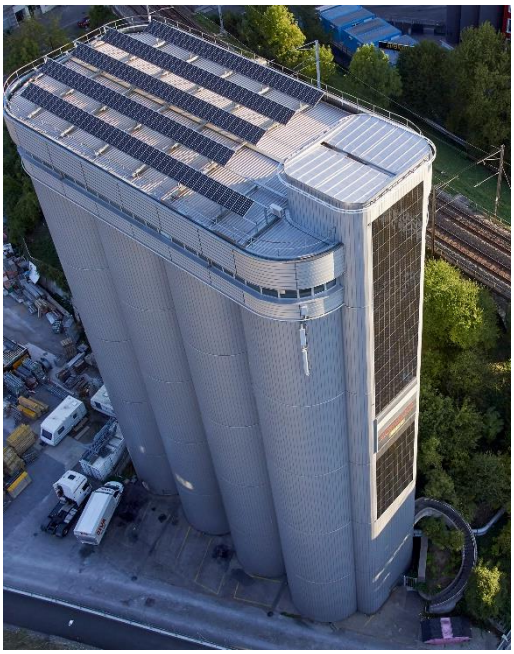
Energiewende im Stresstest

Versorgungssicherheit der Schweiz mittels Photovoltaik, Wasserkraft, Speicher und Stromeffizienz trotz KKW-Abschaltungen und Strommehrverbrauch für die nächsten 10 Jahre.

Autoren: Thomas Nordmann, Jörg Hofstetter
Datum: 21.09.2023



Bilder: Firma TNC

Zusammenfassung

Im letzten Bericht “Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom” [Dreamteam] haben wir gezeigt, wie eine Kombination aus Photovoltaik (PV) und Speicherseen kurzfristige die Stromversorgung der Schweiz sichern kann. In vorliegenden Bericht haben wir den Zeithorizont erweitert, und zeigen anhand publizierter Stromszenarien, dass PV und Speicherseen auch für die nächsten 10 Jahre, in welcher die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 abgeschaltet und die Elektromobilität ausgebaut wird, diese Rolle übernehmen können.

Wir untersuchen dazu, wie sich der gesamte Endenergieverbrauch der Schweiz bis 2050 entwickeln wird, mit Fokus auf der Stromproduktion. Da die Photovoltaik dabei eine wesentliche Rolle spielt, interessiert uns, ob die Speicherkapazitäten der Speicherseen die Schwankungen der PV-Produktion weiterhin ausgleichen können. Wir werden zeigen, dass bis 2030 die Stauseen die notwendige Speicherung übernehmen können, danach aber zusätzliche Batterien notwendig werden. Erst für die Zeit nach 2040 bleiben Fragen zur optimalen Technologiewahl zur Langzeitspeicherung (Power-to-X).

Wir haben für diese Untersuchung kein eigenes Stromszenario entwickelt, sondern bestehende, publizierte Szenarien bezüglich des Zusammenspieles von PV und Speicherseen untersucht und ein ausgewähltes Szenario im Detail getestet. Im Hauptteil dieses Berichtes werden die Ergebnisse dieses Tests präsentiert, die zeigen, dass damit die Speicherseen bis 2030 ihre Funktion auch bei fortgesetztem Stromhandel erfüllen können. Dazu werden auch die aktuellen Resilienz-Bedingungen der Elcom (Elektrizitätskommission) und die neuste Studie der ETH zur Bedeutung der Staffelung der KKW-Abschaltung herangezogen.

Lesehinweis: Verweise auf den Anhang erfolgen durch [*Verweisname*].

Transformation der Energieversorgung

Als Einstieg und Rahmen zu unserem Speichersee-Test bis 2030 skizzieren wir die Transformation der Energieversorgung mit fossilfreien Technologien bis 2050. Dafür wurden publizierte Energieszenarien für die Schweiz miteinander verglichen. Details dazu finden sich im Anhang unter [Szenarien].

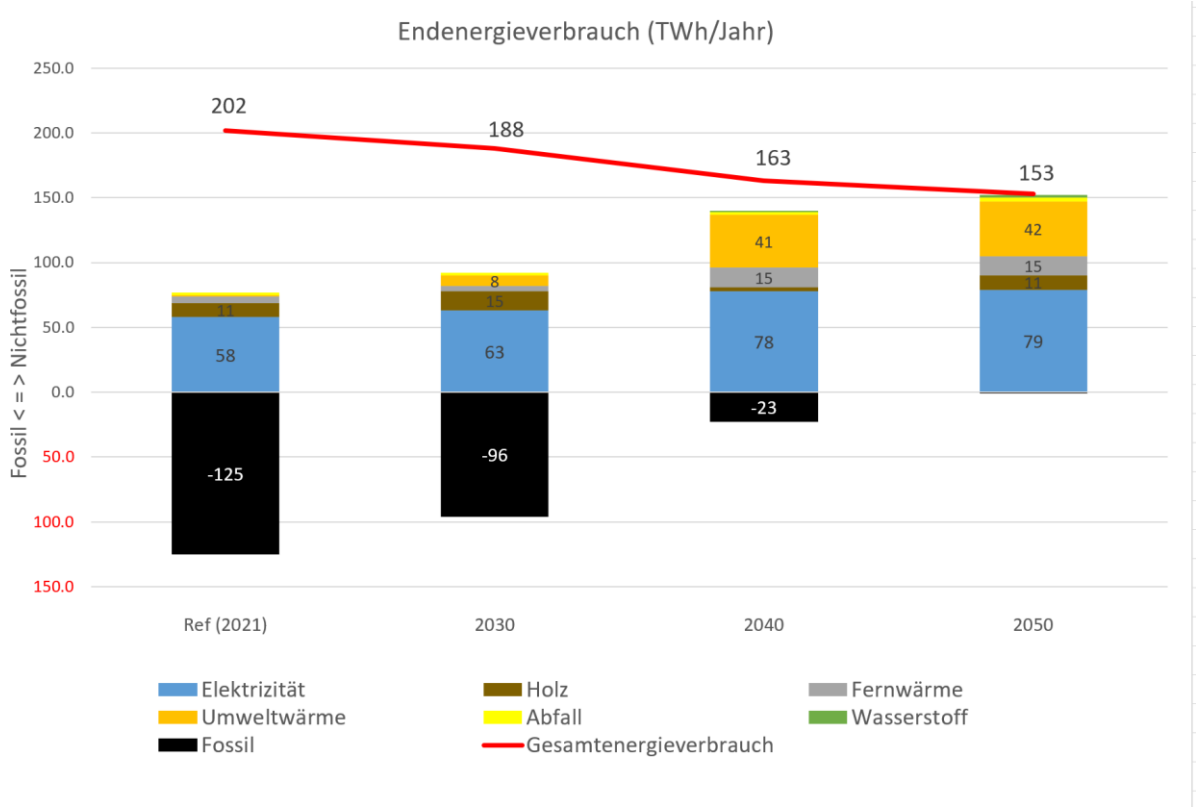


Abbildung 1: Quelle [VSE/Endenergie]. Entwicklung Endenergieverbrauch bis 2050, ohne Strom für Pumpspeicher, Verluste, und Batterieladungen.

Abbildung 1 zeigt eine mögliche Transformation des Endenergieverbrauches der Schweiz bis 2050 auf Basis von [VSE/Endenergie], für das dortige Szenario «defensiv-isoliert». Um die Entwicklung der fossilen Energieträger besser verfolgen zu können, sind diese unterhalb der Null-Linie dargestellt, während die fossilfreien oberhalb gezeigt werden. Die rote Linie markiert den Gesamtenergieverbrauch (fossil und fossilfrei).
Es ist deutlich zu erkennen, wie fossile Energieträger bis 2050 durch den Ausbau anderer Energieträger ersetzt werden und gleichzeitig der Gesamtenergieverbrauch sinkt. Dies mag auf den ersten Blick überraschen, liegt aber daran, dass die physikalisch ineffizienten Verbrennungsprozesse elektrifiziert werden. Dadurch wird auch die Abhängigkeit unserer Energieversorgung vom Ausland drastisch reduziert.

Eine der grössten Herausforderung dieser Transformation ist die Sicherstellung der notwendigen Strommenge (Elektrizität). Dem Ausbau der Photovoltaik (PV) wird dabei eine zentrale Rolle zukommen. Gleichzeitig wird der Strombedarf durch die abzuschaltenden Kernkraftwerke, das Bevölkerungswachstum, die Elektromobilität, Wärmepumpen und die Produktion von inländischem Wasserstoff steigen. Es gibt aber auch Stromminderungseffekte wie den Ersatz der Elektrospeicherheizungen, Effizienzsteigerungen und Nachfragesteuerung (sog. Demand-Side-Management / DSM).

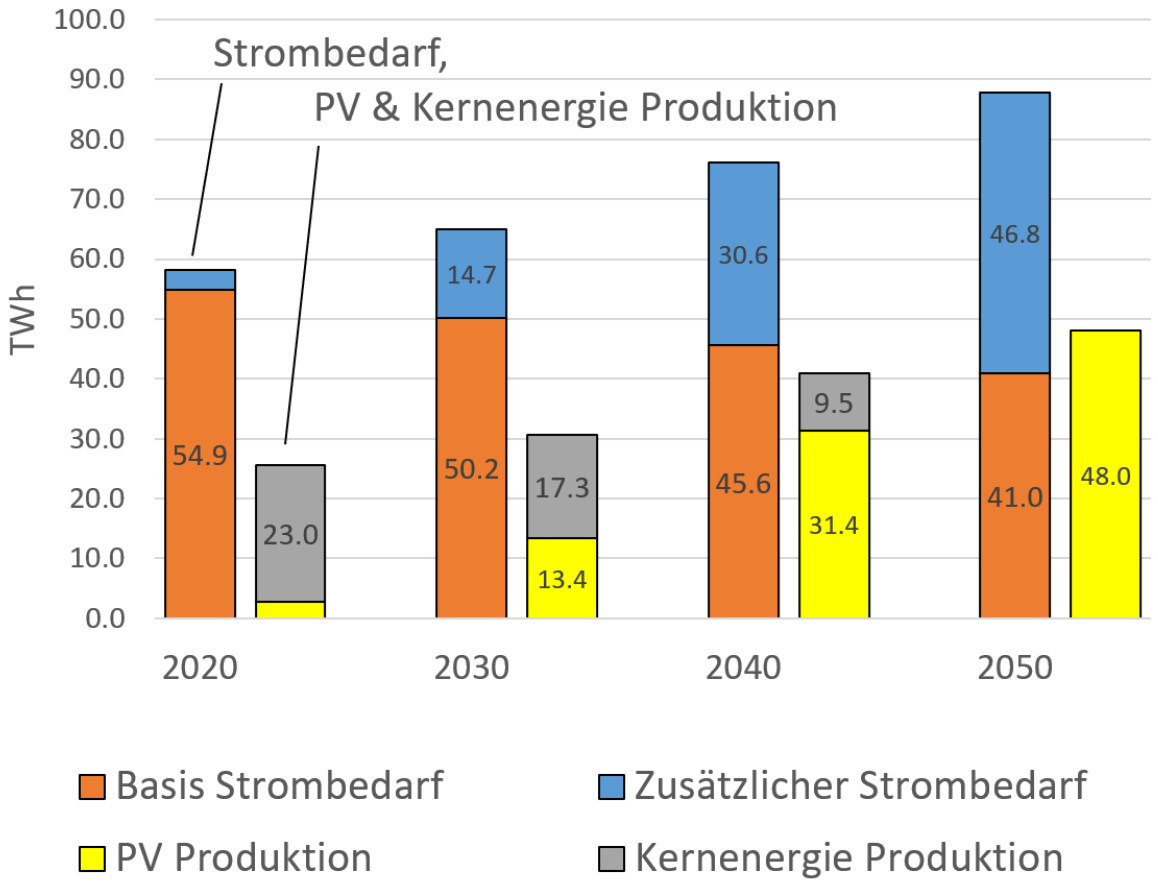


Abbildung 2: Entwicklung des Strombedarfs (ohne Verluste) und der PV- und Kernenergie-Produktion in [TWh], Quelle: [Axpo/Grossen]

Die obige Grafik zeigt eine mögliche Entwicklung der Stromversorgung von 2020 bis 2050 auf Basis der Daten von [Axpo/Grossen].
Beim Vergleich mit Abbildung 1 fällt auf, dass in Abbildung 2 von einem etwas höheren Strombedarf ausgegangen wird. Zum Vergleich der Zahlen unterschiedlicher Modelle und Szenarien siehe dazu den untenstehenden Infoeinschub «Strom-Szenarien im Vergleich».

Die linken Säulen zeigen die Entwicklung des Strombedarfs (*ohne* Verluste). Dieser wurde aufgeteilt in die Bereiche «zusätzlicher Strombedarf», d.h. die neuen Wachstumsgebiete Elektromobilität, Wärmepumpen und Wasserstoff/Power-to-X (lokale Produktion), und andererseits den «Basis Strombedarf», d.h. den übrigen Strombedarf. Die Abnahme des Basisbedarfes gründet insb. auf dem Ersatz der ineffizienten Elektroheizungen und allgemeinen Effizienzsteigerungen.

Die rechten Säulen zeigen die Entwicklungen der Kernenergie (bei einer Laufzeit der Kraftwerke von 60 Jahren) und der Photovoltaik (PV) bis 2050. Es wird ersichtlich, dass die PV nicht nur die Kernenergie ersetzt, sondern auch einen Teil der zusätzlichen Stromproduktion übernimmt.

Strom-Szenarien im Vergleich

Wir haben für diese Bericht mehrere Studien/Modelle miteinander verglichen.
Leider lassen sich die unterschiedlichen Studien nicht immer einfach miteinander vergleichen, da insbesondere Verluste und Bedarf für die (Pump)Speicher von den Studien unterschiedlich eingerechnet werden. Zudem beinhalten die Studien meist mehrere Szenarien, die auf unterschiedlichen Annahmen beruhen. Trotzdem schien uns wichtig, unsere Arbeit auf möglichst vielen Studien abzustützen.

Zum Vergleich nachfolgend der Strombedarf in TWh der verglichenen Szenarien im Jahr 2050, ohne Strom für (Pump)Speicher, aber inklusiv Verlusten:

Strombedarf 2050 verschiedener Szenarien inklusiv Verluste in TWh	
VSE, Energieversorgung der Schweiz bis 2050, 2022 Szenario «defensiv-isoliert»	83 TWh
BfE, Energieperspektiven 2050+, 2020	76 TWh
Axpo Power Switcher, Szenario Nationalrat-Grossen	94 TWh
ETH Energy Science Center (ESC), Assessing the Feasibility of Scenarios for the Swiss Electricity System,2023 Nexus-e / Szenario Grossen	91 TWh
ETH Energy Science Center (ESC), Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz, 2023	80-100 TWh

Weiter Details zum Vergleich der Zahlen und zum Entscheid, warum wir schlussendlich das Szenario [Axpo/Grossen] einem Stress-Test unterworfen haben, finden sich im Anhang unter [Szenarien] und [VSE-Endenergie].
In [ETH/Economiesuisse] findet sich zudem ein Vergleich bezüglich Abschaltungen der KKW's und dem Realitätsbezug der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren.

Da die PV-Produktion Schwankungen unterliegt, wird mit zunehmendem PV-Ausbau auch der Speicherbedarf wachsen. Einerseits für den Ausgleich von Tagesschwankungen (Tag/Nacht, Schlechtwetter), aber auch für die Langzeitspeicherung, vom Sommer in den Winter, und die Netzstabilisierung.

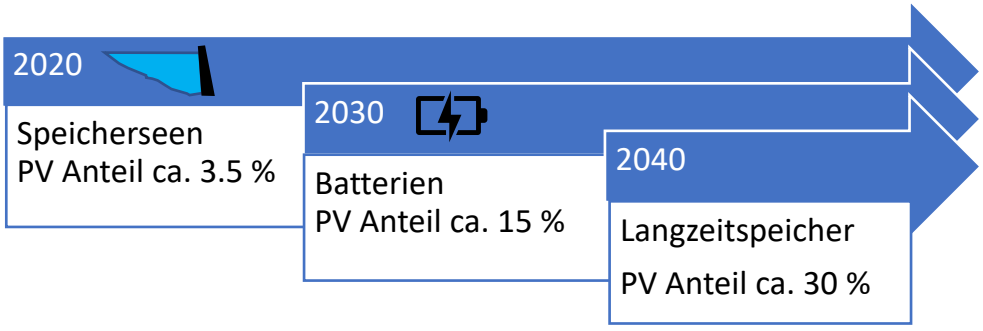


Abbildung 3: Phasen der Speichertechnologien, weiterentwickelt anhand [VSE/Speicher]

Die obige Grafik zeigt vereinfacht, wie man sich den Speicherausbau in drei Phasen zeitlich gestaffelt vorstellen kann (siehe Infokasten unten).
In diesem Bericht konzentrieren wir uns auf die Phase «Speicherseen» bis 2030, in welcher die bestehenden Speicherkraftwerke und Pumpspeicher den Grossteil der notwendigen

Speicherung übernehmen. Wir werden in der Folge ein publiziertes, typisches Stromszenario daraufhin testen, ob es die notwendige Speicherung mittels Speicherseen gewährleisten kann.

Haupt-Phasen des Speicherausbaus

Wir können basierend auf der Studie [VSE/Speicher] grob drei Haupt-Phasen identifizieren:

1. *Speicherseen*: Bis etwa 2030 werden die notwendigen PV-Speicheranforderungen grossmehrheitlich durch Speicherkraftwerke und Pumpspeicher abgedeckt. Je nach Szenarien spielen im geringeren Masse auch lokale Batterien und/oder zuschaltbare Gaskraftwerke eine Rolle.
2. *Batterien*: Zwischen 2030 und 2040 wird die installierte Batterie-Leistung stark anwachsen müssen (Vervierfachung). Nicht nur um Schwankungen der wachsenden PV-Produktion auszugleichen, auch für die Netz-Stabilisierung (welche mehrere Stufen umfasst, bis hin zur ganz kurzfristigen Stabilisierung, die heute durch die Massenträgheit der mechanischen Generatoren übernommen wird). Technisch werden dies einerseits Li-Ionen Speicher sein, aber auch neue, dezentrale Speichertechniken wie Salzspeicher. Dieser Ausbau wird wesentlich durch den Ausbau der e-Mobilität unterstützt. Entweder mittels Rückspeisung direkt aus den e-Autos und/oder aus stationären Anlagen bestehend aus Second-Life Akkus, d.h. Akkus die aus e-Autos ausgebaut und aufbereitet werden.
3. *Langzeitspeicher*: Ab 2040 wird es zusätzliche Langzeitspeicher brauchen, um Strom aus dem Sommer für den Winter bereitstellen. In diesem Punkt gibt es bei den unterschiedlichen Modellen noch grössere Differenzen. Manche setzen auf internationalen, grünen Wasserstoff, andere auf lokal produzierten Wasserstoff/Power-To-Gas. - Oder werden sich neue Batterie-Entwicklungen durchsetzen oder importierter Windstrom aus dem Norden?

Machbarkeitseinschätzung: Die nötigen Technologien für die Phase «Speicherseen» und «Batterien» stehen schon heute zur Verfügung, oder stehen kurz vor der Markteinführung. Für die Phase «Langzeitspeicherung» sind Technologien bekannt aber auch noch (Forschungs-)Fragen offen. Deren Klärung muss vorangetrieben werden, aber Entscheide können/müssen noch etwas zuwarten.

Testmethode für die Belastung der Speicherseen

Wir beschreiben nun die Testmethode, mit welcher wir ein konkretes Transformations-Szenario auf seine Auswirkungen auf die Speicherseen untersuchen wollen. Dabei interessiert uns insbesondere, ob die Speicherkapazitäten der Speicherseen richtig genutzt werden und ob diese reichen, um die vorhandenen Schwankungen der PV-Produktion auszugleichen.

Im Bericht "Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom" [Dreamteam] haben wir bereits ein einfaches Modell der Speicherseen erstellt, welches unterscheidet zwischen:

- (Wasser)Zufluss: natürlich oder gepumpt
- Verstromung: Stromproduktion durch Turbinierung von Wasser
- Füllstand: gemessen in TWh, d.h. derjenigen Energie, welche maximal mit diesem Wasser produziert werden kann

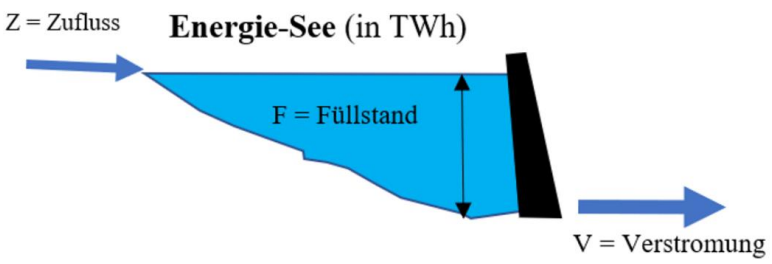


Abbildung 4: Speichersee-Modell

Weiter haben wir in [Dreamteam] ermittelt, wie wir aus den monatlichen Messwerten über die Verstromung und den Füllstand den Zufluss berechnen können. Details dazu siehe unter [Strommodell].

Um ein konkretes Transformations-Szenario bezüglich der Auswirkungen auf die Speicherseen zu testen, haben wir ein Strommodell der Schweiz entwickelt, welches auf Speicherseen und PV-Produktion fokussiert. In diesem Modell wird der Zufluss in die Speicherseen in natürliche Zuflüsse und Pumpen-Zuflüsse aufgeteilt. Dies, da wir es mit zwei grundlegenden Typen von Speicherseen zu tun haben. Speicherkraftwerke werden primär durch natürliche Zuflüsse gespiesen. Pumpspeicherkraftwerke hingegen können aktiv (d.h. mit Strom) Wasser in die Höhe pumpen, um es später dann in Strom umzuwandeln. Die Kapazitäten der Pumpspeicherwerke in der Schweiz sind eher klein und für den Ausgleich von Tagesschwankungen der PV-Produktion geeignet, siehe dazu [Dreamteam].

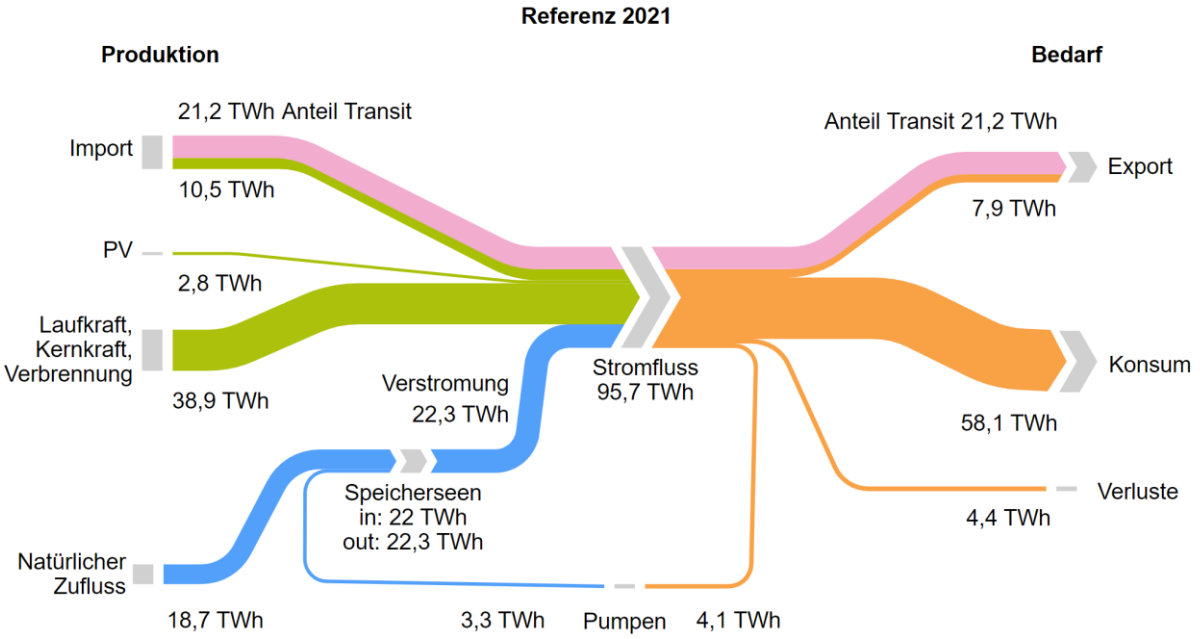


Abbildung 5: Strommodell Schweiz, mit Energieströme in TWh im Referenzjahr 2021, Quelle [BfE/Erzeugung], grafische Darstellung siehe [Sankey-Diagramme].

Zur Erklärung der grundlegenden Idee unserer Testmethode betrachten wir in Abbildung 5 das Referenzjahr 2021 anhand von bestehenden Messdaten, siehe dazu [BfE/Erzeugung]. Im Anhang werden unter [Strommodell] die einzelnen Parameter, die verwendeten Quellen und Berechnungsschritte im Detail beschrieben.

Was sofort auffällt, ist der grosse Anteil «Transit», d.h. Anteile des Imports, welche unser Land bloss «durchqueren».

Im zentralen Block «Stromfluss» treffen sich die linksseitige «Produktion» und der rechtsseitige «Bedarf». Da Input und Output des Blockes «Stromfluss» jeweils gleich gross sein müssen, können wir anhand der Szenario-Werte für die Produktion (ohne Verstromung) und den Bedarf eines zu testenden Szenarios die dazu notwendige Verstromung aus den Speicherseen berechnen und eine Bilanz erstellen.

> Im Block «Speicherseen» sollte sich zwischen den Inputs («Natürlicher Zufluss» und Zufluss aus den «Pumpen») und der «Verstromung» übers Jahr ein Gleichgewicht einstellen. Im obigen Bild sehen wir bei «Speicherseen», dass der Input (Zuflüsse) 22 TWh, der Output (Verstromung) 22.3 TWh beträgt. Diese Bilanz zeigt, dass 2021 gesamthaft zu einem leichten Entleeren der Speicherseen geführt hat.

Diese Bilanzierung der Zuflüsse und der Verstromung der Speicherseen haben wir nicht nur jährlich, sondern monatlich durchgeführt. Daraus kann ein Jahresdiagramm der Speicherseefüllstände erstellt werden, welches das Verhalten des Szenarios über das ganze Jahr übersichtlich wiedergibt.

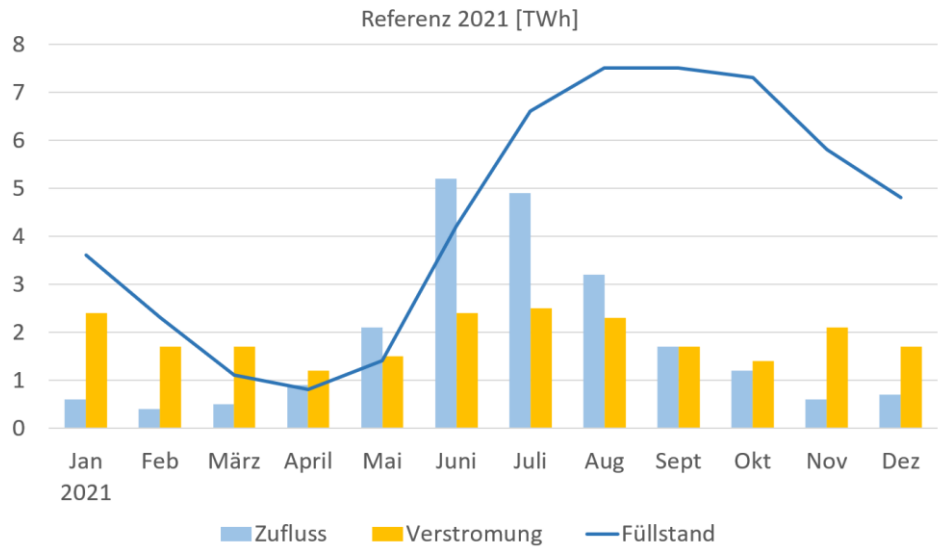


Abbildung 6: Entwicklung der Speicherseefüllstände in TWh, anhand Referenzmodell 2021 [BfE/Erzeugung].

Im Diagramm ist ersichtlich, dass sich die Stauseen insb. ab Juni/Juli wegen des grossen Zuflusses (Schneeschmelze) füllen und wir in den Wintermonaten von dieser Energiespeicherung profitieren, die dazu beiträgt den grösseren Strombedarf und PV-Minderertrag im Winter zu decken.

Im obigen Beispiel ist das vergangene Jahr 2021 modelliert, für welches Messwerte für alle drei Parameter vorhanden sind.
Wollen wir nun aber für ein zukünftiges Szenario, z.B. im Jahr 2030, den Füllstand ermitteln, können wir aus dem obigen Strommodell die Verstromung ermitteln, uns fehlen aber noch die Daten über den Zufluss
In unserem Ansatz gehen wir davon aus, dass sich die Zuflüsse über die Jahre nicht massiv ändern und die Kapazität der Speicherseen gleichbleibt. Damit können wir für die Modellierung die Zufluss-Werte diejenigen aus dem Referenzjahr 2021 verwenden. Ein Vergleich der Zuflüsse über mehrere Jahre von 2018-2022 (siehe [Strommodell]) bestätigt, dass dieser Ansatz vertretbar ist.

Können wir mit Speicherseen Energie aus dem Sommer für den Winter speichern?

Mit der Zunahmen der PV-Stromproduktion nimmt auch die saisonale Langzeitspeicherung von PV-Strom vom Sommer in den Winter an Bedeutung zu. Damit drängt sich die Frage auf, ob Speicherseen PV-Energie saisonal speichern können. – Die Antwort ist nicht ganz einfach.
Zum einen können wir im Sommer nicht mit überschüssigem PV-Strom große Mengen Wasser in die Stauseen pumpen. Die Pumpspeicherkraftwerke haben nicht die nötigen Kapazitäten dazu (beschränkend sind meist die unteren Speicherbecken, siehe [Dreamteam]). Zum anderen brauchen wir die Pumpspeicher vor allem für den täglichen Ausgleich.
Andererseits ist es bereits heute so, dass im Sommer/Herbst Energie in Form von natürlichem Wasserzufluss in den Speicherseen gespeichert und in den Wintermonaten konsumiert wird. Die aktuelle Kapazität der Speicherseen wird damit aber weitgehend ausgeschöpft.
Bereits in [Dreamteam] haben wir aufgezeigt, wie die PV-Produktion im Winter zur Entlastung der Speicherseen und damit der Schaffung einer Wasser-Reserve beitragen kann. Eine hohe PV-Produktion im Sommer kann uns analog dabei unterstützen, die Langzeitspeicherung per natürlichem Zufluss zu optimieren, indem die PV-Produktion die Verstromung im Sommer/Herbst entlastet und die Speicherseen damit schneller gefüllt werden. Dies trägt direkt zur Versorgungsicherheit bei: Sollte ein schneearmes Jahr zu wenig Zufluss generieren, kann dies so kompensiert werden!
In diesem Sinne gilt: Ja, Speicherseen können Energie aus dem Sommer für den Winter speichern und überschüssiger PV-Strom im Sommer/Herbst kann bei der Optimierung helfen.

Stresstest Stromszenario

Wir wollen nun diese Testmethodik auf ein konkretes, bereits publiziertes Stromszenario anwenden. Wir haben dazu mehrere Energieszenarien bezüglich Endenergieverbrauch und der einzelnen Produktionsmethoden miteinander verglichen. Im Anhang sind dazu unter [Szenarien] wichtige Kennzahlen dieses Vergleichs aufgeführt.
Wir haben uns für den Stresstest für das Szenario von Nationalrat-Grossen entschieden, welches auf der Plattform https://powerswitcher.axpo.com/ der Firma Axpo publiziert ist, siehe [Axpo/Grossen]. Das Szenario zeichnet sich durch ein starkes Wachstum sowohl der PV-Produktion als auch der Stromnachfrage bis 2050 aus. Dies ist für unseren Stresstest bezüglich Speicherseen besonders interessant, da herausfordernd.

Eckwerte des Szenarios [Axpo/Grossen] für die nachhaltige Stromproduktion:

	2030	2035	2050
Nachhaltiger Strom [TWh]	16.2	25.4	52.2

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Produktionsfaktoren und der Nachfrage bis ins Jahr 2050, wobei die vorgängig in Abbildung 2 diskutierte zeitliche Entwicklung von Produktion und Nachfrage mit diesem Szenario übereinstimmt.

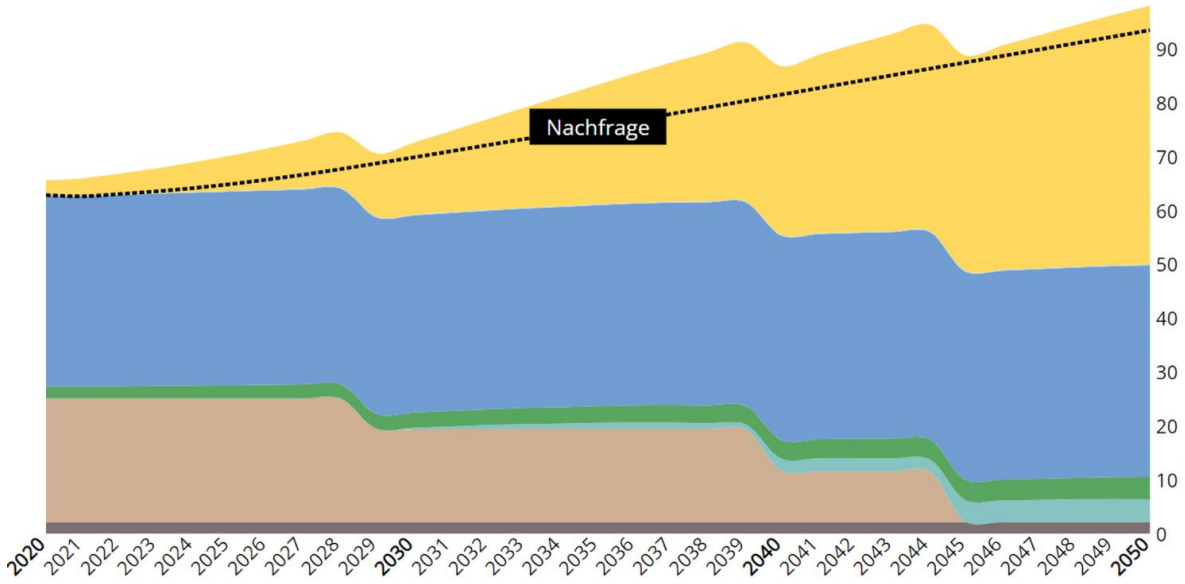


Abbildung 9: Produktion und Nachfrage gemäss Szenario, Originalbild aus [Axpo/Grossen]

PV
Hydro: Lauf- und Speicherwasser
Biomasse
Gas-To-Power
Kernenergie
Fossile Energieträger

Wesentliche Veränderungen zwischen dem Referenzjahr 2021 und 2030:

- Beznau 1 und 2 abgeschaltet
- PV stark ausgebaut
- Zunahme der Nachfrage, siehe dazu Diskussion zu Abbildung 2

Sehen wir uns nun die monatliche Entwicklung (Januar bis Dezember) für das Jahr 2030 an.

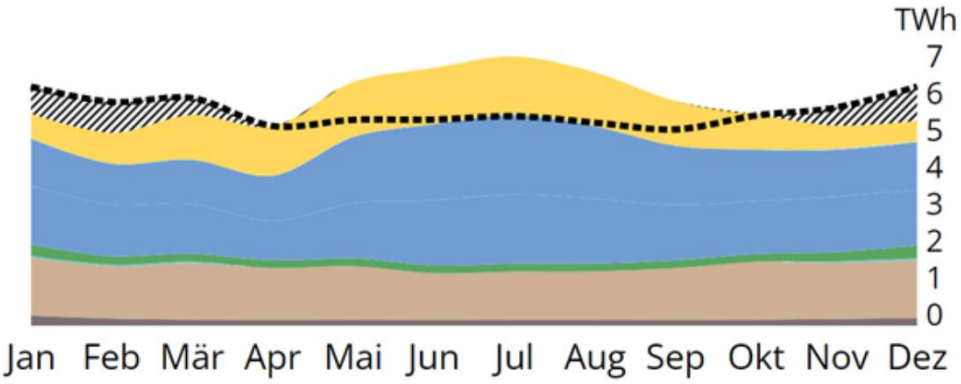


Abbildung 10: Produktion und Nachfrage im Jahr 2030, Originalbild [Axpo/Grossen)

PV
Hydro: Lauf- und Speicherwasser
Biomasse
Gas-To-Power
Kernenergie
Fossile Energieträger

Gut zu sehen ist die verminderte PV-Produktion in den Wintermonaten und die daraus resultierenden Import-Bedürfnisse (schraffierte Fläche).

Die ETH hat in [ETH/Economiesuisse] die Bedeutung der Staffelung der Abschaltung der KKW's beleuchtet. Mit einer Laufzeitverlängerung auf 60 Betriebsjahre kann die Importabhängigkeit im Winter bedeutend vermindert werden. Aus Abbildung 9 wird ersichtlich, dass das Modell [Axpo/Grossen] dem dortigen Szenario KKW60 folgt. Auch die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien folgt weitgehend dem dort vorgeschlagenen Referenzmodell.

Im Folgenden werden wir das oben beschriebene Szenario [Axpo/Grossen] im Jahr 2030 einem Stresstest bezüglich der Verwendung der Speicherseen unterwerfen. D.h. wir untersuchen, wie sich die Speicherseen übers Jahr verhalten. Werden sie längerfristig entleert oder ergibt sich eine stabile Situation? Sind genügend Reserven vorhanden, um auch eine PV-Flaute zu überbrücken?
Warum gerade das Jahr 2030? – Wir wollten in diesem zweiten Bericht den zeitlichen Horizont in etwa auf die nächsten 10 Jahre ausdehnen, einem überblickbaren Zeithorizont, der zu robusten Resultaten für aktuelle Entscheide führen soll. Die obige Diskussion der Phasen der Speicherausbaus zeigt zudem, dass ca. ab 2030 eine neue Phase der (Batterien)Speicherung beginnt. Ebenfalls für 2030 spricht, dass 2030 der Prozess der KKW-Abschaltung voraussichtlich einen Schritt weiter ist (Beznau I und II abgeschaltet) und einige der verwendeten Szenarien bloss in 10-Jahresschritten vorliegen (also 2030, 2040, 2050).

Für die praktische Umsetzung haben wir die dazu notwendigen Input-Parameter aus dem [Axpo/Grossen] - Modell in unser vorgängig erklärtes Strommodell übernommen, unter Berücksichtigung folgender Besonderheiten:

- Da wir in unserem Test die Wirkung der Pumpspeicher beobachten wollen, diese aber im Axpo-Szenario nicht explizit aufgeführt werden, haben wir diese rechnerisch integriert, und zwar anhand Daten des Referenzjahres 2021, siehe dazu [Strommodell].
- Wie oben begründet, haben wir die die natürlichen Zuflüsse (pro Monat, natürliche und Pumpspeicher) aus dem Referenzszenario 2021 übernommen.
- Die im Szenario [Axpo/Grossen] propagierte installierte PV Peakleistung wird unverändert übernommen, aber die daraus resultierende Stromproduktion pro Monat wird anhand von Vergleichen mit anderen Modellen im Winter leicht nach unten («Sicherheitsmarge») und im Sommer nach oben angepasst, siehe [Szenarien].

Die Resultate:

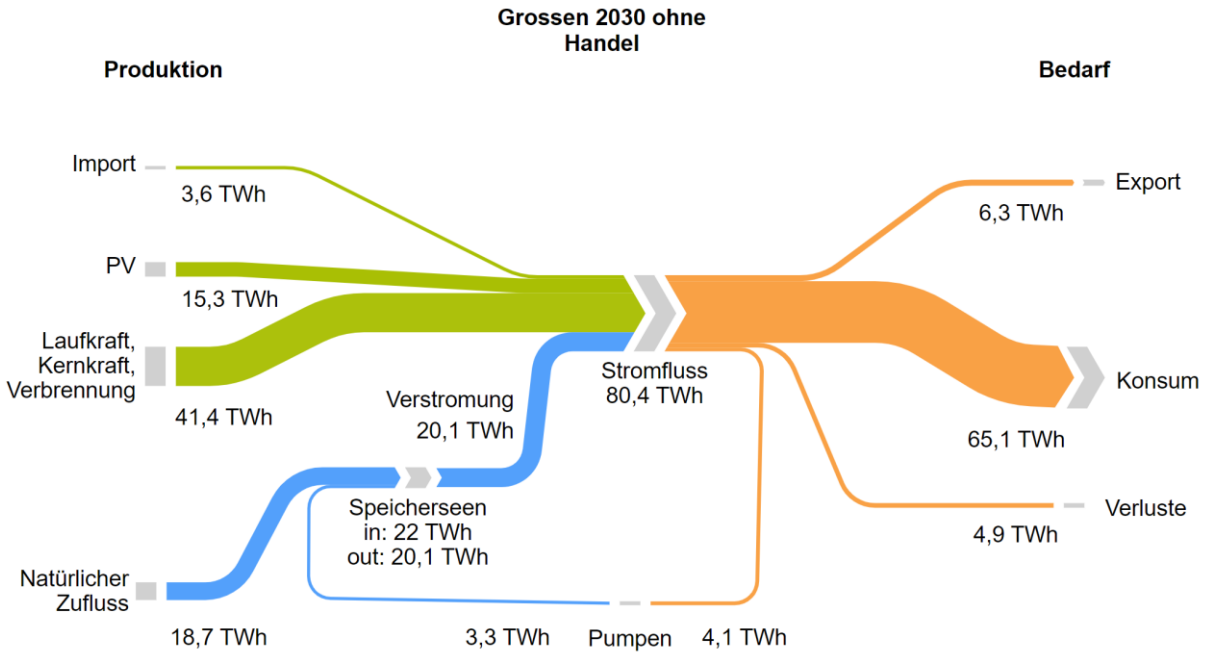


Abbildung 11: Jahres-Energieströme im Jahr 2030 [Axpo/Grossen]

Dazu folgende Bemerkungen:

- Die aufgeführten Importe/Exporte scheinen gering, ein eigentlicher kommerzieller Handel ist nicht modelliert. Die Importe werden verwendet, um Inlandlücken zu schliessen, die Exporte, um Überschüsse «loszuwerden».
- Der PV-Anteil hat gegenüber 2021 markant zugenommen.
- Die Bilanz der Speicherseen ist positiv. Übers Jahr gesehen wird sogar mehr gefüllt (in) als entnommen (out).

Wir betrachten nun die Monate Juli und Januar im Detail.

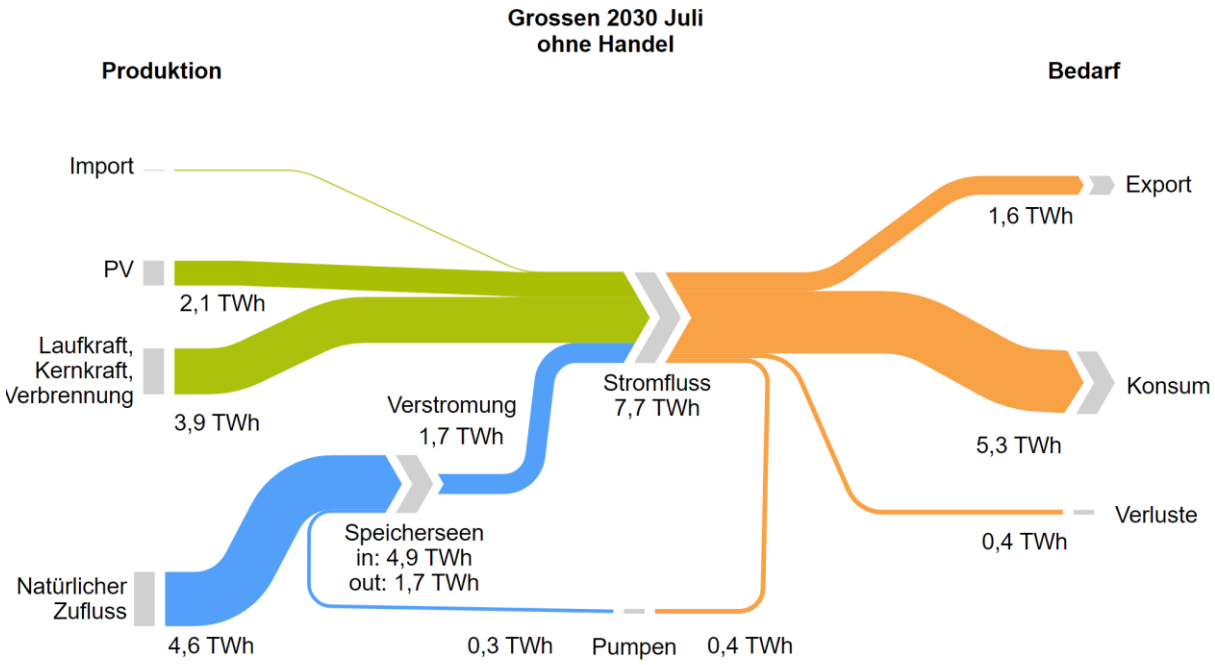


Abbildung 12: Juli Energieströme 2030, ohne Handel: Speicherseen werden gefüllt.

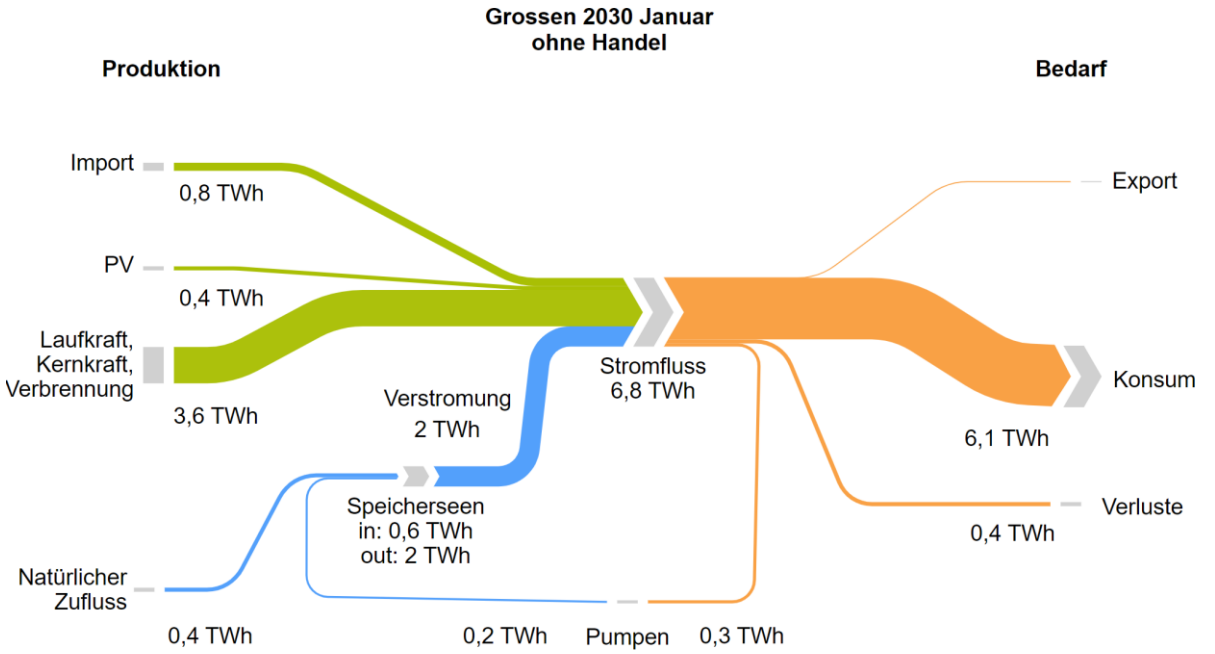


Abbildung 13: Januar Energieströme 2030, ohne Handel, Speicherseen werden entleert.

Wir sehen, dass im Januar mehr Strom aus den Speicherseen produziert wird, als Wasser nachfliesst, d.h. die Speicherseen werden entleert Wenn wir alle Monate berücksichtigen, können wir damit Entwicklung der Füllstände der Speicherseen über das ganze Jahr erfassen.

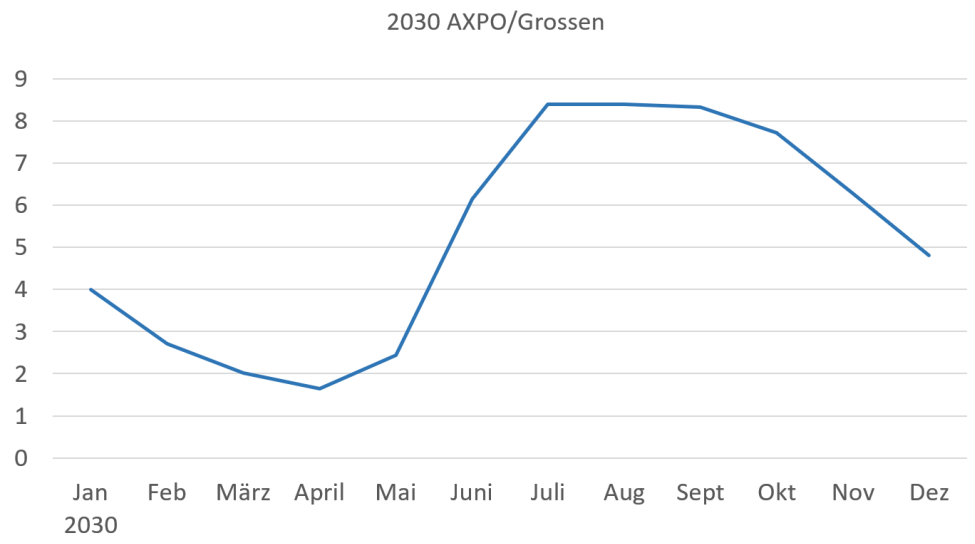


Abbildung 14: Berechnete Speicherseefüllstände in TWh im Jahr 2030 [Axpo/Grossen], ohne Handel.

Die Situation der Speicherseen im getesteten Szenario [Axpo/Grossen] ist damit im Jahr 2030 stabil. Die Speicherseen werden Ende Sommer schneller gefüllt als im Referenzjahr 2021 (der maximale Füllstand wird erreicht, Wasser muss abgelassen werden), und im April ist eine grössere Reserve vorhanden. Die schnellere Füllung im Sommer/Herbst hat auch mit der dann vorhandenen grossen PV-Produktion zu tun. Diese kann zwar nicht direkt in die Stauseen «verschoben» werden, aber indirekt trägt sie dazu bei, dass die Stauseen entlastet werden (weniger Verstromung) und damit rascher Energie gespeichert werden kann. Dies wiederum trägt direkt zur Versorgungsicherheit bei, sollte in Zukunft der Zufluss wegen einem schneearmen Jahr geringer ausfallen.

Dieser Test fällt damit positiv aus. Allerdings sind die verwendeten Zahlen für den Import/Export klein und orientieren sich rein an den Bedürfnissen unseres Landes. Müssen wir aus diesem Test ableiten, dass wir auf weitergehenden internationalen Stromhandel (Importe und Exporte) verzichten müssen, was grössere finanzielle Einbussen bedeuten würde? Dies werden wir im Folgenden untersuchen.

Atmende Speicherseen

Die Anteile von Import und Export, welche nicht als Transit durch unser Land fliessen, treten zeitlich verzögert auf, was durch dynamische Produktionskapazitäten, z.B. Speicherseen, ausgeglichen werden muss.
[Gunzinger] hat bereits 2015 gezeigt, dass dank unserer Speicherseen auch nach der Energiewende Stromhandel möglich ist. Warum dies möglich ist, möchten wir folgend ausführen, müssen uns dazu aber ein paar Eigenschaften unserer Speicherseen in Erinnerung rufen, siehe auch [Dreamteam]):

Pumpspeicherkraftwerke können in Zeiten mit genügend Strom Wasser in die Höhe pumpen, welches später bei Bedarf verstromt werden kann. Allerdings ist dieser Prozess mit Verlusten behaftet und die Pumpspeicherraftwerke haben eine bedeutend kleinere Speicherkapazität als die Speicherseen. Sie sind bestens dazu geeignet, die Tagesschwankungen der PV-Produktion auszugleichen. Wie eine BfE Studie [BfE/Pumpspeicher] zeigt, ist das maximale Potential noch nicht ausgeschöpft.

Auch **Speicherkraftwerke,** die durch natürliche Wasserzuflüsse gespeist werden und über ein bedeutend grösseres Speichervolumen verfügen, haben die interessante Eigenschaft, zeitlich verschobene Importen und Exporten oder saisonale PV-Produktionsschwankungen dynamisch auszugleichen.

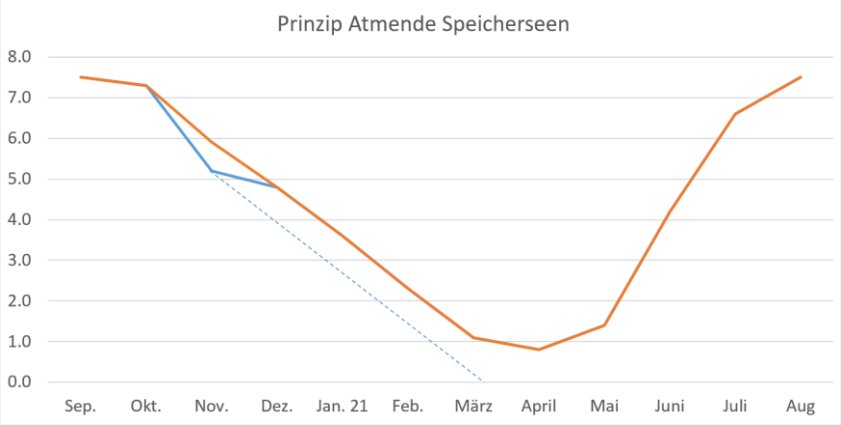


Abbildung 15: Typische Entwicklung des Füllstandes der Speicherseen übers Jahr (Bsp. aus 2020/2021)

Dazu folgendes Gedankenspiel anhand Abbildung 15: Die Speicherseen entleeren sich in der aktuellen Nutzung von Sep.-April gemäss der obigen roten Kurve. Der Abfall des Füllstandes ist eine Funktion des Zuflusses und der Verstromung, die von Sep.-April grösser als der Zufluss ist (Siehe dazu auch Abbildung 6).
Die fiktive blaue Kurve zeigt nun Folgendes: Im Laufe des Monats November wird die Verstromung erhöht (z.B. erhöhter Strombedarf für Export oder PV-Minderertrag). Die Speicherseen entleeren sich dadurch schneller, *sie atmen aus* (blaue Linie). Würde nun in den Folgemonaten die Verstromung «normal» (rot) weiter gehen, würden die Speicherseen bis April stärker entleert (gestrichelte blaue Linie).
Im Laufe des Monats Dezember sehen wir aber eine stark verminderte Verstromung (z.B. wegen zunehmender PV-Stromproduktion, zusätzlichen Stromimporten oder Stromsparens). In der Folge werden die Speicherseen langsamer geleert, *sie atmen wieder ein*. Da sich in diesem Beispiel die beiden Ereignisse (*Einatmen* und *Ausatmen*) in der Summe aufheben, führt dies dazu, dass die weitere Entleerung der Seen wieder der ursprünglichen (roten) Linie folgt.
Das «Einatmen» (Reduktion der Verstromung) ist allerdings in der Menge beschränkt. Es kann kein Wasser zurückfliessen, d.h. die Restverstromung muss zu jeder Zeit positiv bleiben. In der Realität bedingt dies eine zeitlich genau austarierte Echtzeit-Steuerung des Prozesses durch die Produzenten.

Erweiterter Stresstest: zusätzliche Importe und Exporte 2030

Wir werden nachfolgend untersuchen, wie das Szenario mit einem erweiterten Stromhandel umgehen kann. Die Schweiz hat nie nur Strom importiert, es wurde immer auch Strom in ähnlicher Grössenordnung (übers Jahr gesehen) exportiert. Die Herausforderung dabei: Importe und Exporte treten typischerweise zeitverzögert auf, es brauch also einen dynamischen Ausgleich (Speicher oder dynamische Produktion), was die Speicherseen insbesondere im Winter weiter belastet.
Wir werden zeigen, dass dank dem dynamischen Effekt der «Atmenden Speicherseen», siehe dazu obigen Infokasten, das untersuchte Szenario [Axpo/Grossen] grundsätzlich mit zusätzlichem internationalem Stromhandel umgehen kann, solange die Effekte zeitlich richtig kompensiert werden.

Dazu haben wir folgenden Stresstest durchgeführt: Wir ersetzen (monatlich) die Importe und Exporte aus dem Szenario Axpo/Grossen 2030, die relativ klein sind, durch die bedeutend höheren Importe- und Exporte aus dem Referenzjahr 2021. Bleibt das System aus Sicht Speicherseen dabei stabil?

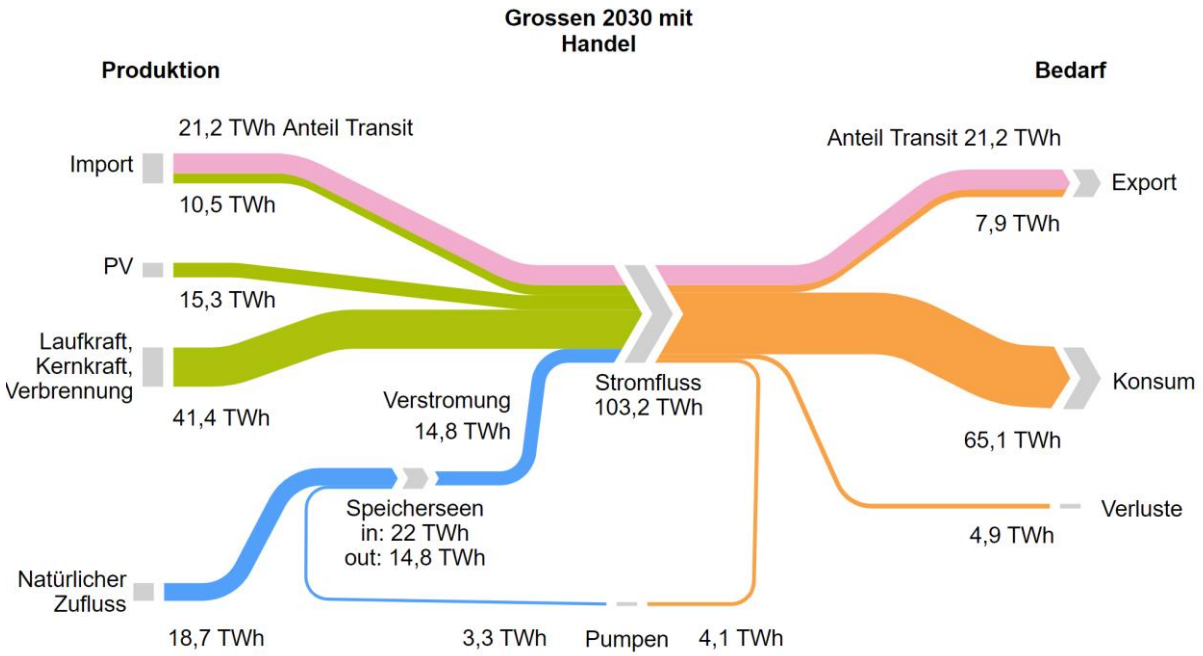


Abbildung 16: Jahresbilanz [Axpo/Grossen] 2030 mit Handelsströmen (Import/Export) aus dem Referenzszenario 2021.

Wenn wir wieder alle einzelnen Monate berücksichtigen, können wir daraus die zeitliche Entwicklung der Speichersee-Füllstände ableiten:

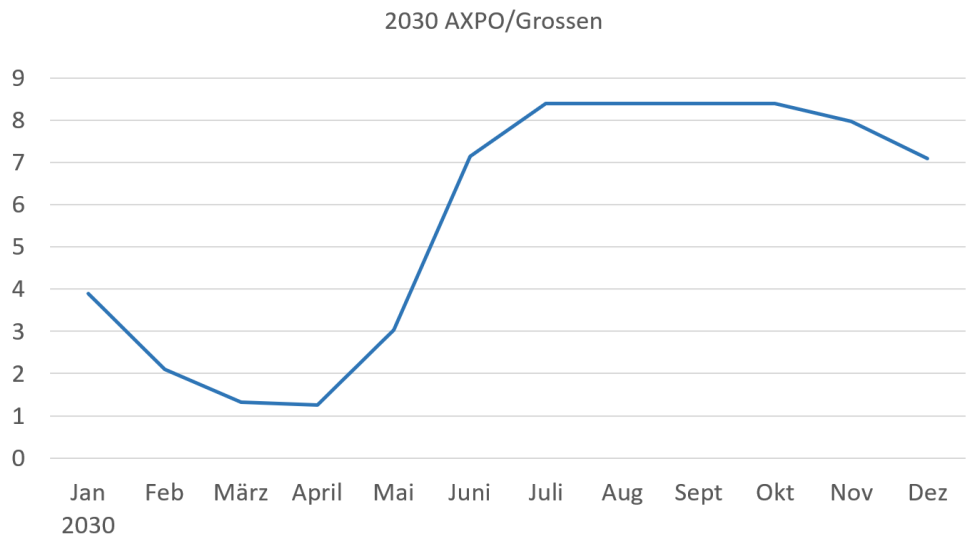


Abbildung 17: Entwicklung der Speicherseefüllstände [Axpo/Grossen] in TWh, mit überlagertem Handel, im Jahr 2030.

Wir sehen, die Speicherseen stellen auch mit überlagertem Stromhandel genügend Energie zur Verfügung! Bereits im Juli werden die maximalen Füllstände der Speicherseen erreicht, es muss Wasser abgelassen werden. In diesem konkreten Beispiel (d.h. mit Exporten und Importen aus 2021) werden die Speicherseen übers Jahr gesehen sogar besser befüllt als im Referenzjahr 2021/22.

> Wie kann man sich diesen Vorteil gegenüber 2021 erklären? Das Szenario Axpo/Grossen 2030 führt übers Jahr zu einem negativen Nettoimport (mehr Exporte als Importe), das verwendete Referenzszenario 2021 beinhaltet hingegen einen positiven Nettoimport (d.h. mehr Importe als Exporte). Konkret sind von Mai-August die Nettoexporte im Referenzszenario kleiner als im Szenario Axpo/Grossen, die Speicherseen werden weniger belastet und füllen sich über den natürlichen Zufluss schneller!

Bei all diesen Überlegungen ist zu bedenken: Obige Testresultate sind keine Vorhersagen. Es handelt sich um ein mögliches Szenario im Rahmen eines Stresstestes. Dieser Test zeigt aber deutlich, dass die Grössenordnungen des getesteten Szenarios stimmen. Wie oben bereits beschrieben, wissen wir aber auch, dass es dabei auf das richtige Timing zwischen Importen und Exporten ankommt. Wir haben dies im Test monatlich geprüft. Die entsprechende Feinsteuerung zwischen Import und Export muss in der Realität natürlich zeitlich feiner aufgelöst erfolgen. Dies ist eine Aufgabe der Stromproduzenten zusammen mit Swissgrid.

Infrastruktur-Ausbau

Unsere Tests haben gezeigt, dass die im untersuchten Szenario [Axpo/Grossen] modellierten Energieströme auch aus Sicht Stauseen/Speicherung realistisch sind.
Bleibt die Frage, ob der im Szenario [Axpo/Grossen] für 2030 benötigte PV-Ausbau machbar ist?
Auf der Plattform co2nettonull.com werden jährlich mehrere Indikatoren betreffs Zielerreichung «CO2 Netto-Null 2050» untersucht, einer davon ist der PV-Ausbau.

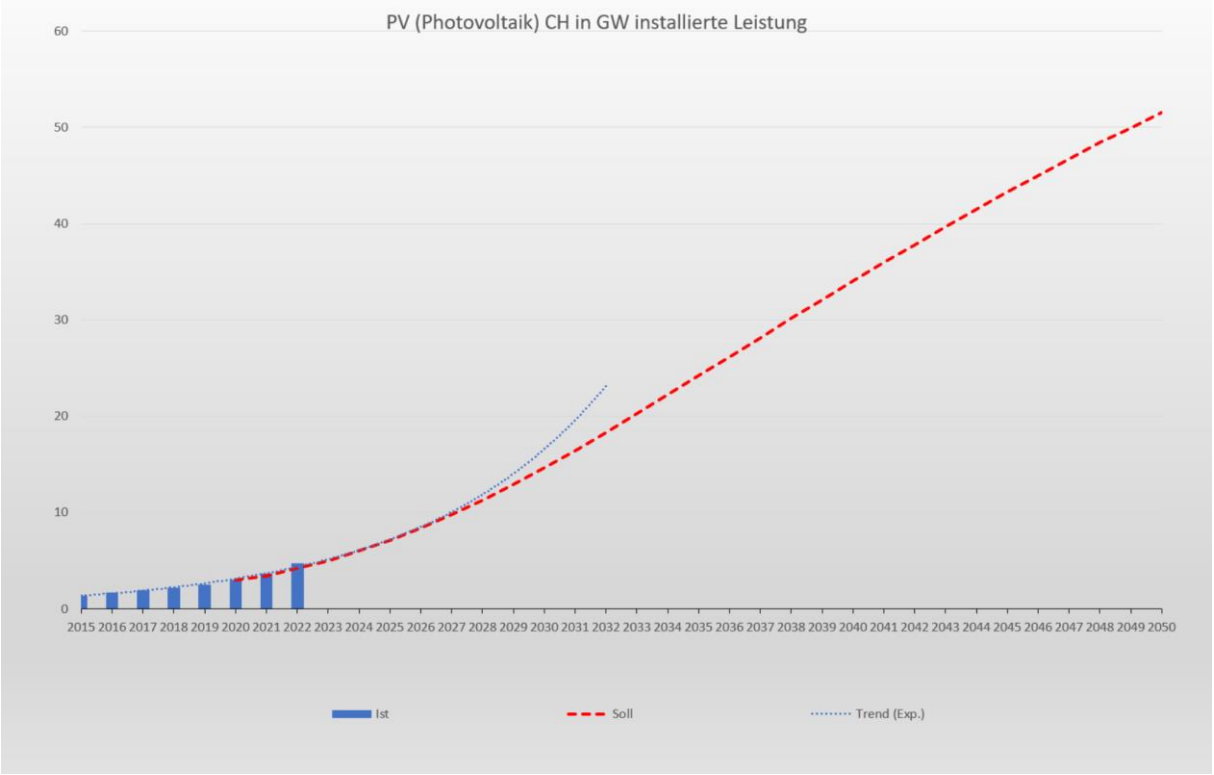


Abbildung 18: Ausbau der Photovoltaik, aus https://co2nettonull.com/, dem CO2 Monitoring der Schweiz, in installierter Peakleistung in GW.

Die im obigen Diagramm verwendeten Soll-Zahlen (rot) entstammen dem Modell [Axpo/Grossen]. Anhand der erfassten Ist-Werte und der ermittelten (exponentiellen) Trendlinie wird ersichtlich, dass das Ziel des Ausbaus bis 2030 erreichbar ist. Aber natürlich nur, wenn nicht unverhoffte «Bremsmanöver» auftreten.
Im Bericht [ETH/Economiesuisse] hat die ETH die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren gemäss dem sog. «Mantelerlass» des Parlamentes kritisch hinterfragt und ein eigenes Referenzmodell propagiert. Die im Modell [Axpo/Grossen] verlangte Ausbaugeschwindigkeit entspricht insb. 2035 diesem Referenzmodell.

Damit wird klar, dass wir die Versorgungssicherheit bis 2030 grundsätzlich mit diesem Szenario erreichen können.

Die Elcom (Eidgenössischen Elektrizitätskommission) hat unter dem Eindruck der aktuellen Energieunsicherheit die *Resilienz* unseres Energiesystems bis 2030/2035 unter verschiedenen Szenarien untersucht [Elcom/Winter]. Ziel war herauszufinden, ob und wieviel Spitzen-Gaskraftwerke die einzelnen Szenarien benötigen. Ab 22 Selbstversorgungstage, d.h. 22 Tage ohne Importe, kann auf einen Ausbau an Gaskraftwerken verzichtet werden.

Ein Vergleich des hier untersuchten Szenarios mit den Szenarien in [Elcom/Winter] ist schwierig und basiert auf Analogieabschätzungen.
Um die von der Elcom propagierte Resilienz zu erlangen, dürfte anhand einer Schätzung, siehe [Elcom/Winter], folgende Erweiterungen zum ursprünglichen Szenario [Axpo/Grossen] erforderlich sein:

+ 1.5-2 GW Alpine-PV
+ 0.4 GW Windenergie
+ Füllstands-Reserve Speicherseen von 0.5 TWh

Beachte: Bei diesen Zahlen handelt es sich nicht um absoluten Ausbauziele, sondern um Erweiterungen zum ursprünglichen Szenario [Axpo/Grossen].

Resilienz-Massnahmen zur Sicherung der Winterstromversorgung

Um die Resilienz des Systems weiter zu erhöhen, müssen zusätzlich nachstehende Technologien gefördert werden. Die Zahlen haben keinen direkten Zusammenhang zu den untersuchten Szenarien, sie entstammen im Wesentlichen der aktuellen Diskussion um den Solar- und Windexpress [SolarWindExpress] im Parlament.

- **Füllstands-Reserve in Speicherseen**: aus obigem Text (Abbildung 6) ist ersichtlich, dass die Füllstands-Kurve der Speicherseen im April ihren tiefsten Stand erreicht. Die Erfahrungen im Winter 2022/23, mit einer drohenden Stromlücke, haben uns gezeigt, dass im Winter eine zusätzliche Füllstands-Reserve von ca. 0.5 TWh in den Speicherseen geschaffen werden kann und muss. Die damalige Situation hat auch gezeigt, dass dazu klarer geregelt werden muss, wer in der Schweiz für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist.
- **Alpine-PV**: Wie in [Dreamteam] gezeigt, hat Alpine-PV in den Wintermonaten gegenüber Dach-PV im Mittelland eine ca. 2x so grosse Energieausbeute (weniger Nebel, besserer Wirkungsgrad wegen der Temperatur). Auch Ost-/West ausgerichtete PV und Fassaden-PV im Mittelland kann zur Winterstromsicherheit beitragen. Der im Solarexpress unterstützte 2 TWh Ausbau bis 2025 muss auch danach weiter gehen.
- **Windenergie**: Wind weht auch im Winter und ist damit eine ideale Ergänzung zur PV. Einerseits kann dies importierte Windenergie aus nordischen Ländern oder noch besser inländisch produzierter Windstrom sein. Im Rahmen vom «Windexpress» wird ein Ausbau von 1 TWh angestrebt. Bis 2030/35 sollten 1-2 TWh anvisiert werden.
- **Batteriespeicher**: Neben klassischen Lithium-Akkus können z.B. lokal Salzspeicher für die kurzzeitige Überbrückung von Produktionsflauten installiert werden.
  Die Speicherausbauphase ab 2030 wird sicher vom Ausbau der Elektro-Mobilität profitiert, entweder mittels Rückspeisung aus den e-Autos oder/und aus stationären Anlagen bestehend aus Second-Life Akkus, d.h. Akkus die aus e-Autos ausgebaut und aufbereitet werden.
- **Thermische saisonale Speicher**: Oft vernachlässigt werden saisonale thermische Wärmespeicher. Diese können den Strombedarf im Winter wesentlich reduzieren und damit zur Versorgungssicherheit beitragen, siehe [fess-aee/Wärmespeicher]: «Kumuliert können saisonale Wärmespeicher den Winterstrombedarf um 4 TWhel und damit den zusätzlichen Winterstrombedarf theoretisch um bis zu 40 Prozent reduzieren!»
- **Geothermie**: Geothermie ist eine Technologie, welche auch im Winter unvermindert Energie produzieren kann. Mit entsprechender Forschung und Demonstrationsanlagen sind die erfolgten Rückschläge zu überwinden.
- **DSM**: Bei Demand Side Management geht es darum, dass der Stromverbrauch besser den Produktionsbedingungen angepasst wird. Früher war es so, dass Waschmaschinen über Mittag (Kochzeit) automatisch abgeschaltet wurden. Mit dem Ausbau der PV ändern sich diese Vorgaben und die Digitalisierung kann uns dabei unterstützen.
  Ein wirtschaftlich interessantes Beispiel ist das Verschieben von thermischen Lasten von der Nacht in den Tag. Gut isolierte Gebäudehüllen stellen einen Speicher dar, damit können nachts die elektrischen Wärmepumpen ausgeschaltet werden, der Tags produzierte PV-Strom direkt, ohne Speicherung, für die Wärmepumpen genutzt werden.

Fazit

1. Das von [Axpo/Grossen] propagierte Szenario funktioniert 2030 grundsätzlich auch aus Sicht der Speicherseen. Dank der dynamischen Eigenschaften der Speicherseen («Atmende Speicherseen») sind auch grössere Mengen an zusätzlichen Exporten und Importen möglich. Allerdings muss das entsprechende Timing zwischen Importen und Exporten stimmen.

2. Dank unserer Infrastruktur an Speicherseen, die in der Vergangenheit aufgebaut und finanziert wurden, können wir die Phase «Speicherseen» bis 2030 damit optimistisch angehen und die PV-Produktion, insbesondere auch die Alpine- und Horizontale-PV, entsprechend ausbauen und dabei mit Europa im Stromhandel vernetzt bleiben.
   Der Realitätssinn der dabei verlangten Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren wird durch die neuste Studie der ETH [ETH/Economiesuisse] bestätigt.

3. Die Erfahrungen im Winter 2022/23, mit einer drohenden Stromlücke, haben gezeigt, dass eine zusätzliche Reserve von ca. 0.5 TWh gegenüber 2021 in den Speicherseen geschaffen werden kann und muss.
   Die dazu notwendige technische Steuerung der Energieflüsse müssen die Stromproduzenten zusammen mit Swissgrid übernehmen. Sie müssen dazu von der Politik einen klareren Auftrag erhalten, um die Versorgung sicherzustellen und die verlangten Reserven zu halten (in Analogie zu den Vorgaben an die Banken betr. Eigenkapitalvorschriften).

4. Um die Resilienz im Winter ohne zusätzliche Gaskraftwerke weiter zu erhöhen (Selbstversorgungstage), sind neben Punkt 3 folgende Erweiterungen gegenüber dem Szenario [Axpo/Grossen] bis 2030 nötig: Zusätzlicher Ausbau der installierten Leistung um 1.5-2 GW Alpine-PV und 0.4 GW Windenergie.

5. Auch über 2030 hinaus werden Speicherseen die oben beschriebenen Eigenschaften behalten. Bedingt durch den weiteren PV-Ausbau und weitere KKW-Abschaltungen wird die Speicherung (siehe auch Infokasten «Haupt-Phasen des Speicherausbaus») weiter an Bedeutung gewinnen.
   Für den Entscheid, welche Technologie wir für die Langzeitspeicherung ab 2040 einsetzen, bleibt noch etwas Zeit.

Zu den Autoren

Thomas Nordmann

Schweizer Solarpionier seit 1974. Gründung TNC Consulting AG 1985. Weltweit erste 100 kW PV-Lärmschutzwand entlang der A13 Domat Ems 1989. Träger des Europäischer Solarpreis 1997. Schweizer Experte in der IEA PV Arbeitsgruppen PVPS bis 2001 - 2020. Leiter Kernteam und Sprecher der Wirtschaft Forum Energiespeicher Schweiz FESS. Mitglied des Vorstandes der aee suisse die Schweizer Dachorganisation der Wirtschaft aus den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Seit 2019 Herausgeber von Swiss Energy Charts „Das Cockpit für die Energiewende“ in Zusammenarbeit mit Fraunhofer ISE und Förderung von EnergieSchweiz

Jörg Hofstetter

Nach der Ausbildung zum Elektroingenieur und mehrjähriger Industrieerfahrung war er fast 20 Jahre als Dozent und Forscher an der Hochschule Luzern im Bereich Informatik tätig, Schwerpunkt Software Engineering. Seit seiner Pensionierung setzt er sich verstärkt mit Datenanalyse und Modellierung im Themenbereich “CO2 Netto Null” auseinander. Er ist Herausgeber der Webseite co2nettonull.com, einem jährlich aufdatierten CO2 Monitoring der Schweiz.

Quellenangaben und Bemerkungen:

[Axpo/Grossen]

Energieszenario von Nationalrates Grossen, publiziert auf der Power-Switcher Plattform der Firma Axpo: https://powerswitcher.axpo.com/
Stand: August 2023

Die einzelnen Monatswerte wurden uns von Nationalrat Grossen/Axpo freundlicherweise als EXCEL-Datei zur Verfügung gestellt. Die dortigen Monatswerte waren auf eine Stelle nach dem Komma gerundet. Gegenüber den Werten auf der Axpo-Plattform können sich damit Differenzen ergeben. Bsp: «Totale Produktion ohne PV und ohne Speicherkraft» weichen um ca. 0.5 TWh voneinander ab, was zu einer tolerierbaren Abweichung von ca. 1 % führt.

Die Werte der Nachfrage «zusätzlicher Strombedarf» (eMobilität, Wärmepumpen, Power-to-X) sind im Szenario Grossen im Bereich «Nachfrage» zu finden, die Gesamtnachfrage (Rest) in der Hauptgrafik «Strommix».

Bemerkungen zum verwendeten Szenario:
Das Thema Pumpspeicher wird im Axpo/Grossen-Modell nicht explizit berücksichtigt. Dies ist vertretbar. Auch das BfE argumentiert bei ihren Produktionszahlen, dass die aus Pumpspeichern gewonnene Energie nicht unter Produktion aufgeführt wird, da diese Energie vorher anderweitig erzeugt und den Pumpspeichern (mit einem Wirkungsgrad von ca. 80%) zugeführt wurden.
In unserem Speicher-Test wollen wir aber explizit die Effekte der Pumpspeicher modellieren und haben daher die entsprechenden Werte anhand von BfE Ist-Zahlen aus dem Referenzjahr 2021 eingerechnet.

Da die Stromknappheit im Winter für unseren Test mit Speicherseen ein zentrales Thema ist, haben wir vom Szenario [Axpo/Grossen] zwar die installierte PV Peakleistung übernommen, aber die daraus resultierende Energieproduktion pro Monat anhand der Daten aus dem Szenario «Nexus-e/Grossen» leicht nach unten angepasst, siehe auch [Szenarien].

[**BfE**] Bundesamt für Energie

[BfE/Erzeugung]

Bundesamt für Energie, Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz, 2021,

https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/

Bemerkung zur PV: Die Produktionszahlen 2021 für PV sind erst im Bericht 2022 ersichtlich!

[**BfE/Pumpspeicher]**

BfE, Energieperspektiven 2050+, Exkurs Winterstrom, 2021

Download-Link: https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10641

Der Bericht zeigt, dass Pumpspeicher noch ein grosses Ausbaupotential haben.

[**Dreamteam**] Thomas Nordmann, Jörg Hofstetter, 2022, Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende, https://bit.ly/3tCkLWB

[Elcom/Winter] Elcom, Winterproduktionsfähigkeit - Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035, Juli 23
https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html

Wie unterscheidet sich [Axpo/Grossen] 2030 von den Elcom Selbstversorgungs-Szenarien (Tabelle 7)?
- Importschwelle (5-7.8 TWh): Wird in [Axpo/Grossen] nicht erreicht, d.h. weniger Importe.
- Speicherseefüllstand Anfangs März: etwas höher in [Axpo/Grossen].
- PV-Ausbau: Bewegt sich zwischen dem Szenario «minimal» und «defensiv», Alpine-PV und Wind nur marginal vorhanden.
- Nachfrage: zwischen Elcom «tief» und «hoch»

Resultate Elcom Selbstversorgung (Auszug vergleichbarer Varianten):
2030, ohne Beznau I und II, hohes Nachfragewachstum, defensiver EE-Ausbau: 18 Tage
2030, ohne Beznau I und II, tiefes Nachfragewachstum, hoher EE-Ausbau: 23 Tage

Analogieschätzung: Für das untersuchte Szenario [Axpo/Grossen] dürften etwas weniger als18 Tage Selbstversorgung möglich sein. Um die von der Elcom propagierte Resilienz von 22 Tagen ohne Reservegaskraftwerke im Winter zu erreichen, sind daher zusätzliche Ausbauschritte nötig. Geschätzt:
+ 1.5 - 2 GW Alpine-PV (siehe auch Elcom-Bemerkung 17/S.14)
+ 0.4 GW Wind (siehe auch Elcom-Bemerkung 17/S. 14)
+ Füllstands-Reserve Speicherseen von 0.5 TWh (aus [Dreamteam])

[ETH/Economiesuisse]

ETH Energy Science Center, Swiss electricity supply after the “Mantelerlass”–quovadis? A perspective on NuclearPower, 2023

Im Auftrag der Economiesuisse hat die ETH folgende Fragen untersucht:
- Sind die Vorgaben des Mantelerlasses umsetzbar?
- Wie verändern längere Betriebszeiten der KKW’s die Importabhängigkeit und die Strompreisentwicklung?

Vergleich des Ausbaus der Erneuerbaren in TWh

	2035	2050
Mantelerlass	35	45
ETH/Referenzmodell	25	43
Axpo/Grossen	25	52

Die ETH-Studie schätzt die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren im Mantelerlasses als zu ambitiös ein. Sie rechnet daher mit einem eigenen Referenzmodell, welches insb. bis 2035 analoge Ausbauwerte wie unser verwendetes Modell [Axpo/Grossen] umfasst.
Die Studie zeigt schwergewichtig auf, dass ein Abschalten der KKW’s nach 50 Betriebsjahren zu einer massiven Erhöhung der Importe führt. Die im Modell [Axpo/Grossen] verfolgte

KKW-Abschaltung entspricht derjenigen des Szenarios KKW60 (d.h. abschalten mit 60 Jahren), siehe Table 1 im ETH-Bericht.

	Referenz		NPP60
Beznau 1	2029		2029
Beznau 2	2032		2032
Gösgen	2029		2039
Leibstadt	2034		2044

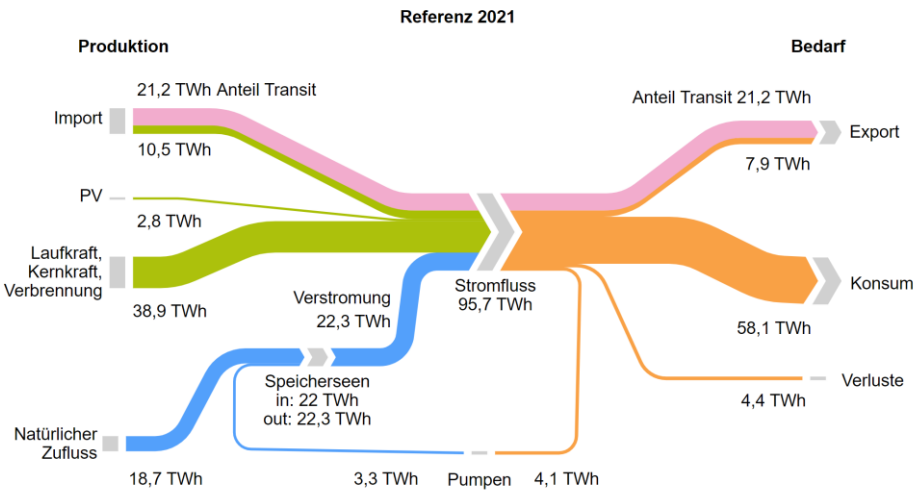
[fess-aee/Wärmespeicher]

fess: Forum Energiespeicher Schweiz
aeesuisse: Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizient

Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen, 2022

[Gunzinger] Anton Gunzinger, Kraftwerk Schweiz, Zytglogge, 2015
S. 295, Abbildung 75.

[Strommodell]



Eingabe-Parameter:

Export: Energiemenge (physikalisch), welche über alle grenzüberschreitenden Leitungen ins Ausland fliessen.

Konsum: Bedarf der Schweiz an Strom für den Eigenverbrauch, nicht enthalten sind die Verluste und die Strommengen für den Betrieb der Speicherpumpen.

Verluste: Netzverluste, ohne Verluste der Pumpen.

Import: Energiemenge (physikalisch), welche vom Ausland über alle grenzüberschreitenden Leitungen in die Schweiz fliesst.

Transit: Energiemenge, die vom Ausland viertelstündlich eingespeist und nicht in der gleichen Viertelstunde in der Schweiz verbraucht wird [Swissgrid]. Teilmenge von Import/Export.

PV: Produktion Photovoltaik.

Laufkraft/Wasserlaufkraft, Kernkraft, Verbrennung (fossil und nichtfossil)

Zufluss: Netto-Wasserzufluss zu den Speicherseen, gemessen in TWh (d.h. Verdunstung und Restwasserablass sind berücksichtigt). Neben dem natürlichen Zufluss über Bäche, Regen und Schmelzwasser gibt es auch einen Zufluss über die Pumpspeicherwerke (Pumpen).
Da wir für zukünftige Szenarien den Zufluss nicht kennen, verwenden wir jeweils die erfassten Werte aus dem Referenzjahr 2021.

Pumpen: Die Pumpspeicher pumpen Wasser mit einem Wirkungsgrad von ca. 80% in die Speicherseen hoch. Entsprechende Wert für zukünftige Jahre werden vom Referenzjahr 2021 übernommen.

Berechnete Parameter**:**

Stromfluss: Ein Hilfskonstrukt, um alle produzierenden und konsumierenden Stromflüsse, die in der Summe gleich gross sein müssen, miteinander zu vergleichen. Dieser Block repräsentiert das Stromnetz. Daraus wird auch ersichtlich, dass für Export-Strom nicht ermittelt werden kann, aus welcher Quelle er wirklich stammt.

Verstromung: Für das untersuchte Szenario wird anhand der Input-Parameter und der Tatsache, dass Input und Output in "Stromfluss" gleich gross sein müssen, die *resultierende* Verstromung abgeleitet.

Speicherseen: Dieser Block zeigt das Verhältnis zwischen Zufluss und Verstromung an. Ist in einem Monat oder einem Jahr der Input grösser als der Output, so werden die Speicherseen stärker aufgefüllt, im umgekehrten Falle stärker entleert.

Berechnung der Speichersee-Zuflüsse.

Die Berechnung der Zuflüsse erfolgt anhand des Speicherseemodelles aus [Dreamteam], basierend auf den vorhandenen Füllständen am Ende des Monats und den Verstromungsdaten.

Bemerkung: In [Dreamteam] haben wir in den Grafiken nicht das Kalenderjahr, sondern das hydrologische Jahr verwendet. Dies machte Sinn, da wir uns auf Speicherseen fokussierten. In diesem Bericht beziehen wird uns auf verschiedene, öffentlich zugängliche Zukunftsszenarien unserer Stromproduktion. Diese beziehen sich typischerweise auf das Kalenderjahr. Um diese Daten einfacher verwenden und vergleichen zu können, haben wir uns in diesem Bericht ebenfalls für das Kalenderjahr entschieden.
Eine weitere Anpassung erfolgte bei der grafischen Darstellung der Füllstände. Wurden in [Dreamteam] beim betreffenden Monat die Füllstände Anfangs Monat angezeigt, sind es hier die Füllstände Ende Monat. Damit sind die Grafiken in diesem Bericht direkt mit den BfE Füllstands-Grafiken vergleichbar.

Aus [Dreamteam] gilt *grundsätzlich* weiterhin die rekursive Funktion:

$F(t+1) = F(t) - V(t) + Z(t)$
(Füllstand des Folgemonates = Füllstand Anfangs Monat – Verstromung während akt. Monat + Zufluss im aktuellen Monat)
oder : $Z(t) = F(t+1) - F(t) + V(t)$

Um die Daten für die Berechnungen und die (oben propagierte) Anzeige nicht trennen zu müssen, muss die Abspeicherung der Füllstände V für die Berechnungen und Anzeige in der Zeit-Tabelle angepasst werden. In der entsprechenden Tabelle wird beim Monat n nicht der Anfangsfüllstand, sondern der Füllstand am Ende des Monats eingetragen! Dies muss entsprechend berücksichtig werden bei der Berechnung:

$F[Sept] = F[August] – V[Sept.] + Z[Sept]$
$F[n+1] = F[n] – V[n+1] + Z[n+1]$
oder
$Z[t+1] = F[n+1] – F[n] + V[n+1]$

Wobei: [n] das n-te Element in einer Tabelle (Vektor) indiziert

Datenquellen:
Verstromung: [BfE/Erzeugung]
Füllstand, grafische Darstellung: [BfE/Erzeugung]
Füllstand in TWh am Monatsende: [BfE/Erzeugung], siehe dort Speicherung

Zufluss aus den Pumpspeichern: Es ist schwierig, belastbare/vergleichbare Daten für die Produktion der Pumpspeicher zu finden. Quellen wie Pronovo und Entsoe messen jeweils anders. In [BfE/Produktion] gibt es den Posten «Verbrauch Speicherpumpen», welcher in der BfE-Statistik von der Gesamtproduktion abgezogen wird (das BfE argumentiert, dass die Speicherpumpen-Produktion keine eigentliche Produktion ist, sondern eine «verzögerte» Produktion einer anderen Quelle). Im Jahr 2021 wird diese Zahl mit 4.1 TWh angegeben. Wir wissen (BfE Elektrizitätsstatistik), dass die Pumpspeicherwerke mit einem Wirkungsgrad von ca. 80 % arbeiten. Damit kann der resultierende Zufluss berechnet werden: 0.8 x Verbrauch Speicherpumpen.

Bedeutung des Referenzjahres 21:

Werden für Berechnungen zukünftiger Jahre die Zuflüsse benötigt, verwenden wir jeweils diejenigen aus dem Referenzjahr 2021, da wir davon ausgehen, dass die Zuflüsse über die Jahre hinweg ähnlich ausfallen. Nun könnte es sein, dass 2021 ein Extremjahr gewesen wäre, und damit als Referenz nicht geeignet. Wir haben daher die Speicherseefüllstände und die Zuflüsse über die Jahre 2018 – 2022 miteinander verglichen. Im Mittel ergab sich ein Nettozufluss von 21.7 TWh, 2021 wurde ein solcher von 21.8 TWh ermittelt. Das Referenzjahr 2021 liegt damit ziemlich genau beim erfassten Mittelwert.

Importe, Exporte und Transfer

Aus [Swissgrid]: «Als Import wird die Summe der Energiemenge bezeichnet, welche vom Ausland über alle grenzüberschreitenden Leitungen in die Schweiz fliesst. Als Export gilt die Summe in die andere Richtung. Die Summen kommen durch eine zeitgleiche Addition der Zählwerte zustande. Als Transit zählt die Energiemenge, die vom Ausland viertelstündlich eingespeist und nicht in der gleichen Viertelstunde in der Schweiz verbraucht wird.»

Verdeutlicht wird dies in der «Energieübersicht CH2021» welche von der Swissgrid Homepage geladen werden kann. Leider lässt sich aus den dortigen Skizzen und Texten nicht eindeutig festlegen, ob Transit zusätzlich zu Import/Export durch die Schweiz fliesst, oder ob Transit ein Teil von Import/Export ist.

Aber in der Elektrizitätsstatistik vom BfE
https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/
findet auf S. 8 eine Abbildung, in welcher zur «Einfuhr physikalisch» (31532 GWh) steht: «**davon** Transit 21 283 GWh (Quelle: Swissgrid)»

Die in unserem Strommodell verwendeten Importe und Exporte, siehe [BfE Erzeugung] sind tatsächlich physikalische (und nicht geplante) Werte.

Monatliche Daten für den Transfer:
https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/energy-data-ch.html
Siehe dort «Energieübersicht 21»

[Swissgrid]

https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/transmission.html#import-export-und

[**Sankey-Diagramme**] siehe https://de.wikipedia.org/wiki/Sankey-Diagramm

Verwendetes Tool für die Grafiken: Sankey Flow Show
https://www.sankeyflowshow.com/DE/index.html

[SolarWindExpress]

Windexpress: https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20220461

Solarexpress: https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-93760.html

[Szenarien] Verwendete Szenarien und Quellenangaben.

Wir haben in diesem Bericht im Wesentlichen folgende Szenarien für die Energiewende untersucht und verglichen:

- VSE, Energieversorgung der Schweiz bis 2050, 2022, https://www.strom.ch/de/energiezukunft-2050/startseite
- BfE, Energieperspektiven 2050+, 2020, https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html
- Axpo Power Switcher, Szenario Grossen, 2023, Modellierung mit Nexus-e, https://powerswitcher.axpo.com/
- ETH, Assessing the Feasibility of Scenarios for the SwissElectricitySystem, 2023, Systemmodell mit Nexus-e / Szenario Grossen, https://roadmap-grossen.ch/wp-content/uploads/2023/03/Report_Helion_VanLiedekerke_Roadmap_Study.pdf

Während das VSE- und das BfE-Modell neben der Entwicklung der Stromproduktion auch eine Gesamtenergie-Situation modellieren, modellieren die anderen nur die Stromsituation.

Als Datenquelle für historische Daten wurden [BfE/Erzeugung] und Swiss Energy Charts verwendet.

Strom 2050 [TWh]	VSE defensiv-isoliert	Axpo/Grossen	BfE 2050+	ETH Nexus-e / Grossen
Bedarf ohne Pumpspeicher/Batterien, inkl. Verluste	83.1	93.5	76	90.76 (Load Total)
Gesamte Produktion, inkl. Pumpspeicher/Batterien, Verluste	91.4	97.9	84.8	105
Davon PV-Produktion	27.7	48	37.5	44.65

Tabelle: Vergleich der untersuchten Szenarien, alle Werte in TWh, für das Jahr 2050.

Ein Vergleich der entsprechenden Zahlen ist im Detail nicht einfach, da Verluste und der Bedarf für die (Pump)speicher meist unterschiedlich behandelt werden und dies nicht immer sehr transparent ist. Im Grundsatz sind die verwendeten Modelle für 2050 aber gut vergleichbar. Wesentliche Unterschiede und worauf diese basieren:
- BfE 2050+ basiert auf grossen Effizienzsteigerungen und Importen, daher die relativ kleinen Bedarfs- und Produktionszahlen.
- Das Szenario/Grossen: möglichst geringe Abhängigkeit von Importen, starker Fokus auf PV, geringerer Einsatz «Gas-to-Power». Pumpspeicher werden nicht explizit modelliert
- VSE defensiv-isoliert: defensiver Ausbau von PV, Einsatz der Technologien preisoptimiert, Stromverbrauch für andere Speicher/Batterien explizit ausgewiesen.
- ETH Nexus-e/Grossen: Vergleichbar mit dem Szenario Axpo/Grossen, aber teilweise andere Basiswerte (siehe unten) und Einbettung in eine Gesamtenergiesicht.

Bemerkung zum Abschalten der KKW's: Für das Jahr 2030 gibt es Unterschiede bei den Szenarien im Anteil der noch aktiven KKW's. Das von uns verwendete Szenario AXP/Grossen geht davon aus, dass 2030 Beznau 1 und Beznau 2 dann beide abgeschaltet sind, im VSE-Szenario wurde erst eines abgeschaltet. Beide gehen grundsätzlich von 60 Jahren Laufzeit der KKW's aus.

Wir haben uns dazu entschieden das Szenario [Axpo/Grossen] im Detail zu testen. Dieses zeichnet sich durch einen starken PV-Ausbau (Produktions-Fluktuationen) und die Abschaltung von Beznau 1 und 2 aus. Beides ist für unseren Test bezüglich Speicherseen besonders interessant, da zusätzlich herausfordernd.

Im Vergleich mit den anderen Szenarien und Messwerten fällt auf, dass die Axpo Power Switcher Szenarien generell mit relativ hohen PV-Nutzungsgraden (d.h. wieviel Energie wird mit einer vorgegeben installierten Peakleistung erzeugt) in den Wintermonaten Dezember/Januar, im Sommer hingegen mit tiefen Werten rechnen.

> Vergleich unterschiedlicher Quellen betr. Nutzungsgraden im Januar:
> Energieertrag pro Monat [Wh] = Installierte Peakleistung [W] x Nutzungsgrad x Monatsstunden [h]
> - Deckung Strombedarf mit Erneuerbaren, D. Zogg, FHNW, 2023: ca. 0.035
> - BFH, Photovoltaik Potentiale der Schweiz, Christof Bucher, BFH, 2022: 0.03
> - Axpo/Grossen : 0.06
> - ETH Nexus-e/Grossen (Quelle siehe oben): 0.035

Da die Stromknappheit im Winter für unseren Test mit Speicherseen ein zentrales Thema ist, haben wir vom Szenario [Axpo/Grossen] zwar die installierte PV Peakleistung übernommen, aber die daraus resultierende Energieproduktion pro Monat anhand der Daten aus dem kombinierten Szenario «Nexus-e/Grossen» im Sinne einer «Sicherheitsmarge» leicht angepasst (siehe EXCEL unter «PV Nutzungsgrad», runterskalierte Werte). Folge davon: die Winterstromproduktion wird etwas verringert, dafür die Sommerstromproduktion erhöht.

Bezüglich des Strombedarfs für 2050 wurde ein weiterer Vergleich hinzugezogen:
ETH Energy Science Center (ESC), Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz, 2023, https://esc.ethz.ch/expert-groups/security-of-supply.html:
«Aufgrund der Elektrifizierung dürfte der jährliche Nettostrombedarf 2050 bei zwischen 80 – 100 TWh gegenüber heute 60 TWh liegen» (siehe S.10/11, und Abbildung 4).
Diese Aussage deckt sich mit den oben angegeben Werten!

Siehe auch [ETH/Economiesuisse]

[VSE/Endenergie] VSE, Energieversorgung der Schweiz bis 2050, 2022

Der Endenergieverbrauch wird anhand der Anhand Abbildung 11 der VSE-Studie, welche für das Szenario «offensiv-integriert» im Bericht enthalten ist, dargestellt. Im restlichen Text verwenden wir aber das Szenario «defensiv-isoliert». Wir danken dem VSE, dass er uns auf Anfrage auch die Zahlen für den Endenergieverbrauch für das Szenario «defensiv-isoliert» geliefert hat.
Zum Vergleich mit anderen Zahlen ist zu beachten, dass der Strombedarf in dieser Abbildung ohne Verluste und Bedarf für die Pumpspeicher und Batterieladungen gerechnet wurde.

[VSE/Speicher] VSE, Energieversorgung der Schweiz bis 2050, 2022

In Abbildung 57 der obigen Studie sind die zeitlichen Entwicklungen der installierten Speicherkapazitäten der Stromproduktion (und der Wärmespeicherkapazitäten) aufgeführt. Wir beziehen uns hier auf das Szenario «defensiv-isoliert» (defensiver Ausbau, isoliert -> möglichst autark). Bemerkung: Die offensiven Szenarien bauen auf einem starken Ausbau der Speicherseen auf.

Die folgenden Werte wurden aus der Abbildung 57 übernommen, alle Werte in GWh.

	Ref (2021)	2030	2040	2050
Batterien	0	1	4	4
DMS	0	1	5	7
Erdgas	0	0	0	0
Pumpspeicher	200	200	200	200
Speicherwasser	8600	8600	8600	8600
Wasserstoff	0	0	0	4
(Wärmespeicher)	110	110	489	342

Aus obiger Tabelle wird ersichtlich, dass:
- Ab 2030 der Ausbau der Batterieinfrastruktur zunehmen muss (um das 4-Fache)
- Bis 2050 eine Technologie für die Langzeitspeicherung (z.B. Wasserstoff) vorhanden sein muss, dieser Ausbau muss 2040 beginnen.

Daraus abgeleitet, unser im Haupttext dargestelltes, vereinfachtes Zeitmodell mit:
- bis 2030 schwergewichtig Speicherseen
- Ab 2030 Batterie-Ausbau
- Ab 2040 Langzeitspeicher

Bemerkungen:

- Zeitliche Auflösung des Modelles: Auf S. 9 des VSE-Modelles wird festgehalten: «…rechnet das Modell mit einem deterministischen Ansatz in *stündlicher Auflösung* die Kapazitäten und Energieflüsse des Energiesystems von heute und für die Jahre 2030, 2040 und 2050.»
So werden etwa in der dortigen Abbildung 16 die stündliche Stromerzeugung und der Strombedarf einer typischen Winterwoche dargestellt.

- Die Zahlen für die PV-Anteile wurden anhand der Tabelle 20 ermittelt, wobei die Werte grosszügig gerundet wurden. Es handelt sich jeweils um die Werte anfangs der Phasen.

- Das VSE-Modell rechnet 2030 mit ca. 14% PV und 2040 mit ca. 30%. Das von uns getestete Szenario [Axpo/Grossen] geht von einem grösseren Ausbau aus (2030: ca. 18%, 2040: 36%). Dadurch werden sich auch die benötigten Speicher erhöhen. Aber Axpo/Grossen rechnet dafür bis 2050 mit geringen Anteilen an fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung.
In der Summe betrachtet, bleiben die obigen Phasen gültig.