

Arbeitsdokument, Version 1.0

Die Rolle der Photovoltaik bei der Schliessung der Winterstromlücke

Datum 9.3.2023
 Autor Zürich, Swissolar, Neugasse

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	2
2	Der zukünftige Winter-Strombedarf	2
3	Effizienz und Lastenverschiebung	2
4	Zusätzliche Stromproduktion	3
5	Wasserkraft und Photovoltaik optimal abgestimmt	6
5.1	Dank Photovoltaik Stauseen langsamer leeren	6
5.2	Wasserkraft: schon heute auf PV-Produktion abgestimmt.....	6
5.3	Management der Speicherseen: Hat die Versorgungssicherheit Priorität?	7
5.4	Speicherkapazitäten erhöhen.....	8
6	Der Umgang mit Sommer-Überschüssen	8
7	Hintergründe und weitere Themen	9
7.1	Photovoltaik: Vor- und Nachteile der Produktionsstandorte	9
7.2	Solarstromproduktion: Fluktuierend, aber berechenbar	10
7.3	Photovoltaik: Kosten.....	10
7.4	Ein Stromabkommen mit der EU ist unabdingbar – Autarkie ist utopisch	11
7.5	Laufzeitverlängerungen für bestehende AKW: Unsicher, teuer, Handicap für Erneuerbare	11
7.6	«Dunkelflauten» sind planbar	12
7.7	Neue AKW sind zu teuer und kommen zu spät.....	12
8	Nächste Schritte	13

1 Einleitung

Die durch den Krieg in der Ukraine ausgelöste Energiekrise weckt Befürchtungen vor Engpässen in der Energieversorgung der Schweiz, insbesondere vor einer winterlichen Strommangellage. Oft wird die Meinung vertreten, der rasche Ausbau der Photovoltaik biete keine Lösung zu diesem Problem, sondern verschärfe dieses zusätzlich, was im Folgenden widerlegt werden soll. Neben dieser kurzfristigen Perspektive stellt sich die Frage, welche Rolle die Photovoltaik mittel- und langfristig in einer fossil- und atomfreien Energieversorgung der Schweiz haben soll. Vorweg dies: Photovoltaik leistet einen massgeblichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung, aber nicht allein, sondern immer im Verbund mit anderen Technologien und Massnahmen.

- ➔ **Kurzfristig: Kommende 2-3 Winter, wenig Optionen**
- ➔ **Langfristig: Nächste Jahrzehnte, viele Gestaltungsmöglichkeiten**
- ➔ **Photovoltaik als wesentlicher Beitrag zur Lösung, intelligent kombiniert**

Das vorliegende Papier gibt den aktuellen Wissensstand wieder. Angesichts der rasanten Entwicklung in Forschung und Technik braucht es eine regelmässige Aktualisierung, abgestimmt auf Erkenntnisse anderer wichtiger Akteure wie BFE, VSE und aeesuisse.

2 Der zukünftige Winter-Strombedarf

Bisher importierte die Schweiz im Winterhalbjahr (Oktober bis März) per Saldo durchschnittlich rund 4 Terawattstunden (TWh) Strom, bei einem Verbrauch in der gleichen Periode von rund 32 TWh. Die Importmenge ist stark abhängig von den Niederschlagsmengen und den daraus resultierenden Füllständen der Speicherseen sowie von der internationalen Marktnachfrage.

Mit der Stilllegung der AKW wird sukzessive eine Stromproduktion von rund 12 TWh im Winterhalbjahr wegfallen. Die Umstellung auf Elektromobilität führt bis 2050 voraussichtlich zu einem zusätzlichen Strombedarf von etwa 15 TWh¹, davon mindestens die Hälfte, also rund 8 TWh, im Winter.

Im gleichen Zeitraum wird ein grosser Teil der Heizungen auf Wärmepumpen umgestellt, was voraussichtlich zu einem zusätzlichen Winter-Stromverbrauch im Jahr 2050 von rund 9 TWh² führt. Wenn die Gebäudesanierungen (Wärmedämmung und Fensterersatz) rascher voranschreiten, kann dieser Wert allerdings noch deutlich sinken. Ausserdem ist es wichtig, die Wärmeversorgung zu diversifizieren und damit den Strombedarf durch Wärmepumpen einzugrenzen. Die Regeneration von Erdsonden kann beispielsweise massgeblich dazu beitragen, dass der Winter-Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten nicht weiter ansteigt.

3 Effizienz und Lastenverschiebung

Mit Energieeffizienzmassnahmen lässt sich eine Verbrauchszunahme massgeblich reduzieren. Gemäss einem Bericht des BFE³ liessen sich 25 bis 40 Prozent des heute verbrauchten Stroms einsparen – mit heutigen Technologien, ohne Komforteinbusse und ohne strengere Gesetze. Wir gehen in diesem Papier von einer konservativ gerechneten Reduktion des Winter-Stromverbrauchs um rund 10 TWh aus, was etwas mehr als 30 Prozent des heutigen Winter- und 16 Prozent des heutigen Jahresverbrauches entspricht. Um dieses Ziel zu erreichen, braucht es Mindestanforderungen an Geräte sowie Verpflichtungen für die Stromversorger. Besonders wirksam für den Winter-Stromverbrauch sind u.a.:

- **Elektroheizungen:** Gesamtverbrauch von derzeit über 3 TWh⁴, vorwiegend im Winterhalbjahr, mit einem Einsparpotenzial von 50-70 %. In längeren Kälteperioden können sie zu einem Risiko für unsere Stromversorgung werden. Deren Ersatz durch Wärmepumpen reduziert den Stromverbrauch um mindestens 2 TWh. Beträchtliche Investitionen für betroffene Hausbesitzer (Einbau Heizkörper) müssen durch Fördermittel abgedeckt werden.

¹ Gemäss Energieperspektiven 2050+, Szenario Zero A

² Regierungsrat M. Neukom, Baudirektor Kt. Zürich, Vortrag IG Solar Wehntal, 21.9.2022.

³ Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025: Analyse zuhanden GS UVEK / Bundesrat, 2022

⁴ <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/70297.pdf>

- **Umwälzpumpen für Heizungen:** Gesamtverbrauch von derzeit 0.89 TWh (Bericht BFE), Einsparpotenzial 60-80 %. Meist sind diese Pumpen überdimensioniert.
- **Beleuchtung:** Gemäss Bericht BFE könnte der aktuelle Stromverbrauch für Beleuchtung von 5.5 TWh um 50-70 % reduziert werden.
- **Elektroboiler:** Der gleiche Bericht nennt einen Verbrauch durch Elektroboiler in der Höhe von 1.92 TWh, der um 45-65 % reduziert werden könnte (z.B. durch Wärmepumpenboiler, Sonnenkollektoren etc.).

Für Situationen mit drohender Stromknappheit sollte zusätzlich ein wettbewerblicher Verbrauchsverzicht für Industriekunden eingeführt werden. Auf diese Weise könnte der Stromverbrauch in Spitzenzeiten rasch reduziert werden.

Der heutige Tages- und Saisonverlauf des Stromverbrauchs ist massgeblich gesteuert durch die ab den 70er-Jahren eingeführten Stromtarifmodelle. Wegen des Überflusses an unsteuerbarer Bandenergie aus AKW wurde die Sommer-/Wintertarifierung aufgehoben und tiefe Nachtstarife wurden eingeführt. Damit entfielen winterliche Knappheitssignale und grosse Stromverbräuche (v.a. Elektrospeicherheizungen und Boiler) wurden in die Nacht verschoben. Diese Tarifierung muss angepasst werden, um den Verbrauch auf die Solar- statt die Atomstromproduktion abzustimmen. Dies gilt insbesondere für Wärmepumpen, die tagsüber die Gebäudemasse mittels Solarstrom aufwärmen können.

Kurzfristige Handlungsmöglichkeiten:

- Einführung eines wettbewerblichen Verbrauchsverzichts für Industriekunden
- Wiedereinführung von Sommer-/Winterstromtarifen
- Beschleunigter Ersatz der Elektrospeicherheizungen

4 Zusätzliche Stromproduktion

Gemäss dem von Swissolar im Januar 2022 publizierten 11-Punkte-Programm der Solarwirtschaft sollen bis 2050 jährlich 45 TWh Solarstrom produziert werden. Bereits 2035 sollen es 25 TWh sein (2022: ca. 4 TWh), was mit einer Verdoppelung des jährlichen Zubaus von 1 GW (Schätzung 2022) auf mindestens 2 GW bis 2030 erreicht werden kann. Gemäss Parlamentsbeschluss zum «Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» (Mantelerlass) sollen alle neuen erneuerbaren Energien bis 2035 35 TWh und bis 2050 45 TWh liefern. Für das Jahr 2035 würde das rund 29 TWh Solarstrom entsprechen. Aus Sicht von Swissolar braucht es im 2050 rund 55 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Energien, davon 45 TWh Solarstrom. Dieser rasche Zubau ist notwendig, einerseits zur Sicherung der Stromversorgung, andererseits im Hinblick auf das Netto-Null-Treibhausgasziel, das eigentlich bereits 2040 erreicht werden muss.

Für die Winter-Stromversorgung 2050 ergibt dies folgende Perspektiven: Rund 30 % des Solarstroms wird im Winterhalbjahr produziert, also 13.5 TWh von insgesamt 45 TWh, davon rund 5 TWh aus alpinen Solarkraftwerken. Realistische Zwischenschritte sind: 5 TWh (2030) und 8.4 TWh (2035). Photovoltaik leistet also schon im laufenden Jahrzehnt einen massgeblichen Beitrag an den Winterstrombedarf.

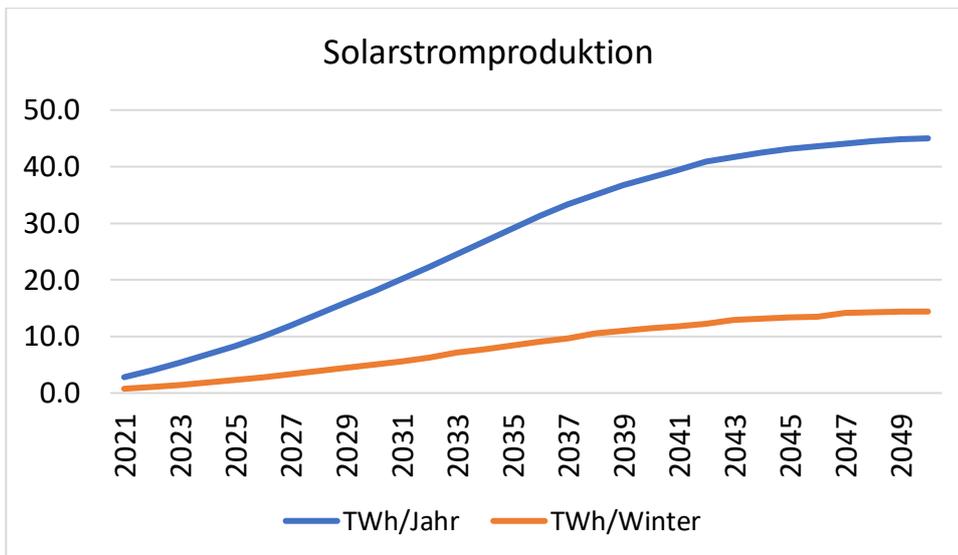


Abbildung 1: Solarstromproduktion gemäss den Ausbauzielen im Mantelerlass. Der Winterstrom-Anteil steigt aufgrund des höheren Anteils von alpinen Solarkraftwerken sowie von Fassadenanlagen.

Mit den am Runden Tisch Wasserkraft beschlossenen Ausbauten von Speicherseen könnten jährlich 2.9 TWh Winterstrom aus Wasser erzeugt werden. Dabei handelt es sich nicht hauptsächlich um zusätzliche Stromproduktion, sondern primär um eine Verlagerung der Produktion in den Winter. Wir gehen in diesem Arbeitspapier wiederum von einer konservativen Annahme in der Höhe von 2 TWh zusätzlichem Winter-Wasserstrom aus. Windenergie mit einem Winterproduktionsanteil von zwei Dritteln sowie Strom aus Biomasse können weitere 5 TWh Winterstrom liefern.

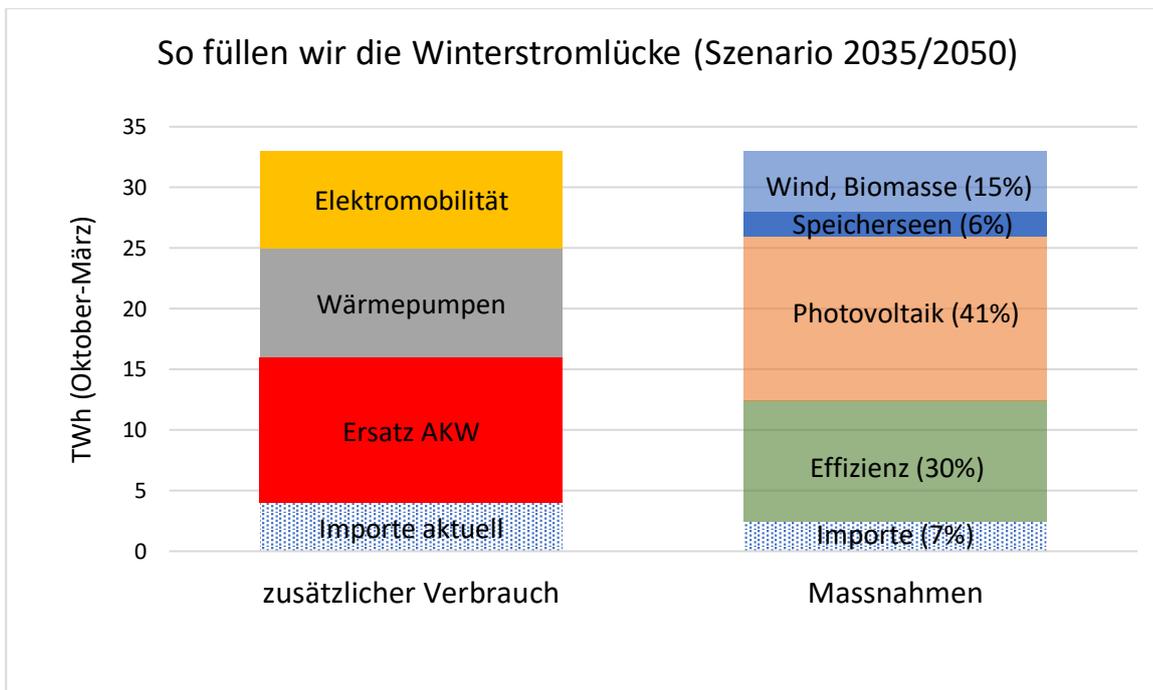


Abbildung 2: Mit einer Kombination von Stromeffizienzmassnahmen und zusätzlicher Produktion aus erneuerbaren Energien lässt sich der zusätzliche Strombedarf decken (Angabe des prozentualen Beitrags zur Lösung). Der Stromverbrauch 2022 lag bei ca. 57 TWh (Schätzung BFE vom 9.2.2023)

Fazit: Mit Stromeffizienz und zusätzlicher inländischer Produktion aus erneuerbaren Energien lässt sich der steigende Strombedarf über das gesamte Winterhalbjahr decken. Kritisch bleibt jedoch die Periode von Mitte November bis Mitte Februar bezüglich Strommengen und Leistung. Aus heutiger Sicht sind u.a. folgende Lösungen, auch kombiniert, zur Versorgung in dieser Periode denkbar:

- Zusätzliche Wasserkraft-Speicherkapazitäten schaffen.
- Einsatz neuer Speichertechnologien.
- Import von Windstrom aus Offshore-Anlagen in Nordeuropa. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens mit der EU und zurzeit ungenügender Leitungskapazitäten nur mittelfristig möglich.

- Verstärkter Einsatz von Syngas zur Stromproduktion, nicht nur aus sommerlichen Überschüssen aus der Schweiz, sondern auch aus importiertem Wasserstoff. Wir verweisen dazu auf den von der EU für 2040 anvisierten Wasserstoff-Backbone. Auch im VSE-Szenario «Energiezukunft 2050» wird von der Notwendigkeit eines Wasserstoff-Imports ausgegangen. Im Unterschied zum VSE sind wir jedoch der Ansicht, dass auch in der Schweiz aus sommerlichen Produktionsüberschüssen Wasserstoff produziert werden sollte (siehe auch Kap. 6).

Kurzfristige Handlungsmöglichkeiten:

Schätzungsweise 4.7 GW Photovoltaikleistung⁵ waren Ende 2022 am Netz, was einer Stromproduktion von rund 1.15 TWh im Winterhalbjahr entspricht – zwei Drittel dessen, was das Atomkraftwerk Mühleberg vor seiner Stilllegung jeweils im gleichen Zeitraum produziert hatte. Im Winter 2023/2024 dürfte die installierte Leistung bereits bei über 6 GW liegen, die Solarstromproduktion bei rund 1.4 TWh. Dies ist mehr als das Dreifache der Wasserkraftreserve des Bundes für den Winter 2022/2023 (0.4 TWh zum Preis von 296 Mio. EUR).

Der Ausbau der Photovoltaik erfolgt in kleinen, aber sofort nutzbaren Teilschritten. Dies im Gegensatz zu neuen AKW, aber auch zur Wasserkraft, deren Planung und Realisierung Jahrzehnte dauert. Dadurch leistet Solarstrom bereits kurzfristig einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung im Winter.

⁵ Die Statistik Solarenergie 2022 des Bundesamtes für Energie erscheint am 13.7.2023

5 Wasserkraft und Photovoltaik optimal abgestimmt

5.1 Dank Photovoltaik Stauseen langsamer leeren

Das Schlagwort «Winterstromlücke» erweckt den Eindruck, es drohe eine Mangellage in der ganzen Periode von Oktober bis März. In den nächsten Jahren liegt die kritische Phase jedoch im März und April, wenn die Stauseen ihren Tiefststand erreicht haben. Also dann, wenn die Photovoltaikanlagen bereits nahe an ihrer maximalen Produktion sind (oder, im Falle der alpinen Solarkraftwerke, ihr Maximum erreichen). Ein sorgfältiger Umgang mit den Wasserkraft-Reserven ist auch wegen der Tendenz zu geringeren Niederschlägen, insbesondere im Winter, angebracht.

Die maximale Kapazität unserer Speicherseen liegt bei 8.8 TWh, was dem heutigen Landesverbrauch von etwa 55 Tagen entspricht. Dank der Solarproduktion im Herbst und Winter können die Speicherseen länger auf einem höheren Füllstand gehalten werden. Der Minimalwert Anfang April lag in den vergangenen Jahren bei rund 10 % der Füllmenge, also bei einem Energiegehalt von weniger als 1 TWh.

Inwieweit kann die Winter-Solarstromproduktion schon heute die Stauseen entlasten? Von Oktober 2021 bis März 2022 produzierten die PV-Anlagen rund 780 GWh, in der gleichen Periode im Winter 22/23 dürften es über 1 TWh sein. Photovoltaik leistet also bereits heute einen massgeblichen Beitrag an die Versorgungssicherheit in der kritischen Phase, und dies zu einem Zeitpunkt, da noch keine alpinen Grossanlagen mit einem hohen Winterproduktionsanteil in Betrieb sind. Allein in den Monaten März und April 2022 lieferten die Schweizer PV-Anlagen 321, resp. 386 GWh⁶. Im Winter 2035/2036 liegt die Winterstrom-Produktion gemäss Swissolar-Szenario bereits bei 7.8 TWh, was dem durchschnittlichen Höchststand der Stauseen im Herbst entspricht.

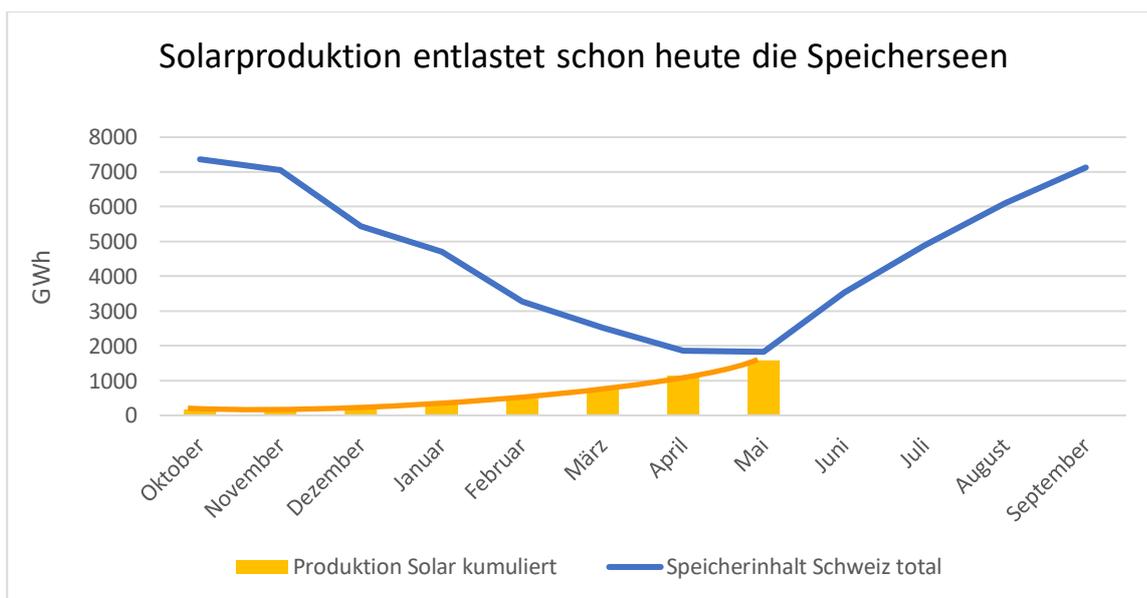


Abbildung 3: Füllstand der Speicherseen und Produktion Speicherwasserkraft und Photovoltaik, Winter 2021/2022. Quelle: Swiss Energy Charts

5.2 Wasserkraft: schon heute auf PV-Produktion abgestimmt

Im Tagesverlauf stimmen die Betreiber der Speicherseen ihre Produktion schon heute bestmöglich auf die Solarstromproduktion ab, wie Abbildung 4 zeigt. Verbrauchsspitzen am Morgen und Abend werden mit Wasserkraft gedeckt, der Verbrauch während dem Tag zu einem grösseren Teil mit Solarstrom.

⁶ Quelle: Swiss Energy Charts

Stromerzeugung in der Schweiz in Woche 43 2022

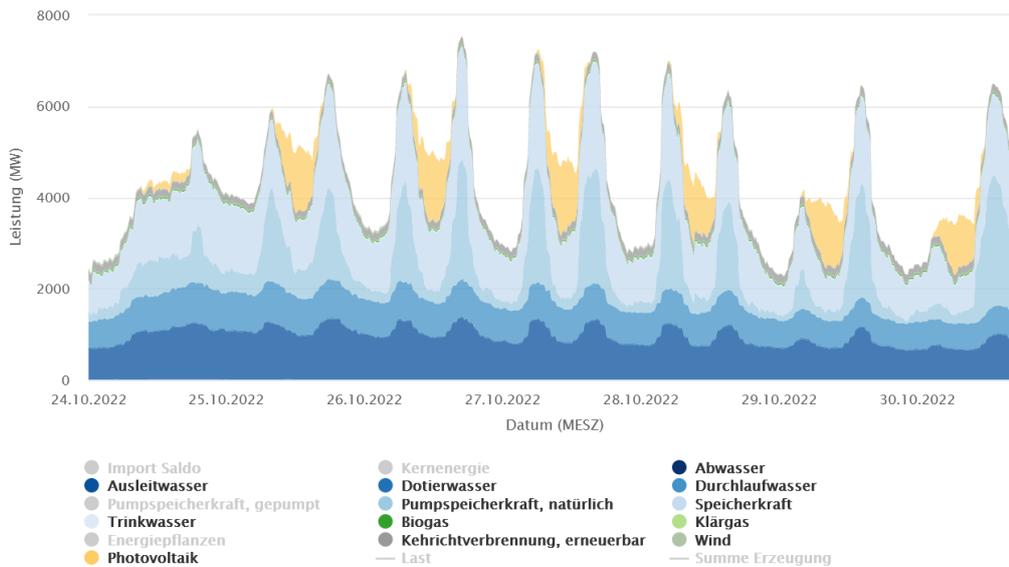


Abbildung 4: Wasserkraft- und Solarstromproduktion in der Woche 43/2022. Die gelb ausgefüllten «Täler» zeigen den Tag, die leeren «Täler» die Nacht. Quelle: Swiss Energy Charts.

5.3 Management der Speicherseen: Hat die Versorgungssicherheit Priorität?

Der Füllgrad der Stauseen und Pumpspeicherwerke wird bis heute in grossem Umfang durch den Stromhandel und nicht durch Witterung und Landesverbrauch beeinflusst. Ohne das kommerzielle Interesse der Anlagenbetreiber wären die Pegel in den Stauseen während der kritischen Phase deutlich höher als heute und Versorgungsengpässe wären kaum ein Thema. Die Angst vor einer Stromknappheit im Winter 22/23 hat im November 2022 zu einem rekordhohen Füllstand der Stauseen geführt, trotz sehr geringen Niederschlägen im Sommer 2022. Es liegt an der Politik zu entscheiden, welche diesbezüglichen Auflagen den Betreibern von Stauseen zu machen sind.

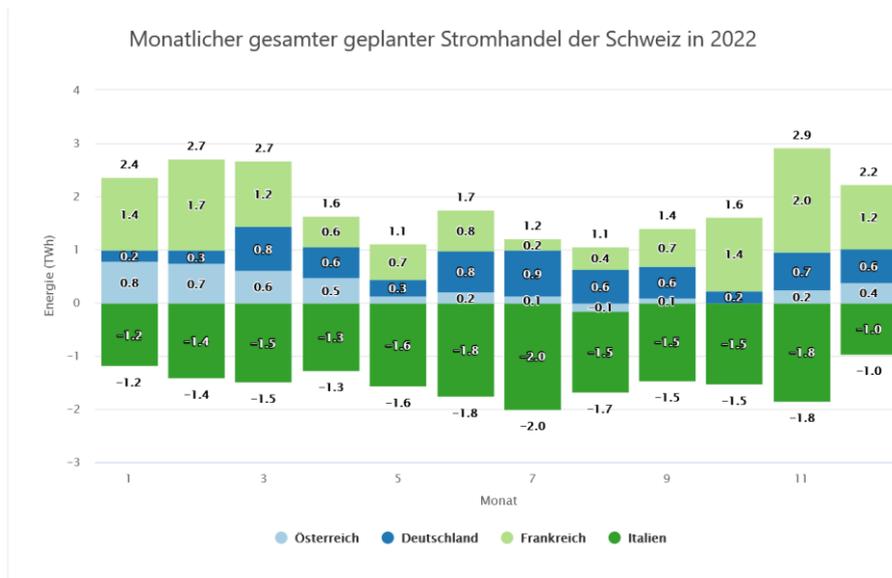


Abbildung 5: Monatliche Strom-Importe (+) und -Exporte (-) 2022. Es zeigt sich die wichtige Rolle der Schweiz bei der Stromversorgung Italiens – die im Winterhalbjahr dorthin exportierte Strommenge ist rund doppelt so hoch wie der durchschnittliche Nettostromimport (ca. 4 TWh) in der gleichen Periode. Quelle: Swiss Energy Charts

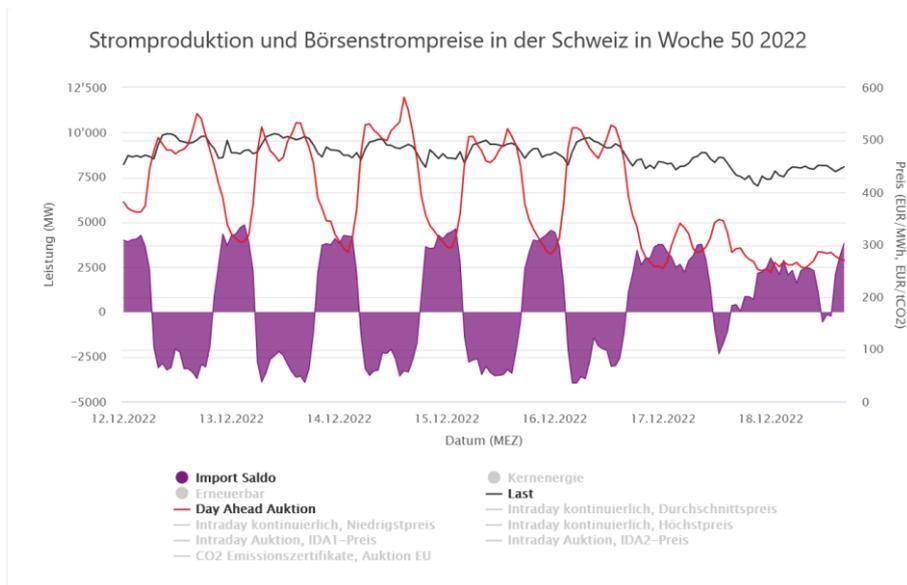


Abbildung 6: Stromproduktion und Spotmarkt-Börsenstrompreise. Die Grafik gibt Hinweise auf das Geschäftsmodell der Schweizer Elektrizitätswirtschaft. Bei tiefen Strompreisen in der Nacht wird Strom importiert (als violette «Berge» dargestellt), während tagsüber bei hohen Strompreisen exportiert wird (violette «Täler»). Insbesondere die Pumpspeicher dienen als Batteriepuffer. Die letzten zwei Tage sind ein Wochenende. Quelle: Swiss Energy Charts.

5.4 Speicherkapazitäten erhöhen

Sinnvoll ist die gleichzeitige Schaffung neuer Speicherkapazitäten durch Erhöhung bestehender Staumauern oder den Bau neuer Speicherseen. Sie sind ein wichtiges Element für die Verlagerung von sommerlichen Produktionsüberschüssen in den Winter. Der Wunsch nach dem Schutz von Gletschervorfeldern ist verständlich, aber der massive Gletscherschwund schafft in den nächsten Jahrzehnten unzählige solcher Flächen, die nicht alle geschützt werden können. Zudem helfen Stauseen mit, den Abfluss zu regulieren, wenn die Gletscher wegfallen, was für die angrenzenden Länder am Unterlauf von Rhein, Rhone und weiteren Flüssen von eminenter Bedeutung ist.

Kurzfristige Handlungsmöglichkeiten

Mit einer intelligenten, nicht ausschliesslich auf kommerzielle Interessen ausgerichteten Bewirtschaftung der Speicherseen haben wir es in der Hand, Engpässe in den nächsten Wintern zu vermeiden. Dank dem raschen Solar-Ausbau können die Speicherseen die Wintersaison besser überbrücken. Dank der rasch steigenden PV-Leistung kann die jetzt geforderte Sicherheitsmarge beim Füllstand der Speicherseen reduziert werden.

6 Der Umgang mit Sommer-Überschüssen

Bei einer Jahresproduktion von 45 TWh Solarstrom fallen voraussichtlich über 30 TWh Solarstrom im Sommer an. Wie soll mit dieser Strommenge umgegangen werden? Zu beachten ist: Gleichzeitig wird auch der Sommer-Stromverbrauch steigen, insbesondere wegen der Elektromobilität, aber auch wegen des vermehrten Kühlbedarfs infolge der Klimaerhitzung.

a) Kurzfristige Speicherung (Tag/Nacht und Wochenende)

Mit einem «Smart Grid», einem intelligenten Stromnetz, wird es gelingen, Stromproduktion, -speicherung und -verbrauch jederzeit optimal aufeinander abzustimmen. Eine zentrale Rolle übernimmt dabei die Elektromobilität, die dank bidirektionalem Laden als Zwischenspeicher für Solarstrom dient. Ihr Einsatz kann die Stromsystemkosten um bis zu 14 % reduzieren⁷. Mit der Einführung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) und der Ausweitung des ZEV (virtuell für bestehende Gebäude und Quartiere) werden auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Harmonisierung von Produktion und Verbrauch auf lokaler Ebene geschaffen, was den Energieeinsatz optimiert sowie die Speicher- und Netzausbaukosten reduziert.

⁷ Siehe dazu die Studie [Vehicle-to-grid in Switzerland: A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electricity system](#)

b) Saisonale Speicherung

Überschüssiger Strom, der nicht kurzfristig gespeichert wird, kann mittels Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff, bzw. weiteren Produkten (Power-to-X) eingesetzt werden. Die Technologie macht rasche Fortschritte bezüglich Kosten und Wirkungsgrad. Zu erwähnen ist etwa die vom Limmattaler Regiowerk Limeco in Dietikon realisierte erste industrielle Power-to-Gas-Anlage der Schweiz, in Zusammenarbeit mit acht Schweizer Energieversorgern und der Stadtwerke-Allianz Swisstopower. Die Anlage wurde mit dem Watt d'Or 2023 ausgezeichnet.

Eine Herausforderung stellen die potenziell kurzen Betriebszeiten der Elektrolyseure dar, wenn sie ausschliesslich mit überschüssigem Solarstrom gespeisen werden sollten. Hier bietet sich der kombinierte Betrieb mit Laufwasserkraftwerken an, die ebenfalls zu Produktionsüberschüssen im Sommerhalbjahr führen.

Wichtig ist der sinnvolle Umgang mit den Power-to-X-Produkten (Syngas, Synfuels): Sie sollen nur sehr beschränkt zur Stromproduktion eingesetzt werden, z.B. in Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK). Wir sehen deren Einsatz primär bei industriellen Anwendungen sowie im Schwer- und Luftverkehr. Ein Weiterbetrieb des Gasnetzes in der heutigen Ausdehnung muss überdacht werden, da die dazu erforderlichen Gasmengen aus erneuerbaren Quellen (Biogas, Syngas) nicht verfügbar sein werden.

7 Hintergründe und weitere Themen

7.1 Photovoltaik: Vor- und Nachteile der Produktionsstandorte

Fälschlicherweise wird oft argumentiert, PV-Anlagen würden keinen relevanten Beitrag zur Winterstromproduktion leisten. Eine differenzierte Betrachtung nach Standorten schafft Klarheit.

Der heute in der Schweiz installierte PV-Bestand liegt grösstenteils im Mittelland und ist meist auf maximale Jahresproduktion und nicht auf Winterproduktion ausgerichtet. Der Winteranteil des jetzigen Anlagebestands liegt bei rund 26 % der Jahresproduktion. Der grosse Vorteil dieser Anlagen liegt jedoch in der Nähe zu den Verbrauchern, wodurch weniger Leitungsausbauten nötig sind. Mit dem Einbezug mobiler und stationärer Batteriespeicher gewinnt dieser Vorteil in naher Zukunft nochmals massiv an Bedeutung. Solche Anlagen liefern Strom zu Produktionspreisen zwischen etwa 6 und 18 Rappen pro Kilowattstunde, je nach Grösse der Anlage. Weitere Preissenkungen sind durch sinkende Produktionskosten sowie steigende Wirkungsgrade zu erwarten.

Fassadenanlagen sind bisher noch zu wenig verbreitet, gewinnen aber laufend an Bedeutung. Sie haben eine über das Jahr relativ ausgeglichene Produktion mit einem Winteranteil von ca. 45 %. Auch sie sind nahe bei den Verbrauchern, z.B. an Gewerbe- und Bürobauten, und ihre Mehrkosten gegenüber konventionellen Fassaden werden durch die Stromproduktion meist bereits nach wenigen Jahren ausgeglichen. Die zunehmende Vielfalt von Modultypen (bezüglich Farben, Texturen, Strukturen etc.) macht Fassadenphotovoltaik zusehends auch für Architektinnen und Architekten attraktiv.

Alpine Freiflächenanlagen profitieren zusätzlich von der Lage über der Nebelgrenze sowie von der Schneereflexion, womit der Jahresertrag bis doppelt so hoch wie im Mittelland sein kann. Der Winterproduktionsanteil liegt bei 40-50 %. Die jährliche Produktionsspitze von alpinen, steil aufgestellten PV-Anlagen liegt im März/April. Genau dann, wenn der Füllgrad der Stauseen seinen Tiefststand erreicht. Aus Sicht von Swissolar sind solche Anlagen primär in erschlossenen, vorbelasteten Gebieten zu erstellen. Eine Studie von Meteotest⁸ sieht ein «zielführendes» Potenzial von 5 TWh Strom aus alpinen Grossanlagen.

Zusammenstellung Potenziale und erforderlicher Zubau bis 2050

Bereich	Potenzial (TWh)	Möglicher Beitrag zur Zielerreichung (TWh) bis 2050
Dächer	54	30
Fassaden	17	5
Infrastrukturen	10	4
Agri-PV	5	1
Alpine Freiflächen	45 «umsetzbar», 5 «zielführend»	5
Total	131	45

⁸ Meteotest, Lukas Meyer, Anne-Kathrin Weber und Jan Remund Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz. 2023

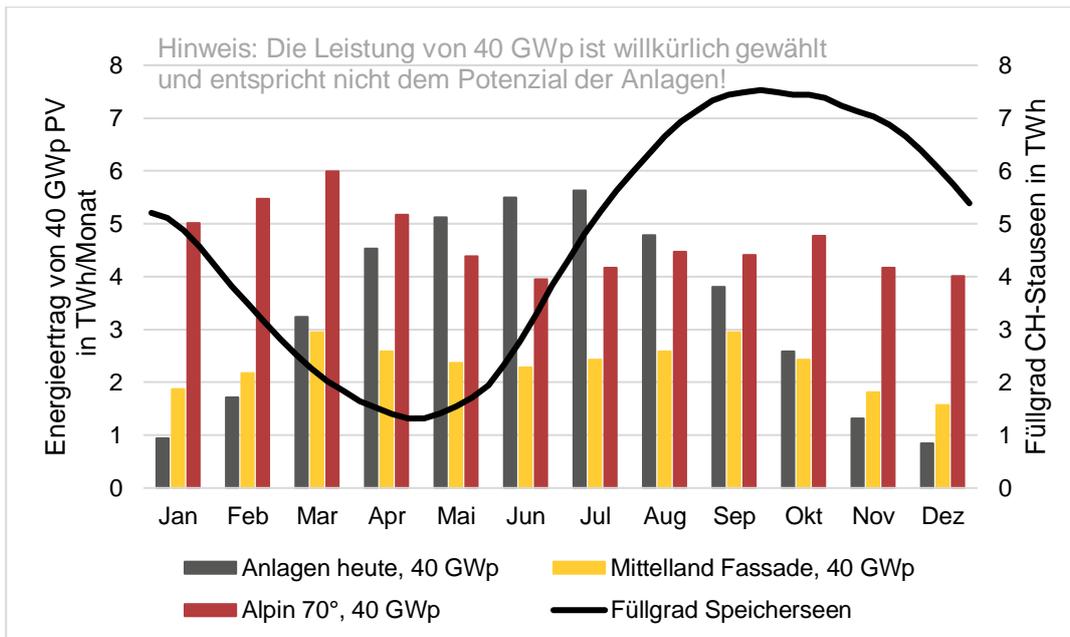


Abbildung 7: Monatliche Produktion verschiedener Anlagentypen unter der Annahme von 40 GW installierter Leistung je Anlagentyp. Quelle: BFH, Prof. Ch. Bucher, 2022

7.2 Solarstromproduktion: Fluktuierend, aber berechenbar

Solarstrom wird von Gegnern gerne als «Flutterstrom» diffamiert. Dabei ist korrekt, dass die Produktion vom Wetter und von den Tageszeiten abhängt. Die Gesamtproduktion pro Monat ist heute jedoch sehr zuverlässig voraussagbar. Die Tages- und Wochenprognosen sind sehr präzise, wodurch eine stabile Stromversorgung auch mit hohen Photovoltaikanteilen sichergestellt werden kann. Für die Winterproduktion relevant ist der Schneefall – schneebedeckte Solarmodule produzieren keinen Strom. Der starke Rückgang von Schneefällen relativiert dieses Problem. In Berggebieten, insbesondere bei alpinen Grosskraftwerken, werden Module möglichst steil aufgestellt, wodurch der Schnee rasch abrutscht.

7.3 Photovoltaik: Kosten und Markt

Solarstrom ist heute rund 90 % günstiger als vor rund 15 Jahren – eine Entwicklung, die massgeblich durch Förderprogramme europäischer Länder vorangetrieben wurde. Ein weiterer kostensenkender Faktor sind die gestiegenen Wirkungsgrade (ca. +40 % innerhalb von 20 Jahren).

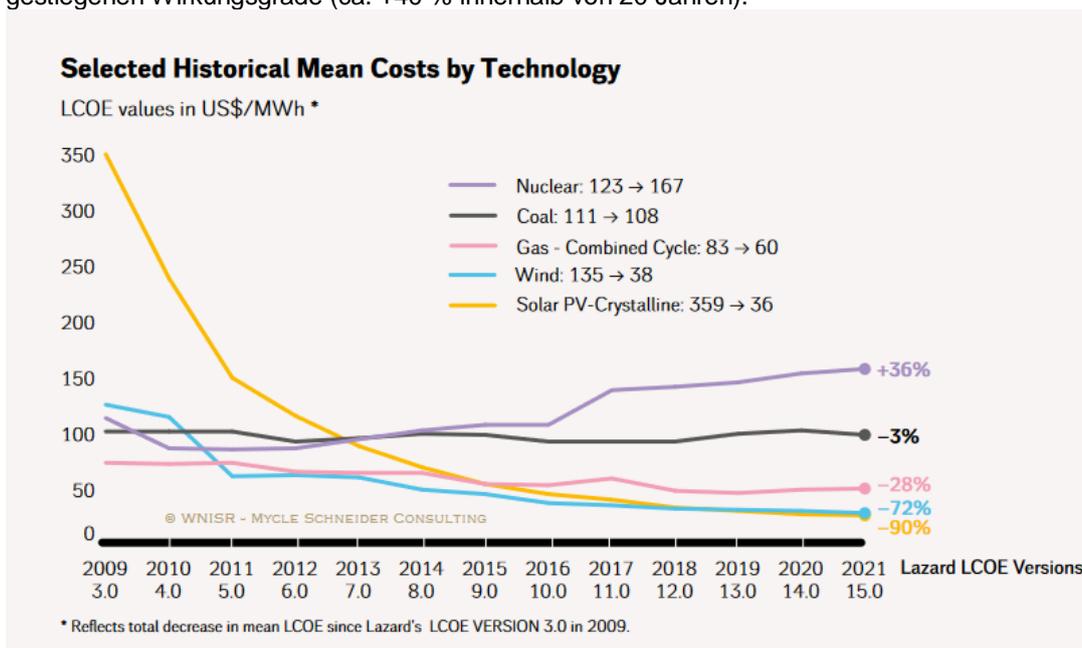
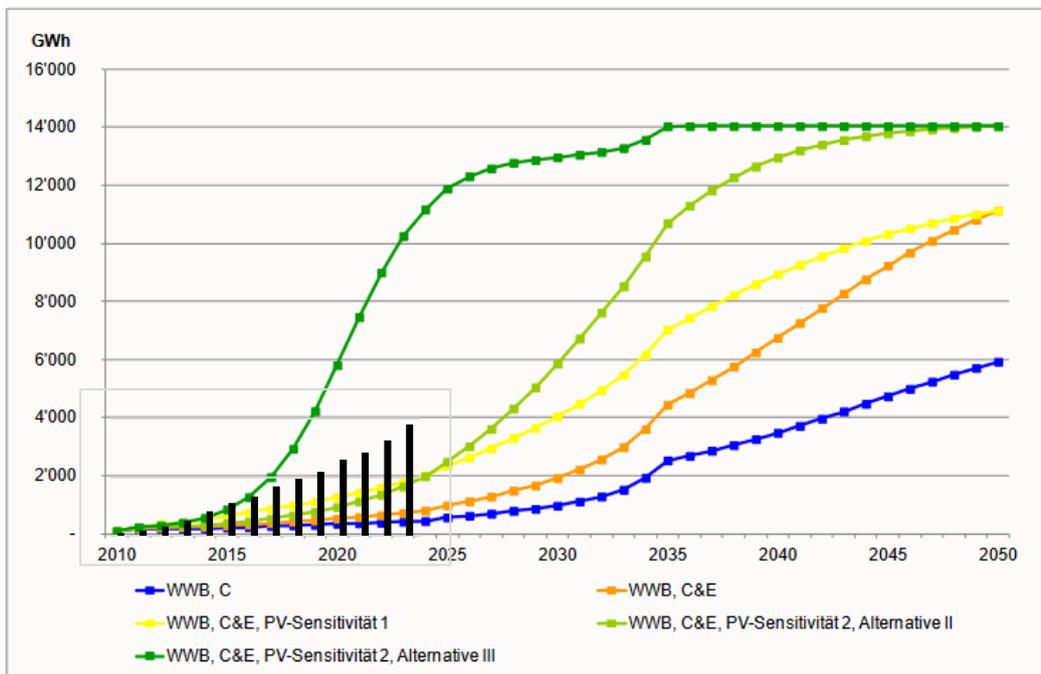


Abbildung 8: Kostenentwicklung verschiedener Stromerzeugungstechnologien. Quelle: WNISR World Nuclear Report 2022. Der angegebene Preis für Solar PV bezieht sich auf grosse Freiflächenanlagen. Die Stromgestehungskosten bei Aufdachanlagen in der Schweiz liegen heute bei ca. 6-15 Rp./kWh

Die rasche Preissenkung hat auch dazu geführt, dass die meisten solaren Zubauprognosen – inklusive jener von Swissolar – bereits von der Realität überholt wurden.

Figur 7-1: *Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh*



Quelle: Prognos 2013

Abbildung 9: Energieperspektiven 2050, Sensitivitätsanalysen Photovoltaik (Prognos, 2013). Die dunkelgrüne Kurve entspricht dem 2012 von Swissolar vorgeschlagenen Wachstumspfad mit 14 TWh Solarstrom bis 2050. Im «offiziellen» Szenario wurden 11 TWh angestrebt. Eingezeichnet ist zusätzlich die effektive Jahresproduktion (Säulen).

7.4 Ein Stromabkommen mit der EU ist unabdingbar – Autarkie ist utopisch

Eine autarke Stromversorgung für die stark vernetzte Schweiz inmitten Europas ist utopisch, respektive wäre mit enormen Kosten verbunden. Die Schweiz importiert und exportiert im Durchschnitt täglich die Hälfte des Schweizer Verbrauches, wir sind somit sehr stark ins europäische Stromsystem integriert. Das ist sinnvoll und soll so bleiben. Ein Stromabkommen ist dringend, um von dieser Vernetzung weiterhin gegenseitig profitieren zu können.

7.5 Laufzeitverlängerungen für bestehende AKW: Unsicher, teuer, Handicap für Erneuerbare

Der Weiterbetrieb der bestehenden AKW verschafft Zeit, um die erneuerbaren Energien auszubauen. Wobei die AKW mit zunehmendem Alter häufiger und länger ausfallen werden, wie Erfahrungen zeigen. Die vorübergehende Stilllegung der Hälfte des überalterten französischen Atomparks hat neben dem Ukraine-Krieg im Winter 22/23 massgeblich zur Stromversorgungskrise in Europa beigetragen. Auch in der Schweiz zeigen Beispiele aus den letzten Jahren, welche Risiken die plötzliche Abschaltung von 1 GW Leistung (z.B. AKW Leibstadt) für das Stromnetz mit sich bringt: «Die Idealauslastung eines AKW beträgt 90 bis 95 Prozent, 2021 betrug sie aufgrund des Ausfalls beim grössten Schweizer AKW Leibstadt nur 45 Prozent, wodurch auf einmal 15 Prozent der gesamten Schweizer Stromproduktion weggefallen sind.» (Studie «Alternative Szenarien zur Energiestrategie 2050», SES 2023).

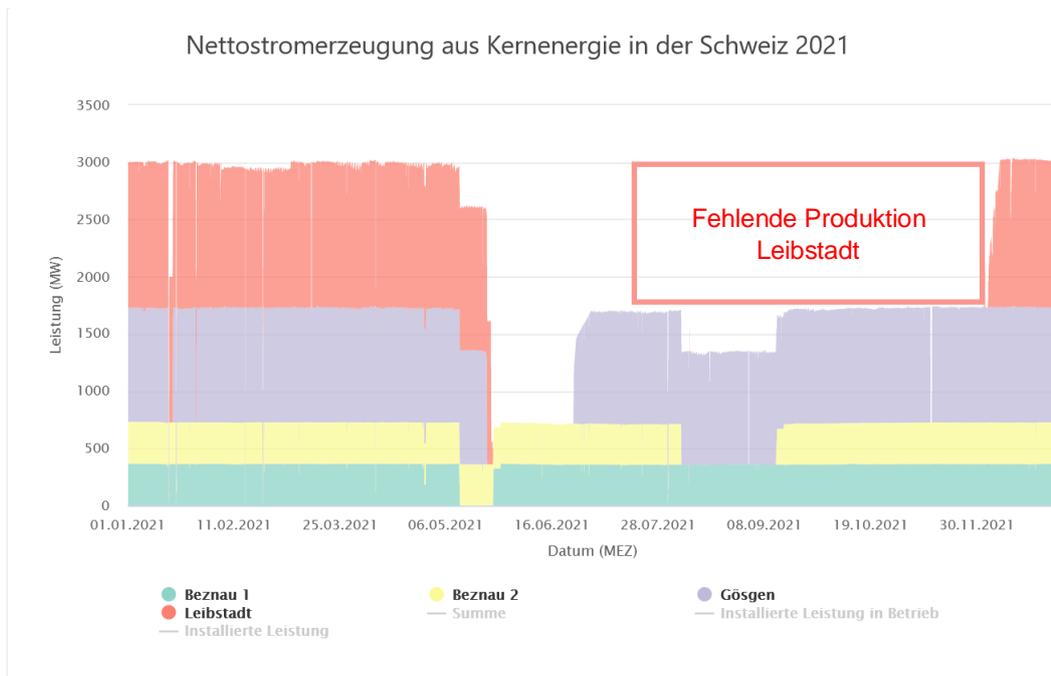


Abbildung 10: Nettostromerzeugung aus Kernenergie 2021 – Leibstadt war während mehreren Monaten nach der planmässigen Revision unvorhergesehen ausser Betrieb. Solche Ausfälle grosser Produktionskapazitäten sind meist nicht planbar. Quelle: www.energy-charts.ch

7.6 «Dunkelflauten» sind planbar

Es sind Szenarien denkbar, bei denen eine längere Kältewelle mit wenig Sonnenschein und Wind zusammentrifft, während gleichzeitig die Stauseen einen Tiefstand erreicht haben. Sogenannte Dunkelflauten könnten während einiger Tage zu einer Strommangellage führen. Die Eintretenswahrscheinlichkeit eines solchen Szenarios ist in der Schweiz allerdings sehr gering, da sich die Witterung in den verschiedenen Landesteilen meist unterscheidet. Zudem wäre eine solche Situation einige Tage im Voraus absehbar, sodass frühzeitig Massnahmen ergriffen werden können. Die wirksamste Massnahme ist in solchen Fällen die Verbrauchssenkung, insbesondere in der Industrie, die dafür zu entschädigen ist. Ein solches Modell ist nun vorgesehen in Art. 8a StromVG. Notstromaggregate verschiedenster Verbraucher können bei solchen Wetterlagen die Stromversorgung aufrechterhalten, wobei diese mittel- bis langfristig auch auf synthetische Brennstoffe umsteigen müssen. Wir schliessen nicht aus, dass es für solche Situationen in einer Übergangsphase Backup-Gaskraftwerke braucht.

Mit zunehmenden Anteilen von Strom aus fluktuierenden Quellen wie Sonne und Wind werden die kaum regelbaren AKW mit ihrer Bandenergie zu einem wenig nützlichen Element im Stromnetz. Zum Ausgleich von Solar- und Windenergie braucht es regelbare Kraftwerke, wie etwa Stauseen.

7.7 Neue AKW sind zu teuer und kommen zu spät

Neue AKW in der Schweiz könnten frühestens etwa 2045 in Betrieb genommen werden. Ihre hohen Kosten und die hohen Unsicherheiten führen dazu, dass kein Schweizer Energieversorger den Bau einer solchen Anlage plant. Es bräuchte somit ein «Staats-AKW». Im Gegensatz dazu kann Photovoltaik rasch und gefahrlos ausgebaut werden. Nach der Erstellung besteht keine Abhängigkeit mehr von Energielieferanten, im Gegensatz zur Atomkraft, die weiterhin stark von einzelnen Uran-Lieferanten, wie etwa Russland, abhängt. Erwähnt sei an dieser Stelle, dass das Energiegesetz die Forschung im Nuklearbereich nicht verbietet.

Es gelten zudem die unter 7.5 gemachten Bemerkungen: Photovoltaik und Atomstrom funktionieren nicht gut zusammen (im Gegensatz zu Wasserkraft und PV). In einer Situation mit rund 50 Prozent Solarstrom im Netz würde insbesondere im Sommer massiv zu viel Atomstrom aus den kaum regelbaren AKW angeboten. Deshalb wären neue AKW nicht rentabel und könnten nie mit den Strompreisen von PV mithalten.

8 Nächste Schritte

Es braucht gemeinsame Anstrengungen aller beteiligten Akteure, um die Probleme rund um die Winterstromversorgung baldmöglichst zu beheben. Hier eine unvollständige Aufzählung von Massnahmen:

Eidg. Parlament/Bund:

- Digitalisierung des Stromnetzes (Smartmeter, Smart Grid) durchsetzen
- Anreize für dezentrale Harmonisierung von Produktion und Verbrauch schaffen
- Anreize für dezentrale Tag-/Nachtspeicherung setzen (Befreiung vom Netznutzungsentgelt für Batterien für die Wiedereinspeisung)
- Anreize für Strom- und Energieeffizienz setzen
- Stromabkommen mit der EU, Wiedereingliederung ins europäische Stromnetz

Kantone und Gemeinden:

- Rasche, harmonisierte Ersatzprogramme für Elektrospeicherheizungen
- Rasche Umsetzung MuKE 2014 (Effizienzsteigerung)
- Nächste Ausgabe MuKE: Einführung Solarpflicht bei Gebäudesanierungen
- Bewilligungsverfahren beschleunigen und vereinfachen

Elektrizitätswirtschaft:

- Einführung von Sommer-/Wintertarifen; dynamische Tarife
- Bessere Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit
- Umsetzung der Digitalisierung des Stromnetzes, resp. der Vorgaben der Politik

PV-Industrie und Gewerbe:

- Steigerung 1 auf 2.5 GW bis 2025
- Erweiterung des Marktes um alpine PV-Kraftwerke „zivilisationsverträglich“

Gebäudebesitzer:

- Energetische Sanierung der Gebäudehüllen
- Umstieg auf fossile Wärmeerzeugung
- Umstieg auf Elektromobilität