



Winterstrom Schweiz

in Schieflage

Was tun ?

Entscheide fällen, jetzt.

Dr. Richard Wengle LL.M

Inhalt

1. Teil: Wo stehen wir ?

Die Energiegesetze 2023/24 mit ihrer Winterlücke	5
Was läuft schief mit unserer Stromversorgung ?	12
Verlass auf Importe, fehlende Zuständigkeiten, Blockaden	12
Was leisten die einzelnen Stromquellen ?	26
Eine Standortbestimmung ende 2024: Fortschritt ungenügend	59

2. Teil: Was also tun ?

Entscheiden. Jetzt.	60
Konzentration auf 10 Grossprojekte	64
Wenn wir JA sagen: Der Energieplan 2050	68
Die Alternativen	70
Sagen wir überall NEIN oder entscheiden nicht, was dann?	72

3. Teil: was kostet's ? Wer zahlt ?

Finanzierung	78
Was bedeutet das für den Stromkonsumenten ?	90

Zusammenfassung

92

Anhänge:

Informationsquellen	97
Ein Blick auf die Nationalstrassen	102

Fokus

Drei Grundsätze für die folgende Diskussion

1. Konzentration auf Produktion und Verbrauch von **Winterstrom**. Im Sommer ist zufolge des massiven Ausbaus von Solar- und Windkraftwerken in Europa und unserer eigenen Situation kaum mit Mangellagen zu rechnen.
2. Schaffung von **Vergleichbarkeit**, indem in möglichst allen Rechnungen mit Produktion und Verbrauch von Energie, umgerechnet in Terawattstunden gearbeitet wird.
3. **Beschränkung auf Energiequellen, die produktionsreif sind**. Die Wissenschaft arbeitet an weiteren Möglichkeiten, die berücksichtigt werden können, wenn sie reif sind. Warten wir aber bei der generellen Planung darauf, so gibt es nie eine rechtzeitige Planung.

Rückfragen: r.wengle@bluewin.ch
ISBN 978-3-033-09740-7

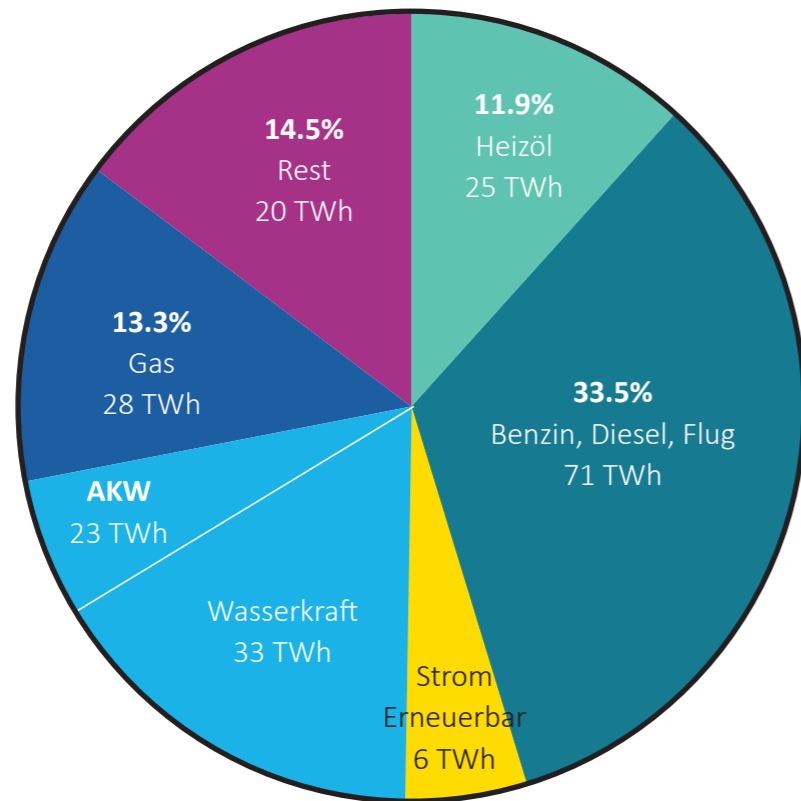
Die Energiegesetze 2023/24

Zubau Erneuerbare Energien (ohne Wasser) auf 45 TWh
Verzicht auf fossile Brennstoffe (Netto-Null-Ziel)
Verzicht auf neue Kernkraftwerke

Das Netto-Null-Ziel

Ausgangspunkt: Energieverbrauch Stand 2022

Energiestatistik 2022, S. 4; Elektrizitätsstatistik 2022 S. 2



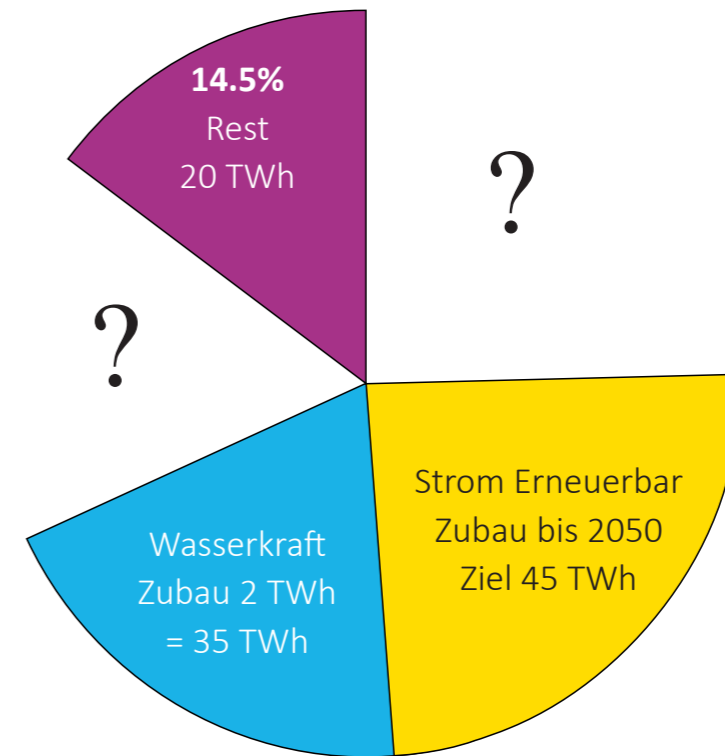
Terajoules Terawattstunden
1000 TWh

Erdölbrennstoffe	91	25
Treibstoffe	256	71
Elektrizität	205	62
Gas	102	28
Rest	111	20
Total Energieverbrauch	765	206
Davon fossile Energien	452	124

Die Energiegesetze 2023/24

Abkehr von Fossilen Energien und AKW bis 2050

Zahlen für ein ganzes Jahr



Netto-Null. Was heisst das ?

Nach dem neuen Art. 3 unseres Klimaschutzgesetzes muss der Bund dafür sorgen, dass die menschengemachten Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 Null betragen. In einem Brief vom 12. April 2023 erläutern Prof. R. Knutti und 200 mitunterzeichnende Wissenschaftler: ¹⁾

«Das bedeutet eine praktisch vollständige Abkehr von fossilen Brenn- und Treibstoffen vor 2050».

Ferner 2023: Das Parlament bleibt beim Verbot neuer AKW ²⁾ und setzt für Erneuerbare Energien ohne Wasser 45 TWh als Ziel. ³⁾

Die Energiegesetze 2023/24

Abkehr von Fossilen Energien = Mehr Strombedarf

Netto-Null. Was heisst das für unseren Winterstrom ?

Wollen wir auf die 124 TWh fossile Energien bis 2050 verzichten ¹⁾, so müssen wir sie entweder durch Erneuerbare Energien, z.B. Elektrizität, ersetzen oder sie einsparen. Dazu drei Schlüsselzahlen für den Winter:

- > Ersetzen wir Benziner und Diesel bei sämtlichen Personenwagenfahrten in der Schweiz, so brauchen wir gemäss EMPA ⁴⁾ im Winter 10 TWh
- > Heizen wir ferner 100 % der Haushalte mit Wärmepumpen, statt mit Gas oder Öl so braucht das gemäss EMPA ⁴⁾ im Winter 10 TWh
- > Bleibt sich, wie in den letzten 15 Jahren, der Elektrizitätsverbrauch ungefähr gleich ⁵⁾, brauchen wir auch künftig wie heute im Winter (Wie Einsparen funktioniert, hinten S. 10 und 28) 34 TWh
- > Elektrizität, die andere Verbraucher fossiler Energien (z.B. Industrie, Dienstleistungen, Lastwagen) bei Umstellung auf Strom brauchen X TWh

Damit stellt sich der voraussichtliche

Verbrauch

im Winter 2050 auf mindestens

54 TWh

Die Energiegesetze 2023/24

Keine neuen AKW = Weniger Stromproduktion

Wie viel Strom produzieren wir im Winter 2050 ?

Wenn wir bei den erneuerbaren Energien ohne Wasser das gesetzlich geforderte Ziel von 45 TWh im Gesamtjahr voll erreichen ³⁾.

Wenn wir nebst dem heutigen Stand (im Winter \emptyset 17 TWh) das Programm der neuen Wasserkraft gemäss «Rundem Tisch» vollständig (2 TWh pro Jahr, auch im Winter) umsetzen ⁶⁾,

Und auch der Rest noch die heutigen 3 TWh im Jahr liefert,

Wenn aber

- > 2050 die dannzumal bis zu 80 jährigen AKW nicht mehr in Betrieb sind und neue nicht gebaut wurden ⁵⁴⁾
- > Und wenn wir berücksichtigen, dass Solaranlagen im Tal im Winter nur 27 % ihrer Jahresleistung erreichen ⁴⁸⁾

Dann produzieren wir im Winter mit Wasserkraft 19 TWh, mit Solarkraft trotz Erreichen des Jahresziels von 45 TWh im Winter nur 12 TWh, mit Windturbinen und dem Rest 3 TWh, insgesamt also 34 TWh.

Damit erreichen wir voraussichtlich in der

Produktion

im Winter 2050 trotz Erfüllung aller 2023/4 gesetzten Ziele nur

34 TWh

Der Energieplan 2023/4

Problemlösung durch Strom sparen ?

Wir sparen seit Jahren Energie. Brauchten wir 2010 noch über 250 TWh, waren es 2023 nur noch 213 TWh.⁹⁾ Beim Strom gab es jedoch eine solche Reduktion im Winter nicht. Dort liegt der Endverbrauch im Winter seit 2008 mit minimalen Abweichungen bei ca. 32 - 34 TWh.⁵⁾

Auf Seite 28 gehen wir den Gründen nach, weshalb es uns in der Vergangenheit nicht gelungen ist, signifikant Elektrizität einzusparen. Zusammengefasst sind es folgende:

Technischer Fortschritt, die Energieeffizienz (z.B. bei Haushaltsgeräten, bei der Beleuchtung) und die immer ausgeklügelteren Stromsparapparate, smart grid etc. haben in den letzten Jahren zwar zu massiv weniger Stromverbrauch geführt.

Umgekehrt bringen technische Veränderungen Mehrverbrauch. Automatisierung, Digitalisierung und Data Centers und die Zunahme der Bevölkerung hatten die Einsparungen in den letzten 15 Jahren stets kompensiert.

Die Erfahrungszahlen der letzten 15 Jahre zeigen:

Stromsparen ohne staatliche Rationierung funktioniert nicht

Automatisierung, Digitalisierung und Bevölkerungszuwachs werden auch in Zukunft freiwillige Sporbemühungen kompensieren. Damit ergibt sich künftig aus eigener Produktion eine

Winterlücke von minimal

20 TWh

Und das Resultat ?

**Der Energieplan 2023/4
funktioniert nicht**

Immer mehr Strom verbrauchen

Wollen wir mit der Netto-Null-Politik Teile des heutigen Verbrauchs fossiler Energien (124 TWh vor S. 6) durch Elektrizität ersetzen, so braucht es mehr Strom

Immer weniger Strom produzieren

Alternde AKW müssen früher oder später aus dem Verkehr gezogen werden. Bleiben wir beim Verbot neuer AKW, so produzieren wir trotz voller Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben bezüglich Erneuerbaren Energien im Winter zu wenig Strom

Regelmässigen durch unregelmässigen Strom ersetzen

Die AKW liefern das ganze Jahr gleichmässig Strom. Sie sollen durch Solarstrom ersetzt werden. Er liefert im Sommer viel, im Winter wenig Strom und ist zudem vom Wetter abhängig. Daraus entstehen im Winter Lücken in der Stromversorgung

Lückenfüllung durch Importe wird zunehmend unsicher

Im Winter 2021/22 hatten wir einen Landesverbrauch von 34 TWh. Importiert haben wir 20.8 TWh; bei Exporten von 13 TWh betrug der Importüberschuss 7.8 TWh¹⁰⁾. Importe werden aber zunehmend unsicher. Unsere Lieferanten, Deutschland und Frankreich brauchen ihren Strom selbst. Damit stellt sich die Frage:

Was läuft hier schief ?

Was läuft schief ?

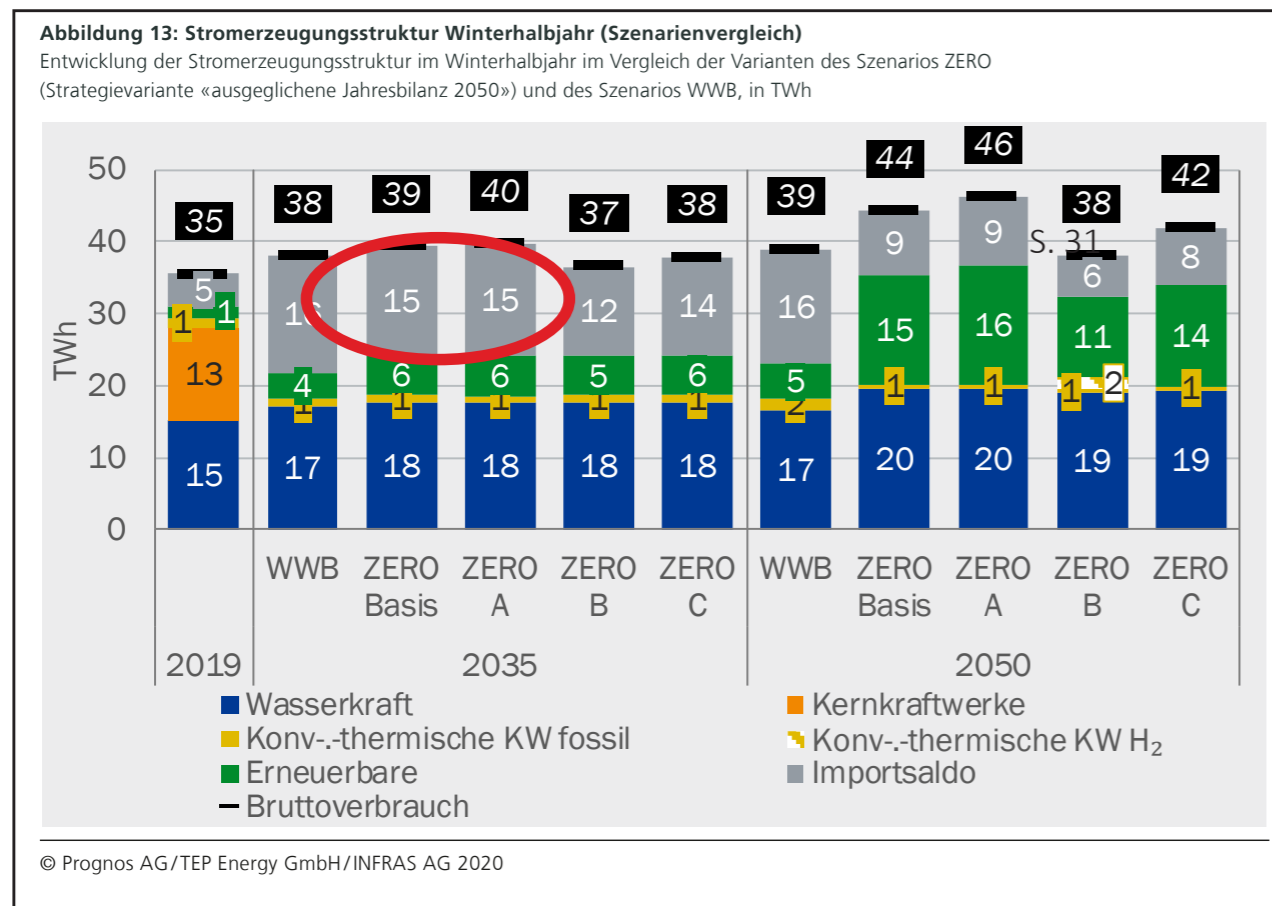
mit unserer Stromversorgung

Unsere offizielle Energieperspektive 2050 +

beruht für den Winter z.B. in 2035 massiv auf

Import

Graue Flächen unten



BFE Energieperspektive 2050+, Seite 31
 Regierungsrat Neukom (Grüne)
 kommt für 2050 auf einen Importbedarf von 22 TWh
 den er mit forciertem Ausbau der Erneuerbaren vermeiden will

Das Import-Paradox

Wir wollen also nach der offiziellen Energieplanung im Winter 2035

12 - 15 TWh Strom importieren

obwohl uns die für das Stromnetz zuständige eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) mitteilt, dass unser Stromnetz höchstens 10 TWh an Importen erträgt. ²⁷⁾

obwohl unser Hauptlieferant Deutschland bis 2038 aus der Kohleproduktion (heute 30 % Winterstrom) aussteigen will ³⁴⁾

obwohl bei unserem Hauptlieferant Frankreich bis 2035 (heute 2/3 Atomstrom) die Betriebsbewilligungen für 33 seiner 56 Kernkraftreaktoren ablaufen ¹⁴⁾ und Ersatz überall erst im Ankündigungsstadium steckt und das einzige im Dezember 2024 eröffnete AKW in Frankreich über 20 Jahre Planungs- und Bauzeit benötigt hat. ³¹⁾

Das ist brandgefährliche

HOCHRISIKOPOLITIK

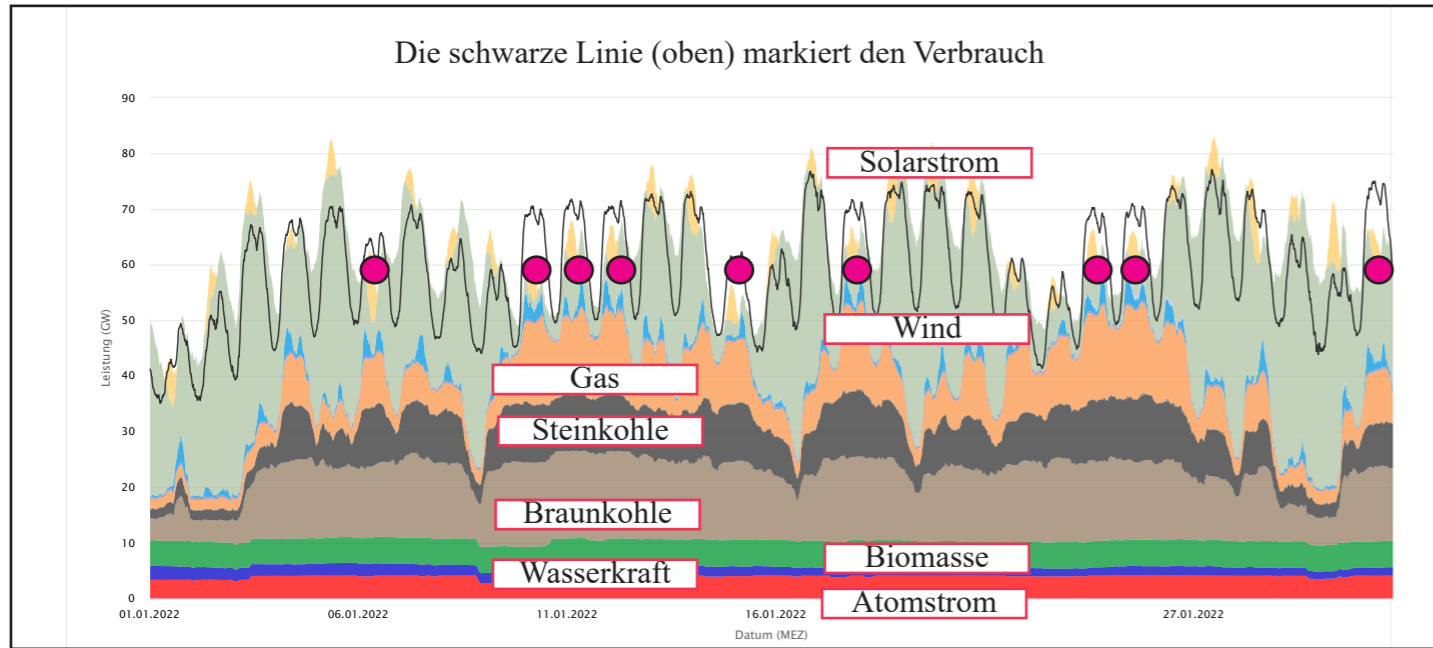
Importe setzen exportwillige und -fähige Lieferanten voraus. Dazu Klartext aus der NZZ (17.9.22)

«Kein Staat wird akzeptieren, dass Strom exportiert wird, während zugleich im Inland Strommangel herrscht»

Von Italien oder Österreich sind keine substantiellen Exporte zu erwarten, haben doch beide konstant hohe Importüberschüsse. Im folgenden deshalb ein Blick auf die Winter-Exportfähigkeit unserer Hauptlieferanten Deutschland und Frankreich.

Bleibt Deutschland verlässlich exportfähig ?

Produktion und Verbrauch von Strom in Deutschland im Januar 2022



Was sieht man an diesem Diagramm des Fraunhofer Institut, Energy-Charts ?

Strommangel in Deutschland

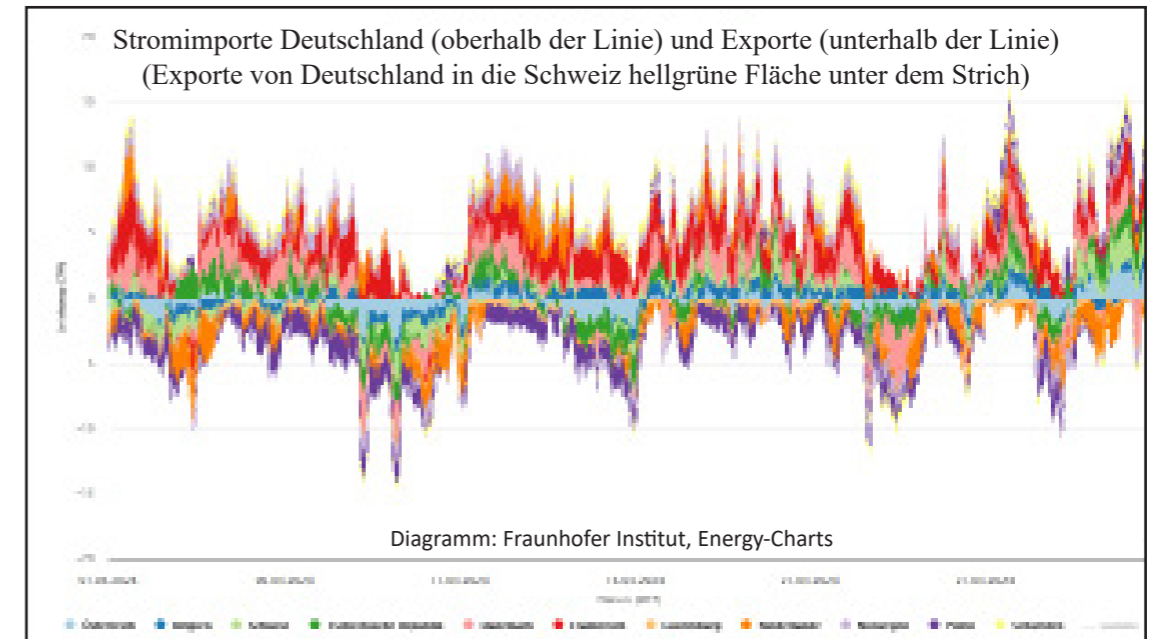
- An diesen 9 von 31 Tagen im Januar 2022 reichte die gesamte Stromproduktion in Deutschland nicht aus, um den Bedarf abzudecken

Braunkohle, Steinkohle und Gas liefen auf Hochtouren. Trotzdem musste Deutschland Strom importieren. Ab April 2023 schaltete Deutschland seine Atomkraftwerke ab. Seither muss es an noch mehr Tagen selbst importieren. Im 2. Quartal 2023 importierte Deutschland so viel wie die abgestellten AKW im 2. Quartal 2022 produziert hatten ^{14a}.

Und dann noch dieser Widersinn:
**In der Schweiz fossile Brennstoffe abschaffen
 und als Ersatz fossil erzeugte Elektrizität importieren.**

Die Verlässlichkeit sinkt.

Import/Export-Situation von Deutschland im März 2024



Was zeigt dieses Diagramm ?

Schon im März 2024 hatte Deutschland zu wenig Strom und musste massiv Strom importieren (Flächen oberhalb der Mitte) Im Dezember 2024 musste Deutschland während 3 Wochen an je 3-5 Tagen Strom u.a. aus der Schweiz importieren ⁹⁶.

An diesen Tagen mit wenig Wind und Sonne
sanken die Exporte in die Schweiz
 (hellgrüne Fläche)
oder es wurde Winterstrom aus der Schweiz importiert

Produktion aus Sonne und Wind variieren massiv von einem Tag zum andern im Dezember 2024 z.B. zwischen 15 % und 83 % der gesamten deutschen Produktion

Die Stromproduktion in Deutschland wird unberechenbar

Dann halt aus Frankreich importieren ?

Aber wo steht Frankreich 2035 ?

Frankreich deckt heute über 2/3 seines Bedarfs über Atomkraft
 Von den 56 Atomkraftwerken stand im Sommer 2022 ca. die Hälfte still

Viele ältere AKW hatten
 Korrosionsprobleme „nahe am nuklearen Herzen der Anlagen“



Frankreich

Von 2029 - 2035 laufen
 die Betriebsbewilligungen

von 33 der 56 Reaktoren aus

Details Note ¹⁴⁾

Flamanville

Ende 2024 hat Frankreich **einen neuen Reaktor** in Dienst gestellt.
 Planungsbeginn vor 2004, Baubeginn 2005,
 14 neue Reaktoren sind angekündigt. 2024 Im Bau: Null. Staat hoch verschuldet.

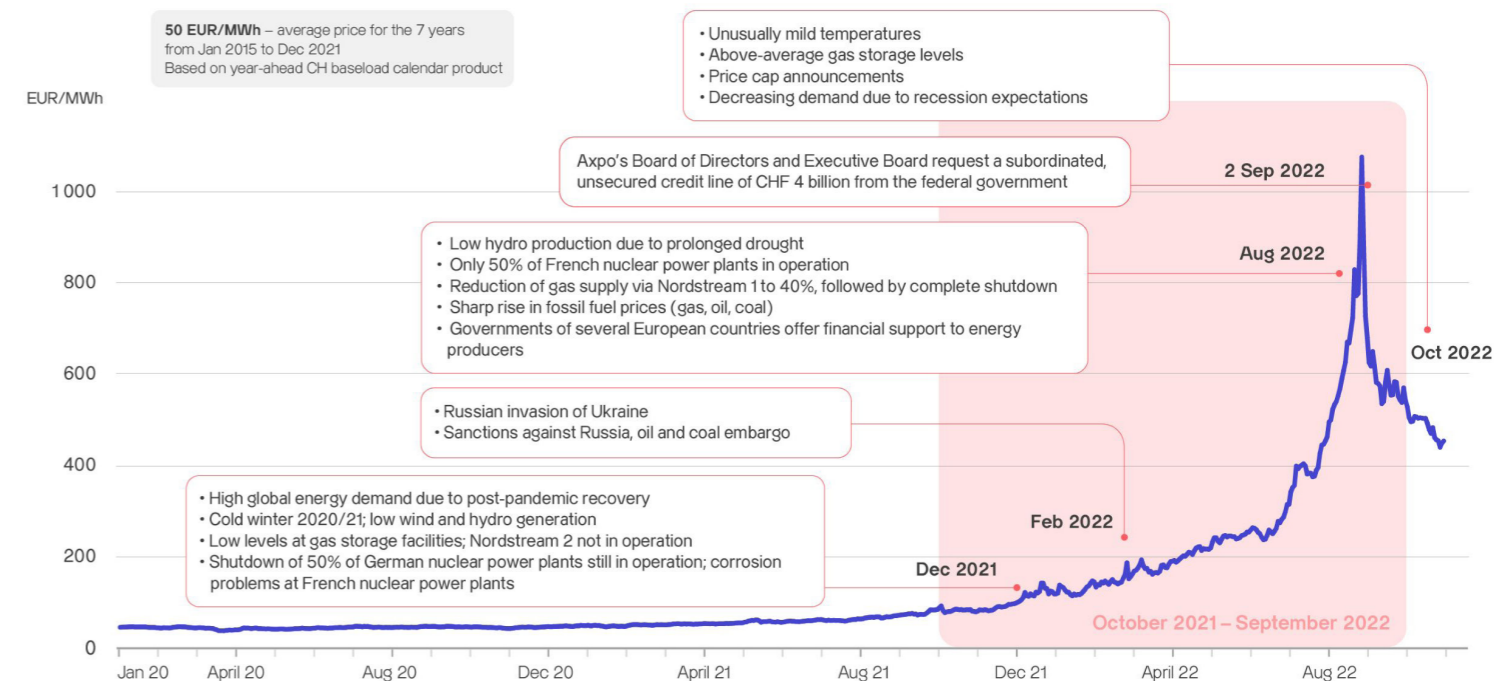
Vielleicht brauchen sie ja weniger als 20 Jahre
 Und was mit den übrigen 19 Reaktoren ?

Vertrauen in die Exportfähigkeit der Franzosen 2035 ?

Stromimport ist Hochrisikostategie

Strom - Importe können teuer sein, sehr teuer

Der Strompreis an den europäischen Börsen bewegte sich über Jahre um € 50.- pro MWh. Die untenstehende Grafik der Axpo zeigt die Faktoren, die ab 2021 eine plötzliche Änderung der Strompreise auf zeitweise über € 1000.- mit sich brachten. Mittlerweile haben sich die Preise wieder beruhigt, allerdings auf höherem Niveau. Im Dezember 2024 gab es schon wieder Ausreisser nach oben auf 93 Rappen pro kWh ⁷⁷⁾. (Zum Vergleich: 2023 Richterswil 12 Rappen ⁷⁸⁾) Bei unvorhergesehenen Ereignissen, z.B. mit den störungsanfälligen französischen AKW, sind auch künftig massive Preisausschläge nach oben nicht ausgeschlossen.



Grafik: Axpo

Hätte z.B. unser AKW Leibstadt z.B. am 22. September 2022 die Produktion aus technischen Gründen abstellen und seine Produktion zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen am Markt für das 1. Quartal einkaufen müssen, so hätte das ca. 1.5 Milliarden gekostet, ohne Investition, allein für den Stromverbrauch in diesen drei Monaten, fort, weg, amen... ¹⁵⁾

Und die Schweiz: Strom produzieren oder importieren ?

Die Schweiz hat diese Preisausschläge ebenfalls zu spüren bekommen. Axpo musste vorsichtshalber um Unterstützung durch den Bund nachsuchen. Dieser stellte einen Rettungsschirm von 4 Milliarden Franken zur Verfügung. Dieser wurde glücklicherweise nicht gebraucht. Dass die überwiegend durch die Kantone und Städte kontrollierten Energieproduzenten das Risiko nicht selbst tragen konnten, lässt Zweifel aufkommen, ob die Versorgungssicherheit für Strom dort richtig aufgehoben ist (Dazu unten S. 74/75) Ferner zahlte der Bund den Elektrizitätswerken für die Reservehaltung von 400 GWh Wasser in den Stauseen € 296 Mio. Das ergibt über 70 Rappen pro Kilowattstunde ¹⁶⁾

Wie viel kostete importieren, wie viel produzieren ?

Import Beispiel EEX für 1.Quartal 2023	67.5 Rappen pro kWh ¹⁵⁾
Der Bund zahlt als Exportersatz	73.9 Rappen pro kWh ¹⁶⁾
EKZ verrechnet für Strom allein (2023)	12 Rappen pro kWh ⁷⁸⁾
EKZ 2023 Strom inkl. Netz etc. (2023)	24 Rappen pro kWh ⁷⁸⁾

Auch wenn sich die Preise mittlerweile wieder normalisiert haben, so gab es im Dezember 2024 bei Dunkelflauten doch wieder wilde Ausschläge, z.B. 93 Rappen pro kWh ⁷⁷⁾.

Insgesamt werden Importe immer unsicherer und, wenn Mangel herrscht, sicher deutlich teurer. Und zwar so viel, dass bedeutende Investitionen bezahlt werden könnten aus dem Geld, das bei Mangellagen zur Verbrauchsdeckung aufgewendet werden muss, sei es für Wasserreserven, sei es für Gasanlagen in Birr.

Die Folgerung ist unausweichlich
Investieren statt Importieren

Was sagen die Experten dazu ?

«Wir fahren eine Importstrategie mit Ländern, die im Winter auch zu Nettoimporteuren werden. Das geht hinten und vorne nicht auf.»
(Jens Alder, damals CEO von Alpiq)

«Jedes Land in Europa sagt: Bei Knappheit kaufen wir Strom aus dem Ausland ein.»
(NZZ vom 18.5.2022)

«Es besteht kein Zweifel daran, dass die ... Nachbarländer im Extremfall einen EU-Drittstaat (z.B. die Schweiz) als letzte beliefern würden.»
(Jahresbericht Axpo 2017)

Und schliesslich noch einmal der Grundsatz

«Kein Staat wird akzeptieren, dass Strom exportiert wird, während zugleich im Inland Strommangellage herrscht»

NZZ vom 17.9.2022

Dieser Grundsatz wird auch in jedem Stromabkommen, sei es mit Frankreich, sei es mit der EU, festgehalten sein. Er wird bei Mangellagen auch dann durchgesetzt, wenn im Abkommen nichts oder etwas anderes steht, Abkommen hin oder her. Das schliesst nicht aus, dass solche Abkommen in anderen Hinsichten Vorteile bieten können. Versorgungssicherheit garantieren sie jedoch nicht.

Was zeigt die Stromzukunft unserer Nachbarstaaten ?

**Unsere Importstrategie
läuft sehr bald schief**

Was läuft weiter schief ?

Zwei wichtige Ziele widersprechen sich

Natur- und Landschaftsschutz etc.

Staumauern, Solaranlagen, Windräder sind leider kaum eine Zierde der Landschaft und beeinträchtigen wichtige Aspekte unserer Natur

Versorgungssicherheit

Wollen wir aber Versorgungssicherheit, so braucht es genau diese Staumauern, Solaranlagen, Windräder

Die Entscheidemechanismen

zwischen diesen beiden Zielen sind blockiert

Die Ziele von Natur- und Landschaftsschutz etc. wurden seit seit Jahrzehnten in Verfassung und Gesetzgebung auf allen Stufen mit detaillierten Schutzmassnahmen konkretisiert. Sie werden von Verwaltung und Gerichten durchgesetzt. Da Versorgungssicherheit nicht als gleichwertiges Ziel anerkannt ist, wurden Ausbauten dafür in der Regel nicht bewilligt. Ferner herrscht wildes Durcheinander von Planungsinstanzen bei Bund, Kantonen, Gemeinden. Das führt zu jahrzehntelangen Prozessen zwischen Energieunternehmen, Verbänden und Behörden. Wer's nicht glaubt, dem ist die Lektüre des «Grimsel-Urteils» (BGE 147 II 164) empfohlen. Die Lust, irgend etwas zu unternehmen, ist den Akteuren vergangen. Unsere überwiegend dem Staat gehörenden Stromproduzenten investieren lieber im Ausland. Private investieren ohne Subventionen nicht in neue Stromproduktion.

Das Parlament greift zu Notrecht und/oder Pauschalbevorzugung des einen oder anderen Ziels. Notrecht ist rechtsstaatlich problematisch.

Es braucht für Grossprojekte ein **neues**, rechtzeitig wirksames, rechtsstaatlich einwandfreies **Entscheidungsverfahren.**

Was läuft noch schief ?

**Es fehlt an klarer Kompetenzzuweisung
Wer ist zuständig für Versorgungssicherheit ?**

Die Energiewirtschaft ?

Nach Art. 6 Abs. 2 unseres Energiegesetzes ist «die Energieversorgung primär Sache der Energiewirtschaft.» Das BFE ist der Ansicht, das umfasse auch die Stromversorgungssicherheit.¹⁷⁾

Der Bund ?

«Der Bund trägt die Hauptverantwortung für die Stromversorgungssicherheit.» So verschiedentlich die Axpo.¹⁸⁾

Die Kantone ?

Der absurde Hick-Hack betreffend Konzessionen zwischen Staatsstelle 1 (Kantone) und Staatsstelle 2 (die von ihnen kontrollierten Stromproduzenten, z.B. Axpo und Alpiq) schafft Rechtsunsicherheit und verhindert Investitionen^{80a)}.

Verschiedene Akteure ?

So der VSE, Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen in seiner Roadmap¹⁹⁾: «Die verschiedenen Akteure (Energiewirtschaft, Bund, Kantone, ElCom) teilen sich in die Verantwortung für dieses Gesamtsystem Versorgungssicherheit». Dazu konkret das BFE in „Stromversorgungssicherheit: Rollen und Verantwortlichkeiten in der Schweiz“ (13. Oktober 2021)

Und wer ist nun für Versorgungssicherheit zuständig?

**«Für die schweizerische Versorgungssicherheit
fühlt sich offensichtlich niemand verantwortlich»**

NZZ vom 3.7.2023

«Die Rollen und Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (sind) auf verschiedene Akteure verteilt und nicht immer eindeutig definiert und abgegrenzt», sagt Swissgrid, verantwortlich für das Stromnetz. ²⁰⁾

«Damit es genügend Reserven gibt, bedarf es der Planung und klarer Verantwortlichkeiten. Daran fehlt es bisher in der Schweiz», so Prof. R. Rechsteiner. ²¹⁾

Die Notrechtsaktion «illustriert auch, dass niemand die institutionalisierte Verantwortung für die Gewährleistung unserer Stromversorgungssicherheit trägt» so die NZZ vom 9.11.2022 unter dem Titel «Lehren aus der Notrechtsaktion»

Und nochmals die NZZ vom 20.9.2022: «So richtig Schuld an der Situation hat laut BFE niemand. Das Amt schon gar nicht. Und wenn man wirklich einen Schuldigen finden möchte, dann bitte schön die da draussen in den Kantonen: die rückständigen lokalen Energienetzbetreiber» ²³⁾

Ohne klare Kompetenzregelung

gibt es keine Versorgungssicherheit,

höchstens ewiges Notrecht.

2013

Ein Lösungsversuch:

Die „Energierstrategie 2050“

Sie stammt aus anfangs der 10-er Jahre,
kondensiert in eine Botschaft des Bundesrates 2013;
vom Volk beschlossen 2017

Diese Strategie beruhte auf drei zentralen Annahmen

- 1. Importe sind problemlos erhältlich, dachte man**
- 2. Importstrom sei immer billig, dachte man**
- 3. Der Zubau von Solarstrom gehe zügig voran.**

2025

Neue Fakten verlangen eine neue Beurteilung

Unsere Lieferanten brauchen den Strom bald selbst; Sie können nicht mehr unbeschränkt exportieren. Stromimporte können teuer bis ruinös werden.

12 Jahre nach der Botschaft zu dieser Energierstrategie ist anhand der Zahlen klar: Mit einem Bestand ²⁵⁾ von 5 TWh Photovoltaik, \emptyset 1 TWh Zuwachs pro Jahr, 0.146 TWh Windstrom und einem Verbot neuer Kernkraftwerke einerseits und Einsparungen im Gesamtverbrauch von plus minus null ²⁵⁾ andererseits

**Damit können wir nicht nur das Netto-Null - Ziel vergessen,
wir werden zudem relativ bald massiv zu wenig Strom haben.**

**Veränderte Verhältnisse
bedingen veränderte Gesetze**

2021

Ein weiterer Lösungsversuch:

Der Runde Tisch

Frau Bundesrätin Sommaruga hat 2021 verdienstvollerweise einen «Runden Tisch»⁶⁾ organisiert, in dem ca. 15 Projekte der Wasserkraft aufgeführt sind, davon 5 mit je über 0.1 TWh, dann weitere 10 je zwischen 0.04 und 0.09 TWh. Diverse Verbände, u.a. der WWF, haben unterschrieben. Ändert das die Situation um die Verzögerung jeglicher neuer Energieproduktions? Nein.

Zum ersten haben die Landschafts- und Wasserschützer nicht unterschrieben, stehen also nicht hinter diesen Projekten und haben bereits weitere Prozessiererei in Aussicht gestellt. Zum zweiten wird im unterschriebenen Text ausdrücklich festgehalten:

«Mit dieser Liste werden weder die projektspezifischen ordentlichen Bewilligungsverfahren präjudiziert noch werden die projektspezifischen Verbandsbeschwerderechte tangiert. Die Kompetenzen der zuständigen Behörden werden nicht beschnitten»

Mit dieser Bestimmung bewirkt der «Runde Tisch» im Effekt eine Verewigung des Stillstands beim Energieausbau.

Solange die Prozessiererei nicht aufhört, gibt es beim Strom keine genügenden rechtzeitigen Schritte in Richtung Versorgungssicherheit.

Die Politik versuchte 2023 einerseits mit Notrecht bezüglich Wasserkraft am Grimsel, andererseits generell mit einer neuen Gesetzgebung, dem «Mantelerlass», die Verfahren zu vereinfachen. Das Beispiel S. 31 und die Projektliste S. 52 ff zeigen allerdings, dass die bezweckte Beschleunigung nicht in der Wirklichkeit angekommen ist.

2023/24

Noch ein Lösungsversuch:

Der Mantelerlass

Angesichts des Ungenügens der «Energiestrategie 2050» startete der Bund 2020 einen neuen Versuch, «Mantelerlass» genannt.

Die Botschaft erschien im Juni 2021 und das Volk hat ihn 2024 gutgeheissen.²⁶⁾ Er setzt vor allem höhere Produktionsziele³⁾. Er korrigiert gewisse Anreizelemente für die Installation von Photovoltaik, Förderung von Stromeffizienzmassnahmen, Verlängerung, aber nicht Erhöhung, der bestehenden Investitionsbeiträge, Neues zum 5-jährigen Monitoring; Änderung der Bewilligungsverfahren; Änderung am Stromnetz, Einspeisungsvergütungen und viel weiteres Nützliches.

Der Mantelerlass ist ein Fortschritt, genügt aber in keiner Weise für die Sicherung unseres Winterstroms.

So z.B. Swissgrid.⁷⁶⁾

5 Jahren nach dem Volksentscheid vom Juni 2024 wird man mit Blick auf die neuen Ziele und die alten Erfahrungen mit ziemlicher Wahrscheinlichkeit feststellen: Die nötigen Resultate werden auch dann nicht vorliegen. Zu viele Probleme bleiben ungelöst,

Weiterhin keine klare Zuständigkeit für die Versorgungssicherheit mit den entsprechenden Kompetenzen

Weiterhin extensiver Verlass auf Importe

Weiterhin keine Generalplanung, was investiert werden soll

Weiterhin Prozesse und Verfahren auf allen Staatsebenen

Weiterhin ungenügende Finanzierung

Und schon wieder fünf Jahre Blockade, ohne wesentlichen Produktionszuwachs, ohne Bewilligungen für neue substantielle Projekte. Und das im Wissen, dass grössere neue Vorhaben mit Energieproduktion auf dem Sektor Wasser und Kernenergie 10- 15 Jahre Vorlaufzeit brauchen. Und dazwischen, per Notrecht teures Geld für Wasserreserven und ein Gas-kraftwerk in einem Dorf aufwenden.

Wo sind wir gelandet ?

**Was leisten die einzelnen Stromquellen
Eine Bestandesaufnahme ende 2024**

Für die folgenden Überlegungen sollte man sich stets die Größenverhältnisse vor Augen halten:

Woher stammte 2023/24 unser Winterstrom ? ¹⁰⁾

	TWh	%
Aus Wasserkraft	20.8	56 %
Aus alternden AKW	13.0	35 %
Aus Importen	0.0	0 %
Solar & Wind & Rest	3.3	9 %
Total	37.1	100 %

Wie viel Strom brauchen wir eigentlich?

Im Winter 2023/24 brauchten wir 33 TWh Strom ¹⁰⁾. Der technische Fortschritt, die Energieeffizienz und die immer ausgeklügelteren Stromsparapparate, smart grid etc. haben in den letzten Jahren zweifellos zu massiv weniger Stromverbrauch geführt.

Technische Veränderungen bringen umgekehrt Mehrverbrauch. Automatisierung ersetzt manuelle Tätigkeit durch stromintensive Maschinen. Zur Digitalisierung gaben die beiden ETH-Präsidenten ein Beispiel: Eine Google-Recherche brauche so viel Strom wie eine Tasse Kaffee, eine Suche auf Chat-GPT aber eine ganze Kanne Kaffee ³⁷⁾. Für die Kühlung des Servers brauche die ETH-Lausanne 54 % ihres gesamten Energieverbrauchs ³⁷⁾. Die mit künstlicher Intelligenz befassten Grossunternehmen (Microsoft, Google etc.) investieren deshalb in eigene Kernkraftproduktion.

Zufolge der komplizierten Zusammenhänge kann kaum verlässlich ermittelt werden, wie viel eingespart und mehr verbraucht wurde. Eines ergibt sich aber aus den Statistiken des Bundes: Einsparungen und Mehrverbrauch haben sich seit 2013 sowohl im Winterverbrauch stets plus/minus ausgeglichen. Der Winterverbrauch bewegte sich immer um ca. 32 -34 TWh ⁵⁾. Variation im Minimalbereich.

So viel zur Vergangenheit. Für die Zukunft müssen zwei Faktoren mit berücksichtigt werden:

Wie viel Strom braucht die Abkehr von fossilen Energien ?
Welche Rolle spielt der Strombedarf von Elektromobilität und Wärmepumpen dabei?

Die grosse Unbekannte:

2023 haben wir 124 TWh fossile Energien verbraucht ^{9a)}. Wie viel mehr Strom brauchen wir, um die

Abkehr von diesen 124 TWh an fossiler Energie

in den 26 Jahren bis 2050 zu schaffen?

Die EMPA hat 2019 in einer umfassenden Studie berechnet, dass die Umstellung des heutigen Personenwagenverkehrs auf Elektromobilität im Winter ca. 10 TWh beanspruchen würde. Auch bei den Wärmepumpen kommt sie im Winter auf 10 TWh ⁴⁾. Daneben brauchen auch Industrie und Dienstleistungen fossile Energie (zusammen 34 % des gesamten Energieverbrauchs ³⁸⁾.

Die wissenschaftlichen Schätzungen für den Gesamtverbrauch beginnen 2020 bei 63 TWh/a, steigen 2023 auf 80- 90 TWh/a und 2024 auf 90- 120 TWh/a. ⁸⁷⁾

Ferner müssen die 11-13 TWh Winterstrom nach Abschaltung der heutigen Kernkraftwerke beschafft werden, wenn sie nicht durch neue AKW ersetzt werden. Und schliesslich die Eventualität, dass die 7.8 TWh, die wir im Winter 2021/22 durch Importe beschafft haben ¹⁰⁾, nicht mehr verfügbar sind, wenn unsere Lieferanten mangels eigener Kapazitäten nicht mehr exportieren können.

Die Überschlagsrechnung vorn S. 8 ff kommt unter Berücksichtigung des heutigen Verbrauchs und der Dekarbonisierung bei Heizung und Mobilität auf einen

**Winterverbrauch von
mindestens 54 TWh.**

Im folgenden schauen wir die Potentiale und Wahrscheinlichkeiten bei der Produktion durch unsere Stromquellen etwas näher an.

Stromproduktion mit Wasserkraft

Die Schweiz ist in der glücklichen Lage, mit der Wasserkraft über eine hervorragende Energiequelle zu verfügen. Ihre Vorzüge liegen nicht nur auf der quantitativen Seite (um ca. 56 % der Elektrizitätserzeugung ³⁹⁾). Mit ihren rasch verfügbaren Pumpspeicherwerken sorgen sie auch für den nötigen Ausgleich der unregelmässig produzierenden Solarenergie. Sie hat im Winter in den letzten Jahren stets zwischen 14 und 21 TWh bereitgestellt ⁴⁰⁾.

Ihre Existenz verdanken wir Generationen, die im letzten Jahrhundert mit gewaltigen Anstrengungen Dutzende grosser Stauseen mit den dafür nötigen Staumauern geschaffen haben. Hätten sie mit den gleichen Hindernissen in der Rechtsordnung und der Propagandaflut wie heute arbeiten müssen, gäbe es heute keine Wasserkraft.

Das sollten wir uns vor Augen halten, wenn wir die ambitionösen Ziele unter unserer heutigen Rechtslage umsetzen wollen:

- > Abkehr von den Fossilen Energien, heute 124 TWh, einsparen oder durch Elektrizität ersetzen.
- > 35 % der heutigen Elektrizitätsversorgung (13 TWh Winterstrom) ersetzen, wenn wir keine neuen AKW bauen wollen.

Für neue Wasserkraft müssen neue Stauseen und Staumauern gebaut werden. Die Bewilligung neuer Projekte scheitert seit über 15 Jahren, da kein genügend effizienter Entscheidmechanismus zwischen Landschaftschutz und Naturschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits besteht.

Der von Bundesrätin Sommaruga ins Leben gerufene «Runde Tisch» ⁶⁾ ging von einem Konsens aus, dass neben den bestehenden 15- 18 TWh Winterstrom ein Potential für den Ausbau der Wasserkraft von 2 TWh bestehe. Die Formulierung im „Runden Tisch“ hat bis heute jede weitere Entwicklung verhindert (vgl. vorn S. 24)

Von diesen 2 TWh sollen die folgenden sechs Grossprojekte total ca. 1.6 TWh pro Jahr produzieren ⁶⁾.

	GWh
Grimsel	240
Trift	215
Gorner	650
Gougra	120
Chummensee	165
Chlus	237
Die 6 Grossprojekte mit je mehr als 100 GWh	1'627

Für das seit über 20 Jahren in den Gerichten festsitzende Projekt Grimsel hat das Parlament 2022 einen dringlichen Beschluss gefasst, der das Verfahren beschleunigen sollte. Auf meine Anfrage bestätigte die Bauherrin 2023 die «Beschleunigung» wie folgt:

«Zur Zeit überarbeiten wir die Konzessionsunterlagen.... und wollen sie Ende dieses Jahr (2023) den kantonalen Genehmigungsbehörden einreichen. Wie lange das Verfahren dauern wird, bis der grosse Rat über unser Gesuch entscheiden wird, kann ich nicht sagen. Das hängt vor allem davon ab, ob Einsprache während der öffentlichen Auflage der Unterlagen (erste Hälfte 2024) gemacht wird.» Ende 2024 noch immer keine Baubewilligung.

Die bisherigen Bemühungen der Politik über «Runden Tisch» (vorn S. 24) und Parlament haben unter der heutigen Rechtslage keine rechtzeitigen Resultate geliefert. Frage deshalb, ob nicht die Betroffenen, die Bevölkerung, in einer schweizweiten Abstimmung für jedes der sechs Grossprojekte dazu autoritativ Klarheit schaffen sollte.

Als Optimisten gehen wir bei der Wasserkraft von der bisherigen Winterproduktion von \emptyset 17 TWh und der Realisierung aller Projekte des «Runden Tisches» mit ihrer Winterproduktion von knapp 2 TWh aus.

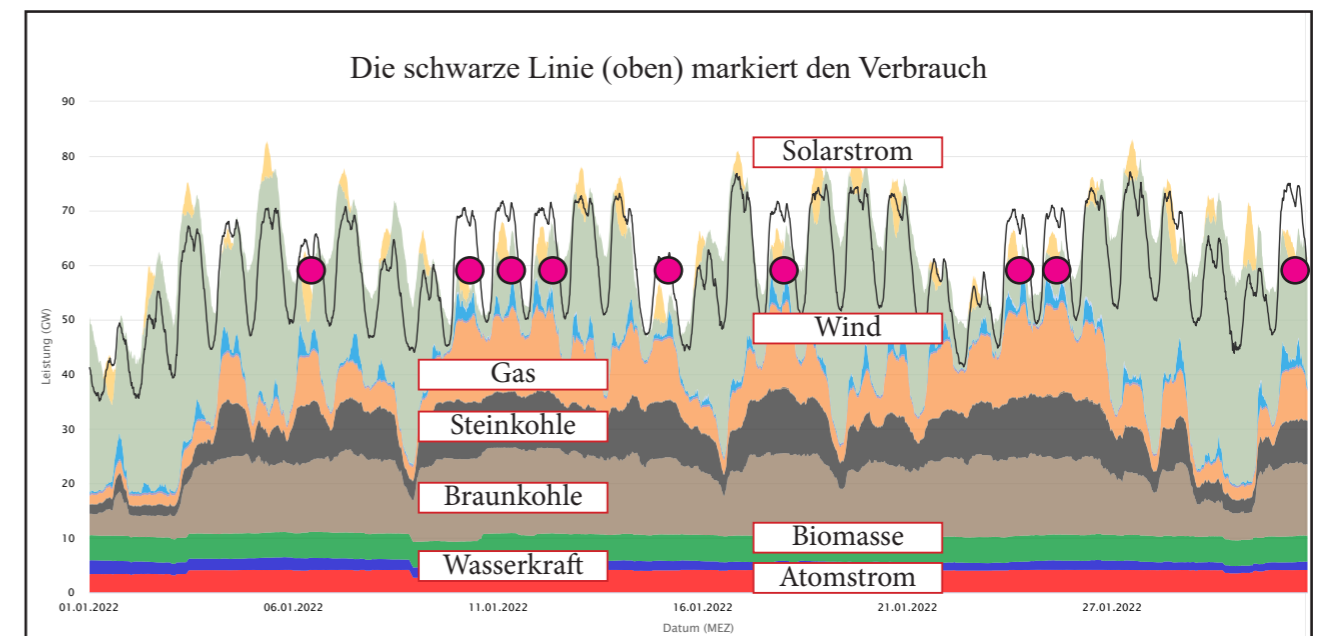
Was leistet Windkraft

Weltweit spielt die Windkraft eine immer grössere Rolle. Grosse Windparks in den weiten Ebenen von Deutschland und Spanien und vor den Küsten im Meer liefern immer grössere Anteile an Energie. Die hellgrüne Fläche auf dem nebenstehenden Diagramm zeigt für Deutschland, welchen Anteil diese Stromproduktion leisten kann. Es zeigt aber gleichzeitig auch die grösste Schwäche der Windenergie, die Volatilität. Wenn Sonne und Wind je nach Tag zwischen 9 und 57 % der gesamten Landesenergieproduktion leisten, dann muss massive Ergänzungsproduktion bereit gestellt werden, die von einer Stunde auf die andere einsatzbereit ist. Sie wird derzeit in Deutschland von Braunkohle, Steinkohle und Gas geleistet. Die Schweiz kann mangels Meeranstoss keine Off-Shore Windparks einrichten. Auch Anlagen im offenen Gelände (Bild nächste Seite) sind kaum zu erwarten.

2023 lieferten Kleinanlagen in der ganzen Schweiz mit total 41 Windturbinen 0.17 TWh, im Winter bestenfalls 60 %, 0.1 TWh. Die ETH sagt für die Schweiz ein Gesamtpotential von 4.5 TWh voraus, wovon im Winter 2.5 TWh ⁴¹⁾. Dazu seien schweizweit verteilt 760 Windturbinen, im Flachland allenfalls nur 460 Turbinen erforderlich.

Der Fachverband Suisséole.ch ⁸³⁾ stellt die Projekte für Windenergie laufend zusammen. Per 15. Dezember 2024 waren: Im Betrieb 13; Bewilligt 1; Im Bewilligungsverfahren 24; Geplant: Weitere 42. Werden alle realisiert, so ergibt das 437 Windturbinen mit einer Gesamtleistung von 2.5 TWh pro Jahr, wovon 60 % im Winter. Das ergibt bei Realisierung sämtlicher Projekte eine Winterleistung von 1.5 TWh.

Für die Winterproduktion des AKW Leibstadt (5 TWh) würde es demnach mehr als 1000 Windräder brauchen.



Das Diagramm aus den Energy-Charts des Fraunhofer Instituts zeigt krass, an wie vielen Tagen die deutsche Stromproduktion von Gas und Kohle abhängig war. In der Schweiz hilft die Wasserkraft zum Ausgleich. Die schweizerische Elektrizitätskommission geht allerdings davon aus, dass sie nicht ausreicht und schlägt ebenfalls Gaskraftwerke vor. (vgl. unten S. 38)



Die Dimensionen der geplanten Anlagen mit einer Höhe ca. 200 m (Prime Tower Zürich ca. 126 m), und einem Durchmesser des Turms von ca. 16.5 m (etwas kleiner als Bild) und die Baumfällaktionen bei manchen Zufahrten wecken massive Widerstände.

Fortschritte bei der Photovoltaik

Solarkraft bietet vier grosse Vorteile: Der Betriebsstoff für sich allein ist (im Gegensatz zu den fixen Einrichtungen) gratis und von unzuverlässigen Lieferanten (wie Russland beim Gas und den Arabern beim Benzin) unabhängig, im Betrieb vollständig erneuerbar und nachhaltig und der Ausbau ist, jedenfalls im Bereich der bestehenden Bauten, politisch unbestritten. Solarkraft hat im Jahr ganzen Jahr 2023 4.6 TWh⁴²⁾, im Winter ca. 1.2 TWh Strom geliefert.

In den letzten fünf Jahren ist sie Ø um 0.5 TWh pro Jahr gewachsen⁴²⁾, 2022 sogar um 1 TWh. Angesichts der grossen, unbestreitbaren Vorteile und der massiven Publizität eigentlich erstaunlich wenig. Zu wenig. Soll das gesetzliche Ziel von 35 TWh Erneuerbare für 2035 von heute ca. 5 TWh erreicht werden, so müsste in jedem der 12 Jahre 2024-2035 2.5 TWh zugebaut werden. Immerhin: 0.8 TWh wurden 2023 erreicht.

Vor lauter Freude darüber sind allerdings gewisse Probleme der Photovoltaik in der öffentlichen Diskussion etwas untergegangen. Es geht dabei um

- > Den Umgang mit der Unregelmässigkeit in der Solarproduktion (Nacht-, Witterungs- und Winterausfällen)
- > Die Zusatzinstallationen, welche Solarkraft nötig macht (Apparate, Speicher, Netzumstellungen)
- > Die Finanzierung
- > Die Abhängigkeit von China bezüglich Solarpanels und ihren Bestandteilen
- > Was tun nach Ablauf der Lebensdauer der Solarpanels

Solaranlagen auf Dächern etc.

Den Tatsachen in die Augen schauen

Solaranlagen auf Dächern

produzieren im Winter

nur 27 %⁴⁸⁾

ihrer Jahreskapazität

Solaranlagen auf Dächern werden den Löwenanteil an Photovoltaik ausmachen. Regierungsrat Martin Neukom (Grüne) schätzt sie in seinem Beispiel für 2050 auf 40 TWh/a. Bei vollständiger Erreichung des Ziels ergibt das eine Winterproduktion von 11 TWh⁴⁸⁾.

Die zuständigen Bundesämter schätzen das Potential der Photovoltaik entlang Autobahnen und Bahnstrecken auf ca. 0.1 TWh⁸⁴⁾.

Weiteres Potential von 7 TWh sieht Martin Neukom bei Hausfassaden. Würden die dafür nötigen 66 Mio. m² Solarpanels realisiert, so ergäbe das einen Winterertrag von ca. 2 TWh. Ob Hauseigentümer freiwillig ihre Südfassaden mit Solarpanels ausrüsten, ist eher zweifelhaft. Bisher gibt es nur wenige. Auf S. 54 ist berechnet, wie weit uns all diese Beiträge der Photovoltaik bei voller Realisierung bringen.

Die Staatsbeiträgen für den Bau von Solardächern haben ihre Tücken. Unproblematisch ist der Beitrag an die Erstellungskosten. Weniger klar ist dagegen die Vergütung, die der Inhaber der Solaranlage für die Einspeisung von Strom ans Elektrizitätswerk, wenn man ihn nicht selbst brauchen kann. Die ursprünglich vom der Bund vorgesehene feste Vergütung für 15 Jahre ist abgeschafft. Da die Elektrizitätslieferanten im Sommer zufolge Überproduktion teilweise bezahlen mussten, um den Strom loszuwerden, setzen sie den Vergütungssatz selbst fest. Manche bleiben bei festen Vergütungen. BKW und CKW sind indessen zur Vergütung gemäss Referenz-Marktpreis übergegangen. Sie orientieren sich an den Preisen des vorangegangenen Quartals. Per April 2024 lag er noch bei 6.2 Rappen, im Juli 2024 sind ist er unter 3.3 Rappen pro kWh abgesunken.^{43a)}

Solar Alpin



Anlage der Axpo am Muttsee
auf knapp 2500 m Höhe



Alp solaranlage in Gondo
auf knapp 2000- 2200 m Höhe

Die alpine Solaranlage der Axpo an der optimal nach Süden ausgerichteten Versuchsanlage an der Staumauer am Muttsee erreicht 0.003 TWh pro Jahr mit einem Winteranteil von 50 %.

Die Website des lange am weitesten fortgeschrittenen Projekt Gondo mit seinen ca. 100'000 m² nennt verschiedene Ertragsprognosen, die neueste mit 0.022 TWh pro Jahr und einem Winteranteil von 40 %, also 0.01 TWh.⁴⁷⁾

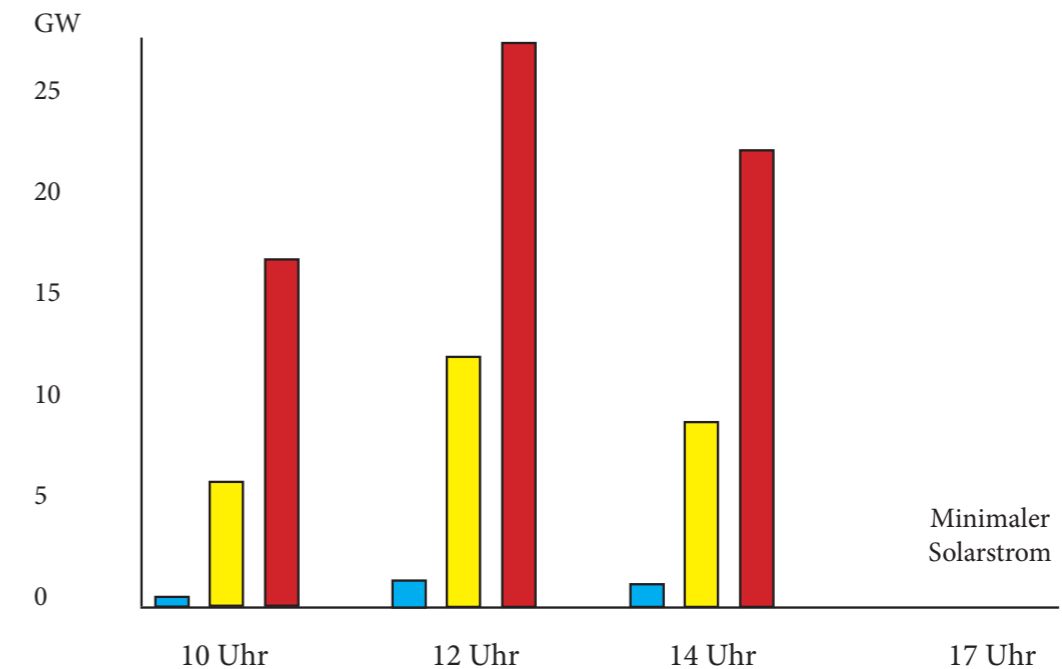
Das Bundesamt für Energie führt eine Liste der Photovoltaik Grossanlagen. Da die 60 % Bundesbeiträge voraussetzen, dass 2025 mindestens ein Teil am Netz angeschlossen ist, dürften sich die Interessenten beeilt haben. Der Solarexpress war lanciert.

Per Mitte November 2024 zeigt die Liste des Solarexpress⁸⁹⁾ folgendes: In Betrieb 1 Anlage (Muttsee); bewilligt 5, öffentlich aufgelegt 18. Sie sollen zusammen 0.44 TWh pro Jahr, im Winter 50 %, also 0.22 TWh produzieren. Zu den Kostenschätzungen 2024 für Solar Alpin hinten S. 82.

Für die Leistung des AKW Leibstadt (im Winter 5 TWh), würde es ca. 500 Anlagen Grösse Gondo (Bild oben rechts) brauchen.

Solarenergie liefert nur zu gewissen Zeiten Strom

Wohl der gravierendste Nachteil der Solarenergie ist die Unregelmässigkeit der Produktion. Wie sehr Solarstrom schwanken kann, zeigt die folgende Grafik.



- An guten Tagen (z.B. am 12. 2. 2022) erreichte die Produktion um 12 Uhr 25.30 GW
 - Am 6. Januar 2022 waren es zur gleichen Zeit weniger als die Hälfte 10.89 GW
 - Zwei Tage zuvor, am 4.1. 2022 gerade mal knapp 10 % 2.32 GW
- (Zahlen für deutsche Netze jeweils 12 Uhr)

Zahlen aus den Energy-Charts des Fraunhofer Instituts für die Produktion in den deutschen Netzen. Der Sonnenschein in der Schweiz dürfte ähnlichen Schwankungen unterliegen.

Das bedeutet, dass wir bei Tagen ohne Sonne bis zu 24 Stunden Ersatzstrom brauchen. Ferner brauchen wir in jeder Winter-Nacht 12- 18 Stunden Ersatzstrom.

Bis heute können bei einem Solaranteil von 4 TWh die flexible Wasserkraft und der Import die Lücken decken. Wir spüren deshalb derzeit noch nichts von der Lücke. Vergrössern wir die Solarproduktion um den Faktor 10, wird auch der Bedarf an Ersatzstrom («Back-up») entsprechend anwachsen. (dazu S. 38).

Ersatz bei zeitweisem Fehlen von Solar- und Windstrom

Die eidg. Elektrizitätskommission (ElCom) schätzt den Bedarf an Back-up Strom, der nicht per Wasserkraft gedeckt werden kann, auf knapp 2 TWh⁴⁹⁾. Da die Lieferfähigkeit der Exportländer immer unsicherer wird, empfiehlt sie 2- 3 Gas-Reservekraftwerke, die im Winter eine Produktion von knapp 2 TWh leisten können.

Sie sollen nur bei Strommangel in Betrieb genommen werden, können deshalb nicht rentabel betrieben werden. Sie können alternativ mit Heizöl betrieben werden, falls Gas nicht verfügbar ist. Obschon die ElCom empfiehlt, «die Vorbereitungsarbeiten für die Etablierung von Reserven mit hoher Priorität» fortzusetzen, ist bisher ausser Notlösungen nur eine Ausschreibung erfolgt. Die Rahmenbedingungen mit nur teilweisem Betrieb und der Makel der fossilen Energie machen ein Engagement unattraktiv. Im Sommer 2024 hat der Bund die Ausschreibung gestoppt.

Die Kosten der Notlösung «Wasserkraft-Sicherung» betragen 2022 für einen Winter ca. € 296 Mio¹⁶⁾ (heute weniger). Die Investitionskosten für die vorgeschlagenen permanenten Gaskraftwerke wurden von der ElCom auf ca. Fr. 1 Milliarde geschätzt⁴⁹⁾. Die Dauerlösung wäre also lediglich ca. vier mal so teuer gewesen als die nur einen Winter reichende Notlösung.

Noch etwas krasser präsentiert sich die Notlösung mit dem Notkraftwerk Birr. Hier wurde die Reserve im Dorf Birr aufgebaut. Für die Dauer von 4 Wintern kostet sie ca. 470 Millionen Franken⁵⁰⁾. Auch hier der Vergleich mit der von der ElCom vorgeschlagenen definitiven Lösung mit lediglich ca. dem Doppelten der Investitionskosten.

Vielleicht besinnt sich die Politik doch gelegentlich auf die definitive, von der ElCom als «prioritär» empfohlene Lösung mit Gas. Für die Winterproduktion geht die ElCom von ca. 2 TWh aus⁴⁹⁾. Stehen bis 2050 genügend CO₂ freie Stromquellen zur Verfügung, kann man sie stilllegen. Bis dahin brauchen wir sie aber.

Solarenergie und Stromnetz

Das Stromnetz verbindet die Stromquellen mit den Verbrauchern. Verschiebt man die Stromquellen, so muss das Stromnetz umgebaut werden. Derzeit sind die Stromnetze auf die zentralen Grossenergiequellen Wasserkraft und AKW ausgerichtet. AKW stehen nahe an den Verbrauchszentren. Mit dem geplanten Ausbau der Solarzellen gibt es eine Vielzahl kleiner Produzenten. Das bedingt einen aufwändigen Ausbau des Feinverteilungsnetzes.

Bei der heute kleinen Anzahl von Solaranlagen auf Dächern reicht das Stromnetz für Einspeisung auch bei hoher Produktion im Sommer. Will man aber die Solarkraft 10 mal grösser ausbauen, so sind Zusatzausbauten des Stromnetzes nötig. Dazu braucht es überall Apparate für die Abrechnung der Einspeisung, und Einrichtungen, die im Sommer zufolge der Überproduktion den Zugang zum Netz sperren. Diese Sommer-Überproduktion überlastet die Stromnetze. Unter dem Titel „Deutschland verschenkt Strom und kauft ihn später teuer zurück“ berichtet die NZZ vom 28.11.2023 dass Deutschland im Jahr 2022 ca. 900 Millionen € an Solar- und Windstromproduzenten bezahlt hat, damit sie an Überlastungstagen keinen Strom liefern. Wer nicht abstellen konnte, musste dem Abnehmer Negativepreise bezahlen, an einem Extremtag bis zu € 500.- pro MWh.

Baut man Alpin-Solaranlagen nahe an genügenden bestehenden Netzen (wie z.B. bei Muttsee Projekt im Bereich Linth-Limmern), so sind für das Netz keine Umbauten nötig. Sind sie aber von bestehenden Netzen entfernt oder sind die Übertragungsleistungen ungenügend, so sind erhebliche teure und langwierige Ausbauten am Stromnetz erforderlich. Ferner macht die für den Bau nötige Logistik Solaranlagen in den Alpen teuer.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE schätzt die Kosten des Netzausbaus auf 48 Milliarden⁵¹⁾. Mehr dazu unten S. 86.

Material für Solarenergie

Problemlieferanten gibt es, wenn man einmal von der Wasserkraft absieht, bei allen Energieformen. So, wie wir heute von den Arabern bei der Lieferung von Benzin und Öl, von den Russen beim Gas abhängig sind, so sind wir bei der Photovoltaik von den Chinesen abhängig. Bei den fossilen Brennstoffen und bei den AKW gibt es eine Vielzahl konkurrierender Lieferanten u.a. Kanada und Australien. Anders für Solarpaneele. Dort ist der Markt beherrscht vom

Monopollieferanten China

Die Internationale Energieagentur publiziert jährlich einen Bericht zur weltweiten Energiesituation. Danach produziert China 85 % des globalen Solarzellenangebots, und 97 % der solartauglichen Siliconbarren und Halbleiterscheiben (Wafers), die es zur Produktion der Solarzellen braucht ⁵²⁾. China hat massiv und intelligent investiert. Tiefe Kapitalkosten, schnelle regulatorische Bewilligungen, Protektionismus durch Abschirmung von ausländischer Konkurrenz, tiefe Arbeitskosten und der Aufbau eines konkurrenzlosen Lieferantennetzwerks haben zur absoluten Dominanz der chinesischen Industrie geführt ⁵²⁾. Im Gegensatz zu Benzin und Gas sind wir hier derzeit von einem einzigen Land abhängig. Setzt China die Eingliederung von Taiwan mit militärischen Mitteln durch, so ist eine Situation wie beim Gaslieferanten Russland voraussehbar. Nur sind bei den Solarpanelen andere Lieferanten nicht in Sicht. Zudem wären sie auch mit massiven Problemen bei der Lieferung von Bestandteilen konfrontiert, die ebenfalls in China konzentriert sind.

2022 (bei einer Solarproduktion von 4 TWh) wurden schon über 936 Tonnen Solarpanels zum Rezyklieren exportiert ⁵³⁾. Gemäss Swissolar wird dieses Konzept auch für 10 mal mehr Solarkraft (40 TWh mit über 100'000'000 m² Solarpanels) funktionieren. Ist das so? 2023 haben wir 96'000 Tonnen Solarpanels importiert⁹⁵⁾.

Ausstoss von CO₂

Der Betrieb von Solaranlagen ist natürlich frei von CO₂-Ausstoss. Kürzlich wurde aber bei den Kernkraftwerken untersucht, wie viel CO₂ denn die Urangewinnung verursache. Das Kernkraftwerk Gösgen importiert für seine 8 TWh pro Jahr ca. 2 Tonnen Kernbrennstoff.

Nicht 2, sondern 96'000 Tonnen Solarpanels wurden 2023 importiert. Sie führten zu einem Zuwachs an Solarstrom von 1 TWh. Sie bestehen aus Aluminium, die Wafers primär aus Silizium. Sie verursachen bei ihrer Produktion und bei ihrer Verfeinerung mit Erhitzung auf 2000 ° ebenfalls CO₂. Ein nicht politisch gefärbter wissenschaftlicher Vergleich unter Einbezug der Produktionskraft wäre interessant

Problematisch Herkunft bei allen Energiequellen

Die Schweiz bezog ihr Uran lange Zeit aus Kasachstan, ist aber heute überwiegend zu Lieferanten in Australien und Kanada übergegangen ⁹⁸⁾

Solarpanels werden zu über 90 % in China hergestellt, ein grosser Teil in der Provinz Xinjiang, die Heimat der Uiguren. Die EU hat eine Richtlinie erlassen, in der die Lieferketten untersucht werden müssen, ob sie nicht zur Finanzierung von Konflikten, Menschenrechtsverletzungen oder erheblichen Beeinträchtigung der Umwelt führen. Ebenfalls müssen alle Lieferanten die Arbeits- und Sozialanforderungen erfüllen, die in der Gesetzgebung der EU festgelegt sind. So jedenfalls die NZZ am Sonntag vom 24. November 2024, Verlagsbeilage.

Mal schauen, was die grossen Solarhändler in der EU ermitteln.

Hoffnungsträger: Neue Ideen

Hoffnungsträger Wasserstoff/Methan

Die von Roger Nordmann ⁵⁸⁾ zur Diskussion gestellte Möglichkeit „Solar, Synthesegas und Industrie“, ist an sich eine bestechende Idee: Wenn wir nach einer Verzehnfachung unserer Solarstromproduktion im Sommer viel zu viel Strom produzieren, sorgen wir dafür, dass wir diese Energie auch im Winter brauchen können ⁵⁸⁾. Umweltfreundlich wäre der Gebrauch von Synthesegas, z.B. auch für Flugzeugtriebstoffe.

Der Energieverlust für die Gasproduktion, die Produktion der Speicher und der Rückwandlung von Gas zu Strom sind allerdings beträchtlich. Nordmann erläutert: (S. 204)

Verwendet man als Gas Wasserstoff, so stehen im Winter noch 64 % des ursprünglich im Sommer verwendeten Stroms zur Verfügung.

1 TWh braucht 800'000 m³ Speicher. Wasserstoff muss mit einem Druck von 700 bar gespeichert werden, was massive Speichervorrichtungen erfordert. Für 1 TWh würde es 6000 Tanks von 23 Metern Höhe brauchen ⁵⁸⁾. Und für die benötigten 20 TWh ? Der Transport des Gases ist auch mit einer Abkühlung auf minus 253 Grad möglich. Wasserstoff ist explosiv. Vertrauen in die Ingenieure ist gefragt.

Etwas vereinfacht würde das Speicherproblem mit Methangas. Allerdings sinkt der Wirkungsgrad dort zufolge komplizierterer chemischer Umwandlung auf 56 %. Dafür würde gemäss Nordmann (S. 206) ein Druck von 300 bar ausreichen. Autoreifen laufen übrigens mit 2.5 bar.

In vier mit Metall ausgekleidete Kavernen könnte man 1.2 TWh speichern. Der Winterbedarf von 20 TWh benötigt allerdings ein grösseres Volumen. Nordmann schätzt es (S. 206) etwas kleiner als die beiden Röhren des Gotthard-Basistunnels, alle auf einen Druck von 300 bar ausgelegt, mit den nötigen Sicherungselementen ⁵⁸⁾.

In der Politikersprache würde man das „herausfordernd“, „ambitiös“ nennen. Und wie in der Sprache von Realos ?

Sobald diese Technologie ausgereift ist, die Standortfragen geklärt und die Finanzen ermittelt sind, kann sie in die Generelle Planung im Nationalen Investitionsprojekt für Strom einbezogen werden. Mit der Planung bis dann zuzuwarten, ist allerdings nicht zu verantworten.

Hoffnungsträger Fernwärme aus Daten-Speichern

Heutige Rechenzentren, Clouds und allgemein Wissenschaftliche Fortschritte brauchen immer mehr zentrale Einrichtungen für die Speicherung, Verarbeitung und Verfügbarkeit von Daten. Sie werden immer grösser. Die ETH Lausanne schätzt, 54 % ihres Energieverbrauchs seien dafür nötig. Diese Einrichtungen erzeugen grosse Mengen an Wärme. Da die Wärme-Verbraucher meist nicht in der Nähe angesiedelt sind, braucht es aufwändige Verteilnetze, die eine Umwandlung in höhere Temperaturen voraussetzen. Diese technische Möglichkeit wird deshalb nur sehr teilweise genutzt ⁶¹⁾.

Hoffnungsträger Kernfusion

Chemische Elemente nicht spalten wie bei den heutigen AKW, sondern zusammenfügen. Seit Jahren forscht man daran. Auf der Website des Kraftwerks Gösgen kann man sich über die Vorteile und ein paar Details (wie z.B. Hitzeentwicklung von 100 Millionen Grad) orientieren. Auch hier: Wenn einsatzreif, in die Planung einbeziehen. Vor 2050 glauben allerdings nur die grössten Optimisten daran.

Hoffnungsträger: Batterien (z.B. Autobatterien) als Speicher

Da Solarkraft unregelmässig anfällt, sind Speicher nötig. Sie sind erhältlich, allerdings nur für kleine Strommengen.

Der grösste Batteriepark Europas steht in Cottingham, umfasst massive Bauten auf einer Fläche mehrerer Fussballfelder.

Cottingham kann 0.0002 TWh liefern,
10 Minuten Produktion des AKW Leibstadt ⁵⁹⁾.

Auch wer auf die Kapazität von Autobatterien zählt, dürfte nach einer Studie der ETH ernüchtert sein: Würde man sämtliche Batterien von 2 Millionen E-Autos ins Netz speisen, ergäbe das eine Kapazität von ca. 20'000 MWh, = 0.02 TWh ⁸¹⁾.

Damit ist die Stromquelle: Strom aus Auto- oder anderen Batterien (Neudeutsch „vehicle to grid“) für den Alltagsverbrauch dem Reich der Kleinstmengen zuzuordnen, zwar zu empfehlen für Private, aber kein wirklicher Beitrag zur Versorgungssicherheit.



Grösster Batteriepark Europas

Cottingham (Kapazität 196 MWh=0.0002 TWh)
= 10 Minuten Produktion des AKW Leibstadt

Hoffnungsträger Biomasse

Hofdünger, Ernterückstände, Waldholz, Grünabfälle, Kehrlicht, Rasenschnitt, Abwasser etc. erzeugten 2028 ca. 1.7 TWh Strom, im Winter vermutlich 50 %, also 0.85 TWh. Der VSE erwartet bis 2050 ein Potential von 2.5-4 TWh pro Jahr ⁹⁰⁾. Woher nehmen und nicht stehlen ? Die Kosten sollen zwischen 7 und 22 Rappen pro kWh betragen (AKW 5 Rappen)

Hoffnungsträger Geothermie

Das Paul-Scherrer-Institut schreibt, sie sei 2035 noch nicht für grössere Produktion verfügbar. Für 2050 schätzt sie die Kosten, sofern überhaupt verfügbar, auf 13- 47 Rappen pro kWh ⁶⁰⁾. Unter Berücksichtigung der politischen Widerstände gegen die Verwandtschaft zum Fracking: Die Hoffnung stirbt zuletzt.

Und noch ein alter Hoffnungsträger: Solarkraft entlang Autobahnen und Lärmschutzwänden bei Bahn und Strassen

Am 27.10.2021 teilte der Bundesrat mit, entlang von Autobahnen und Bahnstrecken könnten 101 GWh Strom erzeugt werden. Nach Ausschreibung der Projekte von 350 Lärmschutzwänden und 100 Rastplätzen, bestätigten 2024 die Bundesbehörden ⁸⁴⁾, dass das Potential auf 122 GWh angewachsen sei. Das ergibt immerhin 0.122 TWh im ganzen Jahr, im Winter 27 % = 0.033 TWh. oh, jee...

Was leisten Kernkraftwerke

Den Tatsachen in die Augen schauen

Kernkraftwerke

produzierten im Winter 2023/24 in der Schweiz

39 %

unseres gesamten Winterstromverbrauchs

Nicht umsonst leisten Kernkraftwerke nebst der Wasserkraft den grössten Teil unserer Stromversorgung. Sie bieten maximale Energiemenge auf minimalem Platz. Das führt zu kleinster Belastung von Natur und Landschaft. Umgekehrt kann die massive Energiedichte bei unkontrollierten Ereignissen massive Folgen haben. Solche sind zufolge ausgeprägter Vorsichtsmassnahmen in Westeuropa bisher nicht vorgekommen.

Der Betriebsstoff Uran wird u.a. in Kanada und Australien gewonnen, von wo z.B. das AKW Gösgen seinen Brennstoff bezieht. Angereichert wird es in den USA, Russland und Holland.

Baut man Kernkraftwerke an den bestehenden Standorten, so dürften die bestehenden Stromnetze im Wesentlichen ausreichen. Während die reinen Bauzeiten bei z.B. südkoreanischen AKW mit 8 - 11 Jahren^{29),30)} nicht länger sind als bei Staumauern, ist die politische und administrative Vorlaufzeit ein massiver Nachteil der Kernkraft.

Unsere AKW altern. 2035 sind Beznau 66/64 Jahre, Gösgen 56, Leibstadt 51 Jahre in Betrieb. Alternde Maschinen müssen irgendwann ersetzt oder abgestellt werden. Neue AKW sind derzeit gesetzlich verboten⁵⁴⁾. Das ergibt im Umgang mit den AKW drei Varianten:

- > AKW weiter laufen lassen, bis sie unsicher werden
- > AKW geplant abstellen
- > Alte AKW durch neue ersetzen

Alternde AKW weiter laufen lassen birgt Risiken

Alternde Maschinen einfach weiter laufen lassen, bis sie stottern und schliesslich ungeplant den Geist aufgeben, ist nicht gerade gängige schweizerische Industriepolitik.

Andererseits ist diese Lösung politisch weitaus am bequemsten. Man muss keine unpopulären Entscheide treffen, kann die Dinge einfach ohne weitere Massnahmen ihren Gang laufen lassen. Man hat viel Strom, witterungsunabhängig, kaum CO₂ Ausstoss, wenig Platzbedarf, Netze existieren schon, dank Produktion in Australien oder Kanada kaum Lieferisiko für Brennstoff.

Alte Kernkraftwerke weiter laufen zu lassen, bis sie unsicher sind, tönt vernünftig, hat aber seine Risiken. Ungeplantes Abstellen der Produktion kann teuer werden.

Am 13. und 14. Januar 2022 titelte die NZZ: „Leibstadt-Eigner verlieren fast eine halbe Milliarde Franken.“

„Der grösste Schaden ist... entstanden, dass sie sich unter Zeitdruck am Markt mit Ersatzenergie eindecken mussten, um ihren Lieferverpflichtungen nachzukommen.“

Für den geplanten Teil des Stillstandes dürften sich die Leibstadt-Eigner eingedeckt haben. Der nicht gedeckte Teil müsste dann aus den 40 Tagen ungeplantem Stillstand entstanden sein.

Hätte Leibstadt im September 2022 ungeplant abgestellt werden müssen, so hätte sie sich mit Strom am Markt eindecken müssen. Das hätte am 14.9.2022 an der EU-Strombörse z.B. für diese 6 Monate allein über 2.5 Milliarden gekostet¹⁵⁾

Damit wäre schon 1/4 der Anlagekosten des für 60 Jahre ausgelegten neuen Kernkraftwerks Olkiluoto in Finnland von ca. CHF 10.5 Milliarden gedeckt gewesen.

Geplantes Abstellen alternder AKW

Am 17.9.2022 meldete die NZZ, dass der Bund per Notrecht der Branche einen Rettungsschirm von 10 Milliarden Franken und der Axpo eine Kreditlinie von 4 Milliarden Franken bereitgestellt hat.

Ferner hat der Bund 2022 für Wasserkraftreserve für 296 Mio. und das Reservegaskraftwerk Birr 470 Mio (4 Jahre) bezahlt ⁵⁰⁾.

Allein mit diesen kurzfristigen Not-Auslagen hätte man schon einmal 5 % eines auf 60 Jahre angelegten AKW bezahlt. Die Wasserkraftreserven sind allerdings in der Zwischenzeit billiger geworden. Wenn aber die Strompreise wieder in die Höhe schnellen (wie temporär im Winter 2024), dann können sie leicht wieder die Zahlen von 2022 erreichen.

Je länger man die alternden AKW weiter laufen lässt, desto grösser werden derartige Risiken. 2035 laufen in Frankreich bei 33 Kernreaktoren die Betriebsbewilligungen aus. Werden sie verlängert? ¹⁴⁾ Wenn nein, schiessen die Strompreise im Winter in die Höhe? Kommt noch dazu, dass der Langzeitbetrieb u.U. so hohe Erneuerungskosten verursacht, dass ein Weiterbetrieb unwirtschaftlich wird.

«Einfach weiter laufen lassen», bis sie unsicher werden, ist damit nicht wirklich eine zukunftstaugliche Option. Das Problem wird zudem einfach an die nächste Generation weitergereicht.

**Milliarden für Ersatzstrom und Schutzschirme
statt für Investitionen ?**

Das Schweizerische Beispiel für diese Variante ist das 1972 in Betrieb genommene und 2019 abgestellte AKW Mühleberg. Für eine Verlängerung der Betriebsbewilligung über den 40 jährigen Betrieb hinaus verlangte das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), nebst den normalen jährlichen Investitionen in Verbesserungen spezielle „Nachrüstmassnahmen für einen unbefristeten Langzeitbetrieb“. Die BKW schätzte die Kosten 2012 auf 170 Millionen, andere gingen von 400 Millionen aus. BKW erzielte 2010 ein Gesamtergebnis von 82 Mio., 2011 einen Verlust von 66 Mio.

Angesichts der damals vorherrschenden Preise für Elektrizität von ca. € 50.- pro MWh hätte sich für BKW eine dauernde Verlustsituation ergeben. Der Verwaltungsrat beschloss deshalb 2013, den Betrieb per Ende 2019 stillzulegen. Ein 2008 eingereichtes Gesuch für einen kompletten Neubau über eine separate Gesellschaft wurde nach den Ereignissen in Fukushima vom Bundesrat sistiert und später verboten.

Drei Fragen stellen sich heute (gescheiter, wie man im Nachhinein immer ist):

Hätte man das AKW auch geschlossen, wenn man die Strompreisentwicklung der letzten 3 Jahre gekannt hätte ? (vorn S. 17)

Hätte der Bund damals die „Nachrüstmassnahmen“ von Fr. 170 Mio. oder Fr. 400 Mio. für einen Betrieb bis 2032 übernommen, wenn man gewusst hätte, dass man 10 Jahre später für ein Notkraftwerk im Dorf Birr für 4 Jahre Fr. 470 Mio. plus für die Sicherung einer Wasserkraftreserve für 1 Jahr 296 Mio € bezahlen und einen Rettungsschirm von 4 Milliarden aufspannen musste ?

Ist ein für die Versorgungssicherheit wichtiges Kernkraftwerk in einer Firma mit teils privaten Eigentümern in den richtigen Händen ?

Neue AKW

Heute sind neue AKW in der Schweiz gesetzlich verboten ⁵⁴⁾. In-
dessen werden anderswo dauernd neue Werke gebaut. Ausser-
halb von Russland und China gibt es im Prinzip vier erfahrene
Kernkraftwerke-Konstrukteure.

Die Franzosen kämpfen mit dauernden Budget- und Zeitüber-
schreitungen. Das Werk in Finnland kostete € 11 Mia. Mit der
amerikanische Firma Westinghouse hatten die Kunden ver-
mischte Erfahrungen.

Gute Erfahrungen machen die Kunden mit der südkoreanischen
Firma KEPCO. Sie hat einen Standardreaktor (APR 1400) mit ei-
ner Produktion von ca. 11 TWh pro Jahr entwickelt, zugelassen
in den USA und der EU, den sie mit 10 Exemplaren in Südkorea
und in Arabien realisiert hat. Sie baut derzeit weitere in Südkorea
und hat in Polen und in der Tschechei ihre Standardreaktoren of-
feriert. Die Kosten variierten von US\$ 3.3 bis 5 Mia. in Südkorea,
US\$ 8 Mia. pro Reaktor in Arabien. Die Bauzeit war ca. 9 Jahre.

Derzeit sind die erfahrene Firma General Electric/Hitachi und
zahlreiche Start-ups mit der Entwicklung von Kleinreaktoren be-
schäftigt. Sie erhalten Milliarden an Unterstützung von Firmen
wie Google, Microsoft, Amazon, die alle für ihren wachsenden
Strombedarf für ihre KI-Rechenzentren eigene Stromversorgung
organisieren wollen. Sie sollen maximal 1/4 der grossen Kern-
kraftwerke leisten, aber weniger Aufwand für Bauten und Infra-
struktur verursachen. Ferner sollen sie durch Massenfertigung
in zentralen Fabriken mit der Zeit deutlich billiger werden. In-
dessen sind per ende 2024 noch keine von den zuständigen Be-
hörden bewilligt.

Entsorgung von Abfällen und stillgelegten Betrieben

Kernkraftwerke produzieren betriebliche Abfallstoffe, die bei un-
sachgemässer Behandlung gefährlich sind. Sie lagern seit 1989 in
einer oberirdischen Halle von 68 m Länge und 41 m Breite in Wü-
renlingen und können besucht werden. Die Menge ist überschau-
bar.



Die zuständige amtliche Genossenschaft NAGRA und das ENSI se-
hen in der Lagerung 2 km von den nächsten Dörfern kein sicher-
heitsrelevantes Problem. Eine geologische Tiefenlagerung ist seit
1972 in Arbeit und es sollen weitere 30 Jahre verstreichen, bis die
dannzumal seit 60 Jahren in einer simplen Halle befindlichen Ab-
fälle dort eingelagert werden können.⁵⁷⁾ Wäre die Umlagerung aus
den Dörfern in ein unterirdisches Behältnis wirklich sicherheitsre-
levant, hätte man vielleicht etwas rascher gemacht.

Die Kosten werden aus den Betriebserträgen der AKW zurückge-
stellt. Der Abbruch des AKW Mühleberg ist derzeit innerhalb des
Budgets.

Widerstände gegen Stromprojekte

Bei erneuerbaren Energien

Die ETH ⁴¹⁾ nennt als Potential der Windkraft (vorn S. 32) für die ganze Schweiz 2.5 TWh Winterstrom. Die dafür benötigten 760 Turbinen wecken schon im Vorplanungsstadium bei der betroffenen Bevölkerung massiven Widerstand. Gemeinden haben in ihren Bauordnungen Abstände von Häusern definiert, die den Bau vermindern bis verhindern würde. Darüber wird prozessiert, jeweils für 0.0... TWh

Bei alpinen Solaranlagen sind die Gemeinden deutlich besser einbezogen. Schon 22 davon sind mit den Projekten einverstanden. Trotzdem opponieren Verbände. Einsprachen, Abstimmungen (z.B. im Kanton Wallis) folgen. Auch hier Prozesse, Einsprachen für jeweils für 0.0... TWh

Über die Erweiterung des Grimselsees mit sofort steuerbarer, im Winter voll einsetzbarer Energie von 0.24 TWh in einem einzelnen Projekte wird seit über 25 Jahren prozessiert, obschon die Gemeinden und ihre Bevölkerung sich längst damit einverstanden erklärt haben

Damit stellt sich die Frage der Verhältnismässigkeit zwischen Eingriffen in Natur und Landschaft und dem Stromertrag

In der Abstimmung über die Kernenergie bestimmen wir, ob wir neue Kernkraftwerke wollen. Ein neues AKW könnte 5 TWh Winterstrom erzeugen. Stimmen wir zu, so behalten wir uns die Option offen, Landschaft und Wald für die Turbinen und Zugangsschneisen oder Alpen für den Solarstrom nur dort einzusetzen, wo das Projekt verhältnismässig ist. Lehnen wir ab, so schaffen wir einen Sachzwang zur vollen Ausnützung des Potentials

Widerstände bei Kernkraftwerken

Bei der Wasserkraft traut man den Ingenieuren, dass die Staumauer der Grande Dixence, die immerhin bei einem Dambruch das ganze Wallis fluten könnte, hält. Beim Dambruch in Libyen 2023 starben 11'300 Menschen (Wikipedia ⁹⁷⁾: NZZ vom 18.9.2023). Bei Wikipedia gibt es eine eindrückliche Liste der Stauanlagenunfälle. Auch die Bewältigung der Lebensgefahr, die von der Elektrizität als solcher ausgeht, wird den Ingenieuren problemlos zugetraut.

Auch bei den alternden Kernkraftwerken (wie z.B. Beznau) traut man den Ingenieuren zu, dass sie mit den nötigen Schutzmassnahmen Katastrophen verhindern können. Bei neuen AKW hingegen, bei denen die Sicherheitsvorrichtungen unbestrittenermassen massiv verstärkt wurden, da könne man offenbar die Gefahr nur mit einem absoluten Verbot unter Kontrolle bringen. Rational ??

Sogar der engagierte AKW-Gegner Jürg Joss räumte an einem Fernsehgespräch vom 14.1.2024 ein, die Sicherheitsdifferenz zwischen dem Alt-AKW Beznau (1969/71) und dem neuen Kernkraftwerk in Olkiluoto, Finnland (2023) sei meilenweit.

Baut man die neuen AKW an der Stelle der alten, dann gibt es keine Veränderungen in Natur- und Landschaftsschutz. Aufwändige Anpassungen der Überland-Stromleitungen sind nicht nötig. Die klassischen Widerstandselemente sind nicht relevant.

Relevant ist dagegen der Beitrag, den die Kernkraft zur Bewältigung des Winterstromproblems und des Netto-Null-Ziels leisten kann. Wesentliche Teile der Lücke zwischen dem Bedarf und der Produktion können damit geschlossen werden. Andererseits könnte ein einziges AKW mit seinen 5 TWh deutlich mehr Winterstrom liefern, als die 1000 umstrittenen Windräder oder 500 Alpin-Solaranlagen Grösse Gondo zusammen. Zeit also, in einer Volksabstimmung die Frage zu entscheiden, ob wir das Netto-Null-Ziel mit oder ohne Kernkraft bewältigen wollen. Die Initiative «Jederzeit Strom für alle, Blackout stoppen» ⁶⁵⁾ gibt dazu Gelegenheit.

Bestandesaufnahme Ende 2024

Was produzieren wir ohne AKW bei Realisierung sämtlicher derzeitigen Projekte ?

	Winterleistung
Zubau Solar Dächer	
Zubau heute ca. 1 TWh pro Jahr	
= in 25 Jahren 25 TWh ganzjährig	
ergibt im Winter 2050 bei 27 %	7.0 TWh
+ Bestand heute 27 % von 4.6 TWh	1.3 TWh
19 Alpen mit Solaranlagen	0.2 TWh
Alle heute geplanten 19 Projekte realisieren	
437 Windturbinen	1.5 TWh
statt der heute 41	
Alle heute geplanten 80 Projekte realisieren	
16 Wasserkraftprojekte	
Gemäss Rundem Tisch: Alle realisieren	2 TWh
Bestehende Wasserkraft	17 TWh
Total Stromproduktion ohne AKW	<u>29 TWh</u> =====

Wir brauchen aber

> 54 TWh

Fahren wir im heutigen Tempo weiter,
so haben wir spätestens im Winter 2050
deutlich zu wenig Strom

Was es zur Bedarfsdeckung brauchen würde ?

	Winterleistung
Zubau Solar Dächer	
Der heutige Stand 4.6 TWh	
+ Zubau von heute 1 auf 2 TWh pro Jahr verdoppeln	
= in 25 Jahren 50 TWh; davon Winter 27 % von ca. 55 TWh	15 TWh
66 Millionen m² Solarpanels an Fassaden	2 TWh
(Neukom will 7 TWh pro Jahr)	
500 Alpen mit Solaranlagen	5 TWh
(Grösse Gondo: Winter 0.01 TWh) statt der heute 19 geplanten	
1500 Windturbinen	8 TWh
(Grösse Mollenduz) statt der heutigen 41	
16 Alle Wasserkraftprojekte	2 TWh
Bestehende Wasserkraft	17 TWh
Geothermie, Biomasse etc.	<u>5 TWh</u>
Bedarfsdeckung ohne AKW	<u>54 TWh</u> =====

Wollen wir 500 Alpen mit Solarpanels ausrüsten, 1500 Windturbinen anstelle der heutigen 41 und wollen wir die Hauseigentümer dazu bringen, ihre Südfassaden mit 66 Millionen m² Solarpanels zu bestücken?

Das geht nur
mit gesetzlichem Zwang
gegen Hauseigentümer, Gemeinden, Alpkorporationen,
Waldeigentümer und Deblockierung aller Verfahren

Schätzungen der Wissenschaft zum Potential der Energiequellen für 2050

Verbrauch: Vorn S. 8 ist ausgeführt, weshalb, gestützt auf ein Gutachten der EMPA⁴⁾, von einem Verbrauch von 54 TWh Winterstrom auszugehen ist. Weitere wissenschaftliche Verbrauchsschätzungen ⁸⁷⁾

Wasserkraft Hier besteht weitgehend Einigkeit, dass 2 TWh zugebaut werden können. Wie viel Winterstrom das gibt, ist unklar. Nehmen wir einmal mit viel Pumpenergie die vollen 2 TWh an. Bisher aber null Bewilligungen. Weiteres Potential ist nicht in Sicht.

Solarenergie auf Dächern ⁸⁸⁾: Die ETH Lausanne schätzt das Gesamtpotential auf 24 +/- 9 TWh/a. Die ZHAW nennt als Gesamtpotential 38.8 TWh/a. M. Neukom (2023) möchte auf Dächern 40 TWh erreichen⁸⁵⁾. Das bedingt jedes Jahr einen Zubau von 1.4 TWh. Im Winter (27 %) ergibt sich von diesen 40 TWh/a eine Produktion von 11 TWh.

Solar Alpin: Für die von Roger Nordmann geforderten 4 TWh Winterstrom würde es ca. 440 Alpen mit Anlagen Grösse Gondo brauchen ⁴⁷⁾. Nehmen wir zum Vergleich mit einem AKW 500 Alpen an. Mit dem „Solarexpress“ haben aber erst 22 Gemeinden zugestimmt. Rechtskräftig bewilligt sind 4 Projekte. Sie bringen 0.07 TWh, im Winter 0.04 TWh.

Solarenergie von Fassaden: M. Neukom⁸⁵⁾ möchte 7 TWh pro Jahr erreichen, was im Winter ca. 2 TWh ergäbe. Dafür nötig sind ca. 66 Millionen m² Solarpanels an Südfassaden von Häusern ⁹⁴⁾ (heute +/-0)

Windkraft hat gemäss ETH ⁴¹⁾ das Potential in der Schweiz mit 760 Turbinen für 4.3 TWh pro Jahr. Bei 60 % ergibt das im Winter ca. 2.5 TWh (heute 0.09 TWh). Bedarfsdeckung bedingt deutlich mehr.

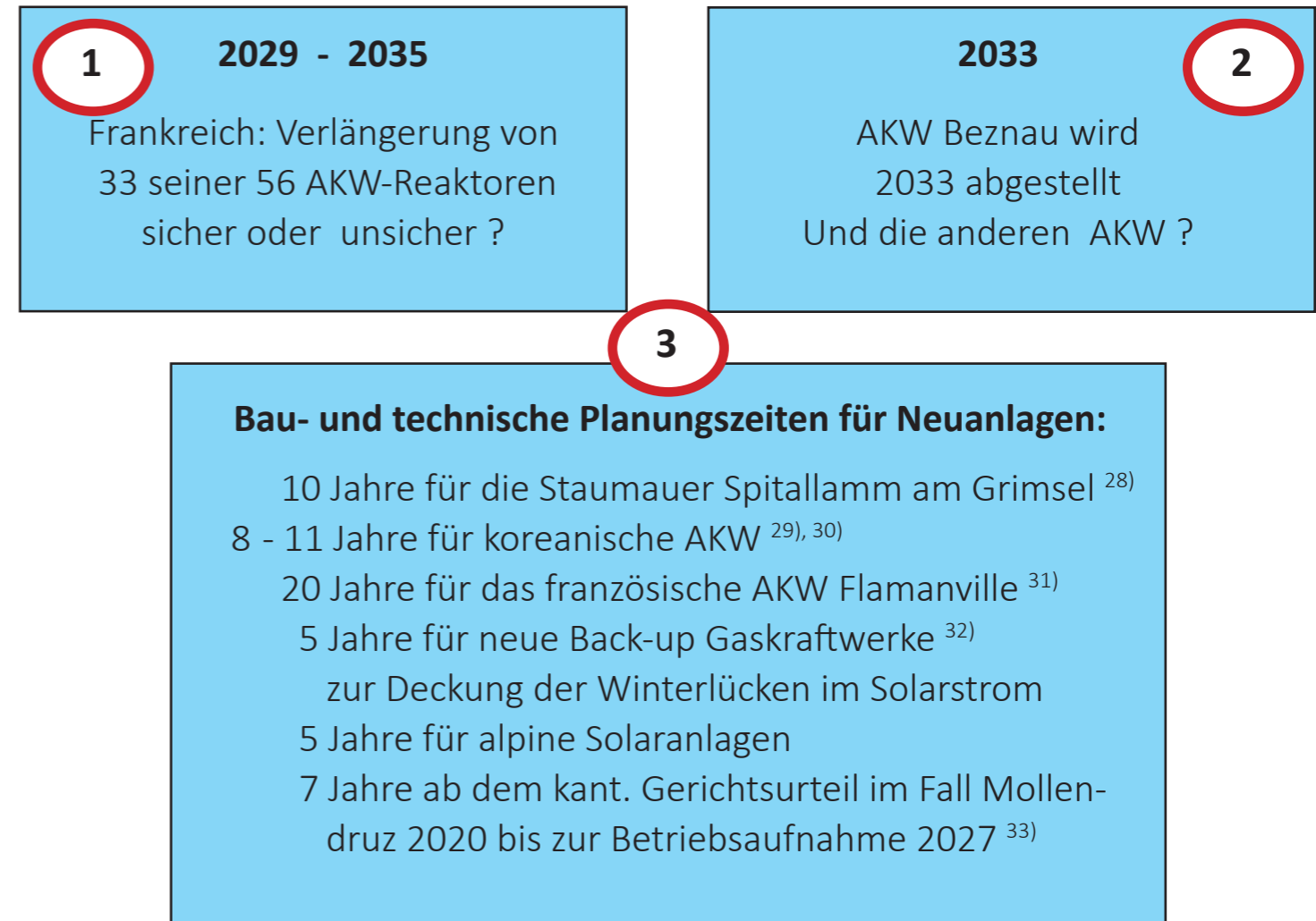
Geothermie soll zwischen 0 und 1 TWh leisten. (Dazu vorn S. 45 und ⁶⁰⁾)

Biomasse zwischen 1 und 3 TWh (vorn S. 45 und ⁹⁰⁾)

Was dazukommt: Zeitliche Zwänge

Drei zeitlich voraussehbare Ereignisse

sind für unserer Versorgungssicherheit beim Strom massgebend:



Und noch eine Zeitrechnung für die Photovoltaik

Von den heutigen 5 TWh bis zum politisch für 2035 gesetzten Ziel von 35 TWh Erneuerbare Energien ohne Wasserkraft braucht es in jedem einzelnen der 12 Jahre einen Zubau von Ø 2.5 TWh. Simple Rechnung. Zugebaut haben wir 2023 aber nur 1 TWh; Winterstrom knapp 0.3 TWh.

2025

Und das Ergebnis ? Ungenügend.

Vergleicht man den Winterstrombedarf von 54 TWh mit der schwachen Performance bei den Erneuerbaren, ergänzt durch die magere Projektpipeline, die Engpassrisiken bei den Importen, dem Alter der AKW und den Vorlaufzeiten für neue Projekte, und der so wird klar:

Wir stecken in der Sackgasse

Wir fordern und fördern seit Jahren Klein-Klein-Projekte, verteilt über die ganze Schweiz an Orten, wo viele davon nicht gewünscht sind und prozessieren Jahre bis Jahrzehnte im 0,0.. TWh Bereich. Und das obschon die Zahlen glasklar zeigen, dass selbst bei Realisierung aller Projekte nicht genug Strom produziert wird, um die daraus entstehende Winterlücke zu decken. Man muss die Zahlen nur ansehen (zusammengestellt aus offiziellen Quellen oben S. 54)

Das Ziel der Versorgungssicherheit verlangt etwas anderes:

Konzentration auf das Wesentliche

Realisierung von 10 Grossprojekten

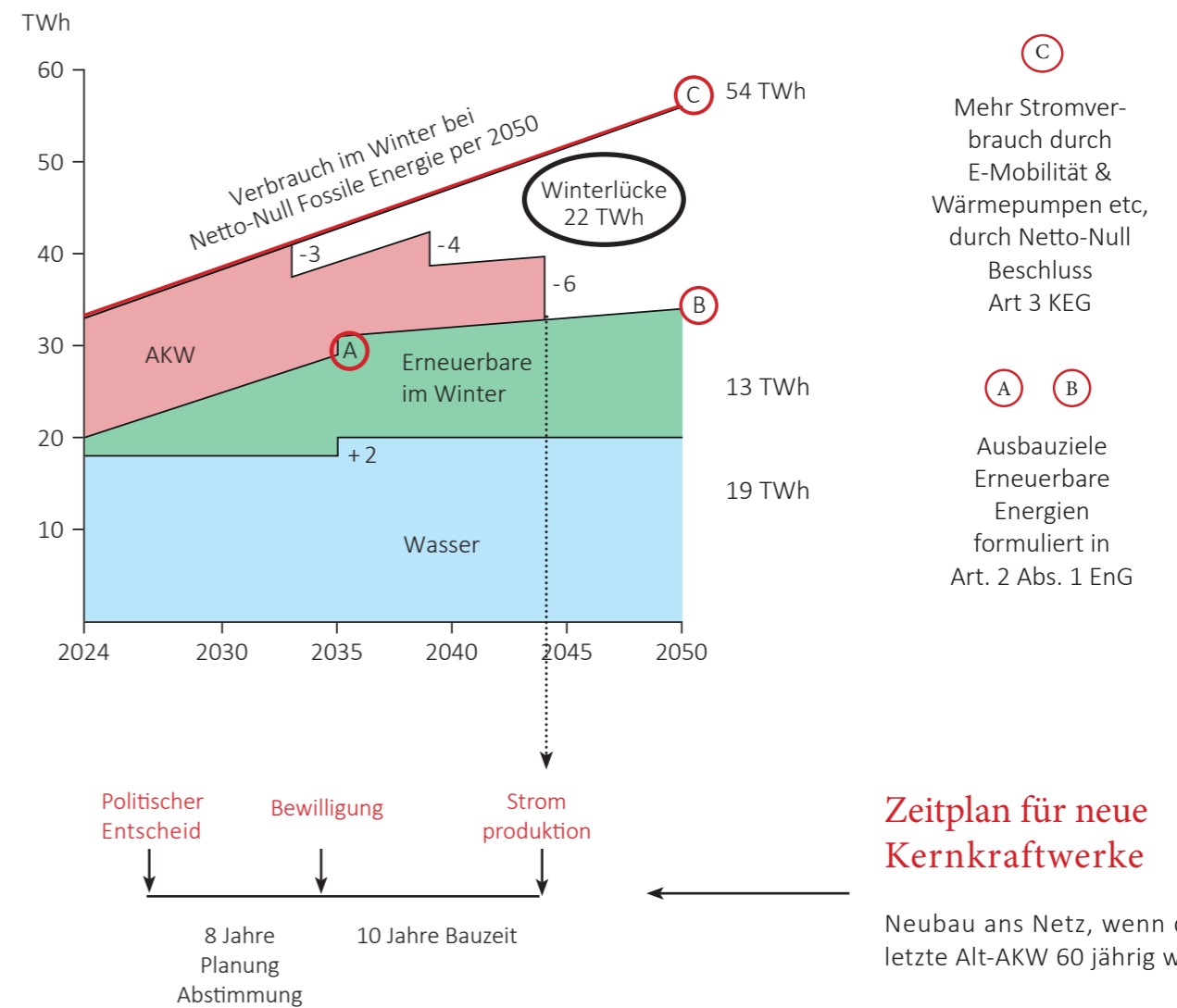
Dazu braucht es Entscheide. Jetzt.

Was also tun ?

Konzentration auf die 10 grössten Projekte
 Blockaden für 10 Projekte abschaffen
 Das braucht Entscheide. Jetzt.

Warum jetzt entscheiden ?

Wollen wir Versorgungssicherheit in der einen oder anderen Form verwirklichen, dann braucht das Zeit. Wählen wir Realisierung mit AKW, dann sollten sie Strom liefern, wenn die bestehenden Werke 60 Jahre alt werden. Das ist beim neuesten AKW, Leibstadt, 2044 der Fall. Die Vorlaufzeiten sind lang. Wollen wir das Ziel ausschliesslich mit Erneuerbaren Energien erreichen, dann braucht das doppelt so viel Zubau wie heute, beginnend ebenfalls jetzt. Beides braucht Entscheide. Jetzt.



Gefragt sind Entscheide. Jetzt.

1

Wollen wir rechtzeitig neue Kernkraftwerke?

ja oder nein

Warum zuerst über die Kernkraft abstimmen?

Die landesweite Planung der Produktionsquellen, der Speichereinrichtungen und des Elektrizitätsnetzes wird grundverschieden ausfallen ob man mit oder ohne AKW planen kann. Zweckmässigerweise muss deshalb vorab entschieden werden, ob die neben der Wasserkraft mit Abstand grösste Stromquelle, die Kernkraftwerke realistisch mitberücksichtigt werden kann oder nicht.

Dabei reicht die Abschaffung des Verbots neuer Kernkraftwerke nicht. Zufolge der langen Vorlaufzeiten braucht es jetzt einen Beschluss, die Kernkraftwerke effektiv zu bauen. Dazu ist ein Gegenvorschlag zur Initiative „Jederzeit Strom“ vom Parlament zu beschliessen und der Volksabstimmung zu unterbreiten., z.B. wie folgt

Neuer Art. 90 Abs. 2 der Bundesverfassung

„Der Bund organisiert umgehend Planung, Finanzierung und Bau neuer Kernkraftwerke an derzeitigen oder früheren AKW-Standorten“

Damit ist verfassungsmässig festgelegt:

- > Wer ist zuständig? Konkreter Auftrag an den Bund
- > Wo wird gebaut? Vorrang Versorgungssicherheit vor lokalen Interessen
- > Wann wird gebaut? Nicht irgendwann, sondern jetzt beginnen

Variante «Neue Kernkraftwerke bauen»

Füllen wir die ermittelte Lücke mit Kernkraftwerken statt mit deutlich höherem Zubau von Alpinsolar- und Windkraftprojekten oder Stromrationierung, so brauchen wir nebst dem Ausbau gemäss Plan 2023 für die Lücke von 20 TWh beim Winterstrom vier Kernkraftwerke von der Grösse Leibstadt.

Baut man sie je an der Stelle der heutigen Kernkraftwerke, so sind die Stromleitungen im Wesentlichen ausreichend. Die koreanischen Kraftwerkbauer haben z.B. in den von ihnen gebauten Standardwerken in Korea und Arabien 10 Jahre gebraucht. Hält sich der «Swiss Finish» in Grenzen, und wird eine positive Volksabstimmung auch gegen Widerstände durchgesetzt, so dürften 12 - 18 Jahre ab dem positiven Volksentscheid realisierbar sein.

Das wird nicht ausreichen, um die vorn beschriebene Importsituation 2030 - 2040 zu sanieren. Für die Übergangszeit sind die von der ElCom als dringlich empfohlenen Gaskraftwerke zu planen. Sie haben kürzere Bauzeiten, aber ebenfalls einen Vorlauf von 4- 6 Jahren. Ihr Einsatz kann sich voll auf die Lücken im Winter konzentrieren. Im Sommer und nach dem Bau der neuen AKW können die Gaskraftwerke stillgelegt werden. Je rascher mit dem Bau der AKW begonnen wird, desto schneller wird das Netto-Null-Ziel realisiert.

Zeigt die Wissenschaft neue geeignete Energiequellen auf, so kann nach deren praktischer Erprobung auf die Fortsetzung des Baus von AKW oder Gaskraftwerken verzichtet werden.

Voraussetzung ist ein rechtzeitiger Volksentscheid zugunsten neuer Kernkraftwerke, ein Planungs- und Bewilligungsverfahren mit einer Planungsinstanz, ein rasch wirksamer Entscheidungsweg. Lassen wir bei allen Grossprojekten 25 Jahre Prozessieren wie beim Kraftwerk Grimsel zu, so landen wir unvermeidlich bei der Variante „Staatliche Beschränkungen im Stromverbrauch“.

Der zweite notwendige Entscheid

2

Wollen wir 10 Grossprojekte deblockieren ?
ja oder nein

Entscheide zwischen Natur- und Landschaftsschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits sind auf dem Energiesektor seit über 15 Jahren weitgehend blockiert. Am Grimsel prozessieren wir seit über 25 Jahren.

Ohne radikal geändertes Verfahren gibt es nie eine rechtzeitige Realisierung. Für 10 Grossprojekte zur Sicherung der Stromversorgung im Winter braucht es ein neues, auf Versorgungssicherheit konzentriertes Verfahren.

In schweizweiter Volksabstimmung bestimmen wir in jedem der 10 Grossprojekte, ob wir im konkreten Fall Natur- Landschafts- und anderen Anliegen gegenüber der Versorgungssicherheit mit Strom den Vorzug geben wollen. Anwendbar ist einzig Bundesrecht. Kantonale, Gemeinde- und andere Planungs- und weitere Verfahren sind ausgeschlossen und werden abgeschrieben. In der Vorbereitung gibt es keine Rekurse.

Kantone, Gemeinden und Verbände können ihre Anliegen für jedes der 10 Projekte in einer Vernehmlassung und in den Abstimmungskämpfen darlegen.

Entschieden wird für jedes der 10 Projekte durch Volksabstimmung. Wird es gutgeheissen, so ist das Baufreigabe.

Für wirksame Deblockierung dieser 10 Projekte braucht es eine Änderung der rechtlichen Situation.

Am besten könnte eine Verfassungsrevision das Entscheidungsverfahren zwischen Natur- und Landschaftsschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits klarstellen und den Vorrang dieses Verfahrens vor allen früheren Gesetzen festlegen. Bleiben die Bestimmungen auf Gesetzesebene, so kann sich jede Prozesspartei auf übergeordnetes Verfassungsrecht berufen und die Blockierung bleibt.

Art. 89 Neue Abs. 6-10 der
Bundesverfassung

„Der Bund ist zuständig für Versorgungssicherheit mit Elektrizität.

Für 10 Projekte mit je über 100 GWh schafft er ein ausschliessliches, rekursfreies Verfahren mit engem Zeitplan.

Sie werden rekursfrei von den Eigentümern geplant, von der Bundesverwaltung geprüft und in die Vernehmlassung geschickt.

Der Bauentscheid fällt für jedes Projekt durch je *eine* Volksabstimmung.

Zustimmung ist Baufreigabe.

Warum die Kompetenz für Versorgungssicherheit beim Bund konzentriert werden muss und warum weder die Kantone noch die bisherigen Stromproduzenten noch Private die Stromversorgung sicherstellen können vgl. S. 74.

Die neue Verfassungsregel sagt konkret

> Wer ist zuständig ?

Klare Zuständigkeit beim Bund. Er legt die 10 Projekte, den Zeitplan und die Finanzierung fest und sagt, wer baut. Die Auswahl der Projekte mit einer Produktion von über 100 GWh pro Jahr erfolgt aus den in Abstimmung 1 genehmigten AKW und aus den 16 Wasserkraftprojekten, die bereits mit dem Mantelerlass in der Abstimmung 2024 vom Volk ausgewählt wurden. Verpflichtung der Eigentümer zu Planung und Bau; Überwachung von Zeitplan und Projekten und Vernehmlassung durch die Bundesverwaltung. Entscheidung je einzeln durch Volksabstimmung.

> Wo wird gebaut ?

Die Orte sind für AKW durch den neuen Artikel 90 Abs. 2 der Bundesverfassung und bei den Gross-Wasserkraftwerken im neuen Gesetz festgelegt. Ob Versorgungssicherheit über lokale Interessen und Natur- und Landschaftsschutz gestellt wird, wird je einzeln in schweizweiter Abstimmung fixiert

> Wann wird gebaut ?

Beginn nicht irgendwann sondern jetzt. Der Bund schafft einen engen Zeitplan, damit die neuen Kernkraftwerke so rasch als möglich nach Auslaufen der Alt-Werke Energie produzieren und zusammen mit der Wasserkraft rechtzeitig den Ausgleich für die Winterschwäche der Solarkraft schaffen.

Der Energiemix

Jede Energiequelle hat ihre Risiken. Bei der Beschaffung der Anlagen für Produktionseinrichtungen und Ersatzteilen sind wir

**bei allen Energiequellen
auf ausländische Lieferanten angewiesen,**

teilweise mit monopolähnlicher Stellung

Das gilt für Solarpaneele, Windturbinen, Kernkraftwerke, bis zum Stahl für unsere Wasserkrafteinrichtungen. Wie rasch Lieferketten in die Krise geraten können, hat uns die Pandemie und die Ukraine-Krise drastisch vor Augen geführt.

Bei den Betriebsstoffen sind wir zwar bei Solar- und Windkraft nicht auf ausländische Lieferanten angewiesen, dafür aber auf gutes Wetter oder Wind.

Je vielfältiger die Bezugsquellen, desto besser.

Es ist deshalb unerlässlich,

möglichst viele verschiedenen Energiequellen

in die Produktion einzubeziehen. Jede hat ihre Vor- und Nachteile. Aber jede hat verschiedene Lieferketten, die voraussichtlich nicht alle gleichzeitig in Schwierigkeiten geraten.

Vorgeschlagen ist deshalb der folgende Energieplan für 2050. Seine Realisierung ist nur möglich, wenn wir

jetzt die nötigen Entscheide treffen.

Der Energieplan für 2050

Sagen wir JA zu neuer Kernkraft und zur Deblockierung,
so wird der folgende Energieplan möglich

	Winter TWh	Gesamtjahr TWh
Wasserkraft	22	42
Kernkraft	20	40
Solar, Wind, etc.	15	45
Total gemäss Winterbedarf	<hr/> 55 =====	<hr/> 122 =====

Stimmen wir neuen Kernkraftwerken und der Deblockierung der Grossprojekte zu und realisieren wir die im Mantelerlass anvisierten 45 TWh aus erneuerbaren Energien, dann erhalten wir einen ausgewogenen Strommix, der den nächsten Generationen nach heutigem Wissensstand Versorgungssicherheit mit Energie bei annähernd Netto-Null fossilen Energien sichern sollte.

Der Anteil von Solarstrom kann weitgehend von Dächern gedeckt werden, der Rest mit wenigen Windprojekten, allenfalls ergänzt durch Geothermie, Biomasse etc.

Vorbehalten bleibt immer die Wissenschaft, wenn sie mit neuen Ideen praktisch realisierbare und erprobte Lösungen bieten kann.

Sagen wir NEIN bei den Entscheiden 1 und 2

Die Alternative: Deutlich mehr Zubau

Auch dafür ist ein Entscheid nötig

3

**Wollen wir deutlich mehr Zubau
von Wasser-, Solar- und Windkraft forcieren ?**
ja oder nein

Wollen wir den Bedarf von ca. 54 TWh (vgl. vorn S. 8) ohne AKW durch andere Stromquellen abdecken, so braucht es deutlich mehr Zubau. Ein Beispiel ist auf der gegenüberliegenden Seite skizziert. Natürlich sind auch andere Möglichkeiten denkbar. Auf S. 56 sind die von der Wissenschaft genannten Potentiale zusammengestellt. Sie lassen allerdings nicht sehr viel Raum für Varianten.

Wie wollen wir all die Einsprachen gegen die Wasserkraftprojekte meistern, 500 Alpen mit Solarpanels ausrüsten, 1500 Windturbinen anstelle der heutigen 41 und wie wollen wir die Hauseigentümer dazu bringen, ihre Südfassaden mit 66 Millionen m² Solarpanels zu bestücken?

Das geht nur
mit gesetzlichem Zwang

Was es brauchen würde

Ohne AKW, aber deutlich mehr Zubau

	Winterleistung
Zubau Solar Dächer	
Der heutige Stand 4.6 TWh + Zubau von heute 1 auf 2 TWh pro Jahr verdoppeln = in 25 Jahren 50 TWh; davon Winter 27 % von ca. 55 TWh	15 TWh
66 Millionen m² Solarpanels an Fassaden <small>(Neukom will 7 TWh pro Jahr)</small>	2 TWh
500 Alpen mit Solaranlagen <small>(Grösse Gondo: Winter 0.01 TWh) statt der heute 18 geplanten</small>	5 TWh
1500 Windturbinen <small>(Grösse Mollenduz) statt der heutigen 41</small>	8 TWh
16 Alle Wasserkraftprojekte	2 TWh
Bestehende Wasserkraft	17 TWh
Geothermie, Biomasse etc.	5 TWh
	54 TWh
Bedarfdeckung ohne AKW	=====

Dieser massive Zubau funktioniert nicht auf freiwilliger Basis. Ohne neue Gesetzgebung mit der Verpflichtungen zu neuem Zubau und zur Duldung neuer Energiequellen durch Hauseigentümer, Gemeinden, Alpkorporationen, Waldeigentümer etc. und drastische Reduktion der Einsprachemöglichkeiten von Natur- und Landschaftsschutzverbänden etc. für all diese Projekte landen wir unvermeidlich bei der Stromrationierung.

Sagen wir überall NEIN

oder drücken wir uns um klare Entscheide

so ergibt sich unvermeidlich

4

Stromrationierung

zur Füllung der entstehenden Winterlücke

Effektives Stromsparen

= «**Staatliche Beschränkung im Stromverbrauch**»

Auch hier ist Ausgangspunkt der Bedarf von mindestens 54 TWh und der Produktion von 34 TWh (wie auf S. 9). Statt die fehlenden 20 TWh durch AKW oder forcierte Produktion zu erreichen, stellt sich die Frage, ob man sie allenfalls einsparen könnte.

Die Einsparungen wären beträchtlich (60 % weniger Stromlieferungen als heute: Winterverbrauch von 34 TWh).

Freiwilliges Sparen hat bisher trotz grosser Bemühungen per saldo nicht zu Einsparungen geführt ⁴⁰⁾. Der technische Fortschritt hat Einsparungen, aber immer auch Mehrverbrauch gebracht. Netto-Null bedeutet mehr Stromverbrauch. Die Bevölkerung hat zugenommen. Und zu „realistischen“ Annahmen für Speichermöglichkeiten mit Batterien vgl. vorn S. 42 mit Wasserstoff oder Methan. Erzielt die Wissenschaft nicht deutlich effizientere Resultate in der Gleichung „Einsparungen plus Speicher vs. Mehrverbrauch“ als in den letzten 20 Jahren, so führt das zur vorn skizzierten 20 TWh Winterlücke.

Weshalb Importe künftig deutlich unsicherer werden, oben S. 12 ff. Stecken dann auch die Nachbarstaaten selbst in Mangellage, exportieren sie im Winter nicht mehr und wir bleiben auf dem Strommangel sitzen.

Hat man im Winter 20 TWh Strom zu wenig und jeder deckt einfach wild seinen Bedarf weiter, dann sind die Reserven in der Wasserkraft bald einmal aufgebraucht und die Speicher leer. Bei Nacht- und Witterungslücken gibt es dann weder für die Haushalte, noch für die Industrie oder Spitäler Strom aus dem Netz. Man müsste also rechtzeitig dafür sorgen, dass die noch verfügbare Menge zweckmässig verteilt wird. Damit wir nicht anfangs Winter allen Strom aus allen Stauseen aufgebraucht haben und auch im Februar noch Strom für Spitäler, Bahn, Rechenzentren, Systeme für die Nahrungsmittelversorgung (z.B. Coop oder Migros), Industrien und Gewerbe etc. haben können, müssen wir Strom rationieren.

Wie man im 2. Weltkrieg mit den Lebensmittel-«märkli» die knapp vorhandenen Lebensmittel gerecht verteilte, so müsste eine staatliche Stelle den Strom rationieren. Die Methoden wären den modernen technischen Mitteln angepasst, würden aber Zusatzinvestitionen bei allen Verbrauchern zur Durchsetzung der Rationierung erfordern.

Dabei muss eine staatliche Stelle bestimmen, wer wann wie viel Strom beziehen kann.

Der Staatsbeamte Meier und hunderte seiner Kollegen sagen uns, wann die Büros ihre Computer einschalten dürfen, wann Betrieb X seine Maschinen abstellen muss, wann wir unser Haus heizen (Wärmepumpen), wann unser E-Auto aufladen, wann abends Lichter löschen, wann Migros und Coop offen haben dürfen, etc., alles mit den entsprechenden Verteilkämpfen. Und wenn jeder diese Auswirkungen effektiv realisiert, und die Politik eine andere Lösung beschliesst, braucht es noch 10 Jahre, bis wir eine gesicherte Stromversorgung haben. Vielleicht also doch jetzt anfangen ?

Warum all diese Kompetenzen beim Bund ?

Als überzeugter Anhänger des Föderalismus stört mich, dass schon wieder Kompetenzen von Kantonen und Gemeinden auf den Bund übertragen werden sollen. Besinnt man sich jedoch auf die Essenz des Föderalismus, dass essentielle staatliche Aufgaben bei der tiefst-**möglichen** Stufe anzusiedeln sind, so stellt sich die Frage, ob es Kantonen und Gemeinden wirklich möglich ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Erfahrung zeigt, dass das Nebeneinander von Bundes-, kantonalem und Gemeinderecht zur Blockierung von Projekten führt, die wir im nationalen Interesse brauchen. Dazu gibt es zahlreiche Beispiele. Das krasseste ist die mittlerweile über 25 Jahre dauernde Prozessiererei über die Erhöhung der Grimselstaumauer, wo weit weg von bewohnten Gebieten, zum Schutz einiger Quadratmeter Flora und Fauna, die wir vor Jahrzehnten als geschützt bezeichnet hatten eine Erweiterung eines bereits bestehenden Stausees mit erheblicher Zusatzproduktion von Strom blockiert ist. Nachdem das Bundesgericht nach über 20 Jahren Verfahren 2019 entschied, man hätte ein ganz anderes Verfahren durchführen sollen, nahm das eidgenössische Parlament die Sache an Hand und griff per Notrecht ein. Ein Resultat ist auch heute noch nicht in Sicht. Seit über 15 Jahren sind im Stromsektor keine grössere Investitionsprojekte neu in Angriff genommen worden.

So wie bisher geht es nicht.

Nur der Bund kann sagen, welche seiner Regeln unter welchen Bedingungen Vorrang vor anderem Bundesrecht haben. Nur der Bund kann Regeln erlassen, die gegenläufigen kantonalen und kommunalen Regeln vorgehen.

Beim Nationalstrassenbau übertrug man dem Bund die exklusive Gesetzgebungskompetenz für das Grossprojekt. Das gilt genau so für Grossprojekte zur zukunftstauglichen Sicherung der Stromversorgung für Bevölkerung und Wirtschaft.

Und warum nicht die Kantone ?

Weil sie nicht national planen können

Weil sie die Blockaden innerhalb der Bundesgesetzgebung nicht lösen können

Weil nur die Bundesgesetzgebung die in den Kantonen und Gemeinden bestehenden Blockadebestimmungen durch einen für alle verbindlichen, funktionierenden Entscheidmechanismus ablösen kann

Weil den Kantonen die Finanzkraft für die nötigen Ausbauschritte fehlt

Weil die Kantone als Eigentümer der Stromkonzerne Axpo und Alpiq nicht in der Lage waren, die Preiskrise von 2022 selbst oder über ihre Kantonalbanken zu bewältigen und der Bund den Rettungsschirm aufspannen musste.

Weil zwar alle Kantone Strombedarf haben, aber nur wenige Kantone auf der Produktionsseite involviert sind.

Weil sie aufgrund dieser Faktoren weder bisher noch in Zukunft in der Lage sind, ein zukunftsfähiges Investitionsprojekt Strom zu schaffen

Weil unter diesen Umständen selbst öffentlichrechtliche Zusammenschlüsse von Kantonen wie z.B. mit den Stromerzeugungsfirmen Axpo oder Alpiq nicht in der Lage waren, diese Hindernisse zu überbrücken

Oder können sie sich vorstellen, dass wir heute Nationalstrassen hätten, wenn für sie die heutigen Blockadebestimmungen wie für den Energieausbau damals existiert hätten ? Nein. Dann würden wir heute noch durch die Dörfer kurven.

Und warum nicht die Privatwirtschaft ?

Weil Versorgungssicherheit Investitionen verlangt, deren Ertragslage unsicher ist,

Weil z.B. nur teilweise in Betrieb stehende Gaskraftwerke zum Ausgleich der Nacht-, Winter- und Witterungsflauten der Solaranlagen nicht rentieren können

Weil hier wie in Deutschland, England und Frankreich grosse private Energieproduzenten von massiven Subventionen abhängig sind und wichtige Teile davon nationalisiert werden mussten (z.B. Electricité de France, die deutsche Uniper ...)

Weil existierende Produktionseinrichtungen in der Schweiz überwiegend im Eigentum öffentlich beherrschter Unternehmen (wie z.B. Axpo, Alpiq, aber auch BKW) stehen

Weil kaum jemand die Privatisierung von Stauseen und Kernkraftwerken will

Es hat immer wieder Versuche gegeben, öffentliche Investitionsaufgaben durch Private wahrnehmen zu lassen. Das krassste Beispiel ist die Wasserver- und Entsorgung im Gebiet der Themse in England. Sie wurde vor 30 Jahren mit null Schulden privatisiert. Darauf bezogen die privaten Eigentümer Milliarden von Dividenden, haben £ 16 Milliarden Schulden angehäuft. Die Wassergebühren stiegen. 2022 gab es in England laut Financial Times unter dem Titel «England's ill-fated experiment with privatising water» täglich 825 Ausflüsse von Abwässern in Flüsse und Meer ³⁶). Die Regierung treffe Vorbereitungen für eine «temporäre» öffentlichen Übernahme.

Wir sind mit öffentlichem Service Public bei Wasserver- und entsorgung, bei Bahn und Post gut gefahren. Bleiben wir dabei.

Wie ein nationales Bedürfnis erfolgreich befriedigt wird: Der Nationalstrassenbau

Klassisches Beispiel ist der Nationalstrassenbau. Acht Jahre nach dem Anfang der institutionalisierten politischen Meinungsbildung, 1954, mit der Einberufung einer Kommission, wurde 1962 der erste Autobahnabschnitt bei Luzern, 1963 die Verbindung Genf-Lausanne in Betrieb genommen. Mehr dazu im Anhang 2.

Bemerkenswert: Die Hoheit über die Strassen lag damals voll bei den Kantonen. Aber die Einsicht setzte sich durch, dass eine effiziente Verbindung zwischen all den Kantonen durch ein Hauptstrassennetz vom Bund geplant und durchgesetzt werden musste. Natürlich wäre es vorstellbar gewesen, die Kantone hätten sich zusammengesetzt und mit einer gemeinsamen Behörde die Nationalstrassen gebaut. Aber man hatte ja schon eine gemeinsame Behörde, eben den Bund.

Weiter bemerkenswert: Strassen sind oft genau so hässlich, wie Stau-mauern. Sie führen vielfach durch die «allerwertvollsten Gebiete der Schweiz» wie z.B. dem südlichen Vierwaldstättersee entlang, durch maximal schützenswerte Natur wie das Nuolener Ried, mitten durch Dörfer wie in Wollerau. Und trotzdem wurden sie gebaut. Weil sich die Einsicht durchsetzte, dass eine effiziente Kanalisierung des Verkehrs genau so eine nationale Aufgabe ist wie der Natur- und Landschaftsschutz.

Braucht es wirklich einen waschechten Black-Out, bis wir realisieren, wo wir überall auf Strom angewiesen sind und dass auch die Sicherung der Energieversorgung für alle Einwohner daheim und am Arbeitsplatz unerlässlich und damit eine nationale Aufgabe ist. Sie kann nur realisiert werden, wenn die Abgrenzung zwischen Versorgungssicherheit und Natur- und Landschaftsschutz innert nützlicher Frist erfolgt. Dazu braucht es, jedenfalls bei 10 Grossprojekten, ein völlig neues Verfahren.

Die Finanzierung

Versorgungssicherheit kostet

Wir lesen, dass die Engländer lecke Abwassersysteme haben, ihre Schulhäuser wegen Baumängeln geräumt werden müssen. Viel zu wenige Investitionen in die Infrastruktur. Wir sind zwar bei den Schulhäusern und dem Abwassersystem besser. Aber bei der Stromversorgung? Hier haben in den letzten 20 Jahren nur minimale Investitionen getätigt. Daraus hat sich ein Stau ergeben, den wir in den nächsten Jahren mit erhöhten Investitionen aufholen müssen.

Kosten können erst bei Vorliegen der Einzelprojekte seriös geschätzt werden. Im jetzigen Zustand der Planung sind nur grobe Voraussagen möglich. Es geht bei den folgenden Zahlen

nur um Größenordnungen

Die Zahlen stützen sich auf die im folgenden zitierten Schätzungen auf den Webseiten der Eigentümer und Musteranlagen. Die Anlagekosten sind überall ohne Zinsen gerechnet.

Anlagekosten der Wasserkraft

Für die Projekte nach Ar. 9a StromVG sind folgende Kosten zu erwarten

	GWh	Mio. Fr.
Grimsel	240	235
Trift	215	450
Gorner	650	250
Gougra	120	235
Chummensee	165	450
Chlus	237	380
Die 6 Projekte mit je mehr als 100 GWh	1'627	2'000
Übrige Projekte Runder Tisch	610	750
Total Runder Tisch + Chlus	2'237	2'750
Subventionen 40 %		1'100

Für die Projekte aus dem „Runden Tisch“ + Chlus mit einer Produktion von 2.2 TWh pro Jahr ist mit Kosten in der Grössenordnung von 2'750 Mio. zu rechnen,

für Wasserkraft also
1.25 Milliarden pro TWh.

Informationquellen:

Produktionsleistung: Dokumentation zum „Runden Tisch“ ⁶⁾ S. 6
Kosten: Webseiten Grimselwelt, Gorner und NZZ vom 12.1.2022 ⁹¹⁾
Annahmen: Gougra wie Grimsel; Chummensee wie Trift; übrige analog;
Subventionssatz Art. 26 EnG

Anlagekosten Windkraft

Das Projekt Mollendruz soll laut Medienmitteilung EWZ 2022 mit seinen 12 Turbinen ca. 0.1 TWh produzieren und 90 Mio. kosten ⁶⁸⁾. Das ergibt

für Windkraft
0.9 Milliarden pro TWh.

Der schwedische Hersteller und Betreiber Vattenfall teilt allerdings mit, die Kosten der Windkraft seien allein in den ersten 8 Monaten 2023 um 40 % gestiegen ⁸²⁾.

Anlagekosten für Back-up mit Gaskraftwerken

Die Studie der schweizerischen Elektrizitätskommission vom 30. November 2021 ⁴⁹⁾ befasst sich mit Winter-, Witterungs- und Nachtlücken der Solarenergie. Sie empfiehlt für die Übergangszeit Gaskraftwerke, bis genügend anderweitiger Strom verfügbar ist. Sie schätzt die Anlagekosten für die Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer Leistung von knapp 2 TWh auf 1 Milliarde,

Anlagekosten Back-up Gaskraftwerk
0.5 Milliarden pro TWh.

Da Gaskraftwerke mit fossiler Energie betrieben werden, sollen sie nur im Winter eingesetzt werden. Ferner sollen sie eingestellt werden, sobald genügend andere Energie vorhanden ist. Unter solchen Umständen ist eine private Teilnahme nicht denkbar. Die Kosten fallen deshalb vollumfänglich beim Staat an. Danach ist (im Gegensatz zu Solar- und Windkraft) mit Kosten für den Betriebsstoff Gas von 100 Mio. pro Jahr (und bei seinem Fehlen Benzin) zu rechnen. Vergleicht man die Kosten mit jenen der Übergangslösungen des Kraftwerks Birr (Miete 4 Jahre 470 Mio.) und Wasserkraftreserve für ein Jahr 296 Mio., so versteht man, dass die ElCom den Bau dieser Spitzenlast-Gaskraftwerke als dringlich einstuft.

Anlagekosten Solarkraft auf Dächern etc.

Die führende Solarinstitution Swissolar rechnet in ihrer PV-Wirtschaftlichkeitsrechnung ⁶⁶⁾ mit Kosten von Fr. 37'500.- für ein mittleres Solardach (15 kWp). Den Ertrag schätzt sie auf 13'700 kWh. 1 kWh kostet demnach Fr. 2.74. Das ergibt

für Solarkraft auf Dächern
Fr. 2.74 Milliarden pro TWh.

Wollen wir, wie es z.B. Regierungsrat Martin Neukom vorschlägt, für die von der Politik geforderten 45 TWh an erneuerbaren Energien 40 TWh pro Jahr durch Solarkraft auf Dächern erreichen, so führt das zu Kosten von Grössenordnung 110 Milliarden. Dafür müssten wir in jedem der 25 Jahre bis 2050 ca. 1.8 TWh zubauen.

Anlagekosten Solarkraft Alpin

Die Solaranlage der Axpo am Muttsee im Linth-Limmerngebiet ⁴⁶⁾ ergibt 0.003 TWh für 7.9 Mio. Das ergibt ca. 2.6 Mia. pro TWh in einem bereits voll erschlossenen Gebiet. Die NZZ schätzte 2022 für 2 TWh ca. 3.75- 5.25 Milliarden⁶⁷⁾, pro TWh also 1.8 - 2.6 Milliarden. Das Projekt Klosters soll gemäss SRF Interview mit Repower vom 3. Dezember 2024 ^{67a)} 70 Millionen für seine 0.017 TWh kosten,

pro TWh also 4.1 Milliarden

für Solar Alpin Klosters, für andere vielleicht etwas weniger.

Informationquellen:

Wirtschaftlichkeitsrechnung von Swissolar (Nov. 2024)⁶⁶⁾

Vortrag Prof. A. Manera 27.1.2023 Projekt Muttsee ⁹²⁾

Radio SRF vom 3.12.2024 betreffend Projekt Klosters ⁹³⁾

NZZ 23.11. 2022 ⁸⁰⁾

Bei anderen alpinen Solaranlagen fehlen Kostenangaben

Anlagekosten Kernkraftwerke

Die Kosten der südkoreanischen Firma KEPCO für ihre Standardkraftwerke (Produktion 11 TWh/a) in Korea werden mit US\$ 3 Mia. bis 3,3 Mia. pro Block angegeben ²⁹⁾. Für die Schweiz gehen wir für die folgenden Vergleiche von 3-4 mal den Kosten in Südkorea aus. Nimmt man US\$ 12 Mia. (CHF 11 Mia) für einen Block mit einer Produktion von 11 TWh, so ergibt das

Für Standard Kernkraftwerke KEPCO in der Schweiz
1 Milliarde pro TWh.

Die Kosten des finnischen Kernkraftwerks Olkiluoto ⁷⁹⁾ beliefen sich auf € 11 Mio., d.h. Fr. 10.2 für 13 TWh Produktion. Das ergibt für das 2023 fertiggestellte

Kernkraftwerk in Finnland
0.8 Milliarden pro TWh

Selbst die Anlagekosten des für seine Kostenüberschreitungen berühmten Reaktors Flamanville 3 werden heute (wie alle Berechnungen der Anlagekosten hier ohne Zinsen) auf € 13.2 Mia. (Fr. 12.3 Mia.). Nimmt man gleiche Produktion wie das AKW Olkiluoto (gleicher AKW-Typ, 13 TWh) so ergäbe das

für das teuerste Kernkraftwerk Frankreichs, Flamanville 3 ³¹⁾
0.95 Milliarden pro TWh

**Begraben wir endlich
das Märchen von der teuren Kernkraft**

Der Einfluss der Lebensdauer der Anlagen

Solarpanels haben eine Lebensdauer von ca. 25 - 30 Jahren ⁵³⁾, AKW derzeit 60 Jahre. Beide kann man möglicherweise noch etwas verlängern. Bei beiden sind technische Verbesserungen möglich, die ihre Anlagen im Verlauf der Zeit billiger machen können. Aber der grundsätzliche Unterschied in der Lebensdauer bleibt. Während der Lebensdauer eines AKW muss man die Solarzellen zwei mal installieren. Das erhöht die Anlagekosten der Photovoltaik zusätzlich zu den ohnehin mehr als doppelt so hohen Anlagekosten weiter massiv.

Für Witterungs-, Nacht- und Winterflauten bei der Photovoltaik muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom ⁴⁹⁾ rechnet für 1.9 TWh Produktionskapazität mit Gas mit Baukosten von 1 Mia.

Man kann sich darüber streiten, ob man diesen Betrag bei den Anlagekosten der Photovoltaik dazuzählen soll. Aber, wie sich in Deutschland zeigt (vorn S. 14 f), kann man ohne Ersatzstrom bei den Nacht-, Winter- und Witterungslücken nicht von sicherer Stromversorgung durch Solar- und Windkraft allein ausgehen.

Sodann bedingen Photovoltaik und Windkraft einen Ausbau des Verteilungsnetzes, die bei AKW nicht in gleichem Umfang nötig wäre. Rechnet man die Hälfte der Gesamtkosten (48 Mia.) des Verteilnetzes dazu, so verschlechtert sich die Situation bei den Anlagekosten weiter zu Ungunsten der Photovoltaik.

Anlagekosten der Stromquellen pro TWh

Poduktion	TWh	Kosten Mio	Kosten Mio pro TWh
Wasserkraft	2	2'500	1'250
Solar Dächer etc.	40	110'000	2'740
Solar Alpin	2	8'200 *	4'100 *
Wind	3	2'700	900
Back-up Gas	2	1'000	500
AKW	40	40'000	1'000
Netzkosten		48'000	

* Anlagekosten Alpine Solaranlage Klosters ⁹³⁾

Das Stromnetz

Damit der Strom vom Ort der Erzeugung zu den Verbrauchern gelangt, muss er transportiert werden. Diese Aufgabe übernimmt das Stromnetz. Es ist unterteilt in das Höchstspannungsnetz, das von Swissgrid verwaltet wird und die regionalen und lokalen Verteilnetze, die von anderen Verteilnetzbetreibern verwaltet werden.

Das Stromnetz muss dauernd unterhalten und aufwendig betrieben werden, was sich in ca. 37 % der Stromkosten niederschlägt.

Verschiebt sich die Stromquelle, so sind aufwändige Änderungen am Stromnetz nötig. Die Grössenordnungen hängen vom Umbau der Produktion ab. Bei der geplanten Verzehnfachung der Solar- und Windproduktion ist eine wesentliche Verstärkung des feinmaschigen Netzes für die Einspeisung stark verbreiteter Kleinmengen nötig. Das braucht Investitionen. Der Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen ⁵¹⁾ schätzt

die Baukosten für Verteilnetze auf

6 Milliarden für das Höchstspannungsnetz

und

42 Milliarden für die tieferen Netzebenen

Verteilt man diese Gesamtkosten auf die 25 Jahre bis 2050, so ergibt das pro Jahr ca. 1.9 Milliarden. Sie fallen beim Höchstspannungsnetz beim Bund an, die übrigen bei den anderen Verteilnetzbetreibern, überwiegend auch staatlich organisiert. Annahme: Die Kosten fallen auf die eine oder andere Weise beim Staat an.

Zusammenstellung der Anlagekosten

Produktion	TWh	Kosten Mio.	Kosten pro Jahr 25 Jahre	Subventionen Mio.		
				%	Total	pro Jahr
Wasserkraft	2	2'500	100	40	1'000	40
Solar Dächer etc.	40	110'000	4'400	30	33'000	1'320
Solar Alpin	2	6'000	240	60	3'600	140
Wind	3	2'700	110	30	800	30
Back-up Gas	2	1'000	40	100	1'000	40
AKW	40	40'000	1'600	50	20'000	800
Forschung & Speicher		6'000	240	100	6'000	240
Netzkosten		48'000	1'900	100	48'000	1'920
Total		216'200	8'650		113'400	4'490
Gerundet		215'000	8'600		113'000	4'500

Subventionssätze nach Art. 25 des Energiegesetzes ⁷⁰⁾ und für Wasserkraft „Faktenblatt Investitionsbeiträge für Klein- und Grosswasserkraftanlagen vom 23. November 2022“ ⁷¹⁾

Resultat

**Für Versorgungssicherheit brauchen wir
jedes Jahr 4.5 Milliarden**

Betriebskosten

Der Geschäftsbericht (S.9) des AKW Leibstadt mit seinen 10 TWh Jahresproduktion zeigt Betriebskosten von Fr. 460 Mio. pro Jahr. Darin enthalten sind Kosten für Abschreibungen, Brennstoffe und Rückstellungen für Entsorgung von Brennstäben, Zwischen- und Tiefenlager und Rückbaukosten. Das ergab 2023 jährliche Betriebskosten von 46 Mio. pro TWh, d.h.

Kernkraftwerk Leibstadt

4.6 Rappen pro kWh

Sonne und Wind liefern die Betriebsstoffe gratis. Trotzdem rechnet Swissolar in seiner Wirtschaftlichkeitsrechnung⁶⁶⁾ mit Gesteigungskosten für

Solarstrom ab Dächern

14.5 Rappen pro kWh

Da der Betrieb von Solaranlagen Witterungs-, Nacht- und Winterflauten unterworfen ist, muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom⁴⁹⁾ rechnet für die vorgeschlagenen Kapazitäten mit Gas von 1.9 TWh mit Betriebskosten inklusive Gas von ca. 200 Mio. pro Jahr, also Betriebskosten der

Für Solaranlagen nötige ergänzende Spitzenlast-Gaswerke

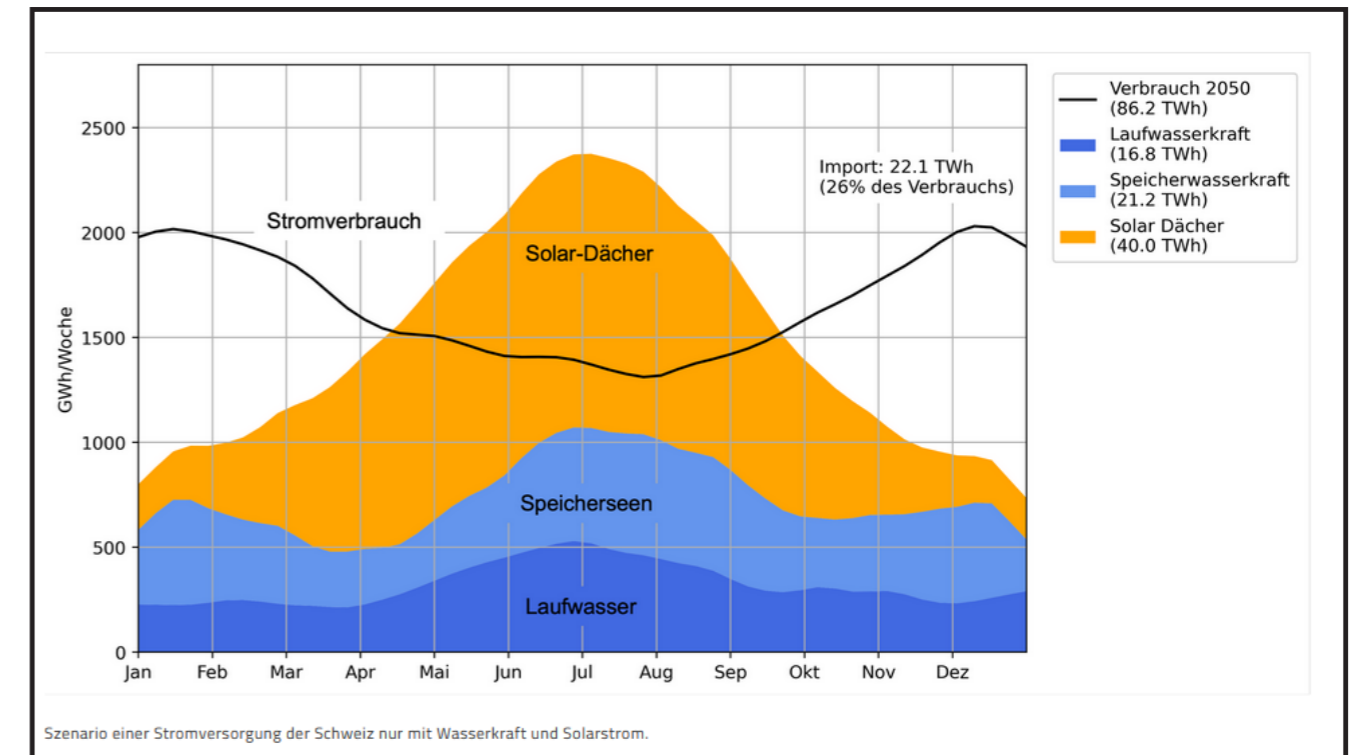
10 Rappen pro kWh

Für Windfarmen sind mir keine Angaben über Betriebskosten bekannt.

Der Sommerüberschuss bei Solaranlagen

Bei 40 oder mehr TWh Solarstrom ist im Sommer ein Produktionsüberschuss zu erwarten.

Regierungsrat Martin Neukom⁸⁵⁾ zeigte das mit folgender Grafik:



Die Erfahrung mit den Sommerüberschüssen in Deutschland zeigen, dass die Produzenten zu gewissen Zeiten bezahlen mussten, um ihren Strom loszuwerden. Erhöhen wir unseren Zielen gemäss die Solarproduktion auf 40 TWh pro Jahr, so dürfte das auch in der Schweiz der Fall sein. Um das zu vermeiden, könnte man die Solardächer vom Netz trennen. Das bedingt Apparaturen am Anschluss der Solardächer ans Stromnetz und Verzicht auf Einspeisungsvergütung.

Oder man könnte die Kernkraftwerke im Sommer teilweise oder ganz abstellen, z.B. die derzeit ca. 1-monatige Revisionspause um 3 Monate erweitern. Das würde grob gerechnet die Kosten von derzeit 4.6 Rappen pro kWh auf ca. 7 Rp pro kWh erhöhen, noch immer weniger als die Hälfte von Solarstrom ab Dächern.

Die Finanzierungsquelle Der „Netzzuschlag“

Wer eine Bratwurst konsumiert, zahlt dafür. Wer Strom konsumiert, zahlt per Stromrechnung. Investitionen werden über den „Netzzuschlag“ bezahlt, der in jeder Stromrechnung erhoben wird. Sie werden damit heute schon durch die Stromkonsumenten mitfinanziert.

Der Netzzuschlag beträgt derzeit 2.3 Rappen pro kWh und bringt pro Jahr beim Netzzuschlagsfonds Einnahmen von ca. 1.2 Milliarden pro Jahr ⁷²⁾. Er ist im Strompreis in die monatliche Stromrechnung an die Stromkunden eingerechnet und wird damit dem Verursacher belastet (wie die Autobahnvignette). Damit sind die Subventionen für Solar-, Wasser und Windkraft und Teile des Netzzubaus abgedeckt.

Kernkraftwerke ⁷⁵⁾ können zur Hälfte (20 Mia.) über die Ausgabe von Obligationenanleihen der Betreibergesellschaft finanziert werden. Gösgen hat einen Teil der Anlagekosten auf diese Weise finanziert. Damit verbleiben für den Netzzuschlag 20 Milliarden zugunsten der neuen Kernkraftwerke, verteilt über 20 Jahre, pro Jahr also 1 Milliarde. Damit steigt der Netzzuschlag von 2.3 auf 4.3 Rappen pro kWh.

Belastung einer Durchschnittsfamilie durch neue Kernkraft

Bei einem \emptyset Verbrauch pro Familie von 4500 kWh pro Jahr ergab das 2023 einen Netzzuschlag pro Familie von Fr. 103.50 pro Jahr. Neu müsste die Familie mit einem Netz-Zuschlag von Fr. 193.50 pro Jahr rechnen, ein

**Aufschlag von Fr. 90.- pro Jahr
für neue Kernkraft.**

Belastung einer Durchschnittsfamilie durch Stromimporte

Die Importpreise wirken sich meist erst in den Folgejahren auf die Strompreise für den Endkonsumenten aus. In den Jahren 2022- 2024 bewirkten die hohen Importpreise aus dem Jahr 2022/3 für Haushalte folgende Aufschläge auf den jährlichen Strompreisen:

2022	Fr. 954.-
2023	Fr. 1215.-
2024	Fr. 1446.-

Innert 2 Jahren verursachte die 2017 beschlossene und mittlerweile fast heilig gesprochene Energiestrategie 2050 als Importstrategie einen

**Aufschlag von Fr. 492.- pro Jahr
für teure Importe**

Im Jahr 2025 dürften die Preise wieder leicht sinken. Wenn wir aber derart von Importpreisen abhängig sind, stellt sich die Frage, wie das aussehen wird, wenn Strom auch in unseren Lieferantenländern Frankreich und Deutschland aus den vorn S. 14 besprochenen Gründen knapp wird. Knapper Strom wird teuer. (Zum Preis Auf- und ab S. 17)

Investieren wir diesen Betrag nicht, sondern verlassen uns weiterhin auf Importe, so dürfte das, was 2020-2022 passierte, häufiger vorkommen.

Das Ergebnis ist klar, einmal mehr:

Investieren statt importieren

Zusammenfassung

Ausgangspunkt: die Winterstromlücke von > als 20 TWh

Die Wunschliste in den Energiegesetzen 2023/4 umfasst Verzicht auf fossile Energie, Verzicht auf neue AKW, Ausbau der Erneuerbaren Energien (ohne Wasser) auf nur 45 TWh. Das führt, wie vorn S. 8 ff dargelegt, zu einer Winterstromlücke von > 20 TWh. Diese Erkenntnis ist mittlerweile sogar bis zu den Grünen vorgedrungen (Vortrag Regierungsrat M. Neukom (Grüne) vom 22.12.2023 ⁸⁵⁾)

Lösung durch Importe ?

Importe sind derzeit noch möglich. Sich auch nach Abschaltung unserer alternden AKW im nötigen Umfang darauf zu verlassen, ist Hochrisikopolitik. Auch Neukom rät davon ab. Er postuliert:

„Deutlich höherer Zubau ohne neue Kernkraftwerke“ ?

Dabei entstehen drei Probleme:

- Es fehlt klare Zuständigkeit für Versorgungssicherheit.
- Der für die Variante „Deutlich höherer Zubau“ nötige Ausbau ist nur durch Zwang gegenüber Hauseigentümern, Alpgenossenschaften, Waldeigentümern und Gemeinden möglich.
- Der Ausbau aller Energiequellen wird derzeit blockiert durch das Fehlen eines wirksamen Entscheidmechanismus zwischen Natur- und Landschaftsschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits.

Oder doch neue Kernkraftwerke ?

Zur Klärung dieser Frage dient die Abstimmung über die Initiative „Jederzeit Strom“. Sie ist ein wichtiger Schritt, reicht aber nicht zur rechtzeitigen Füllung der Winterlücke.

Konkreter Auftrag für Kernkraftwerke Gegenvorschlag zur Initiative „Jederzeit Strom“

Damit unter den bestehenden engen zeitlichen Voraussetzungen Versorgungssicherheit rechtzeitig realisiert wird, braucht es einen Gegenvorschlag, der folgendes regelt: (vorn S. 64/65)

1. Wer ist für die Organisation zuständig ? (Der Bund)
2. Was wird gebaut ? (Kernkraftwerke)
3. Wo wird gebaut ? (an den alten Standorten)
4. Wann wird gebaut ? (sofort beginnen)
5. Wer sorgt für Finanzierung ? (Der Bund über den Netzzuschlag)

Was es weiter braucht, ist eine

Deblockierung der Verfahren für 10 Grossprojekte

Realisieren statt prozessieren

Da die heutige Gesetzgebung keine rechtzeitigen Entscheide im Spannungsfeld Natur- und Landschaftsschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits zulässt, muss im Sinne der Konzentration auf das Wesentliche eine neue Rechtsgrundlage für 10 Grossprojekte geschaffen werden. Dafür ist ausschliesslich Bundesrecht anwendbar und für jedes der 10 Projekte wird im konkreten Fall per Volksabstimmung entschieden, ob Versorgungssicherheit oder Schutzbestimmungen Priorität haben. Die Kantone, Gemeinden, Verbände können ihre Bedenken in einer Vernehmlassung und in den Abstimmungskämpfen vorbringen. Rekurse und Prozesse werden für jedes dieser 10 Projekte durch Volksabstimmung ersetzt. Für alle anderen Projekte bleibt das bisherige Verfahren.

Die Frage, ob wir neue Kernkraftwerke realisieren oder nicht,

hat massive Auswirkungen auf die Planung unserer Versorgungssicherheit mit Strom. **Sagt man ja**, so wird der Weiterausbau von Solarkraft auf Dächern, Fassaden und auf Alpen zur Realisierung eines vielseitigen Strommixes in mässigem Ausmass nötig.

Sagt man nein zu neuen Kernkraftwerken, so gibt es Versorgungssicherheit nur mit Zwang zur Duldung von hunderten Alpinen Solaranlagen, Windrädern auf zahlreichen Anhöhen und mit Zwang für Hauseigentümer zur Montage von Solarpanels an ihren Südfassaden etc. Wie viele es davon braucht, ist S. 71 zusammengetragen.

Versorgungssicherheit kostet

Die bisher vorgesehenen Mittel von aus dem Netzzuschlag von 2.3 Rp pro kWh reichen nicht. Das Maximum muss auf 4.3 Rp angehoben werden. Wie bisher legt der Bundesrat den effektiven Satz entsprechend den Bedürfnissen fest. Mehr dazu vorn S. 90.

Sagen wir überall nein oder treffen wir keine Entscheide gibt es Stromrationierung

Lehnen wir neue Kernkraftwerke ab und bleibt es bei den heutigen Regeln zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, so führt das nach der früher oder später erfolgenden Abschaltung der alternden AKW zur Winterlücke von > 20 TWh und damit unausweichlich zu Regulierungen über die Stromrationierung und zu Verteilungskämpfen um den knappen Strom. Zuzufolge der langen Vorlaufzeiten ist es dann zu spät, um das Steuer noch rechtzeitig herumzureissen.

**Wollen wir in 10 - 20 Jahren zuverlässig Strom,
dann braucht es positive Entscheide,
jetzt.**

Investieren statt prozessieren

Anhänge

Informationsquellen

Nationalstrassen:
8 Jahre vom Plan bis erste Realisierung
Und unsere Stromversorgung ? Prozessieren statt Realisieren

Informationsquellen generell

Bundesamtes für Energie BFE

Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023
(zitiert: Energiestatistik)

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2023
(zitiert Elektrizitätsstatistik)

Gesamte Erzeugung von und Abgabe elektrischer
Energie in der Schweiz, 2024 und früher
(zitiert: Laufende Elektrizitätsstatistik)
Energieperspektive 2050+

UVEK: Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft
vom 13. Dezember 2021 (zitiert: Runder Tisch)

Schweizerische Elektrizitätskommission (zitiert ElCom)
«Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk» vom 30. 11. 2021
(zitiert ElCom Gaskraft)
Anhang: Studie Swissgrid

Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Zit. VSE)

Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
(zitiert EMPA)
Studie: Impacts of an Increased Substitution of Fossil
Energy Carriers with Electricity-based Technologies
on the Swiss Electricity System vom 19.6. 2019,
(zitiert: EMPA-Studie 2019); S. 18

Neue Zürcher Zeitung (NZZ)
Tagesanzeiger
Financial Times (FT)

Informationsquellen einzeln: Noten

- 1 Reto Knutti und 200 andere: Stellungnahme zum Klimaschutzgesetz vom 12. April 2023, S. 2
- 2 NZZ vom 15.3.2023
- 3 Art. 2 des Energiegesetzes
- 4 EMPA Studie 2019 S. 18
- 5 Elektrizitätsstatistik 2023, S. 10 „Landesverbrauch“
- 6 Runder Tisch, S. 6
- 7 Liste der Schweizerischen AKW
- 8 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit (28.7.23)
- 9 Energiestatistik 2010, S 3
- 9a Energiestatistik 2023, S.2
- 10 Elektrizitätsstatistik 2023, S. 4
- 11 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 37
- 12 Energieperspektive 2050+, S. 31
- 13 NZZ am Sonntag, Magazin vom 18.6.2022
- 14 Wikipedia: Liste der Kernkraftwerke in Frankreich
- 14a www.destatis.de: Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2023
- 15 Strombörse EEX vom 14.9.2022 pro MWh ca. EUR 525 für Q4/22 und EUR 675 für Q4/23. Die ca. 4.5 TWh des Leibstadt-Stroms in 6 Monaten hätten ca. 2.5 Mio. gekostet
- 15a NZZ vom 19.11.2024
- 16 Bundesrat P-Mitteilung vom 25.10.22: Wasserkraftreserven
- 17 Energiegesetz, Art. 6 Abs.2
- 18 NZZ vom 17.1. 2022 und Tagesanzeiger vom 16.9.2022
- 19 Roadmap VSE zur Versorgungssicherheit vom 9.9.22, S 4
- 20 Swissgrid: Bericht zum kritischen Winter 2015/2016
- 21 Rudolf Rechsteiner: «Energiewende im Wartesaal», S. 17
- 22 NZZ vom 9.11.2022
- 23 NZZ vom 20.9.2022
- 24 Botschaft des Bundesrates vom 4. September 2013
- 25 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 26 und 50
- 26 Botschaft des Bundesrats zum BG über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18.6.2021
- 27 ElCom: Faktenblatt zu den Importrisiken (Versorgungssicherheit im Winter) vom Juni 2021, S. 4
- 28 Kraftwerke Oberhasli: Staumauer Spitalamm am Grimsel
- 29 Wikipedia Kernkraftwerk Shin Hanul, Südkorea 2022
- 30 Barakah Nuclear Energy Plant Abu Dhabi: Construction Program, 2023
- 31 World Nuclear News vom 3.9.2024
- 32 LEAG: Gaskraftwerk Leipheim, August 2023
- 33 Windkraftwerk Mollendruz
- 34 Kohleausstiegsgesetz der deutschen Regierung
- 35 NZZ vom 18. 5.2022: Alle wollen importieren
- 36 Financial Times vom 1. Juli 2023
- 37 NZZ vom 1.6.2023: Interview ETH Präsidenten
- 38 Energiestatistik 2023, S. 5
- 39 Elektrizitätsstatistik 2023 S. 2
- 40 Elektrizitätsstatistik 2023, S. 10
- 41 ETH Zürich: Wo sollen Windräder in der Schweiz stehen ? März 2023
- 42 Energiestatistik 2023 S. 39
- 43 Elektrizitätsstatistik 2022 S. 50
- 43a CKW: Einspeisungsvergütung mit Referenz zum Marktpreis
- 44 Anton Gunzinger: Kraftwerk Schweiz, S. 114
- 45 <https://powerswitcher.axpo.com>
- 46 Axpo: Projekt Alpin Solar Mutsee
- 47 Projekt Gondosolar
- 48 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit 28.7.23, S. 21 (27 %)
- 49 ElCom: Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk vom 30.11.21
Seiten 34 und 85

- 50 NZZ vom 8.2.2023: Notkraftwerk Birr
- 51 VSE: Stromnetz, Fragen und Antworten S. 3
- 52 FT vom 23.6.2023: China's dominance of solar
- 53 Swissolar: Recyclingsystem für Photovoltaik Module
- 54 Art 12 a Kernenergiegesetz: Verbot neuer AKW
- 55 NZZ 14.1.2022: Leibstadt-Eigner verlieren fast eine halbe Milliarde Franken
- 56 Kernkraftwerk Shin Kori 3, Südkorea: Kosten \$ 3.343 Mia.
- 57 Wikipedia: Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA)
- 58 Alle Angaben auf dieser Seite aus: Roger Nordmann: Klimaschutz und Energiesicherheit, 2023, S. 123 ff und 201 f
- 59 Vortrag von Prof. A. Manera, ETH zu Batterien, 27.1.2023
- 60 Paul Scherrer-Institut: Technologien... September 2022 zur Geothermie S. 219
- 61 Energie Schweiz: Abwärmenutzung von Rechenzentren, 1. Juni 2023
- 62 Windenergie Kanton Zürich: Grundlagenbericht 21.12.22
- 63 Wochenzeitung: Stausee Triftgletscher
- 64 Abstimmung Kanton Wallis zu Solar Alpin
- 65 Initiative: Jederzeit Strom, Blackout stoppen
- 66 Swissolar Wirtschaftlichkeitsrechnung (Excel)
- 67 NZZ vom 23. 11. 2022: Investitionskosten Solar Alpin
- 67a SRF Interview: Kosten Solar-Alpin-Projekt Klosters 3.12.24
- 68 Mitteilung EWZ: Kosten Windpark Mollendruz 21.11.22
- 69 Financial Times vom 1.8.2023: Kosten AKW in USA
- 70 Art. 25 Energiegesetz Subventionen Solar
- 71 BFE Faktenblatt vom 23. November 2022, S. 2: Subventionen Wasserkraft
- 72 Staatsrechnung 2020: Netzzuschlagsfonds
- 73 Bundesrat: Stark steigende Strompreise 2023 vom 6.9.22
- 74 Tagesanzeiger vom ?? Strompreise 2024
- 75 Geschäftsbericht 2022 Kernkraftwerk Gösgen
- 76 Geschäftsbericht 2022 Swissgrid, S. 13: MantelE reicht nicht
- 77 Frankfurter Allg Zeitung vom 13.12.2024: Höchstpreise
- 78 EKZ Tarif für Privatkunden 2023
- 79 Wikipedia zum Kernkraftwerk Olkiluoto (25.9.23)
- 80 NZZ vom 30. September 2023 Kosten Solar Alpin
- 80 a A. Rösti in NZZ vom 30.9.2023
- 81 ETH-Studie: Vehicle to Grid 16.1.2023, S. 31
- 82 Financial Times 1. November 2023: Preiserhöhung Wind
- 83 Suisseéole Windprojekte Stand Dezember 2024
- 84 Astra: Solarproduktion entlang Autobahn & Eisenbahn
- 85 Vortrag Neukom 22.12.2023
- 86 NZZ vom 28.11.2023 Zahlungen für überschüssigen Strom
- 87 Wissenschaftliche Schätzungen zum Stromverbrauch 2050
- BFE 2020: Energieperspektive 2050 + (63 TWh/a)
 - VSE/EMPA 2023: Energiezukunft 2050 (80-90 TWh/a)
 - Martin Neukom, 2023, (N 85): Versorgungssicherheit im Winter (86 TWh/a)
 - ETH Lausanne 2024: Neutral Energy Security, Switzerland > als 100 TWh/a
 - EKZ Blue 2/2024: 120 TWh/a
- 88 Schätzungen zum Potential der Energiequellen:
- ETH Lausanne 2020: in Applied Energy, Volume 262: Potential von Dächern 24+/- 9 TWh/a
 - ZHAW 2021: Das Schweizer Solarstrompotential auf Dächern: 38.8 TWh/a
- 89 BFE: Photovoltaik Grossanlagen (Stand 12.2024)
- 90 VSE: Strom aus Biomasse 2018
- 91 Website KWO: Kostenschätzungen Grimsel,Trift, Gorner
- 92 Vortrag Prof. Manera: Kosten Muttsee Solar Alpin
- 93 Kosten Klosters Solar Alpin SRF 3.12.24
- 94 Fläche für Solaranlagen an Fassaden: Axpo/Energieheld
- 95 Swissimpex: Solarpanel-Import 2023: 96'000 Tonnen
- 96 Energy Chart Dezember 2024 und SRF 13.12.24
- 97 Wikipedia: Sturmtief Daniel: Dammbruch Derna (Libyen)
- 98 Brennstoffverbrauch Gösgen Mail 3.12.24

Anhang 2:

Vergleich mit dem Nationalstrassenbau

Vom Anfang

der institutionalisierten Meinungsbildung bis zur

Realisierung des ersten Teilstücks

8 Jahre

- 9.1954 Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes wird geschaffen
- 2.1956 Initiative zur Verbesserung des Strassennetzes eingereicht
- 3.1956 Auftrag des Parlaments an den Bundesrat, einen Gegenvorschlag auszuarbeiten
- 3.1957 Die Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes legt u.a. vor:
- > Ein Netz der wichtigsten Strassenverbindung von gesamtschweizerischem Interesse, das Nationalstrassennetz
 - > Ein Bauprogramm für die Verwirklichung des Werkes
 - > Den Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nationalstrassen
 - > Eine Generelle Projektierung zuhanden des Parlaments
 - > Nach dem Entscheid der Bundesversammlung erarbeiten die Kantone in Zusammenarbeit mit der zuständigen Bundesstelle die Ausführungsprojekte

10.1957 Der Bericht des Bundesrates sagt u.a. folgendes:

«...dass die Anlage eines begrenzten Netzes neuer, den Anforderungen des modernen Verkehrs in jeder Hinsicht genügender Strassen unbedingt erforderlich ist, und dass diese Aufgabe - weil im gesamtschweizerischen Interesse liegend - nach neuen Grundsätzen an die Hand genommen werden sollte.»

Einerseits würde es Jahrzehnte dauern, wollte man dieses Werk nach der traditionellen Methode bauen und finanzieren und andererseits die Errichtung des Strassennetzes schwerlich ohne die Übertragung bestimmter Kompetenzen der Kantone im Strassenwesen auf den Bund sichergestellt werden kann.»

«Das Ziel der Erstellung eines Strassennetzes von gesamtschweizerischer Bedeutung (ist) rechtlich nur auf dem Wege einer Verfassungsrevision erreichbar.»

« Es besteht Klarheit darüber, dass der Bund das neue Strassennetz bestimmen und die Führung und technische Ausgestaltung der Strassen festlegen soll.»

7.1958 Volksabstimmung heisst den Gegenvorschlag der Bundesversammlung gut

7.1959 Botschaft des Bundesrates zum BG über die Nationalstrassen

3.1960 Parlament verabschiedet das BG über die Nationalstrassen

1962 Der erste Autobahnabschnitt bei Luzern eröffnet

1963 Die Verbindung Genf-Lausanne wird in Betrieb gesetzt