

Sachdokumentation:

Signatur: DS 4038

Permalink: www.sachdokumentation.ch/bestand/ds/4038



Nutzungsbestimmungen

Dieses elektronische Dokument wird vom Schweizerischen Sozialarchiv zur Verfügung gestellt. Es kann in der angebotenen Form für den Eigengebrauch reproduziert und genutzt werden (private Verwendung, inkl. Lehre und Forschung). Für das Einhalten der urheberrechtlichen Bestimmungen ist der/die Nutzer/in verantwortlich. Jede Verwendung muss mit einem Quellennachweis versehen sein.

Zitierweise für graue Literatur

Elektronische Broschüren und Flugschriften (DS) aus den Dossiers der Sachdokumentation des Sozialarchivs werden gemäss den üblichen Zitierrichtlinien für wissenschaftliche Literatur wenn möglich einzeln zitiert. Es ist jedoch sinnvoll, die verwendeten thematischen Dossiers ebenfalls zu zitieren. Anzugeben sind demnach die Signatur des einzelnen Dokuments sowie das zugehörige Dossier.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 181

Mario Kendzierski^{1,2}

Christoph Weyhing²

Richard Dupke²

Claudia Kemfert^{1,3}

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Richard Weinhold²

Enno Wiebrow²

Elmar Zozmann²

Resilienz in der Schweizer Energieversorgung auf dem Weg zur Klimaneutralität - Ein modellbasierter Szenarienvergleich für 2035

Studie in Kooperation mit der
Schweizerischen Energie-Stiftung (SES)

Berlin, Juni 2022

¹ DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin.

² TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

³ Leuphana Universität Lüneburg, Energiewirtschaft und Energiepolitik, Universitätsallee 1, 21335 Lüneburg

Zusammenfassung

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 ein neues Energiegesetz und damit die sogenannte Energiestrategie 2050 angenommen, die neben der weitreichenden Reduktion fossiler Energieträger auch die Beendigung der kommerziellen Nutzung der Kernkraft vorsieht. 2019 hat der Bundesrat beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 netto keine Treibhausgasemissionen mehr ausstoßen soll. Ende 2020 wurden vom Bund mit den Energieperspektiven 2050+ verschiedene Varianten eines Szenarios untersucht, das eine sichere Energieversorgung der Schweiz bei gleichzeitigem Erreichen des Netto-Null-Ziels bis 2050 vorsieht. Zwar existieren auch Szenarien mit Kernkraftwerkslaufzeiten von bis zu 60 Jahren, jedoch zeichnen sich die betroffenen KKWs bereits in den letzten Jahren durch wechselnde Verfügbarkeiten und ungeplante Ausfälle aus, die sich im Prozess der weiteren Alterung noch verschärfen dürften.

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie unterschiedliche Szenarien der Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems für 2035. Dabei wird vor allem darauf eingegangen, welche Rolle die Kernkraftwerke, von denen zwei (Gösgen und Leibstadt) bei einem Betrieb von 60 Jahren auch 2035 noch am Netz wären, und der Ausbau von erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit haben. Es wird im Besonderen diskutiert, in welchen Zeiträumen ein Ausfall von größeren Erzeugungsleistungen kritisch wäre. Einer Szenario-Variante mit längeren Laufzeiten der KKWs („ATOM“) wird eine Szenario-Variante gegenübergestellt, in der verstärkt Photovoltaik-Anlagen (PV) zugebaut werden und damit der Weg zur Klimaneutralität nachhaltig beschleunigt wird („EE“). Darüber hinaus werden für die zur Verfügung stehende Austauschkapazität mit dem Ausland zwei Szenario-Varianten angenommen: In der Szenario-Variante BK („Basiskooperation“) wird der Austausch auf ein geringes Niveau reduziert, wogegen in der Szenario-Variante EU („EU-Kooperation“) ein intensiver Austausch erhalten bleibt.

Die Modellierung und Analyse der Szenarien erfolgt mit dem europäischen Strommarktmodell POMATO (POWer MARket TOol). Mit dem Modell werden neben der Schweiz auch die Nachbarländer Österreich, Deutschland, Italien und Frankreich mit ihrem vollständigen Höchstspannungsnetz knotenscharf und mit stündlicher Auflösung modelliert.

Die Schweizer Kernkraftwerke weisen zwar im internationalen Vergleich relativ hohe Produktionswerte auf, unterliegen jedoch auch erheblichen Unsicherheiten durch ungeplante Ausfälle, verlängerte Reparaturzeiten und sicherheitsbedingte Reaktorschnellabschaltungen.

Die Modellrechnungen liefern für 2035 Stromerzeugungsmengen, Importe und Exporte sowie Anhaltspunkte für gesicherte Leistung. Die durch Abschaltung aller Kernkraftwerke wegfallende Stromproduktion kann 2035 bei einem beschleunigten Ausbau von Erneuerbaren, insb. Photovoltaik, ersetzt werden. Dabei nimmt die Nutzung der Speicheroptionen (Batteriespei-

cher als auch Pumpspeicher) sowohl hinsichtlich der Gesamtmenge als auch der Spitzenleistungen zu. Die Festlegung der Stromaustauschkapazitäten mit dem Ausland haben sowohl im Szenario ATOM als auch EE eine große Bedeutung für die Stromflüsse: Bei geringer „Basiskooperation“ gibt es vor allem im Winter viele Stunden, in denen bereits die maximale Importkapazität genutzt wird und somit keine weitere Energie über Importe bezogen werden könnte. Dagegen können in den Szenarien mit einer EU-Kooperation zu jedem Zeitpunkt des Jahres größere Mengen an zusätzlicher Energie importiert werden.

Durch den hohen Anteil der Speicherwasserkraftwerke an der Erzeugung ist die Versorgungssicherheit in den Monaten März-April besonders kritisch, wenn durch den saisonal bedingten geringeren Zufluss im Winter der Speicherstand sehr niedrig ist. Hier stellt sich insbesondere das Ausfallrisiko von KKWs („Klumpenrisiko“) als Unsicherheitsfaktor dar. Ohne die Berücksichtigung einer strategischen Energiereserve („Hydroreserve“) oder zusätzlicher Leistungsreserven z. B. in Form von Gaskraftwerken, würde bereits ab Anfang März zu wenig Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, um einen KKW-Ausfall von einem Monat in den Szenario-Varianten ATOM abzufangen. Besonders kritisch stellt sich aber auch in diesem Fall der Ausfall beider KKW dar, bei dem die Versorgungssicherheit gefährdet ist: Dieser Fall ist zwar mit einer geringen, aber nicht zu vernachlässigenden Wahrscheinlichkeit verbunden und zeigt das Klumpenrisiko, welches mit dem Ausfall von Kernkraftwerken in der Schweiz verbunden ist. Bei einem beschleunigten Zubau von Photovoltaik stellt sich diese kritische Versorgungssituation nicht ein und eine Vergrößerung der Hydroreserve oder zusätzlich Gaskraftwerke wären nicht vonnöten. Die mit großen Mengen Photovoltaik einhergehenden Prognosefehler sind besser vorhersehbar und stellen ein geringes Risiko für die Versorgungssicherheit dar. Selbst ein ungünstiges Wetterjahr führt zu keinen kritischen Situationen.

Der Weg zur Klimaneutralität lässt sich durch den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik in Richtung 2035 versorgungssicher beschreiten. Ein Umweg über eine Laufzeit von bis zu 60 Jahren der KKW Gösgen und Leibstadt ist aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	i
Inhaltsverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	iv
1 Einleitung	5
2 Beschreibung der Szenarien	6
2.1 Erzeugungs- und Speicherkapazitäten: Szenarien „ATOM“ und „EE“	6
2.2 Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern: Szenarien „Basiskooperation“ vs. „EU-Kooperation“	8
3 Modellansatz	11
3.1 Strommarktmodell	11
3.2 Methodik zur Analyse von Erzeugungsausfällen und Prognosefehlern	13
4 Unsicherheit in der Energieerzeugung	14
4.1 Kernkraft	15
4.2 Erzeugung aus Erneuerbaren (insb. Photovoltaik)	20
5 Ergebnisse	23
5.1 Erzeugung	23
5.2 Import & Export	26
5.3 Verfügbare gesicherte Leistung	27
5.4 Stromnetz	33
5.5 Diskussion	34
6 Schlussfolgerung	35
7 Referenzen	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: installierte Leistung für die Szenario-Varianten ATOM und EE	7
Abbildung 2: Austauschkapazitäten der Szenario-Variante Basiskooperation („BK“)	10
Abbildung 3: Austauschkapazitäten der Szenario-Variante EU-Kooperation („EU“)	10
Abbildung 4: Zeitverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung des Kernkraftwerks Gösgen	18
Abbildung 5: Zeitverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung des Kernkraftwerks Leibstadt	18
Abbildung 6: Monatliche Erzeugung der KKWs Leibstadt und Gösgen von 2016 bis 2021.	19
Abbildung 7: Teilweise oder komplette Reduzierung der Erzeugungsleistung (mindestens 80%) der KKWs Leibstadt und Gösgen von 2016 bis 2021.	20
Abbildung 8: Bandbreite monatlichen Kapazitätsfaktoren (oben) und jährlich Volllaststunden von PV-Anlagen in der Schweiz.	22
Abbildung 9: Jährliche Erzeugung	24
Abbildung 10: Tägliche durchschnittliche Erzeugung für Szenario ATOM – BK	25
Abbildung 11: Tägliche durchschnittliche Erzeugung für Szenario EE – BK	25
Abbildung 12: Tägliche durchschnittlich zusätzlich verfügbare Importkapazitäten mit den Nachbarländern	26
Abbildung 13: Zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung exklusive Importkapazitäten differenziert nach der Erzeugungsdauer	28
Abbildung 14: Zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung inklusive Importkapazitäten differenziert nach der Erzeugungsdauer	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Szenarien	9
Tabelle 2: Übersicht relevanter Szenarienparameter	11
Tabelle 3: Perzentile der MTTR differenziert nach Technologie in Stunden für den Zeitraum 2012 bis 2015.	16

1 Einleitung

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 ein neues Energiegesetz und damit die sogenannte Energiestrategie 2050 angenommen, die eine weitreichende Reduktion fossiler Energieträger vorsieht. 2019 hat der Bundesrat beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 unter dem Strich keine Treibhausgasemissionen mehr ausstoßen soll. Im Rahmen verschiedener Beiträge über die Versorgungssicherheit wird derzeit die Laufzeit der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt (Baujahr jeweils 1979 und 1984) diskutiert. Bis 2035 werden die beiden ältesten der zurzeit noch vier aktiven Kernkraftwerke (KKW) der Schweiz höchstwahrscheinlich vom Netz gehen (Beznau 1 und Beznau 2, Baujahr jeweils 1969 und 1972). Die verbleibenden KKW Gösgen und Leibstadt könnten im Jahr 2035 noch betrieben werden, sofern sie gemäß des Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) als sicher und wirtschaftlich tragbar eingestuft werden. Der tatsächliche Ausstieg aus der Kernenergienutzung hängt von der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit durch die Betreiber ab. Ab Ende 2020 wurden mit den „Energieperspektiven 2050+“ (Prognos AG u. a. 2021) verschiedene Varianten eines Szenarios untersucht, das eine sichere Energieversorgung der Schweiz bei gleichzeitigem Erreichen des Netto-Null-Ziels bis 2050 vorsieht. Unter anderem wurden Laufzeit-Szenarien von je 50 bzw. 60 Jahren Betriebsdauer berücksichtigt und für diese der Einfluss unterschiedlicher Energietrends untersucht.

KKW stellen nicht nur ein mit dem Alter zunehmendes Unfallrisiko dar, sondern können aufgrund der Ausfallwahrscheinlichkeiten einem sicheren Netzbetrieb im Weg stehen. Sowohl das KKW Gösgen als auch das KKW Leibstadt zeichnen sich in den letzten Jahren durch wechselnde Verfügbarkeiten und ungeplante Ausfälle aus. Insbesondere, wenn die Schweiz sich nicht durch ein Stromabkommen mit der Europäischen Union bzw. bilateralen Abkommen mit Nachbarländern auf die Vorteile einer großflächigen Energiemarktintegration stützen kann, könnte die Versorgungssicherheit gefährdet sein. Aus diesem Grund wird derzeit diskutiert, wie ein Versorgungsengpass, der durch den Ausfall eines oder mehrerer KKW verursacht wird, abgefangen werden kann. Unter anderem wird eine Einführung einer strategischen Energiereserve (Hydroreserve) als auch ein Konzept mit fossilen Spitzenlast-Gaskraftwerken diskutiert, um die Stromversorgung sicherzustellen (ElCom 2021; Schürpf 2022).

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie unterschiedliche Szenarien der Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems bis 2035. In der Studie wird vor allem darauf eingegangen, welche Rolle die Kernkraftwerke, von denen zwei (Gösgen und Leibstadt) bei einem Betrieb über 50 bzw. 55 Jahre hinaus auch 2035 noch am Netz wären, und der Ausbau von erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit haben. Dabei wird eine strategische Energiereserve (Hydroreserve) berücksichtigt. Es wird im Besonderen diskutiert, in welchen Zeiträumen ein Ausfall von größeren Erzeugungsleistungen kritisch wäre. Einer Szenario-Variante mit längeren Laufzeiten der KKWs wird eine Szenario-Variante gegenübergestellt, in der verstärkt Photovoltaik-Anlagen (PV) zugebaut werden.

Abschnitt 2 beschreibt die Annahmen und Motivation für die vier verschiedenen Szenarien: Der Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren wird dabei ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien, insb. Photovoltaik, entgegengestellt; darüber hinaus wird berücksichtigt, ob es wieder zu einer intensiveren Kooperation mit der EU in Bezug auf Stromaustausch kommt oder nicht. Kapitel 3 beschreibt den gewählten Modellansatz. In Kapitel 4 wird auf die Unsicherheiten im Zusammenhang mit Kernkraftwerken aber auch PV-Anlagen eingegangen, um bei der Auswertung die Ergebnisse besser einordnen zu können. Kapitel 5 präsentiert und diskutiert die Ergebnisse der Modellierung und zeigt, dass der Ausfall der Kernkraftwerke die Versorgungssicherheit bei geringen Austauschpotenzialen stark belastet, insbesondere im Frühling (März-April). Diese Belastungen treten bei einem beschleunigten Ausbau der Photovoltaik nicht auf. In Abschnitt 6 folgt, dass die Kernkraftwerke keine Laufzeit von 60 Jahren haben sollten, sondern der beschleunigte Ausbau von Photovoltaik den energiewirtschaftlich geeigneten Weg zur Klimaneutralität darstellt.

2 Beschreibung der Szenarien

2.1 Erzeugungs- und Speicherkapazitäten: Szenarien „ATOM“ und „EE“

Die Szenarienbildung dient der Identifikation idealtypischer Situationen, in denen ungeplante Erzeugungsausfälle zu kritischen Situationen führen können. Dafür bietet sich eine Unterscheidung bzgl. der installierten nicht-fossilen Erzeugungskapazitäten an (Abbildung 1):

- In der Szenario-Varianten „ATOM“ wird von einem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke bis zu 60 Jahren entsprechend des Szenarios „ZERO Basis KKW 60“ aus den Energieperspektiven 2050+ (Prognos AG u. a. 2021) ausgegangen. Auch die weiteren installierten Kapazitäten für die Stromerzeugung wurden dieser Quelle entnommen.
- Dagegen erfolgt in der alternativen Variante ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien („EE“), die die wegfallenden Kernkraftwerkskapazitäten (ca. 17 TWh jährliche Erzeugung) durch zusätzlichen Ausbau von PV-Anlagen kompensiert. Die installierte Kapazität von PV-Anlagen beträgt daher in diesem Szenario 31 GW (entspricht ca. der installierten Kapazität von PV-Anlagen im Jahr 2045 in den Energieperspektiven 2050+), anstatt der 16,2 GW im ATOM Szenario.

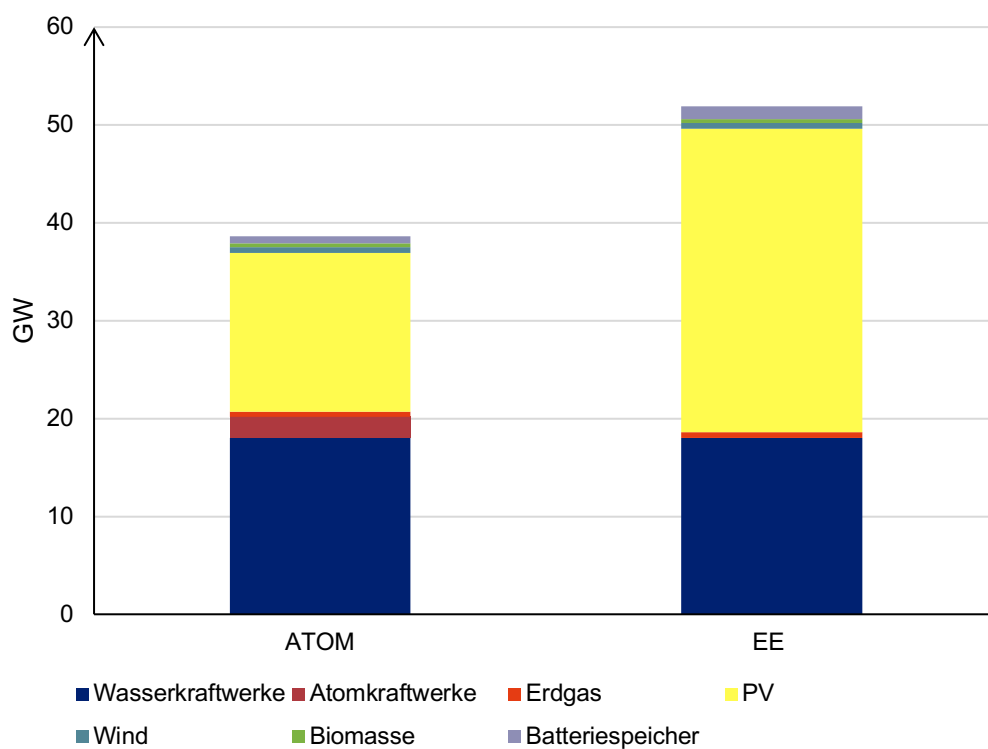


Abbildung 1: installierte Leistung für die Szenario-Varianten ATOM und EE

Quelle: Eigene Darstellung.

Ein starker Ausbau fluktuierender erneuerbarer Quellen trägt in Kombination mit Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastmanagement und Netzausbau zu Versorgungssicherheit bei. Der

optimale Mix an Flexibilitätsoptionen lässt sich durch eine detaillierte Energiesystemoptimierung ermitteln, wie z.B. für eine 100%-ig erneuerbare Energieversorgung für Deutschland gezeigt wurde (Göke u. a. 2021; Kendziorzski u. a. 2022). Dieser Detailgrad wird in der vorliegenden Studie nicht angestrebt, sondern eine Näherung vorgenommen: Da in den „Energieperspektiven 2050+“ keine installierte Leistung für Batterien angegeben wird, haben wir diese auf 700 MW im ATOM Szenario bzw. 1300 MW im EE Szenario geschätzt, da mit einem erhöhten Ausbau von PV-Anlagen auch ein Anstieg von Batteriespeichern zu erwarten ist.¹

Darüber hinaus wird eine strategische Energiereserve (Hydroreserve) in Höhe von 1,1 TWh² berücksichtigt, die dem Markt nicht zur Verfügung steht und nur bei Energieknappheit verwendet werden darf.

2.2 Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern: Szenarien „Basiskooperation“ vs. „EU-Kooperation“

Die Schweiz unterhält seit der Eröffnung des „Knoten Laufenburg“ (CH – F – D)³ 1958 sehr intensive Austauschbeziehungen mit den Nachbarländern und nimmt auch im Stromtransit eine wichtige Rolle ein. Vor diesem Hintergrund stellt eine intensive Kooperation mit der EU ein wichtiges Flexibilitätsinstrument für alle Erzeugungsszenarien dar (Weber u. a. 2014; Frontier Economics 2021). Daher werden für die zur Verfügung stehende Austauschkapazität mit dem Ausland zwei Szenario-Varianten angenommen.

- In der Szenario-Variante BK („Basiskooperation“) werden im Vergleich zur EU-Variante deutlich geringere Austauschkapazitäten angenommen, da die Kooperation auf das technisch notwendige Niveau zwischen der Schweiz und den europäischen Nachbarn reduziert wird. Die BK-Variante ist angelehnt an das Szenario „Keine Kooperation“ aus der Studie „Analyse der Stromzusammenarbeit CH-EU“ (Frontier Economics 2021) (Abbildung 2).

¹ Eigene Schätzungen auf Basis des TYNDP „National Trends“ Szenarios (ENTSO-E und ENTSO-G 2022).

² Analog zur Annahme in Frontier Economics (2021).

³ <https://blog.ednetze.de/wirkt-europaweit-der-stern-von-laufenburg/> (zuletzt abgerufen 15.06.2022).

- Bei der Szenario-Variante EU („EU-Kooperation“) findet dagegen eine enge Kooperation mit der EU statt, sodass die Austauschkapazität dem „Ten-Year Network Development Plan“ (TYNDP) entspricht, da eine Fortsetzung der europäischen Stromzusammenarbeit von Seiten der Schweiz angenommen wird (ENTSO-E und ENTSO-G 2022) (Abbildung 3).

	Weiterbetrieb der KKW Gös- gen und Leibstadt 2035 (ATOM)	Beschleunigter Ausbau der PV- Anlagen (EE)
Basiskooperation (BK)	ATOM - BK	EE - BK
EU-Kooperation (EU)	ATOM - EU	EE – EU

Tabelle 1: Übersicht der Szenarien

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über alle Szenarien in einer 2x2 Matrix. Tabelle 2 stellt die Szenarioparameter übersichtlich dar.

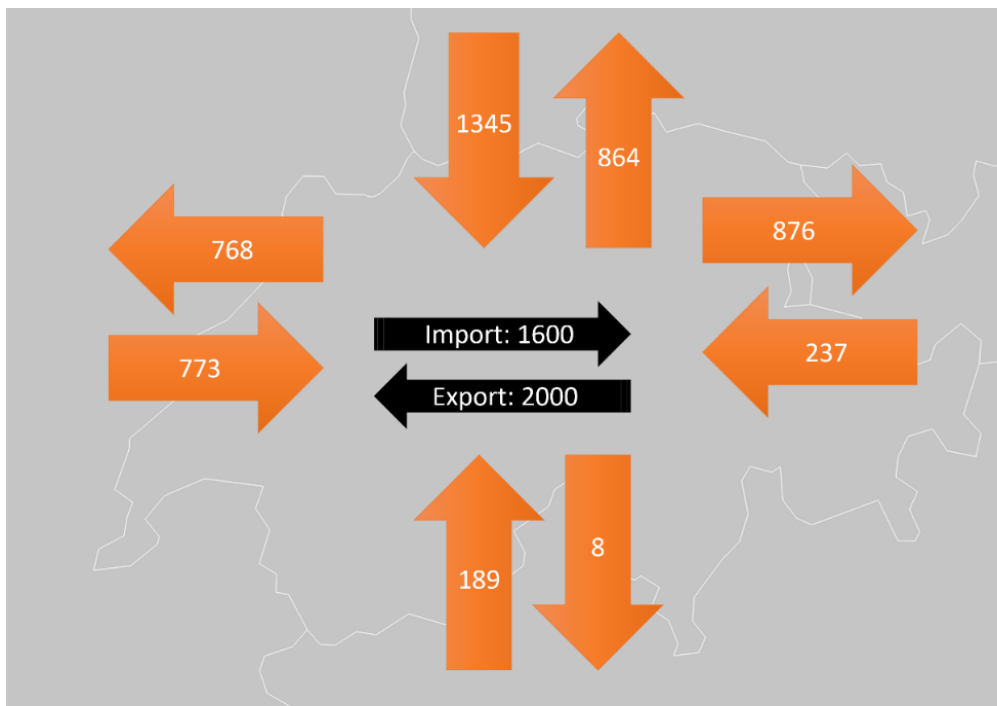


Abbildung 2: Austauschkapazitäten der Szenario-Variante Basiskooperation („BK“)

Quelle: Eigene Darstellung.

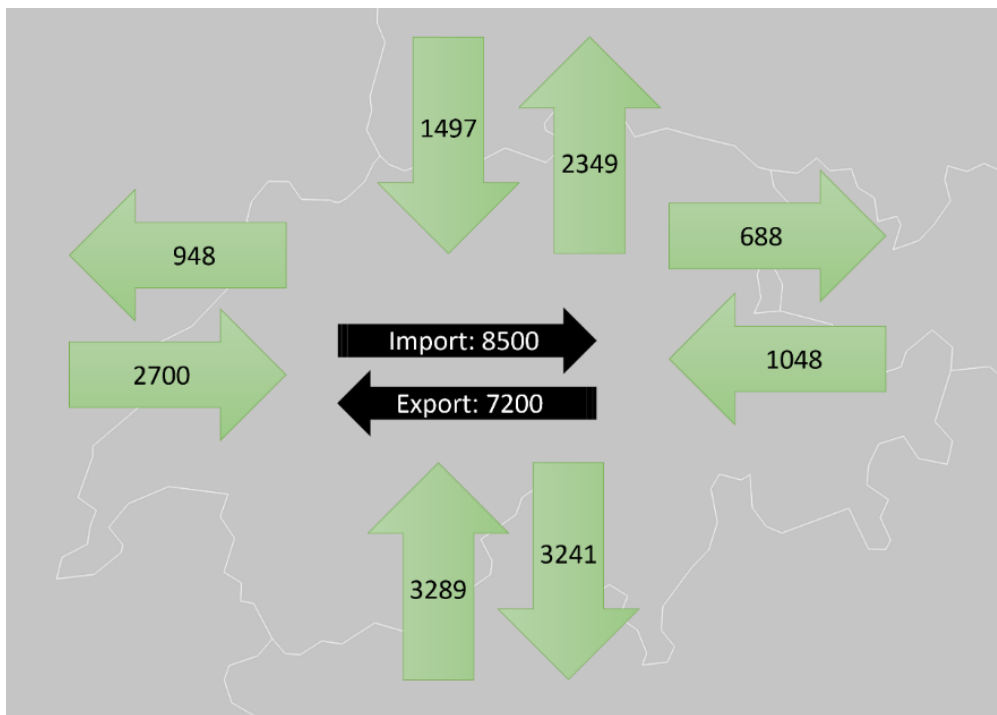


Abbildung 3: Austauschkapazitäten der Szenario-Variante EU-Kooperation („EU“)

Quelle: Eigene Darstellung.

	ATOM Szenarien	EE Szenarien	Quelle
KKW	2 KKWs (Gösgen, Leibstadt)	Keine	
Batterien	0,7 GW	1,3 GW	Eigene Annahme
Biomasse/-gas	0,4 GW	0,4 GW	Prognos AG u. a. (2021)
Fossile Kraftwerke	0,5 GW	0,5 GW	Prognos AG u. a. (2021)
Speicherkapazität	8870 GWh, davon	8870 GWh, davon	BfE (2021)
Wasser	1100 GWh Reserve	1100 GWh Reserve	
Austauschkapazitäten EU	TYNDP 2035 (Distributed Energy Scenario) / Frontier Economics (Keine Kooperation)	TYNDP 2035 (Distributed Energy Scenario) / Frontier Economics (Keine Kooperation)	ENTSO-E und ENTSO-G (2022)/ Frontier Economics (2021)
Stromnachfrage	67,4 TWh	67,4 TWh	Prognos AG u. a. (2021)

Tabelle 2: Übersicht relevanter Szenarienparameter

3 Modellansatz

3.1 Strommarktmodell

Die Modellierung und Analyse der in Kapitel 2 beschriebenen Szenarien erfolgt mit dem europäischen Strommarktmodell POMATO (Power Market Tool).⁴ Das Modell simuliert sowohl den Strommarkt als auch den anschließenden Redispatch zur Behebung von Netzengpässen.

⁴ Eine ausführliche Dokumentation des Modells ist unter anderem in Weinhold und Mieth (2021) und Weinhold und Mieth (2020) zu finden.

Dazu wird ein lineares Optimierungsproblem formuliert, dessen Zielfunktion die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten für die Stromversorgung ist. Analog zum aktuell eingesetzten Strommarktdesign wird in einem ersten Schritt der Strommarkt ohne Berücksichtigung der physikalischen Stromflüsse gemäß der Merit-Order geräumt. Dabei wird den Märkten eine (konstante) Austauschkapazität mit den Nachbarländern basierend auf historischen Werten zur Verfügung gestellt. Im zweiten Schritt berechnet das Modell die aus dem Marktergebnis resultierenden Leistungsflüsse im Stromnetz⁵. Um einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, werden Redispatch- und Curtailmentmaßnahmen bestimmt, die sicherstellen, dass die zulässigen Leistungsflüsse auf den Stromleitungen eingehalten werden. Mit dem Modell werden neben der Schweiz auch die Nachbarländer Österreich, Deutschland, Italien und Frankreich mit ihrem vollständigen Höchstspannungsnetz knotenscharf und mit stündlicher Auflösung modelliert.

Der Speicherstand der saisonalen Speicher wird durch einen Modellvorlauf mit reduzierter Komplexität (kein Netz und technologiescharfer anstatt blockscharfer Kraftwerkseinsatz) optimiert, so dass der für die Schweiz wichtige Füllstand der Wasserspeicher realitätsnah abgebildet wird. Die Erzeugungszeitreihe der Laufwasserkraftwerke wird jeweils auf den monatlichen Mittelwert der Daten aus den Jahren 2018-2021 festgelegt, da die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke vom Wetter abhängt und über die Jahre stark schwankt (TNC Consulting AG und Fraunhofer ISE 2022).

Der Zubau der erneuerbaren Energien (hauptsächlich PV) wird anhand der regionalen Potentiale⁶ verteilt, so dass sich eine plausible Verteilung der Erzeugungsstruktur ergibt. Die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien wird mithilfe der Open-Source-Software atlite⁷ in stündlicher Auflösung für jeden Standort bestimmt. Das zugrundeliegende Wetterjahr ist 2019. In einer Sensitivitätsbetrachtung wird in Abschnitt 5.3.4 zudem das Wetterjahr 2013 betrachtet,

⁵ Zur Berechnung der Leistungsflüsse wird der DC Load Flow-Ansatz verwendet, der ausschließlich Wirkleistungsflüsse im Netz betrachtet.

⁶Die regionalen Potentiale wurden von der FfE in München anhand einer Flächenanalyse in Kombination mit Wetterdaten bestimmt (FfE 2020). Die methodische Vorgehensweise wird in Ebner u.a. (2019) näher beschrieben.

⁷ Die Einspeisezeitreihen wurden mithilfe von „atlite“ erstellt (Hörsch u. a. 2021). Die Open-Source-Software erstellt mithilfe von geografischen Datensätzen als auch Wetterdaten zeitliche und räumlich hochaufgelöste Datensätze.

um den Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre auf die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu untersuchen.

Da KKW im realen Betrieb eine Teillast von unter 50% vermeiden und als Grundlastkraftwerke betrieben werden, müssen die im Modell berücksichtigten KKW mindestens 50% ihrer installierten Leistung in das Netz einspeisen (Piltz 2021).

3.2 Methodik zur Analyse von Erzeugungsausfällen und Prognosefehlern

Das Modell ist deterministisch und betrachtet ex-ante keine Unsicherheit hinsichtlich der Erzeugung oder Last. Ex-post erfolgt eine Analyse möglicher kurzfristiger Auswirkungen der Prognoseunsicherheit Erneuerbarer Energien sowie des Ausfalls eines oder mehrerer Kernkraftwerke. Dabei werden nur die Auswirkungen innerhalb der nächsten Zeitstunde untersucht. Im ersten Schritt wird die ausfallende Leistung bestimmt. Diese setzt sich aus der geplanten Erzeugung der ausfallenden Kernkraftwerke und der gegenüber dem Marktergebnis aufgrund des Prognosefehlers fehlenden Erzeugung aus PV-Anlagen zusammen.⁸ Stunden in denen die tatsächliche Erzeugung aus PV-Anlagen höher als prognostiziert ist (positiver Prognosefehler) werden nicht betrachtet, da hier eine Betrachtung der kritischsten zu erwartenden Situation („Worst-Case“) vorgenommen wird.

Anschließend wird die zusätzlich noch zur Verfügung stehende dargebotsunabhängige Leistung innerhalb der Schweiz inklusive der strategischen Reserve (siehe Kapitel 2) sowie freie Importkapazitäten bestimmt. Bei der Ermittlung der verfügbaren Leistung wird von der maximal möglichen Leistung des jeweiligen Erzeugers die aktuelle Erzeugung abgezogen. Erzeugung aus PV- und Windanlagen ist nicht gesichert und daher nicht Teil der noch zur Verfügung stehenden Leistung. Bei Speichern kann nur so viel zusätzlich erzeugt werden, wie noch gespeicherte Energie vorhanden ist. Ist der Leistungsausfall kleiner als die noch zur Verfügung stehende Leistung inklusive freier Importkapazitäten, so wird pro Erzeuger anteilig die Menge an zusätzlich zu erbringender Leistung zur Deckung des Ausfalls bestimmt. Ist der Leistungsausfall größer als die noch zur Verfügung stehende Leistung, so liegt ein kritischer Ausfall vor,

⁸ Prognosefehler bei der Erzeugung aus Windkraft werden in dieser Studie aufgrund der geringen installierten Leistung in der Schweiz im Vergleich zu PV-Anlagen nicht berücksichtigt.

dem durch Maßnahmen, wie z. B. Lastabwurf, begegnet werden muss. Auf Basis der veränderten Einspeisungen der Generatoren wird die Änderung der Leistungsflüsse auf den Leitungen und eventuell daraus resultierende Leitungsüberlastungen statisch, also ohne Optimierung, berechnet.

Um auch die mittelfristigen Auswirkungen eines Kraftwerksausfalls auf die Schweizer Stromversorgung untersuchen zu können, wird eine statische Analyse der verfügbaren gesicherten Leistung unter Berücksichtigung der Speicherfüllstände durchgeführt. Tritt ein Ausfall auf, so muss je nach dessen Dauer unterschiedlich mit den Speicherreserven gehaushaltet werden, um in jeder Stunde die Versorgung aufrecht halten zu können. Für die Analyse werden als Ausfallzeiträume eine Woche (168 Stunden) und vier Wochen (672 Stunden) untersucht. Analog zur Kurzfristanalyse im obigen Absatz wird die noch zur Verfügung stehende Leistung für jede Stunde des Jahres berechnet, wobei für alle Speicher eine gesonderte Betrachtung über den Ausfallzeitraum durchgeführt wird. Zu der im Speicher befindlichen Energie werden eventuelle Reserven addiert und die, aufgrund der deterministischen Betrachtung bekannten, Lade- und Entladevorgänge sowie natürliche Zuflüsse addiert und durch die Dauer des Kraftwerksausfalls dividiert. Als Ergebnis erhält man die durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung im jeweiligen Zeitraum, die in der Berechnung der zur Verfügung stehenden Leistung berücksichtigt wird. Für die noch frei verfügbaren Importkapazitäten wird mit dem gleichen Ansatz der Mittelwert für den Ausfallzeitraum ermittelt und zur verfügbaren Leistung addiert. Die Ergebnisse der hier geschilderten Kurz- und Mittelfristanalyse finden sich in Kapitel 5.3.

4 Unsicherheit in der Energieerzeugung

In diesem Abschnitt werden unterschiedliche Typen von Unsicherheiten bei der Stromerzeugung durch Kernkraft bzw. Photovoltaik diskutiert, die in der Studie qualitativ in die Bewertung der Szenarien eingehen. Zwei Faktoren sollten bei der Einordnung der Daten dieses Kapitels berücksichtigt werden. Erstens wird bei diesem Vergleich nur ein Teil der Risiken beider Technologien betrachtet. Bei einem Vergleich von erneuerbaren Energien und Kernkraft ausschließlich in Bezug auf Versorgungssicherheit wird das Risiko radioaktiver Strahlung durch Unfälle im Betrieb und bei der Lagerung von Brennstäben vernachlässigt. Zweitens treten bei

KKW Ausfälle als ungeplante Störungen, geplante Wartungen oder Revisionen auf. Im Gegensatz dazu gehört bei erneuerbaren Energien eine Prognoseunsicherheit in Bezug auf die tatsächlich realisierte Erzeugung inhärent zur Energiequelle. Diese Prognoseunsicherheit verringert sich mit der Voraussagezeit und die Unsicherheit ist in den meisten Fällen handhabbar. Auch die jährliche Erzeugungsmenge von erneuerbaren Energien schwankt zwar, lässt sich allerdings gut abschätzen.

4.1 Kernkraft

Das folgende Kapitel geht kurz auf generelle Kennwerte zur Beurteilung von Kraftwerken ein. Anschließend wird Erzeugungsunsicherheit von KKWs exemplarisch anhand von historischen Daten für die KKWs Gösgen und Leibstadt diskutiert.

4.1.1 Regelmäßige Ausfälle und technische Schwierigkeiten an der Tagesordnung

Trotz jahrzehntelanger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ist es bis heute nicht gelungen, den Leistungsbetrieb von Kernkraftwerken frei von ungeplanten Auszeiten und verlängerten Stillstandszeiten zu bekommen. Seit Beginn der Nutzung der Kernenergie kommt es zu Störungen mit teilweise erheblichen Auswirkungen auf Menschen und die Umwelt. Zwar sind die als „katastrophal“ klassifizierten Unfälle wie in Fukushima selten, jedoch gibt es eine Vielzahl von Störfällen sowie in jedem Jahrzehnt auch größere Unfälle (Wealer u. a. 2021, 110). Der aggregierte Auslastungsfaktor aller Kernkraftwerke liegt seit den 1970er Jahren bei 66 Prozent, d.h. über ein Drittel der Kapazität wurde nicht zur Stromerzeugung eingesetzt, was überwiegend mit langen Betriebsunterbrechungen zu tun hat (Wealer u. a. 2021, 112). Dieser Wert ist in den letzten Jahrzehnten zwar gestiegen, jedoch bleibt die Einspeisung von Kernkraftwerken zufallsbehaftet.

4.1.2 Kennzahlen

Zur Beurteilung der Zuverlässigkeit und Sicherheit von Kraftwerken kann eine Vielzahl von Kennwerten und empirischen Daten betrachtet werden. Die Forced Outage Rate (FOR) gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass ein Kraftwerk nicht die geplante Leistung erbringen kann. Diese Größe kann empirisch bestimmt werden aus der Zeit, in der eine nachgefragte Leistung

nicht erbracht werden kann (Unverfügbarkeit), geteilt durch die Summe aus Einsatzzeit (Leistung wird erbracht) und Zeit der Unverfügbarkeit. Die FOR wird in Nordamerika jährlich von der North American Electric Reliability Corporation (NERC) für den dortigen Kraftwerkspark ermittelt und beträgt für KKW für den Zeitraum von 2015-2019 1,6% (NERC 2020).

Die Mean Time to Repair (MTTR) gibt die durchschnittliche Zeit zur Wiederherstellung der vollen Kapazität eines Kraftwerks nach einem ungeplanten Ausfall an. Basierend auf den veröffentlichten Daten der NERC wurden von Murphy u. a. (2018) die in Tabelle 3 zu sehenden Werte bestimmt. Daraus geht hervor, dass bei einem Ausfall eines KKW in 50% der Fälle über 5 Tage und in 30% der Fälle 2 Wochen zur Wiederherstellung der vollen Leistungsfähigkeit benötigt werden. In 10% der Fälle liegt die Ausfallzeit sogar bei länger als 6 Wochen. Es zeigt sich, dass im Vergleich mit anderen Technologien wie z.B. Wasser- oder Erdgaskraftwerke die Reparaturzeiten für KKW deutlich länger sind.

Perzentil	10%	30%	50%	70%	90%
Gas Kombikraftwerk	6	13	21	38	115
Einfache Gasturbine	5	14	31	79	409
Kohlekraftwerk mit Wirbelschicht	15	27	44	74	240
Wasserkraft	4	9	22	57	370
Kernkraft	49	81	126	332	1058

Tabelle 3: Perzentile der MTTR differenziert nach Technologie in Stunden für den Zeitraum 2012 bis 2015.

Quelle: Murphy u. a. (2018)

Darüber hinaus gibt die so genannte „Zeitverfügbarkeit“ Aufschluss über die tatsächliche Einsatzbereitschaft einer Anlage. Sie setzt sich zusammen aus der Nennzeit (dem Betrachtungszeitraum) und der Nichtverfügbarkeitszeit, wobei die Nichtverfügbarkeitszeit sowohl geplante als auch ungeplante Unterbrechungen des Anlagenbetriebs umfasst. In der Zeitverfügbarkeit wird jedoch nicht abgebildet, ob eine Anlage mit voller Leistung produziert oder eine geplante bzw. ungeplante Drosselung der Leistung stattfindet. In beiden Fällen würde die Anlage zeitlich als verfügbar angesehen werden.

4.1.3 Schwankende Verfügbarkeit der KKWs Gösgen und Leibstadt

Auch für die Kernkraftwerke der Schweiz gibt es Anhaltspunkte für eine schwankende und eingeschränkte Verfügbarkeit, insbesondere im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien. Da keine statistischen Erhebungen für die FOR oder die MTTR vorliegen und die Grundgesamtheit in der Schweiz zu gering ist (aktuell vier KKWs), wird der Blick auf die Verfügbarkeit konkreter einzelner KKWs (Gösgen und Leibstadt) geworfen.

Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die Zeitverfügbarkeitswerte und die Arbeitsausnutzung für die KKWs Gösgen und Leibstadt für die Jahre von 2011 bis 2020. Besonders für das KKW Leibstadt sind große Schwankungen in der Zeitverfügbarkeit erkennbar (Differenz > 30%), wobei das KKW Gösgen etwas konstantere Werte aufweist (maximale Differenz ca. 20%). Zu keinem Zeitpunkt wird eine Zeitverfügbarkeit von 100% erreicht, was unter anderem auf die regelmäßigen Revisionen zurückzuführen ist, allerdings auch auf ungeplante Ausfälle, Reparaturen und sicherheitsbedingte Reaktorschnellabschaltungen. So musste beispielsweise im Jahr 2019 die Produktion im KKW Gösgen wegen einem Kurzschluss für 16 Tage am Stück vollständig und ungeplant unterbrochen werden. Im selben Jahr musste das KKW Gösgen wegen einer Dampfleckage für zwei weitere Tage vom Netz genommen werden (ENSI 2020). Auch 2013 kam es in Gösgen aufgrund von verschiedenen technischen Problemen für insgesamt 35 Tage zu einem Stillstand der Stromproduktion (Kernkraftwerk Gösgen 2014). In Leibstadt musste das Kernkraftwerk im Jahre 2012 für fünf Wochen länger als geplant vom Netz getrennt bleiben, um eine Reparatur an einem Speisewasserstutzen durchzuführen (ENSI 2013). Die hier genannten Ereignisse beschreiben nur eine Auswahl an Vorkommnissen.

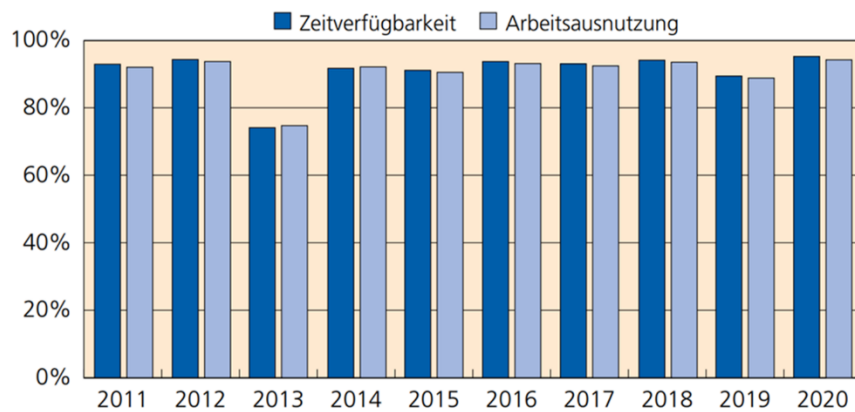


Abbildung 4: Zeitverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung des Kernkraftwerks Gösgen

Quelle: Quelle: ENSI (2021)

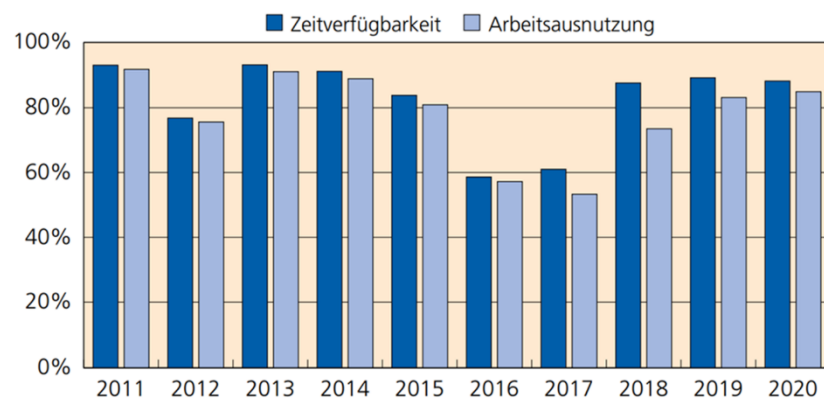


Abbildung 5: Zeitverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung des Kernkraftwerks Leibstadt

Quelle: ENSI (2021)

In den KKWs Gösgen und Leibstadt kam es im Zeitraum von 2011 bis einschließlich 2020 zudem zu insgesamt 10 ungeplanten Reaktorschnellabschaltungen. Sieben davon waren im KKW Leibstadt, welches mit einer Leistung von 1220 MW das leistungsstärkste Kernkraftwerk der Schweiz ist (ENSI 2021). Im Vergleich dazu waren es in den Jahren von 1995 bis 2010 lediglich sechs ungeplante Reaktorschnellabschaltungen (ENSI 2011; 2005). Es ist zu erwarten, dass die Anzahl der ungeplanten Abschaltungen tendenziell aufgrund des Alters zunehmen wird.

Die volle Erzeugungsleistung stand in beiden KKWs im Zeitraum von 2016 bis 2021 nicht konstant zur Verfügung (Abbildung 6). Die Reduktion der Erzeugung trat aufgrund von geplanten Wartungsarbeiten und Revisionen sowie durch ungeplante Störungen auf (ENTSO-E 2022).

Insbesondere im KKW Leibstadt kam es 2016, 2018 und 2021 zu einer langanhaltenden, vollständigen Reduktion der Erzeugung von bis zu 6 Monaten.

Ergänzend zeigt Abbildung 7 die Stunden pro Jahr, in denen mindestens 80% der Erzeugungsleistung nicht zur Verfügung standen. Die Daten bestätigen, dass im KKW Leibstadt von 2016 bis 2021 über längere Zeiträume installierte Leistung nicht zur Verfügung stand. Durchschnittlich waren in 2218 Stunden pro Jahr mindestens 80% der Erzeugungsleistung nicht verfügbar. Im Gegensatz dazu war das KKW Gösgen weniger ausfallanfällig, obwohl auch hier über die Jahre hinweg durchschnittlich 654 Stunden pro Jahr mindestens 80% der Erzeugungsleistung teilweise oder komplett nicht zur Verfügung stand.

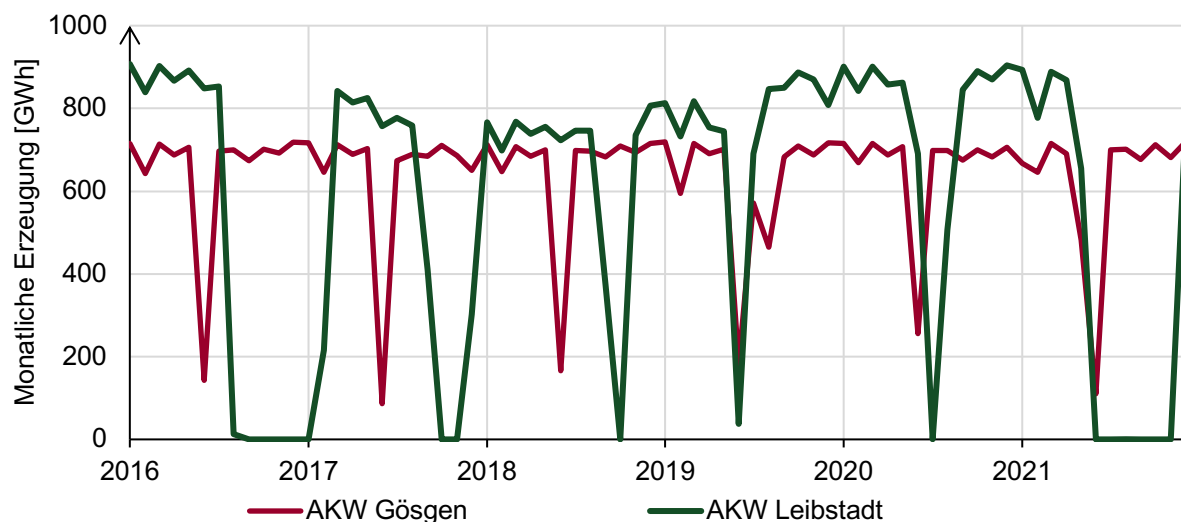


Abbildung 6: Monatliche Erzeugung der KKWs Leibstadt und Gösgen von 2016 bis 2021.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2022).

Die in diesem Kapitel exemplarisch vorgestellten Daten zeigen, dass im letzten Jahrzehnt die Erzeugungsleistung der KKWs Leibstadt und Gösgen nicht konstant verfügbar war, sondern von Erzeugungseinbrüchen, geplanten Revisionen oder ungeplant auftretenden Störungen geprägt war. Es kann argumentiert werden, dass bei KKWs Revisionen zum Standard gehören und geplant werden können, zumal diese in der Regel in den Sommermonaten durchgeführt werden, in denen ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist. Allerdings zeigen die deutlichen und langanhaltenden Erzeugungseinbrüche (Abbildung 6), dass selbst wenn diese War-

tungsarbeiten teilweise geplant waren, nicht von einer konstanten und zuverlässigen Versorgung gesprochen werden kann. Demnach muss man auch in Zukunft davon ausgehen, dass die installierte Leistung nicht in vollem Umfang verfügbar ist.

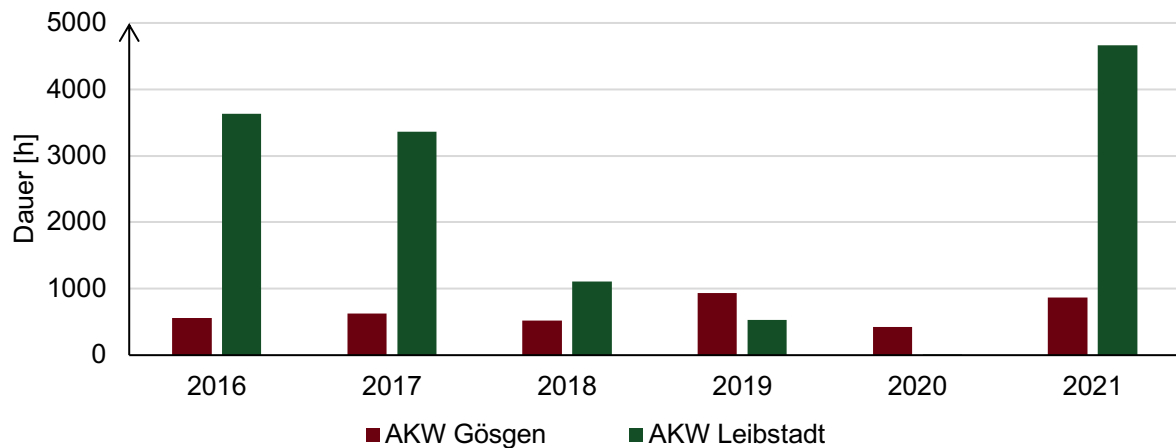


Abbildung 7: Teilweise oder komplette Reduzierung der Erzeugungsleistung (mindestens 80%) der KKW Leibstadt und Gösgen von 2016 bis 2021.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E (2022).

Insgesamt ist festzuhalten, dass auch Schweizer Kernkraftwerke anfällig sind und nicht als sichere Erzeuger angesehen werden können. Von der Gefahr für Menschen und Umwelt sowie den Herausforderungen der bevorstehenden Endlagerung ganz abgesehen, ist eine längere Laufzeit älterer Kernkraftwerke mit bisher durchwachsenen Verfügbarkeiten daher auch vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit als kritisch einzuschätzen.

4.2 Erzeugung aus Erneuerbaren (insb. Photovoltaik)

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Wind ist aufgrund der Wetterabhängigkeit mit Unsicherheiten behaftet, welche sich in der Einspeiseprognose spiegeln. Daher benötigt ein auf hohe PV-Anteile beruhendes System Flexibilitätsoptionen, falls es zu einer Abweichung der Einspeisung nach unten kommen sollte.

Der Fokus in diesem Abschnitt liegt auf Solarenergie aus PV-Anlagen, da diese in den oben beschriebenen Szenarien für einen erheblichen Anteil der Schweizer Stromversorgung aufkommen, während Windenergie nur eine untergeordnete Rolle spielt. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlicht für seine Mitgliedsländer und weitere Staaten sowohl die Vortagesprognose (Day-ahead forecast) für Solarenergie als auch die

tatsächliche Erzeugung.⁹ Da die Werte für die Schweiz fehlerbehaftet sind, wird hier Deutschland aufgrund seiner geografischen Nähe betrachtet¹⁰. Gemäß der Analyse von Zsiborács u. a. (2022) weist Deutschland im europäischen Vergleich mit die höchste Day-ahead-Prognosequalität für Solarenergie mit einem (normalisierten) root-mean-square error (RMSE, dt. Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme) von 15% auf. Betrachtet man die ENTSO-E Daten von 2017 bis einschließlich 2021 so liegt der relative Prognosefehler für Solarenergie in 95% der Fälle unter 30,3%.¹¹ Während Kernkraftwerke die Grundlast bedienen und hohe Volllaststunden haben, weisen PV-Anlagen ein tageszeitabhängiges Erzeugungsprofil mit einem Maximum in den Mittagsstunden auf. Dementsprechend hat ein Prognosefehler bei PV-Anlagen je nach Tageszeit unterschiedliche Auswirkungen.

Die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Kraftwerks und der Prognosefehler bei Erneuerbaren Energien beschreiben unterschiedliche Aspekte und können nicht direkt miteinander verglichen werden. Während bei einem Kraftwerksausfall mit Sicherheit von der geplanten Erzeugung ausgegangen wurde und diese akut nicht zur Verfügung steht, verbessert sich die Genauigkeit der Erzeugungsprognose erneuerbarer Energien im zeitlichen Vorlauf bis zum Erbringungszeitpunkt stetig. Insbesondere von der Day-ahead-Prognose zur Intraday-Prognose verbessert sich die Genauigkeit, sodass auf dem Intraday-Markt ggf. zusätzliche Erzeugung durch die Markttakteure beschafft werden kann und die auftretende Differenz zwischen Prognose und Realität minimiert wird. Bei der Erzeugungsprognose ist man sich der Unsicherheit bewusst, sodass diese in der Betriebsplanung des Stromnetzes im Vorhinein berücksichtigt werden kann und eine Abweichung nicht ungeplant ist. Für von erneuerbaren Energien dominierte Systeme stehen geeignete Methoden zur Verfügung, um die Prognoseunsicherheit im Rahmen des Strommarktes zu berücksichtigen und zu managen, wobei ggf. eine Anpassung

⁹ ENTSO-E Transparency Platform: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>

¹⁰ Die Daten für die Prognose und die tatsächlich eingetretene Erzeugung aus Photovoltaik in der Schweiz auf der ENTSO-E Transparency Platform unterscheiden sich häufig um den Faktor 10, weswegen die Qualität der Daten, insbesondere im Vergleich mit anderen Ländern, fraglich ist. Daher werden in Anlehnung an Zsiborács u.a. (2022) die Daten für die Schweiz nicht weiter betrachtet.

¹¹ Der relative Prognosefehler berechnet sich aus der Differenz zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung dividiert durch die Erzeugung. Die Daten wurden um Werte unter 1000 MW bereinigt, da diese aufgrund der relativen Betrachtung bereits bei kleinen absoluten Fehlern, die für die Stromversorgung unproblematisch sind, zu erheblichen Verzerrungen führen.

des Strommarktdesigns notwendig werden kann (z. B. Abrell und Kunz 2015; Abrell u. a. 2019; Stüber und Odersky 2020). Die Last stellt eine ähnliche Unsicherheitsquelle im heutigen Stromsystem dar, mit der umgegangen werden muss. Diese ist ebenfalls nicht exakt prognostizierbar, daher nutzen die Netzbetreiber Maßnahmen wie z. B. Reserven um auf die eintretenden Abweichungen reagieren zu können (Milligan, Donohoo, und O'Malley 2012).

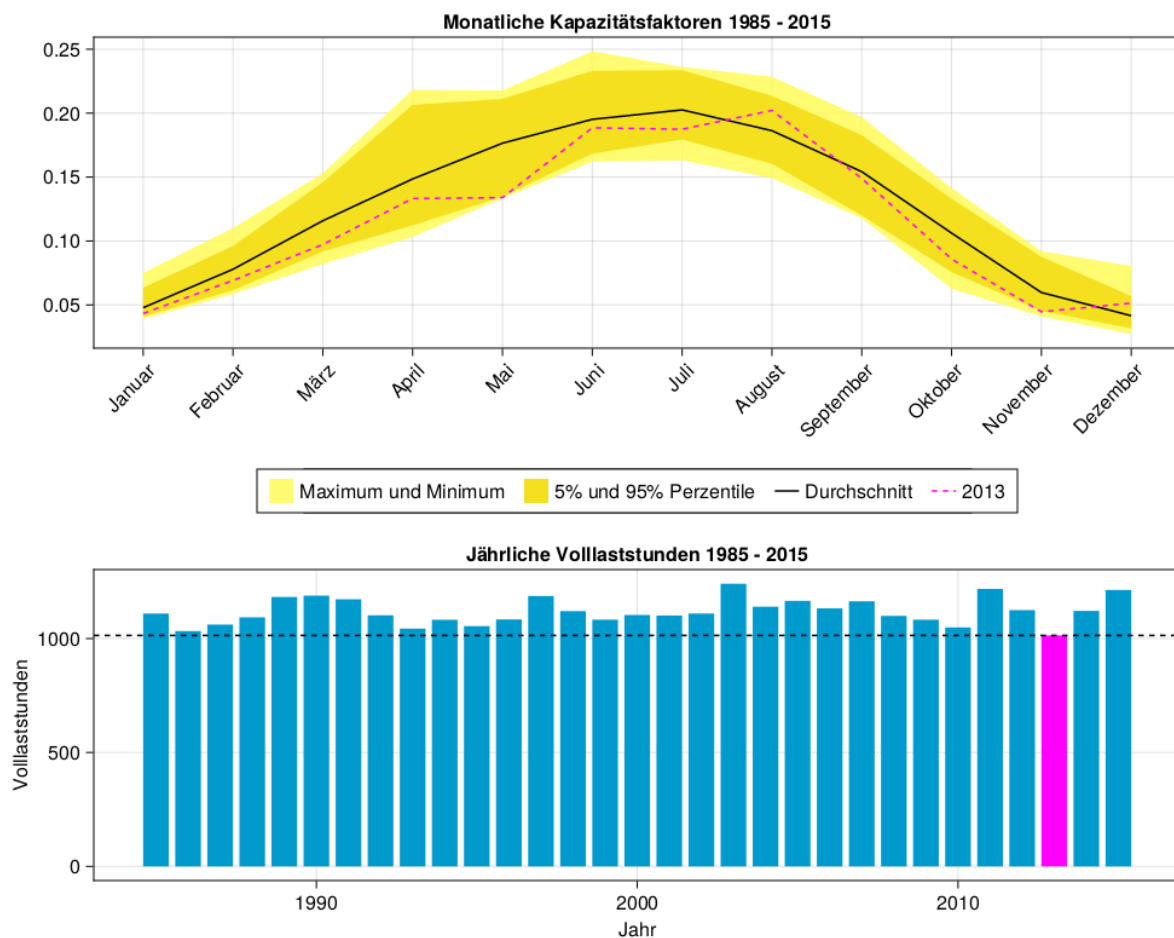


Abbildung 8: Bandbreite monatlichen Kapazitätsfaktoren (oben) und jährlich Volllaststunden von PV-Anlagen in der Schweiz.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Pfenninger und Staffell (2016).

Auch die jährliche Einspeisung kann aufgrund unterschiedlicher Wetterjahre variieren. Abbildung 8 zeigt die historische Bandbreite der (theoretischen) Verfügbarkeit von PV-Anlagen in der Schweiz auf Basis von Wetterreanalysedaten. Das Jahr mit den geringsten Volllaststunden im Zeitraum von 1985 bis 2015 ist 2013. Es zeigt sich, dass es zwar eine gewisse Unsicherheit bei der Erzeugung aus PV-Anlagen gibt, diese aber relativ gut abgeschätzt werden kann. Das

Jahr 2013 wird als Sensitivität für das Szenario „EE – BK“ durchgerechnet, um auch ein ungünstiges Wetterjahr in der Analyse zur berücksichtigen.

5 Ergebnisse

5.1 Erzeugung

Die Modellrechnungen liefern für 2035 Stromerzeugungsmengen, Importe und Exporte sowie Anhaltspunkte für die gesicherte Leistung. Abbildung 9 stellt den Erzeugungsmix und den Verbrauch (inkl. Speicher und Exporte) für die 2x2 Szenarien-Matrix dar. Ein wesentlicher Diskriminierungsfaktor ist die verfügbare Kapazität des Stromhandels mit dem Ausland:

- Die Erzeugung in den vier verschiedenen Szenarien unterscheidet sich im Wesentlichen darin, dass in den Szenarien mit einer EU-Kooperation die Stromproduktion steigt, da die Schweiz über das Jahr gesehen mehr exportiert. Dabei werden vor allem im Sommer Überschüsse aus den PV-Anlagen generiert, die im Szenario EE - EU stärker ausfallen als im ATOM - EU Szenario. Allerdings erreichen auch die KKWs im ATOM – EU Szenario höhere Volllaststunden, da diese im Sommer durch mehr Exportmöglichkeiten länger durchlaufen.
- Hingegen sinkt die Stromerzeugung in den Szenarien ohne Kooperation. Dies führt unter anderem dazu, dass im Sommer die Erzeugung aus PV-Anlagen nicht vollständig genutzt werden kann und es zu Abregelungen im geringen Maße kommt.

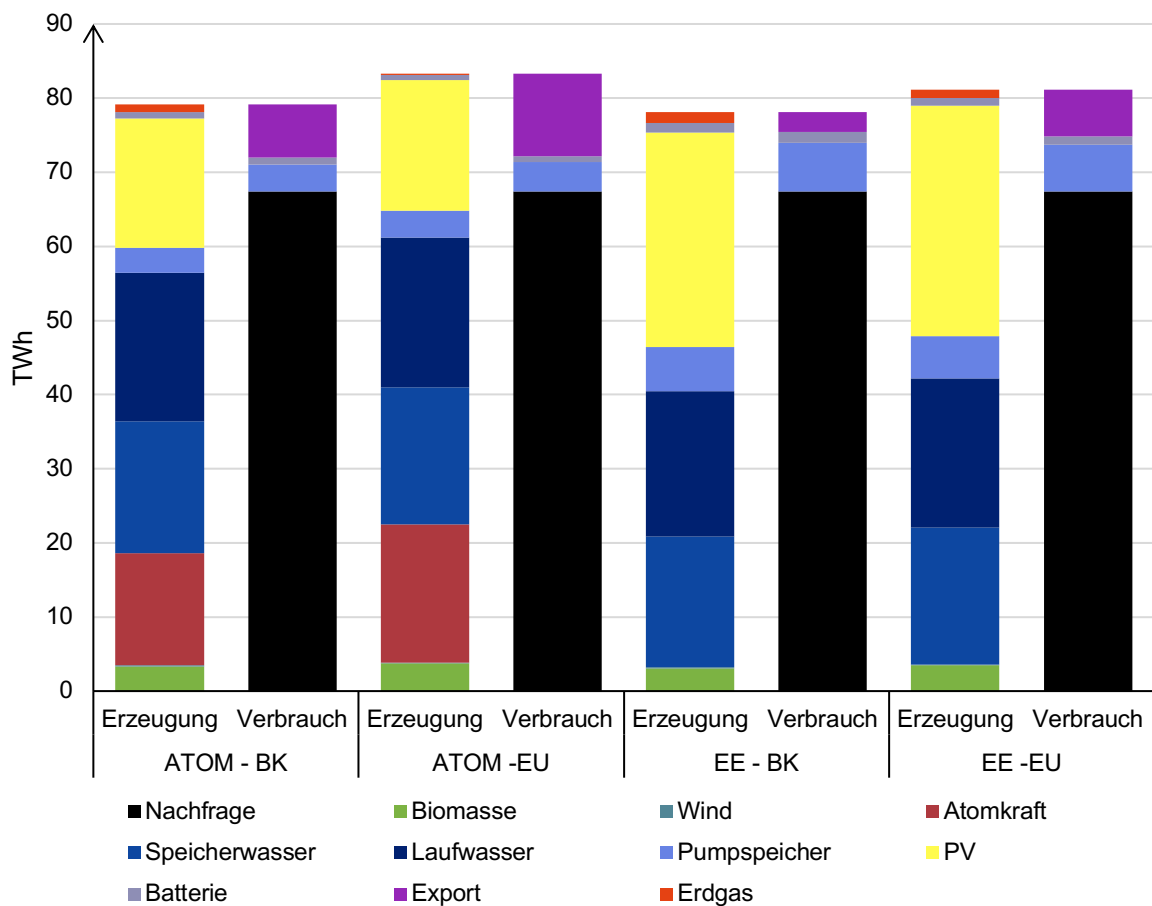


Abbildung 9: Jährliche Erzeugung

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen den durchschnittlichen täglichen Erzeugungsverlauf für die Szenarien mit geringer Austauschkapazität („Basiskooperation, BK“). Es zeigt sich, dass die wegfallende Stromproduktion aus Kernkraftwerken durch den zusätzlichen Ausbau Erneuerbarer ersetzt werden kann. Auch nimmt die Nutzung der Speicheroptionen (Batteriespeicher als auch Pumpspeicher) zu. Wasserspeicher werden aufgrund ihrer wetterabhängigen Füllstände in allen Szenarien ähnlich genutzt. Im Winter werden die Wasserspeicher häufig über längere Zeiträume zur Deckung der Last eingesetzt, während sie im Sommer im Tagesverlauf flexibel auf die Einspeisung aus PV-Anlagen reagieren und starke Leistungsänderungen aufweisen.

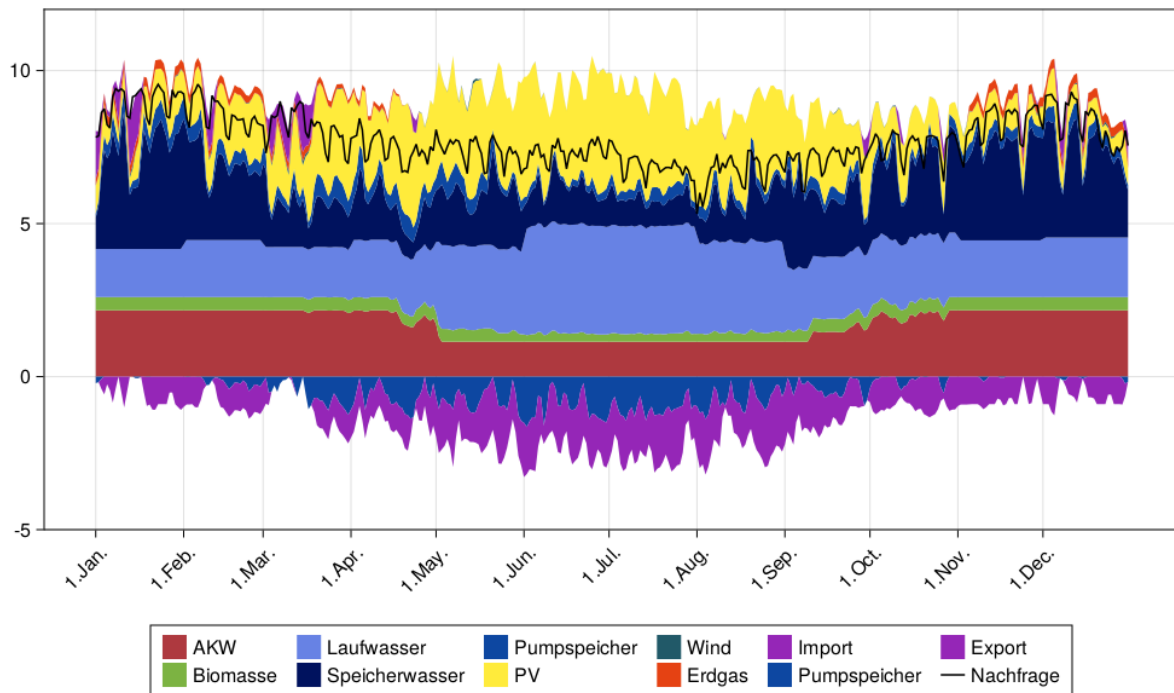


Abbildung 10: Tägliche durchschnittliche Erzeugung für Szenario ATOM – BK

Quelle: Eigene Berechnungen.

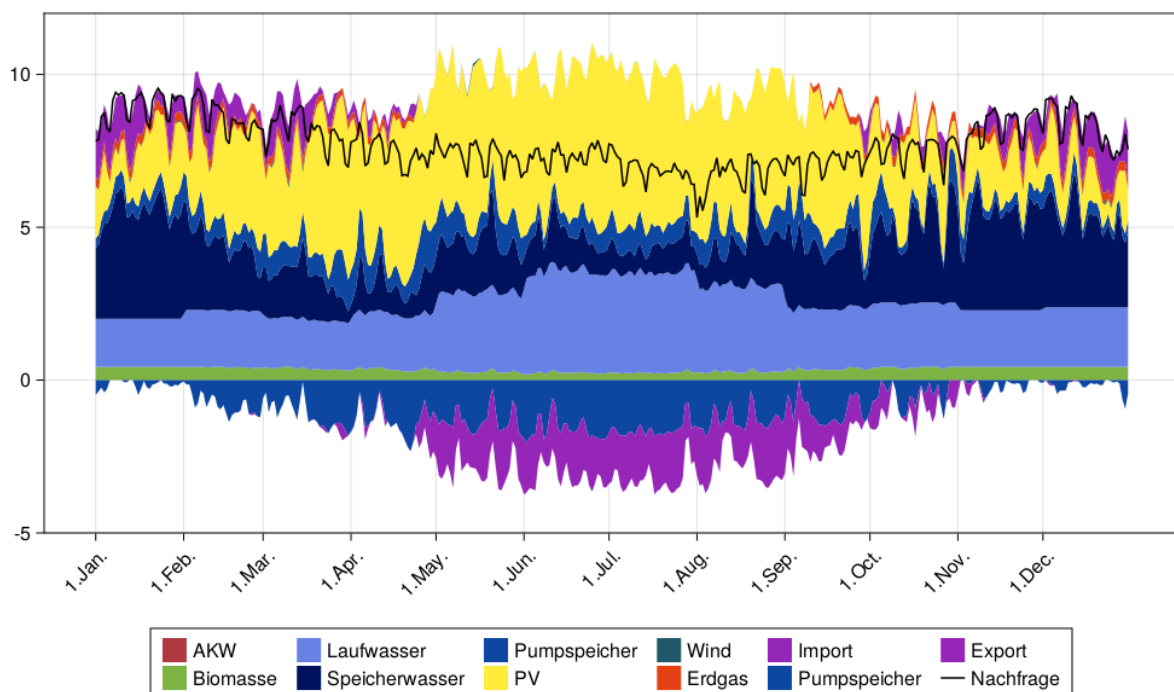


Abbildung 11: Tägliche durchschnittliche Erzeugung für Szenario EE – BK

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.2 Import & Export

Wie zu erwarten haben die Stromaustauschkapazitäten mit dem Ausland großen Einfluss auf das Ergebnis. Abbildung 12 stellt die noch nicht verwendeten und somit noch zur Verfügung stehenden Importkapazitäten für alle vier Szenarien dar. Diese unterscheiden sich wiederum vor allem in Bezug auf die Austauschkapazitäten, d.h. „Basiskooperation (BK)“ vs. „EU-Kooperation (EU)“:

- In den BK Szenarien gibt es vor allem im Winter viele Stunden, in denen bereits die maximale Importkapazität genutzt wird und somit keine weitere Energie über Importe bezogen werden könnte. Dabei wird im EE – BK noch stärker im Herbst und Winter importiert als im ATOM – BK Szenario, sodass die Anzahl der Stunden steigt, in denen die Importkapazität maximal ausgenutzt wird. Vor allem zu Ende des Winters/ Beginn des Frühjahrs wird in beiden BK Szenarien fast durchgehend importiert.
- Dagegen können in den Szenarien mit einer engen EU-Kooperation zu jedem Zeitpunkt des Jahres Mengen an zusätzlicher Energie importiert werden.

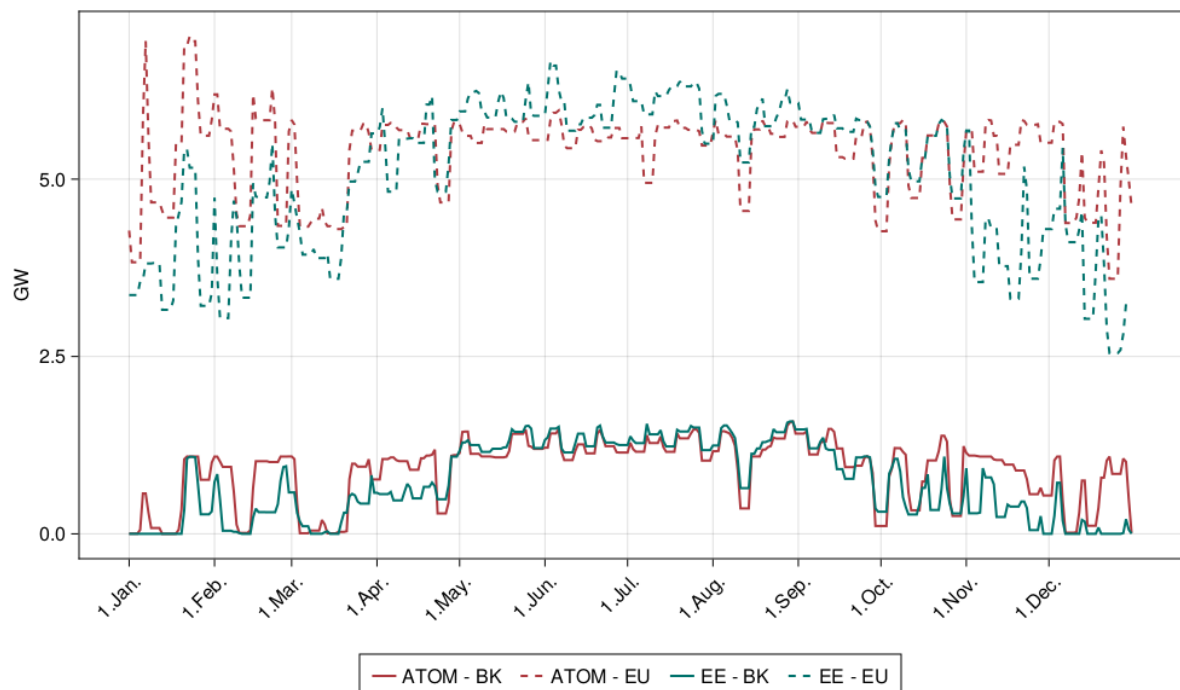


Abbildung 12: Tägliche durchschnittlich zusätzlich verfügbare Importkapazitäten mit den Nachbarländern
Quelle: Eigene Berechnungen.

Somit steht die Möglichkeit über das Ausland Erzeugungsausfälle zu kompensieren in den beiden BK Szenarien nur bedingt und sehr eingeschränkt zur Verfügung.

5.3 Verfügbare gesicherte Leistung

Die dargebotsunabhängige Erzeugung besteht in den Szenarien bis auf geringe Mengen an Gas- und Biomassekraftwerken aus Wasserkraftwerken. In Abhängigkeit von der Dauer eines zu kompensierenden Ausfalls ändert sich auch die noch verfügbare (Reserve-)Leistung, da diese direkt an den Speicherstand des Kraftwerks gekoppelt ist.

5.3.1 Kritische Periode März-April

Die Erzeugungskapazität aus den Wasserkraftwerken, die aus einem Wasserspeicher oder Pumpspeichersee entnommen werden kann, ist saisonal unterschiedlich. Ab dem Frühjahr gibt es einen natürlichen Wasserzufluss in die Wasserspeicher, der die Wasserstände befüllt. Ab Herbst werden diese Speicher kontinuierlich zur Stromerzeugung genutzt, so dass am Ende des Winters die Speicherstände sehr niedrig sind. Die Pumpspeicherkraftwerke werden im Winter ebenfalls verstärkt genutzt, jedoch können diese in der Zwischenzeit wieder befüllt werden; sie tragen aufgrund ihrer geringeren Speicherkapazität weniger zur saisonalen Speicherung von Energiemengen bei. Daraus ergibt sich ein Zeitraum gegen Ende des Winters, in dem nicht mehr die volle installierte Erzeugungsleistung zur Verfügung steht.

Abbildung 13 zeigt die Erzeugungsleistung der dargebotsunabhängigen Kraftwerke inklusive Speicherwasser, die noch für eine zusätzliche Erzeugung über das Marktergebnis hinaus verfügbar wären (um beispielsweise den Ausfall eines anderen Erzeugers wie eines KKW zu kompensieren). In dieser ist deutlich ein Zeitraum von Anfang März bis Ende April zu erkennen, indem die zusätzlich noch verfügbare Leistung ihr Minimum erreicht und somit weniger Kapazität zur Deckung eines Ausfalls als im Rest des Jahres zur Verfügung steht.

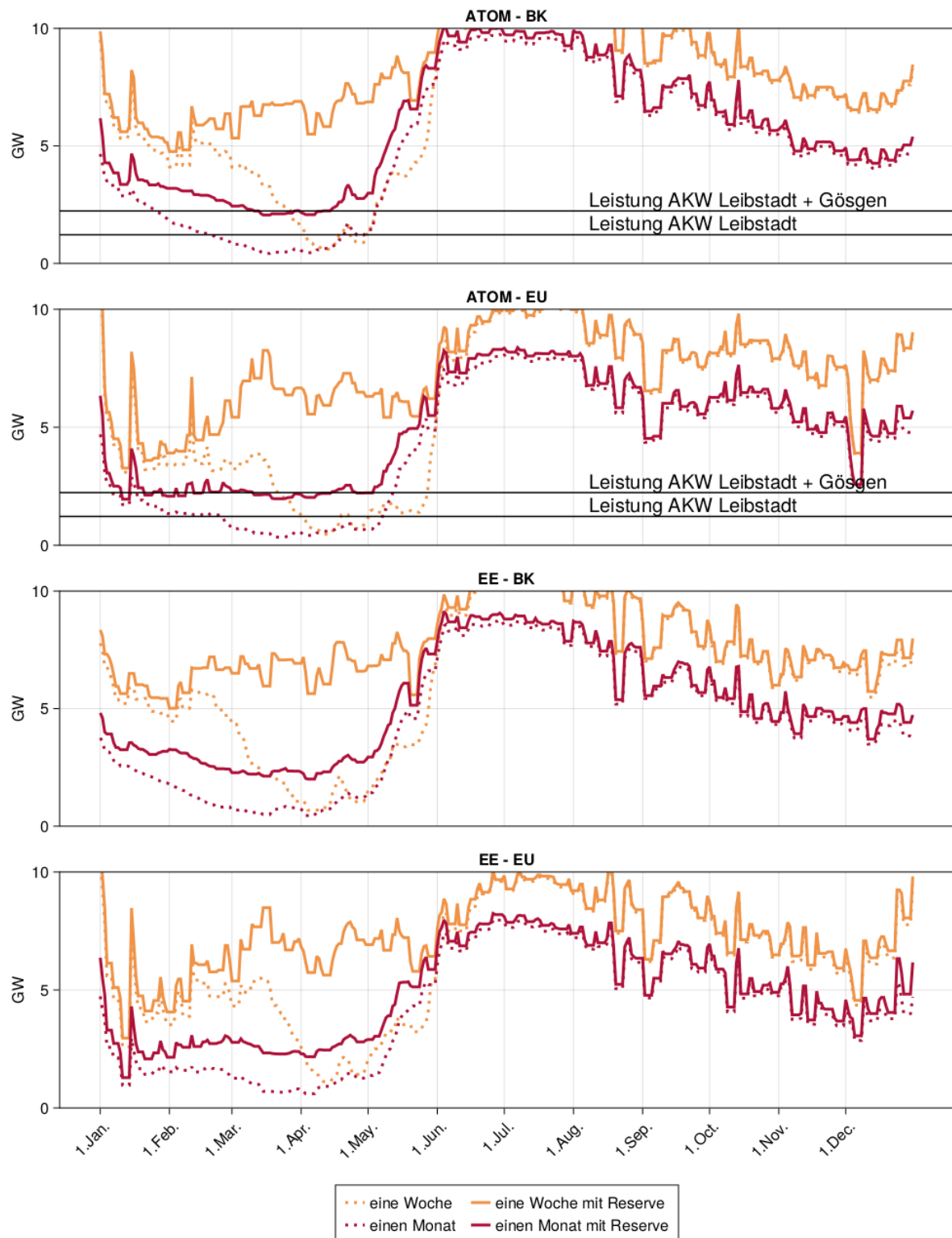


Abbildung 13: Zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung exklusive Importkapazitäten differenziert nach der Erzeugungsdauer

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3.2 Kurzfristige Deckung von Ausfällen

Nimmt man in Bezug auf die erneuerbaren Energien und die Kernkraftwerke in der Schweiz die kritischste anzunehmende Situation („Worst Case“), so ist von einem hohen negativen Prognosefehler bei PV-Anlagen und einem gleichzeitigen Ausfall beider Kernkraftwerke auszugehen. Dieser Fall ist unwahrscheinlich, jedoch möglich und sollte in einem System mit hoher Versorgungssicherheit zu keinen Versorgungsausfällen führen. In der kurzfristigen Betrachtung wird nur die Zeitstunde unmittelbar nach Auftritt der Kraftwerksausfälle und des Prognosefehlers mithilfe der in Kapitel 3.2 beschriebenen Methodik analysiert. In den EE-Szenarien entfällt der mögliche Kraftwerksausfall, da alle Kernkraftwerke bereits außer Betrieb sind, jedoch erhöht sich die durch den Prognosefehler wegfallende Leistung, da mehr PV-Anlagen vorhanden sind. Für den hohen Prognosefehler wird ein Wert von 30% in Analogie zum in Kapitel 4.2 für Deutschland ermittelten Wert angenommen.

In allen Szenarien kann der oben beschriebene Wegfall von Leistung durch die noch zusätzlich verfügbare Leistung kompensiert werden, sodass es in keiner Stunde zu einer kritischen Situation kommt. Auf noch frei verfügbare Importkapazitäten muss nicht zurückgegriffen werden, da die in der Schweiz verfügbare Leistung genügt. Insbesondere die strategische Hydroreserve ermöglicht die Kompensation der Ausfälle durch die ständige Möglichkeit zusätzlicher Erzeugung aus Wasserkraftwerken. Im ATOM - BK Szenario steht nach Deckung der Ausfälle in einigen Stunden des Jahres nur noch 4 GW an zusätzlicher Leistung zur Verfügung, während im EE - BK Szenario ein Minimalwert von 6 GW erreicht wird. Hier zeigt sich der grundsätzliche Unterschied zwischen den Risiken durch Kernkraft und durch Erneuerbare Energien: Da Kernkraftwerke zur Deckung der Grundlast verwendet werden, führt ihr Ausfall zu jeder Zeit des Jahres zu fehlender Leistung, die kompensiert werden muss. Die absolut fehlende Leistung durch EE aufgrund eines Prognosefehlers ist dann am größten, wenn die Erzeugung aus EE sehr groß ist. In Stunden mit sehr hoher EE-Erzeugung gibt es jedoch häufig einen Überschuss an Energie, der exportiert oder abgeregelt wird, sodass ein großer Prognosefehler hier weniger stark ins Gewicht fällt. Im Stromnetz ergeben sich aufgrund der vereinfachten statischen Betrachtung einzelne Überlastungen von Leitungen, von denen anzunehmen ist, dass sie

durch die Netzbetreiber durch einen optimierten Einsatz der Erzeuger behoben werden können.

5.3.3 Mittelfristige Deckung von Ausfällen - Klumpenrisiko KKW-Ausfall

In der mittelfristigen Betrachtung von Ausfällen liegt der Schwerpunkt auf der Betrachtung der zur Verfügung stehenden Leistung, insbesondere durch Speicher. Anders als in Kapitel 5.3.2 wird nicht nur ein Worst Case Ereignis betrachtet, sondern es findet eine Gegenüberstellung mit möglichen mittelfristig wirksamen Risiken statt.

In Abbildung 13 ist die noch verfügbare Leistung für eine Woche und einen Monat dargestellt. Es wird unterschieden zwischen der Dauer und der Betrachtung ohne (gestrichelte Linie) und mit (durchgezogene Linie) strategischer Hydroreserve. Für die Szenarien mit den KKWs ist zusätzlich die Leistung der beiden KKWs als Referenz eingezeichnet, um die Größenordnung des Ausfalls eines oder beider verbleibender KKW abschätzen zu können. In allen Szenarien sinkt die noch zusätzlich verfügbare Erzeugungsleistung ohne Hydroreserve im Laufe des Winters, bis Anfang April die Wasserspeicher fast leer sind. Ohne die Berücksichtigung der Hydroreserve würde bereits ab Anfang März zu wenig Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, um einen KKW-Ausfall von einem Monat in den Szenario-Varianten ATOM abzufangen. Ab April wäre nur noch eine Woche kompensierbar. Die Speicherstände in den Szenario-Varianten EE sind zwar ebenso niedrig, allerdings besteht hier kein Risiko, dass auf einen Schlag größere Mengen der Erzeugung über Tage hinweg wegbrechen (siehe Abschnitt 4.2).

Wird die Hydroreserve berücksichtigt, ist in allen Szenarien für den Zeitraum von einer Woche ausreichend Back-Up Erzeugungsleistung im System, um auch größere Erzeugungsausfälle abzufangen. Besonders kritisch stellt sich aber auch in diesem Fall der Ausfall beider KKW dar, bei dem die Versorgungssicherheit gefährdet ist: Sollten beide KKW für einen Zeitraum von einem Monat oder länger ausfallen, wäre die Kompensation über die Hydroreserve in der Szenario-Variante ATOM – BK nicht mehr ausreichend und Importe wären zwingend notwendig. Dieser Fall ist zwar mit einer geringen, aber nicht zu vernachlässigenden Wahrscheinlichkeit verbunden und zeigt das Klumpenrisiko, welches mit dem Ausfall von Kernkraftwerken in der Schweiz verbunden ist.

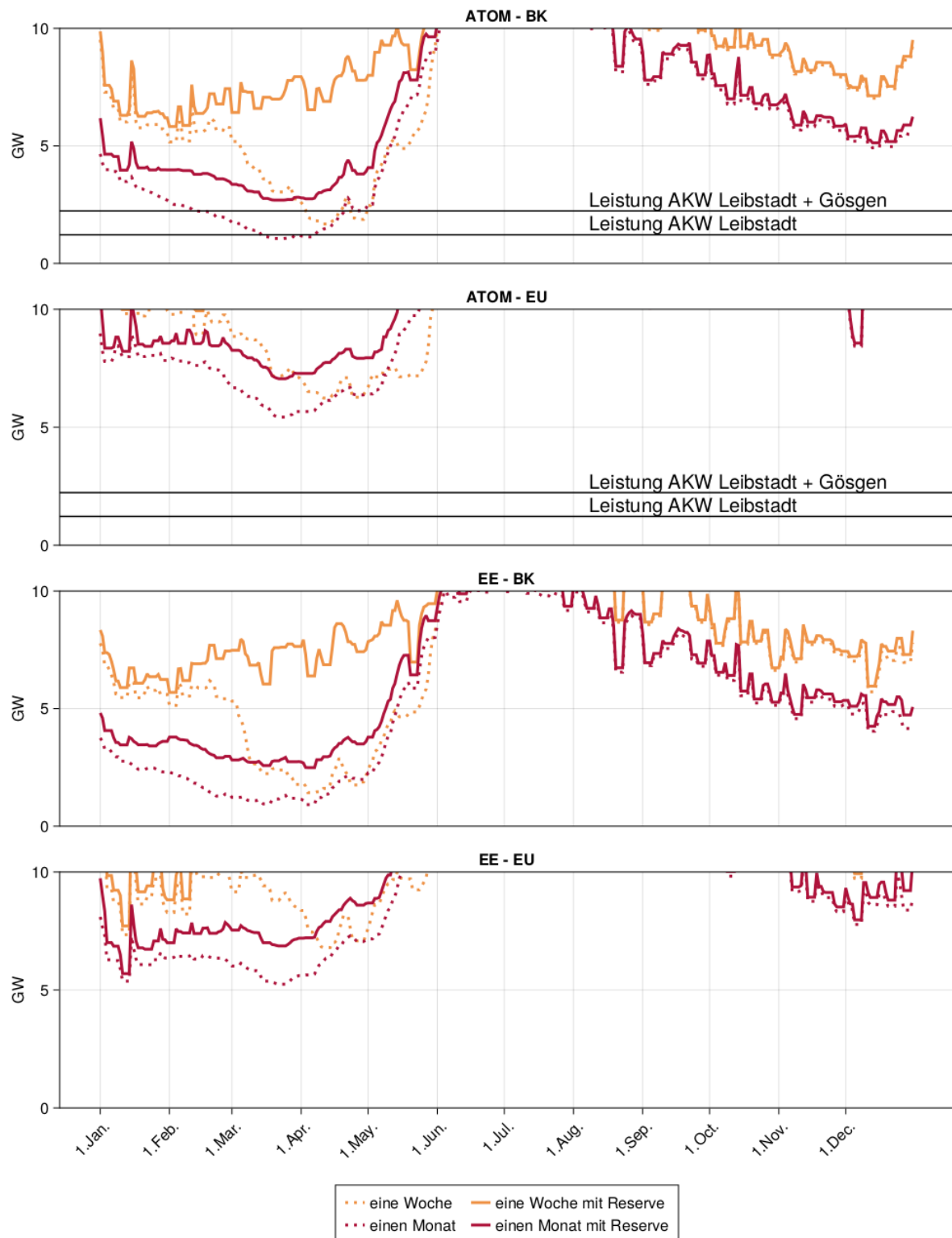


Abbildung 14: Zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung inklusive Importkapazitäten differenziert nach der Erzeugungsdauer

Quelle: Eigene Berechnungen.

In der Abbildung 14 wird zusätzlich zu der inländischen zusätzlichen Erzeugungsleistung noch die mögliche Importmenge für den angegebenen Zeitraum berücksichtigt. Dadurch erhöht sich die zusätzlich gesicherte Leistung für die Szenarien mit einer EU-Kooperation erheblich. In jedem Zeitpunkt des Jahres könnte ein größerer Wegfall der Erzeugung durch Importe kompensiert werden.

In der vorherigen Betrachtung ohne die Importkapazitäten war vor allem das Szenario ATOM – BK kritisch, wenn beide KKWs für einen längeren Zeitraum ausfallen. Durch Importmöglichkeiten verbessert sich die Situation zwar leicht, allerdings wären dann auch alle Reserven aufgebraucht. Ein weiteres Ereignis, dass Erzeugungs- oder Importkapazität senkt (größere Nichtverfügbarkeit der KKWs in Frankreich, Ausfälle in der Netzinfrastruktur oder schlechte Wetterbedingungen, die zu einer niedrigeren Erzeugung aus den PV-Anlagen oder Wasserkraftwerken führen), würde nicht kompensiert werden können.

5.3.4 Sensitivitätsrechnung schlechtes Wetterjahr für Solarenergie

Wie in Abschnitt 4.2 bereits erläutert wurde, gibt es bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht nur kurzfristige Unsicherheiten aufgrund von Prognosefehlern, sondern auch längerfristige Schwankungen aufgrund unterschiedlicher Wetterjahre. In den Abschnitten 5.3.2 und 5.3.3 wurde der größtmögliche Ausfall von Kernkraftwerken in den ATOM Szenarien angenommen. Um eine Vergleichbarkeit mit den ATOM Szenarien herzustellen, soll auch in den EE Szenarien eine möglichst kritische Situation für die Erneuerbaren Energien betrachtet werden. Dazu wird als Sensitivität das EE – BK Szenario mit den EE-Verfügbarkeiten des schlechtesten Wetterjahres für die Solarenergie der letzten Jahrzehnte modelliert. Als Wetterjahr wird gemäß der Analyse in Abschnitt 4.2 2013 gewählt. Die Erzeugung aus PV-Leistung im EE – BK Szenario mit dem Wetterjahr 2013 sinkt um knapp 1 TWh gegenüber dem Wetterjahr 2019.¹² Durch die geringere Erzeugung sinken die Exporte, sodass sich das Exportsaldo um 0,5 TWh verringert. In Abbildung 15 wird die Kurve der mittelfristig verfügbaren Leistung gezeigt (vgl. Abschnitt 305.3.3). Die verfügbare Leistung verändert sich nur unwesentlich gegenüber

¹² Im EE – BK Szenario liegt die Gesamterzeugung aus Photovoltaikanlagen im Wetterjahr 2019 bei 29 TWh und im Wetterjahr 2013 bei 28 TWh.

dem Wetterjahr 2019 und zeigt in der kritischen Periode im März und April ähnlich hohe Werte. Auch bei der Analyse der verfügbaren Leistung in der kurzen Frist (siehe Abschnitt 5.3.2) ähneln die Werte denen für das Wetterjahr 2019. Es treten keine kritischen Stunden auf, in denen eine Abweichung durch Prognosefehler nicht gedeckt werden könnte. Insgesamt ist der Einfluss des Wetterjahres auf die verfügbare Leistung in der Sensitivitätsbetrachtung gering und es kommt selbst bei einem schlechten Wetterjahr zu keinen kritischen Situationen.

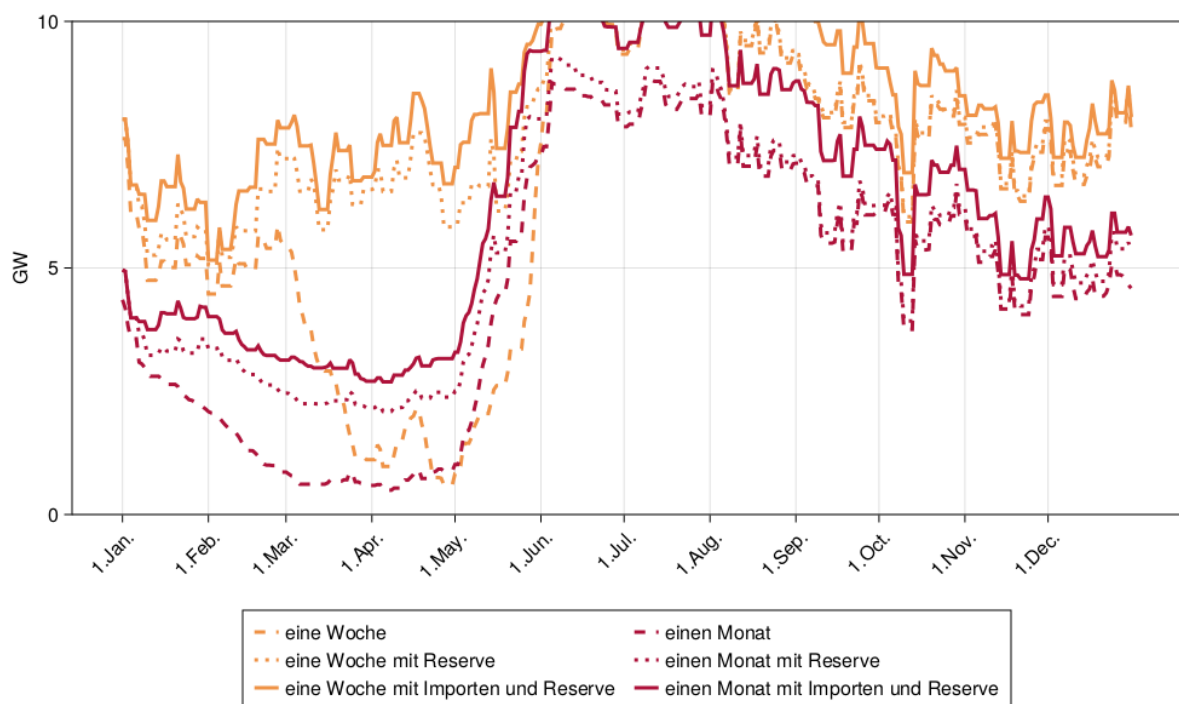


Abbildung 15: Zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung differenziert nach der Erzeugungsdauer (eine Woche in orange, einen Monat in rot) im Szenario EE - BK für das Wetterjahr 2013.

5.4 Stromnetz

In allen Szenarien stieg die Belastung des Stromnetzes, was sich daran zeigt, dass die Redispatchmenge ansteigt (Vergleich 2021 0,17 TWh (Swissgrid 2021)). Die Gesamtmenge liegt je nach Szenario zwischen 0,27 TWh und 0,62 TWh¹³. Es treten in keinem Szenario innerhalb der Schweiz nach Durchführung des Engpassmanagements (Curtailment und Redispatch) Engpässe auf. Die höchsten Belastungen treten in einzelnen Stunden auf den Importleitungen mit

¹³ Die Redispatch-Gesamtmenge ergibt sich aus der Summe der positiven Redispatchmenge (Erhöhung der Erzeugung) und dem Betrag der negativen Redispatchmenge (Abregelung von Erzeugung).

den Nachbarländern, insbesondere Deutschland, auf. Insgesamt gibt es jedoch keine Einschränkung der Versorgungssicherheit durch Netzengpässe.

5.5 Diskussion

In den betrachteten Szenarien wurde untersucht, wie groß ein Erzeugungsausfall abhängig vom Zeitpunkt im Jahr sein dürfte, um diesen durch inländische Produktion bzw. mithilfe von Importen abzudecken. Dabei wurden nur wenige Parameter variiert und als unsicher betrachtet. Die Berechnungen gehen davon aus, dass es sich um ein Durchschnittsjahr handelt. Für diese Situation wird eine Kompensationsfähigkeit abgeschätzt.¹⁴

Der ungeplante Ausfall von Kernkraftwerken stellt sich als das größte Risiko für die Versorgungssicherheit heraus. Insbesondere am Übergang vom Winter zum Frühling (März – April) ist bei knappen Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern bei längeren Ausfällen der Kernkraftwerke die Versorgungssicherheit gefährdet. Bei Nicht-Verfügbarkeit beider KKW ist das System somit gegen weitere Engpässe oder unvorhergesehen Ausfälle ungesichert.

Eine Option, für dieses Szenario die Versorgungssicherheit zu steigern, wäre die strategische Energiereserve (Hydroreserve) zu erhöhen. Die Kosten für eine Hydroreserve in Höhe von ungefähr 1,5 TWh, die für 4 Wochen ausgelegt ist, wird auf 18 Mio. CHF bis 28 Mio. CHF jährlich geschätzt (Frontier Economics und Consentec 2018).

Auch zusätzliche Erzeugungskapazitäten in Form von Spitzenlastgaskraftwerken würden sich zwar positiv auswirken, aber im Vergleich zu einer größeren Hydroreserve deutlich teurer sein. Die Kosten für zwei Reservekraftwerke mit einer Leistung von ca. 1,1 GW werden abhängig von den Standorten und der verwendeten Technologie auf eine Preisspanne von 690 Mio. CHF bis zu fast 1,1 Mrd. CHF geschätzt (ElCom 2021). Hinzu kommen noch jährlich fixe Betriebskosten in Höhe von 65 Mio. CHF bis zu 99 Mio. CHF sowie variable Kosten, die von der tatsächlichen Nutzung abhängen.

¹⁴ Eine vollständige Adequacy-Analyse wie z.B. in ElCom (2021) oder Frontier Economics (2021), in der noch weitere mögliche Unsicherheiten (wie z.B. Wegfall von Importen wegen Unverfügbarkeiten im Ausland, Ausfall von Netzelementen etc.) modelliert werden, wurde hier nicht durchgeführt.

Bei einem beschleunigten Zubau von Photovoltaik stellt sich diese kritische Versorgungssituation nicht ein und eine Vergrößerung der Hydroreserve oder zusätzlich Gaskraftwerke wären nicht vonnöten. Die mit großen Mengen Photovoltaik einhergehenden Prognosefehler sind besser vorhersehbar und stellen ein geringes Risiko für die Versorgungssicherheit dar. Selbst ein ungünstiges Wetterjahr führt zu keinen kritischen Situationen.

6 Schlussfolgerung

Die Schweiz steht vor Richtungsentscheidungen auf dem Weg zu einer klimaneutralen, überwiegend auf erneuerbaren Energien basierenden Wirtschaft. Gleichzeitig unterliegen die Schweizer Kernkraftwerke ungeplanten Ausfallzeiten, die sich mit zunehmendem Alter noch verstärken dürften. Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie unterschiedliche Szenarien der Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems im Jahr 2035: Dabei wird eine Laufzeit der KKW von 60 Jahren einem Pfad mit beschleunigtem Ausbau von Photovoltaik entgegengesetzt.

Die Schweizer Kernkraftwerke weisen zwar im internationalen Vergleich relativ hohe Produktionswerte auf, unterliegen jedoch auch erheblichen Unsicherheiten durch ungeplante Ausfälle, verlängerte Reparaturzeiten und sicherheitsbedingte Reaktorschnellabschaltungen.

Mithilfe eines Strommarktmodells wurde die Erzeugung im Jahr 2035 für vier verschiedene Szenarien analysiert. Die Modellrechnungen liefern dabei die Stromerzeugungsmengen, Importe und Exporte sowie Anhaltspunkte für gesicherte Leistung. Die durch Abschaltung aller Kernkraftwerke wegfallende Stromproduktion kann bei einem beschleunigten Ausbau von Erneuerbaren, insb. Photovoltaik, ersetzt werden. Die Festlegung der Stromaustauschkapazitäten mit dem Ausland hat eine besondere Bedeutung für die Versorgungssicherheit: Bei geringer „Basiskooperation“ gibt es vor allem im Winter viele Stunden, in denen bereits die maximale Importkapazität genutzt wird und somit keine weitere Energie über Importe bezogen werden könnte. Dagegen können in den Szenarien mit einer EU-Kooperation zu jedem Zeitpunkt des Jahres Mengen an zusätzlicher Energie importiert werden.

Durch den hohen Anteil der Speicherwasserkraftwerke an der Erzeugung ist die Versorgungssicherheit in den Monaten März-April besonders kritisch, wenn durch den saisonal bedingten

geringeren Zufluss im Winter der Speicherstand sehr niedrig ist. Hier stellt sich insbesondere das Klumpenrisiko Kernkraft als Unsicherheitsfaktor dar. Ohne die Berücksichtigung der Hydroreserve würde bereits ab Anfang März zu wenig Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, um einen KKW-Ausfall von einem Monat in den Szenario-Varianten mit längerer Laufzeit der KKW abzufangen. Besonders kritisch wäre der Ausfall der KKW Leibstadt und Gösgen über einen längeren Zeitraum. Dieser Fall ist zwar mit einer geringen, aber nicht zu vernachlässigenden Wahrscheinlichkeit verbunden und zeigt, dass die Versorgungssicherheit durch die KKW verringert wird. Um diesen Fall entgegenzuwirken könnte die strategische Energiereserve (Hydroreserve) größer dimensioniert werden oder weitere Backup-Kapazitäten (wie z.B. Erdgaskraftwerke) wären notwendig. Analoge Risiken treten in der Szenario-Variante mit viel Photovoltaik nicht auf, da selbst bei einem ungünstigen Wetterjahr und hoher Prognosefehler ausreichend Flexibilität im System vorhanden wäre.

Der Weg zur Klimaneutralität lässt sich durch den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik in Richtung 2035 versorgungssicher beschreiten. Ein Umweg über eine Laufzeit von bis zu 60 Jahren der KKW Gösgen und Leibstadt ist aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll.

7 Referenzen

- Abrell, Jan, Patrick Eser, Jared B. Garrison, Jonas Savelsberg, und Hannes Weigt. 2019. „Integrating Economic and Engineering Models for Future Electricity Market Evaluation: A Swiss Case Study“. *Energy Strategy Reviews* 25 (August): 86–106. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.04.003>.
- Abrell, Jan, und Friedrich Kunz. 2015. „Integrating Intermittent Renewable Wind Generation - A Stochastic Multi-Market Electricity Model for the European Electricity Market“. *Networks and Spatial Economics* 15 (1): 117–47. <https://doi.org/10.1007/s11067-014-9272-4>.
- BfE. 2021. „Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020“.
- Ebner, Michael, Claudia Fiedler, Fabian Jetter, und Tobias Schmid. 2019. „Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe“. In *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916317>.
- ElCom. 2021. „Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen“. Bericht zuhanden Bundesrat ElCom-D-7D643401/33. Bern.

- ENSI. 2005. „Aufsichtsbericht 2004“. HSK-AN-5440. <https://www.ensi.ch/de/dokumente/aufsichtsbericht-2004-hsk-an-5440/>.
- . 2011. „Aufsichtsbericht 2010“. ENSI-AN-7870. <https://www.ensi.ch/de/dokumente/aufsichtsbericht-2010-ensi-an-7500/>.
- . 2013. „Aufsichtsbericht 2012“. ENSI-AN-8300. <https://www.ensi.ch/de/dokumente/aufsichtsbericht-2012-ensi-an-8300/>.
- . 2020. „Aufsichtsbericht 2019“. ENSI-AN-10650. <https://www.ensi.ch/de/dokumente/aufsichtsbericht-2019-ensi-an-10650/>.
- . 2021. „Aufsichtsbericht 2020“. ENSI-AN-10960. <https://www.ensi.ch/de/dokumente/aufsichtsbericht-2020-ensi-an-10960/>.
- ENTSO-E. 2022. „Transparency Platform“. <https://transparency.entsoe.eu>.
- ENTSO-E, und ENTSO-G. 2022. „TYNDP 2022 Scenario Report - Version April 2022“. Brussels. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>.
- FfE, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. 2020. „vRES Generation Potentials (Europe NUTS-3)“. München. <http://opendata.ffe.de/dataset/vres-generation-potentials-europe-nuts-3/>.
- Frontier Economics. 2021. „Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU“. Schlussbericht.
- Frontier Economics, und Consentec. 2018. „Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz“. Studie im Auftrag von BFE. Bern: BFE.
- Göke, Leonard, Claudia Kemfert, Mario Kendzioriski, und Christian von Hirschhausen. 2021. „100 Prozent erneuerbare Energien für Deutschland: Koordinierte Ausbauplanung notwendig“. 29/30. Wochenbericht. Berlin: DIW Berlin.
- Hörsch, Jonas, Fabian Hofmann, Tom Brown, Liu Hailiang, Bryan Pickering, und Fabian Neumann. 2021. *atlite* (Version 0.2.1). Python. <https://github.com/PyPSA/atlite>.
- Kendzioriski, Mario, Leonard Göke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, und Elmar Zozmann. 2022. „Centralized and Decentral Approaches to Succeed the 100% Energiewende in Germany in the European Context – A Model-Based Analysis of Generation, Network, and Storage Investments“. *Energy Policy* 167 (August): 113039. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113039>.
- Kernkraftwerk Gösgen. 2014. „Jahresrückblick 2013 - Betriebsverlauf“. Technischer Bericht. https://www.kkg.ch/de/i/30-jan-jahresrueckblick_content---1--46.html.
- Milligan, M., P. Donohoo, und M. O'Malley. 2012. „Stochastic Methods for Planning and Operating Power Systems with Large Amounts of Wind and Solar Power: Preprint“. Article NREL/CP-5500-56208. NREL. <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc846605/>.
- Murphy, Sinnott, Jay Apt, John Moura, und Fallaw Sowell. 2018. „Resource Adequacy Risks to the Bulk Power System in North America“. *Applied Energy* 212 (Februar): 1360–76. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.097>.
- NERC, North American Electric Reliability Corporation. 2020. „Generating Unit Statistical Brochure 4 2015-2019 - All Units Reporting“. Generating Availability Data System (GADS). Atlanta, USA. <https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Pages/Reports.aspx>.

- Pfenninger, Stefan, und Iain Staffell. 2016. „Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data“. *Energy* 114 (November): 1251–65. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.
- Piltz, Len (ITAS). 2021. „Wie flexibel können Kernkraftwerke betrieben werden?“ *KIT - ITAS - Publikationen - Zeitschriften - TAB-Brief - TAB-Brief Nr. 47 (2016) Schwerpunkt: Digitaler Wandel der Bildungs- und Arbeitswelten*, Juli, 52–53.
- Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, und Ecoplan AG. 2021. „Energieperspektiven 2050+“. Kurzbericht.
- Stüber, Magdalena, und Leonhard Odersky. 2020. „Uncertainty Modeling with the Open Source Framework Urbs“. *Energy Strategy Reviews* 29 (Mai): 100486. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100486>.
- Swissgrid. 2021. „Redispatch Massnahmen“. 2021. <https://www.swiss-grid.ch/de/home/customers/topics/redispatch.html>.
- TNC Consulting AG, und Fraunhofer ISE. 2022. „Gesamte Nettostromerzeugung in der Schweiz“. Swiss Energy-Charts. <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=CH>.
- Wealer, Ben, von Hirschhausen Christian, Kemfert, Claudia, Präger, Fabian, und Steigerwald, Björn. 2021. „Zehn Jahre nach Fukushima – Kernkraft bleibt gefährlich und unzuverlässig“. 8. Wochenbericht. Berlin: DIW Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.812103.de/dwr-21-07-1.pdf.
- Weber, Alexander, Thorsten Beckers, Sebastian Feuß, Christian von Hirschhausen, Albert Hoffrichter, und Daniel Weber. 2014. „Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland“. Study commissioned by the Swiss Federal Office of Energy SFOE. Berlin, Germany: TU Berlin, IAEW RWTH Aachen.
- Weinhold, Richard, und Robert Mieth. 2020. „Fast Security-Constrained Optimal Power Flow Through Low-Impact and Redundancy Screening“. *IEEE Transactions on Power Systems* 35 (6): 4574–84. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2994764>.
- . 2021. „Power Market Tool (POMATO) for the Analysis of Zonal Electricity Markets“. *SoftwareX* 16 (Dezember): 100870. <https://doi.org/10.1016/j.softx.2021.100870>.
- Zsiborács, Henrik, Gábor Pintér, András Vincze, Nóra Hegedúsné Baranyai, und Martin János Mayer. 2022. „The Reliability of Photovoltaic Power Generation Scheduling in Seventeen European Countries“. *Energy Conversion and Management* 260 (Mai): 115641. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115641>.