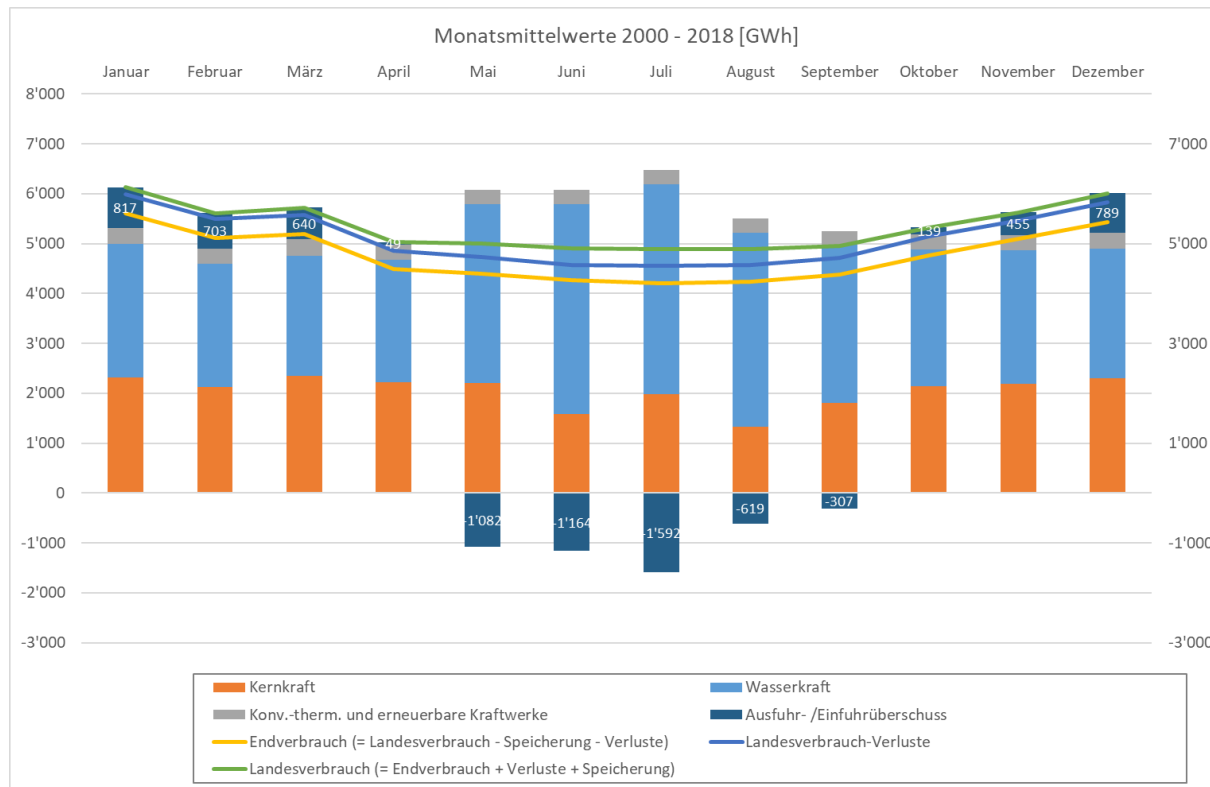


Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023)

Anhang zur Stellungnahme der GGS

Ausgangslage



Grafik 1: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018; in Abweichung zur Usanz beim BFE ist der Landesverbrauch hier so eingesetzt, dass er die Pumpenergie für die Speicherung miteinschliesst. Somit entspricht der Saldo von Produktion ± Ein-/Ausfuhrüberschuss dem Landesverbrauch und dem physikalischen Erfordernis, dass Produktion ± grenzüberschreitender Austausch und Verbrauch übereinstimmen müssen – Datenquelle: Elektrizitätsstatistik BFE

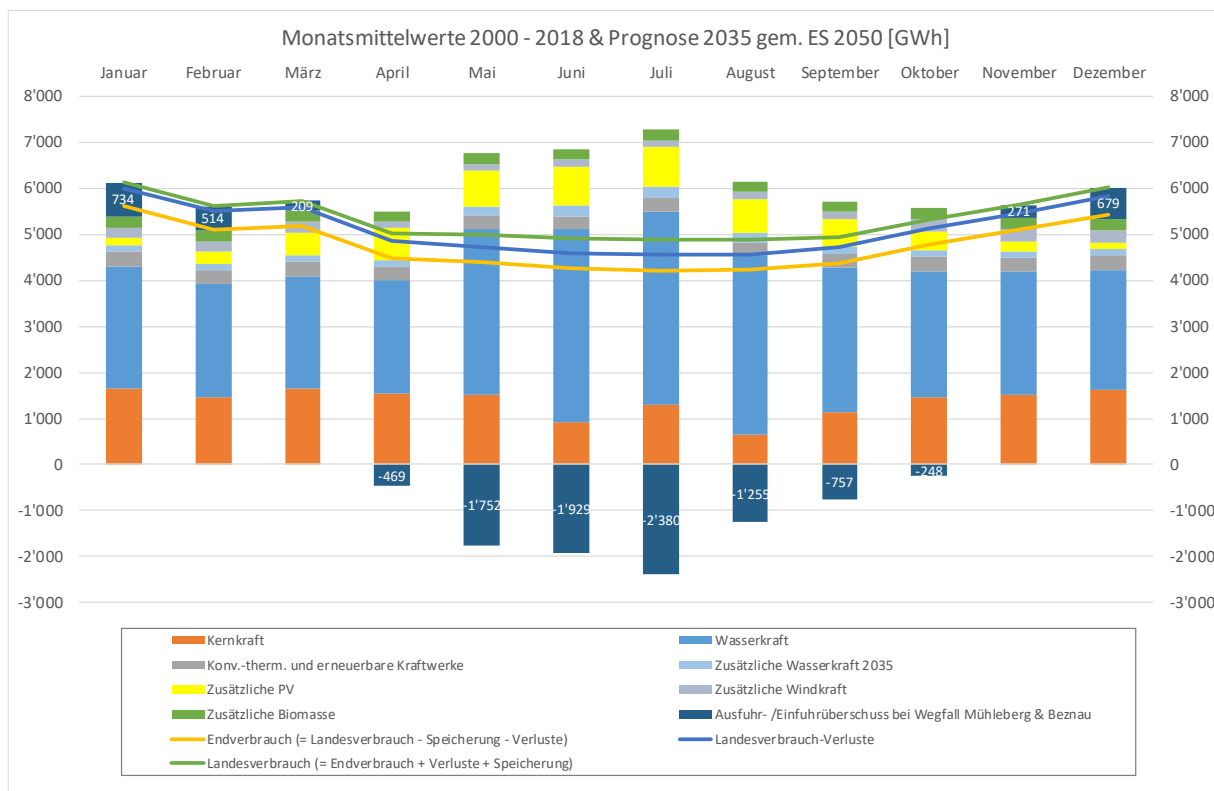
Kommentar:

Die monatliche Elektrizitätsbilanz zeigt auf eindrückliche Weise die Koppelung der Schweizer Stromversorgung mit dem grenzüberschreitenden Stromaustausch. Im Sommer kann überschüssige Produktion ins Ausland verkauft werden, im Winter ist die Schweiz von Importen aus den Nachbarländern abhängig (Aus- und Einfuhrüberschuss, dunkelblau).

Für eine stabile Versorgung muss der Landesverbrauch, der sich in der Grafik zusammensetzt aus dem Endverbrauch, dem Verbrauch der Speicherpumpen und den Übertragungsverlusten, immer genau so gross sein wie die gerade ins Netz eingespeiste Produktion.

Ausfuhrüberschuss (Mittelwert 2000-2018): -1'172 GWh

Winter: 3.6 TWh Import, Sommer: -4.8 TWh Export



Grafik 2: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Prognose-Richtwerte gem. Energiestrategie 2050 für 2035

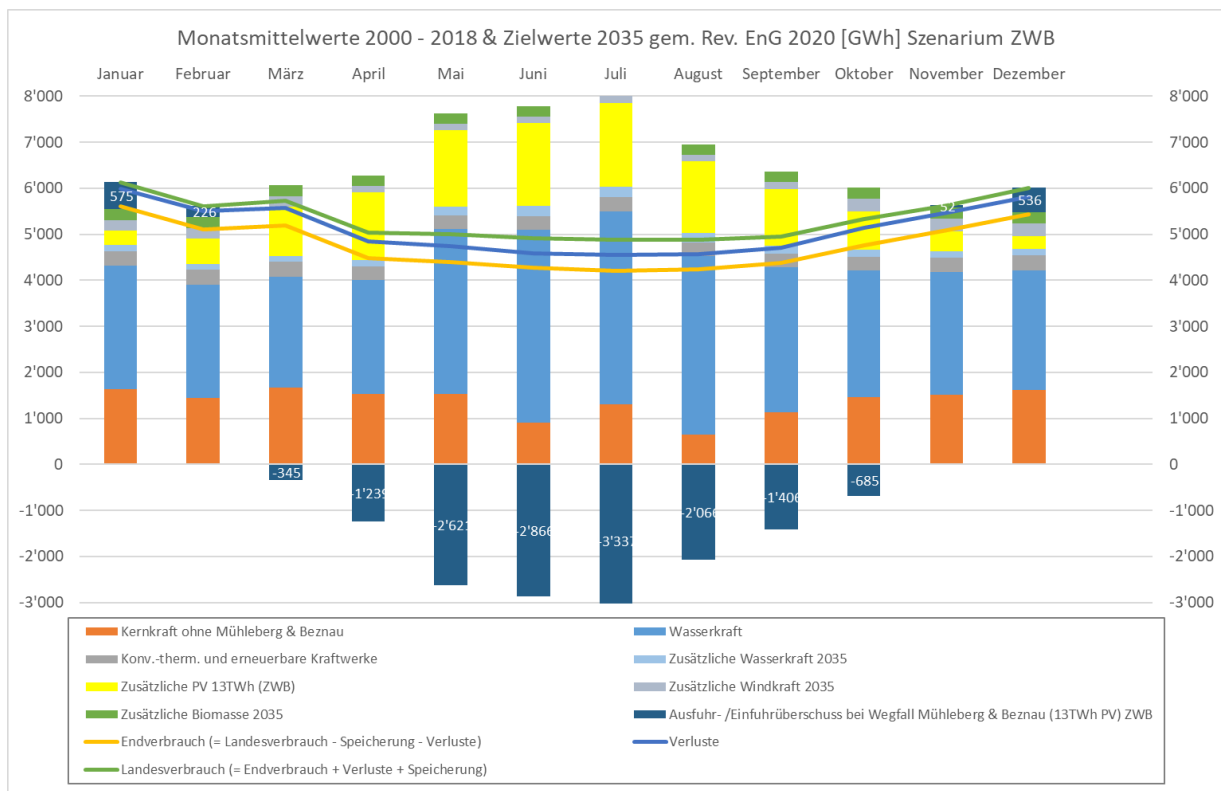
Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, EnG vom 01.01.2018, eigene Berechnungen

Kommentar:

Die Abschaltung der KKW Mühleberg und Beznau kann kompensiert werden, wenn die Richtwerte gem. Energiestrategie 2050 erreicht werden. Gegenüber der heutigen Situation gem. Grafik 1 resultiert ein etwas reduzierter Importbedarf im Winter. Im Sommer kann deutlich mehr exportiert werden – wenn auch in den Nachbarländern Überschüsse produziert werden. D.h. die geförderte Produktion aus neuen erneuerbaren Energien verpufft weitgehend, falls sie nicht für die Wintermonate gespeichert¹ werden kann.

Ausfuhrüberschuss: -6'383 GWh
Winter: 2.4 TWh Import, Sommer: -8.8 TWh Export

¹ Bei der in diesem Zusammenhang gerne diskutierten Gas-Synthese (Power to Gas – P2G) zur Speicherung von überschüssigem Strom geht ca. 50% der Energie verloren. Bei der Rückverstromung ist es nochmals etwa gleich viel. D.h. der Gesamtwirkungsgrad liegt mit der gegenwärtig verfügbaren Technologie bei 25 - 30%. Aus diesem Grund ist die Umwandlung von elektrischer Energie zu chemisch im Gas gebundener Energie und wieder zurück die letzte und ökonomisch unwirtschaftlichste Option, die nur in Frage kommt, wenn man mit dem Gas nichts gescheiteres anfangen kann – z.B. CO₂-freien synthetischen Treibstoff herstellen oder als Prozessgas in der Industrie verwenden.



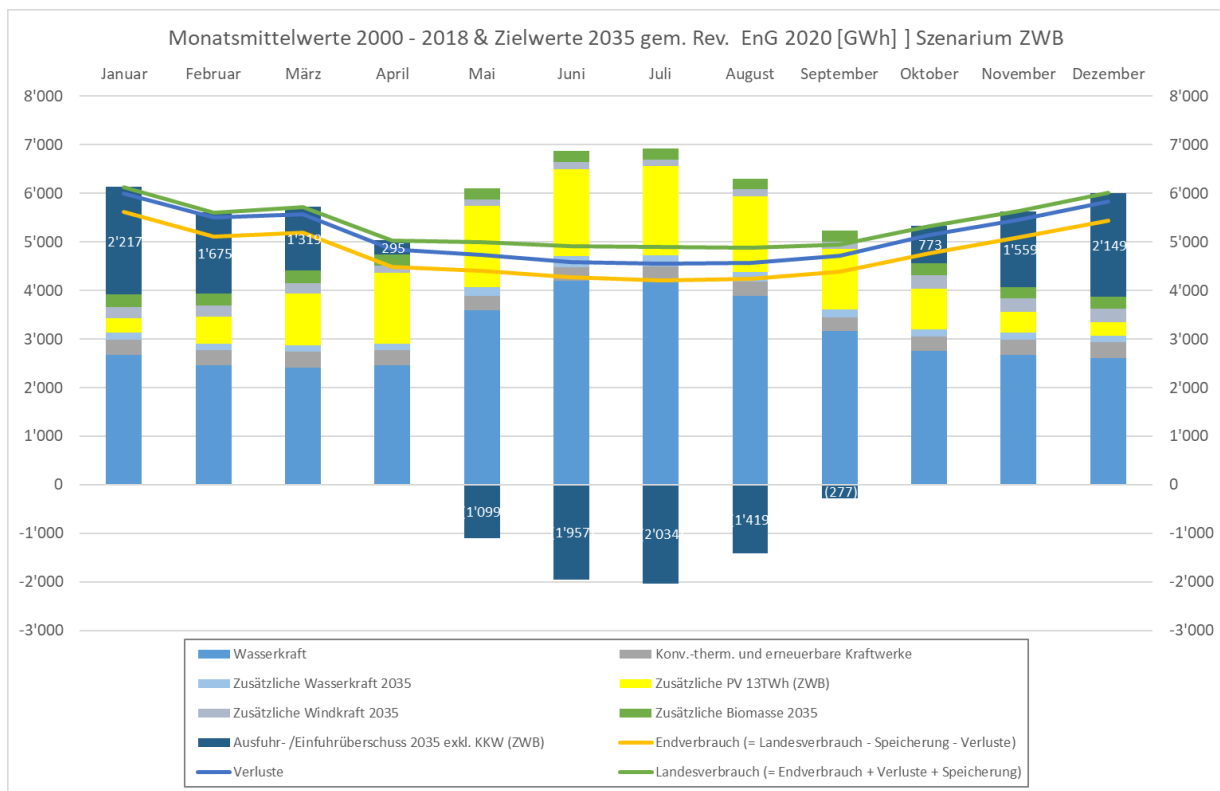
Grafik 3a: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Zielwerte 2035 gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht (Szenarium Zubau wie bisher)
Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, eigene Berechnungen

Kommentar:

Die im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) führt zu einer Stromschwemme im Sommer und reduziert die Importabhängigkeit im Winter, solange die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt am Netz bleiben. Der PV-Zubau folgt der monatlichen Produktionsverteilung des Szenariums «Zubau wie bisher – ZWB» aus der «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann). Ein PV-Zubau von 13 TWh bis 2035 drängt sich nicht auf, v.a. wenn die Paneele nicht für Winterstrom optimiert ausgerichtet werden.

Ausfuhrüberschuss: -13'176 GWh
Winter: 1.4 TWh Import, Sommer: -14.5 TWh Export

Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **300 Mio. CHF für 700MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 3b: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018, **ohne Kernkraft**, Zielwerte 2035 gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht (Szenarium Zubau Wie Bisher)

Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, eigene Berechnungen

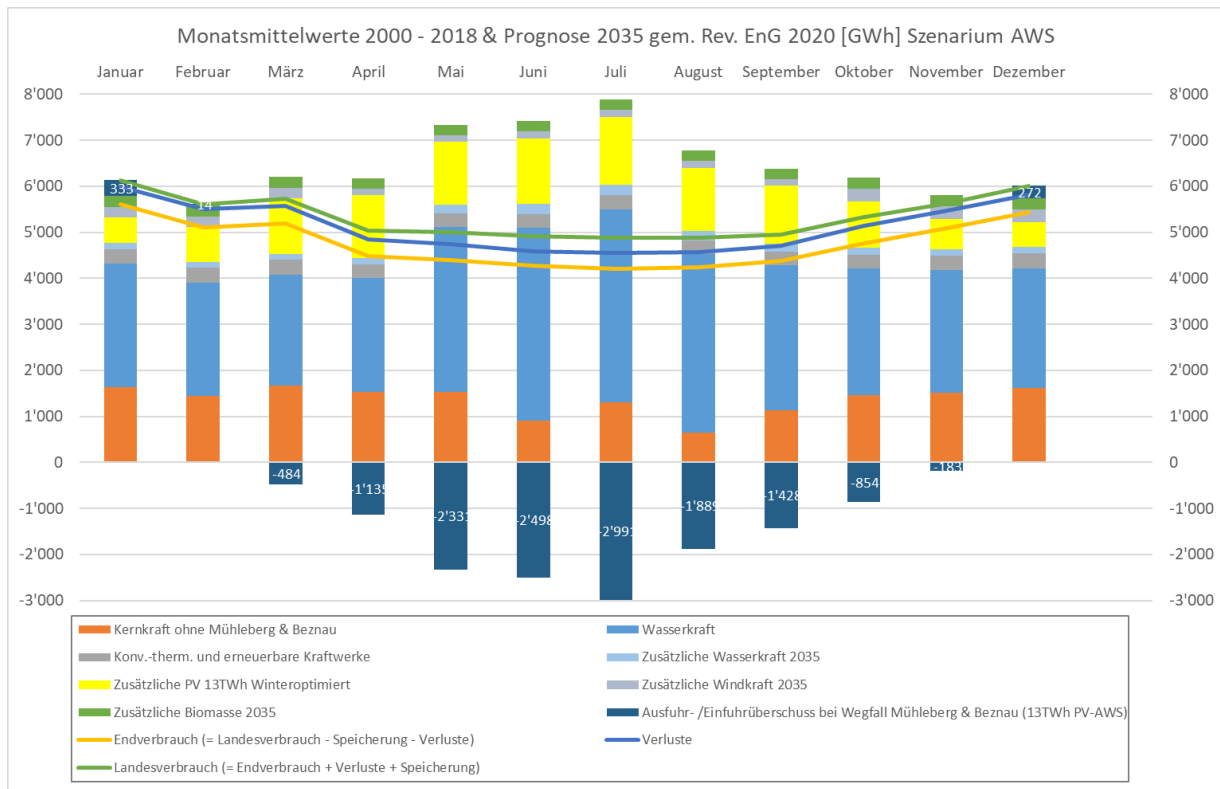
Kommentar:

Gegenüber der Grafik 3a kehrt die Situation mit dem Wegfall der Kernenergie recht deutlich. Im Sommer kann nach wie vor aufgrund starker PV-Produktion viel exportiert werden, während im Winter der Importbedarf auf beinahe 10 TWh steigt. Es ist zu befürchten, dass der überschüssige Sommerstrom bei sehr tiefen Spotmarktpreisen verkauft werden muss, da auch in den Nachbarländern PV-Überschüsse anfallen werden. Eine optimierte Ausrichtung der Paneele auf Winterproduktion würde sowohl den Importbedarf im Winter wie auch den Exportüberschuss im Sommer um 1.3 TWh reduzieren (vergl. Grafik 4b). Allerdings muss für 13TWh Produktion die winterstromoptimierte Paneelfläche grösser sein, was entsprechend höhere Kosten verursacht bzw. mehr Investitionsbeiträge erfordert.

Importbedarf: 3'201 GWh

Winter: 9.7 TWh Import, Sommer: -6.5 TWh Export

Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **300 Mio. CHF für 700MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 4a: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018 und Zielwerte gem. Revision EnG 2020 für 2035 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht aber mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (Szenarium Anreiz Winterstrom)
 Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

Kommentar:

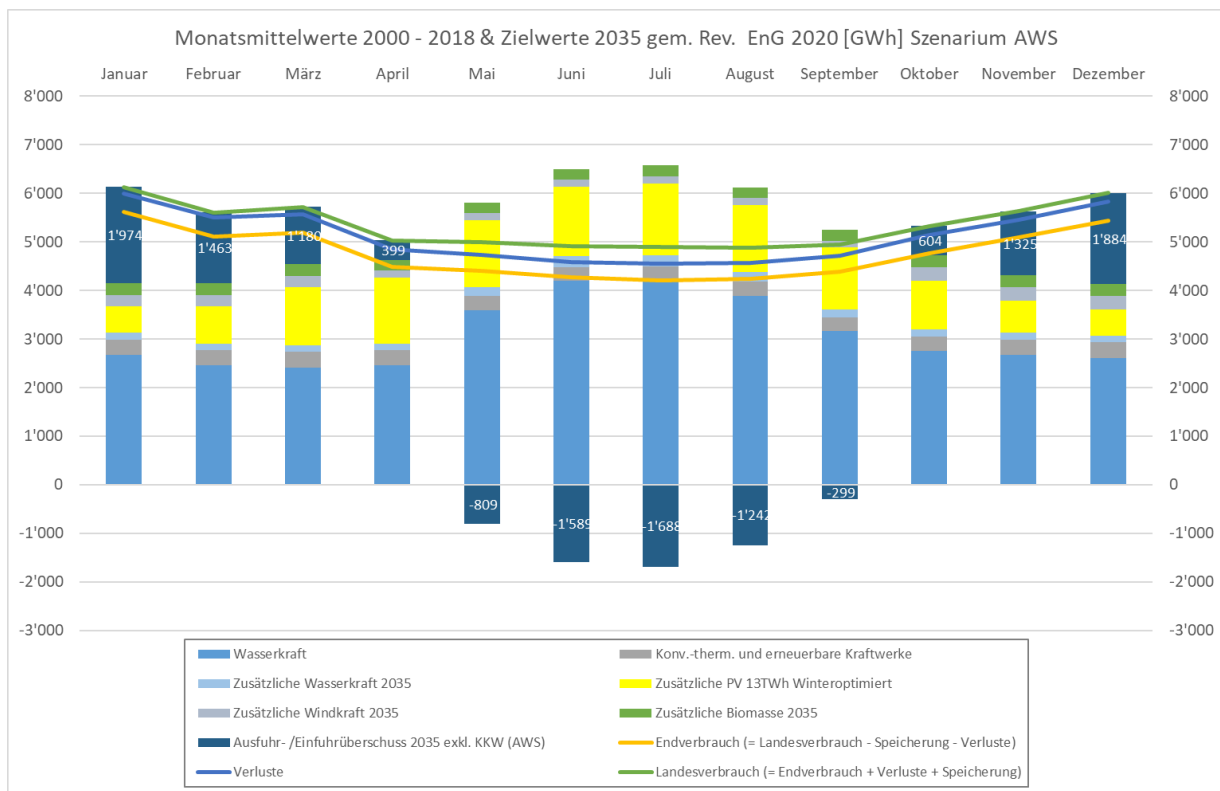
Die in im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) wird gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) besser auf Winterproduktion ausgerichtet (Anreiz Winterstrom – AWS). Insgesamt bleibt der Überschuss derselbe wie in Grafik 3a, aber sowohl der Importbedarf im Winter wie der Überschuss im Sommer werden geringer.

Wie im Kommentar zu Grafik 3a gesagt, drängt sich ein forciertes PV-Zubau nicht auf. **Eine Bevorzugung von Anlagen, die v.a. Winterstrom produzieren ist aber eine strategisch kluge und erstrebenswerte Entscheidung.**

Ausfuhrüberschuss: -13'176 GWh

Winter: 0.6 TWh Import, Sommer: -13.8 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, müssen für die Produktion von 13 TWh entweder mehr Paneeelflächen installiert oder teurere Unterbauten realisiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 4b: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz; Mittelwerte 2000-2018, **ohne Kernkraft**, mit Zielwerten gem. Revision EnG 2020 für 2035 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht, mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion (Anreiz Winterstrom – AWS)
Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

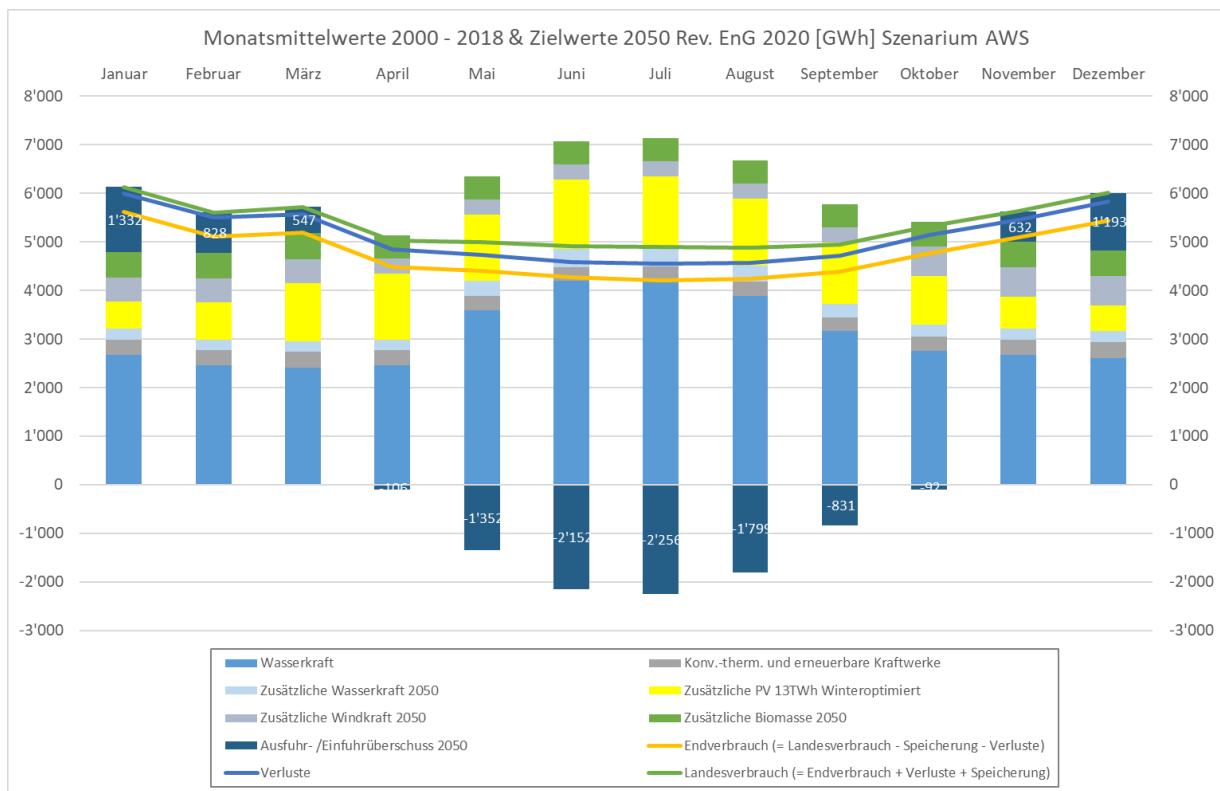
Kommentar:

Dargestellt ist die Situation nachdem die Kernenergie in der Schweiz stillgelegt wurde. Die in im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) wird gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) besser auf Winterproduktion ausgerichtet (Anreiz Winterstrom – AWS). Sobald die Kernenergie wegfällt resultiert trotz der Winteroptimierung der PV-Produktion ein substanzieller Importbedarf im Winter (8.4 TWh). Gegenüber heute resultiert ein klar höherer Überschuss im Sommer (5.2 TWh).

Importbedarf: 3'201 GWh

Winter: 8.4 TWh Import, Sommer: -5.2 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, müssen für die Produktion von 13 TWh entweder mehr Paneelflächen installiert oder teurere Unterbauten realisiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.



Grafik 5: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2050; Mittelwerte 2000-2018, mit Zielwerten gem. Revision EnG 2020 – insbesondere 13 TWh PV-Zubau gem. erl. Bericht, mit optimierter Ausrichtung der Paneele für Winterstromproduktion

Quelle: Elektrizitätsstatistik BFE, Vernehmlassung Revision EnG 2020, BFE-Studie Winterstrom Schweiz, eigene Berechnungen

Kommentar:

Dargestellt ist die Situation nachdem in der Schweiz bei der Produktion aus Biomasse und Windkraft die Zielwerte 2050 erreicht werden (zusätzlich gegenüber heute insgesamt 24,2 TWh aus PV + Windkraft + Biomasse gem. Art.1 Abs 2 Rev. EnG). Die im erläuternden Bericht zur Revision EnG 2020 skizzierte forcierte Förderung von PV (+ 13 TWh bis 2035) ist gemäss «Studie Winterstrom Schweiz» (14. Aug. 2019, BFE / Basler & Hofmann) auf Winterproduktion ausgerichtet. Es resultiert nach wie vor ein substantieller Importbedarf im Winter (4.4 TWh), bei gleichzeitigem Überschuss im Sommer (8.5 TWh). Durch Zwischenlager für Biomasse könnte das Winterdefizit etwas verkleinert werden. Die monatliche Aufteilung von Windkraft und Biomasse entspricht der prozentualen Aufteilung der Produktionswerte aus der KEV-Statistik.

Ausfuhrüberschuss: -4'056 GWh
Winter: 4.4 TWh Import, Sommer: -8.5 TWh Export

Da die Paneele in diesem Szenarium nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden, muss für die Produktion von 13 TWh mehr Paneelfläche installiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund **368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr** aufgewendet werden.

Eine Energiepolitik, die auf das Szenarium in Grafik 5 ausgerichtet ist, impliziert eine starke internationale Vernetzung, weil die Überschüsse nicht immer dort verwendet werden können, wo sie anfallen und der Energiebedarf im Winter kaum aus Sommerüberschüssen der Solarenergie gedeckt werden kann.

Legt man beispielsweise den Gesamtwirkungsgrad der Power to gas to power Technologie von 25 - 30% zugrunde, so steht einem Importbedarf von als 4.4 TWh im Winter eine Überschussproduktion im Sommer von mehr als 8.5 TWh gegenüber, die allerdings durch den zweimaligen Umwandlungsverlust auf rund 2.5 TWh reduziert wird. So bliebe im Winter netto ein Importbedarf von 2 TWh. Im Durchschnitt der Wintermonate der Jahre 2000-2018 waren es 3.5 TWh.

Wie in der Fussnote auf S. 2 dargelegt, ist die Umwandlung von elektrischer Energie zu chemisch im Gas gebundener Energie und die spätere Rückverstromung die letzte und ökonomisch unwirtschaftlichste Option, die nur in Frage kommt, wenn man mit dem Gas nichts gescheiteres anfangen kann – z.B. CO₂-freien synthetischen Treibstoff herstellen oder als Prozessgas in der Industrie verwenden.

Die Darstellung in Grafik 5 impliziert auch, dass die PV-Paneele nicht auf den maximalen Jahresertrag, sondern auf einen optimierten Winterertrag ausgerichtet werden. Deshalb muss für die Produktion der im erl. Bericht propagierten 13 TWh pro Jahr mehr als die 700MWp Paneelfläche installiert werden oder die Paneele müssen auf teureren Unterbauten montiert werden. Bei einem Investitionsbeitrag von 30% müssen von 2023 – 2035 rund 368 Mio. CHF für 875MWp Zubau pro Jahr aufgewendet werden. Ein Zubau von 700MWp wie im erläuternden Bericht dargestellt, reicht nicht um bis zum Auslaufen der Investitionsbeiträge (2035) die erforderliche Kapazität zu installieren.

Eine ebenbürtige Integration der Schweiz in den Strombinnenmarkt der EU erleichtert einen intensiveren Austausch mit den Nachbarländern. Das ist insbesondere für die Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraft eine Möglichkeit, ihre Flexibilität am Spotmarkt gewinnbringend einzusetzen. In der Schweiz sollte das Potenzial bestehender Speicherseen durch Pumpspeicherung erweitert werden, weil die Volatilität am Spotmarkt voraussichtlich stark zunehmen wird. Die zu erwartende sommerliche Mittags-Stromschwemme wird die Preise zeitweise sehr tief drücken, so dass für wenig Geld gepumpt werden kann. Produziert wird dann während in den teureren Morgen- und Abendstunden und für den Regelenergiemarkt.

Pumpspeicher werden politisch gewollt gegenüber dezentralen Batteriespeichern privilegiert, weil sie für den Strombezug kein Netzentgelt bezahlen müssen.