

# Gibt es bessere Alternativen zu fossilen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Strom?

Eine Analyse und Interpretation von diversen Studien zur Stromversorgungssicherheit

Jürg Rohrer, Michael Wild, Nicolas Stocker, Muriel Siegwart

6. März 2023

ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften  
Forschungsgruppe Erneuerbare Energien  
Campus Grüental  
8820 Wädenswil

[www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/](http://www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/)

<https://doi.org/10.21256/zhaw-2529>

## Zusammenfassung und Empfehlung

Auf Anregung der Elektrizitätskommission (ElCom) aus dem Jahr 2021 hat der Bundesrat im Januar 2023 mit einer Verordnung entschieden, fossile Reserve-Kraftwerke mit einer maximalen Leistung von 1'000 MW zu beschaffen und entsprechende Ausschreibungen im Frühling 2023 durchzuführen (Bundesrat, 2023a). Diese sollen die Versorgungssicherheit mit Strom für die Schweiz in den nächsten Jahren gewährleisten.

Im Herbst 2022 lancierte der Bundesrat zudem eine Energiesparkampagne, welche in den Wintern 22/23 und 23/24 auf freiwilliger Basis jeweils zu Winterstrom-Einsparungen von 10% bzw. 3.1 TWh führen sollen (Bundesrat, 2022).

In dieser Studie werden Berichte analysiert, welche zur Entscheidung des Bundesrates über die Beschaffung von weiteren fossilen Kraftwerken geführt haben und Alternativen zu den fossilen Reserve-Kraftwerken aufgezeigt.

Die grösste Bedrohung der Schweizer Stromversorgung stellt ein gleichzeitiger Ausfall aller Schweizer Atomkraftwerke im späten Winter dar, wenn die Speicherseen leer sind. In einem solchen Szenario fehlt der Schweiz insgesamt 1.6 TWh Strom und die fehlende Kraftwerkleistung beträgt bis zu 6'000 MW (ElCom, 2021b). Bei einer Einbindung der Schweiz in den EU-Strombinnenmarkt könnte selbst dieser Fall und auch der Ausfall von weiteren Kraftwerken durch zusätzliche Stromimporte bewältigt werden. Falls die EU ab 2025 die sogenannte 70%-Regel im Strommarkt auch bei einem Ausfall aller Schweizer Atomkraftwerke strikt auslegen würde und/oder selbst einen Stromengpass hätte, käme es in der Schweiz dann voraussichtlich zu einer Strommangellage in der oben erwähnten Grössenordnung. Da die Schweiz mit ihrem Stromnetz physikalisch eng in das europäische Stromnetz eingebunden ist, hätte eine solche Situation mit hoher Wahrscheinlichkeit auch Konsequenzen auf die Nachbarländer. Insofern stellt die Annahme der strikten Auslegung der 70%-Regel eine sehr konservative Annahme dar.

Eine Gasmangellage in Europa und als Folge davon eine reduzierte Stromproduktion aus europäischen Gaskraftwerken würde im Extremfall zu einem Stromdefizit in der Schweiz von 0.405 TWh führen. Kurzfristig stellt dies für die Schweiz vermutlich die grössere Bedrohung als Ausfälle von Kraftwerken dar. Die fehlende Strommenge entspricht etwa der Winterstromproduktion, welche im Jahr 2023 durch den Bau von neuen Photovoltaikanlagen dazu kommt oder 13% des Winterstrom-Einsparziels des Bundesrates.

Als Lösung für beide Bedrohungen wird von der ElCom im Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk eine Kombination aus mehreren Reserve-Gaskraftwerken mit insgesamt maximal 1'000 MW Leistung und einer Wasserkraftreserve in den Speicherseen vorgeschlagen. Die Gaskraftwerke kämen bereits mehrere Wochen vor einer absehbaren Strommangellage zum Einsatz und würden primär dazu dienen, die Speicherkraftwerke zu schonen, sodass diese einen höheren Füllstand hätten und die benötigte Leistung erbringen könnten.

Das Schonen der Speicherkraftwerke muss aber nicht zwingend durch fossile Kraftwerke erfolgen. Ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss dem aktuell diskutierten Mantelerlass oder Energieeffizienzmassnahmen hätten trotz witterungsabhängiger Einspeisung denselben Effekt (BFE, 2022b). Auch erhöhte Stromimporte oder das vom Bundesrat kurzfristig angestrebte Strom-Einsparziel hätte dieselbe Wirkung. Letztendlich geht es nur darum, mehr Strom im Winterhalbjahr zu erzeugen oder weniger Strom zu verbrauchen und damit die Speicherkraftwerke zu schonen. Der Füllstand der Speicherseen im Spätwinter wäre dadurch hoch, damit könnten die Speicherkraftwerke allfällige Ausfälle von anderen Kraftwerken oder fehlende Importe überbrücken.

Es muss jedoch durch entsprechende Massnahmen sichergestellt werden, dass das zusätzlich zur Verfügung stehende Stromproduktionspotential im Winter von den Besitzern der Speicherkraftwerke nicht frühzeitig am Markt verkauft wird. Das Schonen der Stauseen erhöht nur dann die Versorgungssicherheit, wenn die zusätzliche Stromproduktion auch wirklich zu grösseren Reserven in den Speicherseen führt.

Da die grösste Bedrohung aus einem Ausfall der Atomkraftwerke besteht und die Reservegaskraftwerke bereits Wochen vor dem Ausfall eingeschaltet werden müssten, stellt sich grundsätzlich die Frage, inwiefern ein Ausfall der Atomkraftwerke überhaupt Wochen im Voraus vorhersehbar ist. Bei einem überraschenden Ausfall der AKW bei leeren Stauseen und stark eingeschränktem Stromimport (Worst-Case-Szenario) käme es trotz fossilen Reservekraftwerken zu einer Strommangellage in der Schweiz.

Ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion im Winter und/oder Stromeinsparungen würde die Speicherseen in jedem Falle schonen und könnte somit besser zur Versorgungssicherheit beitragen als fossile Kraftwerke, welche bei überraschenden Ausfällen von Grosskraftwerken vermutlich zu spät zum Einsatz kommen würden.

Entscheidend ist aber in allen Fällen, dass die Bildung einer Wasserkraftreserve in den Stauseen gesetzlich vorgeschrieben und überwacht wird, damit die zusätzliche Winterstromproduktion nicht einfach auf dem Markt verkauft werden kann.

Zusammenfassend sind eine verbindliche Speicher-Wasserkraftreserve in Verbindung mit einem raschen Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion (mindestens so rasch wie im Mantelerlass Energie vorgesehen) und Effizienzmassnahmen die beste Lösung für eine sichere Stromversorgung der Schweiz. Die fossilen Reservekraftwerke werden dadurch obsolet.

Insofern wäre es absolut nicht nachvollziehbar, wenn die Schweiz noch weitere fossile Reservekraftwerke beschaffen würde. Deren Kosten von schätzungsweise 1.4 Mia. Fr. würde wesentlich zielführender in den Ausbau von Energieeffizienz und in die erneuerbare Stromproduktion investiert.

## Inhaltsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| Zusammenfassung und Empfehlung .....   | 2  |
| 1 Einleitung.....  | 5  |
| 2 Ausgewählte Studien zur Versorgungssicherheit mit Strom.....   | 7  |
| 2.1 Frontier-Studie.....   | 7  |
| 2.2 System Adequacy (SA) Studie 2022 .....   | 9  |
| 2.3 Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen..... | 10 |
| 2.4 Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023 .....   | 12 |
| 3 Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025 .....  | 13 |
| 4 Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen .....  | 15 |
| 5 Fazit .....  | 17 |
| 6 Literaturverzeichnis.....  | 19 |

# 1 Einleitung

Seit der Corona-Pandemie wird das Thema «Versorgungssicherheit» der Schweiz in der Presse und in der Politik sehr oft und intensiv diskutiert. Bei der Stromversorgung bedeutet Versorgungssicherheit gemäss der Webseite des Bundesamtes für Energie, «dass die Elektrizitätsverbraucher die gewünschte Menge an Elektrizität jederzeit, ausreichend und unterbruchsfrei in der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Preisen beziehen können.» (BFE, o. J.).

In diesem Zusammenhang ist im Frühling/Sommer 2022 die Warnung vor einer drohenden Strommangellage in der Schweiz für den Winter 2022/23 ausgesprochen worden. Unter einer Strommangellage wird eine Situation verstanden, bei der Strom nicht mehr in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Es kann nicht mehr der gesamte Strombedarf befriedigt werden und es müssen somit Massnahmen zur Reduktion des Strombedarfs durchgeführt werden. Im Unterschied zu einem Blackout ist eine Strommangellage vorhersehbar und es können vorbeugende Massnahmen ergriffen werden, um einen Zusammenbruch der Stromversorgung zu vermeiden.

Diese Situation entstand einerseits, weil viele Atomkraftwerke in Frankreich wegen Reparaturarbeiten ausser Betrieb waren, und wegen einer drohenden Gasknappheit in Europa als Folge des Einfalls von Russland in der Ukraine (ECom, 2021a; Forster, 2022).

Die Gefährdung der Schweiz durch eine Strommangellage ist allerdings kein neues Phänomen: Bereits im Jahre 2015 wies der Bericht «Katastrophen und Notlagen Schweiz 2015» vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz BABS (2015) auf die Möglichkeit einer Strommangellage hin und zeigte auf, dass deren Konsequenzen sehr schwerwiegend wären, siehe Abbildung 1. Die Auftrittswahrscheinlichkeit einer Strommangellage wurde im Jahr 2015 etwa gleich hoch wie für das Auftreten einer Pandemie eingeschätzt. Die durch eine Strommangellage verursachten finanziellen Schäden wurden aber um Faktoren höher als die finanziellen Schäden einer Pandemie eingestuft. Diese Einschätzung wurde auch im gleichnamigen Bericht für das Jahr 2020 unverändert übernommen (Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS), 2020).

Energieexperten und Umweltorganisationen wiesen ebenfalls schon lange darauf hin, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien angesichts der Bedrohung durch den Klimawandel und der endlichen Lebensdauer der Atomkraftwerke viel zu langsam erfolge (Burck et al., 2007; Hälg et al., 2021; Nordmann, 2019; Rechsteiner et al., 2018; Rohrer, 2016, 2020; Rohrer & Sperr, 2018; Umweltallianz, 2018). Insofern ist die Bedrohung durch eine Strommangellage schon längere Zeit bekannt. Die oben erwähnten, expliziten Warnungen des Bundesrates bzw. der Elektrizitätskommission (ECom) brachten die Bedrohung aber im Frühling und Sommer 2022 ins Bewusstsein der Bevölkerung. Ein Wendepunkt in der öffentlichen Wahrnehmung markierte vermutlich das viel beachtete Interview mit dem Präsidenten der ECom im NZZ Magazin vom 6.8.2022, indem der Präsident der ECom zum Einkauf von Brennholz und Kerzen als Vorsorge gegen eine Strommangellage im Winter 2022/23 riet (Humbel, 2022).

Der Abbruch der Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU über ein Rahmenabkommen durch den Schweizer Bundesrat im Jahr 2021 führte zudem zu Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Integration der Schweiz in den EU-Strombinnenmarkt. Eine Bestimmung des EU-Strombinnenmarkts sieht vor, dass die EU-Länder ab Ende 2025 mindestens 70 Prozent der Kapazität ihrer Netzelemente für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung stellen müssen, sog. 70%-Regel (European Commission, o. J.). Die Folgen dieser Bestimmung für die Schweiz wurden u.a. im sogenannten Frontier-Report untersucht und ergaben, dass dies für die Schweiz ab Ende 2025 eine Einschränkung der Importmöglichkeiten im Winterhalbjahr bedeuten könnte (Frontier Economics, 2021).

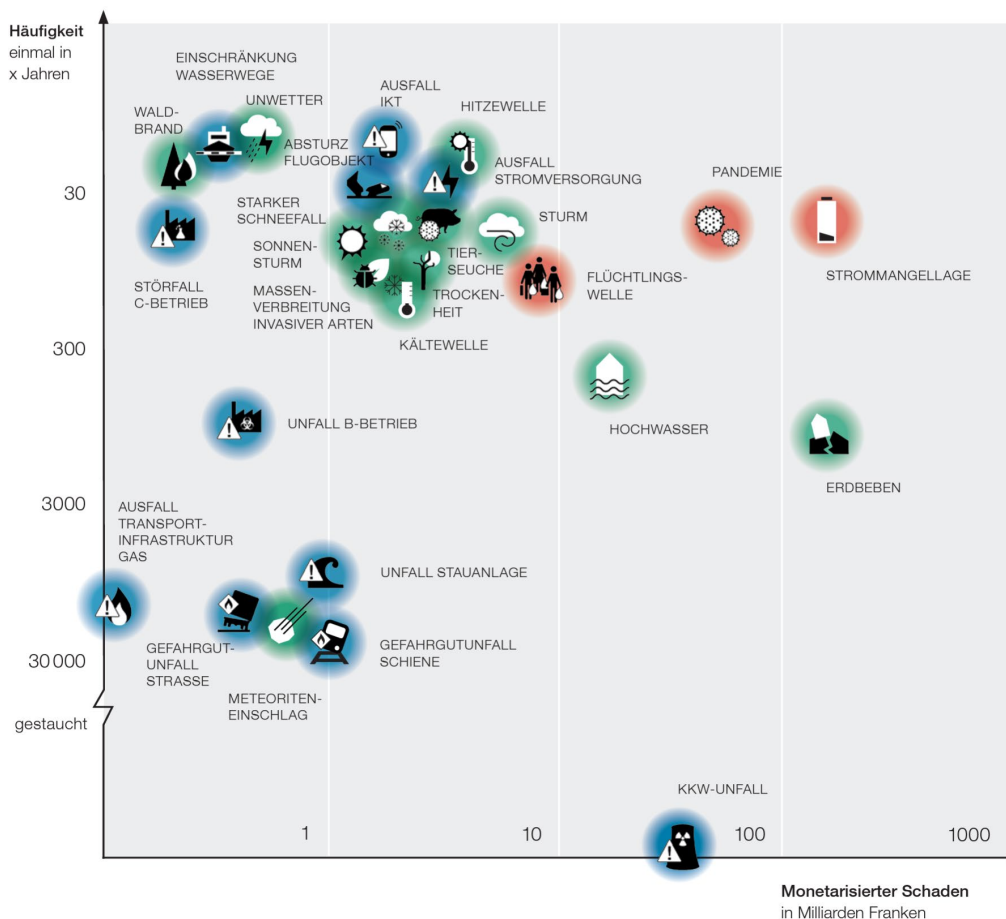


Abbildung 1: Die Gefährdung der Schweiz durch eine Strommangellage wurde bereits im Bericht *Katastrophen und Notlagen Schweiz 2015* vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) als hoch und mit enormen Konsequenzen eingestuft (Bundesamt für Bevölkerungsschutz BABS, 2015).

Diese Ausgangslage führte dazu, dass in den vergangenen zwei Jahren mehrere Studien durchgeführt wurden, welche die Gefahr einer Strommangellage analysierten und Massnahmen zu deren Verhinderung erarbeiteten. Nachfolgend werden die wichtigsten Erkenntnisse aus diesen Studien zusammengefasst.

## 2 Ausgewählte Studien zur Versorgungssicherheit mit Strom

### 2.1 Frontier-Studie

Die Frontier-Studie befasste sich mit der Fragestellung, wie eine Zusammenarbeit im Bereich Strom zwischen der EU und der Schweiz gestaltet werden könnte und welche Auswirkungen dies auf die Stromversorgung der Schweiz hätte. Dabei wurde insbesondere der Zeitrahmen bis 2025 und unterschiedliche Interpretationen der 70%-Regel (siehe oben) näher untersucht. Als Worst-Case Szenario erwies sich das Szenario «keine Kooperation», bei dem Länder wie Frankreich oder Deutschland den Stromhandel mit der Schweiz zur Einhaltung der 70%-Regel einschränken (Frontier Economics, 2021).

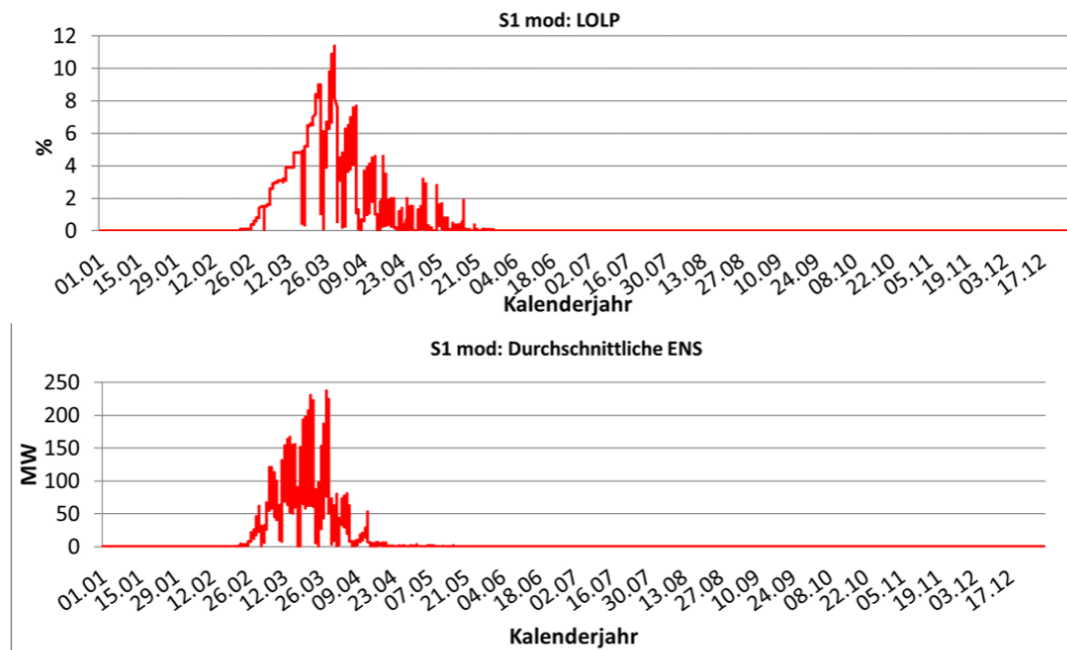
Als Datenquelle für die installierten Kraftwerksleistungen und produzierte Strommengen wird der TYNDP 2020 genannt (ENTSOE & ENTSO-E, 2020), welcher seinerseits auf den in der Zwischenzeit überholten Energieperspektiven 2050, Variante E von Prognos beruht. Diese wurden im Jahr 2012 erstellt.

Mit einer Generation-Adequacy-Analyse untersucht Swissgrid im Rahmen des Frontier-Reports mögliche Versorgungssicherheitsprobleme aufgrund von Ausfällen von Stromerzeugungsanlagen und Importeinschränkungen. In Anlehnung an das Stressszenario 1 der System-Adequacy-Analysen der EICOM wurden dazu folgende Annahmen getroffen: Ausfall beider Blöcke des AKW's Beznau, Reduktion der Importkapazitäten um 500 MW an der Nordgrenze und 250 MW an der Grenze zu Italien sowie Ausfall von einem Drittel der AKW-Leistung von Frankreich (Frontier Economics, 2021).

Im Worst-Case Fall «Keine Kooperation» führte die Analyse zu einem durchschnittlichen Stromdefizit von 66 GWh pro Jahr (Energy Not Served ENS) mit einer fehlenden Leistung von maximal 250 MW (siehe Abbildung 2 unten). Das 95%-Perzentil beträgt 696 GWh ENS pro Jahr mit Unterbrechungen der Stromversorgung infolge Ausfälle von weiteren Kraftwerken während etwa 500 Stunden pro Jahr. Die Wahrscheinlichkeit für ein Stromdefizit beginnt Ende Februar zu steigen, erreicht ihr Maximum Ende März und fällt ab Ende Mai wieder auf Null zurück, siehe Abbildung 2 (Frontier Economics, 2021). Zum Vergleich: An einem Wintertag beträgt der durchschnittliche Strombedarf der Schweiz 170 GWh (Swissgrid, 2022).

Der Frontier-Bericht empfiehlt deshalb, dass Szenario «keine Kooperation» nicht Realität werden zu lassen und mindestens Verträge mit den Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) Italy North (ITN) und CCR CORE abzuschliessen. Zur CCR ITN gehören Slowenien, Italien, Frankreich und Österreich, zur CCR CORE gehören Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn. Für diese Verträge braucht es jedoch die Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörden der betroffenen Länder. Die beiden Kapazitätsberechnungsregionen (CCRs) sind in Abbildung 3 dargestellt.

## Abbildung 9 LOLP und ENS im Szenario «Keine Kooperation»



Quelle: Swissgrid

Abbildung 2: Loss of Load Probability (LOLP): Wahrscheinlichkeit, dass in einer Stunde des Jahres ein Stromdefizit (Energy Not Served ENS) auftritt. Unten: Durchschnittliche Energy Not Served (ENS) in Abhängigkeit des Kalenderjahres. (Frontier Economics, 2021)



Abbildung 1: Kapazitätsberechnungsregionen ITN und CORE (Quelle: Frontier Economics auf Basis von ACER Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) Annex I)

Abbildung 3: Definition der Kapazitätsberechnungsregionen CCR (Frontier Economics, 2021)



## 2.2 System Adequacy (SA) Studie 2022

Die sogenannten System Adequacy Studien von 2017, 2019 und 2022 des Bundesamtes für Energie (BFE) analysieren die zukünftige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich Strom. Der berücksichtigte Ausbau der Schweizer Stromproduktion folgt den 4 Szenarien der Energieperspektiven 2050+ des Bundes. Auf europäischer Ebene werden 3 Szenarien für einen Ausbau des Stromsystems gemäss dem TYNDP 2020 Scenario Report (ENTSOG & ENTSO-E, 2020) implementiert und mit den 4 Szenarien der Energieperspektiven 2050+ kombiniert (BFE, 2022b).

Die neuen Klimaziele der EU für 2030, das Ziel von Deutschland bis 2030 80% des Stromes aus erneuerbaren Energien bereitzustellen und Deutschlands Ziel Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2045 zu erreichen, dürften jedoch zu einem rascheren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in Europa führen als dies die TYNDP-2020-Szenarien nahelegen. Dasselbe gilt für die Schweiz, wo mit dem sogenannten Mantelerlass Energie im Parlament ehrgeizigere Ausbauziele der erneuerbaren Energien diskutiert werden, als sie in den Energieperspektiven 2050+ berücksichtigt sind.

Bei der neusten Untersuchung der System Adequacy aus dem Jahr 2022 liegt der zeitliche Horizont bis 2040, simuliert werden die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040. Die kurzfristige Problematik für die Winter 2022/23 oder 2023/24 wird hingegen nicht speziell betrachtet. In Anlehnung an die Studie von Frontier Economics (2021) wird auch das Szenario «keine Kooperation» mit einer strikten Auslegung der 70%-Regel der EU-Staaten simuliert, siehe oben (BFE, 2022b).

Als Sensitivität wird u.a. ein rascherer Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz betrachtet. Im Szenario PV-1 wird PV bis 2035 auf 29 GW Leistung ausgebaut, was ungefähr dem Ausbau im aktuell im Parlament diskutierten Mantelerlass Energie entspricht. Dabei wird mit einem Winterstromanteil der PV-Produktion von 30% gerechnet. Erwartungsgemäss führt dies zu einer wesentlichen Verbesserung der Versorgungssicherheit, denn der Grund für allfällige Unterdeckungen ist jeweils ein Mangel an Energie im Winterhalbjahr. Jede zusätzliche Stromproduktion im Winterhalbjahr ist deshalb hilfreich. Die Studie kommt zum auf Anhieb etwas überraschenden Schluss, dass es für die Versorgungssicherheit keinen Unterschied macht, ob die zusätzliche Energie von steuerbarer oder von vollständig wetterabhängigen Technologien stammt. Verantwortlich dafür ist die Flexibilität der Speicher-Wasserkraftwerke in der Schweiz, welche eine wetterabhängige Produktion von Photovoltaik- oder Windkraftwerken gut ausgleichen kann (BFE, 2022b).

Der Bericht bestätigt ferner die Aussage der früheren SA Studien, wonach eine vollständig in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz sogar bei einem gleichzeitigen Ausfall aller Schweizer Atomkraftwerke keine Stromdefizite bzw. Lastunterdeckungen aufweisen würde. Bei einer Einschränkung der Importkapazität können sich aber in den Jahren 2035 bis 2040 Unterdeckungen von maximal 9 bis 11 TWh ergeben. Es wird darauf hingewiesen, dass ein rascherer Zubau von Photovoltaik oder anderer lokalen Erneuerbaren die Situation bezüglich Unterdeckungen verbessere. Die Flexibilität der Schweizer Wasserkraft erlaube zudem die optimale System-Integration von Winterstrom aus neuen erneuerbaren Energien.

## 2.3 Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen

Basierend auf den Erkenntnissen der Frontier-Studie (siehe oben) beauftragte der Bundesrat die ElCom, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zu erarbeiten. Dabei wird auch hier das Szenario «keine Kooperation» der Frontier Studie als Grundlage genommen, welches eine stark eingeschränkte Produktionskapazität der Schweizer und der Französischen Atomkraftwerke mit einer klimatisch bedingten tiefen Produktion der Schweizer Wasserkraft und einer strengen Auslegung der 70%-Regel der EU kombiniert und somit die Importmöglichkeiten von Strom im Winter von theoretisch 8.3 GW auf 1.6 GW einschränkt. Diese Annahme wurde für das Jahr 2025 mit zusätzlichen Simulationen vertiefter untersucht. Im Gegensatz zur Frontier-Studie wurde davon ausgegangen, dass die beiden Atomkraftwerke Beznau 1 und 2 im Jahr 2025 endgültig ausser Betrieb genommen würden (ElCom, 2021b).

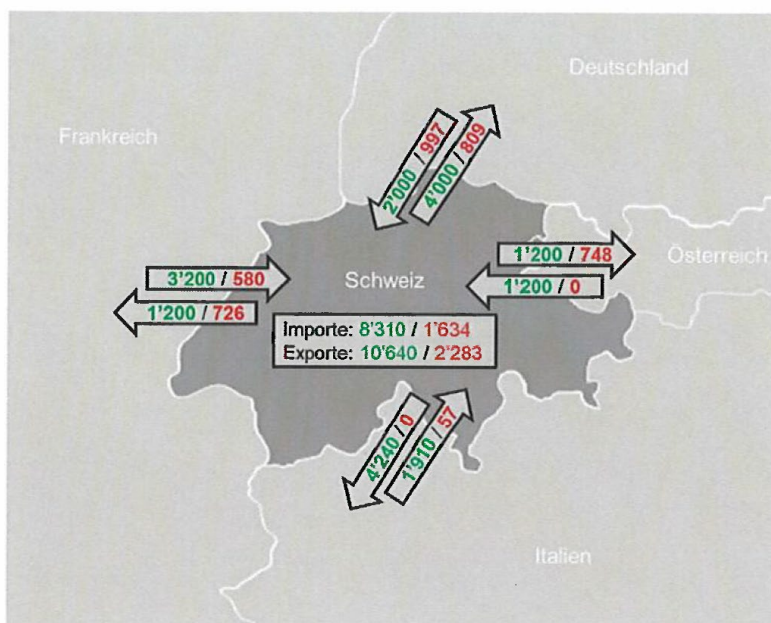


Abbildung 4: Übertragungskapazitäten an den Schweizer Grenzen für Stromimport und Export.  
Grün: Heutige Maximalwerte im Winter. Rot: Für die Studie angenommene Maximalwerte im Winter. Insgesamt wird für die Studie die Importkapazität von heute 8.3 GW auf 1.6 GW reduziert angenommen (ElCom, 2021b).

Die Erzeugungskapazität wird in der Schweiz für das Jahr 2025 mit insgesamt ca. 24 GW Leistung angenommen. Sie setzt sich zusammen aus 2.2 GW Atomkraftwerke (Beznau 1 und 2 ausser Betrieb), 16.3 GW Wasserkraft, 4 GW Photovoltaik (4 TWh), 180 MW Windkraft (0.3 TWh), 907 MW andere Erneuerbare (3.7 TWh) und 830 MW nicht Erneuerbare (3.4 TWh).

Die Analysen zeigten, dass im Extremfall, wenn sämtliche Schweizer Atomkraftwerke ausfallen, gleichzeitig die Speicherseen leer sind und Strom nur sehr eingeschränkt importiert werden kann, über mehrere Wochen ein Mangel an Strom herrschen könnte. Dabei fehlt insgesamt 1.6 TWh Strom und die benötigte Kraftwerkleistung beträgt bis zu 6'000 MW. Wegen dieser sehr hohen Leistung wird die Kombination von Gaskraftwerken mit einer Reserve in den Speicherkraftwerken (sog. Hydroreserve) empfohlen. Durch den Einsatz der Gaskraftwerke würden die Speicherseen weniger rasch entleert, sodass in der zweiten Winterhälfte noch grössere Wasserkraftreserven als heute üblich in den Stauseen vorhanden sind. Bei einer drohenden Strommangellage würden diese Speicherkraftwerke den benötigten Strom liefern. Ein alleiniger Einsatz der Hydroreserve ohne zusätzliche Kraftwerke wäre nicht zielführend, da im Winter in der Schweiz zu wenig Energie vorhanden ist, d.h. es braucht eine zusätzliche Stromproduktion in Kombination mit der Hydroreserve.

Je frühzeitiger die Reserviegaskraftwerke bei einer drohenden Strommangellage zum Einsatz kommen, desto geringer ist deren benötigte Leistung. Bereits bei einer Leistung von 400 MW könnten die Versorgungsprobleme «signifikant reduziert» werden. Bei einer Leistung von 1'000 MW und einem Betriebsstart bis zu 7 Wochen vor Eintritt der Mangellage könnten selbst im Worst-Case Szenario die Stromversorgung gesichert werden. Die Reserviegaskraftwerke wären dann 3 Monate lang in Betrieb und würden somit ca. 2 TWh Strom erzeugen. Es wird deshalb empfohlen, die Leistung der Reserviegaskraftwerke auf insgesamt 1'000 MW zu begrenzen und diese Leistung auf zwei bis drei Standorte aufzuteilen. Der Zubau soll zeitlich gestaffelt erfolgen und zunächst auf «eine oder zwei Einheiten mit jeweils einigen hundert Megawatt» Leistung begrenzt werden, welche später allenfalls ausgebaut werden können (ECom, 2021b).

Die ECom weist zudem darauf hin, dass beim Einsatzkonzept für die Kombination von Gaskraftwerken und einer Hydroreserve falsche Anreize vermieden werden müssen, zum Beispiel für zusätzliche Stromexporte oder für eine Reduktion der einheimischen Stromproduktion mit dem Ziel die Marktpreise zu erhöhen.

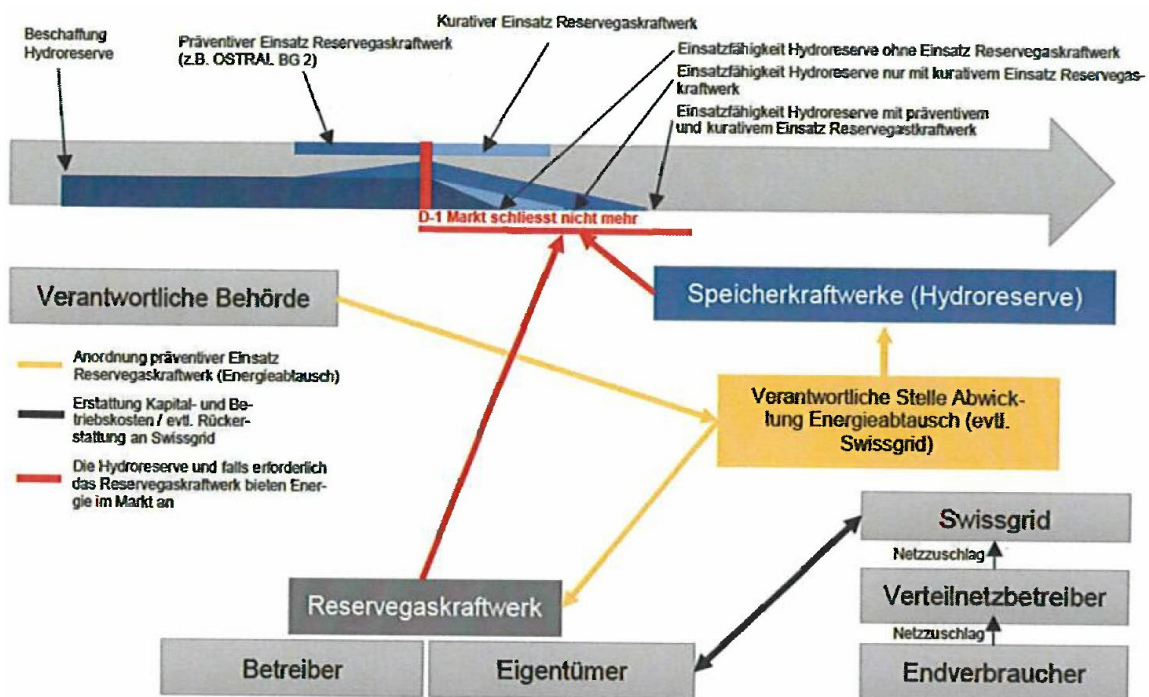


Abbildung 5: Akteure und Rollen bei der Kombination von Hydroreserve und Reserviegaskraftwerken (ECom, 2021b). Die ECom empfiehlt den präventiven Einsatz der Reserviegaskraftwerke zur Schonung der Hydroreserve, damit die Reserviegaskraftwerke kleiner dimensioniert werden können.

## 2.4 Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023

Im Bericht «Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023» untersuchte Swissgrid für das Bundesamt für Energie die Wahrscheinlichkeit von Stromdefiziten für den Zeitraum zwischen Oktober 2022 und Ende April 2023. Die Vorgaben für die Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen wurden durch BFE, ElCom und BWL festgelegt. Datenquelle für Strombedarf und Stromproduktion ist der Winter Outlook 2022/23 von ENTSO-E. Für Photovoltaik in der Schweiz ist dies 4.88 GW und für Windkraft 0.17 GW Leistung, d.h. die berücksichtigten Leistungen der erneuerbaren Stromproduktion sind sehr aktuell. Der Betrieb des fossilen Reservekraftwerkes in Birr wird hingegen *nicht* einbezogen (Swissgrid, 2022).

Der Bundesrat strebt im Zeitraum Oktober bis März analog der EU eine Reduktion des Strombedarfes von 10% gegenüber dem Durchschnitt der 5 Vorjahre an (Bundesrat, 2022). Dies entspricht einer Einsparung von 3.1 TWh Winterstrom. Ein reduzierter Strombedarf in der Schweiz zum Beispiel verursacht durch die Energiesparkampagne des Bundes oder durch erhöhte Strompreise wurde *nicht* einbezogen. Der Strombedarf für den Monat April wurde zudem gleich hoch wie im März gewählt, sodass der Winter-Strombedarf insgesamt eher zu hoch abgeschätzt wurde (Swissgrid, 2022).

Untersucht wurde ein Szenario «Eingeschränkte Gasverfügbarkeit» und ein Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit». Im ersten Szenario ist Erdgas in Europa nur beschränkt verfügbar, sodass im Mittel pro Land 15 % weniger Strom aus Gaskraftwerken im Vergleich zur Vergangenheit erzeugt werden kann. Im zweiten Szenario sind die AKW Beznau 1 und Leibstadt sowie 50% der französischen AKW ausgefallen.

Im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» wird ein durchschnittliches Stromdefizit von 46 GWh erwartet, was etwa 27% eines Tagesbedarfes im Winter entspricht. Das 95%-Perzentil der Simulationen beträgt 405 GWh. Diese fehlende Energiemenge entspricht etwa dem Zubau an Winterstrom aus Photovoltaik, welcher im Jahre 2023 erwartet wird. Sie beträgt etwa 13% des oben erwähnten Einsparziels des Bundesrates. Die Wahrscheinlichkeit für ein Stromdefizit beginnt Anfang April zu steigen und erreicht am 19. April 2023 ihr Maximum. Dabei wird eine maximale Leistung von 269 MW benötigt (Swissgrid, 2022).

Im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» tritt kein Stromdefinit im untersuchten Winter 2022/23 auf.

### 3 Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025

Im Zusammenhang mit der Sicherstellung der kurzfristigen Versorgungssicherheit mit Strom wurde im Bericht «Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025» im Auftrag des Bundesrates untersucht, wie viel Strom durch *zusätzliche* Effizienzmassnahmen bis 2025 eingespart werden könnte und welche Massnahmen auf Bundes- bzw. Kantonsebene dazu erforderlich wären. Es ging dabei nur um Massnahmen, welche keine Gesetzesänderungen benötigen und dank einer Effizienzsteigerung den gleichen Nutzen bei einem geringeren Stromverbrauch erzielen, d.h. das Potenzial von Suffizienz wurde nicht betrachtet (BFE, 2022a). Der Bericht regt an, in einem nächsten Schritt auch Massnahmen zur Stromeffizienz zu prüfen, welche grössere Gesetzes- oder Verfassungsänderungen voraussetzen.

Mit Massnahmen auf Bundesebene könnten im Jahr 2025 rund 200 GWh zusätzlich Strom eingespart werden, im Jahr 2030 würden dieselben Massnahmen bereits 700 GWh zusätzlich Strom einsparen, siehe Tabelle 1. Etwas mehr als die Hälfte der Einsparungen entstehen im Winterhalbjahr, siehe Abbildung 6. Die Massnahmen bestehen zum Beispiel aus einer Erhöhung der Mindestanforderungen an die Effizienz von Geräten, Anreize für Stromeffizienzmassnahmen bei Grossverbrauchern oder Förderprogramme in der Industrie zum Beispiel für effizientere Elektromotoren, Pumpen, usw. (BFE, 2022a).

Die Kantone könnten ebenfalls Massnahmen ergreifen, welche den Strombedarf insbesondere im Winter stark reduzieren könnten. Dabei werden zum Beispiel eine Ersatzpflicht für Elektroheizungen, Pflicht für intelligente Heizungssteuerung bei Zweitwohnungen und stärkere Vorgaben für die Beleuchtung bei Zweckbauten genannt. Im Bericht wird die Höhe der möglichen Einsparungen im Jahr 2025 wegen dem föderalen System aber nicht beziffert (BFE, 2022a).

*Tabelle 1: Zusätzlich realisierbare Stromeinsparungen durch Effizienzmassnahmen im Rahmen der heutigen Gesetzgebung für die Jahre 2025 und 2030. Datenquelle für die Potenziale: BFE (2022a).*

| Effizienzpotentiale in GWh          | Winteranteil | 2025 | Winter 2025 | 2030 | Winter 2030 |
|-------------------------------------|--------------|------|-------------|------|-------------|
| Heizen/Raumwärme                    | 70%          | 35   | 24          | 153  | 107         |
| Beleuchtung                         | 60%          | 41   | 24          | 25   | 15          |
| Anlagen und Prozesse in Unternehmen | 50%          | 79   | 40          | 370  | 185         |
| Private Haushalte                   | 50%          | 40   | 20          | 142  | 71          |
| <b>Einsparung im Winter in GWh</b>  |              |      | <b>108</b>  |      | <b>378</b>  |

Insgesamt beträgt das Einsparpotential mit technischen Massnahmen beim Strom etwa 20 TWh oder ein Drittel des aktuellen Strombedarfes (BFE, 2022a). Viele Massnahmen brauchen Zeit, bis sie wirken: Wenn zum Beispiel die Mindeststandards für die Energieeffizienz von Elektrogeräten verschärft werden, wirken sich diese neuen Standards nur auf Geräte aus, welche nach Inkrafttreten der neuen Bestimmung verkauft werden. Deshalb nimmt die Wirkung im Laufe der Zeit zu. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass solche Effizienzmassnahmen möglichst frühzeitig eingeführt werden sollten, um in absehbarer Zeit eine Wirkung zu entfalten.

Das BFE schreibt abschliessend in diesem Bericht: «Stromeffizienz ist kostengünstig und langfristig wirtschaftlich, mit keinem Verzicht verbunden und meist einfacher zu realisieren als Netz- und produktionsausbauten. Das Potenzial an Stromeffizienz ist deshalb weitest möglich zu realisieren.» (BFE, 2022a, S. 4). Zudem wird betont, dass die Wirkungsabschätzung konservativ erfolgt sei und eher höhere Einsparungen pro Massnahme erwartet werden könnten. Im Anhang des Berichtes befinden sich viele konkrete Massnahmen, zusammen mit einer Wirkungsabschätzung über die nächsten 6 Jahre.

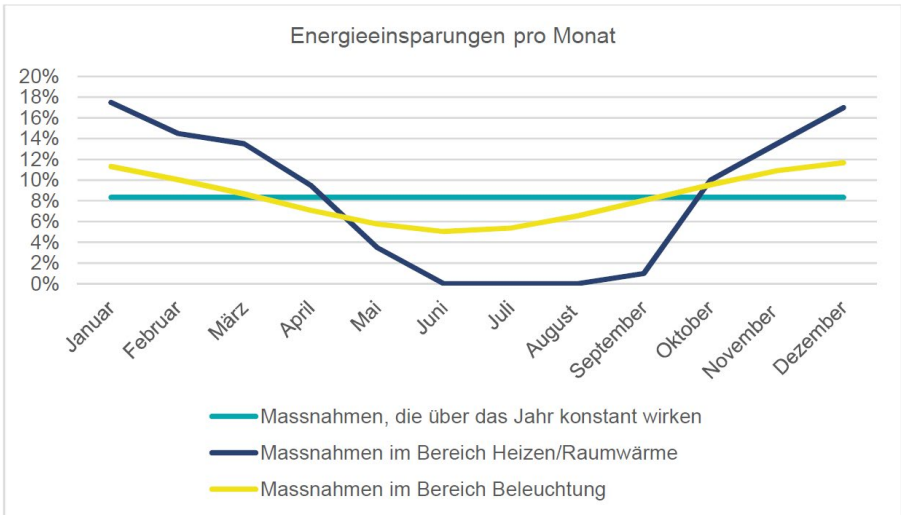


Abbildung 6: Zeitliche Verteilung der Stromeinsparungen durch Effizienzmassnahmen im Jahresverlauf (BFE, 2022a)

## 4 Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen

Die Studien zur Versorgungssicherheit mit Strom verwenden jeweils einen unterschiedlichen Kraftwerkspark. Gemäss den Vorschlägen des Ständerats und der Energiekommission des Nationalrats zum derzeit revidierten Energiegesetz (Mantelerlass) sollen die Ziele für die neue erneuerbare Stromproduktion auf 35 TWh im Jahr 2035 und 45 TWh bis 2050 erhöht werden (Parlament, 2023).

Diese Ausbauziele werden für diese Studie übernommen. Da vom Parlament keine Aufteilung auf die einzelnen Energieträger vorgenommen wurde, wird die Zielvorgabe proportional wie in den Energieperspektiven 2050+ für das Jahr 2035 auf die einzelnen Technologien aufgeteilt, siehe Abbildung 7.

### **Wasserkraft**

Für die Wasserkraft gelten die Zielwerte 37.9 TWh bis 2035 und 39.2 TWh bis 2050 (Parlament, 2023). Der Zielwert für 2035 entspricht etwa der heutigen Stromproduktion aus Wasserkraft, deshalb kann aus der Wasserkraft kein zusätzlicher Winterstrom in den kommenden 3 bis 5 Jahren erwartet werden.

### **Photovoltaik**

Photovoltaik macht in den Energieperspektiven 2050+ im Jahr 2035 83.1 % der neuen erneuerbaren Stromproduktion aus (BFE, 2020a). Per Ende 2022 war in der Schweiz eine jährliche Stromproduktion aus Photovoltaik von 4.4 TWh installiert (Stickelberger, 2023). Übernimmt man den PV-Anteil von 83.1 % aus den Energieperspektiven 2050+, entspricht dies einer PV-Produktion von 29.1 TWh im Jahr 2035 (83.1 % von 35 TWh). Bei einem gleichmässigen Zubau von 24.7 TWh über 12 Jahre ergibt sich somit ein jährlicher Zubau von ca. 2 TWh. Bis Ende 2025 müsste somit die PV-Produktion nach dieser Rechnung auf 10.6 TWh steigen.

Da der PV-Zubau im Rekordjahr 2022 etwa 1 TWh betrug, nehmen wir in den nächsten zwei Jahren vorsichtshalber eine geringere Ausbaurrate als 2 TWh pro Jahr an. Die angenommenen Werte für den Zubau von Photovoltaik sind für das Jahr 2023 + 1.5 TWh, für 2024 + 1.8 TWh und ab 2025 jeweils +2 TWh. Der Winterstromanteil wurde aufgrund der aktuellen Förderbedingungen mit 30 % (Bucher & Schwarz, 2019) angenommen.

### **Windkraft**

Gemäss der parlamentarischen Initiative 22.461 soll das Bewilligungsverfahren für den Bau von Windenergieanlagen beschleunigt werden. Damit soll rasch eine zusätzliche Jahresproduktion von 1 TWh aus Windenergie realisiert werden können (Parlament, 2022).

Gemäss der Stellungnahme des Bundesrats zur parlamentarischen Initiative für die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie (2023b) stehen 250 GWh Windenergie derzeit im Baubewilligungsverfahren und weitere 250 GWh Windenergie könnten je nach Entscheid des Bundesgerichts zu deren Nutzungsplanung dazukommen. Insgesamt soll aber 1 TWh Windenergie vom beschleunigten Verfahren profitieren können. Wenn angenommen wird, dass die erwähnten 500 GWh bis Ende 2025 realisiert werden, ergäbe sich bei einem Winterstromanteil von 67 % eine zusätzliche Winterstromproduktion von 0.3 TWh im Jahr 2025.

Windenergie macht in den Energieperspektiven 2050+ im Jahr 2035 mit 1.2 TWh 7 % der neuen erneuerbaren Stromproduktion aus (BFE, 2020a). Aktuell liefert sie 0.3 TWh im Jahr. Mit der neuen Zielsetzung im Mantelerlass ergibt sich ein Zubau auf 2.43 TWh bis 2035 (7 % von 35 TWh).

## Andere Erneuerbare

Zu Strom aus anderen Erneuerbaren zählt die Stromproduktion aus Holz, Biogas, Kehrichtverbrennungsanlagen (nur erneuerbarer Teil) und aus Geothermie. Aktuell wird mit diesen Technologien 1.4 TWh Strom pro Jahr produziert. Im Jahr 2035 soll ihre Stromproduktion gemäss den Energieperspektiven 2050+ 9.8 % der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien ausmachen (BFE, 2020a). Mit dem neuen Ausbauziel im Mantelerlass ergibt dies 3.44 TWh im Jahr 2035 (9.8 % von 35 TWh).

## Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion gemäss den Vorschlägen des Ständerats und der Energiekommission des Nationalrats zum derzeit revidierten Energiegesetz (Mantelerlass) ist in Abbildung 7 dargestellt. Durch den forcierten Ausbau kann gegenüber heute wesentlich mehr Winterstrom produziert und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden. Bis Ende 2026 sind zum Beispiel 1.6 TWh mehr Winterstrom aus PV und 0.3 TWh mehr Winterstrom aus Windkraft zu erwarten. Dadurch werden fossile Reservekraftwerke obsolet. Im Kapitel Fazit wird dies speziell diskutiert.

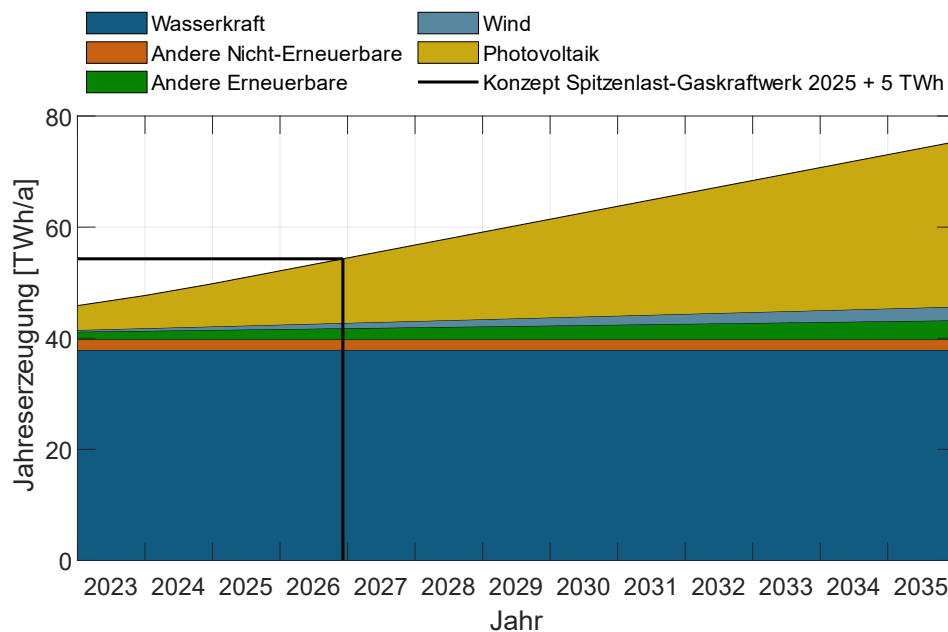


Abbildung 7: Prognostizierte jährliche Stromerzeugung (exkl. AKW) gemäss Zielen im Mantelerlass. Atomkraft (nicht dargestellt) und Elektrizität aus Wasserkraft und anderen, nicht-erneuerbaren Quellen wurde als konstant angenommen, da hier (besonders kurzfristig) keine grossen Veränderungen zu erwarten sind. Ein zusätzlicher Jahresertrag von 5 TWh, welcher einen Winterstrom-Anteil von mindestens 1.5 TWh enthält, wird im letzten Quartal 2026 erreicht (schwarze Linie). Dies entspricht dem zusätzlich benötigten Winterstrom für die Wasserkraftreserve im Worst Case (siehe Kapitel 2.4).



## 5 Fazit

Aufgrund der Warnungen vor einer drohenden Strommangellage entschied der Bundesrat im Januar 2023 fossile Reserve-Kraftwerke mit einer Leistung von maximal 1'000 MW zu beschaffen und entsprechende Ausschreibungen im Frühling 2023 durchzuführen. Bereits 2022 wurde in Birr mit der Installation von Diesel- oder Gaskraftwerken mit einer Leistung von 250 MW begonnen, welche mithelfen sollen, eine allfällige Strommangellage im Winter 2022/23 zu verhindern. Im vorliegenden Bericht analysieren wir diese Entscheidung anhand der jüngsten Studien zur Versorgungssicherheit und geben eine Empfehlung zum weiteren Vorgehen ab.

Die diversen Studien zur Stromversorgungssicherheit in der Schweiz untersuchen unterschiedliche Störungen auf das europäische Stromsystem: Die Bandbreite reicht von einer Gasmangellage in Europa und entsprechend reduzierter Stromproduktion aus Gaskraftwerken, über Ausfälle von einzelnen Atomkraftwerken in der Schweiz, eingeschränkte Strom-Importmöglichkeiten für die Schweiz, Trockenperioden mit stark reduzierter Produktion aus Wasserkraft bis zum Totalausfall aller AKW in der Schweiz. Der für die Simulationen verwendete Kraftwerkspark ist leider ebenfalls unterschiedlich. In den älteren Studien werden sowohl für Europa als auch für die Schweiz meist noch Daten aus dem Jahr 2012 verwendet, welche den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Regel unterschätzen.

Dadurch lassen sich die einzelnen Studien schlecht im Detail miteinander vergleichen. Dank der hohen Diversität in den Annahmen dürften sie in der Gesamtheit aber, gerade weil so unterschiedliche Annahmen zugrunde liegen, die tatsächliche Gefährdung mit einer hohen Wahrscheinlichkeit abdecken.

Über alle Studien betrachtet verursacht der Worst-Case in der Studie «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen» das höchste Stromdefizit von 1.6 TWh, wobei die fehlende Leistung bis zu 6 GW beträgt. Dabei wurde angenommen, dass die beiden Atomkraftwerke Beznau 1 und 2 definitiv ausser Betrieb sind, sämtliche anderen Schweizer Atomkraftwerke ausfallen, gleichzeitig die Speicherseen leer sind und Strom nur sehr eingeschränkt importiert werden kann.

Zeitlich gesehen treten die stärksten Probleme jeweils im Spätwinter, zwischen Anfang März und Ende April auf. Dabei *fehlt jeweils Energie und nicht Leistung*, denn wenn die Speicherseen noch genügend Wasser haben, können die Speicherkraftwerke die erforderliche Kraftwerksleistung in jedem Falle erbringen. Die Schweizer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke hatten Ende 2021 zusammen eine Leistung von 10.8 GW (BFE, 2020b). Das Fehlen von Energie (und nicht Leistung) im Winterhalbjahr ist eine ganz zentrale Erkenntnis.

Damit die Speicherkraftwerke im Notfall den benötigten Strom auch Ende Winter produzieren können, müssen sie während dem Winter geschont werden, d.h. der Füllstand der Speicherseen darf ein bestimmtes Niveau nicht unterschreiten. Deshalb hilft jegliche zusätzliche Stromproduktion oder Stromeinsparung im Winter, egal aus welcher Quelle und mit welchem Stromerzeugungsprofil. Massgebend ist nur die erzeugte oder eingesparte Strommenge, welche zu einer Schonung der Speicherseen führt. Dies ist die zweite wichtige Erkenntnis.

Dementsprechend ist auch der Einsatz der fossilen Reserve-Kraftwerke zur Schonung der Speicherseen vorgesehen: Die fossilen Reserve-Kraftwerke müssten je nach Störungsfall einige Wochen vor dem eigentlichen Störfall in Betrieb gesetzt werden, damit die Stauseen beim Eintreten des Störfalls einen erhöhten Wasserstand aufweisen. Dies offenbart eine Schwäche des Konzeptes mit fossilen Kraftwerken: Der Ausfall von Atomkraftwerken oder generell von Kraftwerken ist in den wenigsten Fällen

vorhersehbar – deshalb ist fraglich, ob die fossilen Kraftwerke im Worst-Case-Szenario eine Strommangellage überhaupt verhindern könnten.

Falls die Einsparziele des Bundesrates von 3.1 TWh Winterstrom mindestens zur Hälfte erreicht werden, würde auch dies in Kombination mit einer Wasserkraft-Reserve in den Stauseen zur Verhinderung des Worst-Case Szenario genügen.

Ein rascher Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien könnte ebenfalls zur Schonung der Stauseen beitragen. Abbildung 7 zeigt den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion gemäss den Zielen im Mantelerlass. Die im Worst-Case fehlende Strommenge von 1.6 TWh im Winter könnte mit dem Zubau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien gemäss Mantelerlass bereits bis Ende 2026 erfolgen. Dies entspricht etwa 5 TWh zusätzlicher Energie aus Photovoltaik und Windkraft (ausgezogene schwarze Linie in Abbildung 7).

Mit dem raschen Zubau der erneuerbaren Energien gemäss den Zielen im Mantelerlass (Stand Ende Februar 23) könnte somit selbst das Worst-Case-Szenario bis Ende 2026 abgedeckt werden. Voraussetzung ist in allen Fällen, dass die zusätzliche erzeugte oder eingesparte Strommenge im Winter auch wirklich zur Schonung der Speicherseen dient und der zusätzliche Strom nicht ins Ausland verkauft wird. Diese Bedingung gilt jedoch auch für das Konzept mit fossilen Kraftwerken. Daher handelt es sich beim Bedarf für eine gesetzliche Regelung der Speicherkraftreserve um eine dritte wichtige Erkenntnis.

Mit einer Umsetzung der immensen technischen Einsparpotentiale könnte zudem mittelfristig der Strombedarf um 10 bis 20 TWh reduziert werden (BFE, 2022a), was ebenfalls einen stark positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit hätte. Der Austausch von ineffizienten Technologien und Geräten braucht aber Zeit, deshalb besteht hier auf gesetzlicher Ebene (Bund und Kantone) ein dringender Handlungsbedarf (BFE, 2022a).

Auch finanziell würde sich der Ausbau der Erneuerbaren gegenüber fossilen Kraftwerken lohnen: Die fossilen Kraftwerke in Birr mit einer Leistung von 250 MW kosteten 470 Mio Fr. Die vom Bund angestrebten 1 GW würden linear hochskaliert somit ca. 1'880 Mio Fr. kosten. Bei einem Verzicht auf die restlichen fossilen Kraftwerke könnte demzufolge ca. 1.4 Mia. Fr. eingespart werden.

Oder eine andere Betrachtungsweise: Eine im Jahr 2019 neu gebaute PV-Anlage kostete in der Schweiz durchschnittlich Fr. 1'800 pro kWp (Sauter & Jacqmin, 2020). Mit den Kosten für die 1 GW fossilen Kraftwerke könnte somit etwa 1 GW PV auf Gebäuden zugebaut werden, welche jedes Jahr etwa 1 TWh Strom produzieren. Bei 0.1 Fr./kWh entspricht dies einem jährlichen Ertrag von 100 Mio Fr. Die fossilen Kraftwerke werden hingegen im Normalfall nichts produzieren und somit auch keine finanziellen Einnahmen generieren.

Zusammengefasst sollte eine Wasserkraftreserve in den Stauseen möglichst bald gesetzlich geregelt werden, denn diese ist bei allen Bedrohungen ein notwendiger Teil der Lösung. Der rasche Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und der Energieeffizienz bietet sowohl ökonomisch und ökologisch als auch bezüglich Versorgungssicherheit grosse Vorteile gegenüber der Beschaffung von fossilen Reserve-Kraftwerken. Eine Ausschreibung von weiteren fossilen Kraftwerken wäre deshalb nicht nachvollziehbar.

## 6 Literaturverzeichnis

- BFE. (o. J.). *Stromversorgungssicherheit*. Abgerufen 20. Februar 2023, von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.html>
- BFE. (2020a). *Energieperspektiven 2050+: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse*. Bundesamt für Energie (BFE).
- BFE. (2020b). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. Bundesamt für Energie BFE.
- BFE. (2022a). *Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025*.
- BFE. (2022b). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom*. Bundesamt für Energie.
- Bucher, C., & Schwarz, R. (2019). *Studie Winterstrom Schweiz—Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?* [Schlussbericht]. Basler & Hofmann AG.
- Bundesamt für Bevölkerungsschutz BABS. (2015). *Welche Risiken gefährden die Schweiz? Katastrophen und Notlagen Schweiz 2015*.
- Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS). (2020). *Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020*.
- Bundesrat. (2022, Dezember 21). *Energie: Bundesrat übernimmt Stromsparziel der EU in der Schweiz auf freiwilliger Basis*. Medienmitteilung. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92331.html>
- Bundesrat. (2023a, Januar 25). *Energie: Bundesrat setzt Winterreserveverordnung in Kraft*. Medienmitteilung. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92645.html>
- Bundesrat. (2023b, März 3). *Stellungnahme des Bundesrats zur parlamentarischen Initiative für die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie*. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-93446.html>
- Burck, J., Bals, C., Wittger, B., & Beck, M. (2007). *Climate Change Performance Index 2007*. <https://ccpi.org/download/climate-change-performance-index-2007/>
- ElCom. (2021a, Juni 3). *ElCom informiert über Versorgungssicherheit und Entwicklungen auf den Strommarkt*. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-83797.html>
- ElCom. (2021b). *Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen*.
- ENTSOG & ENTSO-E. (2020). *TYNDP 2020 Scenario Report*. <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>
- European Commission. (o. J.). *Clean energy for all Europeans package*. Abgerufen 20. Februar 2023, von [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en)
- Forster, C. (2022, Juni 3). Experten warnen: Der Schweiz droht Stromengpass im nächsten Winter. *Neue Zürcher Zeitung*. <https://www.nzz.ch/schweiz/elcom-warnt-der-schweiz-droht-stromengpass-im-naechsten-winter-ld.1687075>

- Frontier Economics. (2021). *Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU* [Schlussbericht]. Frontier Economics.
- Hälg, L., Cavadini, G. B., & Rohrer, J. (2021). *Das Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzpotential des beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz in der Schweiz*. Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW, Schweizerische Energiestiftung SES.
- Humbel, G. (2022, August 6). *Der Chef der Stromaufsicht rät zum Kauf von Kerzen und Holz*. NZZ Magazin. <https://magazin.nzz.ch/empfehlungen/der-chef-der-stromaufsicht-raet-zum-kauf-von-kerzen-und-holz-ld.1696815>
- Nordmann, R. (2019). Sonne für den Klimaschutz: Ein Solarplan für die Schweiz. In *Sonne für den Klimaschutz Ein Solarplan für die Schweiz* (1. Auflage). Zytglogge.
- Parlament. (2022). *Dringliches Gesetz zur Beschleunigung von fortgeschrittenen Windparkprojekten und von grossen Vorhaben der Speicherwasserkraft*. <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20220461>
- Parlament. (2023). *Meilensteine für die Weiterentwicklung der Schweizer Energiepolitik*. <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-urek-n-2023-02-23.aspx>
- Rechsteiner, R., Meier, R., Muntwyler, U., & Nordmann, T. (2018). *Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung*. Schweizerische Energiestiftung SES.
- Rohrer, J. (2016). *Wie wahrscheinlich sind Stromimporte für die Schweiz bis ins Jahr 2030?* <https://doi.org/10.21256/zhaw-1180>
- Rohrer, J. (2020). *Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik in der Schweiz*. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.
- Rohrer, J., & Sperr, N. (2018). Die Folgen der Dekarbonisierung des Energiesystems auf die Schweizer Stromversorgung. *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften*. <https://doi.org/10.21256/zhaw-4826>
- Sauter, Y., & Jacqmin, F. (2020). *Photovoltaikmarkt-Beobachtungsstudie 2019*. EnergieSchweiz. [file:///C:/Users/andd/AppData/Local/Temp/10107-15764\\_Observation\\_march%C3%A9\\_photovolta%C3%AFque\\_2019\\_v03\\_DE-1.pdf](file:///C:/Users/andd/AppData/Local/Temp/10107-15764_Observation_march%C3%A9_photovolta%C3%AFque_2019_v03_DE-1.pdf)
- Stickelberger. (2023). *Persönliche Kommunikation mit dem Geschäftsleiter von Swissolar, David Stickelberger*.
- Swissgrid. (2022). *Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023*.
- Swissolar. (2022). *Faktenblatt Photovoltaik*.
- Umweltallianz. (2018). *Energiewendeindex 2018*.