
Änderung Stromversorgungsgesetz (Stromreserve)

Stellungnahme energie-wende-ja

11. September 2023



Verein energie-wende-ja (ewj)
Bürglenstrasse 35
3006 Bern

info@energie-wende-ja.ch

Autoren/

Walter Ott, Vorstand ewj

Ruedi Meier Präsident ewj

Auskunft:

Lic. oec. UNIZ, dipl. El. Ing. ETHZ
Steinstrasse 40B,
5406 Rütihof
079 317 88 15
walter.ott@econcept.ch

Dr.oec.publ./Raumplaner,
Bürglenstrasse 35
3006 Bern
079 406 56 27
ruedimeier@bluewin.ch

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	1
Die Revision des StromVG ist wichtig – der vorliegende Entwurf wird jedioch zurückgewiesen und soll überarberitet werden	1
Anhang: Stellungnahme energie-wende-ja zur Winterreserveverordnung.....	i

Das Wichtigste in Kürze

energie-wende-ja befürwortet grundsätzlich die vorgesehene Revision des StromVG, weist aber den vorliegenden Revisionsentwurf (wie auch den Entwurf der zugehörigen Winterreserven-Verordnung, siehe Anhang) zurück. Die grundlegende versorgungspolitische Entscheidungssituation, d.h. welche Versorgungssicherheit anzustreben ist und welche Mangellagen zur Dimensionierung der Massnahmen noch tolerierbar sind, werden im Gesetzesentwurf nicht dargelegt. Der Gesetzesentwurf basiert auf ungenügenden Berechnungsgrundlagen (reichen nur bis 2025), welche von zu tiefen Ausgangsdaten beim Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion im In- und Ausland ausgehen. Zusätzlich wird die aktuelle Entwicklung der Ausbaudynamik von erneuerbarer Stromproduktion im In- und Ausland sowie die sich jüngst abzeichnenden Entwicklungen bei den Rahmenbedingungen im Gesetzesentwurf zu wenig einbezogen bzw. völlig vernachlässigt. Dadurch drohen unzweckmässige Investitionen für nicht benötigte Reservekapazitäten, welche Mittel binden, die zweckmässiger für den dringend benötigten weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion, von Speichertechnologien und -kapazitäten sowie von Netzen einzusetzen sind.

Die Revision des StromVG ist wichtig – der vorliegende Entwurf wird jedoch zurückgewiesen und soll überarbeitet werden

Die Stossrichtung des Gesetzes ist richtig: Drohende Versorgungsprobleme im Winterhalbjahr im Falle einer ungünstigen Kumulation negativer Einflussfaktoren sollen identifiziert und gründlich analysiert werden. Bei effektiv drohenden Defiziten sind auch zusätzliche Versorgungsreserven für das Winterhalbjahr zu schaffen. Die von Swissgrid und EICom vorgenommenen Berechnungen zur Abschätzung der erforderlichen Reservekapazitäten sind jedoch zeitlich zu begrenzt und basieren sachlich nicht auf aktuellen Annahmen für das Jahr 2022 und für die künftige Ausbaudynamik der erneuerbaren Stromproduktion: Der Analysehorizont 2025 für die Berechnungen ist zu kurzfristig und ist auf 2030 bzw. 2035 zu erweitern. Die Annahmen zur künftigen Entwicklung berücksichtigen die disruptive Entwicklung im Bereich erneuerbarer Stromproduktion und der Speichertechnologien in CH und der EU nur ungenügend. Bei den Kraftwerks-Ausfallrisiken fehlen relevante Ausfallmöglichkeiten (z.B. KKW Leibstadt oder Gösgen während des ganzen Winters). Die vorgenommenen Analysen einer Mangellage mit Monte Carlo-Simulationen basieren grundsätzlich auf Ausfallereignissen und Klimadaten der Vergangenheit. Die KKW werden jedoch immer älter, es drohen neue Ausfallmöglichkeiten und die künftigen Klimaschwankungen können infolge des Klimawandels anders sein als in der Vergangenheit, wozu bei den vorgenommenen Berechnungen keine Sensitivitäten gerechnet wurden. Daneben beruht die Entwicklung der zusätzlichen Stromnachfrage auf den nicht mehr aktuellen Energieperspektiven 2050⁺. Dazu kommt, dass nicht klar wird, wie mit den möglichen Mangellagen und den zugehörigen Wahrscheinlichkeiten bei der Dimensionierung der benötigten Reservekapazitäten umgegangen werden soll, d.h. welche Versorgungssicherheit anzustreben ist.

energie-wende-ja fordert, die Grundlagen der Ausfallberechnungen von Swissgrid/EICom sowie die Energieperspektiven 2050+ zu aktualisieren und zu ergänzen, um eine adäquate Basis für die Abschätzung der Versorgungsrisiken für den Zeitraum bis 2025 sowie bis 2030/2035 zu schaffen. Aufgrund dieser Basis soll danach eine zukunftsfähige Version der Gesetzesrevision erarbeitet werden.

Die Revision des StromVG mit gesetzlichen Grundlagen für Notmassnahmen und für die Bildung von Stromreserven im Winterhalbjahr ist gerechtfertigt

Wichtige Risiken der Strategie, im Winterhalbjahr Versorgungslücken mit (günstigen) Importen aus dem Ausland (FR & DE) zu decken, wurden bisher nicht berücksichtigt und der Ausbau inländischer erneuerbarer Stromproduktion (vor allem im Winter) wurde bis vor kurzem vernachlässigt. Seit 2019 besteht eine neue Ausgangslage mit einem exponentiellen Zubau erneuerbarer Stromproduktion (insbesondere bei der Fotovoltaik). Unter Berücksichtigung dieser Entwicklungen im In- und Ausland gilt es die Versorgungsrisiken im Winterhalbjahr kurz- bis mittelfristig sowie nach einer zumindest teilweisen Ausserbetriebnahme der KKW bis 2035 zu simulieren.

Der StromVG-Revisionsvorschlag:

Mit Anpassungen im Stromversorgungsgesetz (StromVG) wird die gesetzliche Grundlage für die Bildung einer Stromreserve für das Winterhalbjahr geschaffen. Diese soll aus einer Wasserkraftreserve in Speicherseen und einer ergänzenden Reserve aus bestehenden thermischen Reservekraftwerken (mit mind. zwei Energieträgern betreibbar), gepoolten Notstromgruppen und gepoolten WKK-Anlagen bestehen. Die Anlagen der ergänzenden Reserve müssen gemäss Revisionsvorschlag mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden, ansonsten müssen sie ihre CO₂-Emissionen kompensieren, bzw. sich dem EHS unterstellen.

energie-wende-ja befürwortet die Schaffung der Wasserkraft-Speicherreserve und der Grundlagen für die Bildung einer ergänzenden Reserve mit gepoolten Notstromanlagen und WKK-Anlagen. Eine Ausschreibung von **zusätzlichen thermischen Reservekraftwerken** (zusätzlich zu Birr, Cornaux und Monthey) wird jedoch aufgrund der vorliegenden Datenlage und Grundlagen **dezidiert abgelehnt**. Aufgrund der vorgenommenen Analysen von Swissgrid/EICom lassen sich Ausschreibungen von zusätzlichen Reservekraftwerken (zusätzlich zu Birr, Cornaux und Monthey) nicht begründen. EICom/Swissgrid haben zuerst neue Berechnungen zu möglichen Mangellagen zu erarbeiten, die auf aktuellen Annahmen zur Ausgangslage und zur künftigen Entwicklung der erneuerbaren Stromproduktion und der Nachfrage in In- und Ausland beruhen:

- Die Risikoberechnungen von Swissgrid zeigen, dass bei der **Referenzentwicklung** der für die Versorgungssicherheit massgeblichen Einflussfaktoren (Annahme geringer Verfügbarkeit französischer KKW im Winter, deutlich reduzierter Kapazitäten von Übertragungsleitungen an der CH-Grenze, hoher Regelenergiebedarf für internationales Redispatch) im Jahr 2025 keine Versorgungsprobleme auftreten.
- In einem **Stressszenario** (S2) mit zusätzlich reduzierter Gasverfügbarkeit in Europa auf durchschnittlich 85% treten in 2.5% der durchgerechneten Szenarien Versorgungsprobleme auf. Reservekraftwerke mit 400 MW könnten gemäss Swissgrid die Versorgungslücke decken, falls sich die Lücke früh abzeichnet und die Reservekraftwerke schon 7 Wochen vor dem Engpass Strom produzieren würden, um die Wasserkraftspeicher zu schonen bzw. sogar «aufzustocken». Falls die Lücke jedoch nicht präventiv reduziert wird, reichen die 400 MW Reservekraftwerke nicht aus.
- In einem **Worst Case-Szenario** für die Schweiz (S2 + reduzierte Gasverfügbarkeit in der EU + Ausfall Beznau 1 in den Wintermonaten Januar bis April) würde die Unterversorgung deutlich zunehmen (auf ca. 7.5 Wintertagesverbräuche). Würde statt Beznau 1 Leibstadt oder Gösgen ausfallen, wäre die Unterversorgung gravierender (wurde von Swissgrid aber nicht in Analyse einbezogen).
- **Der zurzeit zu beobachtende, beschleunigte Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung in der Schweiz wurde in den Analysen von Swissgrid nicht hinreichend berücksichtigt:** Bereits in der Ausgangslage für 2022 werden die installierten Leistungen um 800 MW zu tief angesetzt (vergleiche dazu den Entwurf der Winterreserveverordnung (WResV) im Anhang). Für die Jahre 2023, 2024, 2025 wird dabei mit einem absoluten Rückgang des Zubaus auf ca. 600 MW pro Jahr für die Fotovoltaik gerechnet, was aufgrund der aktuellen Wachstumsentwicklung mit günstigen Rahmenbedingungen

(hohe Strompreise, hohe Rücklieferatarife, sinkende Modulkosten, Ausbau Arbeitskräftepotential etc.) unwahrscheinlich ist. Wir rechnen für 2025 mit rund zusätzlich 4'000 MW installierter Leistung, welche Versorgungslücken in den Worst-Case-Szenarien zu decken vermag.

- Für den Zubau der Fotovoltaik in den Jahren 2030 bzw. 2035 wird im Szenario mit maximalem Importbedarf mit ca. +1 TWh pro Jahr (2022-2030) und beim Szenario mit minimalem Importbedarf mit + 2 TWh pro Jahr gerechnet, s. Bericht «Winterproduktionsfähigkeit» der ECom, Tab. 2, S. 8, 28. Juli 2023). Gemäss Swissgrid reduziert aber der beschleunigte Ausbau die Versorgungsrisiken im Winter und das benötigte Versorgungsdefizit beim Eintreten ungünstiger Konstellationen von negativen Einflussfaktoren.

Daneben werden im Energiegesetz **Investitionsbeiträge für wärmegeführte WKK-Anlagen** eingeführt (20 Mio. CHF/a), welche erneuerbare Brennstoffe einsetzen oder ihre CO₂-Emissionen kompensieren. Solche WKK-Anlagen können im Winterhalbjahr klimaverträglichen Strom im Inland liefern und mit ihrer Wärmeproduktion gleichzeitig den Strombedarf für die Wärmeproduktion mit WP verringern.

Zusätzlich soll im Energiegesetz die **Information der Öffentlichkeit durch das BFE** über die Situation und die Entwicklung der Energieversorgung und der bestehenden Risiken gesetzlich verankert werden. Zu diesem Zweck wird der längst fällige Zugang zu den für Analysezwecke, Information und Monitoring erforderlichen Informationen bei den Bilanzgruppen, dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung und weiteren Stellen geschaffen.

energie-wende-ja befürwortet die Förderung von wärmegeführten WKK-Anlagen, wenn sie mit erneuerbar produzierten Energieträgern betrieben werden. Auch die verbesserte Information, der Datenzugang für Information, Analyse und Monitoring wird begrüsst.

energie-wende-ja fordert daneben den entschiedenen Einsatz für den schnellen und massiven Ausbau erneuerbarer inländischer Stromproduktionspotentiale im Winterhalbjahr und die Förderung von Power-to-X- und Speichertechnologien. Je schneller diese Ausbauten erfolgen, umso früher können die teuren und ökologisch bedenklichen Not- und Reservemassnahmen reduziert bzw. aufgehoben werden.

Verrwendete Grundlagen:

ECom 2023: «Winterproduktionsfähigkeit – Einschätzungen der ECom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035», Bern 28. Juli 2023

ECom/Swissgrid 2023: «Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025 – Adequacy- Berechnungen im Rahmen der Vorbereitung der Ausschreibung von Reservekraftwerken (-Swissgrid)», Bern/Aarau, 28. Juli 2023

UVEK 2023: «Änderung des Stromversorgungsgesetzes (Stromreserve)», erläuternder Bericht zum Vorentwurf (Vernehmlassungsvorlage), Bern 28. Juli 2023

UVEK 2023: Revision Bundesgesetz über die Stromversorgung (Vorentwurf), Juli 2023

UVEK 2023: «Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserververordnung WResV)», Entwurf, Juli 2023

Anhang: Stellungnahme energie-wende-ja zur Winterreserveverordnung

Änderung Winterreserveverordnung (WResV)

Stellungnahme energie-wende-ja

27. August 2023



Verein energie-wende-ja (ewj)
Bürglenstrasse 35
3006 Bern

info@energie-wende-ja.ch

**Autoren/
Auskunft:**

Dr. Ruedi Meier
Bürglenstrasse 35

3006 Bern

079 406 56 27

ruedimeier@bluewin.ch

Walter Ott

Peter Stutz

Geht an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Das Wichtigste in Kürze

1. Die Änderung der Winterreserveverordnung ist in der vorliegenden Form abzulehnen. Es besteht kein dringender Handlungsbedarf, wenn der laufende Ausbau der erneuerbaren Energien weiter forciert vorangetrieben wird, die Notstromaggregate in Krisensituationen genutzt werden und die bestehenden Reservekraftwerke notfalls betrieben werden können.
2. Eine Verlagerung der Kompetenzen für Ausschreibungen von der SwissGrid zum BFE ist abzulehnen. Die vorhandene Kompetenz ist weiter zu nutzen und auf personelle Aufstockungen ist zu verzichten.
3. Auf die Kostenübernahme von Ausschreibungen (ca. 50 Millionen Franken) ist zu verzichten.

Fazit zu den Grundlagen

4. Die Berechnungen sind mit den effektiven Werten für 2022 vorzunehmen. Die Ausgangswerte für 2022 liegen um 810 MW höher, die im Prinzip – je nach Wetterabhängigkeit – das ganze Jahr Strom liefern.
5. Werden realistische Wachstumsannahmen über den Zubau der erneuerbaren Energien getroffen, so resultiert ein Plus von 2'830 MW (Wind + 100 MW; PV + 2'730 MW) bis 4'430 MW (Wind + 200 MW; PV + 4'230 MW) gegenüber den vorliegenden Berechnungen der SwissGrid für 2025 mit 27'500 MW (Tabelle 2/SwissGrid, Anhang). Die «fehlenden» maximal 400 MW Reservekapazitäten für ein Worst-Case-Szenario sind also mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit im Jahr 2025 bereits vorhanden.
6. Der zweckmässige Einbezug der bestehenden Reservekraftwerke und Notstromaggregate in die Berechnungen macht in kurzer Frist den zusätzlichen Zubau von Reservekapazitäten definitiv obsolet.
7. Neben der Aktualisierung der Simulationen für 2025 sind für Jahre 2030 und 2035 die fehlenden Simulationen der Swissgrid zu erarbeiten.

...

Änderungen der Winterreserveverordnung (WResV) durch den Bundesrat (BR): Neue Kompetenzen für das Bundesamt für Energie (BfE) statt für SwissGrid für die Ausschreibungen von Reservekraftwerken zur Stromproduktion. Kostenübernahme Projektierung Reservekapazitäten.

1. Ausgangslage: Neue Regelungen

Das BFE soll die Kompetenz erhalten, Ausschreibungen für Reservekraftwerke (Notstromgruppen, WKK-Anlagen, thermische Kraftwerke für Stromproduktion) vorzunehmen.

Die Kompetenzverlagerung erachten wir als unnötig. Mit SwissGrid besteht eine kompetente und eingespielte Behörde für Ausschreibungen. Beim BFE müssten zusätzliche Personen angestellt und entsprechend eingearbeitet werden.

Als sehr kritisch erachten wir die fehlenden Hinweise auf den Bedarf von Ausschreibungen, die verfolgten Produktionsziele und die ökologische Einbettung der neuen Produktionskapazitäten in der vorliegenden Verordnung.

Übernahme Kosten: «Falls die Realisierung von Reservekraftwerken bzw. die Reserveintegration dereinst politisch nicht gewollt und somit scheitern sollte, würden die Projektanten auf Kosten für vergeblich getätigte Arbeiten sitzen bleiben. Die Winterreserveverordnung soll mit einem Passus ergänzt werden, wonach solche Kosten übernommen werden, namentlich für unnütz gewordene Projektierungsarbeiten. Die weiteren Revisionsbereiche betreffen eher technische Aspekte.» (ElCom Bericht zur WResV).

Es wird von möglichen Kosten von 50 Millionen Franken gesprochen. Dieser Betrag ist als recht hoch zu bezeichnen. In jedem Fall ist die Notwendigkeit für Ausschreibungen von Reservekraftwerken – insbesondere von grösseren Gaskraftwerken - nachzuweisen.

Bedarfsfrage, weitere Aspekte werden offengelassen: Zudem wird auf die Bedarfsfrage sowie weitere Aspekte wie Kosten, Herkunft Gas, Speicher, Umweltbelastungen etc. in der «Erläuternden Bericht» und vor allem in der Verordnungsrevision nicht eingegangen. Es darf nicht der Eindruck entstehen, dass für weitere Gaskraftwerke im grossen Stil Präjudizien geschaffen werden, die aufgrund von zeitnahen und realistischen Überlegungen nicht gerechtfertigt sind. Wir unterstützen aktuelle Bedarfsanalysen auch für Notstromsituationen mit einem breiten adäquaten Massnahmeneinsatz, die in eine umfassende Versorgungs- und Klimapolitik eingebettet sind.

2. Bedarfsfrage für neue Reservekraftwerke für Winterstromproduktion ungeklärt – notwendige Erwägungen vornehmen:

- a. Für 2025 sind die Grundlagen zu aktualisieren: Aktuelle Ausgangswerte für 2022 sowie realistische Trendextrapolationen auf Basis des aktuellsten Kenntnisstandes über die Produktion im In- und Ausland. Die Planung und die Erstellung von erheblichen, zusätzlichen Reservekraftwerkskapazitäten – zusätzlich zu den bestehenden Notstromaggregaten, WKK-Anlagen und der Einsatz der bestehenden fossilen Kraftwerke Birr, Cournaux und Monthey in Notstromsituation – ist kritisch zu beurteilen. Ein Bedarf ist zur Zeit gemäss unserer Einschätzung nicht ausgewiesen.
- b. Für die Jahre 2030 und 2035 liegen keine Berechnungen auf der Basis aktueller Grundlagen vor.

Wir sind der Meinung, dass in einem ersten Schritt zuerst eine Bedarfsabklärung für allfällige Reservekraftwerke an die Hand genommen werden muss, die auf aktuellen Grundlagen (effektiver Stand installierte Leistungen im Jahr 2022, Entwicklung des Ausbaus der inländischen erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten und der neuesten Situation im Ausland) beruhen muss. Es ist unzulässig alleine aufgrund von politischen Stimmungen Ausschreibungen für neue Reservekraftwerke vorzunehmen.

Seit dem 28. Juli 2023 liegen von der SwissGrid und Elcom interessante Unterlagen mit neuem Datum vor, die für die Bedarfsabklärungen von Interesse sind. Unsere Ausführungen stützen wir dabei vor allem auf die Tabellen im Anhang ab:

Tabelle 2/SwissGrid: Studie Swissgrid mit zentralen Annahmen installierte Leistung 2025.

Quelle: Swissgrid: Adequacy-Berechnungen im Rahmen der Vorbereitungen der Ausschreibung von Reservekraftwerken, Aarau, 28. Juli 2023.

Tabelle 1/BFE: Installierte Leistungen 2022/2023. Quelle: BFE: Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz, Bern, 1.8.2023

Tabelle 11/ElCom. Berücksichtigte Daten (TWh/Winter ggü. 2021).

Quelle: ElCom: Winterproduktionsfähigkeit - Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035, Bern, 28. Juli 2023

Mit diesen Grundlagen und unter Einbezug der neuen Ausbaudynamik bei den erneuerbaren Energien in der Schweiz und im umliegenden Ausland sind die effektiven Entwicklungen und wahrscheinliche Trends zu diskutieren. Das vordringliche Anliegen von energie-wende-ja, neue Energie-Perspektiven zu erarbeiten, wird mit diesen Unterlagen vom 28.8.2023 bzw. 1.8.2023 nur teilweise erfüllt. Es zeigt sich, dass wir uns in einer disruptiven Entwicklung befinden, die grosse Chancen für eine klimagerechte Energiepolitik mit hoher eigenständiger Versorgungssicherheit bietet, welche sich aber in den Simulationen von Swissgrid und den Abschätzungen von ElCom nicht adäquat berücksichtigt wurde.

Dabei hält die Elcom in ihren Berichten an der Ausschreibung von fossilen Kraftwerken – explizit inklusiv mit zusätzlichen Dampfkreislauf für lange Laufzeiten - an sehr hohen Kapazitäten fest (bis 1400 MW), was sich aufgrund der laufenden disruptiven Entwicklung nicht rechtfertigen lässt. Bevor zusätzlich zu den schon beschafften zusätzlichen Reservekapazitäten in Birr, Cornaux und Monthey, welche in den Swissgrid-Berechnungen nicht enthalten sind, die gesetzliche Grundlage für weitere thermische Reservekraftwerke geschaffen wird, sind die Swissgridberechnungen wie gefordert zu aktualisieren. Die Notwendigkeit und die inhaltliche Formulierung eines gesetzlichen Rahmens für die Ausschreibung zusätzlicher Reservekraftwerke soll erst danach, unter Berücksichtigung der schon beschafften Reserve in Birr, Cornaux und Monthey beurteilt und geschaffen werden.

Hingegen sind neue Strukturen mit Einbezug von Notstromaggregaten und WKK-Anlagen mit erneuerbaren Energien (Synfuel) anzustreben. Die kurz- und mittelfristigen Anforderungen für eine hohe Versorgungssicherheit und die gesetzlich verankerten Klimaziele müssen unter einen Hut gebracht werden. Der Ausbau von traditionellen Gas- und Ölkraftwerken – auch als Reservekraftwerke - ist ein nicht nachvollziehbarer Rückschritt.

Zudem müssen die Potentiale für mehr Effizienz sowie kurz- und mittelfristige Sparmassnahmen aufgenommen und umfassend angegangen werden. Entsprechende Potentiale können bereits für 2025, insbesondere aber für 2030 bzw. 2035, mobilisiert werden.

Im Folgenden werden aufgrund der aktuellen Daten (siehe Tabellen im Anhang) Kommentare und Einschätzungen vorgenommen.

In Tabelle 2 der ElCom (siehe Anhang) werden die zentralen Annahmen der installierten Leistungen im Jahr 2025 zusammengestellt. Ein Vergleich mit den effektiv installierten Leistungen gemäss Tabelle 1 2022/2023, BFE, und den möglichen Entwicklungen bis 2025 bzw. 2035 ist von grossem Interesse.

- a. **Kernenergie 2022** gemäss Tabelle 1: 3.014 GW. SwissGrid 2025: 2.9. Differenz Plus **114 MW**. Jeweilige Leistungsschwankungen werden im Rahmen der Simulationen berücksichtigt.
Bis 2035 soll gemäss Elcom die Leistung aller AKW erhalten bleiben. Wir erachten dies als problematisch. Zumindes für Beznau ist eine Abschaltung nach 60 Jahren Laufzeit zu beachten. Insgesamt ist eine differenzierte Abschaltpolitik im Rahmen einer Risikoeinschätzung vorzunehmen. Im Prinzip sollten maximalen Laufzeiten von 50 Jahren eingehalten werden.
- b. **Wind: 2025:** Effektive Werte gemäss Tabelle 1 sind höher (88 statt 22 MW) wie in Tabelle 2. Differenz Plus **66 MW**.
 Ein **Zubau** gemäss Windexpress von 250 GWh ist bis **2025** zumindest teilweise wahrscheinlich. In Tabelle 2 ist dies mit einer Bandbreite von **100 bis 200 MW** zu beachten. Für **2035** spricht auch die Elcom von 6 TWh Windkraft im Fall restriktiver Importe, das heisst mit hoher inländischer Versorgungssicherheit. Ein erheblicher Zubau der Windkraft für 2030 bzw. 2035 ist den Simulationen aufzunehmen.
- c. **PV:** Installiert 2022 gemäss Tabelle 2/SwissGrid: 4.100 GW. Gemäss Statistik der erneuerbaren Energien 2022 sind Ende 2022 effektiv 4.730 GW PV installiert, also 13 Prozent mehr. Wir sind der Meinung, dass von dem effektiv realisierten Wert für 2022 auszugehen ist: **Plus 630 MW**.
Entwicklung bis 2025: Gemäss Tabelle 2/SwissGrid wird eine installierte Leistung von 6.5 GW angenommen. In den Jahren 2023, 2024 und 2025 würden also insgesamt nur 1.77 GW zugebaut, also 0.59 GW pro Jahr. Dies würde bedeuten, dass das laufende exponentielle Wachstum der Fotovoltaik abrupt gestoppt und zurückgebildet würde. Wir halten das nicht als realistisch. So wurden im Jahr 2022 1083 MW oder Plus 58% PV zugebaut. Seit 2017 ist ein exponentielles Wachstum für Fotovoltaik festzustellen, das aufgrund der Rahmenbedingungen (höhere Strompreise und Rücklieferatarife, wieder sinkende Modulkosten, neue gesetzliche Grundlagen etc.) tendenziell in den kommenden Jahren anhalten dürfte.

Es kann mit einiger Wahrscheinlichkeit mit folgenden Werten gerechnet werden:

- i. 2023: 1.5 GW (Wachstum im Jahr 2022: 1.083 GW, also Wachstum von 58%.
Annahme Wachstum 2022/2023: 38.5%)
- ii. 2024: 2 GW (Wachstum gegenüber 2023: 33%)
- iii. 2025: 2.5 GW (Wachstum gegenüber 2024: 25%).

Das ergibt für PV im Jahr **2025 ca. 10.730 GW** oder ein Plus von **4.23 GW gegenüber Tabelle 2**. Bei einem unwahrscheinlichen Abflachen des PV-Wachstums auf 1.5 GW pro Jahr resultiert gegenüber den angenommenen 6.5 GW ein **Plus von 2.73 GW oder 2730 MW**. Der Solarexpress ist dabei noch nicht beachtet, der erst ab 2026 zum Tragen kommt. Für **2035** werden von der ElCom 35 GW PV als obere Variante erwähnt. Allerdings werden

die Winteranteile für Anlagen im Mittelland mit 27 % und für alpinen Anlagen mit 38% eher tief eingeschätzt, gibt es doch geplante alpine Solaranlagen mit einem Winterstromanteil von über 50%. Effektiv liegen die Werte bei gut 30% im Mittelland und mindestens 50% bei alpinen Freiflächenanlagen.

Wasserkraft: Annahme Tabelle 2: 16.2 GW, Tabelle 1: Installiert 2022: 16.121. Bis 2025 sollten die 16.2 GW erreicht werden. Differenz: **Null**

Bis 2035 ist u.a. aufgrund des runden Tisches mit einem Zubau von ca. 2 TWh zu rechnen.

- d. **Andere Erneuerbare Energien**, sprich Abfälle 380 GW, Biomasse 248 GW. Total 628 GW. Das angenommene Wachstum von ca. 300 GW ist sicher nicht zu hoch eingeschätzt. Differenz Null.

Bilanz:

Die **Ausgangsdaten 2022** der SwissGrid für die Simulationen 2025 werden für **Kernenergie (114 MW)** und **Wind (66 MW)** ohne Wachstumsdynamik um **180 MW zu tief angesetzt**. Für die Fotovoltaik liegen die effektiven Werte für 2022 um 630 MW zu tief. Wir sind der Meinung, dass die **Ausgangswerte für 2022 um insgesamt 810 MW** nach oben anzupassen sind, die im Prinzip über das ganze Jahr – je u.a. nach Wetterverhältnissen – zur Verfügung stehen. **Mit diesen «neuen» Werten lösen sich die für das Jahr 2025 monierten Versorgungsprobleme mit einem berechneten Defizit von 400 MW Leistung, die wohl nicht nur unmittelbar im Krisenfall, sondern bereits etwa 7 Wochen vorher eingesetzt werden sollen.**

Entwicklung 2025: Werden realistische – das heisst die laufende Entwicklung konservativ extrapoliert - Wachstumsannahmen getroffen, so resultiert ein **Plus von 2'830 MW (Wind + 100 MW; PV + 2730 MW) bis 4'430 MW (Wind + 200 MW; PV + 4230 MW)**. Die «fehlenden» maximal 400 MW für ein Worst-Case-Szenario sind also mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit vorhanden.

Einbezug bestehende Reservekraftwerke und Notstromaggregate: Die ElCom schreibt in ihrem Bericht an die UVEK vom 28. Juli 2023 auf Seite 3: "Die bestehenden Reservekraftwerke Birr, Cornaux und Monthey sowie die kontrahierten Notstromaggregate wurden nicht berücksichtigt, können jedoch, sofern sie in Bereitschaft und tatsächlich verfügbar sind, bei der Ermittlung des zusätzlichen Reservebedarfs in Abzug gebracht werden." Da diese bestehenden Reservekraftwerke und kontrahierten Notstromaggregate eine Leistung von weit mehr als den 400 MW aufweisen, erübrigt sich der Zubau von nochmals 400 MW.

Jahre 2030 bzw. 2035:

Die ElCom fordert für die Zeit von 2030 bis 2035 zusätzliche Reserven von 700 MW bis 1'400 MW, doch für diesen Zeitabschnitt liegen von der SwissGrid keine Simulationen vor. Darum sind von der Swissgrid fundierte Simulationen mit glaubwürdigen Annahmen für die Jahre 2030 bzw. 2035 so rasch wie möglich vorzunehmen. Erst wenn diese vorliegen, sind weitere Massnahmen zu treffen.

Wohl werden von der ElCom für das Jahr 2030 und 2035 relevante Treiber präsentiert: Vergleiche dazu Tabelle 11 im Anhang. So werden etwa für PV im Jahr 2035 eine Produktion von 35 TWh und für Wind 6 TWh als möglich erachtet. Mit diesen und weiteren Werten sind durch die SwissGrid vergleichbare Simulationen wie für 2025 vorzunehmen.

Wir gehen davon aus, dass sich die anvisierten fossilthermischen Ausbauten mit Ausschreibungen bei realistischen Berechnungen nicht rechtfertigen lassen. Mit ungerechtfertigten zusätzlichen Reservekapazitäten werden Mittel für den laufenden Ausbau einer effektiven, erneuerbaren einheimischen Versorgungssicherheit gebunden und damit gebremst.

Exkurs: Diskussion der Annahmen der ECom für 2025:

Im Weiteren ist zu beachten, dass die Forderungen der ECom nach zusätzlichen 400 MW Reservekapazitäten auf zusätzlichen Annahmen beruhen, die mindestens kritisch zu beurteilen sind, wenn nicht gar unrealistisch zu beurteilen sind:

- Nichtbeachtung der bestehenden Reservekraftwerke und der gepoolten Notstromaggregate. Das allein brächte mehr als 400 MW.
- Eine angenommene scharfe Umsetzung der 70%-Regel bei den grenzüberschreitenden Stromflüssen.
- Einen willkürlichen zusätzlichen Abzug von 1'750 MW der grenzüberschreitenden Leistung, und
- der Annahme, dass die bereitgestellte Regelenergie der TSOs nicht benutzt werden darf.
- die Annahme, dass chronisch 50% des Atomkraftwerkparks in Frankreich nicht produziert.

Nur wenn alle diese unrealistischen Annahmen gleichzeitig gelten, entsteht ein Bedarf nach 400 MW Reservekapazität. Mit anderen Worten: Es gibt keine Basis für die Forderung nach zusätzlichen 400 MW fossiler Regelkapazität.

Weitere offene Fragen

Es werden keine nennenswerten Spar- bzw. Effizienzpotentiale einbezogen. Dabei spricht das BFE andernorts von 30-40 Prozent Sparpotential alleine im Strombereich. Dieser Bereich ist in der Vorlage einzubeziehen: Es müssen unbedingt entsprechende Berechnungen angestellt und Massnahmen getroffen werden.

Woher kommt das Gas? Dazu werden keine Ausführungen gemacht.

Speicher? Keine Ausführungen.

Kosten? Nichts. In jedem Fall wären die unnötigen Reservekraftwerke viel zu teuer, das Geld würde völlig falsch eingesetzt.

3. Stellungnahme zu einzelnen Artikeln Winterreserveverordnung

Art. 8, Abs. 2. Kompetenz neu BFE lehnen wir ab.

Im Erläuterungsbericht heisst es: "Neue Reservekraftwerke haben eine politische Komponente und können vor Ort umstritten sein; der Bund kann dies besser abdecken als Swissgrid."

Wir sind der Meinung, dass die Swissgrid fachlich gut gerüstet ist und über die notwendige politische Unabhängigkeit verfügt. Beim BFE müssten gemäss Erläuterungsbericht zusätzlich Leute angestellt und geschult werden.

Art. 8, Abs. 5. Lehnen wir in der vorliegenden Form ab.

Erläuterungsbericht heisst es: "Angesichts dieses politischen Kontexts ist eine entsprechende Entschädigung, die einen gewissen Billigkeitscharakter hat, angezeigt. Damit die Projektanten die nötige Gewissheit darüber haben, wird die WResV mit einem kurzen Passus ergänzt, wonach solche Kosten übernommen werden, namentlich für unnütz gewordene Projektierungsarbeiten."

Wie bereits erwähnt, geht es um rund 50 Millionen Franken. Es droht eine Geldverschwendung: Vorhand gibt es keine Gründe für weitere Reservekraftwerke im grossen Stil. Wir sind klar der Meinung, dass zuerst ein Bedarfsnachweis auf der Basis von aktualisierten Grundlagen für die kommenden Jahre vorgenommen werden muss.

Art. 11, Abs. 2: Einverstanden.

Art. 13 streichen: Einverstanden.

Art. 16 Abs. 1 und 1bis : Ok.

Art. 20, Abs. 1: Ok.

Art. 22, Abs. 1, Bst. e, f und g: Ok.

4. Fazit

1. Die Berechnungen sind mit den effektiven Werten für 2022 vorzunehmen. Ausgangswerte liegen um 810 MW höher, die im Prinzip das ganze Jahr – je nach Wetterabhängigkeit – Strom liefern.
2. Werden realistische Wachstumsannahmen getroffen, so resultiert ein Plus von 2'830 MW (Wind + 100 MW; PV + 2730 MW) bis 4'430 MW (Wind + 200 MW; PV + 4230 MW). Die «fehlenden» maximal 400 MW für ein Worst-Case-Szenario sind also mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit vorhanden.
3. Der zweckmässige Einbezug der bestehenden Reservekraftwerke und Notstromaggregate macht in kurzer Frist den zusätzlichen Zubau von Reservekapazitäten definitiv obsolet.
4. Für Jahre 2030 und 2035 sind die fehlenden Simulationen der Swissgrid zuerst zu erarbeiten bevor weitere Massnahmen eingeleitet werden.
5. Die Änderung der Winterreserverordnung ist in der vorliegenden Form abzulehnen. Es besteht kein dringender Handlungsbedarf, wenn der laufende Ausbau der erneuerbaren Energien weiter forciert vorangetrieben werden, die Notstromaggregate in Krisensituationen genutzt werden und die Reservekraftwerke notfalls betrieben werden können.
6. Eine Verlagerung der Kompetenzen für Ausschreibungen von der SwissGrid zum BFE ist abzulehnen. Die vorhandene Kompetenz ist weiter zu nutzen und auf personelle Aufstockungen ist zu verzichten.
7. Auf die Kostenübernahme von Ausschreibungen (ca. 50 Millionen Franken) ist zu verzichten.











Anhang: Tabellen

Tabelle 2/SwissGrid: Studie Swissgrid mit zentralen Annahmen installierte Leistung 2025. Quelle: Adequacy-Berechnungen im Rahmen der Vorbereitungen der Ausschreibung von Reservekraftwerken. 28. Juli 2023.

Installierte Leistung [GW]	Österreich	Schweiz	Deutschland	Frankreich	Italien
Kernkraft	-	2.9	0	61.8	0
Kohle	-	-	21.2	0	4.9
Gas	5.0	-	34.9	12.7	36.8
Öl	0.1	-	1.8	1.6	0.9
Andere Nicht-Erneuerbare	-	0.8	0	0	7.6
Wind	5.0	0.2	78.2	26.0	12.2
Photovoltaik	5.0	6.5	94.4	18.2	34.6
Laufwasser	6.1	4.1	4.0	13.6	5.9
Speicherwasser	6.6	12.1	11.3	11.7	17.9
Andere Erneuerbare	0.6	0.9	7.9	2.5	4.8
Total	28.5	27.5	253.7	148.1	125.6
<i>davon Thermische KW</i>	5.1	3.7	57.9	76.1	50.2
<i>davon Erneuerbare</i>	23.4	23.8	195.8	72.0	75.4

Tabelle 2: Installierte Leistung im Jahr 2025 in der Schweiz und ihren Nachbarländern

Tabelle 1/BFE: Installierte Leistungen 2022/2023. Quelle:
Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz, BFE, 1.8.2023

Kategorie	Installierte Leistung in Megawatt	Anzahl Anlagen
 Wasserkraft	16'121.2	1'480
 Photovoltaik	4'127.5	177'963
 Kernenergie	3'014.6	4
 Abfälle	379.9	30
 Erdgas	278.9	188
 Biomasse	248.2	429
 Windenergie	88.1	68
 Erdöl	0	1
 Geothermie	0	0
 Kohle	0	0
	24'258.3	180'163

**Tabelle 11/EICom. Berücksichtigte Daten (TWh/Winter ggü. 2021) Winterproduktionsfähigkeit
Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz 2035, 28. Juli 2023.**

Tabelle 11: berücksichtigte Daten (TWh/Winter ggü. 2021)

Treiber	Fall minimaler Importbedarf		Fall Treiber gewichtet mit 0.3		Fall maximaler Importbedarf	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Zubau PV	4.4	7.1	2.8	4.5	2.2	3.4
Zubau Wind	2.7	4	0.8	1.2	0	0
Zubau Hydro	0	0.7	0.0	0.4	0	0.2
Wegfall CH-KKW	1.4	2.8	*	*	6.6	11.2
Wegfall Restwasser	0.2	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5
Zuwachs Elektromobilität	1.2	2.8	3.1	5.5	3.8	6.6
Zuwachs Wärmepumpen	1	1.7	3.1	4.5	4.1	5.7
Wegfall Elektroheizung	0.7	2.4	0.7	2.2	0.6	2.1
Zuwachs Effizienz	0.3	0.3	0.1	0.1	0	0
Zuwachs Pumpverluste	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

* Es wurden bzgl. CH-KKW in den Szenarien nur die Fälle 50J und 60 J berücksichtigt, d.h. diese Zwischenwerte kommen nicht zur Anwendung

Die Bemerkungen und Annahmen im Bericht «Winterstromproduktionsfähigkeit/EICom 28.7.2023» sind von grossem Interesse. Die Max-Varianten entsprechen exakt den Annahmen von energie-wende-ja.

- Für PV werden im Fall «Minimaler Importbedarf» bis 2035 35 TWh mit eher geringen Winteranteilen im Flachland von 27% und alpin 38% angenommen.
- Für Wind werden bis 2035 6 TWh angenommen.
- Für die KKW werden Laufzeiten von 50 bzw. 60 Jahren angenommen. Die hohen Ausfallrisiken sollten zu einer Reflexion von klar befristeten Laufzeiten führen.
- Für den Zuwachs von eMobilität und Wärmepumpen werden Planzahlen – und kein aktueller Abgleich mit effektiven Zahlen – aufgeführt.

Bern

Dr. Ruedi Meier, 19. 24. 26 August 2023.