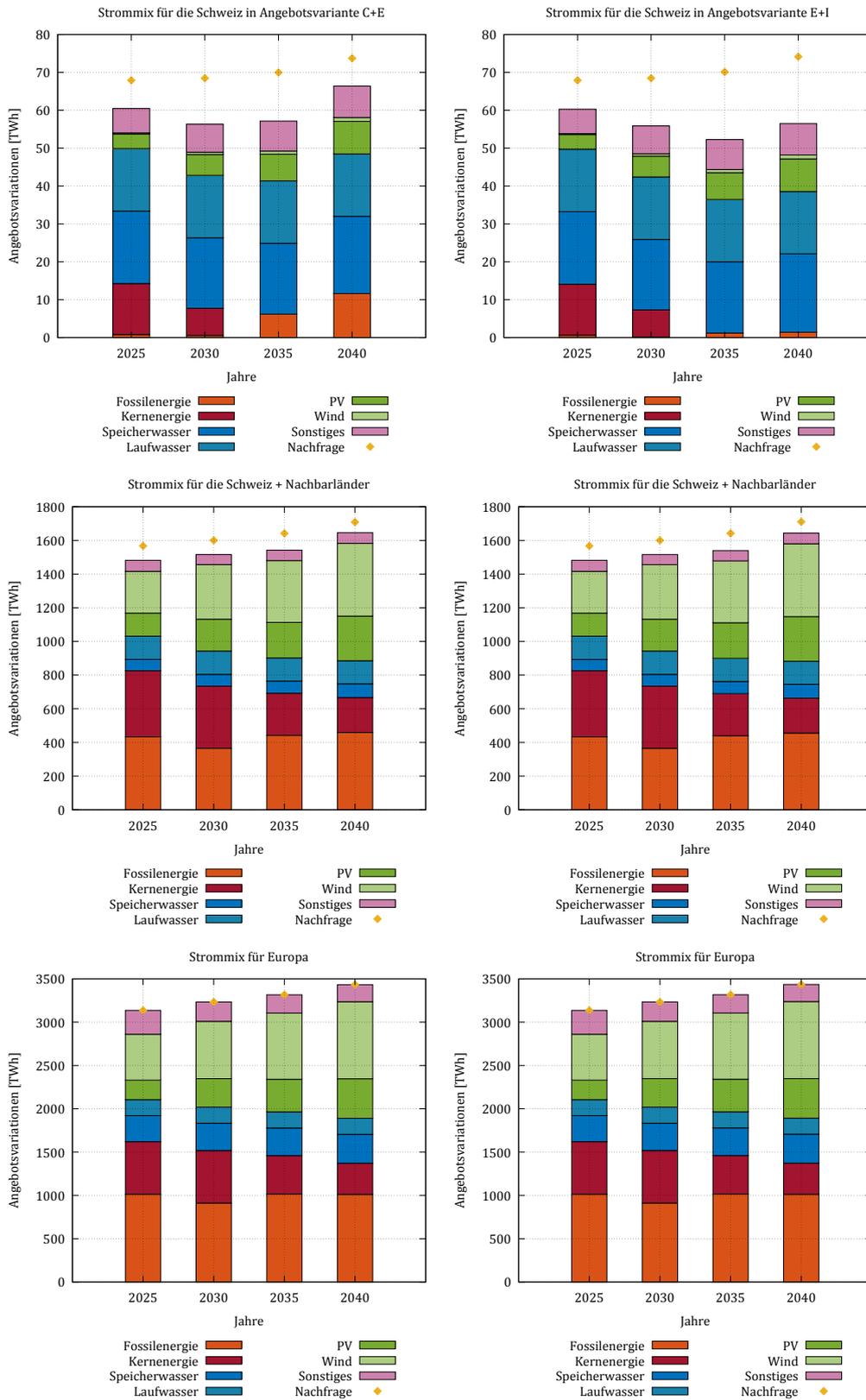


Abbildung 4.1.11: Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp für die WWB Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell mit einer beispielhaften Wetterrealisation.

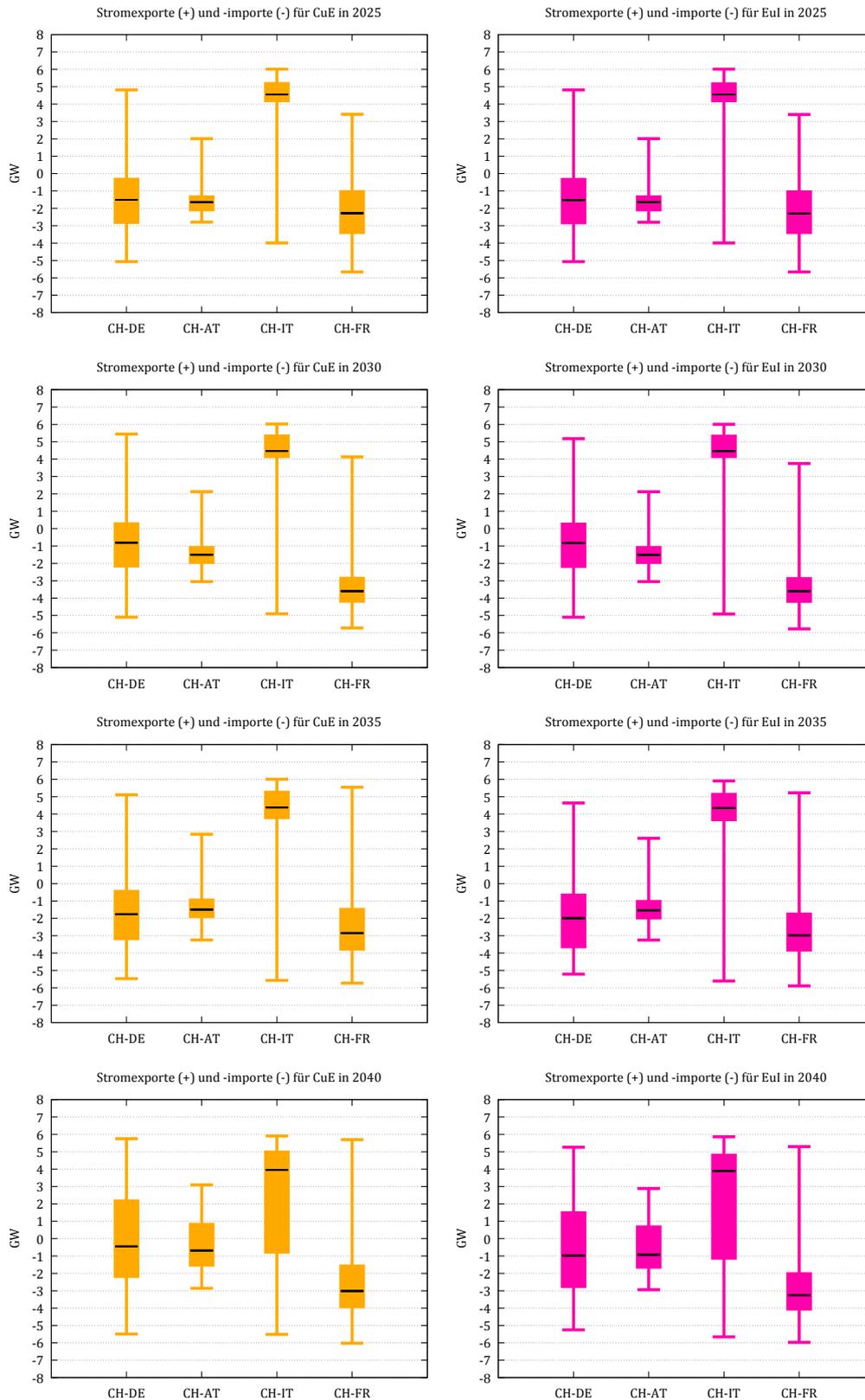


Abbildung 4.1.12: Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang für die WWB Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell mit einer beispielhaften Wetterrealisation.

Für beide obigen Darstellungen ist zu berücksichtigen, dass es sich nur um eine Wetter- und Nachfrage-realisation handelt und die europäischen Erzeugungsmuster und Lastflüsse stark von der gewählten Kostenkalibrierung beeinflusst werden. Eine andere Kostenstruktur von Kohle und Erdgas sowie CO<sub>2</sub> kann zu deutlichen Verschiebungen dieser beiden Dimensionen führen.

## Indikatorenübersicht

Aus SA-Sicht zeigen sich **keine signifikanten Probleme für die Schweiz innerhalb der Referenzszenarien**. Tabelle 4.1.1 zeigt für die verschiedenen Kombinationen der Politikvarianten die jeweiligen minimalen und maximalen Werte für LOL, ENS und RCM über alle Wetter- und Nachfragerealisierungen für beide Modelle. In beiden Modellen tritt in keinem der Szenarien ein bedeutender Lastabwurf für die Schweiz auf. Lediglich im deterministischen Ansatz werden für einige Realisationen in den Jahren 2030 und 2040 vereinzelte LOL Stunden ausgewiesen (1 bis 3h), welche mit sehr kleinen Energiewerten auftreten (<300MWh). Auch zeigt sich, dass für alle Szenarien eine positive minimale Reservekapazität für die Schweiz ausgewiesen wird; d.h. es steht stets genug Erzeugungskapazität für die lokale Schweizer Nachfrage zur Verfügung.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	14.23
NEP-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.68	14.06
NEP-EuI-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.93	13.76
NEP-EuI-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.27	13.67
WWB-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.70	13.80
WWB-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.86	13.63
WWB-EuI-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.35
WWB-EuI-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	3.87	13.30
NEP-CuE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	6.25	14.81
NEP-CuE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.85	14.48
NEP-EuI-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.80
NEP-EuI-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.81	13.63
WWB-CuE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.98
WWB-CuE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.78	13.72
WWB-EuI-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.92
WWB-EuI-2030	0.00	1.00	0.00	0.01	3.83	12.84
NEP-CuE-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	6.12	15.68
NEP-CuE-2035	0.00	1.00	0.00	0.04	5.88	15.52
NEP-EuI-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.13	13.78
NEP-EuI-2035	0.00	2.00	0.00	0.09	4.16	13.90
WWB-CuE-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	4.72	14.48
WWB-CuE-2035	0.00	1.00	0.00	0.10	4.78	14.17
WWB-EuI-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.55
WWB-EuI-2035	0.00	3.00	0.00	0.30	2.82	12.55
NEP-CuE-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	7.00	17.41
NEP-CuE-2040	0.00	1.00	0.00	0.02	7.06	17.23
NEP-EuI-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	4.04	14.75
NEP-EuI-2040	0.00	1.00	0.00	0.08	3.85	14.84
WWB-CuE-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	5.22	15.83
WWB-CuE-2040	0.00	1.00	0.00	0.07	5.30	15.56
WWB-EuI-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	13.17
WWB-EuI-2040	0.00	2.00	0.00	0.12	2.18	13.17

Tabelle 4.1.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Modell

Bei Betrachtung des europäischen Gesamtsystems (Tabelle 4.1.2) zeigt sich für die Jahre 2025 und 2030 ein ebenfalls unkritisches Versorgungsbild, mit minimalen LOL und ENS Werten sowie eine signifikant positive minimale Reservekapazität für das Gesamtsystem. Lediglich für die späteren Jahre 2035 und 2040 ergeben sich geringfügige Versorgungsengpässe auf europäischer Ebene. Für das Jahr 2035 zeigen beide Modelle maximale ENS Werte von 400 bis 500 GWh und für 2040 von 700 bis 1100 GWh, in jeweils weniger als 100 Stunden im Jahr (LOL zwischen 44 und 89 Stunden). Bei beiden Indikatoren weist das deterministische Modell dabei stets höhere Werte als das probabilistische Modell auf. Die jeweiligen minimalen Indikatorergebnisse ( $LOL_{min}$  und  $ENS_{min}$ ) zeigen jedoch auf, dass diese Versorgungsengpässe nur in bestimmten Wetter-/Nachfrage realisationen auftreten und kein genereller Systemzustand sind.

Die minimale Reservekapazität des Gesamtsystems fällt im Jahr 2040 zudem durch den Rückgang konventioneller Kapazitäten unter Null; d.h. es gibt Stunden im Jahr in dem das System einen grundsätzlichen Erzeugungseingpass hat. Diese sind jedoch aufgrund des hohen Anteils an Wind und PV stark wetterabhängig und treten daher ebenfalls nicht in jeder Realisation auf. Zudem ist zu berücksichtigen, dass in beiden Modellen die installierte Kapazität stets höher ist als die stündlich verfügbare Kapazität (siehe Abschnitt 3.4). Ein System mit deutlich höherem Anteil variabler Erzeugung dürfte potentiell auch zu einer anderen Verfügbarkeitsstruktur installierter steuerbarer („dispatchable“) Kapazitäten führen (z.B. durch andere Planung der Revisionen), welche nicht in den Modellen abgebildet ist.

Ob die Größenordnung der ENS und LOL Werte für das europäische Gesamtsystem kritisch oder unkritisch ist, kann im Rahmen der Studie nicht beantwortet werden. Im Vergleich zur gesamten Nachfrage stellen die maximalen ENS Werte ca. 0.04% dar. Auf die Schweiz übertragen entspricht das einer Situation von ca. 25 GWh ENS bei 60 TWh Jahresnachfrage.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	53.35	479.31
NEP-CuE-2025	0.00	1.00	0.00	1.90	60.31	479.09
NEP-EuI-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	53.35	479.32
NEP-EuI-2025	0.00	1.00	0.00	2.03	60.03	478.60
WWB-CuE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.72	478.74
WWB-CuE-2025	0.00	1.00	0.00	2.00	59.91	478.56
WWB-EuI-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	52.72	478.75
WWB-EuI-2025	0.00	1.00	0.00	2.15	59.54	478.07
NEP-CuE-2030	0.00	1.00	0.00	1.21	39.90	531.70
NEP-CuE-2030	0.00	4.00	0.00	8.53	47.07	538.92
NEP-EuI-2030	0.00	1.00	0.00	1.81	39.91	531.81
NEP-EuI-2030	0.00	4.00	0.00	8.94	46.03	537.86
WWB-CuE-2030	0.00	1.00	0.00	1.65	38.90	530.66
WWB-CuE-2030	0.00	4.00	0.00	9.03	46.25	538.10
WWB-EuI-2030	0.00	2.00	0.00	2.39	38.91	530.78
WWB-EuI-2030	0.00	4.00	0.00	9.63	45.31	537.04
NEP-CuE-2035	0.00	44.00	0.00	402.49	6.42	548.70
NEP-CuE-2035	1.00	76.00	1.04	461.78	15.05	553.40
NEP-EuI-2035	0.00	49.00	0.00	466.03	6.43	548.77
NEP-EuI-2035	1.00	77.00	1.16	495.29	13.08	551.38
WWB-CuE-2035	0.00	46.00	0.00	441.75	5.07	547.27
WWB-CuE-2035	1.00	75.00	1.11	484.35	13.72	552.26
WWB-EuI-2035	0.00	51.00	0.00	511.60	5.08	547.34

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-2035	1.00	77.00	1.35	530.98	11.70	550.24
NEP-CuE-2040	0.00	55.00	0.00	642.77	-9.79	604.88
NEP-CuE-2040	0.00	69.00	0.00	703.92	-1.19	604.71
NEP-EuI-2040	0.00	65.00	0.00	752.94	-9.79	604.77
NEP-EuI-2040	1.00	86.00	0.22	957.97	-4.37	601.73
WWB-CuE-2040	0.00	56.00	0.00	704.31	-11.49	603.05
WWB-CuE-2040	0.00	84.00	0.00	843.11	-2.99	603.26
WWB-EuI-2040	0.00	75.00	0.00	827.31	-11.50	602.94
WWB-EuI-2040	2.00	89.00	1.22	1123.70	-6.13	600.28

Tabelle 4.1.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für das Gesamtsystem in den Referenzszenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Modell

Um ein besseres Verständnis für die Abhängigkeit der Indikatoren von den jeweiligen Wetter-/Nachfrage-realisationen zu bekommen, stellen Abbildung 4.1.13 und 4.1.14 die Streuung der Indikatoren über alle Realisationen für die Szenarien dar. Hierbei wird davon ausgegangen, dass alle 33 Wetter-/Nachfrage-realisationen des deterministischen Modells und die 144 Kombinationen für die probabilistische Modellierung als gleich gewichtet angesehen werden. Die ENS- und LOL-Werte geben dabei, wie in den Tabellen, die jeweilige Jahres-summe an. Die RCM Werte sind stundenscharf. Für die Schweiz ergibt sich keine bedeutende Variation über die Szenarien (Abbildung 4.1.13/4.1.14 linke Seite), da es keine Versorgungsprobleme gibt. Für die LOL und ENS Indikatoren weist lediglich das deterministische Modell geringe Ausprägungen auf, welche auch nur in sehr vereinzelt Realisationen auftreten. In Bezug auf die Streuung der stündlichen RCM Werte sind die minimalen Ausprägungen von besonderem Interesse für die Versorgungssicherheit, da sie potentielle Produktionsengpässe aufzeigen. Hier ergibt sich für die Schweiz das Minimum im Falle des WWB-EuI Szenarios mit einem Level von ca. 2 bis 3 GW in den Jahren 2035 und 2040, in allen anderen Szenarien und Realisationen liegen die minimalen RCM Werte bei 4 GW oder mehr.

Für das Gesamtsystem (Abbildung 4.1.13/4.1.14 rechte Seite) zeigt sich, dass die maximalen Werte aus Tabelle 4.1.2 deutlich über der Mehrzahl der Werte aller Modellläufe liegen; d.h. die meisten der modellierten Wetterrealisationen zeigen deutlich kleinere Indikatorwerte welche näher an den minimalen Werten liegen. Da den Realisationen keine Gewichte zugeteilt werden können, kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie wahrscheinlich die jeweiligen Situationen sind und daher wie häufig die eher maximalen Situationen auftreten. Die Variation zeigt jedoch, dass für viele der möglichen Realisationen die Versorgungsaspekte auf europäischer Ebene auch in den Jahren 2035 und 2040 eher als unkritisch zu bewerten sind. Im Vergleich des deterministischen und probabilistischen Modell zeigt ersteres in einigen Szenarien einen größeren 25%-75% Bereich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die Auswahl der Szenarien des deterministischen Modells explizit kritische Einspeisebedingungen ausgewählt wurden, während das probabilistische Modell eine insgesamt höhere Bandbreite an Wetterkombinationen abdeckt.

In Bezug auf die gesamte Erzeugungskapazität des europäischen Systems zeigen beide Modelle auf, dass sich der minimale RCM über die Jahre nach unten bewegt. Insbesondere im Jahr 2040 kommt es auch zu Realisationen, welche einen negativen RCM für das Gesamtsystem aufweisen. Dies ist auf die generelle Reduktion konventioneller Kapazitäten zurückzuführen und zeigt, dass das Gesamtsystem bis 2040 durchaus mit kritischen Versorgungssituationen rechnen muss, wenn auch selten.

REFERENZ-SZENARIEN

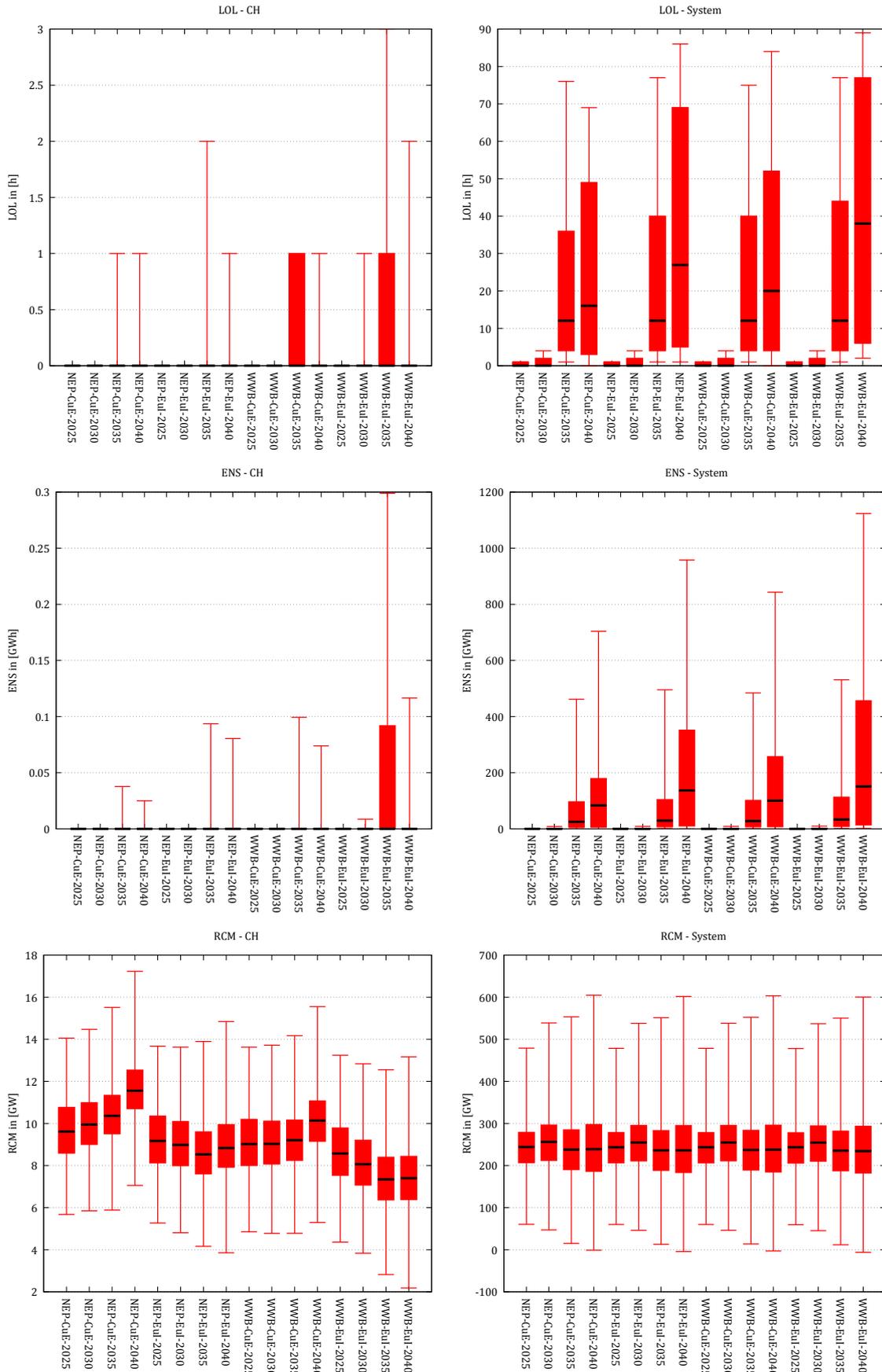


Abbildung 4.1.13: Kastengrafik von *LOL*, *ENS* und *RCM* mit deterministischem Modell - Referenzszenarien

REFERENZ-SZENARIEN

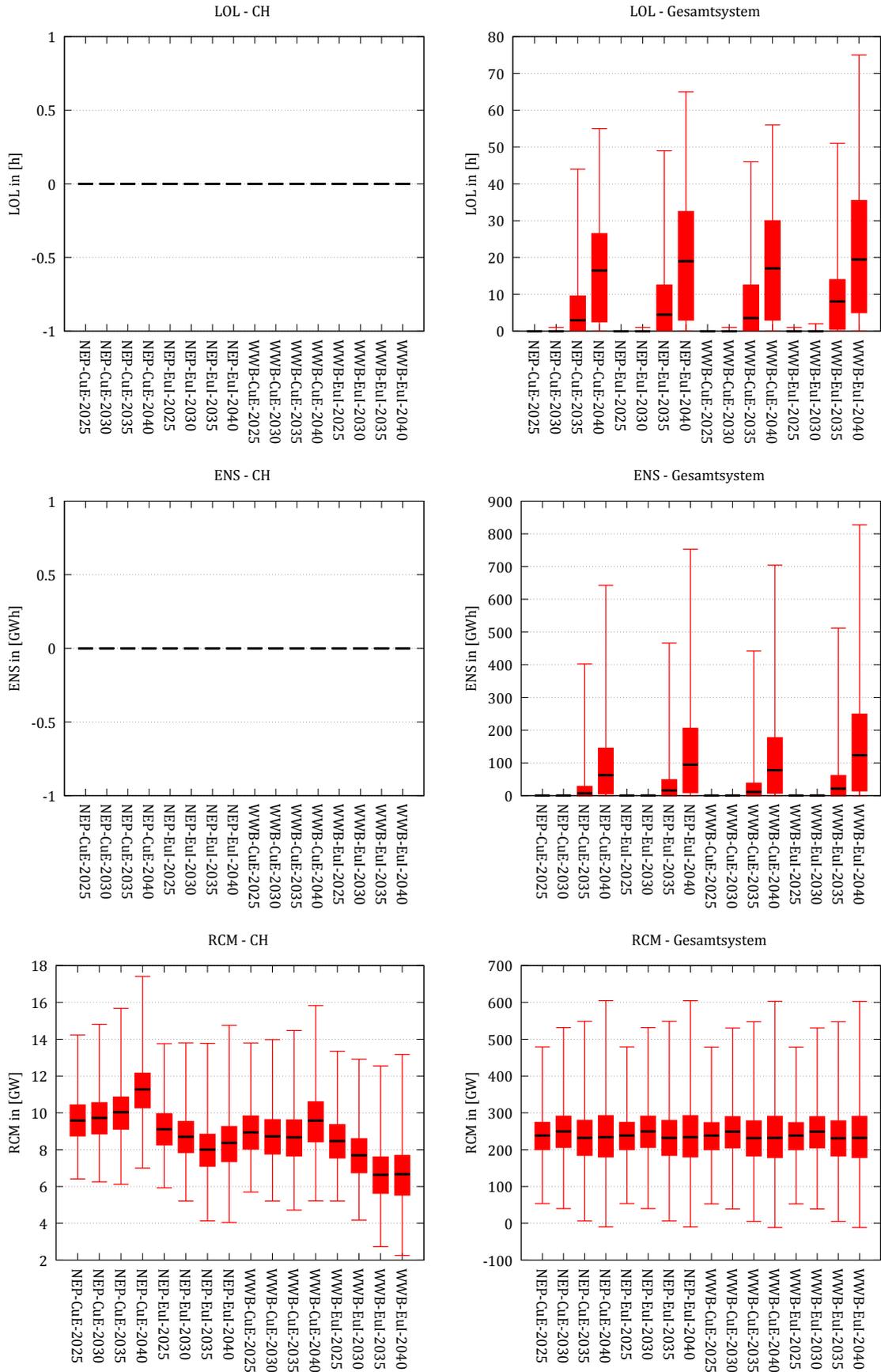


Abbildung 4.1.14: Kastengrafik von *LOL*, *ENS* und *RCM* mit probabilistischem Modell - Referenzszenarien

## Details Szenario WWB-EuI 2040

Für ein besseres Verständnis der Zusammenhänge werden im Folgenden die Resultate für das Szenario WWB-EuI im Jahr 2040 – das Szenario mit den höchsten Werten für LOL und ENS – näher erläutert. Die oberen Grafiken in Abbildung 4.1.15 stellen den stündlichen Verlauf der Reservekapazität und der ENS Werte (gemittelt über alle 144 Wetterkombinationen) über das Jahr im probabilistischen Modell dar, jeweils für die Schweiz (linke Grafiken) und das Gesamtsystem (rechte Grafiken). Für die Schweiz ergibt sich dabei keine versorgungskritische Situation und entsprechend sind die Reservekapazitäten stets positiv und es treten keine LOL Ereignisse auf. Auf europäischer Ebene zeigen die beiden Grafiken in welchen Situationen das System an seine Grenzen kommt. Während der RCM Indikator im Dezember und Februar kurzzeitig negativ wird (Hinweis für den Leser: im PDF-Dokument ist dies nur bei einem hohen Zoom-Level sichtbar), treten LOL Ereignisse mit signifikanten ENS Werten häufiger über den Winter verteilt auf. Dies weist darauf hin, dass ein Teil der LOL Ereignisse nicht das Resultat eines absoluten Erzeugungseinganges ist ( $RCM < 0$ ), sondern aufgrund unzureichender Netzkapazitäten die verfügbare Kapazität ( $RCM > 0$ ) nicht vollständig für die Deckung der lokalen Nachfrage abgerufen werden kann.

Die unteren Grafiken zeigen die Häufigkeit für LOL und ENS über alle 144 Wetterkombinationen – ebenfalls wieder mit der Annahme, dass alle Kombinationen gleichgewichtet sind. Auf Schweizer Seite zeigen die beiden Grafiken, dass in allen Kombinationen keine LOL und ENS Ereignisse auftreten; sprich der Wert '0' tritt in allen 144 Fällen auf. Auf europäischer Ebene zeigen die beiden Grafiken, dass ebenfalls eine Vielzahl der Wetterkombinationen keine Problem aufzeigen: über 40 Kombinationen haben keine LOL Events und über 60 Kombinationen haben weniger als 100 GWh ENS. Hohe ENS Werten ( $> 400$  GWh) treten nur in wenigen Wetterkombinationen auf (mehr als 130 Wetterkombinationen haben maximal 400 GWh ENS). Häufige LOL Ereignisse ( $> 50$  h im Jahr) kommen ebenfalls nur in weniger Wetterkombinationen vor, allerdings ist die Struktur dort weniger klar als bei ENS, da auch Stunden mit sehr geringem Lastabwurf für LOL gleichwertig gezählt werden wie Stunden mit hohem Lastabwurf. Allgemein bestätigten die Details des Szenarios WWB-EuI-2040 die grundlegende Struktur der Häufigkeit von LOL und ENS in Abbildung 4.1.14 und 4.1.13: die meisten der Wetterrealisationen zeigen relativ kleine Indikatorwerte welche näher an den minimalen Werten liegen (Tabelle 4.1.2).

Die Speicherindikatoren für das Referenzszenario EuI-WWB-2040 (probabilistischer Ansatz) sind in Abbildung 4.1.16 visualisiert. In den oberen Diagrammen wird der SP-Indikator dargestellt, der die verfügbare Energiemenge angibt, die nach der Erfüllung der Residuallast innerhalb der Schweiz für den angegebenen Zeithorizont, d.h. entweder 2 Wochen oder 1 Monat, verfügbar bleibt. Wie man sieht, steht ab Oktober, wenn die Speicher voll sind, ein Energieüberschuss zur Verfügung, so dass die Schweiz für diese Zeiträume autonom sein könnte, obwohl ihre Autonomiemarge tendenziell abnimmt während die Staudämme allmählich geleert werden. Tatsächlich ist es für einen Zeithorizont von 1 Monat auch möglich, einen Mangel an verfügbarer Energie zu haben, d.h. zusätzliches gespeichertes Wasser wäre erforderlich, um die Last in diesem Zeitintervall vollständig zu befriedigen, wie in der Abbildung rechts zu sehen ist, wo die Kurven deutlich unter Null fallen. Das gleiche Phänomen lässt sich auch für die Darstellung im Zusammenhang mit dem Fall von 2 Wochen beobachten, obwohl in diesem Fall die Werte nur sehr leicht negativ sind, was die Tatsache widerspiegelt, dass die Autonomieanforderungen weniger anspruchsvoll sind.

Die Diagramme zum Indikator SB sind in den anderen 4 Abbildungen dargestellt. Die ersten beiden Diagramme zeigen die zusätzlich gespeicherte Energie, die benötigt wird, um eine selbstständige Lastversorgung für 2 bzw. 4 Wochen zu ermöglichen. Wie im ersten Fall zu sehen ist, ist dieser zusätzliche Betrag praktisch immer Null, während in der zweiten Situation in der kritischen Zeitspanne zwischen Februar und April - in der die Dämme langsam geleert werden und die Zuflüsse aus dem Schmelzwasser noch nicht verfügbar sind - eine zusätzliche Menge Energie erforderlich wird, was auch konsistent mit den obigen SP-Plots ist. Die letzten beiden Diagramme zeigen den SB-Indikator für unterschiedliche Zeithorizont-Längen, nämlich 1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat und 2 Monate, was zur Folge hat dass die zusätzliche Speicherenergie dementsprechend zunimmt. Die Abbildung links zeigt die zusätzlichen Energiemengen, die benötigt werden, um

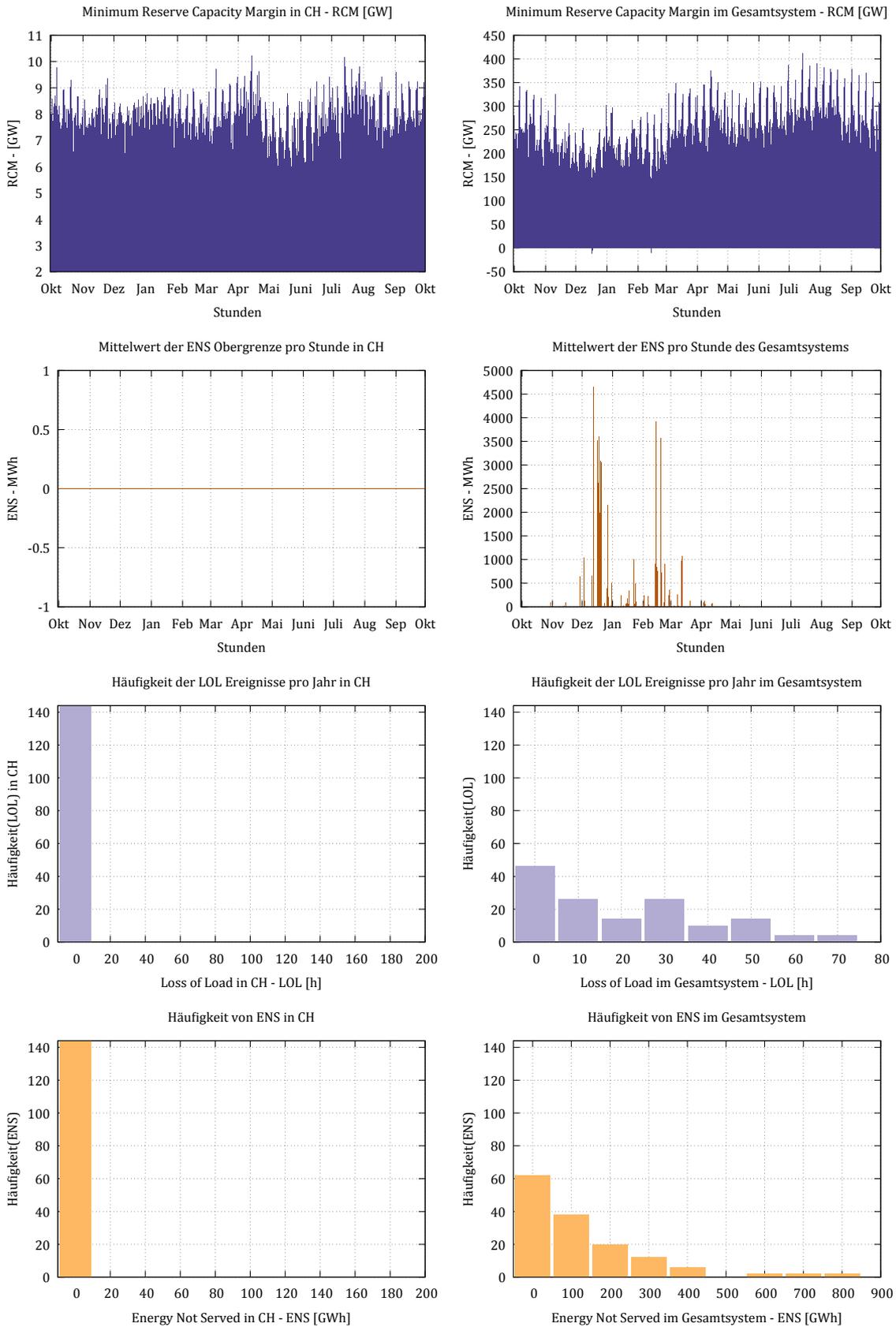


Abbildung 4.1.15: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Referenzszenario EuI-WWB-2040 (probabilistischer Ansatz)

die Versorgung für die Hälfte der betrachteten Temperatur- und Witterungsbedingungen sicherzustellen, während die Abbildung rechts die gleichen Informationen anzeigt wo jedoch 95% der Fälle berücksichtigt

werden.

EuI-WWB-2040

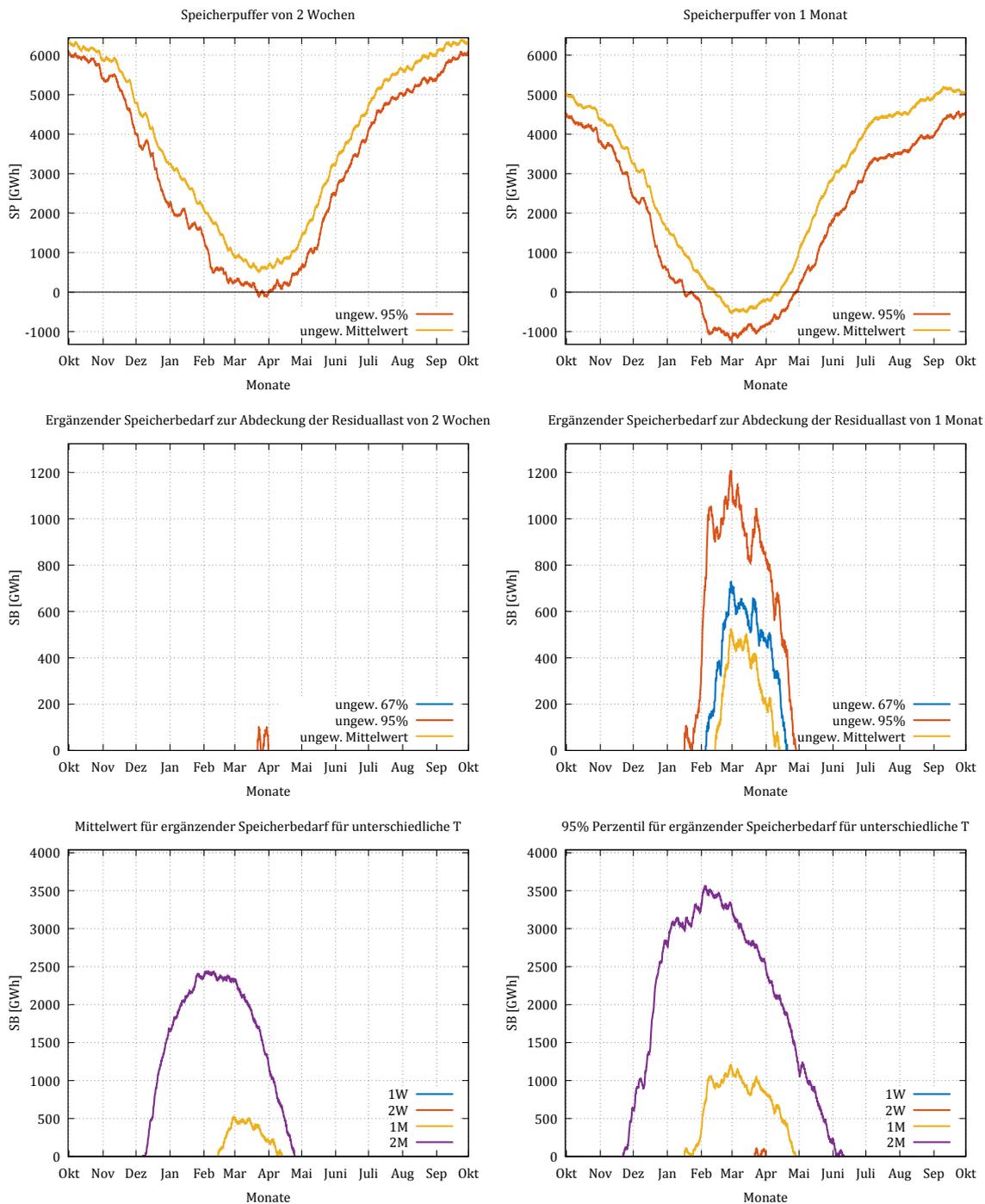


Abbildung 4.1.16: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Referenzszenario EuI-WWB-2040 (probabilistischer Ansatz)

Für das deterministischen Modell wird die Wetterkombination mit den höchsten ENS Werten (Wetter 32) näher untersucht. Im Gesamtsystem treten nahezu alle Lastabwürfe innerhalb einer Dezemberwoche auf (Abbildung 4.1.17). Diese Woche ist durch ein sehr hohes Lastniveau und geringe Einspeisung aus Wind und PV gekennzeichnet. Die Kombination dieser beiden Faktoren ist notwendig um das Gesamtsystem in der dritten Dezemberwoche in eine Knappheit zu führen. Eine hohe Nachfrage allein ist unzureichend, wie die Vorwoche zeigt: während die Nachfragewerte zwar langsam auf ein sehr hohes Niveau ansteigen, ist die Einspeisung erneuerbarer Energien noch ausreichend hoch um die Nachfrage zu decken. Ebenso ist die Nachfragespitze im Dezember nicht die absolut höchste Nachfrage im betrachteten Jahr. Diese tritt Ende

Januar auf und ist ca. 7 GW höher. Allerdings ist zu dieser Zeit die Einspeisung aus Windenergie deutlich über den Dezemberwerten, so dass sich keine Versorgungsproblematik einstellt. Ebenso ist eine Phase mit geringer erneuerbaren Einspeisung alleine unzureichend, wie die erste Dezemberwoche zeigt. Die Einspeiselevel fallen auf ähnlich niedrige Werte wie in der dritten Woche – insbesondere in den Abendstunden – das geringere Nachfrageniveau kann vom Gesamtsystem jedoch problemlos gedeckt werden.

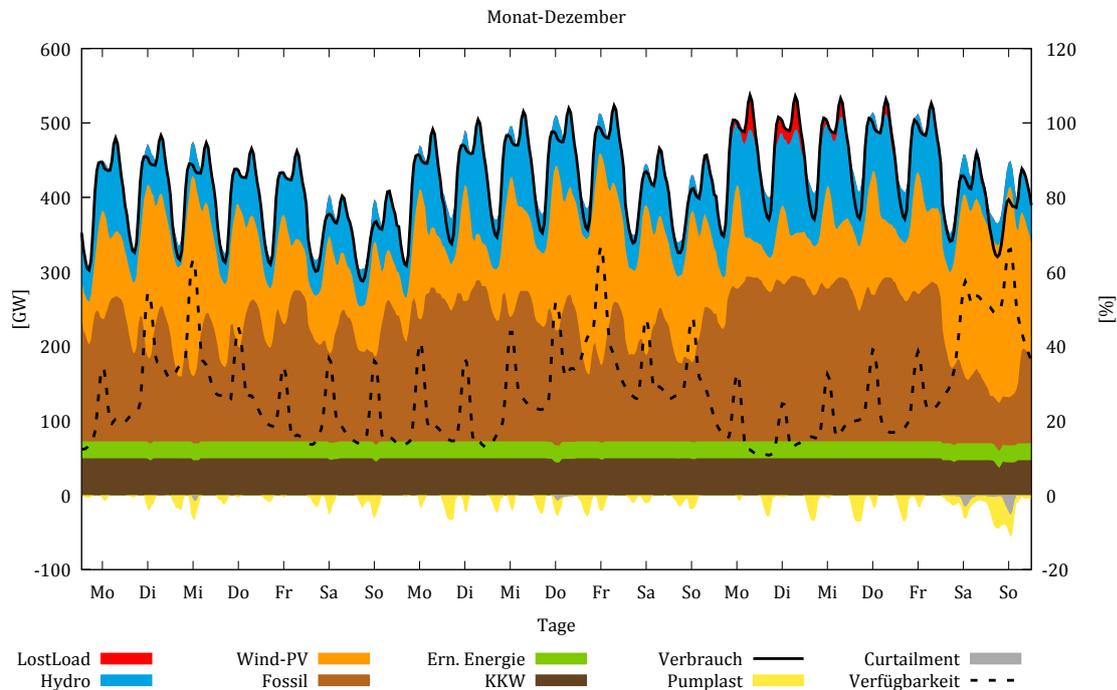


Abbildung 4.1.17: Dispatch Gesamtsystem, WWB-EuL, Wetter 32, 2040, Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung

Die Wetterkombination ist daher als exemplarisches Beispiel für Situationen zu sehen, auf die in einer Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien besonderes Augenmerk gelegt werden sollte. Allerdings ist anzumerken, dass für die Wettervariationen keine konsistente Nachfragedatenbasis verwendet werden konnte (siehe Abschnitt 3.1.1). Damit kann keine abschliessende Aussage getroffen werden, ob die zugrundeliegende Nachfrage- und Wetterdynamik eine realistische Gesamtsituation darstellt.

An der Dynamik in der dritten Dezemberwoche lässt sich auch die Rolle verschiedener Systemkomponenten für die Versorgungssicherheit zeigen. Während Kernkraftwerke über die gesamte Zeit als Grundlast durchlaufen, zeigt sich bei der fossilen Erzeugung die typische Lastfolgedynamik, welche bereits das heutige System prägt: bei hoher Erneuerbareneinspeisung wird der Output gedrosselt um bei geringer Einspeisung entsprechend hochgefahren zu werden. In den kritischen Stunden laufen die konventionellen Kraftwerke daher nahezu unter Vollast. Allerdings zeigt sich auch, dass nur in wenigen Stunden wirklich das maximale Outputlevel erreicht wird – i.d.R. liegt es leicht darunter. Dies lässt Rückschlüsse auf Netzengpässe zu. Da konventionelle Erzeugung deutlich kostengünstiger als Lastabwurf für das Modell ist, sollte, wenn möglich, der komplette Kraftwerkspark zum Einsatz kommen, bevor Last abgeworfen wird. Dass dies nicht immer der Fall ist, bedeutet, dass die verfügbaren Kraftwerke netzbedingt nicht genutzt werden können. So weisen die der Abbildung 4.1.17 zugrundeliegenden Daten am dritten Dezembermontag am Nachmittag einen Lastabwurf im Umfang von 14 GW auf, während gleichzeitig ca. 10 GW an fossiler Erzeugung nicht genutzt werden.

Ebenso zeigt sich die Bedeutung der Wasserkraft und insbesondere der Pumpspeicherwerke. Trotz der hohen Nachfrage sind die Speicher in der Lage in Stunden mit niedriger Last Energie für spätere Stunden zu 'pumpen'. Damit helfen sie die notwendigen Lastabwürfe zu reduzieren. In der dritten Woche wird trotz Versorgungsengpässen Während der Nachtstunden fast durchgehend Energie für Pumpspeicherung verwendet.

Am Donnerstag und Freitag in dieser Woche zeigt sich jedoch auch Speicheraktivität am Nachmittag (die jeweiligen kleineren Ausprägungen an Pumplast am 3. Donnerstag und Freitag in Abbildung 4.1.17). Dies liegt an dem gestiegenen Wind und PV Einspeiselevel, welches es erlaubt für die Abendstunden Energie bereits am Nachmittag zwischenzuspeichern. Dies bedeutet im Rückschluss, dass die Kombination einer Windflaute mit (relativ) hoher PV Verfügbarkeit eine Entspannung der Versorgungssituation ermöglicht, indem der PV Strom für die Abendspitze transferiert werden kann. Allgemein zeigen die Simulationen die Bedeutung von kurzfristiger Speicherkapazität für das zukünftige Stromsystem. Da nur Pumpspeicher im Modell explizit berücksichtigt sind, kann keine abschliessende Aussage getroffen werden, ob die Versorgung bei einer breiten Durchdringung von gekoppelten Batteriespeichern in Fahrzeugen und Gebäuden auch in den kritischen Stunden hätte gedeckt werden können.

Um ein besseres Verständnis dafür zu bekommen, warum die Schweiz von dem Versorgungsengpass im Gesamtsystem nicht betroffen ist, zeigt Abbildung 4.1.18 den Schweizer Dispatch für die gleichen drei Wochen. Im Gegensatz zum Gesamtsystem, welches per Definition eine ausgeglichene Produktion-Last Position hat, ergibt sich für die Schweiz je nach Situation ein Nettoimport oder -export. Hierbei zeigt sich, dass für die Angebotsvariante Eul die Schweiz grundsätzlich zwischen zwei Zuständen pendelt: Stunden mit i.d.R. recht hohem Importvolumen um den Unterschied zwischen der lokalen Erzeugung aus PV, Wind, Biomasse, Kleinanlagen und Laufwasserkraftwerken und der lokalen Last auszugleichen (der durchschnittliche Importwert in den Stunden mit Import beträgt ca. 4 GW in diesen drei Wochen), und Stunden mit Export in denen die Speicherkraftwerke sehr hohe Gesamtproduktionslevel haben (das durchschnittliche Exportvolumen in diesen Stunden liegt bei 3.4 GW).

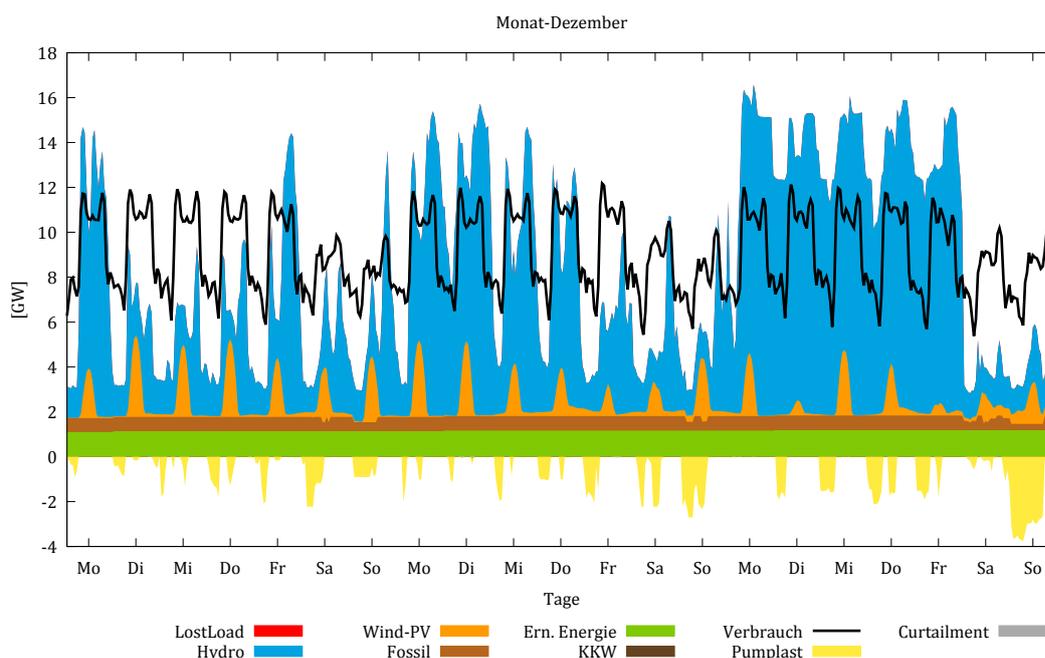


Abbildung 4.1.18: Dispatch Schweiz, WWB-EuI, Wetter 32, 2040

Im direkten Vergleich mit der Gesamtsystemdynamik zeigt sich, dass der Einsatz der Schweizer Speicherkraftwerke keinen direkten Bezug zur lokalen Schweizer Nachfrage sondern zur Gesamtsystembilanz aufzeigt. So ist die Schweizer Nachfrage in der zweiten Woche ähnlich wie in der ersten Woche, aber die Wasserkraftwerke haben dennoch in der zweiten Woche einen deutlich höheren Output. Dieses Profil wird durch die knapper werdende Versorgung in der zweiten Woche verursacht. In der dritten Woche – wenn das Gesamtsystem an seine Kapazitätsgrenze gerät – ist die Schweiz sogar in einer kompletten Nettoexport-Situation. Die flexibel einsetzbare Schweizer Wasserkraft wird für das Gesamtsystem dienlich in den Stunden eingesetzt, in denen die anderen Erzeugungsmöglichkeiten an ihre Grenzen stossen.

Für die Schweiz zeigt das Beispiel, dass die verfügbare Kapazität an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken für solche Konstellationen ein wichtiger Garant für die Versorgung nicht nur der Schweiz, sondern auch der Nachbarländer darstellt. Die hohe Flexibilität der Wasserkraftwerke, gekoppelt mit der Möglichkeit der Speicherung in Stunden mit ausreichend Gesamterzeugung, ist ein wichtiger Baustein für ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Die bedeutende Rolle von Wasserkraft und Importen wird auch ersichtlich, wenn man für unterschiedliche Wetterkombinationen die Schweizer Erzeugungsmuster vergleicht. Abbildung 4.1.19 zeigt vier der 33 Kombinationen. Die obere, linke Grafik stellt das Wetterjahr 1984 dar, welches relativ durchschnittliche Jahreswerte für Schweizer Wasser- und europäische Windverfügbarkeit aufweist. Die Berechnungen für dieses Jahr verwenden für die europäischen Länder auch das Lastprofil des TYNDP von 1984. Die obere, rechte Grafik ist mit dem Wetterjahr 2007 berechnet, welches eine leicht überdurchschnittliche Wind- und Wasserverfügbarkeit aufweist. Ebenso wird für diese Simulation die Lastdynamik des TYNDP Jahres 2007 verwendet. Die untere, linke Grafik stellt das Wetterjahr 2003 dar – mit durchschnittlicher Wasserverfügbarkeit aber unterdurchschnittlicher Windverfügbarkeit – in Kombination mit dem Lastprofil für das TYNDP Jahr 2007. Die untere, rechte Grafik ist die Wetterkombination mit der minimalen jährlichen Wind- und Wasserverfügbarkeit, welche auch für die obige Analyse zu Grunde liegt. Auch hier wird das TYNDP Jahr 2007 verwendet. In allen Kombinationen wird für die Schweiz das höchste Lastniveau verwendet, welches neben hoher Winternachfrage auch eine hohe Sommernachfrage (hoher Kühlbedarf) aufweist.

Da allen Kombinationen die Angebotsvariante EuI zugrunde liegt, weist die Schweiz in allen Fällen deutlich höhere Importe auf, als dies heute der Fall ist. Das grundlegende Muster mit Exporten im Sommer und Importen im Winter wird daher durch unterschiedlich hohe Importe über das Jahr ersetzt. Die Wasserkraftproduktion liegt in den Sommermonaten von Mai bis September bei ca. 3 bis 4 TWh pro Monat, während sie in den Wintermonaten bei mind. 2 TWh pro Monat liegt. Lediglich die untere rechte Wettervariante weicht von diesem Muster ab. Sie weist im September nur 2.1 TWh auf, und hat auch von Februar bis April nur 1.7 bis 2 TWh Wasserkraftproduktion. Demgegenüber weist sie sehr hohe Produktionswerte von Oktober bis Dezember auf – den Monaten in welchen das Gesamtsystem auch stark belastet ist.

Die monatlichen Erzeugungsmuster lassen den Rückschluss zu, dass die Schweiz ihre Wasserkraftproduktion für das Gesamtsystem zeitlich den Wetter/Lastbedingungen anpasst, und dies mit einem angepassten Importprofil ausgleicht. Die Erkenntnisse unterstreichen nochmals die Bedeutung der Importkapazitäten für die Schweizer Versorgung aber auch die bedeutende Rolle der Wasserkraft (und damit der Exportmöglichkeiten der Schweiz) für das europäische System.

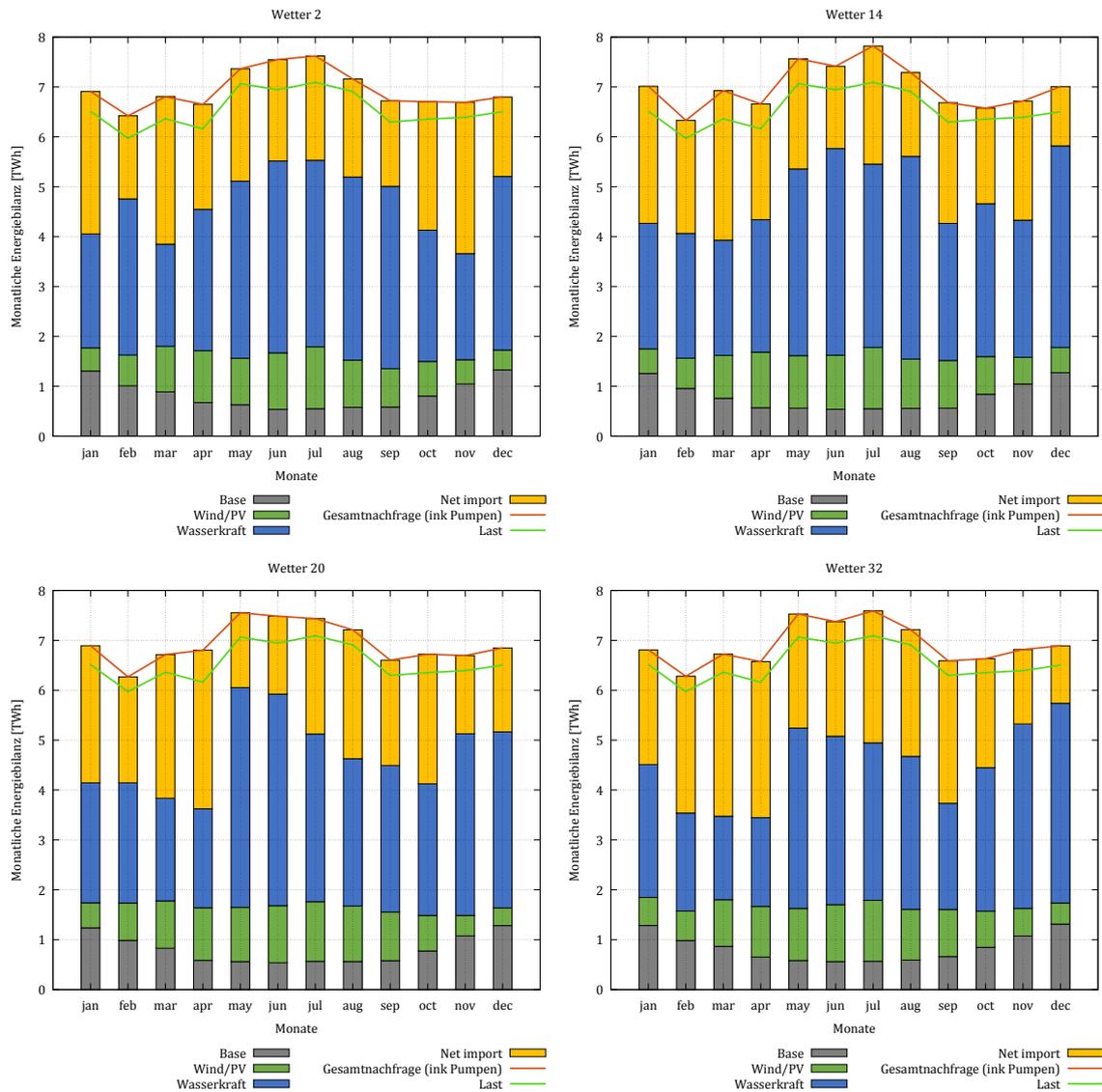


Abbildung 4.1.19: Monatlicher Dispatch Schweiz, WWB-EuI, 2040 für Wetter 2, 14, 20 und 32; Base - Biomasse und konventionell-thermische Kraft- und Fernheizkraftwerke

### Sensitivitäten

Für die WWB-EuI Variante der Referenzszenarien werden auch die in Abschnitt 4.1.4 beschriebenen Netzsensitivitäten analysiert um abschätzen zu können, ob bei verzögertem Netzausbau oder beschränkten Importmöglichkeiten die Versorgungslage kritisch wird. Für die Schweiz zeigt Tabelle 4.1.3 die minimalen und maximalen Indikatorwerte. Insgesamt zeigt sich auch unter Berücksichtigung der zusätzlichen Netzrestriktionen keine versorgungskritische Lage in der Schweiz. Lediglich bei den Sensitivitäten, welche einen verzögerten Netzausbau abbilden, zeigt sich im Jahr 2025 im deterministischen Modell in wenigen Wetterkombinationen ein ENS Wert von weniger als 15 MWh in vereinzelten Stunden des Jahres. Die Netzverzögerung bedeutet auch, dass das Kraftwerk Nant de Drance im deterministischen Modell bis zum Jahr 2025 zwar als existent, aber nicht ans Netz angeschlossen angenommen wird, und somit nicht produzieren kann. Im probabilistischen Modell, in dem das Schweizer Netz nicht detailliert abgebildet ist, hat die Netzverzögerung hingegen keine Auswirkungen auf den Netzanschluss des Kraftwerks, sodass es als verfügbar gilt. Im Jahr 2025 sind entsprechend der abgebildeten Verzögerung noch keinerlei Netzausbauten berücksichtigt, während in 2030 bereits die ersten Netzprojekte wieder inkludiert sind. Daher könnten die Ergebnisse darauf hinweisen, dass insbesondere die aktuellen und eigentlich in den nächsten Jahren abzuschliessenden Ausbauprojekte von besonderer Bedeutung sind. Die Restriktion der Netto-Importe der Schweiz hat dem-

gegenüber keine Auswirkung. Die erlaubte Importmenge von 6650 MW ist offensichtlich hoch genug um keine Versorgungsprobleme auszulösen.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
g-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.35
g-2025	0.00	43.00	0.00	14.45	3.35	12.41
g-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.92
g-2030	0.00	13.00	0.00	0.08	3.86	12.81
g-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.55
g-2035	0.00	10.00	0.00	0.94	2.78	12.55
g-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	13.17
g-2040	0.00	2.00	0.00	0.11	2.17	13.17
n-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.35
n-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	4.36	13.24
n-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.92
n-2030	0.00	1.00	0.00	0.01	3.81	12.84
n-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.55
n-2035	0.00	3.00	0.00	0.30	2.82	12.55
n-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	13.17
n-2040	0.00	2.00	0.00	0.12	2.19	13.17
gn-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	13.35
gn-2025	0.00	43.00	0.00	14.45	3.35	12.41
gn-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.92
gn-2030	0.00	13.00	0.00	0.08	3.86	12.81
gn-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.55
gn-2035	0.00	10.00	0.00	0.94	2.77	12.55
gn-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	13.17
gn-2040	0.00	2.00	0.00	0.11	2.16	13.17

Tabelle 4.1.3: Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz in den Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz

Auf europäischer Ebene zeigt die Netzverzögerung in allen modellierten Jahren eine Erhöhung von LOL und ENS Werten, wenn auch auf insgesamt niedrigem Niveau. Im Jahr 2040 beispielsweise erhöht sich der ENS-Wert im deterministische Modell um ca. 125 GWh und im probabilistische Modell um ca. 100 GWh. Insgesamt ist der Effekt eines verzögerten Netzausbaus aber moderat. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass das vorhandene europäische Verbundnetz bereits über ein solides Level an Grenzkapazitäten verfügt um die Versorgung in den meisten Konstellationen zu gewährleisten. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass die Modelle keine detaillierten Engpässe innerhalb der europäischen Länderzonen (für die direkten Nachbarländer) bzw. Länderknoten (für alle weiteren abgebildeten Länder, siehe Abschnitt 3.2) abbilden. Entsprechend sind Flüsse innerhalb dieser Zonen/Knoten nicht durch verzögerte Ausbaumassnahmen beeinflusst, was in der Realität zu zusätzlichen Limitierungen von Austausch zwischen den Ländern führen könnte und damit auch zu stärkeren Auswirkungen auf die Versorgungslage (höhere Werte von LOL und ENS).

Die Importbeschränkung der Schweiz hat demgegenüber keinerlei Einfluss auf die Versorgungssituation im Gesamtsystem. ENS und LOL Werte bleiben im Vergleich zu den Referenzszenarien unverändert. Auch in der Kombination mit verzögertem Netzausbau werden die Werte vollständig durch den Netzausbau determiniert.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
g-2025	0.00	42.00	0.00	106.24	52.25	478.25
g-2025	1.00	83.00	0.05	152.38	58.00	477.18
g-2030	0.00	30.00	0.00	83.58	37.86	529.72
g-2030	0.00	29.00	0.00	70.09	45.34	537.08
g-2035	0.00	56.00	0.00	686.62	3.08	545.32
g-2035	2.00	91.00	4.69	697.20	11.72	550.24
g-2040	0.00	90.00	0.00	926.48	-14.44	599.96
g-2040	2.00	92.00	2.65	1248.85	-6.24	600.28
n-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	52.25	478.25
n-2025	0.00	1.00	0.00	2.15	59.54	478.07
n-2030	0.00	2.00	0.00	2.39	37.86	529.72
n-2030	0.00	4.00	0.00	9.63	45.31	537.65
n-2035	0.00	51.00	0.00	511.60	3.08	545.32
n-2035	1.00	77.00	1.35	530.98	11.70	550.73
n-2040	0.00	75.00	0.00	827.45	-14.44	599.96
n-2040	2.00	89.00	1.22	1123.70	-6.13	600.67
gn-2025	0.00	42.00	0.00	106.24	52.25	478.25
gn-2025	1.00	83.00	0.05	152.38	58.00	477.18
gn-2030	0.00	30.00	0.00	83.58	37.86	529.72
gn-2030	0.00	29.00	0.00	70.09	45.34	537.64
gn-2035	0.00	56.00	0.00	686.62	3.08	545.32
gn-2035	2.00	91.00	4.69	697.20	11.72	550.73
gn-2040	0.00	90.00	0.00	926.62	-14.44	599.96
gn-2040	2.00	92.00	2.65	1248.85	-6.24	600.67

Tabelle 4.1.4: Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem Referenzszenarien mit Sensitivitäten mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Modell; g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz

Um ein besseres Verständnis der Auswirkung der Schweizer Importbeschränkung auf die inländische Versorgungslage zu bekommen, zeigen Abbildung 4.1.20 und 4.1.21 den Schweizer Dispatch und die stündlichen Importe für die drei Dezemberwochen im Jahr 2040 – einmal für die Referenzszenarien ohne Importbeschränkung (Abbildung 4.1.20) und einmal mit Importbeschränkung (Abbildung 4.1.21).

Im direkten Vergleich zeigt sich, dass die Beschränkung nur zu geringfügigen Anpassungen in der Erzeugung selbst führt. Die Stunden im Referenzlauf, welche Importe von mehr als 6650 MW aufweisen, werden entsprechend auf das Limit reduziert. Dies führt jedoch vornehmlich zu Verschiebungen in der Pumpnachfrage – sehr deutlich am letzten Wochenende zu erkennen. Auch wenn dies nur ein Beispiel ist, steht es doch relativ exemplarisch für die Gesamtwirkung der Importbeschränkung: sie führt zu Verschiebungen in der Wasserkraftproduktion, welche jedoch grösstenteils durch veränderte Nutzung der Pumpspeicher verursacht wird. In Summe verändert sich durch die Importbeschränkung das Gesamtimportlevel und die Dynamik über das Jahr nur minimal. Eine stärkere Limitierung der Importe könnte entsprechend zu einer stärkeren Verschiebung auf der Produktionsseite führen. Die Gesamtimporte in diesem Szenariolauf entsprechen einem durchschnittlichen Import von ca. 3.3 GW pro Stunde (wobei die monatlichen Durchschnitte zwischen 1.2 und 4.4 GW schwanken). Eine Limitierung unterhalb dieses Levels könnte ggf. nicht mehr durch reine Produktionsanpassungen aufgefangen werden.

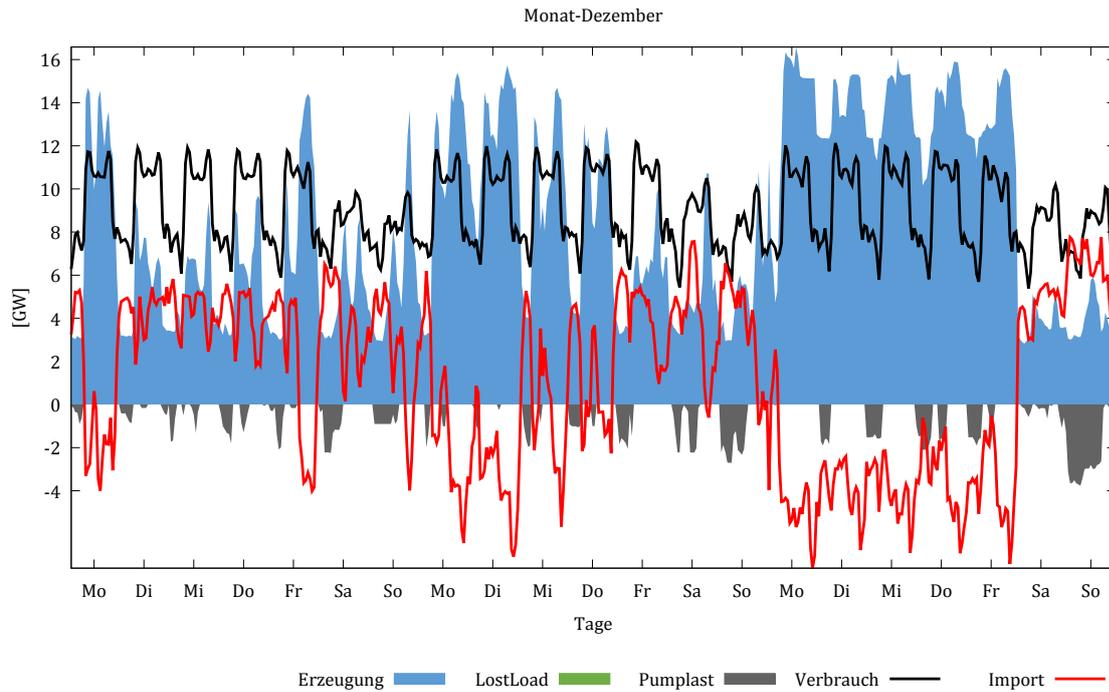


Abbildung 4.1.20: Schweizer Dispatch und die stündlichen Importe für die drei Dezemberwochen im Jahr 2040 für die Referenzszenarien **ohne** Importbeschränkung

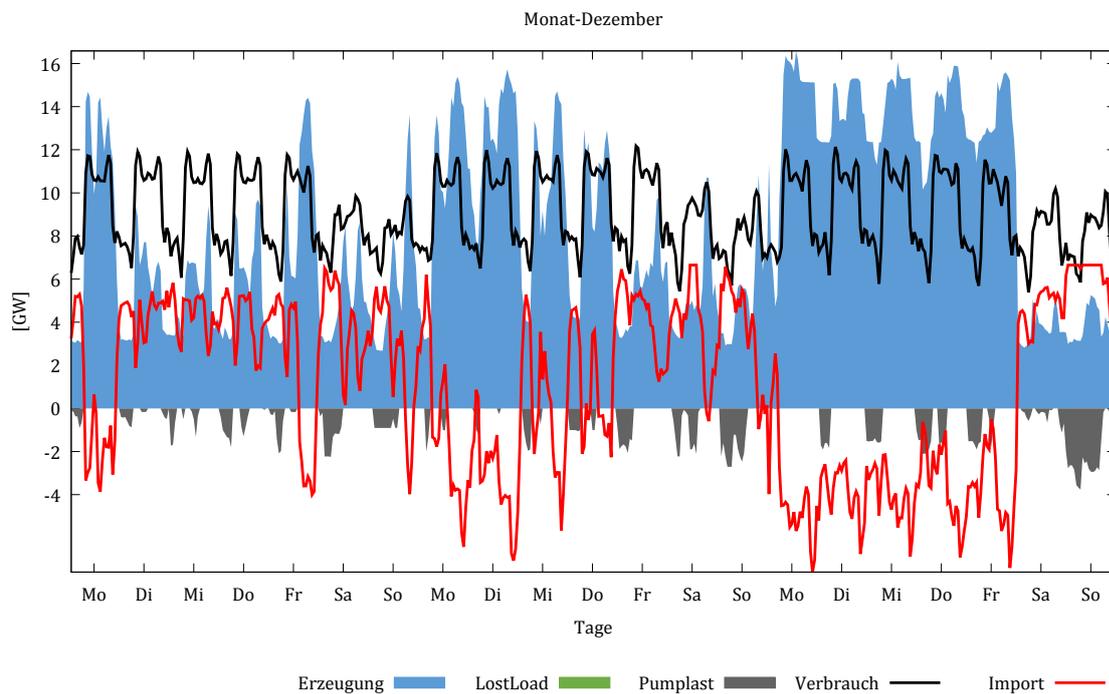


Abbildung 4.1.21: Schweizer Dispatch und die stündlichen Importe für die drei Dezemberwochen im Jahr 2040 für die Referenzszenarien **mit** Importbeschränkung

## 4.2 Mögliche Angebotsvarianten

In einem ersten Set an Varianten werden mögliche angebotsseitige Entwicklungen exemplarisch betrachtet, um eine Abschätzung zu erhalten, wie diese auf die Versorgungssicherheit wirken. Dabei werden folgende grundsätzliche Stossrichtungen abgebildet:

- Rascher Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz
- Frühzeitige Abschaltung von KKW in Frankreich
- Kohleausstieg gemäss Kohlekommission
- Kombination der KKW und Kohlevariante

Die erste Variante stellt eine Verbesserung der Produktionsmöglichkeiten dar, und sollte daher tendenziell auch zu einer Verbesserung der Gesamtversorgungslage beitragen. Die anderen beiden Varianten stellen demgegenüber eine Reduktion der verfügbaren Gesamtkapazität dar, und sollten entsprechend eher zu einer Verschlechterung der Versorgungslage führen. Die Reduktion der Kernkraft- bzw. Kohlekapazitäten deckt zudem auch die Bedeutung von Importen für die Schweiz ab, da die Schweiz durch den Wegfall der eigenen Kernkraftkapazität und die saisonale Struktur der Wasserkrafterzeugung stärker auf Importe – insbesondere im Winterhalbjahr – angewiesen sein könnte.

Die Varianten (auch die in Abschnitt 5) werden im Gegensatz zu den Referenzszenarien nicht für die volle Auswahl an Politikdimensionen simuliert. Die Berechnungen werden auf die Kombination mit der höchsten Nachfrage und der geringsten lokalen Erzeugungskapazität beschränkt: WWB und EuI. Entsprechend wird ein veränderter Szenarioaufbau verwendet (siehe Abbildung 4.2.1 und 4.2.2). Für das deterministische Modell wird zudem nur die in den Referenzszenarien identifizierte kritischste Wetterkombination analysiert. Für das probabilistische Modell wird ein angepasster Wetterrahmen verwendet, welcher nur eine einzelne Laststruktur im Ausland hat und für die Schweiz nur reduzierte Wasserverfügbarkeiten berücksichtigt (siehe Abschnitt 3.2.1). Die Ergebnisse der Varianten sind daher eher als ‚pessimistische‘ Studie zu verstehen und stellen kein komplettes Abbild der Systemsituation dar.

Im Folgenden werden für die einzelnen Varianten die direkten Annahmen kurz präsentiert.

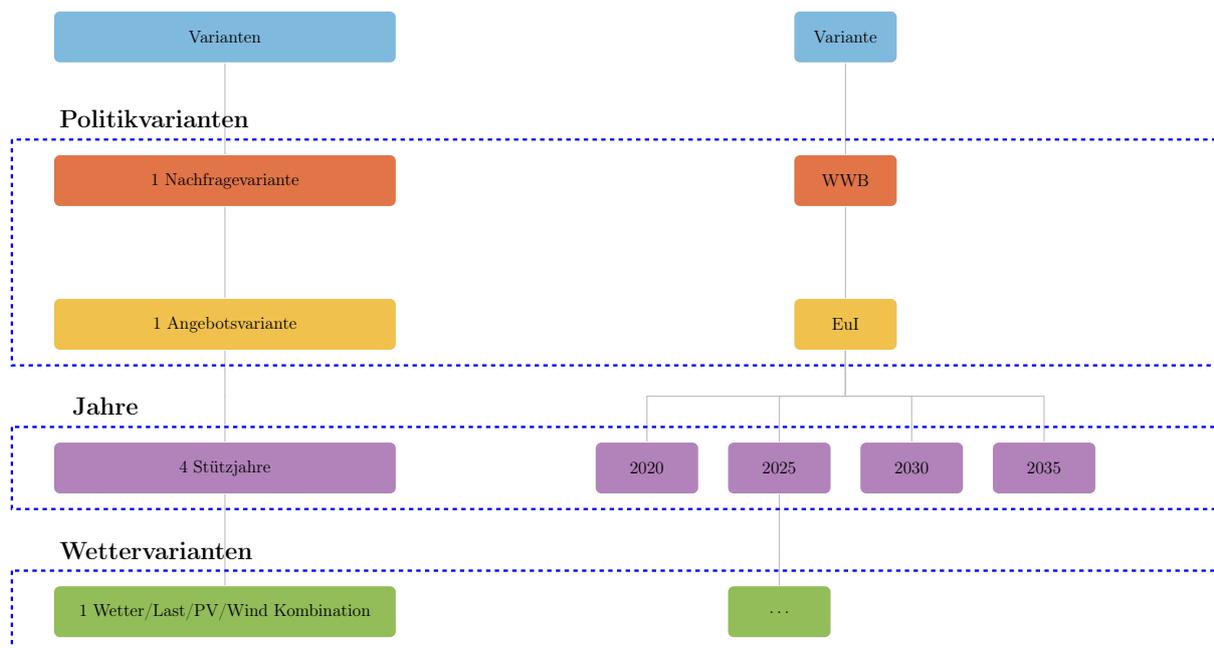


Abbildung 4.2.1: Szenariodimensionen in Varianten für den deterministischen Ansatz

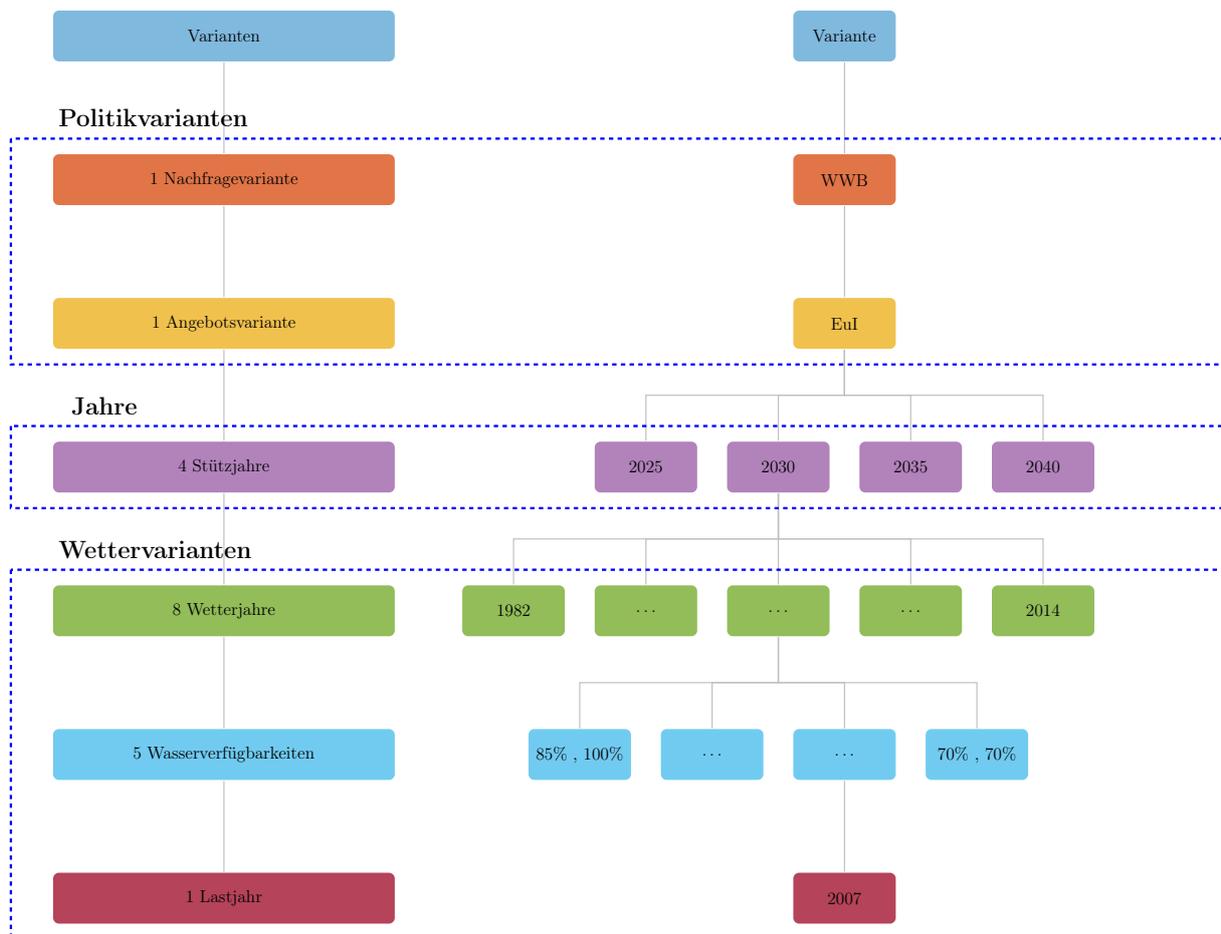


Abbildung 4.2.2: Szenariodimensionen in Varianten für den probabilistischen Ansatz

#### 4.2.1 Rascher Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz

Die erste Variante stellt eine Verbesserung der Schweizer Produktionsmöglichkeiten dar. Der Fokus liegt dabei auf einem zusätzlichen Zubau an erneuerbaren Energien; was der grundsätzlichen Zielstellung der Energiestrategie 2050 entspricht. Zu diesem Zweck wird die Einspeisung aus PV Anlagen bis 2040 deutlich erhöht, während die Windeinspeisung im Vergleich zu den Referenzszenarien unverändert bleibt (siehe Abbildung 4.2.3). Dieser Struktur liegt die Annahme zugrunde, dass die in den letzten Jahren beobachteten Ausbautrends (geringer Zubau bei Wind und deutlicher Zuwachs bei PV Anlagen) auch in Zukunft die Ausbaustruktur prägen werden und es tendenziell einfacher ist einen höheren Ausbau von PV Anlagen zu erzielen. Die Fokussierung auf PV Anlagen führt automatisch zu einer Produktionsstruktur, welche mehr Energie in den Tagstunden sowie im Sommerhalbjahr zur Verfügung stellt. Die Variante dient daher auch als Abschätzung, wieviel dieser Zusatzenergie durch mögliche Verschiebungen in der Wasserkraftproduktion für Zeitenfenster bereit gestellt werden kann, in denen keine direkte PV Einspeisung möglich ist.

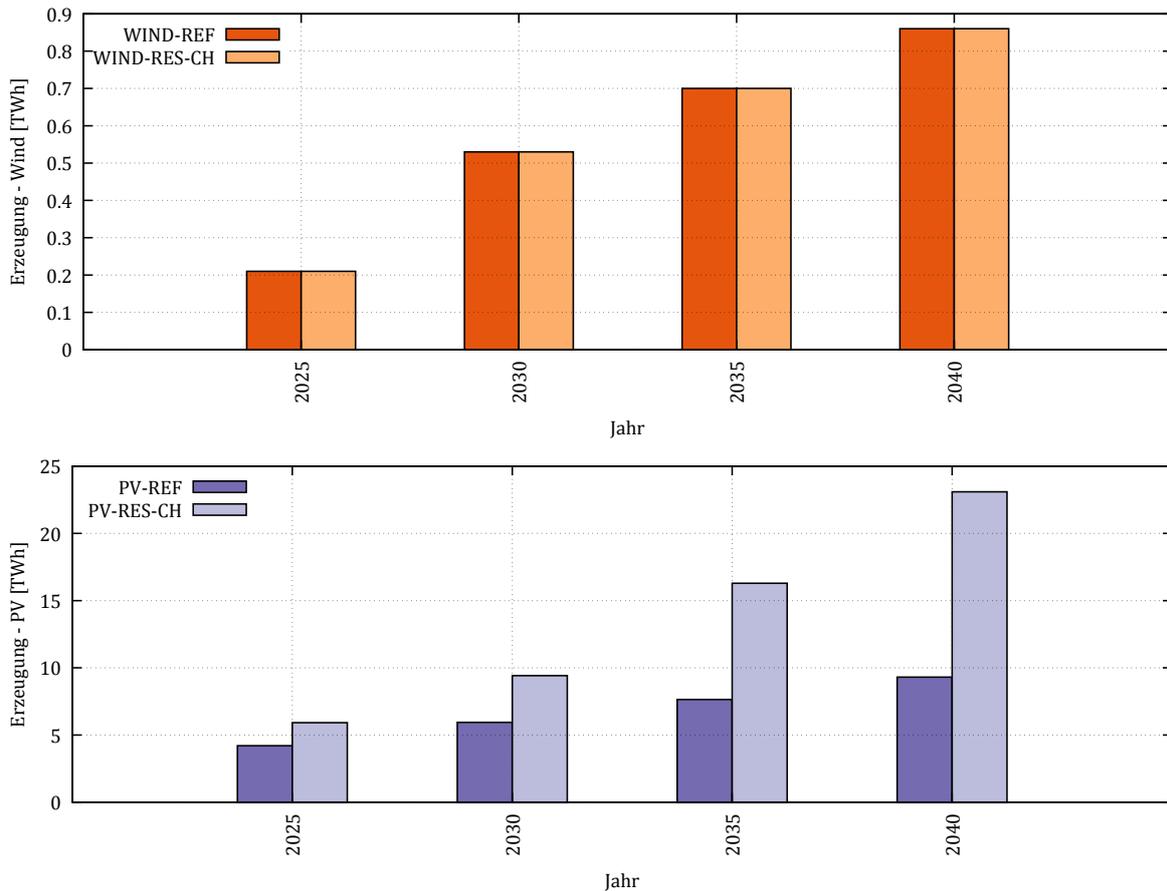


Abbildung 4.2.3: Anpassung der RES Erzeugung in CH

Da diese Variante nur die Schweizer Einspeisung betrifft, und mit einem Gesamtvolumen von ca. 13 TWh (je nach Wetterlage kann dieser Wert abweichen) für das Gesamtsystem nur eine kleine Veränderung darstellt, ist davon auszugehen, dass es zu keinen signifikanten Verschiebungen auf europäischer Ebene kommen dürfte. Die Schweizer Versorgungslage könnte durch den Ausbau jedoch deutlich beeinflusst werden.

#### 4.2.2 Frühzeitige Abschaltung von KKW in Frankreich

Die zweite Variante stellt eine mögliche Verschärfung der europäischen Versorgungslage dar. Frankreich hat aufgrund seines grossen Kernkraftwerkparcs in den kommenden Jahrzehnten einige grosse Herausforderungen zu bewältigen. Eine Unklarheit dabei ist, welchen Anteil KKW zukünftig in der französischen Versorgung haben sollen. Durch das zunehmende Alter des Kraftwerkparcs erfordert ein Beibehalt des hohen Anteils entweder Laufzeitverlängerungen, Neubauten oder beides. Aus Versorgungssicht ist daher ein deutlich schnellerer Rückgang der Kernkraft als im Referenzszenario eine interessante und relevante Variation. Zu diesem Zweck wird die verfügbare KKW Kapazität in Frankreich ab 2030 deutlich reduziert: auf 50% der 2025 verfügbaren Kapazität (ca. 31.5 GW, 6 GW weniger als die KKW Kapazität im Referenzszenario im Jahr 2040). Im Gegenzug wird die Gaskapazität erhöht um zumindest eine Teilkompensation (von 25%) der wegfallenden KKW zu ermöglichen (siehe Abbildung 4.2.4).

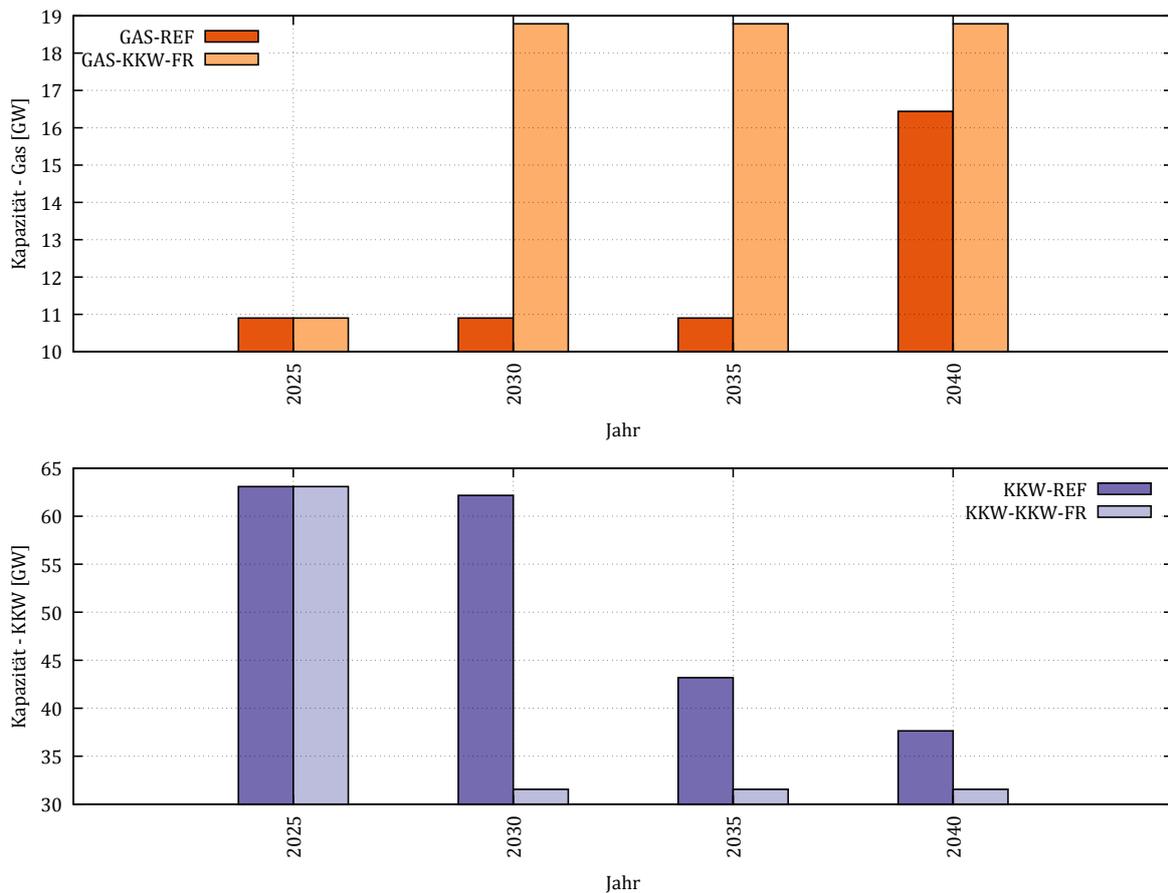


Abbildung 4.2.4: Anpassung der Gas und KKW Kapazitäten in FR

Da diese Variante eine deutlich grössere Kapazität und Energiemenge betrifft als der rasche Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz, ist davon auszugehen, dass auch die Effekte im Gesamtsystem deutlich stärker ausgeprägt sind. Zudem könnte es in Frankreich aufgrund seiner hohen Winternachfrage auch zu vermehrten lokalen Versorgungsengpässen kommen, welche wiederum die Export- und Importsituation in der Schweiz betreffen könnten.

#### 4.2.3 Kohleausstieg gemäss Kohlekommission

Vergleichbar mit der Logik der zweiten Variante, wird in der dritten Variation der Effekt eines Rückgangs der konventionellen Kapazitäten in Deutschland untersucht.

Entsprechend der Kohlekommission soll bis 2038 die Kapazität an Stein- und Braunkohlkraftwerken auf Null reduziert werden. Als Kompensation soll der Ausbau erneuerbarer Energien gesteigert werden, und der Zubau von Gaskraftwerken durch Beschleunigung der Genehmigungsverfahren verbessert werden. Da keine konkreten Vorgaben zu dem Ersatz der Anlagen gemacht wurden, wird für die Variante von einer Teilkompensation ausgegangen. Im Vergleich zu den Referenzszenarien ergibt sich dadurch eine deutliche Reduktion der verfügbaren konventionellen Kapazität in Deutschland (siehe Abbildung 4.2.5). Bis 2040 sind ca. 5 GW mehr an Gaskraftwerken verfügbar, aber die ca. 20 GW an verbleibenden Kohlekraftwerken sind nicht mehr verfügbar. Dazu kommt ein Mehrouput von Wind- und PV-Anlagen von ca. 7 TWh.

Insbesondere gekoppelt mit dem Kernkraftausstieg in den kommenden Jahren ergibt sich dadurch eine deutliche Reduktion der verfügbaren Kapazität in Süddeutschland, was auch entsprechende Rückwirkungen auf die Versorgungssituation in der Schweiz haben könnte.

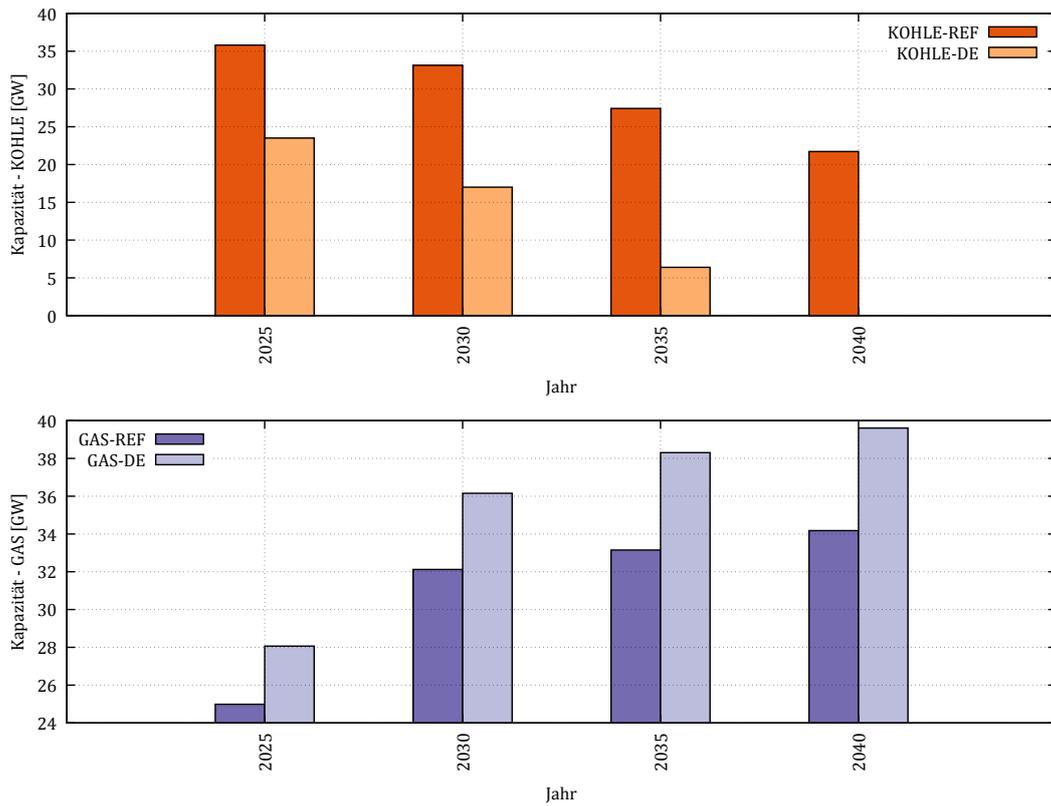


Abbildung 4.2.5: Anpassung der Gas und Kohle Kapazitäten in DE

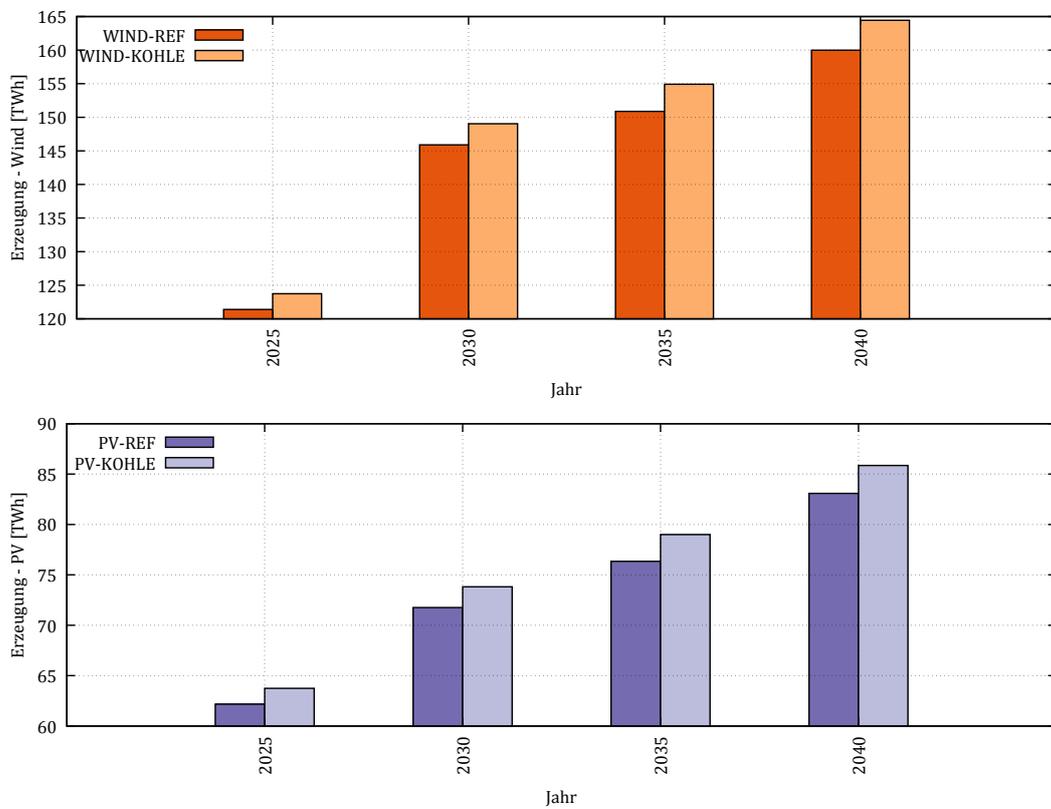


Abbildung 4.2.6: Anpassung der RES Erzeugung in DE

#### 4.2.4 Kombination

In der letzten Variante werden die frühzeitige Abschaltung von KKW's in Frankreich und der Kohleausstieg in Deutschland kombiniert. Dies führt entsprechend zu einer weiteren Verschärfung der Versorgungslage und könnte damit tendenziell zu Engpässen führen. Insgesamt sind damit im Jahr 2040 ca. 20 GW weniger konventionelle Kraftwerkskapazität verfügbar. Da sowohl Deutschland als auch Frankreich für die Schweiz wichtige Importländer sind, kann diese veränderte Versorgungslage auch entsprechende Rückwirkungen auf die Situation in der Schweiz haben.

#### 4.2.5 Resultate Varianten

Wie einleitend zum Abschnitt 4.2 erläutert, bilden die Varianten verschiedene angebotsseitige Entwicklungsmöglichkeiten ab, welche aber ansonsten die Grundannahmen der Referenzszenarien beibehalten. Für das deterministische Modell werden diese Varianten nur für die kritischste Wetterkombination und für das Szenario WWB-EuI simuliert. Für das probabilistische Modell werden 40 Wetterkombinationen berechnet (siehe Abschnitt 3.2). Entsprechend werden für die SA-Indikatoren im Folgenden für das deterministische Modell nur die Werte der einen Wetterrealisation präsentiert, während für das probabilistische Modell weiterhin minimale und maximale Realisationen präsentiert werden. Weiterführende Aspekte werden dann abermals mit spezifischen Beispielen illustriert.

Abbildung 4.2.7 zeigt die veränderten Annahmen für die Angebotsvariante 'Rascher Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz' im Vergleich zu den Referenzentwicklungen auf Basis der jeweiligen Jahresproduktionsmengen für die zugrundeliegende Wetterrealisation. Da diese im Vergleich zu den durchschnittlichen Wetterbedingungen eine höhere Nachfrage (72 bis 78 TWh pro Jahr) sowie eine niedrigere Wasserkraftverfügbarkeit aufweist ist die Schweiz in einer deutlicheren Netto-Import Situation als bei anderen Wetter- und Nachfragebedingungen. Entsprechend zeigt sich bei der Schweizer Gesamterzeugung im Referenzfall (Grafik links) ein Importlevel von über 25 TWh im Jahr 2040, wobei dieses Import für 4.6 TWh an Pumpnachfrage beinhaltet. Im Falle eines raschen Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz steigt das Produktionsvolumen entsprechend an und reduziert die Nettoimporte auf ca. 15 TWh im Jahr 2040.

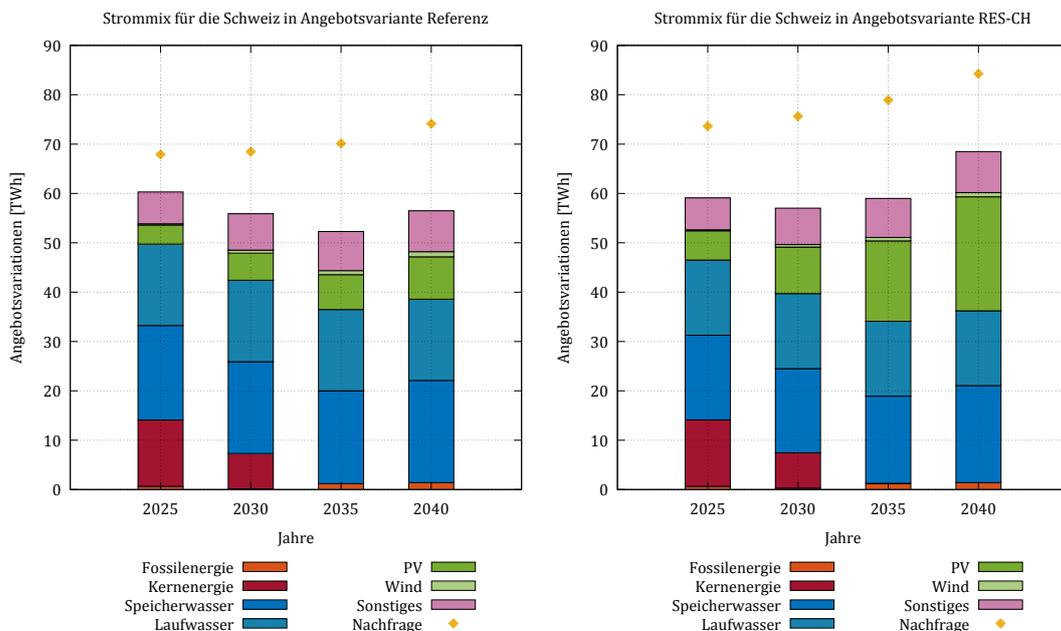


Abbildung 4.2.7: Vergleich Referenzszenario mit Erneuerbarer Variante, Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp und Gesamtnachfrage für die Schweiz

Abbildung 4.2.8 visualisieren die veränderten Gesamtproduktionsmengen der Schweiz und ihrer Nachbarländer für die Kernkraft- und Kohlevarianten. Die obere linke Grafik ist dabei der Vergleichspunkt der Referenzszenarien. Dieser weist für die Länder Nettoimporte für alle betrachteten Jahre auf, welche durch die jeweiligen Angebotsreduktionen verstärkt werden. Im Falle einer frühzeitigeren Abschaltung französischer Kernkraftwerke ist insbesondere im Jahr 2030 ein deutlicher Produktionsrückgang (ca. 75 TWh) im Vergleich zu den Referenzszenarien erkennbar (obere rechte Grafik). Der Kohleausstieg in Deutschland (Grafik unten links) führt dagegen zu etwas gleichmässigeren Reduktionen über die vier betrachteten Jahre, wobei in den Jahren 2025 und 2040 jeweils um 25 TWh niedrigere Produktionslevels vorliegen. Die Kombination des KKW und Kohle-Ausstiegs (Grafik unten rechts) führt entsprechend zu Reduktionen von 25-35 TWh in den Jahren 2025, 2035 und 2040, und zu ca. 80 TWh Produktionsrückgang in 2030.

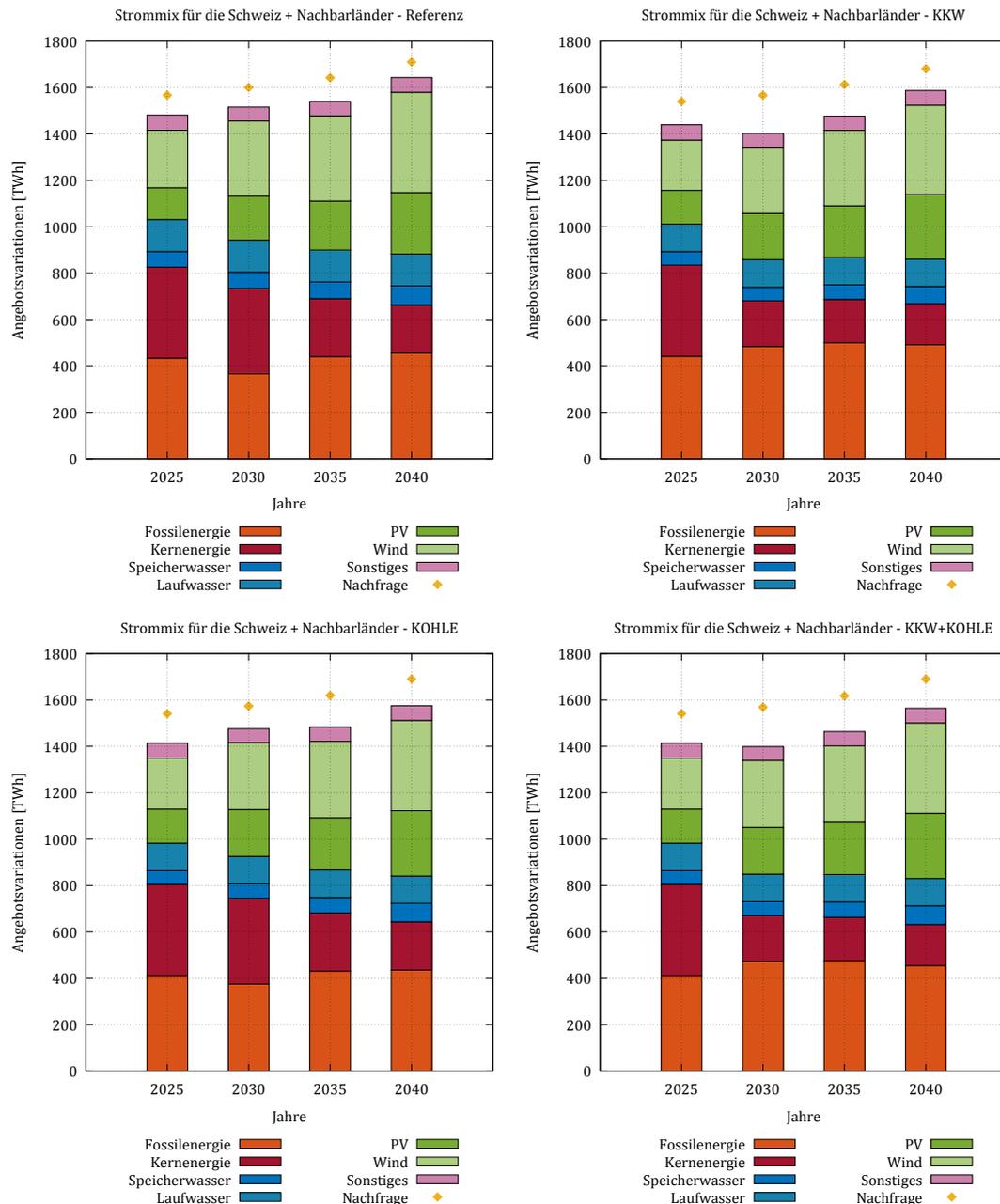


Abbildung 4.2.8: Vergleich Referenzszenario mit KKW und Kohle Varianten, Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp und Gesamtnachfrage für die Schweiz und Nachbarländer

In Bezug auf die Grenzflüsse zeigen die Varianten zwar leichte Abweichungen im Vergleich zu den Referenzszenarien, aber das grundlegende Flussbild wird bei keiner der Varianten signifikant verschoben.

## Indikatorenübersicht

Aus SA-Sicht zeigen sich **auch bei den Angebotsvarianten keine signifikanten Probleme für die Schweiz** (Tabelle 4.2.1). Sowohl im Falle des Kohleausstiegs in Deutschland, der frühzeitigen Abschaltung von KKW in Frankreich, und der Kombination dieser beiden Situationen, zeigt sich keine signifikante Veränderung der Lastabwürfe in der Schweiz aufgrund lokaler Versorgungsprobleme. Da diese Angebotsvarianten lediglich die Kraftwerkskapazität im Ausland betreffen, ergibt sich auch keine deutliche Veränderung bei den RCM Werten. Die Schweiz verfügt auch weiterhin über mindestens 2 GW Reservekapazität. Damit hat auch die Reduktion der verfügbaren Kapazität in Süddeutschland keine negativen Rückwirkungen auf die Versorgungssituation in der Schweiz.

Im Falle eines rascheren Ausbaus erneuerbarer Energien ist eine Verbesserung der LOL und ENS Werte zu erkennen. Die vereinzelt geringen Ausprägungen an LOL und ENS im deterministischen Modell lassen sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auf Null reduzieren. In Bezug auf die RCM Werte zeigt sich keine signifikante Auswirkung bei den minimalen Werten, welche i.d.R. in Stunden mit sehr hoher Last auftreten. Dies liegt vornehmlich daran, dass der zusätzliche Ausbau Erneuerbarer Energien in dieser Variante auf PV Kapazitäten fokussiert ist, welche in den entsprechenden Spitzenlaststunden im Winterhalbjahr normalerweise keine Produktion aufweisen. Demgegenüber zeigen sich bei den maximalen RCM Werten deutliche Verschiebungen nach oben, insbesondere in den späteren Jahren. Dies liegt ebenfalls an der Einspeisestruktur von PV Anlagen. Die Maximalwerte werden bei einem hohen PV Anteil v.a. durch Sommerstunden mit sehr guter PV Verfügbarkeit und geringer Nachfrage - wie z.B. an Wochenenden - definiert.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
RES-CH-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	13.56
RES-CH-2025	–	0.00	–	0.00	4.95	11.86
RES-CH-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.97	14.25
RES-CH-2030	–	0.00	–	0.00	4.17	12.87
RES-CH-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.67	16.45
RES-CH-2035	–	0.00	–	0.00	2.87	14.95
RES-CH-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.25	20.18
RES-CH-2040	–	0.00	–	0.00	2.28	18.44
KKW-FR-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
KKW-FR-2025	–	0.00	–	0.00	4.89	11.53
KKW-FR-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.45
KKW-FR-2030	–	0.00	–	0.00	3.98	11.35
KKW-FR-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.08
KKW-FR-2035	–	2.00	–	0.15	3.01	10.49
KKW-FR-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	12.70
KKW-FR-2040	–	1.00	–	0.00	2.12	10.83
KOHLE-DE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
KOHLE-DE-2025	–	0.00	–	0.00	4.98	11.58
KOHLE-DE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.45
KOHLE-DE-2030	–	1.00	–	0.06	3.97	11.30
KOHLE-DE-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.08
KOHLE-DE-2035	–	0.00	–	0.00	2.71	10.40
KOHLE-DE-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	12.70
KOHLE-DE-2040	–	6.00	–	0.40	2.20	10.65
KKW-FR+KOHLE-DE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
KKW-FR+KOHLE-DE-2025	–	0.00	–	0.00	4.98	11.58
KKW-FR+KOHLE-DE-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	12.45
KKW-FR+KOHLE-DE-2030	–	4.00	–	0.45	4.15	11.35
KKW-FR+KOHLE-DE-2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	12.08
KKW-FR+KOHLE-DE-2035	–	0.00	–	0.00	2.86	10.59
KKW-FR+KOHLE-DE-2040	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	12.70
KKW-FR+KOHLE-DE-2040	–	11.00	–	1.00	2.06	10.72

Tabelle 4.2.1: Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz - Ausstiegsszenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Modell

Bei Betrachtung des **europäischen Gesamtsystems** zeigt sich je nach Variante eine unterschiedliche Entwicklung:

Im Falle der **frühzeitigen Abschaltung von KKW in Frankreich** zeigt sich v.a. im Jahr 2030 bereits eine erhöhte Belastung des Systems, welche zu maximal 500 bis 800 GWh an Lastabwurf in den Varianten-Modellläufen führt, während in den Referenzszenarien noch keine signifikanten Versorgungsengpässe auftreten. Die Werte für LOL und ENS in den Jahren 2035 und 2040 sind demgegenüber zwar leicht höher aber vom absoluten Level vergleichbar mit den Ergebnissen der Referenzszenarien. Dies liegt an dem der Variante zugrundeliegenden Kapazitätspfad für Gas- und Kernkraftwerke in Frankreich (siehe Abschnitt 4.2.2). Im Jahr 2030 ist in Frankreich ca. 23 GW weniger Kapazität verfügbar (statt 73 GW nur 50 GW). Für die Folgejahre ist die Differenz zwischen den Referenzwerten und der Variante nur bei ca. 4GW. Da im Jahr 2030 im Gesamtsystem allerdings noch deutlich mehr konventionelle Kraftwerkskapazität verfügbar ist als in den späteren Jahren (der minimale RCM Wert liegt bei 20-28 GW), fallen die frühzeitig abgeschalteten 23 GW dennoch nicht so stark ins Gewicht und es kommt nur zu vereinzelt kritischen Versorgungssituationen.

Im Falle des **Kohleausstiegs in Deutschland** zeigen sich in den Jahren 2025 und 2030 nur geringfügige Veränderungen zu den Referenzszenarien mit leicht erhöhten Werten für LOL und ENS. Diese sind jedoch im Gesamteuropäischen Kontext als vernachlässigbar einzuschätzen, da sie weniger als 17 Stunden und 27 GWh betreffen. Für die Jahre 2035 und 2040 zeigt sich demgegenüber eine deutliche Erhöhung der Indikatorenwerte, mit maximal 900-1400 GWh ENS in 2035 und 1800-3100 GWh in 2040. Die durch den Kohleausstieg reduzierte Kraftwerkskapazität von ca. 16 GW in beiden Jahren führt daher zu einer entsprechenden Verschärfung der Versorgungssituation, da im Gesamtsystem weniger konventionelle Kapazität installiert ist. Die Reduktion um 9 bzw. 12 GW in den Jahren 2025 und 2030 kann – wie auch die Reduktion der französischen KKW in 2030 - deutlich besser vom Gesamtsystem kompensiert werden.

Bei der **Kombination** des frühzeitigen KKW Ausstiegs in Frankreich und Kohleausstiegs in Deutschland ergeben sich für die einzelnen Jahre jeweils erhöhte Werte im Vergleich zu den Einzelvarianten. Der Gesamteffekt ist jedoch nicht strikt additiv. Für das Jahr 2030 sind die kombinierten Auswirkungen mit maximal 500 bis 1000 GWh ENS kritischer als die Summe der Einzeleffekte. Für die Jahre 2035 und 2040 liegen die kombinierten Auswirkungen jedoch unter der Summe. Insgesamt ergibt sich mit maximal 3700 GWh ENS und ca. 300 Stunden LOL die kritischste Situation im Jahr 2040. Das Gesamtsystem gerät dabei mit -22 GW bis -26 GW an minimaler RCM in Situationen mit energetischen Versorgungsengpässen, welche in den Referenzszenarien mit -6 bis -12 GW geringer ausgeprägt sind. Daneben gibt es aber auch weiterhin Situationen in denen trotz ausreichender Gesamtkapazität lokale Versorgungsengpässe auftreten (siehe dazu auch die Beispielanalyse für die Dezemberwochen).

Demgegenüber führt die Variante mit **rascherem Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz** nur zu geringfügigen Verbesserungen der europäischen Versorgungsengpässe, was aufgrund der für das Gesamtsystem relativ kleinen Energiemenge der zusätzlichen Schweizer Erzeugung wenig überraschend ist. Im Jahr 2040 wird der maximale ENS Wert von ca. 1140 GWh lediglich um ca. 70 GWh reduziert. Da es

sich bei der zusätzlichen Erzeugungskapazität um PV Anlagen handelt, können diese nur in geringem Mass zur Verbesserung der vornehmlich in Winterstunden stattfindenden Versorgungsengpässe beitragen. Da im Modell keine neuen Speichertechnologien abgebildet sind, stehen weiterhin nur die Pumpspeicherkraftwerke und Verschiebungen von saisonalen Speicherkraftwerken als Methoden zur Verfügung, eine erhöhte PV Einspeisung während des Tages für andere Zeitfenster zu nutzen. Da diese Wasserkraftwerke aber bereits in den Referenzszenarien in den kritischen Stunden stark ausgelastet sind, ergibt sich hier nur geringes zusätzliches Potential. Da die Schweiz selber in der kritischen Stunden nicht betroffen ist, führt die erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien auch nicht zu einer Veränderung der Schweizer Versorgungssicherheit.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
RES-CH-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	51.89	475.94
RES-CH-2025	–	1.00	–	2.15	59.53	416.18
RES-CH-2030	0.00	2.00	0.00	2.46	37.44	529.83
RES-CH-2030	–	4.00	–	9.63	45.31	457.53
RES-CH-2035	0.00	50.00	0.00	499.51	2.62	548.20
RES-CH-2035	–	77.00	–	524.27	11.70	468.69
RES-CH-2040	3.00	55.00	9.10	807.88	–14.92	605.61
RES-CH-2040	–	89.00	–	1'065.36	–6.12	515.92
KKW-FR-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	51.92	475.96
KKW-FR-2025	–	1.00	–	2.15	59.54	416.18
KKW-FR-2030	3.00	56.00	2.26	494.50	20.06	511.66
KKW-FR-2030	–	100.00	–	780.59	27.71	444.21
KKW-FR-2035	1.00	53.00	1.03	629.60	0.48	541.69
KKW-FR-2035	–	90.00	–	698.47	9.50	466.66
KKW-FR-2040	6.00	81.00	20.31	1007.93	–17.59	595.49
KKW-FR-2040	–	101.00	–	1'421.79	–9.02	511.63
KOHLE-DE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.57	473.28
KOHLE-DE-2025	–	5.00	–	7.74	53.24	409.86
KOHLE-DE-2030	0.00	14.00	0.00	18.59	35.33	523.76
KOHLE-DE-2030	–	17.00	–	26.40	37.00	449.80
KOHLE-DE-2035	2.00	66.00	4.05	884.33	–4.30	534.79
KOHLE-DE-2035	–	113.00	–	1'441.18	–0.41	458.17
KOHLE-DE-2040	14.00	153.00	45.99	1748.23	–23.46	588.07
KOHLE-DE-2040	–	242.00	–	3'102.65	–18.84	504.03
KKW-FR+KOHLE-DE-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.57	473.28
KKW-FR+KOHLE-DE-2025	–	5.00	–	7.74	53.24	409.86
KKW-FR+KOHLE-DE-2030	3.00	57.00	3.47	557.01	17.88	507.65
KKW-FR+KOHLE-DE-2030	–	111.00	–	1'074.29	19.59	437.00
KKW-FR+KOHLE-DE-2035	4.00	81.00	8.73	1030.71	–6.53	533.12
KKW-FR+KOHLE-DE-2035	–	152.00	–	1'692.72	–2.62	457.03
KKW-FR+KOHLE-DE-2040	21.00	175.00	89.83	2145.55	–25.86	585.95
KKW-FR+KOHLE-DE-2040	–	292.00	–	3'654.14	–21.62	502.10

Tabelle 4.2.2: Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem - Ausstiegsszenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Modell

Abbildung 4.2.9 visualisiert die Verteilung der Indikatorenwerte für das probabilistische Modell. Wie auch bei den Referenzszenarien zeigt sich für die Schweiz über die Kombinationen keine kritische Versorgungs-

situation. LOL und ENS Werte sind für jede Simulation Null und die minimalen RCM Werte liegen jeweils bei 2 GW oder höher.

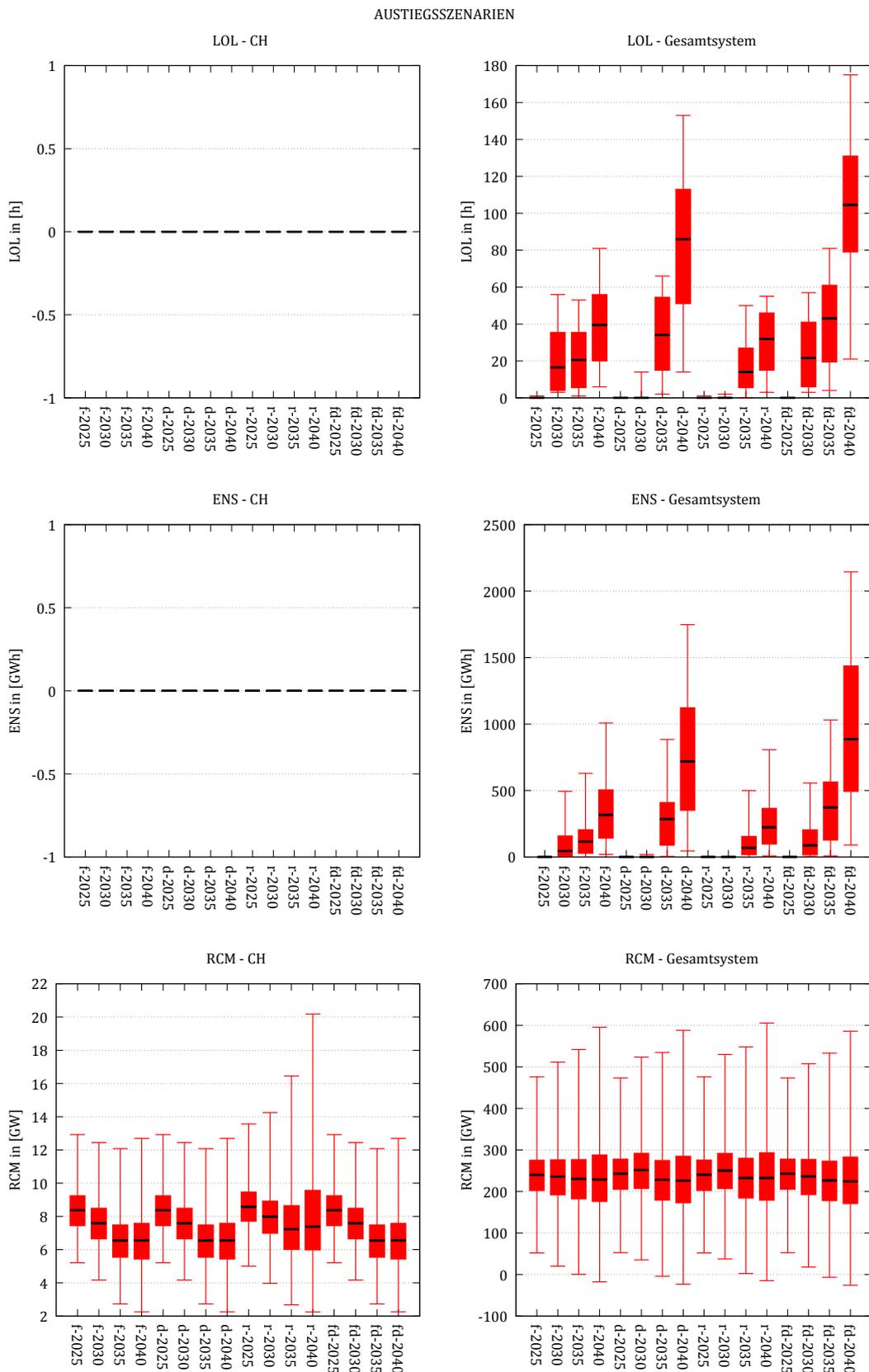


Abbildung 4.2.9: Kastengrafik von *LOL*, *ENS* und *RCM* mit probabilistischem Modell - Ausstiegsszenarien: f - KKW in Frankreich, d - Kohle in Deutschland, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle

Auf Gesamtsystemebene zeigen die Verteilungen dass trotz der reduzierten Kraftwerkskapazität in den Ausstiegsvarianten ('f' für Kernkraft in Frankreich, 'd' für Kohleausstieg in Deutschland, und 'fd' für die Kombination) die Wetterbedingungen eine wichtige Rolle spielen.

Die minimalen Werte für LOL und ENS liegen in allen Varianten und Jahren bei oder nahe bei Null. Der Grossteil der Ergebnisse liegt unter 60 Stunden LOL und 500 GWh ENS. Insgesamt zeigt sich auch sehr deutlich eine Verschärfung der Versorgungssituation über die Zeit, mit den höchsten Werten im Jahr 2040. Dies folgt allerdings dem generellen Szenarientrend, welcher auch bereits in den Referenzszenarien ersichtlich war (siehe Abbildung 4.1.14). Dies zeigt sich auch bei den minimalen RCM Werten, welche konsequent sinken, und bis 2040 auch in allen Varianten unter Null fallen.

### **Details Variante 'KKW und Kohleausstieg'**

Im Folgenden werden die Resultate für die kombinierte Ausstiegsvariante näher erläutert. Wie auch bei den Referenzszenarien zeigt Abbildung 4.2.10 den stündlichen Verlauf der Reservekapazität und der mittleren ENS Werte über das Jahr (obere Grafiken) sowie die Häufigkeit für LOL und ENS über alle Wetterkombinationen (untere Grafiken) – ebenfalls wieder mit der Annahme, dass alle Kombinationen gleichgewichtet sind. Für die Schweiz zeigt sich auch hier keine lokale Problematik in der Versorgungssituation.

Für das Gesamtsystem lässt sich anhand der Daten erkennen, dass es insbesondere im Dezember zu mehreren versorgungskritischen Situationen kommt, aber auch im November und Januar bis März Lastabwürfe notwendig sind. Dies wird ebenfalls durch die negativen Ausprägungen des RCM Indikator im Dezember und Januar ersichtlich, welcher auf eine generelle Energieknappheit zu diesen Zeiten hinweist. Wie in den Referenzszenarien auch, ist jedoch ein Grossteil der LOL Ereignisse nicht das Resultat eines absoluten Erzeugungseinganges ( $RCM < 0$ ), sondern offensichtlich aufgrund unzureichender Netzkapazitäten ( $RCM > 0$ ). Bei den Verteilungen der ENS Werte zeigt sich dass in der Hälfte der Wetterkombinationen Lastabwürfe von weniger als 500 GWh auftreten und nur in zwei Kombinationen ca. 2000 GWh an ENS auftreten. Bei den LOL Häufigkeiten ist kein klarer Trend erkennbar.

Die Speicherindikatoren für das Szenario fd-2040 (probabilistischer Ansatz) sind in Abbildung 4.2.11 visualisiert, im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung 4.1.16) kann man sehen dass die Kurven sich relativ wenig unterscheiden. Sowohl für den SP- als auch für den SB-Indikator ist der allgemeine Trend im Grossen und Ganzen ähnlich: der Speicherpuffer für 2 Wochen ist praktisch immer positiv und der Indikator für 4 Wochen fällt unter Null wenn die Staudämme allmählich geleert werden. Der Speicherbedarf ist dann entsprechend positiv während dieser Zeit, und zwar mit etwas grösseren Werten als in Abbildung 4.1.16. Das kann auf die Tatsache zurückgeführt werden dass weniger Energie in den Speichern vorhanden ist, weil die Importmöglichkeiten aus Frankreich und Deutschland jetzt reduziert sind, so dass mehr Wasserkraft verwendet werden muss.

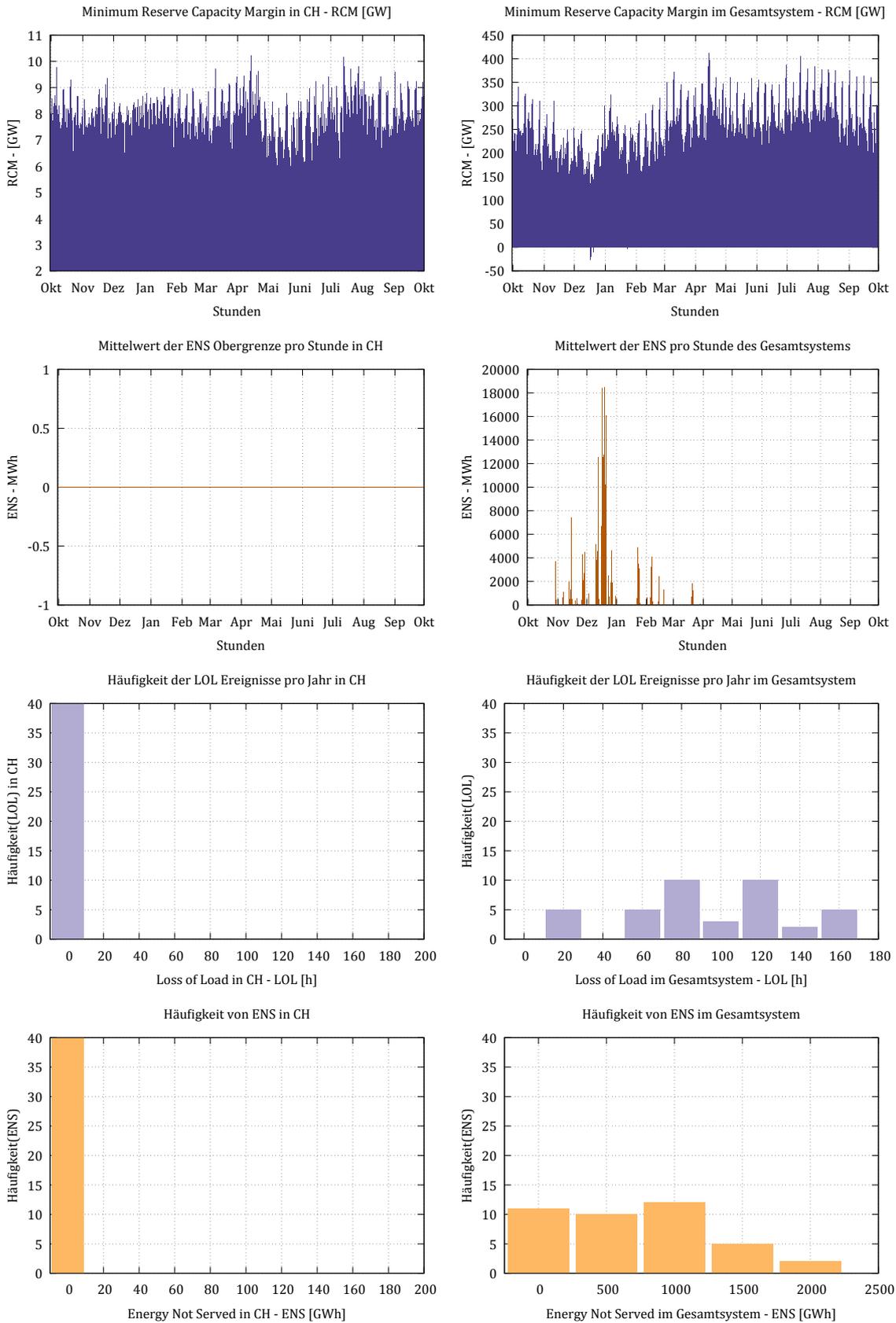


Abbildung 4.2.10: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für die Variante 'Kombination Frühzeitige Abschaltung von KKW in Frankreich und Kohleausstieg gemäss Kohlekommission' (probabilistischer Ansatz)

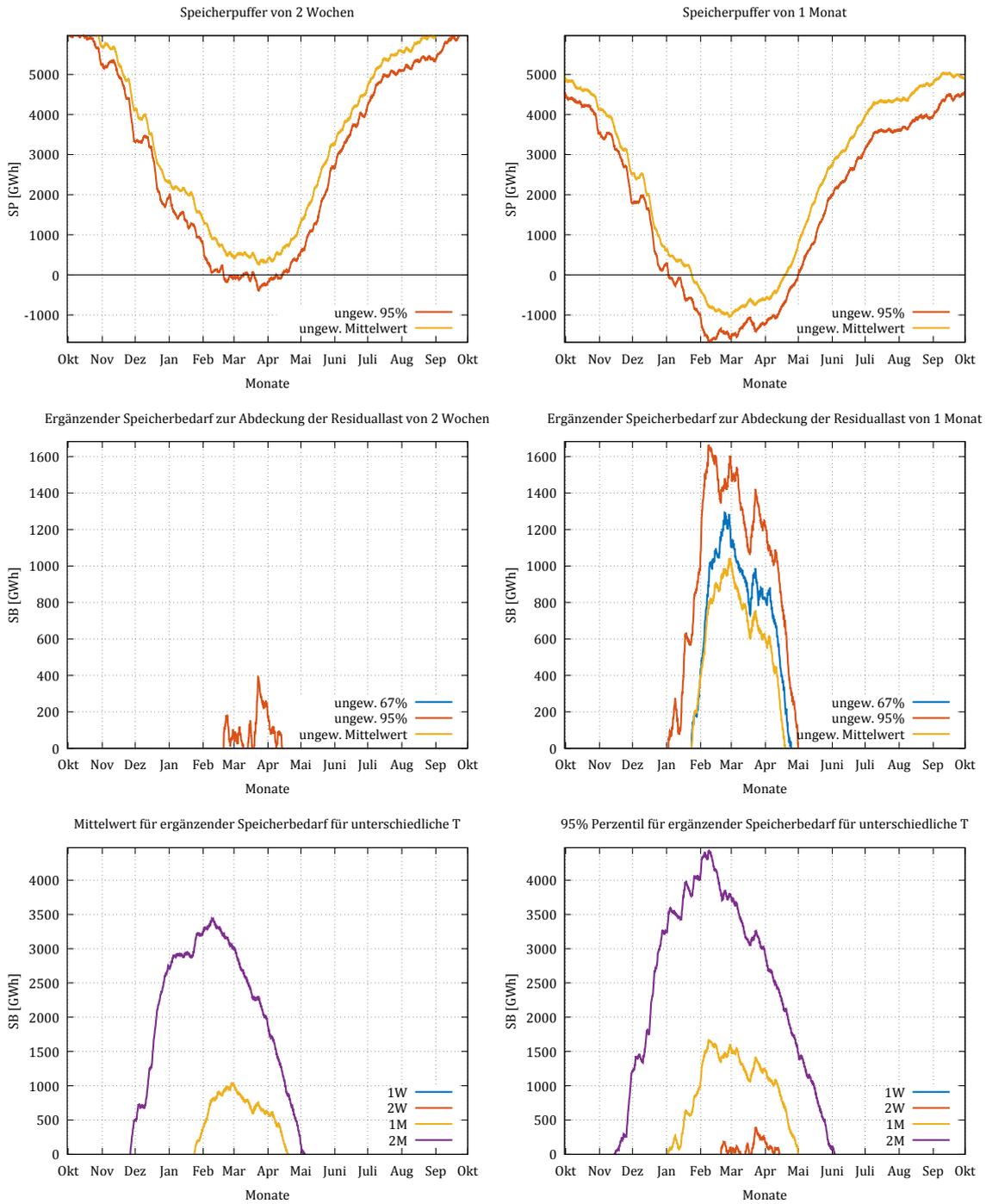


Abbildung 4.2.11: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für die Variante 'Kombination Frühzeitige Abschaltung von KKW in Frankreich und Kohleausstieg gemäss Kohlekommission'

Für das deterministische Modell zeigt der Kraftwerkseinsatz im Dezember abermals die Gesamtsystemdynamik während der versorgungskritischen Zeitperiode (Abbildung 4.2.12). Die dargestellten Lastabwürfe in der zweiten und dritten Dezemberwoche summieren sich auf ca. 2.8 TWh und damit ca. 75% der gesamten Lastabwürfe für diese Variante. Weiterhin ist die Kombination einer hohen Last mit geringer Erneuerbaren-einspeisung zentral für die Versorgungssituation. Die Engpässe in der dritten Dezemberwoche sind deutlich ausgeprägter als in den Referenzszenarien. In mehreren Stunden wird Last von über 50 GW abgeworfen. Auch kommt es diesmal bereits in der zweiten Dezemberwoche zu Lastabwürfen von insgesamt 128 GWh – ebenfalls zu einer Zeit mit sehr niedriger Einspeisung aus Wind und PV.

Im direkten Vergleich mit dem Referenzszenario zeigt sich für den betrachteten Zeitraum ein erhöhter Pumpeinsatz in den ersten beiden Wochen um ca. 1 TWh, sowie ein reduzierter Einsatz in der dritten Woche um ca. 300 GWh. Die generell knappere Kraftwerksverfügbarkeit wird daher auch durch erhöhten Pumpeinsatz kompensiert. In der dritten Woche ist die Angebotssituation jedoch offensichtlich so knapp, dass die verfügbare Pump- und Speicherkapazität nicht vollständig ausgenutzt werden kann. Auch zeigt sich im Vergleich ein höherer Anteil an Stunden in denen Lastabwurf stattfindet obwohl die konventionelle Kapazität nicht an ihrem Kapazitätsmaximum operiert. Die Verfügbarkeit der Netzkapazitäten spielt daher ebenfalls eine wichtige Rolle im Management von Versorgungsengpässen. Da die Modelle keine zusätzlichen Flexibilitätsoptionen auf Nachfrage- oder Angebotsseite abbilden und auch die Netzabbildung keine kurzfristigen Zusatzmassnahmen – wie z.B. kurzfristige Belastung der Leitungen über ihre übliche Kapazitätsgrenze hinaus – beinhaltet, ist eine abschliessende Beurteilung der Versorgungssituation nicht möglich. Die grundsätzliche Problematik der höheren Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von Wind und PV Anlagen, sowie die damit einhergehende Notwendigkeit von Speicherung, Flexibilisierung oder abrufbarer Reservekapazität sind allgemein bekannt.

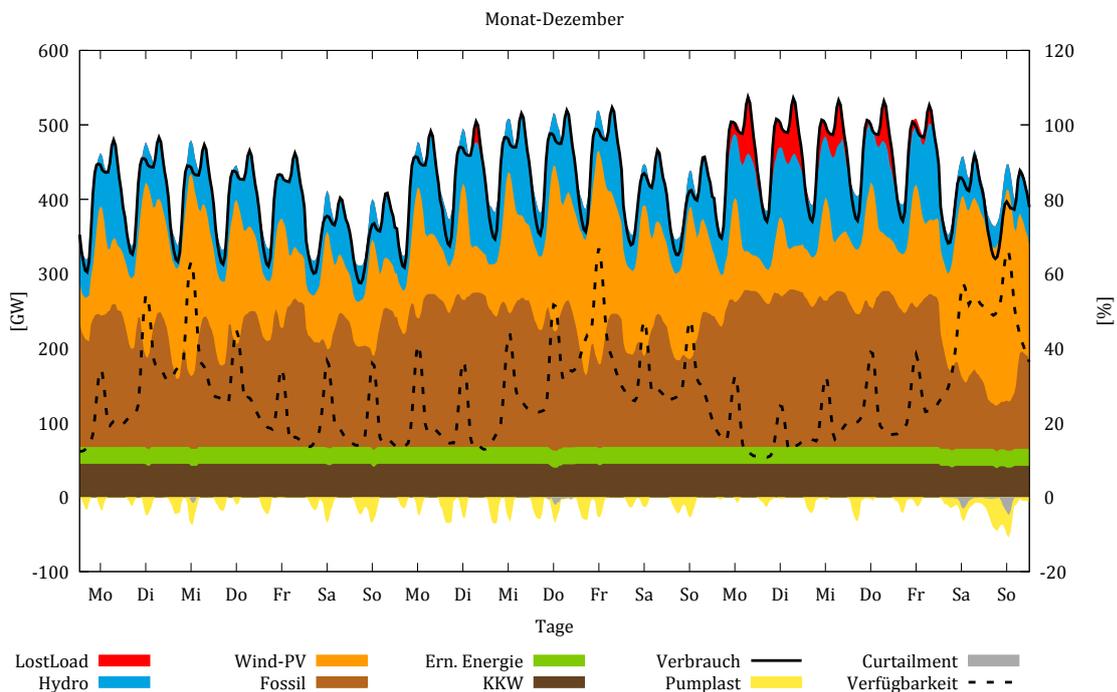


Abbildung 4.2.12: Dispatch Gesamtsystem, WWB-EuI, Variante 'KKW und Kohleausstieg', Wetter 32, 2040; Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung

Abbildung 4.2.13 zeigt die gleichen drei Wochen aus Schweizer Sicht. Im direkten Vergleich mit dem Schweizer Dispatch in den Referenzszenarien (Abbildung 4.1.18) zeigt sich eine verstärkte Wasserkraftproduktion in den ersten beiden Wochen (ca. 70 GWh in der ersten Woche und 100 GWh in der zweiten), während der Output in der dritten Woche nahezu unverändert bleibt. Dies liegt an der oben beschriebenen veränderten Gesamtsystemlage, welche nun auch in der zweiten Woche Lastabwürfe und generell eine

knappere Versorgungslage aufweist. Die Schweizer Wasserkraft reagiert darauf mit verstärkten Exporten in den entsprechenden Stunden. Ebenso zeigt sich wie auch im Gesamtsystem ein verstärkter Einsatz von Pumpspeichern in den ersten beiden Wochen, und ein reduzierter Einsatz in der dritten Woche. Insgesamt ändert sich für die Schweiz durch die reduzierte europäische Kraftwerkskapazität aber wenig an der Anreiz- und Versorgungsstruktur: die Schweizer Wasserkraft folgt weiterhin den europäischen Systembedingungen und die lokale Schweizer Nachfrage wird zu einem guten Teil durch Importe gedeckt.

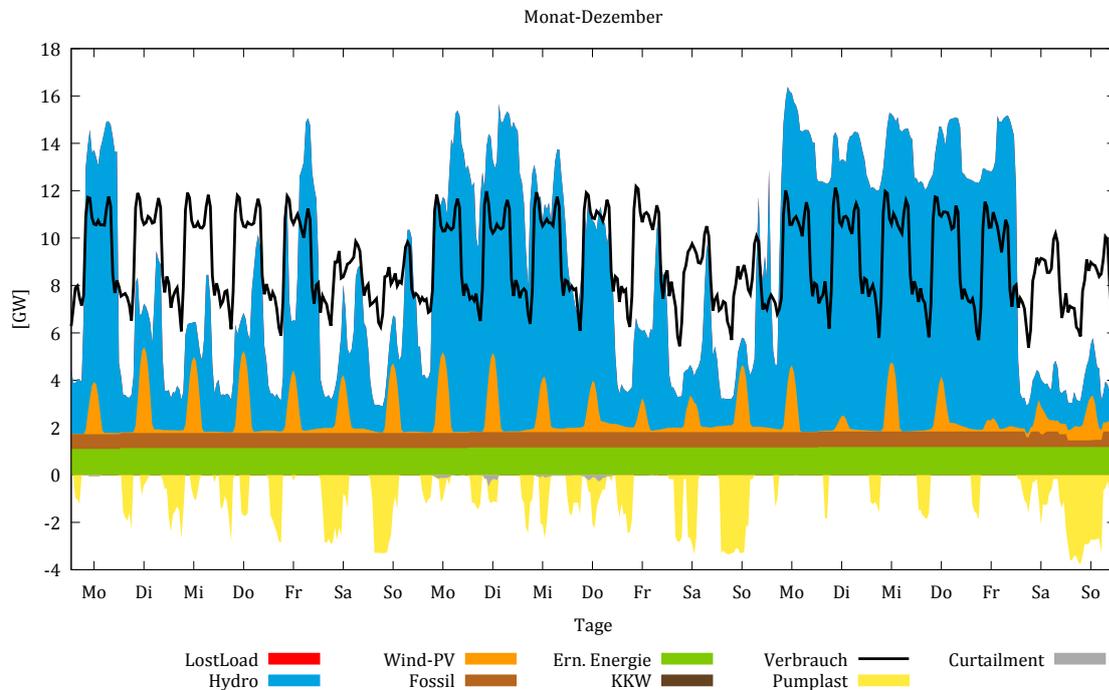


Abbildung 4.2.13: Dispatch Schweiz, WWB-EuI, Variante 'KKW und Kohleausstieg', Wetter 32, 2040

Dies wird auch offensichtlich, wenn man den monatlichen Schweizer Dispatch vergleicht (Abbildung 4.2.14). Das saisonale Grundmuster folgt auch in der Variante 'KKW und Kohleausstieg' dem der Referenzszenarien (obere Grafik). Allerdings kommt es zu einer deutlichen Erhöhung der Gesamtpumpmenge (+1.8 TWh über das Jahr), welches zu einer entsprechenden Erhöhung der Gesamterzeugung der Schweizer Wasserkraft führt (+1.3 TWh). Dabei zeigt sich allerdings ein deutlicher Fokus in den Herbst- und Wintermonaten. Von Oktober bis Dezember wird sowohl der Pumpbetrieb als auch der Output deutlich erhöht, was zu einer leichten Reduktion der Gesamtimporte in diesen Monaten führt. Dem gegenüber wird im Januar und Februar verstärkt auf Importe zurückgegriffen. Das Modell optimiert den Schweizer Kraftwerkseinsatz daher für das Gesamtsystem. Da weiterhin genug Kraftwerkskapazität in Europa verfügbar ist, kann dies durch entsprechende Anpassungen des Importmusters durchgeführt werden, ohne Versorgungsprobleme in der Schweiz selber zu verursachen.

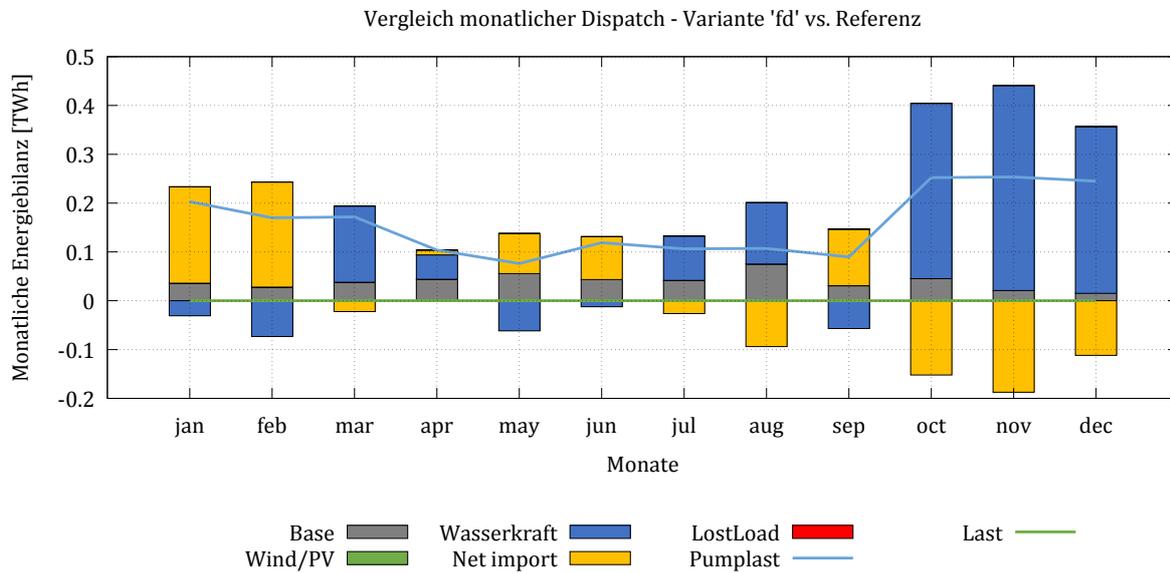
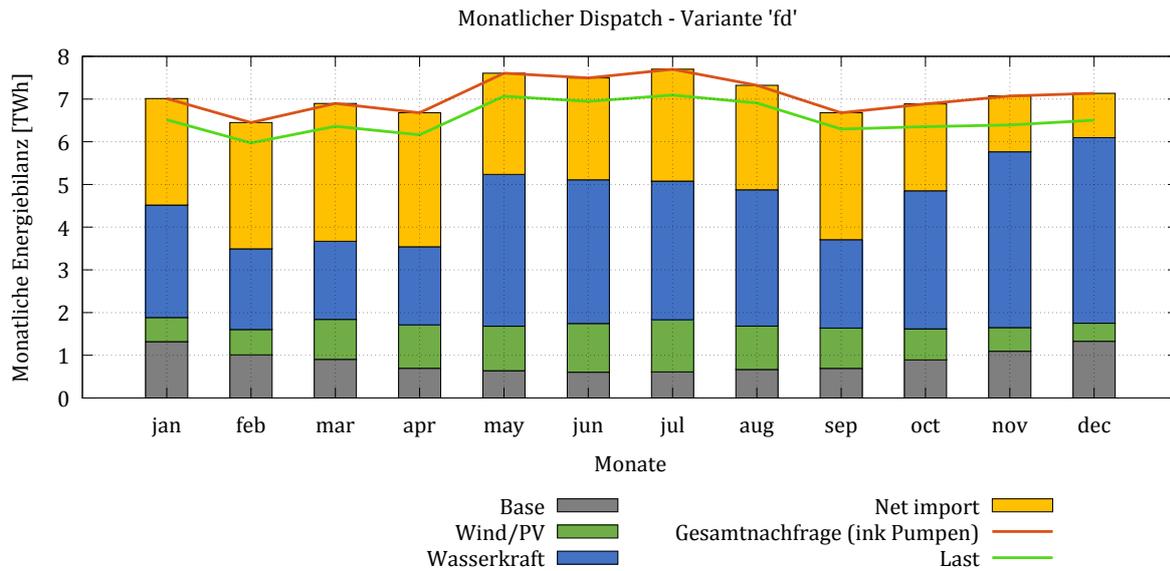


Abbildung 4.2.14: Monatlicher Dispatch Schweiz Variante 'KKW und Kohleausstieg' und Vergleich mit Referenzszenario WWB-EuI, 2040, Wetter 32; Base - Biomasse und konventionell-thermische Kraft- und Fernheizkraftwerke

## 5 Stärkere Elektrifizierung hin zur Dekarbonisierung

In einem zweiten Variantenset soll die Entwicklung auf der Nachfrageseite näher beleuchtet werden. Die aktuelle Erwartungshaltung für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung sieht eine zentrale Rolle im Elektrizitätssektor. Sowohl in den Bereichen Mobilität als auch Wärmeversorgung scheint eine Erhöhung des Stromanteils (z.B. durch verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos) wahrscheinlich. Um die möglichen Auswirkungen einer erhöhten Stromnachfrage auf die Versorgungslage zu analysieren wird daher ein Set an Szenarien entwickelt, welches eine erhöhte Wachstumsrate für die Schweiz und ihre Nachbarländer annimmt (siehe Abschnitt 5.1 für Details).

Zusätzlich wird diese Variante auch mit den in Abschnitt 4.2 dargestellten angebotsseitigen Varianten sowie den in Abschnitt 4.1.4 erläuterten Sensitivitäten kombiniert. Diese Kombinationen erlauben Rückschlüsse darauf, welche Dimensionen (Angebot, Netz, Nachfrage) für die Versorgungssituation von besonderer Relevanz sind, und entsprechend erhöhtes Augenmerk auf deren zukünftigen Entwicklungen erfordern.

Auch wenn eine erhöhte Stromnachfrage im Zuge einer Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität als wichtiger Bestandteil einer Dekarbonisierung gesehen wird, sind die hier simulierten Varianten keine Abbildung eines konsistenten Szenariorahmens. In Abschnitt 5.4 erfolgt daher eine Einordnung der Elektrifizierungsvariante mit Hinblick auf die Dekarbonisierung.

### 5.1 Stärkere Elektrifizierung

Die zugrundeliegende Annahme einer stärkeren Elektrifizierung ist die zunehmende Sektorkopplung und die damit verbundene starke Zunahme von Elektromobilität und Wärmepumpen. Für eine erste Abschätzung im Rahmen der SA 2019 wird dieser Aspekt sehr vereinfacht durch eine erhöhte Wachstumsrate der Stromnachfrage für die Schweiz und die Nachbarländer abgebildet (siehe Abbildung 5.1.1). Hierfür wird ab 2025 ein jährliches Wachstum von 1.25% unterstellt, was entsprechend zu einer Gesamtzunahme der Nachfrage in der Schweiz (für die gewählte Nachfragevariante der Variantensimulationen) von ca. 79 TWh auf 88 TWh im Jahr 2040 führt. In den Nachbarländern kommt es dadurch zu einem Zuwachs der Nachfrage in 2040 von 205 TWh.

Die Nachfragedynamik bleibt für die Variante grundsätzlich unverändert. Entsprechend der Annahmen über die jeweilige jährliche Nachfrageerhöhung wird das stündliche Profil der Referenzszenarien nach oben skaliert. Dadurch kommt es zu einer Akzentuierung der Spitzenlastsituationen jedoch nicht zu einer Verschiebung der Spitzen. Auch wenn die zugrundeliegenden stündlichen Profile des TYNDP für spätere Jahre bereits einen höheren Anteil an Elektromobilität unterstellen, ist das Gesamtprofil sehr nahe an dem aktuellen Lastgang: die Spitzenlasten fallen i.d.R. in den Winterabendstunden an. So ergibt sich z.B. für den Wintertag in Abbildung 5.1.2 eine Erhöhung der Lastspitze im Jahr 2040 von 276 GW auf 313 GW (ca. 13% höher) für die Schweiz und ihre Nachbarländer.

Dieser Ansatz vernachlässigt daher mögliche Verschiebungen in der Nachfragestruktur aufgrund neuer Lastelemente oder flexiblere Lastmanagementstrukturen. Eine kritische Betrachtung dieser Aspekte erfolgt in Abschnitt 5.4.

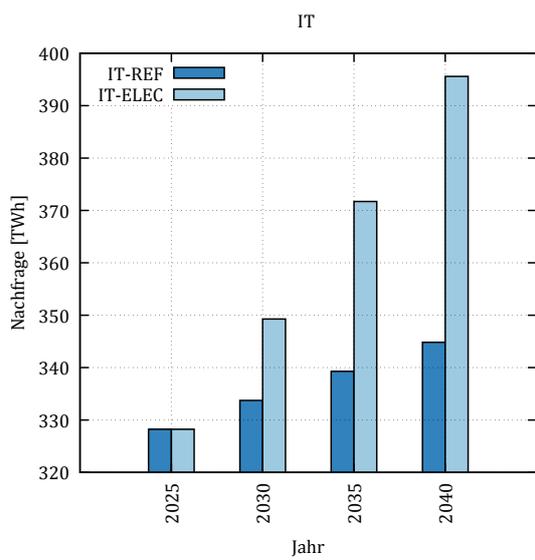
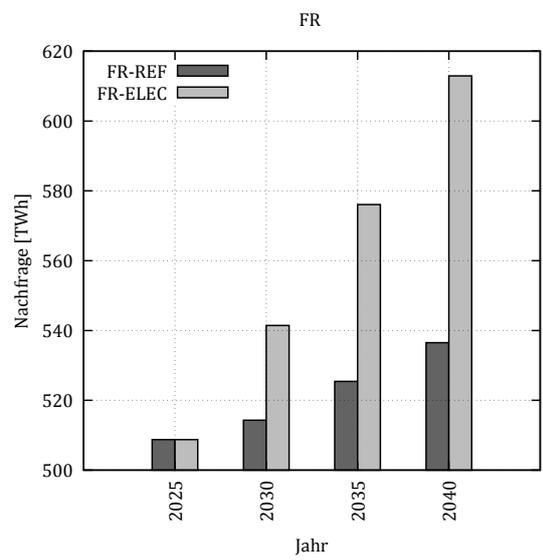
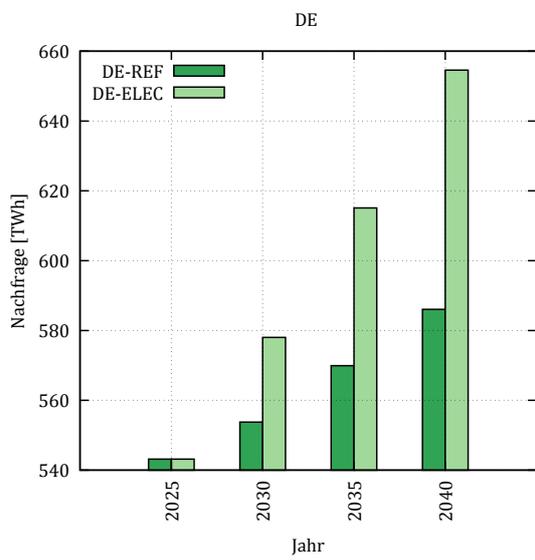
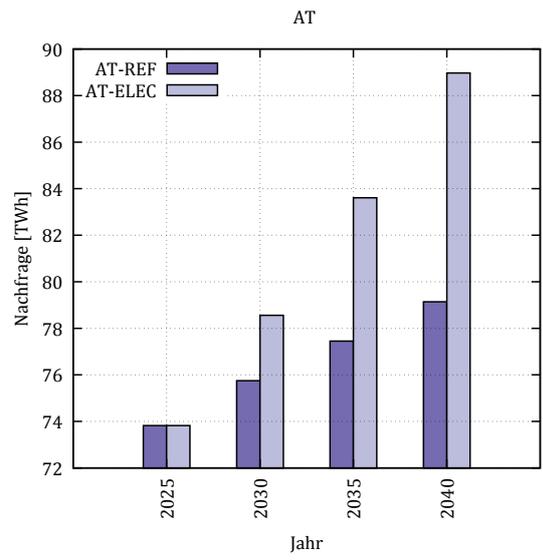
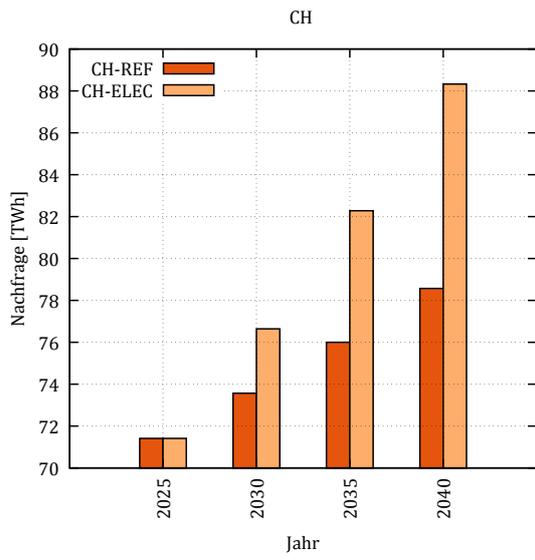


Abbildung 5.1.1: Nachfrageentwicklung der Variante „Stärkere Elektrifizierung“

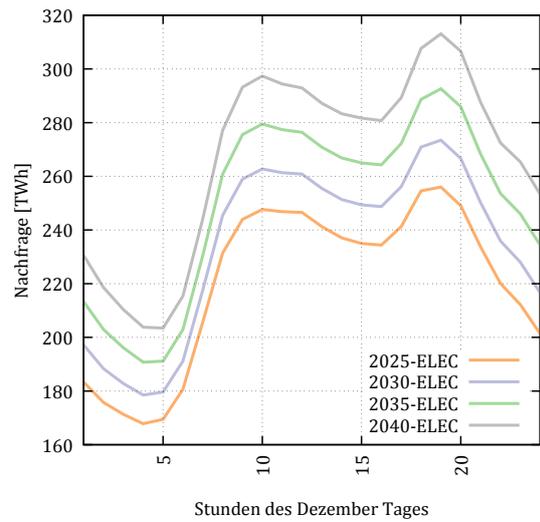
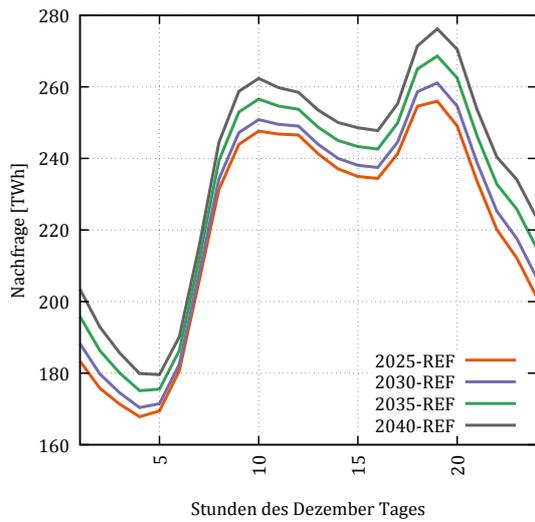
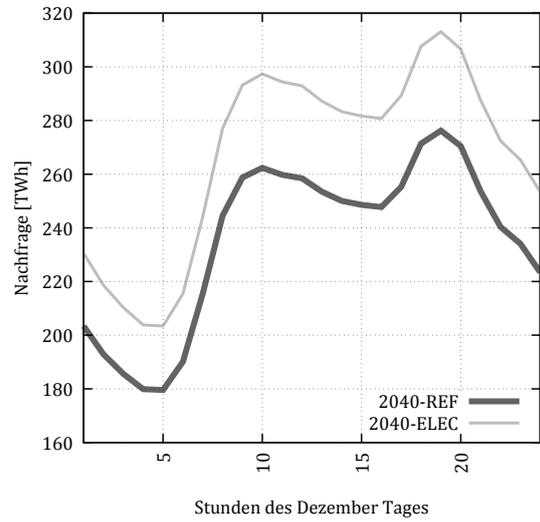
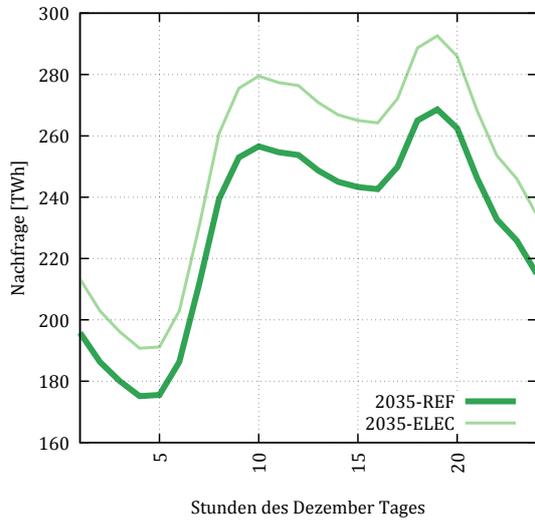
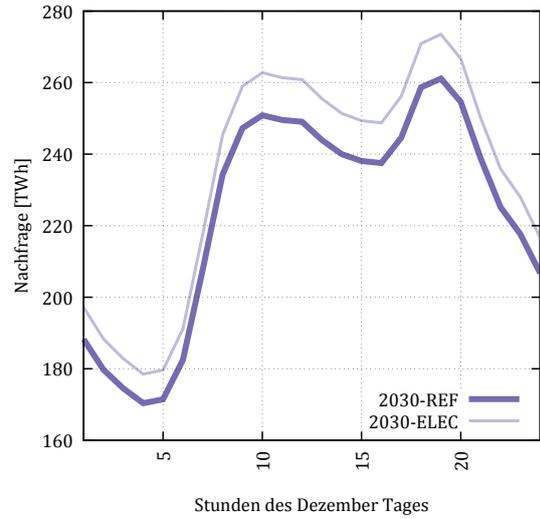
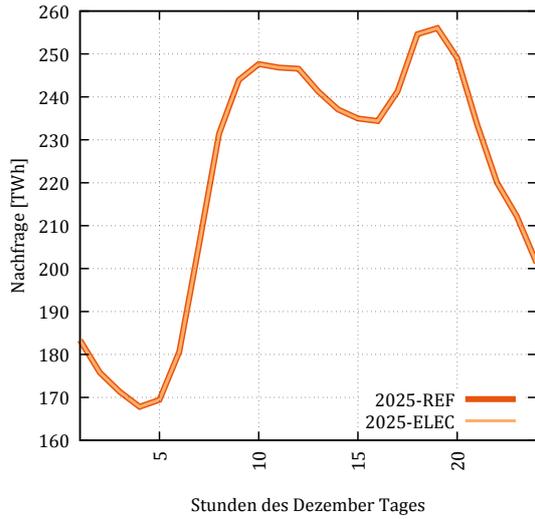


Abbildung 5.1.2: Stündlicher Verlauf der Nachfragekurve in CH+Nachbarländer an einem Dezembertag

## 5.2 Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten

Neben der Analyse eines Nachfrageanstiegs wird für dieses zweite Variantenset auch die Kombination mit den in Abschnitt 4.2 dargestellten angebotsseitigen Varianten sowie den netzseitigen Sensitivitäten in Abschnitt 4.1.4 analysiert. Dabei werden folgende Kombinationen berücksichtigt:

- Rascher Ausbau der Erneuerbaren Energie in der Schweiz ('r')
- Kombination der KKW und Kohlevariante ('fd')
- Verzögerter Netzausbau ('g')
- Limitierter Import für die Schweiz ('n')
- Kombinationen aus den vier Varianten

## 5.3 Resultate Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen zur stärkeren Elektrifizierung präsentiert. Wie auch bei den Angebotsvarianten wird für das deterministische Modell nur die kritischste Wetterkombination und das Szenario WWB-EuI simuliert, für das probabilistische Modell werden ebenfalls die 40 Wetterkombinationen berechnet.

Abbildung 5.3.1 zeigt den veränderten Kraftwerkseinsatz für die Variante mit stärkerer Elektrifizierung ('s'). Da für die Schweiz und die Nachbarländer die Nachfrage deutlich erhöht ist, während das Angebot unverändert bleibt, ergibt sich eine höhere Importquote.

In der Schweiz steigen die Nettoimporte von ca. 30 TWh im Jahr 2040 auf gut 40 TWh. Da in der Schweiz in dieser Angebotsstruktur (EuI) fast nur erneuerbare Energiequellen verfügbar sind, besteht im Vergleich zu den Referenzszenarien auch kein grosser Spielraum diesen Mehrbedarf mit erhöhter Produktion zu kompensieren. Entsprechend ist die Gesamtproduktion mit 58 TWh relativ ähnlich zu den Referenzszenarien mit 54 TWh. Der Grossteil der Differenz wird durch gesteigerten Pumpeinsatz erzielt, welcher im Umkehrschluss allerdings auch die Gesamtnachfrage erhöht.

Betrachtet man die Schweiz und ihre Nachbarländer gemeinsam, ergibt sich ein vergleichbares Bild. Die Nettoimportmenge ist aufgrund der höheren Nachfrage in allen Jahren ab 2030 höher als im Referenzfall, wobei im Jahr 2040 der grösste Unterschied auftritt (160 zu 80 TWh). Da die Nachbarländer über konventionelle Kapazitäten verfügen, wird ein Teil des Nachfrageanstiegs durch erhöhte fossile Produktion ausgeglichen; ca. 40 TWh im Jahr 2030, 90 TWh in 2035 und 125 TWh in 2040. Dies setzt sich logischerweise auf Gesamtsystemebene fort, bei der die erhöhte Nachfrage dann insgesamt durch erhöhte fossile Erzeugung ausgeglichen wird - was den grundlegenden Zielen einer stärkeren Dekarbonisierung entgegen steht. Dabei zeigt sich dass ca. 1/3 der Zusatzproduktion aus Ländern kommt, in denen keine Nachfrageerhöhung hinterlegt wurde.

Abbildung 5.3.2 zeigt die Lastflussstrukturen über die Schweizer Grenzleitungen. Trotz der veränderten Nachfrage ergibt sich dort keine deutliche Verschiebung der Dynamik. Die minimalen und maximalen Werte werden jeweils geringfügig grösser. Da diese v.a. durch die netztechnischen Restriktionen bestimmt werden, und selbige sich in der Variante im Vergleich zu den Referenzszenarien nicht ändern, ergibt sich hier technisch bedingt nur geringes Veränderungspotential. Die grössten Verschiebungen in den Flusstrukturen stellen sich im Jahr 2040 ein. Hier kommt es zu einer Reduktion der durchschnittlichen Exporte nach Italien um ca. 1.4 GW pro Stunde, während im Gegenzug die durchschnittlichen Importflüsse aus Deutschland um 800 MW pro Stunde ansteigen. Dies unterstreicht nochmals die deutlich gestiegene Nettoimportsituation in der Schweiz; wobei das Grundmuster aus Importen aus dem Norden und Exporte in den Süden unverändert bleibt.

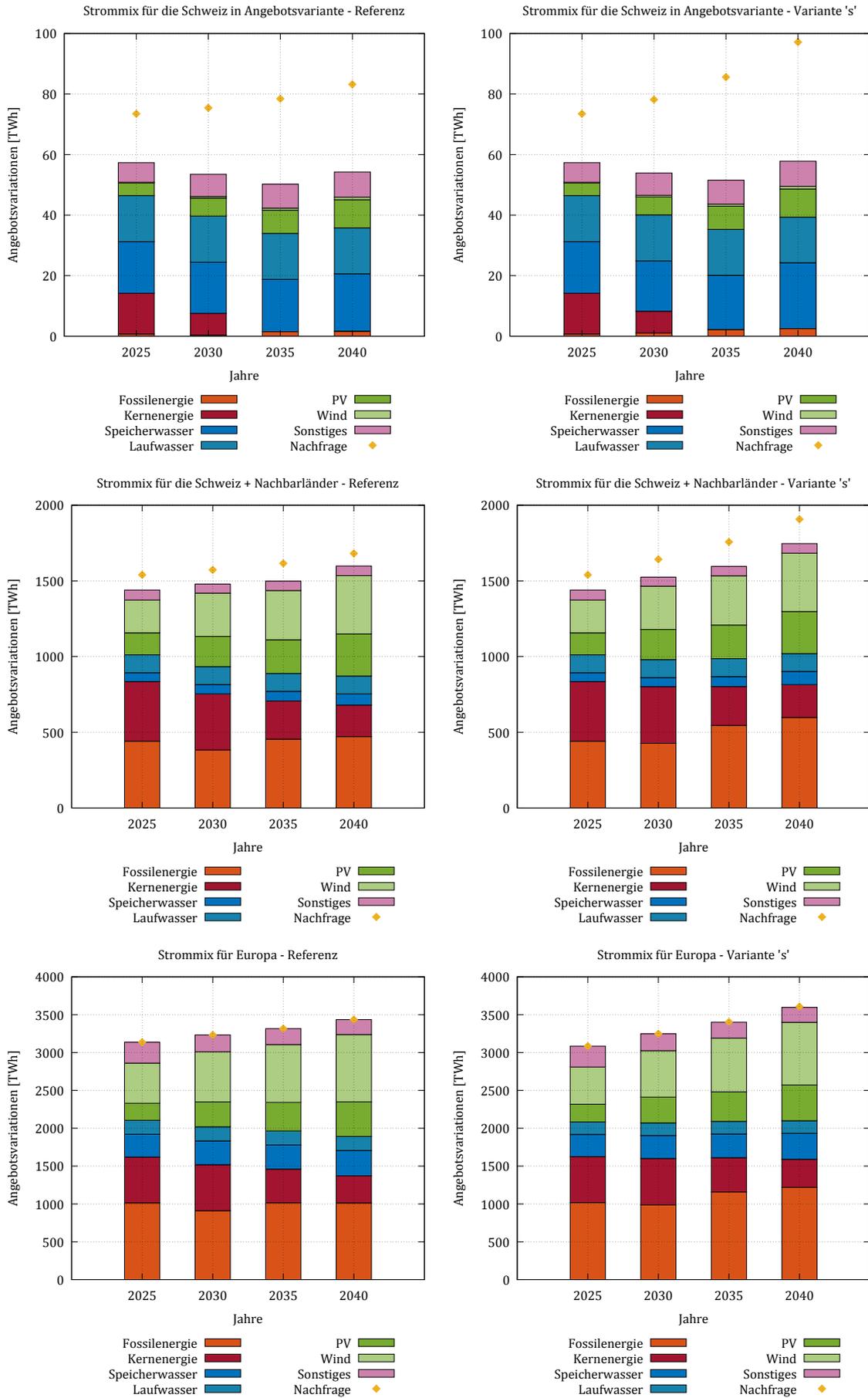


Abbildung 5.3.1: Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp, Vergleich Referenzszenario zu Variante Stärkere Elektrifizierung 's'.

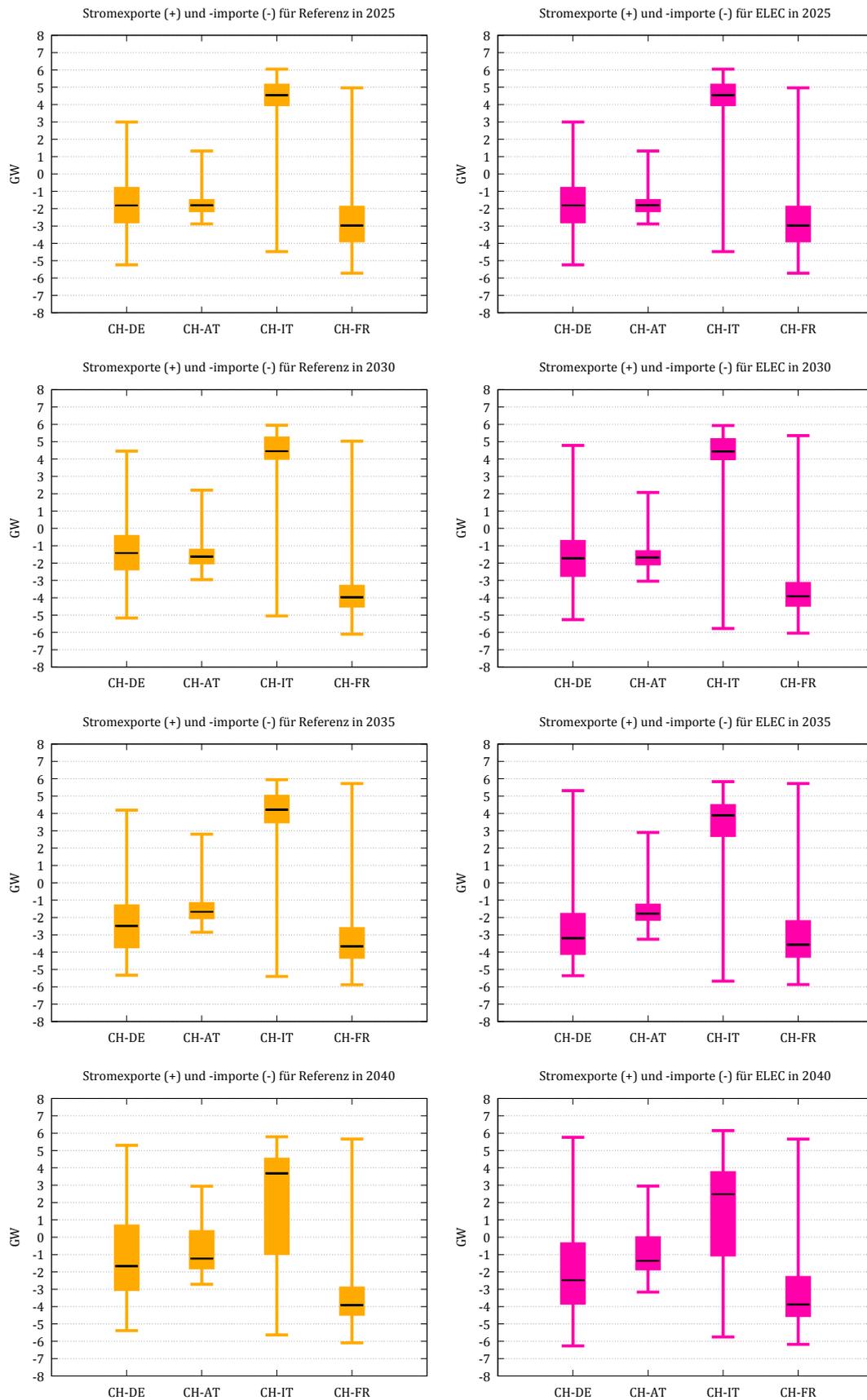


Abbildung 5.3.2: Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang, Vergleich Referenzszenario zu Variante Stärkere Elektrifizierung's

## Indikatorenübersicht

Aus SA-Sicht zeigt sich aufgrund der deutlich höheren Nachfrage bei unverändertem Angebot eine Verschärfung der Versorgungssituation, welche v.a. in den späteren Jahren auch zu Engpässen und lokalen Lastabwürfen in der Schweiz führt. Die reine Erhöhung der Nachfrage allein (Variante 's') führt noch nicht zu grösseren Problemen, auch wenn hier Last aufgrund lokaler Versorgungsengpässe abgeworfen werden muss. Das Volumen ist mit maximal 26 bis 55 GWh allerdings überschaubar. Zumal dies beim deterministischen Modell auch nur für die kritischste Last- und Wetterkombination simuliert wurde.

In Kombination mit dem kombinierten Ausstiegsszenario (Variante 'sfd') erhöht sich das maximale ENS-Volumen auf 80 bis 310 GWh. Dies unterstreicht nochmals die Bedeutung der europäischen Gesamtsystemstruktur für die Versorgung in der Schweiz. Wird diese knappe Angebotsituation zusätzlich durch verzögerten Netzausbau und Beschränkungen bei den Schweizer Nettoimporten verschärft (Variante 'sfdng'), stellen sich maximale ENS Werte von 400 bis 600 GWh ein. Mit über 1000 LOL Stunden stellt diese Konstellation ein System dar, welches häufig an seine Grenzen kommt und bei dem die Schweiz trotz ihrer flexiblen Wasserkraftkapazitäten nicht mehr über ausreichende lokale Erzeugung verfügt um mangelnde Importmöglichkeiten auszugleichen.

Im Gegensatz zu den reinen Angebotsvarianten (Abschnitt 4.2), in denen die Schweiz keine Versorgungsprobleme aufweist, führt ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz (Varianten mit 'r') im Falle der stärkeren Elektrifizierung durchaus zu einer Verbesserung der Schweizer Versorgungssituation. So kann in der kritischsten Konstellation das maximale ENS Level auf 70 bis 200 GWh reduziert werden (ca. 20-30% der ENS Werte ohne zusätzliche erneuerbare Energien). In den bisherigen Varianten konnte die lokale Schweizer PV Erzeugung nur bedingten Nutzen in kritischen Situationen – häufig in Winterstunden mit geringer Sonneneinstrahlung – aufweisen. Zudem traten die Versorgungsprobleme in den Nachbarländern auf und nicht in der Schweiz selber. Der Nutzen zusätzlicher PV Erzeugung ist bei erhöhter Nachfrage daher für die Versorgungssicherheit höher einzuschätzen. Dies liegt an der generellen Knappheit im System, welche zudem stärker verteilt über das gesamte Jahr auftritt. Dies führt dazu, dass die Schweizer Wasserkraft ihr Erzeugungspotential über mehr Stunden strecken muss, als ihr möglich ist. In einer solchen Situation hilft die Einspeisung aus PV Anlagen in den Tagstunden Wasserkraftenergie zu speichern und für kritische Stunden am Morgen und Abend zu verwenden.

Ebenso erlauben die Ergebnisse einen Vergleich der Bedeutung der generellen Netzentwicklung (Varianten mit 'g') und der direkten Importfähigkeit der Schweiz (Varianten mit 'n'). Im Falle eines kombinierten KKW und Kohleausstiegs in den Nachbarländern ist der zusätzliche Effekt eines verzögerten Netzausbaus für die Schweiz relativ gering (max. 376 GWh ENS im Vergleich zu 314 GWh im Jahr 2040), während eine Importbeschränkung zu einer deutlichen Verschärfung führt (max 580 GWh ENS im Jahr 2040). Da die Importbeschränkung direkt die Schweiz betrifft, ist dessen Wirkung für die Schweizer Versorgungslage entsprechend bedeutender.

In Bezug auf die Schweizer Ergebnisse ist anzumerken, dass trotz der insgesamt deutlich angespannten Versorgungssituation im System das Mehr an Nachfrage (ca. 10 TWh pro Jahr in 2040) zu einem grossen Teil gedeckt werden kann. Auch zeigen die Ergebnisse des probabilistischen Modells, dass die Wetterbedingungen eine entscheidende Rolle spielen. Die jeweiligen minimalen ENS und LOL Werte liegen auch bei diesen Variationen nahe bei Null; sprich bei günstigen Wetterbedingungen stellen sich keine lokalen Versorgungsengpässe ein.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
s-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
s-2025	–	0.00	–	0.00	4.89	11.53
s-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.72	12.17

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
s-2030	–	0.00	–	0.00	3.68	10.94
s-2035	0.00	1.00	0.00	0.15	1.80	11.50
s-2035	–	0.00	–	0.00	2.05	9.89
s-2040	11.00	180.00	2.47	55.12	0.80	11.80
s-2040	–	354.00	–	25.52	0.85	9.94
sfd-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
sfd-2025	–	0.00	–	0.00	4.98	11.58
sfd-2030	0.00	2.00	0.00	0.22	3.72	12.17
sfd-2030	–	8.00	–	0.67	3.71	10.98
sfd-2035	0.00	3.00	0.00	0.37	1.80	11.50
sfd-2035	–	4.00	–	0.76	1.71	9.85
sfd-2040	21.00	213.00	5.90	81.91	0.80	11.80
sfd-2040	–	851.00	–	314.28	0.69	9.99
sfdr-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	13.56
sfdr-2025	–	0.00	–	0.00	5.00	11.87
sfdr-2030	0.00	2.00	0.00	0.21	3.50	13.97
sfdr-2030	–	7.00	–	0.64	3.55	12.37
sfdr-2035	0.00	3.00	0.00	0.55	1.71	15.87
sfdr-2035	–	2.00	–	0.69	1.60	14.39
sfdr-2040	15.00	163.00	4.02	64.93	0.79	19.29
sfdr-2040	–	642.00	–	141.97	0.72	17.48
sr-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	13.56
sr-2025	–	0.00	–	0.00	4.95	11.86
sr-2030	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	13.97
sr-2030	–	0.00	–	0.00	3.60	12.49
sr-2035	0.00	1.00	0.00	0.12	1.71	15.87
sr-2035	–	0.00	–	0.00	2.07	14.55
sr-2040	8.00	144.00	1.61	45.08	0.79	19.29
sr-2040	–	320.00	–	19.70	0.76	17.44
sfdg-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
sfdg-2025	–	11.00	–	3.55	3.97	11.12
sfdg-2030	0.00	6.00	0.00	1.23	3.72	12.17
sfdg-2030	–	24.00	–	2.89	3.19	11.09
sfdg-2035	0.00	15.00	0.00	2.51	1.80	11.50
sfdg-2035	–	16.00	–	1.34	1.45	9.77
sfdg-2040	24.00	224.00	6.25	85.76	0.80	11.80
sfdg-2040	–	915.00	–	375.60	0.85	9.97
sfdng-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
sfdng-2025	–	11.00	–	3.55	3.97	11.12
sfdng-2030	0.00	6.00	0.00	1.23	3.72	12.17
sfdng-2030	–	24.00	–	2.89	3.20	11.10
sfdng-2035	0.00	15.00	0.00	2.52	1.80	11.50
sfdng-2035	–	15.00	–	1.34	1.51	9.76
sfdng-2040	24.00	370.00	6.23	399.38	0.80	11.80

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
sfdng-2040	–	1053.00	–	581.79	0.69	9.99
sfdn-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.21	12.92
sfdn-2025	–	0.00	–	0.00	4.98	11.58
sfdn-2030	0.00	2.00	0.00	0.22	3.72	12.17
sfdn-2030	–	8.00	–	0.67	3.71	10.98
sfdn-2035	0.00	3.00	0.00	0.37	1.80	11.50
sfdn-2035	–	4.00	–	0.76	1.70	9.79
sfdn-2040	21.00	338.00	5.89	325.97	0.80	11.80
sfdn-2040	–	989.00	–	491.27	0.68	10.01
sfdrng-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	13.56
sfdrng-2025	–	12.00	–	3.41	3.98	11.31
sfdrng-2030	0.00	2.00	0.00	0.21	3.50	13.97
sfdrng-2030	–	25.00	–	3.13	3.19	12.64
sfdrng-2035	0.00	3.00	0.00	0.55	1.71	15.87
sfdrng-2035	–	12.00	–	1.25	1.50	14.40
sfdrng-2040	15.00	166.00	4.02	65.80	0.79	19.29
sfdrng-2040	–	725.00	–	198.01	0.87	17.46

Tabelle 5.3.1: Zusammenfassung der Indikatoren für die Schweiz - Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; s - Elektrifizierung, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle, g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz

Aus Gesamtsystemsicht würde die deutlich erhöhte Nachfrage aufgrund der nicht angepassten Angebotsseite zu deutlichen Versorgungsengpässen führen. Im Falle einer rein höheren Nachfrage (Variante 's') kann insbesondere in 2035 und 2040 das gestiegene Lastniveau nicht mehr vollumfänglich gedeckt werden und es kommt zu Lastabwürfen im Umfang von 2-3 TWh bzw. 10-11 TWh an. Da die Nachfrage in den beiden Jahren 140 bzw. 215 TWh über den Referenzwerten liegt (für die gewählte Nachfragestruktur des deterministischen Modells), ist der Grossteil davon weiterhin mit dem Referenzkraftwerkspark abgedeckt. Dennoch zeigen die ENS Werte dass ein deutlicher Lastanstieg ohne entsprechende begleitende Entwicklungen auf der Angebotsseite, in Speicherstrukturen oder durch Flexibilitätsmassnahmen aus Versorgungssicht kritische Engpässe erzeugen kann.

Die Bedeutung einer koordinierten Angebots- und Nachfrageseitigen Entwicklung wird auch durch die Kombination der Elektrifizierungsvariante mit den Angebotsvarianten ersichtlich. Bei zeitgleichem Rückgang der französischen und deutschen Kapazitäten (Varianten mit 'fd') erhöht sich der modellierte Lastausfall auf ca. 20-30 TWh in 2040, wobei auch in 2030 bereits Werte von mehr als 1 TWh auftreten. Die zusätzlichen Energiemengen durch einen rascheren Ausbau der Erneuerbaren in der Schweiz (Varianten mit 'r') führen dagegen aus Gesamtsystemsicht nur zu geringfügigen Verbesserungen (im Gegensatz zu ihren Auswirkungen auf die Schweizer Versorgungslage). Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass deren Gesamtumfang im Vergleich zum Gesamtsystem relativ gering ist. Andererseits steht durch das Produktionsprofil von PV Anlagen nur ein geringer Teil der produzierten Energie direkt in den für das Gesamtsystem extrem kritischen Stunden zur Verfügung (v.a. Dezember und Januar, siehe dazu auch Abbildung 5.3.4). Da keine zusätzlichen Speicherkapazitäten im Modell verfügbar sind, kann die zusätzliche PV Energie nur bedingt über die Zeit transferiert werden.

Ebenso zeigen die Angebotsvarianten in Kombinationen mit der Elektrifizierungsvariante die Bedeutung von Handel und dem Übertragungsnetz für die gesamteuropäische Versorgung. Bei einem verzögerten Netzausbau (Varianten mit 'g') zeigt sich ein Anstieg der ENS und LOL Werte. Ebenso führen Kombinationen mit

eingeschränkter Importstruktur der Schweiz (Varianten mit 'n') zu erhöhten Werten, wobei diese im direkten Vergleich mit dem verzögerten Netzausbau schwächer ausgeprägt sind. Dies wird besonders deutlich im Jahr 2035, welches in der Variante 'g' das Netz von 2025 verwendet und in der Variante 'n' das Netz von 2035 aber mit beschränkten Schweizer Importen: der verzögerte Netzausbau erhöhte die maximalen ENS Werte von 3.8 bzw. 6.8 TWh auf 5.3 bzw. 9.5 TWh. Die Importbeschränkung hat demgegenüber nahezu keine Wirkung. Die Bedeutung der beiden Sensitivitäten für das Gesamtsystem ist daher genau gegenteilig zur oben beschriebenen Schweizer Perspektive. Insgesamt zeigen die Netzsensitivitäten, dass die geplanten Ausbaumaßnahmen eine wichtige Rolle für die zukünftige Versorgungssituation haben: Im Jahr 2040 liegen die ENS Werte 3-4 TWh höher bei verzögertem Netzausbau und eingeschränktem Handel der Schweiz.

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
s-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	51.92	475.96
s-2025	–	1.00	–	2.15	59.54	416.18
s-2030	0.00	25.00	0.00	138.75	25.13	519.73
s-2030	–	24.00	–	60.43	33.28	450.31
s-2035	45.00	166.00	156.03	2007.29	–21.30	527.93
s-2035	–	203.00	–	2775.09	–12.73	454.40
s-2040	763.00	1464.00	2896.42	11077.25	–51.33	574.89
s-2040	–	1108.00	–	10545.02	–43.35	493.72
sfd-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.57	473.28
sfd-2025	–	5.00	–	7.74	53.24	409.86
sfd-2030	28.00	112.00	65.15	1126.07	5.50	499.61
sfd-2030	–	189.00	–	1990.56	7.47	430.38
sfd-2035	78.00	263.00	400.20	3811.15	–30.54	517.69
sfd-2035	–	606.00	–	6801.92	–27.14	443.88
sfd-2040	1299.00	1851.00	7570.72	20812.97	–63.12	562.09
sfd-2040	–	2200.00	–	28373.04	–58.79	482.18
sfdr-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.55	473.25
sfdr-2025	–	5.00	–	7.74	53.24	409.86
sfdr-2030	26.00	112.00	63.39	1118.03	5.44	501.68
sfdr-2030	–	184.00	–	1978.34	7.42	430.81
sfdr-2035	72.00	261.00	384.99	3759.68	–30.63	522.54
sfdr-2035	–	581.00	–	6593.11	–27.11	445.33
sfdr-2040	1258.00	1800.00	7333.98	20052.43	–63.23	569.71
sfdr-2040	–	2043.00	–	27026.59	–58.77	484.06
sr-2025	0.00	1.00	0.00	0.01	51.89	475.94
sr-2025	–	1.00	–	2.15	59.53	416.18
sr-2030	0.00	25.00	0.00	141.82	25.07	521.80
sr-2030	–	24.00	–	59.86	33.26	450.84
sr-2035	42.00	165.00	150.94	1976.06	–21.39	532.78
sr-2035	–	200.00	–	2706.17	–12.64	455.70
sr-2040	732.00	1439.00	2782.61	10875.45	–51.81	582.13
sr-2040	–	1061.00	–	10161.87	–43.33	495.53
sfdg-2025	0.00	40.00	0.00	93.73	52.57	473.28
sfdg-2025	–	94.00	–	280.30	52.27	409.14
sfdg-2030	77.00	225.00	278.53	1920.92	5.50	499.61

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	$LOL_{min}$ [h]	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{min}$ [GWh]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
sfdg-2030	–	395.00	–	3241.76	7.43	430.28
sfdg-2035	124.00	366.00	724.59	5314.33	–30.54	517.69
sfdg-2035	–	775.00	–	9419.62	–27.18	444.01
sfdg-2040	1333.00	1921.00	8664.90	22805.31	–63.12	562.09
sfdg-2040	–	2317.00	–	30498.59	–58.80	482.05
sfdng-2025	0.00	40.00	0.00	93.73	52.57	473.28
sfdng-2025	–	94.00	–	280.30	52.27	409.14
sfdng-2030	77.00	225.00	278.53	1920.92	5.50	499.61
sfdng-2030	–	396.00	–	3241.76	7.43	430.59
sfdng-2035	124.00	366.00	724.59	5315.17	–30.54	517.69
sfdng-2035	–	776.00	–	9419.86	–27.18	444.14
sfdng-2040	1332.00	2107.00	8666.46	24925.95	–62.75	562.47
sfdng-2040	–	2432.00	–	31389.68	–58.81	482.35
sfdn-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.57	473.28
sfdn-2025	–	5.00	–	7.74	53.24	409.86
sfdn-2030	28.00	112.00	65.15	1126.07	5.50	499.61
sfdn-2030	–	189.00	–	1990.56	7.47	430.59
sfdn-2035	78.00	263.00	400.20	3811.19	–30.54	517.69
sfdn-2035	–	606.00	–	6801.91	–27.14	444.19
sfdn-2040	1297.00	2037.00	7572.68	22708.54	–63.12	562.09
sfdn-2040	–	2311.00	–	29200.02	–58.80	482.28
sfdrng-2025	0.00	0.00	0.00	0.00	52.55	473.25
sfdrng-2025	–	95.00	–	279.28	52.26	409.16
sfdrng-2030	26.00	112.00	63.39	1118.03	5.44	501.68
sfdrng-2030	–	385.00	–	3222.41	7.45	431.09
sfdrng-2035	72.00	261.00	384.99	3761.31	–30.63	522.54
sfdrng-2035	–	756.00	–	9115.35	–27.16	445.64
sfdrng-2040	1265.00	1856.00	7339.07	20649.51	–63.23	569.71
sfdrng-2040	–	2200.00	–	29237.24	–58.78	484.29

Tabelle 5.3.2: Zusammenfassung der Indikatoren für das Gesamtsystem - Stärkere Elektrifizierung in Kombinationen mit Ausstiegsvarianten und Sensitivitäten mit Probabilistischem und Deterministischem Modell; s - Elektrifizierung, r - Erneuerbare in der Schweiz, fd - Kombination KKW und Kohle, g - Verzögerter Netzausbau, n - Importbeschränkung Schweiz

Abbildung 5.3.4 visualisiert abermals die Verteilung der LOL, ENS und RCM Werte für die Wettervarianten des probabilistischen Modells. Für die Schweizer Werte zeigt sich keine kritische Situation bis zum Jahr 2035. Im Jahr 2040 zeigt sich demgegenüber eine hohe Streuung. Der Grossteil der Ergebnisse liegt unter 200 LOL Stunden und unter 100 GWh ENS. Die Maximalwerte liegen jedoch –insbesondere in den Kombinationen mit reduzierten Nettoimporten – deutlich höher. Auch zeigen die minimalen RCM Werte bei den Varianten mit starker Elektrifizierung Werte unterhalb 2 GW auf. Wie bereits in Tabelle 5.3.1. ersichtlich fallen die minimalen RCM Werte jedoch nie unter Null, sprich die Schweiz hat auch weiterhin Kapazitätsreserven. Da die Energiesituation aufgrund der hohen Nachfrage jedoch deutlich angespannter ist, fallen dennoch Versorgungsengpässe an.

STÄRKERE ELEKTRIFIZIERUNG KOMBINIERT MIT AUSSTIEGSSZENARIEN

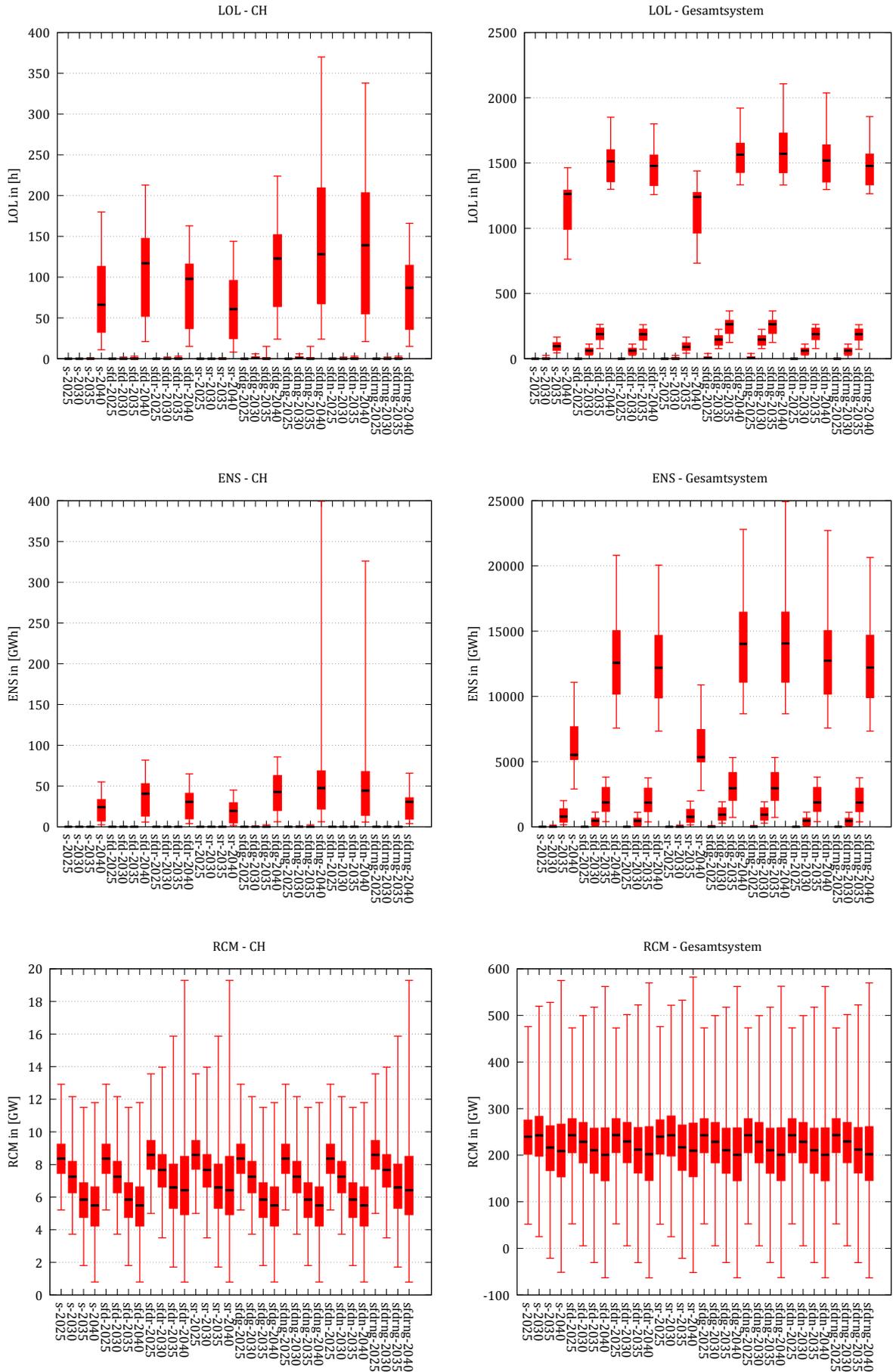


Abbildung 5.3.3: Kastengrafik von *LOL*, *ENS* und *RCM* mit probabilistischem Modell - Stärkere Elektrifizierung

Auf Gesamtsystemebene zeigen die Verteilungen einen deutlichen Sprung im Jahr 2040 über alle Kombination hinweg. Während die versorgungskritischen Situation bis 2035 zwar zunehmen, bleiben sie für eine Vielzahl der Wetterkonstellationen jedoch in relativ geringem Ausmass. Im Jahr 2040 erfolgt dann jedoch ein Sprung in der Gesamtsituation, welcher auch bei vorteilhaften Wetterbedingungen zu deutlichen Lastabwürfen und LOL Häufigkeiten führt. Der Haupttreiber ist dabei, wie bereits oben erläutert, die zusätzliche Reduktion der Kraftwerkskapazität. Die netzspezifischen Sensitivitäten verschieben zwar die Maximalwerte, haben jedoch nur geringe Auswirkungen in den meisten Wetterkonstellationen im Vergleich zu der Variante mit kombiniertem Ausstieg ('sfd').

### **Details Variante Stärkere Elektrifizierung 's'**

Im Folgenden werden die Resultate für die Elektrifizierung (ohne Kombination mit einer der Angebotsvarianten oder Sensitivitäten) näher erläutert.

Im Gegensatz zu den Referenzszenarien und Angebotsvarianten sind in Abbildung 5.3.4 diesmal auch auf der Schweizer Seite versorgungskritische Situationen zu erkennen. Im direkten Vergleich mit den Dynamiken des Gesamtsystems zeigt sich bei den Schweizer Lastabwürfen (Grafiken in der zweiten Reihe mit den mittleren ENS Werten) eine andere Struktur. Im Gesamtsystem weisen v.a. die Wintermonate hohe ENS Werte auf, während der Rest des Jahres viele, aber niedrige ENS Ausprägungen zeigt. In der Schweiz sind die ENS Ausprägungen insgesamt schwächer und häufiger in den Sommermonaten. Dieses Ergebnis überrascht im Hinblick auf die normale Versorgungssituation der Schweiz mit höherer Importabhängigkeit im Winter.

Die Gründe für diese Dynamik liegen zum einen an den zugrundeliegenden Datenstrukturen. Für die Schweiz folgt die Nachfragedynamik dem Fall CH-hot, welcher neben einer hohen Winternachfrage auch eine hohe Nachfrage in den Sommermonaten aufweist. Durch die Skalierung der Nachfragekurve in der Elektrifizierungsvariante werden diese Dynamiken noch zusätzlich verstärkt. Die Nachfragespitzen liegen daher im Herbst und Winter bei 12.5 bis 13.5 GW, im Frühjahr bei 12 bis 13 GW und im Sommer bei 13 bis 14 GW. Auf der Angebotsseite ergibt sich durch die kalibrierte saisonale Kraftwerksverfügbarkeit eine deutliche Reduktion der Verfügbarkeit konventioneller Kapazität in den Sommermonaten (siehe Abschnitt 3.3). Diese Kombination führt auch in der Sommerhälfte zu vermehrten Engpasssituationen; wie auch die relativ kontinuierlichen Lastabwürfe auf Gesamtsystemebene zeigen.

Zum anderen ergibt sich für die Schweiz aufgrund der hohen Bedeutung der Wasserkraft eine Versorgungslage, welche auch durch die verfügbare Wassermenge definiert wird. Da den Modellen als Zielgrösse die Minimierung der Gesamtkosten hinterlegt ist, ist der Gesamtmenge an ENS, nicht die Menge an LOL Ereignissen entscheidend (siehe Abschnitt 3.4). Wenn nun aufgrund mangelnder Wasserverfügbarkeit (die Wetterkombinationen decken nur negative Verfügbarkeiten und diese zu einem Level von 70% ab) in der Schweiz Last abgeworfen werden muss, kann dies ggf. zu verschiedenen Zeiten erfolgen ohne eine unterschiedliche Kostenwirkung zu haben (Beispielhafte Erläuterung: wenn in einem Speicher 20 Einheiten verfügbar sind, in den kommenden 2 Stunden aber je 12 Einheiten benötigt werden, ist es kostentechnisch egal wann die 4 fehlenden Einheiten abgeworfen werden. Ein Level von je 2 Einheiten Lastabwurf in jeder Stunde hat die gleiche kostentechnische Wirkung wie 4 Einheiten in nur einer der Stunden).

Insgesamt zeigt sich für die Schweiz in dieser Variante daher durchaus ein grundlegender Versorgungsengpass. Auch wenn die direkten Mengen und einzelnen Lastabwürfe überschaubar bleiben, so deutet deren Gesamtmenge und Häufigkeit für einzelne Wettervariationen dennoch auf eine allgemeine knappe Versorgungslage im Jahr 2040 hin. Die genaue zeitliche Auflösung sollte aber dennoch mit entsprechender Vorsicht interpretiert werden.

Bezüglich der Verteilung der LOL und ENS Werte ergibt sich v.a. bei den Gesamtsystemwerten ein deutliches Muster. Die ENS Werte haben eine leicht linksschiefe Häufigkeit, mit der Mehrheit der Wetterkombinationen bei ca. 4000 GWh oder weniger. Bei den LOL Ereignissen ergibt sich eine leicht rechtschiefe Häufigkeitsverteilung über die Wetterkombinationen, mit der stärksten Ausprägung bei ca. 1200h.

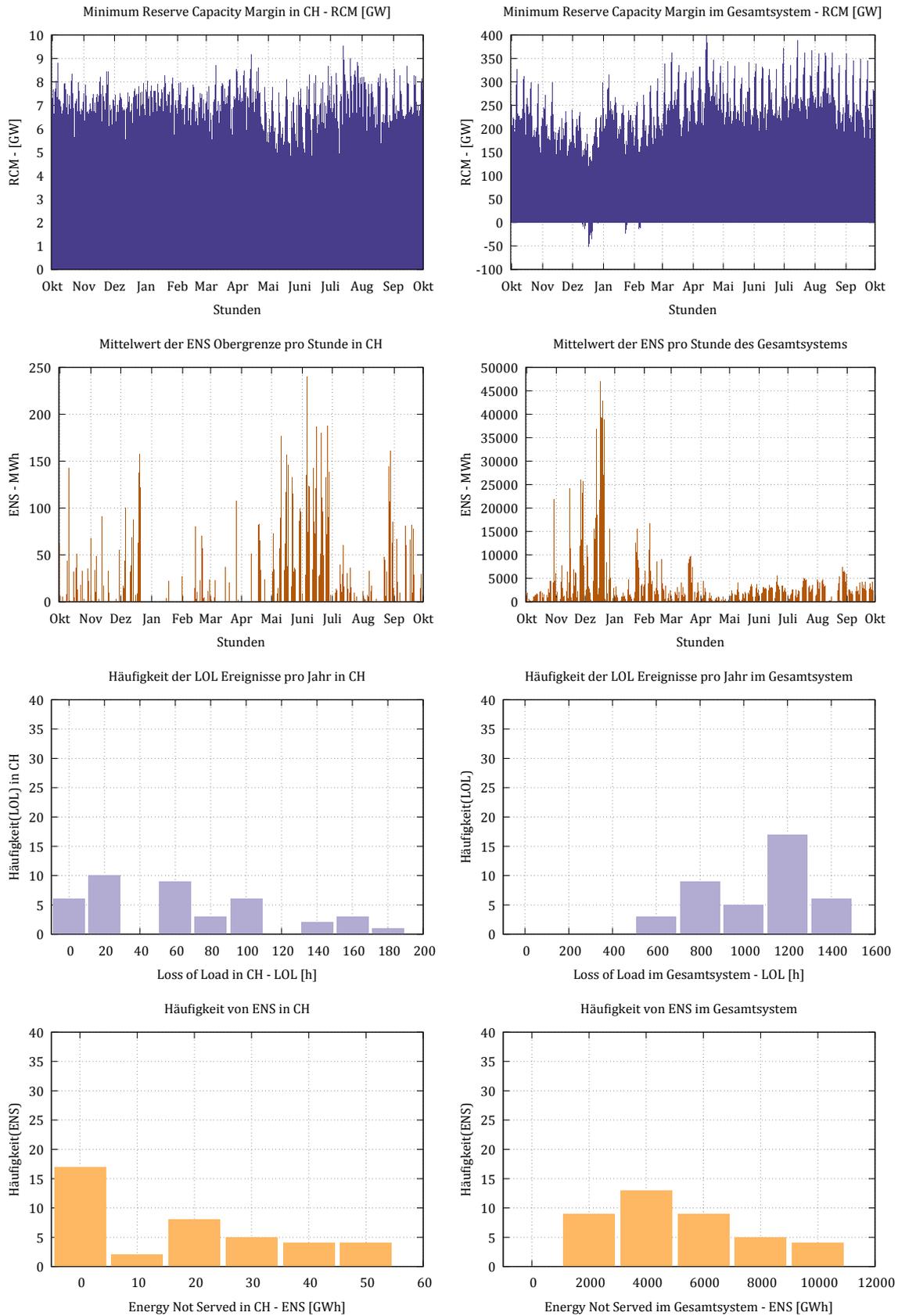


Abbildung 5.3.4: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für Variante 's-2040'

Die Speicherindikatoren für das Szenario s-2040 (probabilistischer Ansatz) sind in Abbildung 5.3.5 visualisiert.

Für den SP-Indikator sieht man dass im Vergleich zum Referenzszenario, vgl. Abbildung 4.1.16, die Kurven jetzt deutlich negativer werden: Das hat eindeutig mit der Tatsache zu tun dass die Last höher ist, so dass der resultierende Speicherpuffer knapper wird oder sogar unter Null liegt, und zwar schon im Fall von einem Horizont von 2 Wochen, was bedeutet dass auch für diese Zeitperiode zusätzliche Energie nötig wäre um die Autonomie zu gewährleisten.

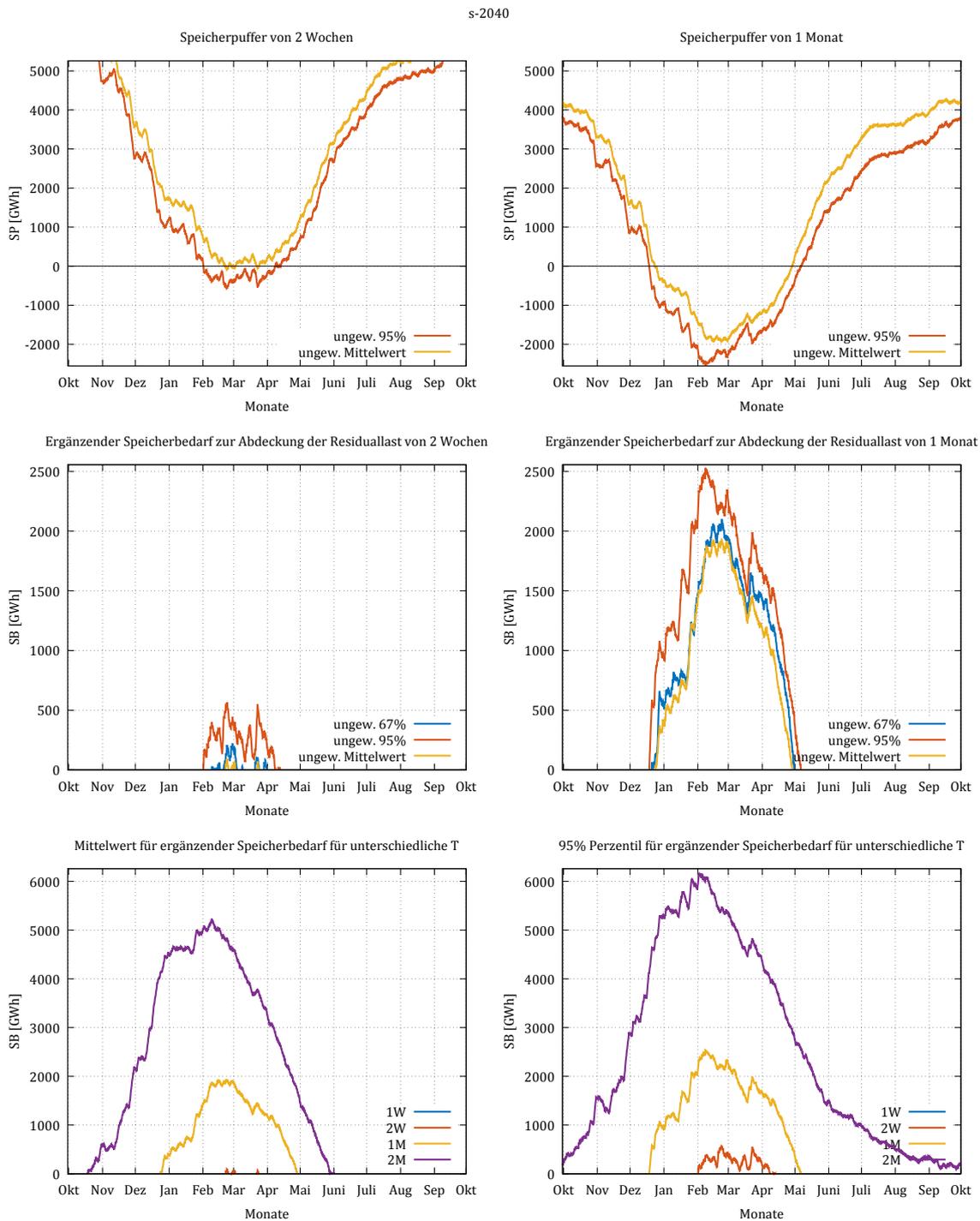


Abbildung 5.3.5: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für Variante 's-2040'

Dieselbe Bemerkung gilt selbstverständlich auch in Bezug auf den SB-Indikator: Dieser Wert ist jetzt jedoch dementsprechend grösser, da er direkt den Bedarf an Energie vermittelt den man braucht um die Last im Inland selbständig zu versorgen. Im Vergleich zu der Abbildung 4.1.16 kann man tatsächlich beobachten

dass dieser Wert höher liegt, genau um die inkrementierte Nachfrage zu kompensieren. Bemerkenswert ist auch dass jetzt der SB-Indikator für 2 Monate (vgl. Abbildungen unten) deutlich positiv wird auch am Anfang Oktober - obwohl die Speicherseen zu diesem Zeitpunkt voll sind - da solche anspruchsvollen Autonomieanforderungen mit der Elektrifizierung anscheinend nicht vereinbar sind.

Für das deterministische Modell zeigt der Kraftwerkseinsatz im Dezember abermals die Gesamtdynamik während der versorgungskritischen Zeitperiode (Abbildung 5.3.6) für die Variante der Elektrifizierung ohne zusätzliche angebots- oder netzseitige Kombinationen. Im Vergleich zu der Situation im Referenzszenario ergeben sich aufgrund der deutlich erhöhten Nachfrage ca. 5.5 TWh an Lastabwürfen, ca. das fünffache der Menge im Referenzfall. Allerdings repräsentieren die drei Wochen für die Elektrifizierungsvariante nur ca. 50% der gesamten ENS Menge im Jahr. Weitere Lastabwürfe erfolgen v.a. in den Herbstmonaten, im Januar, Ende März, und in geringem Umfang im Sommer (siehe auch Abbildung 5.3.5).

Die grundlegende Systemdynamik ist durch die Skalierung der Last nicht anders als im Referenzszenario oder in den Angebotsvarianten: fossile Kraftwerke und Wasserkraft agieren als flexible Produktion, welche die residuale Last nach Berücksichtigung der Grundlastkraftwerke und der Wind- und PV-Einspeisung abdeckt. In Konstellationen mit hoher Last und niedriger erneuerbaren Einspeisung ist die verbliebene konventionelle Kapazität jedoch unzureichend und es kommt zu Lastabwurf. Da die Spitzenlast in der dritten Dezemberwoche für die betrachteten Länder hierbei von 537 GW im Referenzszenario auf 574 GW ansteigt, ergibt sich ein deutlich erhöhter Lastabwurf.

Wie auch schon in den Angebotsvarianten zeigt sich eine veränderte Pumpspeichernutzung: in den ersten beiden Wochen liegt der Pumpspeichereinsatz über der Nutzung im Referenzszenario, in der dritten Woche deutlich darunter. In den ersten beiden Wochen werden ca. 2 TWh mehr gepumpt, und damit nochmals 1 TWh mehr als im Fall des kombinierten Kernkraft- und Kohleausstiegs. Dafür wird in der dritten Woche ca. 460 GWh weniger gepumpt was abermals aufzeigt, dass die verfügbare Pump- und Speicherkapazität aufgrund von genereller Energieknappheit nicht vollständig ausgenutzt werden kann. Insgesamt ist der Pumpbedarf mit ca. 5 TWh aber dennoch deutlich höher als im Referenzfall mit 3.5 TWh.

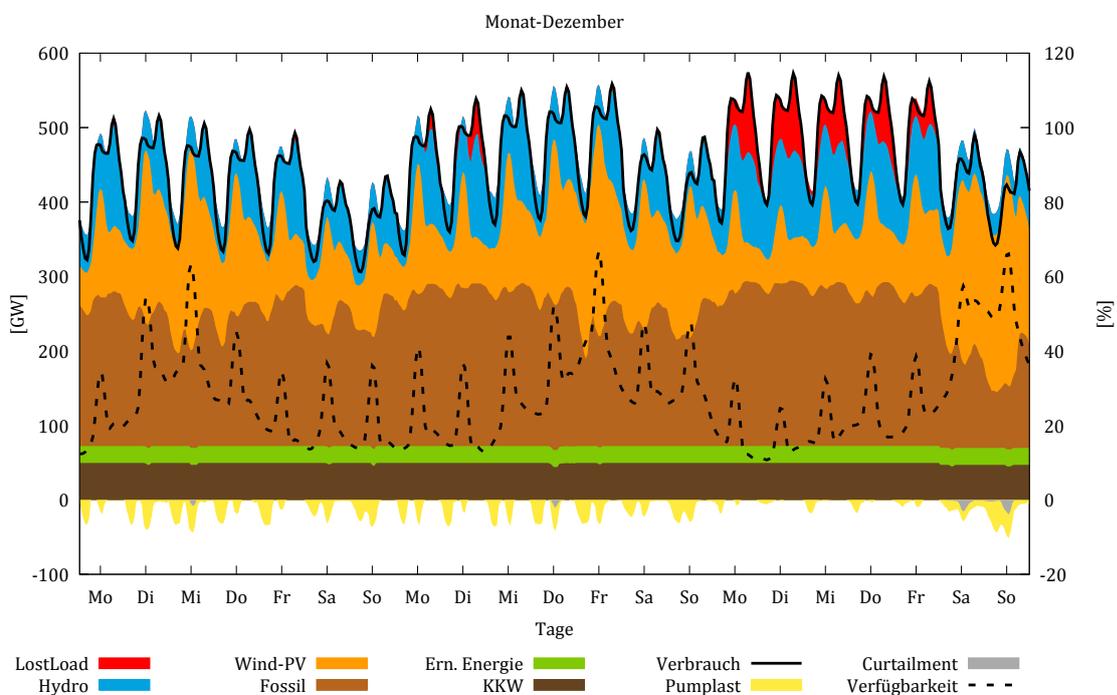


Abbildung 5.3.6: Dispatch Gesamtsystem - WWB-EuI, Stärkere Elektrifizierung, Wetter32, 2040 ;Verfügbarkeit - stündliche Einspeisung aus Wind und PV relativ zur Maximaleinspeisung

Abbildung 5.3.7 zeigt abermals die gleichen drei Wochen aus Schweizer Sicht. Im direkten Vergleich mit dem Schweizer Dispatch in den Referenzszenarien (Abbildung 4.1.18) und in der Variante 'KKW und Kohle-

ausstieg' (Abbildung 4.2.13) zeigt sich eine abermals verstärkte Wasserkraftproduktion in den ersten beiden Wochen und eine vergleichbarer Output in der dritten Woche. Da das Lastlevel in der Schweiz deutlich erhöht ist, ergibt sich aber eine reduzierte Exportmenge in den Stunden mit hoher Wasserkraftproduktion, und entsprechend auch ein erhöhter Importbedarf in den anderen Stunden.

Ein Grossteil der zusätzlichen Wasserkraftproduktion ist das Resultat erhöhter Pumpmengen. In den ersten beiden Wochen werden im Vergleich zu den Referenzszenarien gut 360 GWh mehr gepumpt, was bei 430 GWh mehr Wasserkraftoutput ca. 60% des Outputanstieges erklärt. Demgegenüber verändert sich die Pumpaktivität und Outputmenge in der dritten Woche nicht, was jedoch auch daran liegt, dass die reduzierte Pumpaktivität in den Wochentagen durch stark erhöhten Pumpeinsatz am Wochenende ausgeglichen wird.

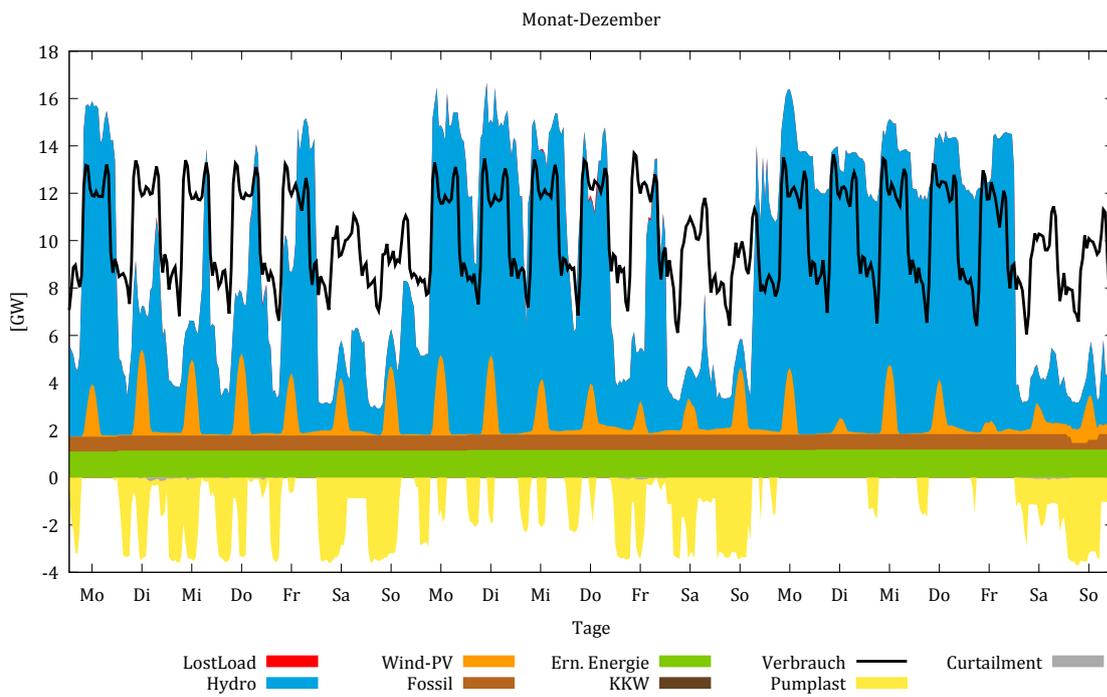


Abbildung 5.3.7: Dispatch Schweiz - Stärkere Elektrifizierung

Im Gegensatz zu den Referenzszenarien und Varianten weist die Elektrifizierung auch lokale Lastabwürfe in der Schweiz auf. Diese fallen insgesamt sehr moderat aus. In den drei Dezemberwochen hat die Schweiz ca. 3.5 GWh an Lastabwürfen, grösstenteils am Donnerstag in der zweiten Woche. An diesem Tag ist die Gesamtversorgungslage zwar knapp (ca. 1 GWh an Lastabwürfen) aber deutlich entspannter als in der dritten Woche. Dies kann exemplarisch für die Schweizer Versorgungslage in den Modellläufen gesehen werden. Die flexiblen Wasserkraftkapazitäten werden systemoptimal eingesetzt und daher exportiert die Schweiz zu Zeiten grosser systemweiter Versorgungsengpässe. Lokale Engpässe treten dann zu Zeiten jenseits dieser Extremsituationen auf, in denen die Versorgungslage angespannt ist und daher nicht genug Importkapazität für die Schweiz zur Verfügung steht. Die Schweiz könnte sich in dieser Lage durchaus besser stellen, indem sie weniger Energie exportiert und diese in die Stunden mit eigenen Lastabwürfen verschiebt. Da dies aber aus Gesamtsystemsicht nicht kostenoptimal ist, wird diese Strategie in den Modellläufen nicht angewandt (dieser Aspekt könnte bei zukünftigen Analysen mit dynamischer Nachfrage an Bedeutung gewinnen).

Die veränderte Schweizer Gesamtsituation zeigt sich beim Vergleich der monatlichen Dispatchstruktur (Abbildung 5.3.8). Im Vergleich zum Referenzszenario ergibt sich in der Elektrifizierungsvariante natürlich eine deutlich höhere lokale Nachfrage. Da keine zusätzlichen Erzeugungskapazitäten verfügbar sind, muss diese zwangsweise durch mehr Importe gedeckt werden. Der erhöhte Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (ca. 4 TWh mehr Pumpnachfrage über das Jahr) erlaubt es einerseits die lokale Nachfrage flexibler abzudecken (durch Import in Niedriglastzeiten) aber ebenso zusätzliche Exportenergie für das Gesamtsystem in kritischen Zeitfenstern bereit zu halten.

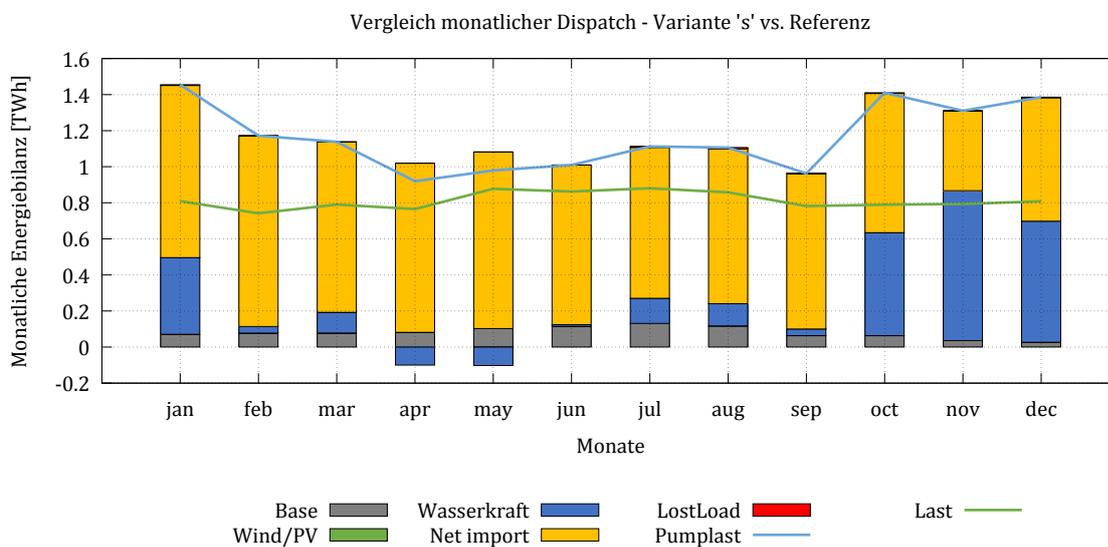
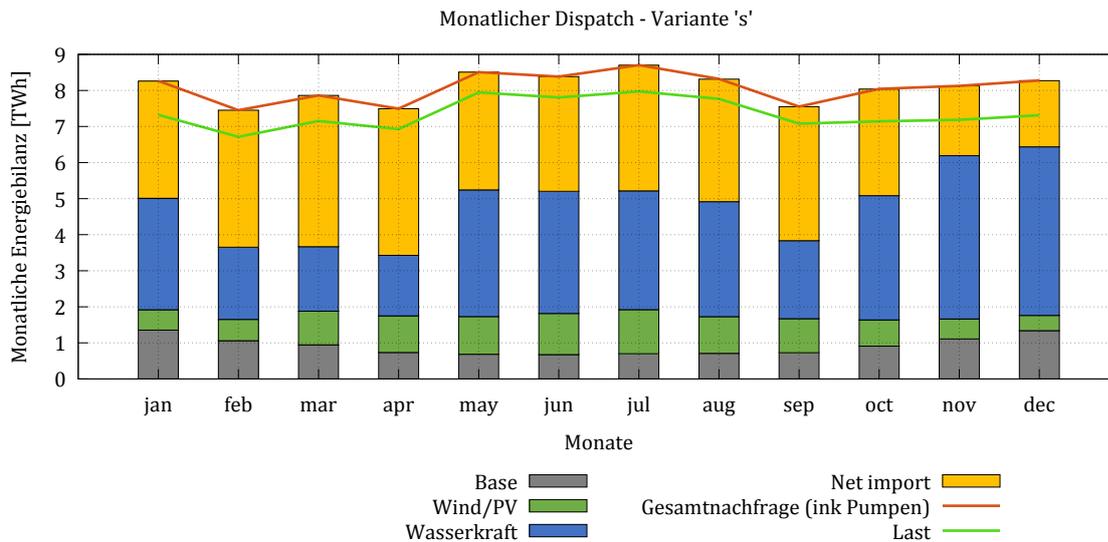


Abbildung 5.3.8: Vergleich der monatlichen Dispatchstruktur: Referenzszenario vs. stärkere Elektrifizierungsvariante

Diese Fähigkeit wird bei Erweiterung der Variante um den KKW und Kohleausstieg sowie die beiden Netzsensitivitäten an ihr Limit geführt (Abbildung 5.3.9). Hier stehen aufgrund der gesamtsystembedingten Versorgungsengpässe und der lokalen Netzbeschränkung in der Schweiz nicht mehr genug Importkapazitäten zur Verfügung um die Versorgung in allen Monaten zu sichern. Entsprechend gibt es in den Wintermonaten in diesem Lauf gesamthaft ca. 600 GWh an ENS. Da es sich bei dieser Szenariokombination um eine willkürliche Verknüpfung verschiedener Effekte handelt, ist diese nicht als realistische Systemsituation anzusehen. Dennoch gibt sie ein exemplarisches Beispiel für die Dimensionen welche für die Schweizer Versorgungssicherheit zentral sind und in Kombination zu bewerten sind: die lokalen Wasserkapazitäten, die Importkapazitäten, und die Gesamtsystemknappheit.

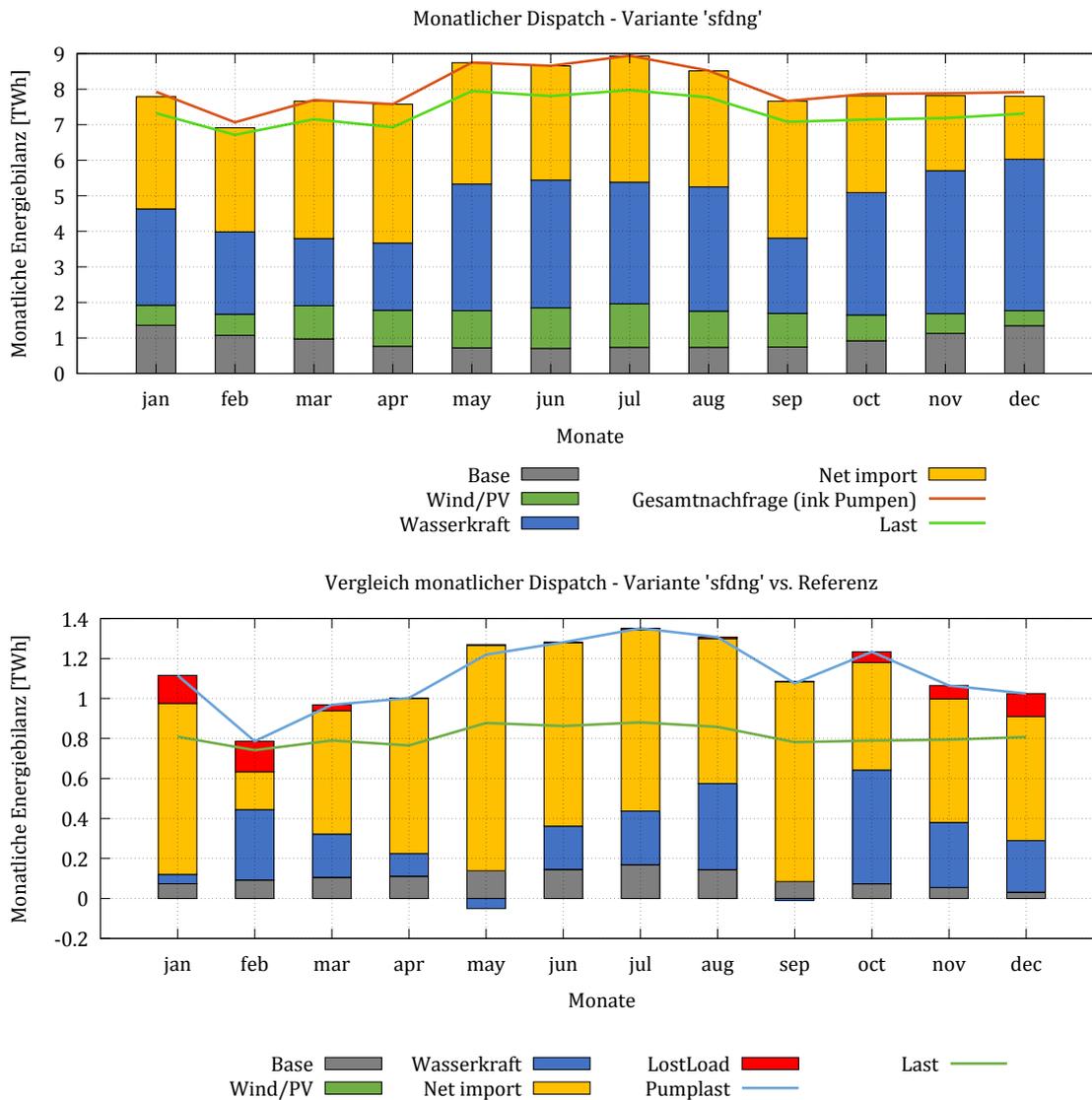


Abbildung 5.3.9: Vergleich der monatlichen Dispatchstruktur: Referenzszenario vs. stärkere Elektrifizierungsvariante mit KKW und Kohleausstieg sowie den beiden Netzsensitivitäten

## 5.4 Einordnung der Elektrifizierungsvariante mit Hinblick auf die Dekarbonisierung

Die Varianten zur stärkeren Elektrifizierung stellen mit der zugrundeliegenden Annahme einer beschleunigten Sektorkopplung einen möglichen Baustein auf dem Weg zur Dekarbonisierung unserer Energieversorgung dar. Dennoch sind die hier durchgeführten Simulationen nicht mit einem Dekarbonisierungsszenario gleichzusetzen.

Auf der einen Seite stellt die Sektorkopplung – und die damit einhergehende Verknüpfung der Wärme- und Mobilitätssektoren mit dem Elektrizitätssektor – eine grundlegende Veränderung der Nachfrageseite im Strombereich dar. Je nach Struktur der Sektorkopplung kann es dabei zu gänzlich unterschiedlichen Dynamiken kommen. So würde eine Erhöhung des Anteils von Elektroautos und Wärmepumpen zu überlagernden Dynamiken auf stündlicher und saisonaler Ebene führen. Diese wird zudem durch die den beiden Techniken inhärenten Charakteristiken auch ein gewisses Mass an zusätzlicher Flexibilität in das Stromsystem bringen. Demgegenüber hätte eine Sektorkopplung basierend auf synthetischen Brenn- und Treibstoffen oder auf Wasserstoffbasis einen deutlich anderen Nachfrageeffekt, da deren Herstellung in industriellen Anlagen und zu anderen Zeitfenstern erfolgt, als die Nutzung von Endkundenbasierten Autobatterien oder Wärme-

pumpen. Des Weiteren sind natürlich auch Mischstrukturen denkbar. Welche dieser Systementwicklungen eintreten könnte und welche davon aus Dekarbonisierungssicht die sinnvollste sein könnte, ist derzeit unklar.

Ebenso erfordert die Dekarbonisierung eine deutlichere Veränderung der Angebotsseite als dies in den Referenzszenarien erfolgt. Wie im Abschnitt 4.1.2 dargelegt ist die aktuelle politische Erwartungshaltung in Europa, dass auch im Jahr 2040 fossile Kapazitäten einen wichtigen Bestandteil unserer Stromversorgung darstellen. Die Anpassungen auf der Angebotsseite sollten wiederum zu den Annahmen über die Nachfrageentwicklung und Struktur der Sektorkopplung konsistent sein.

Die hier durchgeführte Analyse von Elektrifizierungsszenarien erfüllt diese Bedingungen nicht. Daher sind die oben dargestellten Ergebnisse auch nicht als Bewertung einer Dekarbonisierung zu bewerten. Vielmehr geben die durchgeführten Varianten eine Indikation, welche Dimensionen der Systementwicklung aus Versorgungssicht ein besonderes Augenmerk erfordern (siehe dazu Abschnitt 6).

## 5.5 Einschränkungen der bestehenden Modellansätze und Forschungsbedarf

Wie im oberen Abschnitt dargelegt ist die der SA 2019 zugrundeliegende Modell- und Datenstruktur unzureichend für die Abbildung einer wirklichen Sektorkopplung. Ein grundsätzliches Problem, welches nicht durch eine SA Studie gelöst werden kann, ist dass es aktuell keine konsistenten und politisch bestätigten Szenariorahmen auf Schweizer und europäischer Ebene gibt, welcher eine vollständige Dekarbonisierung und die zugrundeliegenden technischen Strukturen abbildet. Dieser stellt die notwendige Voraussetzung dar, um darauf aufbauend detaillierte Versorgungsanalysen durchzuführen. Aktuell werden für die Schweiz solche Szenarien ausgearbeitet.

Daneben stellen die mit einer Sektorkopplung und Dekarbonisierung einhergehenden Dynamiken und Entwicklungen allerdings auch Anforderungen an die Modellierung des Stromsystems um eine sinnvolle Abschätzung der Versorgungssituation zu erhalten. Ein Teil der Modelllimitierungen wurde bereits in Abschnitt 3.3 diskutiert, wobei dies v.a. auf die aktuelle Studie und den Referenzszenariorahmen fokussiert. Aus Perspektive notwendiger Anpassungen für zukünftige Analysen ergeben sich v.a. folgende Schwerpunkte:

- Endogene Abbildung von Elektromobilität
- Abbildung der mit der Sektorkopplung einhergehenden Flexibilitätsmöglichkeiten
- Abbildung von Power-to-X

In Bezug auf die Elektromobilität sind sowohl die Nachfrage nach Strom für den Fahrbetrieb der Fahrzeuge, sowie die potenziellen Möglichkeiten der Batterienutzung für Systemzwecke (Vehicle-to-grid) relevant. Diese müssen in ausreichend hoher geographischer und zeitlicher Auflösung abgebildet werden, um potentielle Engpässe im Netz berücksichtigen zu können. Im Bezug auf die veränderte Flexibilität ist es wichtig die je nach Sektorkopplungsstruktur sehr unterschiedlichen Technologien in ausreichendem Detailgrad abzubilden. So kann bei einem hohen Anteil an Wärmepumpen nicht mit einem statischen Nachfrageprofil gearbeitet werden, da dieses in einem stark durch erneuerbare Energien geprägten System endogen gefahren werden sollte. Das gleiche gilt natürlich auch für die Nachfrage bei anderen Power-to-X Technologien. Diese Aspekte müssen zudem auch mit einer ausreichenden geographischen Auflösung in die Modellansätze eingebaut werden.

Grundsätzlich ergibt sich daher ein Bedarf die bisher recht starre Nachfragedynamik durch eine endogenisierte Darstellung abzulösen. Ansätze aus dem Demandside-Management sowie in der Abbildung von Speichertechnologien können dabei als mögliche Implementierungsbeispiele dienen. Die stärkere Abhängigkeit der angebots- und nachfrageseitigen Systemelemente von Wetterbedingungen (Wind, PV, Wärmebedarf) und menschlichem Verhalten (Mobilität, DSM) erfordern zudem eine hohe Konsistenz über die Datengrundlagen.

Zusammenfassend ergibt sich daher für eine aktualisierte System Adequacy Studie, welche die Aspekte einer vollständigen Dekarbonisierung sowie einer starken Elektrifizierung angemessen Rechnung trägt,

folgender Anforderungskatalog:

- Entwicklungsszenarien für die Schweiz und die EU in Bezug auf Kraftwerkspark und Nachfrageentwicklung, welche eine Dekarbonisierung bis 2050 abbilden
- Angepasste Netzausbaupläne auf Schweizer und europäischer Ebene
- Annahmen über die Verschiebungen in der Nachfragedynamik, sowohl in Bezug auf exogene Aspekte (Nachfrage ist gegeben und zu decken) und endogene Nachfragekomponenten (DSM, Einsatzmuster von Wärmepumpen, Ladestruktur von E-Mobilität)
- Strukturparameter für die zugrundeliegenden Technologien (Batterie- und Speichercharakteristiken, Verknüpfung des Stromsektors mit anderen Energieträgern, Ausrichtung von PV und Windanlagen)

Dieses Basisdatensatz muss dann in einem dafür angepasstes Systemmodell für verschiedenen Wetterausprägungen analysiert werden. Hierbei ist zusätzlich auf eine möglichst konsistente Struktur zwischen Nachfragedynamik und Wetterdynamik zu achten, da in einem von Wind und PV dominierten System deren Zusammenspiel entscheidend für die Versorgungssicherheit ist (wie in den Detailanalysen der Dezemberwochen dargelegt). Aufgrund der hohen Unsicherheit, welche Technologien in welchem Ausmass Anwendung finden, ist zudem eine Auswahl unterschiedlicher Entwicklungspfade vorteilhaft.

## 6 Ergebniszusammenfassung

Über die Szenarien und Varianten hinweg ergibt sich ein recht klares Bild der möglichen zukünftigen Versorgungslage für die Schweiz und das Gesamtsystem. Aus Schweizer Sicht zeigen die Ergebnisse:

- Eine Bestätigung der Erkenntnisse der **SA 17**: Die Analyse der neuen Läufe zeigt ein grundsätzlich ähnliches Muster auf. Die aktualisierten Annahmen über die europäischen Entwicklungen (das EU-Referenzszenario 2016 der europäischen Kommission wurde durch den TYNDP sowie spezifische Referenzstudien für die Nachbarländer ersetzt), die Anpassung der erneuerbaren Struktur in der Schweiz (mehr PV, weniger Wind) und die erweiterte Systemabdeckung (West- und Zentraleuropa) bestätigen die Grundaussage der SA 17, dass eine in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz in den kommenden Jahren keine Versorgungsengpässe aufweist.
- Keine signifikanten Probleme unter den **erwarteten politischen Entwicklungen**: Die Referenzszenarien der SA 19 zeigen ebenso wie die Basisszenarien der SA 17 keine relevanten Lastabwürfe in der Schweiz, unabhängig von der Wetter- und Lastausprägung, sowie der lokalen Angebotsstruktur (EuI oder CuE). Eine Verzögerung des Netzausbaus sowie eine Limitierung der Schweizer Importmöglichkeiten auf max. 6.6 GW haben keinen Einfluss auf diese Versorgungslage.
- Keine deutliche Verschärfung der Versorgungslage bei den ausgewählten **europäischen Kapazitätsreduktionen**: Der Rückgang konventioneller Kapazität in den Nachbarländern (KKW in Frankreich, Kohle in Deutschland) kann auch zukünftig durch Anpassung der Wasserkraftproduktion und Importstruktur kompensiert werden. Dies entspricht grundsätzlich den Ergebnissen der SA 17 Extremszenarien. Entsprechend hat eine Erhöhung der lokalen Schweizer erneuerbaren Kapazität keinen Einfluss auf die lokale Versorgungssicherheit, da diese nicht gefährdet ist.
- Lokale Probleme bei einem deutlichen **Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot**: Die erhöhte Nachfrage der Elektrifizierungsvariante war die erste Variante, welche lokale Versorgungsengpässe in der Schweiz aufzeigte; allerdings in geringem Umfang. Erst die Kombination mit netzgebunden und angebotsseitigen Varianten führte zu erhöhten Versorgungsproblemen. Auch wenn diese Kombinationen eine willkürliche Konstruktion des Stromsystems darstellen, zeigen sie dennoch auf, dass bei ausreichender Diskrepanz zwischen den angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen Versorgungsprobleme auftreten können. Unter diesen Bedingungen kann auch der Ausbau lokaler Schweizer erneuerbaren Kapazität einen signifikanten Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit leisten.
- Hohe **Bedeutung von Stromaustausch** für die Schweiz: In allen Szenarien ist die Schweiz zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen bzw. greift kostenbedingt darauf zurück (CuE Szenarien), während die Wasserkraft v.a. exportorientiert betrieben wird. Entsprechend sind die Verfügbarkeit von Importnetzkapazität und möglicher Exportenergie in den Nachbarländern auf der einen und Exportmöglichkeiten für die Wasserkraft auf der anderen Seite entscheidend. In den Modellen selber wird die Netzkapazität entsprechend ihrer physischen Möglichkeiten abgebildet, welche mehr als ausreichend für den Schweizer Austauschbedarf sind. Die Knappheit auf der europäischen Exportseite kann durch flexiblen Einsatz der Schweizer Wasserkraft auch in kritischen Szenarien gut ausgeglichen werden, da die stündliche und tägliche Nachfragedynamik i.d.R. genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz verfügbar hält.
- Wichtige **Rolle von Schweizer Wasserkraft** für Europa: Während die Schweiz selber keine bis wenig Versorgungsprobleme hat, ergeben sich im Gesamtsystem durchaus kritische Situationen. Die Schweizer Wasserkraft ist dabei ein wichtiger Baustein diese zu managen. So ist die Schweiz i.d.R. Exporteur in den kritischen Versorgungsstunden unabhängig von der eigenen lokalen Nachfragesituation. Da knappe Versorgungslagen mit hohen Marktpreisen einhergehen, ergibt sich hier eine inhärente Anreizstruktur für Wasserkraftwerksbetreiber, die Versorgung in genau diesen Stunden durch Produktion zu stützen.

Aus der Perspektive des Gesamtsystem erlauben die Ergebnisse ebenfalls wichtige Rückschlüsse für die zukünftige Entwicklung der Versorgungslage:

- Bestätigung der Erkenntnisse der **SA 17**: Wie auch für die Schweiz können die grundlegenden Muster für die Nachbarländer in der SA 19 bestätigt werden. Insbesondere die Tatsache, dass in den Szenarien mit Lastabwurf, deren Ausprägung in den europäischen Nachbarländern höher ist als in der Schweiz.
- Versorgungssituation langfristig stärker von **Wetterbedingungen** abhängig: Die Ergebnisse der verschiedenen Wettervariationen bestätigen auch die bereits heute sichtbare Entwicklung im europäischen Stromsystem, dass die wetterabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien an Bedeutung für die Versorgungslage gewinnt. In den Jahren 2035 und 2040 kommt es bei einzelnen Wetter- und Lastkonstellationen zu Lastabwürfen. Die Effekte verstärken sich entsprechend in den Varianten. Entscheidend ist dabei das Zusammenspiel von hoher Last und niedriger Verfügbarkeit von PV und Wind.
- Reduktion der **verfügbaren Kapazität** ohne entsprechenden Ausgleich verschärft die Versorgungslage: Die stärkere Abhängigkeit von Wetterbedingungen erfordert eine langfristige Anpassung der Stromversorgung. Entsprechend den Szenarien sind die erwarteten Kapazitätsentwicklungen in den nächsten 10 Jahren unkritisch zu bewerten. Für die langfristige Entwicklung ist es jedoch entscheidend, dass sich Angebots- und Nachfrageseite konsistent entwickeln und das Stromsystem auf Zeiten mit geringer Verfügbarkeit von Wind und PV vorbereitet ist (z.B. durch Speicherung, Flexibilisierung oder abrufbare Reservekapazität).

Gesamthaft zeigen die Ergebnisse der SA 2019, dass das europäische Stromsystem in den kommenden Jahren weiterhin ausreichend dimensioniert ist, um signifikante Versorgungsengepässe zu vermeiden. Die bereits heute existierende Netzinfrastruktur ist dabei ein wichtiges Element um lokale Differenzen auszugleichen. Der geplante Netzausbau stützt diese zentrale Rolle noch zusätzlich.

Die den Szenarien hinterlegten Kraftwerksannahmen sehen einen weiteren Rückgang konventioneller Kapazitäten vor. Da diese ein Back-up für die wetterabhängige Erzeugung aus Wind und PV darstellen, ist langfristig ein entsprechender Ersatz notwendig. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass dies ab 2035 notwendig wird. In welcher Form und in welchem Umfang dieser Ersatz erfolgen sollte, geht jedoch über den Rahmen der vorliegenden Studie hinaus.

## 7 Schlussfolgerungen und Ausblick

Wie auch in der SA 2017 war es die Zielstellung der vorliegenden Studie die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweizer Stromversorgung unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes und der Rolle der Schweiz als Transitland zu beurteilen. Dabei ergibt sich grundlegend die gleiche Schlussfolgerung wie 2017: die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz kann auch in den aktualisierten Szenarien zumeist als unkritisch eingestuft werden. Die Nachfrage kann nahezu jederzeit über einen Mix aus lokaler Erzeugung und europäischen Importen gedeckt werden. Erst bei einem deutlichen Auseinanderdriften von Angebots- und Nachfrageseite, kommt es auch zu signifikanten Versorgungsengpässen in der Schweiz. Den grössten Einfluss auf die Schweizer Versorgungssituation hat daher auch weiterhin die europäische Systementwicklung.

Für die Schweiz sind dabei drei Dimensionen von besonderer Bedeutung: die lokale Wasserkraft, die Netzimportkapazitäten, und die Versorgungssituation im Gesamtsystem. Die Ergebnisse zeigen sehr deutlich dass bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen auch grössere Versorgungsengpässe auf europäischer Seite für die Schweizer Versorgung problemlos ausfallen können. Dies liegt an der stündlichen und täglichen 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.

Erst wenn durch asymmetrische Systementwicklungen sehr langfristige Versorgungsengpässe entstehen (mehrere Tage, auch in den Mid- und Off-Peak Stunden) oder durch sehr starkes Nachfragewachstum die Spitzenlast in der Schweiz sich der verfügbaren Speicherkapazität annähert kommt der Ausgleichsmechanismus von Importen und Wasserkraft an seine Grenzen. Hier gilt allerdings auch die gleiche Schlussfolgerung wie 2017: die Versorgungsprobleme in Europa sind dabei i.d.R. deutlich umfangreicher als in der Schweiz. Dies dürfte entsprechende Gegenmassnahmen auslösen, welche wiederum der Schweiz zugutekommen; sei es durch eine Reduktion der versorgungskritischen Zeiten oder durch erhöhte Flexibilität im Gesamtsystem, welche die Wasserkraft entlastet und mehr Importmöglichkeiten eröffnet.

Eine Reduktion der Exportmöglichkeiten in den Nachbarländern ist demgegenüber weniger kritisch für die Schweiz, da die Schweiz in den versorgungskritischen Zeiten i.d.R. Nettoexporteur ist und viele Länder selber auf Importe angewiesen sind. Entscheidend ist daher eher die Gesamtimportmöglichkeit über einen längeren Zeitraum um die Wasserkraftnutzung entsprechend flexibel ausgleichen zu können. Die in den Sensitivitäten analysierte Beschränkung von 6.6 GW Gesamtimportkapazität hat dabei noch keine zusätzlichen Probleme verursacht.

Der langfristige Fokus aus Sicht der Schweizer Versorgungssicherheit sollte daher auf der Analyse von angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen in Europa liegen. Da mit der angestrebten Dekarbonisierung unsere Energieversorgung langfristig mit einer stärkeren Elektrifizierung zu rechnen ist, sollte auch die Analyse der Versorgungssicherheit diesen Aspekten stärkere Betrachtung schenken. Die in der vorliegenden Studie durchgeführten Variantenanalysen sind dabei nur ein erster Schritt. Die Limitierung auf eine fixe, stündliche Nachfragedynamik mit relativ unveränderter Struktur bis 2040 wird dabei den zugrundeliegenden Entwicklungen auf dem Wärme- und Verkehrssektor nicht mehr gerecht. Ebenso müssen weitere Flexibilitätsoptionen Berücksichtigung finden, welche einer stärkeren Elektrifizierung zugrundeliegen (z.B: Batteriespeichereinsatz). Hierfür ist es jedoch auch notwendig einen konsistenten Szenariorahmen für die Schweiz und Europa zu entwickeln, welcher verschiedene mögliche Entwicklungen abbildet. Diese können anschliessend im Rahmen einer System Adequacy Studie in die Methodik integriert werden um entsprechende Aussagen über die Versorgungssicherheit bei solchen Entwicklungen treffen zu können. Da aktuell noch keine konsistenten Szenarien für eine vollständige Dekarbonisierung der Schweiz und der EU vorliegen, läge hier eine hohe Priorität für die Entwicklung dieses Szenariorahmens.

In Bezug auf direkte, aktuelle Massnahmen zeigen die Erkenntnisse der SA 17 und SA 19, dass die Schweiz

v.a. ihre aktuellen Bemühungen um eine Einbindung in den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa weiterverfolgen sollte. Weiterhin sollte ein enges Monitoring der möglichen Entwicklungen in Europa fortgesetzt werden. Dank der verfügbaren Wasserkraftkapazitäten kann auf viele langfristige Entwicklungen reagiert werden ohne signifikante Versorgungsprobleme befürchten zu müssen. Ein Monitoring der möglichen Entwicklungskorridore ist daher wichtig um rechtzeitig auf potentiell nicht mehr handelbare Strukturen reagieren zu können. Da diese allerdings eher langfristige Trends darstellen (z.B. deutlich höheres Nachfragewachstum ohne entsprechende Anpassung auf der Angebotsseite) und keine spontanen Strukturbrüche, sollte die Schweiz damit genug Vorlaufzeit haben um ggf. Gegenmassnahmen zu identifizieren.

## Literatur

- [1] Bundesamt für Energie: Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz. 2008-2017. – Forschungsbericht
- [2] BAFU: Einzugsgebietsgliederung Schweiz EZGG-CH. Swiss Federal Office for the Environment. 2012. – Forschungsbericht
- [3] Prognos AG: Auswertungen der Szenarien der Energieperspektiven 2050 unter dem Gesichtspunkt der regionalen System Adequacy. 2016. – Forschungsbericht
- [4] European Commission: EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. 2016. – Forschungsbericht
- [5] Bundesamt für Energie: Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. 2017. – Forschungsbericht
- [6] Prognos AG: Dokumentation zu den Datengrundlagen System Adequacy Schweiz. Version: 2018. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.html>. 2018. – Forschungsbericht
- [7] Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik. 2018. – Forschungsbericht
- [8] European Commission: Ten-Year Network Development Plan 2018, <http://tyndp.entsoe.eu/>. 2018. – Forschungsbericht
- [9] 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
- [10] Balmer, Markus: *Nachhaltigkeitsbezogene Typologisierung der schweizerischen Wasserkraftanlagen*. vdf Hochschulverlag AG, 2013
- [11] ENTSO-E: *Power Statistics*. <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>. Version: 2019
- [12] Pfenninger, Stefan ; Staffell, Iain: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. In: *Energy* 114 (2016), S. 1251 – 1265
- [13] Schlecht, Ingmar ; Weigt, Hannes: *Swissmod - A Model of the Swiss Electricity Market*. apr 2014. – WWZ Discussion Paper